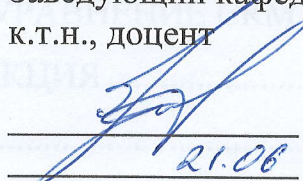


МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ  
Кафедра прикладной и технической физики

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

  
Б.В. Григорьев  
21.06 2023 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА  
магистерская диссертация

УНИКАЛЬНАЯ РЕЗИСТИВНАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ СКВАЖИН  
С ПРИМЕНЕНИЕМ ВРЕМЕННЫХ РЯДОВ

16.04.01 Техническая физика  
Магистерская программа «Физика недр»

Выполнила работу  
студентка 2 курса  
очной формы обучения



Макарова Юлия Сергеевна

Руководитель  
к.ф.-м.н.



Соколюк Любовь Николаевна

Рецензент  
Ведущий специалист  
ООО «ТННЦ»



Штайн Елена Владимировна

Тюмень  
2023 год

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	3
ГЛАВА 1. РАЗВИТИЕ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ .....	5
1.1 ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЕ ПРОЦЕССЫ .....	5
1.2 ВРЕМЕННЫЕ РЯДЫ .....	9
1.3 ЕМКОСТНО-РЕЗИСТИВНАЯ МОДЕЛЬ .....	12
ГЛАВА 2. МЕТОД ПОТЕНЦИАЛОВ. УРАВНЕНИЕ CRM. ВЗАИМНОКОРРЕЛЯЦИОННАЯ ФУНКЦИЯ .....	18
2.1 МЕТОД ПОТЕНЦИАЛОВ .....	18
2.1.1 ПОТЕНЦИАЛ ТОЧЕЧНОГО ИСТОЧНИКА И СТОКА НА ПЛОСКОСТИ. МЕТОД СУПЕРПОЗИЦИИ.....	18
2.2. УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ УРАВНЕНИЯ CRM .....	22
2.3 ВЗАИМНОКОРРЕЛЯЦИОННАЯ ФУНКЦИЯ.....	28
ГЛАВА 3. ЧИСЛЕННЫЙ ЭКСПЕРИМЕНТ .....	33
3.1. МЕТОДИКА ПРОВОДИМЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ .....	33
3.2. РЕШЕНИЕ .....	33
3.2.1. РАЗРАБОТКА ДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ .....	33
3.3 МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ.....	49
3.3.1 РАСЧЁТ PYTHON .....	52
3.3.2. АНАЛИТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ARIMA .....	53
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	58
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	60

## ВВЕДЕНИЕ

Прогнозирование добычи нефти — это одна из ключевых задач в нефтедобывающей отрасли, которая позволяет спрогнозировать будущую добычу на основе текущих данных и тенденций. Это важно не только для оптимизации процесса добычи, но и для принятия стратегических решений, связанных с инвестициями и развитием месторождений.

Существует несколько методов прогнозирования добычи нефти, и каждый из них имеет свои преимущества и недостатки. Одним из основных методов является математическое моделирование, которое основано на использовании математических уравнений и статистических методов для прогнозирования будущей добычи. Этот метод учитывает различные параметры месторождения, такие как: размер, структура, геологические характеристики месторождения, давление в скважинах, температура, состав нефтяной смеси и другие параметры. Эта модель позволяет установить связь между добычей нефти и различными факторами, что обеспечивает возможность прогнозировать объемы добычи на основе предполагаемых значений этих факторов в будущем.

Одной из наиболее распространенных математических моделей для прогнозирования добычи нефти является Capacitance Resistive Mode (CRM), которая основывается на представлении месторождения в виде сети емкостей и сопротивлений, соединенных в соответствии с геологическими характеристиками месторождения. В рамках этой модели объемы добычи нефти прогнозируются на основе изменения давлений в скважинах, которые определяются на основе изменений объемов добычи нефти и газа на месторождении.

Еще одним методом прогнозирования добычи нефти является анализ временных рядов по данным добычи флюидов. Этот метод может быть особенно полезен в случаях, когда нет достаточно данных для создания математических моделей, или когда данные не являются достоверными для

создания точных прогнозов. Однако этот метод не учитывает изменения параметров месторождения и параметров добычи в будущем.

Также для прогнозирования добычи нефти могут использоваться экспертные оценки, основанные на знаниях и опыте специалистов в области нефтедобычи. Оценки могут быть субъективными и зависеть от опыта и квалификации эксперта.

В целом, прогнозирование добычи нефти — это сложная задача, которая требует использования различных методов и подходов. Каждый метод имеет свои преимущества и недостатки, и выбор метода зависит от конкретных условий месторождения и целей, которые преследует недропользователь. Несмотря на сложность задачи, прогнозирование добычи нефти является критически важным для нефтедобывающей отрасли, поскольку позволяет оптимизировать процесс добычи углеводородов и принимать взвешенные решения, связанные с развитием месторождений.

# ГЛАВА 1. РАЗВИТИЕ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

## 1.1 ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЕ ПРОЦЕССЫ

История нефтедобычи начинается с 19 века и долгое время является основным источником энергии. Нефтепродукты, переработанные из сырой нефти, играют ключевую роль в удовлетворении наших потребностей. Энергия, полученная из нефти и газа, составляет примерно 33 процента той энергии, которая поступает для обогрева домов, работы предприятий и производств по всему миру (Energy Information Administration, 2013). Однако, как и на любой другой товар, цены на нефть и газ колеблются в периоды дефицита и избытка. Эти последствия ожидаемо оказывают влияние на нашу повседневную жизнь, влияя не только на дизельное топливо и бензин, но и на многие другие товары, такие как моющие средства, фармацевтические препараты и бытовую технику. Сырая нефть является невозобновляемым ресурсом, однако ее потребление осуществляется каждый день по всему миру. Например, рост цен на нефть напрямую влияет на увеличение себестоимости продукции и загруженность предприятий. Эти дополнительные расходы часто перекладываются на потребителей в виде резкого роста цен на товары и услуги. Цены на нефтепродукты также влияют на потребление. Это стимулирует развитие альтернативных источников энергии и высокую оценку зависимости от нефти. В целом цены на нефть оказывают большое влияние на мировую политику и нашу повседневную жизнь. Поэтому важно развивать устойчивые стратегии и находить альтернативные решения для достижения нашей энергетической ценности и соблюдения последствий волатильности цен на нефть. [1]

С увеличением вычислительной мощности компьютеров, доступных данных телеметрии, современного программного обеспечения и алгоритмов с открытым исходным кодом появляются мощные инструменты, которые могут повлиять на все инженерные дисциплины. Однако, в отличие от других отраслей, некоторые математические модели, разработанные для

нефтегазовой отрасли, делают их использование выгодным. Например, в отличие от автомобильной или строительной отрасли, модели месторождений имеют большое значение неопределенности.

Перед инженерами-нефтяниками стоит задача определить природные свойства сложной системы, интерпретируя геолого-физические данные, которые в том числе могут содержать неточную телеметрию. Исторически сложилось так, что этот процесс породил субъективность анализа с многочисленными физическими моделями, способными объяснить одни и те же явления. В результате прогнозные расчеты имели значительное расхождение от промысловых данных и, как правило, представляли собой детерминированные значения без какой-либо оценки риска. Без учета вероятности сложно оценить качество прогнозов, это привело к тому, что коммерческие проекты приходилось пересматривать спустя два-три года после принятия проектного документа. Такие риски делали финансовые убытки для проекта в целом и ставили под сомнение реализацию инвестиционного проекта.

Статистические методы обеспечивают решение этой проблемы, но они опираются на большие массивы данных для получения информации о наиболее вероятных результатах. Следовательно, это условие представляет собой проблему для месторождений с относительно низким числом скважин по сравнению с более крупными месторождениями.

Прогнозирование с использованием тренда временного ряда является одним из статистических методов прогнозирования, который основывается на анализе динамики показателей деятельности месторождения. Путем определения скорости и направления изменения определенного показателя можно предсказать, какое значение этот показатель достигнет через определенный период времени.

Методика прогнозирования по тренду основана на экстраполяции параметров, что означает предположение о сохранении этих параметров в



будущем. Экстраполяция является обоснованной, если система развивается эволюционно и находится в достаточно стабильных условиях.

Прогнозирование тренда может быть полезным инструментом для моделей, позволяющим делать долгосрочные прогнозы и принимать соответствующие решения. Например, модель может использовать этот метод для оценки ожидаемого спроса на свою продукцию, прогнозирования объема добычи или планирования будущих инвестиций.

Однако следует помнить, что модель прогнозирования по тренду временного ряда имеет свои ограничения. Она предполагает, что будущие условия будут продолжать эволюционно развиваться на основе прошлых трендов, что может быть недостаточно точным в случае изменений во внешних факторах или внутренних стратегических изменениях месторождения.

Поэтому при использовании моделей прогнозирования по тренду временного ряда необходимо учитывать и другие факторы, такие как макроэкономические изменения, изменения на рынке или изменения внутри пласта, чтобы получить более точные и надежные прогнозы и принять правильные решения. [10]

#### 1) Обзор моделей прогнозирования добычи нефти:

Прогнозирование добычи нефти является одной из наиболее важных задач для инженера-нефтяника. В целом, этот процесс используется для двух основных целей: анализ объемов добычи нефти на существующих скважинах и на проектных добывающих скважинах. Прогнозирование продуктивности существующих скважин является отдельной задачей. С точки зрения инжиниринга, прогнозирование, когда скважина может прекратить добычу, имеет решающее значение для предотвращения незапланированных простоев. При снижении дебита газа жидкость начинает накапливаться в стволе скважины до тех пор, пока давление не станет недостаточным для вывода объемов на поверхность. Эта информация позволяет инженеру по добыче

выполнить проект искусственного подъема до наступления самой ранней даты, предотвратить образование жидкостной нагрузки. [5]

Кроме того, прогнозирование добычи может иметь существенный финансовый эффект, с точки зрения инвестирования. Требования к каждому баррелю нефти варьируются в зависимости от региона, но, как правило, требуется прогноз ожидаемой добычи за несколько дней или месяцев. Невыполнение поставки в пределах определенного допустимого объема может привести к ограничению добычи, штрафам или снижению цен реализации.

Эти прогнозы также играют важную роль при прогнозировании добычи в неосвоенных регионах. Типовые скважины состоят из аналогичных скважин в регионе и используются для построения кривых для газа и нефти, которые представляют наиболее вероятные темпы добычи от времени. Эти прогнозы необходимы для выработки обоснованных экономических решений для регионального развития, а также для проектирования инфраструктуры. Трубопроводы, компрессоры, газовые заводы и нефтяные батареи — все это многолетние проекты, которые планируются на основе этих прогнозов. Неверные предположения могут привести к экономическим убыткам.[9]

## 2) Прогнозирование добычи:

Учитывая огромные денежные расходы, проведено значительное количество исследований, как на действующих, так и на проектных скважинах. Прогнозирование работы действующих скважин развивалось от традиционного анализа кривой падения добычи с включением подходов, основанных на физике пласта и улучшенных эмпирических методов.

Общество инженеров по оценке запасов нефти (SPEE) опубликовало монографию для прогнозирования ожидаемой конечной добычи в неразработанных коллекторах. Эти исследования показали, что всё еще существует множество невыработанных зон. Во-первых, несмотря на повышение точности телеметрии для добывающих скважин, прогнозы по своей сути являются детерминированными значениями и не предсказывают



точного диапазона результатов. Включение методов математической вероятности значительно улучшит качество анализа для инженеров по добыче. С прагматической точки зрения, эти примеры не стремятся к идеальной точности; но представляют более правдоподобный прогноз в первом приближении. Во-вторых, группировка скважин по различным физико-геологическим характеристикам основывается на статистических методах. Статистические методы позволяют анализировать данные и выявлять закономерности или сходства между скважинами, что способствует оптимизации разработки.[11]

Анализируя геологические данные, включая результаты бурения и изучение осадочных пород, можно определить литологию пласта и выделить участки с наиболее благоприятными условиями для притока нефти и газа,

3) Минимальные требования для прогнозирования нефтегазовых месторождений:

- наличие геологических данных: данные сейсмических исследований, результаты бурения скважин, литологические характеристики, структурные модели;
- физико-геологические свойства пласта: проницаемость, пористость, насыщенность;
- исторические данные: дебиты скважин, динамика давления, метод добычи, геометрия скважин;
- интерпретация и анализ данных: выделение трендов, выявление корреляций, геологические особенности месторождения.

## 1.2 ВРЕМЕННЫЕ РЯДЫ

Временной ряд — это последовательность данных, собранные в разные моменты времени и упорядоченные по возрастанию или убыванию времени. Временные ряды используются для анализа и прогнозирования изменений во времени, таких как цена акций, погода, потребление электроэнергии, астрономии, технике связи и т. д. В основном временные ряды применяются в

любой области прикладной науки и техники, которая включает временные измерения. Каждое значение временного ряда соответствует определенному моменту времени, например, день, неделя, месяц, квартал или год.[15]

Временные ряды широко применяются в прогнозировании добычи нефти. Анализ временных рядов может также помочь в прогнозировании будущих значений цен на нефть, спроса на нефтепродукты и других показателей, которые влияют на нефтяной рынок.

Временной ряд является основой для прогнозирования, поскольку он содержит исторические данные, которые можно использовать для предсказания будущих значений.

Прогнозирование временного ряда включает следующие шаги:

1. Анализ временного ряда: изучение трендов, сезонности и цикличности.
2. Выбор модели: ARIMA, модель машинного обучения, емкостно-резистивная модель.
3. Подготовка данных: временной ряд разбивается на обучающую и тестовую выборки. Обучающая выборка используется для обучения модели, а тестовая выборка – для проверки точности прогноза.
4. Обучение модели: подбор оптимальных значений параметров месторождения.
5. Прогнозирование: применение тестовой выборки. Модель использует информацию из исторических данных, а также, возможно, учитывает сезонность, тренды и другие характеристики ряда.
6. Оценка точности прогноза: прогнозные значения сравниваются с фактическими значениями в тестовой выборке.

Исследования временных рядов (Рисунок 1.1) дают информацию о четырех аспектах поведения: тенденции, сезонность, цикличность или выбросы (противоречивые наблюдения). Эти аспекты могут представлять нерегулярности или нетипичные значения в данных, связанных с событиями или непрерывными переменными.

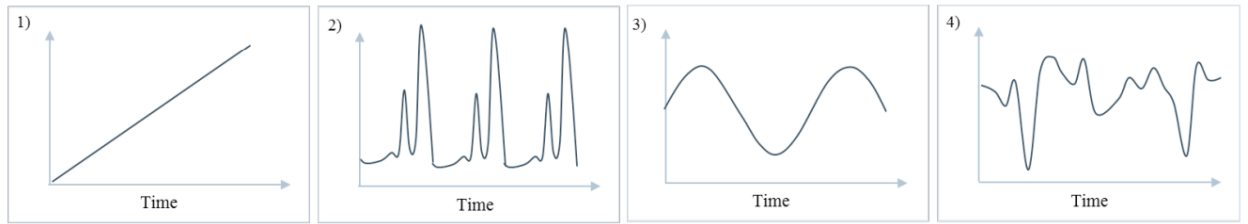


Рис. 1.1. Поведение временного ряда: (1) тренд, (2) сезонность, (3) циклы, (4) выбросы

Тренд — это долгосрочное изменение, произведенное относительно среднего уровня, или долгосрочное смещение среднего значения, следовательно, идентифицируется как долгосрочное мягкое движение во временном ряду, за исключением случаев возникновения аномалий. Сезонность возникает, когда повторяющееся поведение появляется через регулярные интервалы времени. Она может быть связана с легко понятным поведением или эффектом, который может быть явно измерен благодаря периодичности. Циклы возникают, когда ряд следует за восходящим и нисходящим несезонным покровителем, их труднее обнаружить, поскольку они представляют собой одинаковую продолжительность переменной. Поведение выбросов возникает после того, как предшествующие компоненты были выявлены и устранены, а случайные значения сохраняются.

Данные временных рядов можно разделить на два типа (Рисунок 1.2):

- 1) измерения, собранные через равные промежутки времени (метрики);
- 2) измерения, собранные через нерегулярные промежутки времени (события).

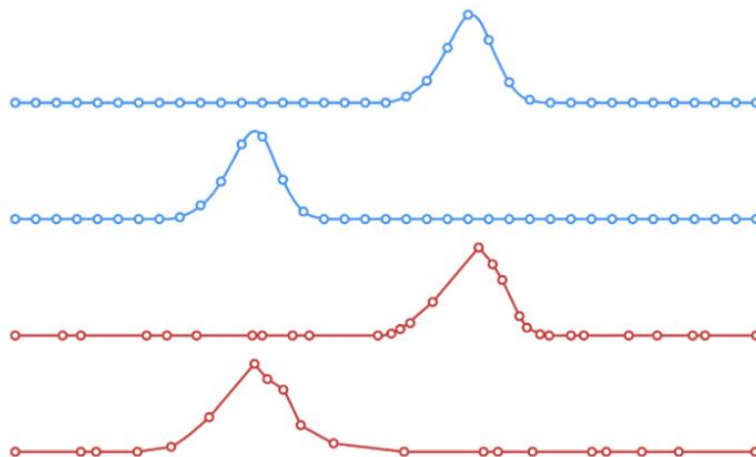


Рис. 1.2. Данные временных рядов

Временные ряды метрик – это временные ряды, значения которых можно измерить и количественно оценить. Примерами могут служить цены на акции, объем продаж или температура воздуха.

Временные ряды событий – это временные ряды, которые содержат информацию о событиях, происходящих в определенный момент времени. Примерами могут служить данные о покупках в интернет-магазине, вызовы к станции скорой помощи или публикации в социальных сетях. [11]

Использование временных рядов для прогнозирования нефти является важным инструментом в нефтяной индустрии. Временные ряды позволяют анализировать и моделировать изменения в расчетах при добыче нефти, принимать соответствующие меры для снижения рисков на месторождениях, прогнозировать будущую добычу.

### 1.3 ЕМКОСТНО-РЕЗИСТИВНАЯ МОДЕЛЬ

Прогнозирование добычи нефти является значимым шагом для контроля управления затратами и эксплуатацией нефтяных пластов. Коллекторские свойства, в том числе пористость, проницаемость, сжимаемость, флюидонасыщенность и другие эксплуатационные параметры скважин, оказывают существенное влияние на добычу нефти. Таким образом, точно прогнозировать будущую добычу нефти сложно из-за сложности коллектора и неопределенности геологических условий.[4]

Модель CRM используется в геофизических исследованиях для оценки пористости и проницаемости горных пород, которые являются ключевыми параметрами для добычи нефти и газа. Этот полуаналитический подход к моделированию представляет собой обобщенный нелинейный метод многомерной регрессии, уходящий корнями в обработку сигналов. Проще говоря, изменение дебита на инжекторе создает сигнал, а соответствующий отклик ощущается на одной или нескольких добывающих скважинах. CRM использует данные о дебите добычи и закачки, а также забойное давление,

если оно имеется, для калибровки модели по конкретному пласту. После этого модель используется для прогнозирования.

Capacitance Resistive Model (CRM) — это аналитическая модель, которая используется в геофизических исследованиях для оптимизации процессов добычи нефти и принятия решений по эксплуатации скважин. [6]

CRM была разработана для месторождений с минимальными данными о резервуаре или для небольших месторождений, не требующих полной гидродинамической модели, которая может быть трудоемкой и дорогостоящей. CRM — это быстрый и мощный аналитический инструмент, который прост в использовании и требует легкодоступных данных. В большинстве случаев дебиты закачки измеряются точно и часто, еженедельно или раз в две недели. Путем решения уравнения неразрывности для однородного коллектора (т.е. постоянных коллекторских и флюидных свойств по всему пласту) решение уравнения неразрывности может указывать на соотношение нагнетания и добычи и, следовательно, может использоваться для оптимизации схем нагнетания для более высокого конечного извлечения углеводородов. Важно признать, что CRM не должен заменять численные симуляторы резервуаров, которые, по сути, являются наиболее точными средствами прогнозирования производительности коллектора. Вместо этого CRM призван быть быстрым и простым способом сделать вывод о производительности коллектора в отсутствие полноценного моделирования.

Yousef и др. (2006) представили модель CRM (Рисунок 1.3), нелинейную модель, управляемую данными, для точной оценки между добывающими и нагнетательными скважинами в различных условиях. CRM учитывает влияние емкости (сжимаемости) и сопротивления, которые соответствуют двум параметрам, соответственно: постоянная времени –  $\tau$  и коэффициент взаимовлияния –  $f$  между скважинами. Рассматривая темпы закачки в качестве входных данных и темпы добычи в качестве выходных, CRM выводится на основе общего баланса массы жидкости в контрольном объеме. Помимо

синтетических примеров, Yousef и др. (2006) подтвердили этот подход, применив его к реальным месторождениям.[5]

Sayarpour (2008) и Sayarpour и др. (2009) представили три ветви CRM, основанные на отнесении параметров модели к различным контрольным объемам:

- CRMT (контрольным объемом является все поле),
- CRMP (каждый производитель имеет дренажный объем),
- CRMIP (контрольный объем для каждой пары инжектор-производитель).

Нагнетание-добыча — это оборудование, используемое в нефтедобывающей промышленности для увеличения добычи нефти. Оно представляет собой насосную установку, которая перекачивает воду, эмульсию или газ в скважину под высоким давлением. Это позволяет увеличить давление в пласте, что в свою очередь улучшает поток нефти из скважины и увеличивает ее добычу. Инжектор-производитель может быть использован как на начальной стадии добычи, так и на более поздних стадиях, когда скважина уже начала снижать свою эффективность.

В представлении CRM на основе производителей (CRMP), где каждый производитель владеет контрольным объемом, уравнение выглядит следующим образом:

$$q_j(t_n) = q_j(t_0) * \exp\left(-\frac{t_0-t}{\tau_j}\right) + \left(1 - \exp\left(-\frac{t_0-t}{\tau_j}\right)\right) + \left(\sum_{i=1}^{n_p} (f_{ij} I_i^n) - J_j \tau_j \frac{P_{wfj}^k - P_{wfj}^{k-1}}{\Delta t}\right), \quad (1.1)$$

где: индекс  $j$  -принадлежность параметра к наблюдаемой добывающей скважине,

индекс  $i$  -к нагнетательной скважине,

$q_j$  -дебит жидкости, м<sup>3</sup>/сут,

$I_i$  -приемистость, м<sup>3</sup>/сут,

$P_{wfj}^k$  -забойное давление на добывающих скважинах, Па,

$J_j$  -коэффициент продуктивности добывающих скважин,  
 $\text{м}^3/\text{сут} \cdot \text{атм}$ ,

$f_{ij}$  -коэффициент взаимовлияния,

$\tau_j$  -«постоянная» времени,

$t$  -время, с.

Стартовый набор входных данных — это дебит жидкости, скорость закачки и забойное давление. Координаты скважин также могут быть использованы для определения потенциальных соединений между скважинами и исключения удаленных соединений скважин.

Уравнение 1.1 количественно определяет три параметра модели:  $\tau_j$  – постоянная времени для каждого производителя, представляющая накопление жидкости в контрольном объеме;  $f_{ij}$  – коэффициент взаимовлияния и  $J_j$  – коэффициент продуктивности добывающих скважин. В случае, если забойное давление недоступно или предполагается постоянным, CRMP выглядит следующим образом:

$$q_j(t_n) = q_j(t_0) * \exp\left(-\frac{t_n-t_0}{\tau_j}\right) + \left(1 - \exp\left(-\frac{t_0-t}{\tau_j}\right)\right) + \left(\sum_{i=1}^{n_p} (f_{ij} I_i^n)\right), \quad (1.2)$$

где: индекс  $j$  - принадлежность параметра к наблюдаемой добывающей скважине,

индекс  $i$  - к нагнетательной скважине,

$q_j$  - дебит жидкости,  $\text{м}^3/\text{сут}$ ,

$I_i$  - приемистость,  $\text{м}^3/\text{сут}$ ,

$f_{ij}$  - коэффициент взаимовлияния,

$\tau_j$  - «постоянная» времени,

$t$  - время, с.



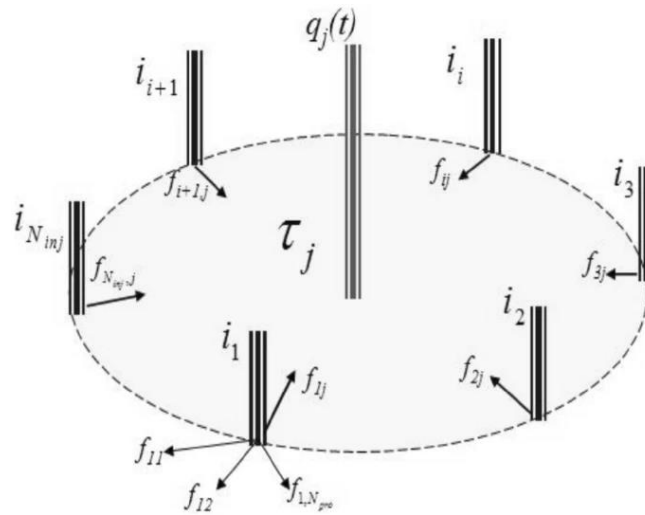


Рис. 1.3. Схематическое изображение CRM

В случае, если забойное давление неизвестно или предполагается постоянной, CRMP сводится к уравнению 1.3:

Неизвестные параметры модели в уравнении 1.2, включая  $f_{ij}$ ,  $\tau_j$  и  $J_j$  (в случае наличия забойного давления), будут оцениваться путем минимизации ошибки между наблюдаемыми и CRM нормами жидкости, если имеется  $n_p$  - количество производителей.

$$\min \left\{ \sum_{k=1}^{n_T} \sum_{j=1}^{n_p} (q_{jobs}(t_k) - q_{jCRMP}(t_k))^2 \right\}. \quad (1.3)$$

Sayarou (2008) также отметил, что во избежание нежелательных результатов необходимо применять следующие ограничения:

$$f_{ij}, t_j \geq 0 \text{ (для } i \text{ и } j), \quad (1.4)$$

$$\sum_{j=1}^{n_I} f_{ij} \leq 1 \text{ (для } i). \quad (1.5)$$

Тем не менее, до сих пор существует недостаток информации по применению CRM в остановленных и/или горизонтальных скважинах. Для решения этих вопросов в данной работе модифицируется классический CRMP, представленный Sayarou (2008), и расширяется его применение к более реалистичным условиям пласта и скважины.

Weber (2009) заявили, что периоды остановки скважин представляют проблему для CRM, поскольку она не может отличить нулевой уровень добычи из-за остановки или ликвидации скважины в ответ на возможные

эксплуатационные причины (т. е. крайне низкопроницаемая зона, барьеры вокруг скважины, повреждение пласта и т. д.). Следовательно, использование этих моделей в пластах, в которых некоторые добывающие скважины остановлены на определенный период или ликвидированы, приведет к заниженным значениям связности, поскольку оптимизация изменяет параметры модели в сторону уменьшения для учета нулевой добычи.

## ГЛАВА 2. МЕТОД ПОТЕНЦИАЛОВ. УРАВНЕНИЕ CRM.

### ВЗАИМОКОРРЕЛЯЦИОННАЯ ФУНКЦИЯ

#### 2.1 МЕТОД ПОТЕНЦИАЛОВ

От характеристики пластов и свойств нефти и газа определяется расположение скважин. Количество скважин должно быть рассчитано для желаемого уровня добычи жидкости. Суммарные дебиты скважин рассчитываются для достижения поставленной добычи.

В процессе разработки нефтяных месторождений необходимо решить задачу определения забойного давления в добычных скважинах и ее дебита. Вместо этого иногда необходимо определить дебит скважины при известном распределении забойного давления. Задачи, связанные с поддержанием пластового давления, также важны при проектировании систем нагнетательных скважин.

Взаимодействие скважин называется интерференцией. Чтобы решить задачи, описанные выше, используют метод потенциалов. Данный метод подразумевает собой такие понятия, как точечный сток и точечный источник.

Для описания поглощения жидкости используется точечный сток бесконечно малого радиуса, представляющий собой добывающую скважину. Для описания закачки жидкости используется точечный источник, данная модель представлена нагнетательной скважиной. [3]

#### 2.1.1 ПОТЕНЦИАЛ ТОЧЕЧНОГО ИСТОЧНИКА И СТОКА НА ПЛОСКОСТИ. МЕТОД СУПЕРПОЗИЦИИ

Связь между скоростью жидкости и скоростью фильтрации при потенциальном течении жидкости в пласте может быть выражена:

$$\text{grad } \Phi = -\frac{k}{\mu} \text{grad } p \quad (2.1)$$

где  $\Phi$  – потенциал ( $\text{м}^2/\text{с}$ ),  $k$  – коэффициент проницаемости ( $10^{-12} \text{ м}^2$ ),  $\mu$  – вязкость флюида ( $\text{Па}\cdot\text{с}$ ),  $p$  – давление ( $\text{Па}$ ).

Учитывая постоянные величины коэффициента проницаемости и вязкость флюида, уравнение 2.1 примет следующий вид:

$$\Phi = -\frac{k}{\mu}p. \quad (2.2)$$

Рассматривая точечный сток на плоскости, соответствующий добывающей скважине, уточним, что потенциал  $\Phi$  будет отрицательным. Диаметр стока на плоскости бесконечно мал. Потенциал будет положительным для точечного источника, что соответствует нагнетательной скважине.

Рассмотрим добывающую скважину.

Правую часть уравнения 2.1 рассчитаем в цилиндрической системе координат:

$$w = \frac{d\Phi}{dr}. \quad (2.3)$$

Для добывающей скважины знак минус в уравнении 2.3 не присутствует, так как скорость направлена к точке пересечения полярной системы координат.

Скорость фильтрации учитывается в формуле нахождения дебита:

$$w = \frac{q}{2\pi r}. \quad (2.4)$$

где  $r$  – расстояние от стоков до точки (м),  $q$  – дебит флюида (м<sup>3</sup>/с).

Уравнения 2.3 и 2.4 приравниваем:

$$\frac{q}{2\pi r} = \frac{d\Phi}{dr}. \quad (2.5)$$

Уравнение 2.5 проинтегрируем:

$$\Phi = \frac{q}{2\pi} \ln r + C, \quad (2.6)$$

где  $C$  – постоянная интегрирования.

При значениях  $r = 0$  и при  $r = \infty$  в уравнении 2.6 логарифмическая функция стремится к бесконечности, что приводит к потере смысла потенциала в этих точках.

Нагнетательную скважину рассмотрим аналогично.

Уравнение 2.1 правой части задается в цилиндрической системе координат:

$$w = -\frac{d\Phi}{dr}. \quad (2.7)$$

С учетом радиально-сферического движения точечного источника уравнение фильтрации выглядит так:

$$w = \frac{Q}{4\pi r^2}, \quad (2.8)$$

где  $r$  – расстояние от стоков до точки (м),  $Q$  – объёмный расход флюида (м<sup>3</sup>/с).

Уравнения 2.7 и 2.8 уравниваем:

$$\frac{Q}{4\pi r^2} = -\frac{d\Phi}{dr}. \quad (2.9)$$

Уравнение 2.9 проинтегрируем:

$$\Phi = -\frac{Q}{4\pi r} + C. \quad (2.10)$$

В уравнениях 2.6 и 2.10 выведенные потенциалы соответствуют уравнению Лапласа:

$$\frac{\partial^2 \Phi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial y^2} = 0. \quad (2.11)$$

Уравнение Лапласа, являющееся линейным и однородным, обладает следующими свойствами: «сумма частных решений также является решением этого уравнения; произведение частного решения на произвольную постоянную также является решением этого уравнения». Благодаря этим свойствам был разработан метод, известный как метод суперпозиции.

Основная идея заключается в следующем: «если есть несколько фильтрационных потоков с потенциалами  $\Phi_1(x, y), \Phi_2(x, y), \dots, \Phi_n(x, y)$ , каждый из которых удовлетворяет уравнению Лапласа, т. е.  $\frac{\partial^2 \Phi_i}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \Phi_i}{\partial y^2} = 0, i = 1, 2, \dots, n$ , то и сумма  $\Phi = \sum_{i=1}^n C_i \Phi_i$  (где  $C_i$  – произвольные постоянные) также удовлетворяет уравнению Лапласа.

На основе метода суперпозиции рассмотрим пример решения задачи.

Предположим, что на бесконечной плоскости расположены добывающие скважины (Рисунок 2.1, а), а в точке А имеется результирующий вектор скорости фильтрации  $q$  (Рисунок 2.1, б).

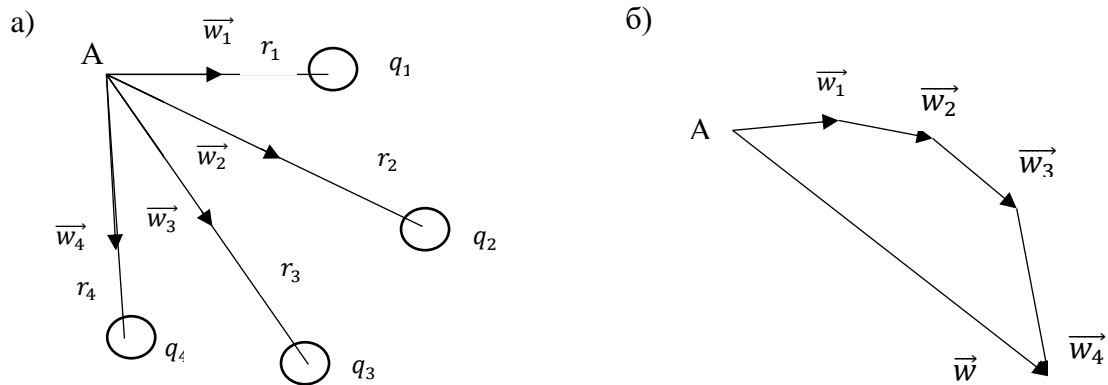


Рис. 2.1. Схема скоростей фильтрации в точке (а – работа скважин-стоков на неограниченной плоскости, б – результирующий вектор скорости фильтрации  $q$  точке А)

Примем, что на бесконечной плоскости распределено  $n$  источников и стоков (Рисунок 2.1, а). Тогда в точке А потенциал каждого вычисляется с использованием формулы:

$$\Phi_1 = \frac{q_1}{2\pi} \ln r_1 + C_1; \Phi_2 = \frac{q_2}{2\pi} \ln r_2 + C_2, \dots, \Phi_i = \frac{q_n}{2\pi} \ln r_i + C_i \quad (2.12)$$

где  $r_1, r_2, \dots, r_i$  – расстояние от первого, второго, ...  $i$  – го стоков до точки А;  $C_1, C_2, \dots, C_i$  – постоянные.

Поскольку требованиям уравнения Лапласа потенциал каждой функции отвечает - сумма потенциалов рассчитывается следующим образом:

$$\Phi = \Phi_1 + \Phi_2 + \dots + \Phi_i = \frac{1}{2\pi} \sum_{i=1}^n q_i \ln r_i + C, \quad (2.13)$$

где  $C = C_1 + C_2 + \dots + C_i$  также удовлетворяют уравнению Лапласа.

В точке А вектор скорости фильтрации  $\vec{w}$  будет выглядеть следующим образом (Рисунок 2.1, б):

$$\vec{w} = \vec{w}_1 + \vec{w}_2 + \dots + \vec{w}_i, \quad (2.14)$$

где  $w_1 = \frac{q_1}{2\pi r_1}$ ;  $w_2 = \frac{q_2}{2\pi r_2}$ ; ...;  $w_i = \frac{q_n}{2\pi r_n}$ .

На значение решения потенциала в любой точке пласта (Рисунок 2.1, а) работа серии скважин не влияет, как и при работе одной скважины. [3]

В соответствии с правилом векторного сложения скорости фильтрации складываются (Рисунок 2.1, б).

Метод суперпозиции представляет собой комбинацию или суперпозицию значений, как если бы они были потенциалами добывающих или нагнетательных скважин, или векторами скоростей фильтрации.

## 2.2. УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ УРАВНЕНИЯ CRM

Модели CRM представляют собой семейство моделей материального баланса пласта, которые применяются в первичных, вторичных и третичных процессах добычи. CRM прогнозируют дебит скважин, основываясь исключительно на ранее наблюдавшихся дебитах добычи и закачки, а также забойном давлении; т. е. геологическая модель и свойства пород/флюидов не требуются. CRM могут ускорить процесс обучения геологическому анализу, предоставляя карты межскважинных связей для подтверждения таких характеристик. [12]

Соединение уравнений материального баланса и притока является простым, но мощным инструментом для инженеров по добыче и разработке пластов на протяжении десятилетий. Эта схема облегчает проверку обоснованности прогнозируемых дебитов и добавляет временную шкалу в расчеты материального баланса. Как описано в уравнениях 2.15 - 2.19, такая связь также является сутью CRM. Уравнение материального баланса совместно с классическим уравнением Дарси можно записать в виде:

$$C_{\tau} V_p \frac{d\bar{p}}{dt} = i(t) - q(t), \quad (2.15)$$

где:  $C_{\tau}$  -общая сжимаемость системы, 1/Па,  
 $V_p$  -поровый объём, м<sup>3</sup>,  
 $\bar{p}$  -среднее пластовое давление в поровом объеме, Па,  
 $i(t)$  -приемистость, м<sup>3</sup>/сут ,



$q(t)$  - дебит жидкости, м<sup>3</sup>/сут.

Уравнение дебита записывается следующим образом:

$$q(t) = J(\bar{p} - p_3), \quad (2.16)$$

где:  $\bar{p}$  - забойное давление на добывающей скважине, Па,

$J$  - коэффициент продуктивности, м<sup>3</sup>/сут\*атм.

Таким образом, исключая пластовое давление, с учётом времени реакции и коэффициентом продуктивности, подставляем в уравнение 2.16, получаем следующее выражение:

$$\frac{dq(t)}{dt} + \frac{1}{\tau}q(t) = \frac{1}{\tau}i(t) - J \frac{dp_3}{dt}, \quad (2.17)$$

где:  $i(t)$  - приемистость, м<sup>3</sup>/сут,

$q(t)$  - дебит жидкости, м<sup>3</sup>/сут,

$\tau$  - постоянная времени,

$t$  - время, с,

$p_3$  - забойное давление, Па.

Обратная величина постоянной времени  $\tau$  эквивалентна средней скорости спада в процессе первичного производства. Saugrouc представил подробный вывод уравнения 2.3, исходя из несмешивающегося двухфазного материального баланса с учетом: (1) постоянной температуры; (2) слабо сжимаемых жидкостей; (3) пренебрежимо малого влияния капиллярного давления; (4) постоянного объема с мгновенным равновесием давления; и (5) постоянного  $J$ . Эти допущения также применимы для множественных представлений SRM. Аналитическое решение уравнения 2.17 с учетом пошагового изменения скорости закачки и линейного изменения давления на каждом  $\Delta t_k$  временном шаге, дается следующим образом:

$$q_j(t_n) = q_j(t_0) * \exp\left(-\frac{t_n-t_0}{\tau_j}\right) + \sum_{k=1}^n \left[ \left( \sum_{i=1}^n (f_{ij} I_i^n) - \right. \right. \\ \left. \left. - J_j \tau_j \frac{\Delta p_k}{\Delta t_k} + e_j \right) \right], \quad (2.18)$$

где: индекс  $j$  - принадлежность параметра к наблюдаемой добывающей скважине,  
индекс  $i$  - к нагнетательной скважине,  
 $q_j$  - дебит жидкости, м<sup>3</sup>/сут,  
 $I_i$  - приемистость, м<sup>3</sup>/сут,  
 $\Delta p_k$  - изменение давлений, Па,  
 $J_j$  - коэффициент продуктивности добывающих скважин, м<sup>3</sup>/сут\*атм,  
 $f_{ij}$  - коэффициент взаимовлияния,  
 $\tau_j$  - «постоянная» времени,  
 $t$  - время, с.

Для того, чтобы управлять скважинами, заменим коэффициент продуктивности и разность пластового и забойного давления на потенциал скважин в каждой точке.

Из формулы 2.18 преобразуем коэффициент продуктивности  $J$ :

$$J = \frac{2\pi kh}{\mu * \ln\left(\frac{r_e}{R_w}\right)} \quad (2.19)$$

где:  $J$  - коэффициент продуктивности скважины, объем нефти, добываемый за единицу времени, на единицу площади скважины при единичном перепаде давления в пласте, м<sup>3</sup>/сек/Па,  
 $h$  - толщина пласта, м,  
 $k$  - коэффициент фильтрации пласта, м<sup>2</sup>,  
 $\mu$  - динамическая вязкость нефти, Па\*с,  
 $r_e$  - радиус контура пласта, м,  
 $R_w$  - радиус скважины, м.

Для радиальной фильтрации нефти формула Дюпюи имеет следующий вид:

$$Q = \frac{2\pi h k^*(P_{пл} - P_3)}{\mu^* \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}, \quad (2.20)$$

где:  $h$  - толщина пласта, м,  
 $k$  - коэффициент фильтрации пласта, м<sup>2</sup>,  
 $\mu$  - динамическая вязкость нефти, Па\*с,  
 $r_e$  - радиус контура пласта, м,  
 $R_v$  - радиус контура области дренирования скважины  
(контур питания скважины), м.  
 $P_{п}$  - давление на контуре питания скважины (пластовое),  
Па,  
 $P_3$  - давление на забое скважины, Па.

Объединив формулу коэффициента продуктивности  $J$  и формулу Дюпюи, получаем:

$$Q = J * \Delta P, \quad (2.21)$$

где:  $Q$  - дебит флюида, м<sup>3</sup>/с,  
 $J$  - коэффициент продуктивности скважины, м<sup>3</sup>/сек/Па,  
 $\Delta P$  - изменение давления, Па.

Чтобы потенциал приравнять к уравнению 2.21, сначала распишем формулу для дебита флюида и сделаем замену:

$$Q = q * h, \quad (2.22)$$

$$q = \frac{Q}{h}, \quad (2.23)$$

$$q * h = J * \Delta P. \quad (2.24)$$

Зная уравнение потенциала  $\Phi = \frac{q}{2\pi} \ln(r)$ , выразим дебит жидкости ( $q$ ):

$$q = \frac{2\pi * \Phi}{\ln(r)}. \quad (2.25)$$

Приравниваем уравнения 2.27 и 2.28:

$$h * \frac{2\pi * \Phi}{\ln(r)} = J * \Delta P. \quad (2.26)$$

В конечном виде замена произведения коэффициента продуктивности и изменения давления на потенциал скважин в каждой точке будет выглядеть следующим образом:

$$\Phi = J * \Delta P, \quad (2.27)$$

где:  $\Phi$  - потенциал, м<sup>3</sup>/сек,  
 $J$  - коэффициент продуктивности скважины, м<sup>3</sup>/сек/Па,  
 $\Delta P$  - изменение давления, Па.

Потенциал вводится для того, чтобы прогноз добычи зависел от изменения давления на нескольких скважинах одновременно.

Соответственно, потенциал в любой точке пласта будет решаться на основе метода суперпозиции, применяемый в разработке месторождений углеводородов.

При разработке нефтяных и газовых месторождений для расчета добычи жидкостей необходимо учитывать определенное количество скважин. Дебиты каждой скважины суммируются, чтобы обеспечить определенный уровень добычи нефти на месторождении. Ниже приведены примеры расположения скважин на пласте.

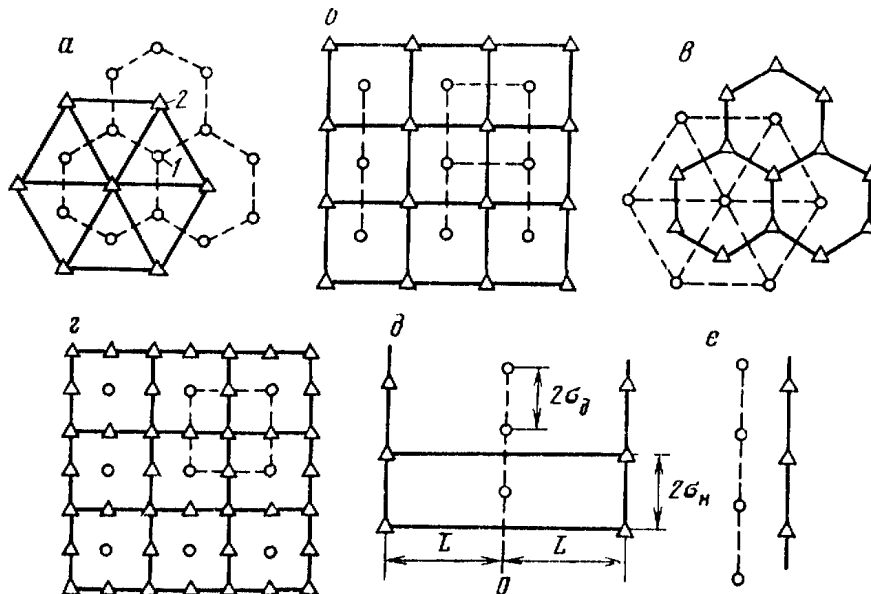


Рис. 2.2 Площадная четырехточечная (а), пятиточечная (б), семяточечная (в), девятиточечная (г) и линейная (д, е) системы заводнения (с выделенными элементом), 1 — добывающие, 2 — нагнетательные скважины

Объектом исследования будет пятиточечная система скважин. Каждый элемент этой системы представляет собой квадрат, в углах которого расположены добывающие скважины, а в центре находится нагнетательная скважина (Рисунок 2.3).

Эксплуатационные (нефтегазовые) скважины предназначены для добычи нефти, нефтяного и природного газа, газового конденсата и других сопутствующих компонентов из пластов.

Нагнетательные скважины предназначены для воздействия на продуктивные пласты путем закачки рабочих агентов, таких как вода, газ или пар. Для этой системы отношение нагнетательных и добывающих скважин составляет 1:1.

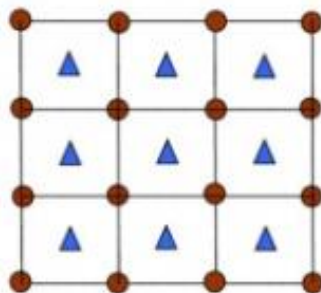


Рис. 2.3. Пятиточечная система скважин

Дебит скважин из уравнения потенциала 2.30 будет находиться матричным методом, где, изменяя параметры забойного и контурного давлений, мы можем повлиять на конечный результат и тем самым подобрать оптимальные данные, удовлетворяющие производительности скважин, улучшить планирование и мониторинг работы.

Из формулы потенциала 2.12 для пятиточечной системы формула дебита жидкости выглядит следующим образом:

$$\begin{pmatrix} q_1 \\ \vdots \\ q_5 \end{pmatrix} = \frac{1}{|A|} * A^{-1} * \begin{pmatrix} P_{w1} - P_c \\ \vdots \\ P_{w5} - P_c \end{pmatrix}, \quad (2.28)$$

где  $A^{-1} = \frac{(A^*)^T}{\det A}$  – обратная матрица,  $(A^*)^T$  – транспонированная матрица,  $\det A$  – определитель матрицы,  $|A|$  – определитель матрицы,  $q_i$  – дебит жидкости ( $\text{м}^3/\text{мес.}$ ) ( $i = 1, 2, 3, 4, 5$ ).

### 2.3 ВЗАИМНОКОРРЕЛЯЦИОННАЯ ФУНКЦИЯ

Корреляционная зависимость — это статистическая мера, которая определяет степень взаимосвязи между двумя или более переменными. Она показывает, насколько изменение значений одной переменной сопровождается изменением значений другой переменной.

Корреляционная зависимость может быть положительной или отрицательной. Положительная корреляция означает, что при увеличении значений одной переменной значения другой переменной также увеличиваются. Например, можно наблюдать положительную корреляцию между количеством израсходованных калорий и весом человека: чем больше калорий человек сжигает, тем выше его вес.[14]

С другой стороны, отрицательная корреляция означает, что при увеличении значений одной переменной значения другой переменной уменьшаются. Например, можно наблюдать отрицательную корреляцию между количеством потребляемого сахара и уровнем здоровья: чем больше сахара потребляется, тем хуже состояние здоровья.

Коэффициент корреляции используется для измерения степени корреляционной зависимости между переменными. Коэффициент корреляции может принимать значения от минус 1 до 1. Значение 1 указывает на положительную корреляцию, значение минус 1 указывает на отрицательную корреляцию, а значение 0 означает отсутствие корреляционной связи между переменными.

Важно понимать, что корреляционная зависимость не означает причинно-следственную связь между переменными. Она лишь показывает статистическую связь или взаимосвязь между ними.

Корреляционная зависимость может быть анализирована между двумя или более переменными. Таким образом, в корреляционной зависимости могут участвовать любое количество переменных, начиная с двух.

Если у нас есть две переменные, мы можем вычислить коэффициент корреляции Пирсона или Спирмена для измерения степени взаимосвязи между ними.

Если имеется более двух переменных, для изучения взаимосвязи между всеми парами переменных можно использовать корреляционную матрицу. Корреляционная матрица – это квадратная матрица, где каждый элемент показывает коэффициент корреляции между двумя соответствующими переменными.

Например, если у нас есть три переменные (А, В и С), матрица корреляции будет иметь вид:

$$\begin{matrix} A|1||r2||r3| \\ B|r1||1||r3| \end{matrix} \quad (2.29)$$

Коэффициенты  $r1$ ,  $r2$  и  $r3$  в этой матрице представляют собой корреляции между различными парами переменных (например,  $r1$  – корреляция между переменными А и В).

Таким образом, в корреляционной зависимости может участвовать любое количество переменных, но при анализе большого количества переменных может быть сложно интерпретировать и понять взаимосвязи между ними.

Для вычисления коэффициентов корреляции между каждой парой переменных в пятиточечной системе скважин можно использовать следующие шаги:[15]

1. Собрать данные: Соберите данные о пяти переменных для каждой скважины в пятиточечной системе. Например, это могут быть данные о дебитах, давлениях или других характеристиках скважин.

2. Организовать данные: Организуйте данные в виде таблицы или массива данных, где каждая строка представляет одну скважину, а каждый столбец соответствует одной переменной. У вас должно быть пять столбцов для каждой из пяти переменных.



3. Вычислить коэффициенты корреляции: Используйте подходящий метод для вычисления коэффициентов корреляции, таких как коэффициент корреляции Пирсона или коэффициент корреляции Спирмена. Вычислите коэффициент корреляции для каждой пары переменных в пятиточечной системе скважин.

4. Проанализировать результаты: Интерпретируйте значения коэффициентов корреляции для каждой пары переменных. Положительные значения указывают на положительную корреляцию, отрицательные значения – на отрицательную корреляцию, а значения, близкие к нулю, указывают на отсутствие корреляционной зависимости. Оцените силу и направление корреляции между каждой парой переменных.

Приведенные выше шаги являются общим руководством для вычисления коэффициентов корреляции в пятиточечной системе скважин. В зависимости от ваших конкретных данных и требований, возможно, потребуется выбрать подходящий метод для вычисления коэффициентов корреляции и применить его к вашим данным.

Для вычисления коэффициента корреляции Пирсона между двумя переменными в пятиточечной системе скважин, можно использовать следующую формулу:

$$r = \frac{\sum[(X - \bar{X}) * (Y - \bar{Y})]}{\sqrt{\sum[(X - \bar{X})^2 * (Y - \bar{Y})^2]}} \quad (2.30)$$

где:  $r$  - коэффициент корреляции Пирсона,

$\Sigma$  - сумма,

$X$  и  $Y$  - значения переменных,

$\bar{X}$  и  $\bar{Y}$  - средние значения переменных.

Для вычисления коэффициента корреляции Пирсона между каждой парой переменных в пятиточечной системе скважин необходимо повторить следующие шаги для каждой пары переменных:

1. вычислить среднее значение ( $\bar{X}$ ) и ( $\bar{Y}$ ) для каждой переменной, рассматриваемой в паре;

2. для каждой пары значений  $(X, Y)$  из соответствующих переменных вычислить разность отклонений от среднего значения:  $(X - \bar{X})$  и  $(Y - \bar{Y})$ ;

3. для каждой пары значений перемножить разности отклонений  $(X - \bar{X})$  и  $(Y - \bar{Y})$ ;

4. сложить все произведения, полученные на предыдущем шаге, чтобы получить сумму  $\Sigma[(X - \bar{X})(Y - \bar{Y})]$ ;

5. вычислить сумму квадратов отклонений  $(X - \bar{X})^2$  и  $(Y - \bar{Y})^2$  для каждой переменной;

6. вычислить корень из суммы квадратов отклонений  $\sqrt{\Sigma(X - \bar{X})^2}$  и  $\sqrt{\Sigma(Y - \bar{Y})^2}$ ;

7. разделить сумму  $\Sigma[(X - \bar{X})(Y - \bar{Y})]$  на произведение корней из сумм квадратов  $\sqrt{\Sigma(X - \bar{X})^2}$  и  $\sqrt{\Sigma(Y - \bar{Y})^2}$ ;

8. полученное значение будет коэффициентом корреляции Пирсона ( $r$ ) между двумя переменными.

Повторить эти шаги для каждой пары переменных в пятиточечной системе скважин, чтобы вычислить коэффициент корреляции Пирсона между каждой парой переменных.

Взаимная корреляция пятиточечной системы скважин может иметь влияние на расчетный прогноз дебита нефти в следующих аспектах:

1. Зависимость между скважинами: если скважины в пятиточечной системе имеют высокую взаимную корреляцию, то дебит нефти в одной скважине может сильно влиять на дебит в других скважинах. Например, если одна скважина начинает показывать понижение дебита, то это может сказаться на дебите в соседних скважинах из-за влияния на давление и приток нефти. Это следует учитывать при расчете прогноза дебита, чтобы учесть возможные взаимные влияния скважин.

2. Оптимизация расположения скважин: анализ взаимной корреляции может помочь в оптимизации расположения скважин в пятиточечной системе. Если скважины сильно коррелируют друг с другом, то можно рассмотреть возможность перераспределения скважин или изменения схемы размещения с

целью оптимизации добычи нефти. Это может влиять на расчетный прогноз дебита, так как изменение расположения скважин может изменить поток нефти и дебит в каждой скважине.

3. Учет корреляции при статистических методах прогнозирования: при использовании статистических методов для прогнозирования дебита нефти, взаимная корреляция может быть включена в модель для более точного прогноза. Например, можно использовать множественную регрессию с учетом коэффициентов корреляции между скважинами в качестве предикторов для прогнозирования дебита в каждой скважине. Это может помочь учесть взаимную зависимость и улучшить точность прогноза.

4. Чувствительность прогноза к изменениям в скважинах: если скважины в пятиточечной системе имеют сильную корреляцию, то изменение параметров в одной скважине может привести к изменениям в других скважинах. Поэтому при проведении сценарного анализа или оценке чувствительности прогноза дебита нефти к изменениям в скважинах, необходимо учитывать взаимную корреляцию для правильного оценивания влияния изменений.

В целом, взаимная корреляция пятиточечной системы скважин может повлиять на расчетный прогноз дебита нефти, требуя более тщательного анализа и учета взаимосвязей между скважинами при моделировании и прогнозировании процессов добычи нефти.

## ГЛАВА 3. ЧИСЛЕННЫЙ ЭКСПЕРИМЕНТ

### 3.1. МЕТОДИКА ПРОВОДИМЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

В данном исследовании будет рассмотрена пятиточечная система скважин (Рисунок 2.2).

Главной задачей является – построить прогноз добычи нефти на основе CRM – прогностической модели и текущих параметров скважин.

$$q_j(t_n) = q_j(t_0) * \exp\left(-\frac{t_n - t_0}{\tau_j}\right) + \sum_{k=1}^n \left[ \left( \sum_{i=1}^n (f_{ij} I_i^n) - J_j \tau_j \frac{\Delta p_k}{\Delta t_k} + e_j \right) \right], \quad (3.1)$$

где: индекс  $j$  - принадлежность параметра к наблюдаемой добывающей скважине,

индекс  $i$  - к нагнетательной скважине,

$q_j$  - дебит жидкости, м<sup>3</sup>/мес,

$I_i$  - приемистость, м<sup>3</sup>/мес,

$\Delta p_k$  - изменение давлений, Па,

$J_j$  - коэффициент продуктивности добывающих скважин, м<sup>3</sup>/мес/Па,

$f_{ij}$  - коэффициент взаимовлияния

$\tau_j$  - «постоянная» времени

$t$  - время, с.

Для расчётов использовался программный инструмент Excel.

## 3.2. РЕШЕНИЕ

### 3.2.1. РАЗРАБОТКА ДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Известны данные добычи нефти (Рисунок 3.1) пятиточечной системы скважин (4 добывающих и 1 нагнетательная) с 01.01.2020 г по 01.01.2023 г.

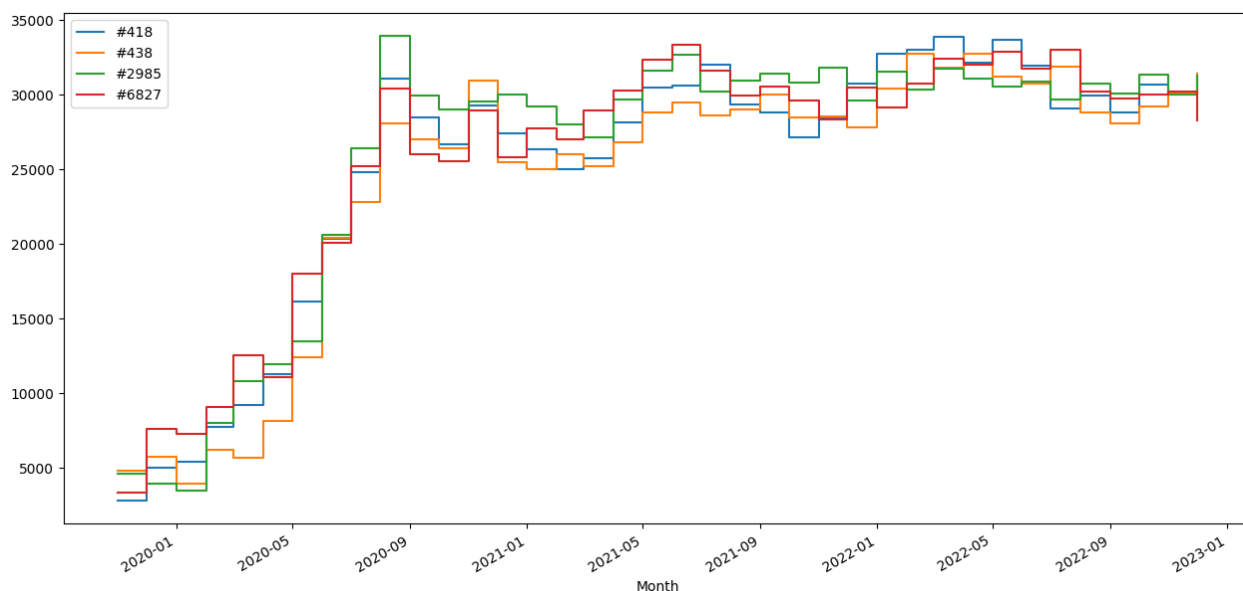


Рис. 3.1 График зависимости добычи нефти от времени, где: по вертикальной оси – добыча нефти, м<sup>3</sup>/мес; по горизонтальной оси – время, мес.

Наша задача заключается в получении решения с CRM-модели и построении прогноза добычи нефти на ближайшие пару месяцев на основе этой модели и текущих параметров скважин.

Для решение данной задачи проработан алгоритм со следующими шагами:

- 1) произвести расчёт взаимно корреляционной функции (ВКФ);
- 2) заменить произведения коэффициента продуктивности и изменение давления ( $J \cdot P$ ) на потенциал функции ( $\Phi$ );
- 3) посчитать значения дебита жидкости, изменяя параметры забойного и контурного давлений;
- 4) посчитать прогнозируемые значения потенциала ( $\Phi$ );
- 5) вычислить произведение ВКФ и приемистости;
- 6) вычислить значение «постоянной» времени –  $\tau$ ;
- 7) посчитать прогнозные значения уравнения CRM и построить график.

Первый шаг. Произвести расчёт взаимно корреляционной функции (ВКФ).

Действия для построения корреляционной функции для добывающей и нагнетательной скважин:

1. Собрать данные: получить данные о добыче и нагнетании из обеих скважин. Эти данные должны содержать информацию о времени и объеме добычи/нагнетания.

2. Выровнять данные: убедиться, что данные о добыче и нагнетании синхронизированы по времени. Если данные представлены с различными интервалами времени, выполните интерполяцию или ресемплирование, чтобы согласовать их.

3. Вычислить корреляцию: применить соответствующий метод для вычисления корреляции между данными о добыче и нагнетании. Наиболее распространенным методом является вычисление коэффициента корреляции Пирсона или коэффициента корреляции Спирмена.

- Коэффициент корреляции Пирсона измеряет линейную связь между двумя переменными. Он находится в диапазоне от минус 1 до 1, где значение 1 означает положительную линейную связь, значение минус 1 - отрицательную линейную связь, а значение 0 - отсутствие линейной связи.
- Коэффициент корреляции Спирмена измеряет монотонную связь между переменными, то есть не только линейную связь. Он также находится в диапазоне от минус 1 до 1, и его значение указывает на силу и направление связи.

4. Интерпретировать результаты: проанализировать значение коэффициента корреляции, чтобы понять, есть ли связь между добывающей и нагнетательной скважинами. Значение близкое к 1 или минус 1 указывает на сильную связь, значение близкое к 0 - на отсутствие связи.

Расчёт взаимнокорреляционной функции:

1. Таблица с данными о работе двух скважин (Таблица 3.1):

- первый столбик – дата;
- второй столбик – нагнетательная скважина;

- третий столбик – добывающая скважина.

Таблица 3.1

## Данные о работе добывающей и нагнетательной скважин

Время, мес	скв. 418	скв. 438	Время, мес	скв. 418	скв. 438	Время, мес	скв. 418	скв. 438
2019-11	2790	4802	2020-12	27362	25472	2022-01	32723	30384
2019-12	4975	5725	2021-01	26355	24987	2022-02	32969	32758
2020-01	5396	3925	2021-02	25003	25984	2022-03	33874	31779
2020-02	7725	6159	2021-03	25728	25175	2022-04	32101	32727
2020-03	9200	5673	2021-04	28118	26807	2022-05	33640	31204
2020-04	11221	8141	2021-05	30444	28776	2022-06	31957	30718
2020-05	16129	12415	2021-06	30618	29458	2022-07	29041	31893
2020-06	20316	20416	2021-07	31974	28591	2022-08	29922	28795
2020-07	24793	22793	2021-08	29357	29018	2022-09	28792	28079
2020-08	31065	28065	2021-09	28770	29981	2022-10	30660	29209
2020-09	28479	26993	2021-10	27137	28461	2022-11	29988	30079
2020-10	26680	26363	2021-11	28395	28519	2022-12	30997	31388
2020-11	29261	30931	2021-12	30702	27815			

## 2. Рассчитаем математическое ожидание:

Математическое ожидание, также называемое средним значением или математическим ожиданием случайной величины, является одним из основных понятий в теории вероятностей и статистике. Оно представляет собой среднее значение, которое можно ожидать от случайной величины при повторении эксперимента множество раз.

Формально, для дискретной случайной величины  $X$ , принимающей значения  $x_1, x_2, \dots, x_n$  с вероятностями  $P(X=x_1), P(X=x_2), \dots, P(X=x_n)$ , математическое ожидание ( $\mu$ ) вычисляется следующим образом:

$$\mu = x_1 * P(X=x_1) + x_2 * P(X=x_2) + \dots + x_n * P(X=x_n). \quad (3.2)$$

В инструментах Excel воспользуемся функцией «СРЗНАЧ» во втором и третьем столбиках. Результаты расчета представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2

## Расчёт математического ожидания

	m(x) – нагнетательная скважина	m(y) – добывающая скважина
Математическое ожидание:	25385,71	25979,47

## 3. Расчёт среднеквадратичного отклонения:

Среднеквадратичное отклонение (стандартное отклонение) является мерой разброса данных вокруг их среднего значения. Оно показывает, насколько значения отклоняются от среднего значения и как они распределены вокруг него.

Формально, для набора данных  $\{x_1, x_2, \dots, x_n\}$ , среднеквадратичное отклонение ( $\sigma$ ) вычисляется следующим образом:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n} * \sum (x_i - \mu)^2}, \quad (3.3)$$

где:

- $x_i$  - отдельное значение из набора данных,
- $\mu$  - среднее значение набора данных,
- $n$  - количество значений в наборе,
- $\Sigma$  - сумма всех значений.

Среднеквадратичное отклонение позволяет определить, насколько типичным является отдельное значение в наборе данных. Большое значение стандартного отклонения указывает на большой разброс данных, тогда как малое значение указывает на более плотное скопление значений вокруг среднего.

В программном инструменте Excel воспользуемся функцией «СТАНДОТКЛОН.В» во втором и третьем столбиках. Результаты расчета представлены в таблице 3.3.



Расчёт математического ожидания

	$\sigma(x)$ – нагнетательная скважина	$\sigma(y)$ – добывающая скважина
Среднеквадратичное отклонение:	8874,362	9051,605

#### 4. Вычисление ковариации

Ковариация используется для измерения степени линейной зависимости между двумя случайными величинами. Она показывает, как изменения одной переменной связаны с изменениями другой переменной. Положительное значение ковариации указывает на прямую зависимость (обе переменные изменяются в одном направлении), а отрицательное значение – на обратную зависимость (переменные изменяются в противоположных направлениях).

Для двух величин нагнетательной и добывающей скважин  $X$  и  $Y$  с наборами данных  $\{x_1, x_2, \dots, x_n\}$  и  $\{y_1, y_2, \dots, y_n\}$  соответственно, ковариация ( $\text{cov}$ ) вычисляется следующим образом:

$$\text{cov}(X, Y) = (x_i - \mu_x) * (y_{i+1} - \mu_y), \quad (3.4)$$

где:  $x_i$  и  $y_i$  - значения из наборов данных второго и третьего столбика, нагнетательной и добывающей скважин, соответственно,

$\mu_x$  и  $\mu_y$  - средние значения  $X$  и  $Y$  соответственно.

Таким образом, для вычисления ковариации необходимо вычислить разность между каждым значением  $X$  и средним значением  $X$ , умножить это на разность между каждым значением  $Y$  и средним значением  $Y$ .

Значение ковариации составило от минус  $18 \cdot 10^7$  до  $27 \cdot 10^7$ .

#### 5. Нормирование ковариации

Нормированная ковариация, также известная как коэффициент корреляции Пирсона, используется для измерения степени линейной зависимости между двумя случайными величинами, учитывая их стандартные отклонения. Нормированная ковариация принимает значения в диапазоне от минус 1 до 1.

Для двух случайных величин  $X$  и  $Y$  с ковариацией  $\text{cov}(X, Y)$  и стандартными отклонениями  $\sigma_x$  и  $\sigma_y$  соответственно, нормированная ковариация ( $\rho$ ) вычисляется следующим образом:

$$\rho = \text{cov}(X, Y) / (\sigma_x * \sigma_y), \quad (3.5)$$

где:  $\text{cov}(X, Y)$  - нормированная ковариация,

$\sigma_x$  и  $\sigma_y$  - стандартные отклонениями  $X$  и  $Y$ , соответственно.

Значение  $\rho$  находится путем деления ковариации на произведение стандартных отклонений. Результат нормированной ковариации является безразмерной величиной, что позволяет сравнивать степень связи между переменными независимо от их единиц измерения.

Значения нормированной ковариации имеют следующую интерпретацию:

$\rho$  близко к 1: указывает на сильную прямую линейную зависимость между переменными;

$\rho$  близко к минус 1: указывает на сильную обратную линейную зависимость между переменными;

$\rho$  близко к 0: указывает на отсутствие линейной зависимости или наличие слабой связи между переменными.

Значение нормированной ковариации составило от минус 2,27 до 3,24

## 6. Построение корреляционной функции

Корреляционная функция (Рисунок 3.2) визуально демонстрирует, как значения двух переменных взаимосвязаны и позволяет оценить силу и направление этой связи

Оценка силы корреляционной связи в контексте корреляционной функции означает определение степени линейной зависимости между двумя переменными. Более конкретно, силу корреляционной связи можно интерпретировать следующим образом:

Близость к 1 или минус 1: если коэффициент корреляции Пирсона ( $\rho$ ) близок к 1 или минус 1, это указывает на сильную линейную связь между переменными. Значение 1 указывает на положительную линейную связь, при

которой значения переменных изменяются в одном направлении. Значение минус 1 указывает на обратную линейную связь, когда значения переменных изменяются в противоположных направлениях.

Близость к 0: отсутствие или слабая линейная связь между переменными указывает то, что значения переменных менее предсказуемы и изменяются независимо друг от друга.

Промежуточные значения: значения коэффициента корреляции Пирсона между минус 1 и 1 указывают на различные степени силы линейной связи. Чем ближе значение к минус 1 или 1, тем сильнее связь между переменными. Значения, близкие к 0,5 или минус 0,5, указывают на умеренную линейную связь, а значения, близкие к 0,2 или минус 0,2, указывают на слабую линейную связь.

Оценка силы корреляционной связи помогает определить, насколько точно можно использовать одну переменную для предсказания или объяснения значений другой переменной. Это важно для понимания взаимосвязи между переменными и принятия соответствующих выводов или прогнозов.



Рис. 3.2. Взаимнокорреляционная функция

Второй шаг. Из формулы (3.1) произвести замену произведения коэффициента продуктивности и изменение давления ( $J \cdot P$ ) на потенциал функции ( $\Phi$ ) и написать способ определения данного потенциала

$$2\pi h * \Phi = J * \Delta P, \quad (3.6)$$

где:  $\Phi$  - потенциал, м<sup>2</sup>/мес,  
 $J$  - коэффициент продуктивности скважины, м<sup>3</sup>/мес/Па,  
 $\Delta P$  - изменение давления, Па,  
 $h$  - толщина пласта, м.

Потенциал в любой точке пласта А определяется как:

$$\Phi = \Phi_1 + \Phi_2 + \dots + \Phi_i = \frac{1}{2\pi} \sum_{i=1}^n q_i \ln r_i + C, \quad (3.7)$$

где  $q_i$  – дебит скважины (м<sup>3</sup>/мес),  $r_i$  – расстояние (м) от стоков до точки А;  
 $C = C_1 + C_2 + \dots + C_i$  – постоянная.

Потенциал каждой скважины определяется:

$$\Phi_1 = \frac{q_1}{2\pi} \ln r_1 + C_1; \quad \Phi_2 = \frac{q_2}{2\pi} \ln r_2 + C_2, \dots, \quad \Phi_i = \frac{q_n}{2\pi} \ln r_i + C_i. \quad (3.8)$$

Соответственно, для пятиточечной системы скважин потенциал каждой скважины будет определяться:

$$\begin{aligned} \Phi_1 &= P_{\text{конт}} - P_{\text{заб1}} = \frac{1}{2\pi} (q_1 \ln r_{11} + q_2 \ln r_{12} + q_3 \ln r_{13} + q_4 \ln r_{14} + q_5 \ln r_{15}) + C, \\ \Phi_2 &= P_{\text{конт}} - P_{\text{заб2}} = \frac{1}{2\pi} (q_1 \ln r_{21} + q_2 \ln r_{22} + q_3 \ln r_{23} + q_4 \ln r_{24} + q_5 \ln r_{25}) + C, \\ \Phi_3 &= P_{\text{конт}} - P_{\text{заб3}} = \frac{1}{2\pi} (q_1 \ln r_{31} + q_2 \ln r_{32} + q_3 \ln r_{33} + q_4 \ln r_{34} + q_5 \ln r_{35}) + C, \\ \Phi_4 &= P_{\text{конт}} - P_{\text{заб4}} = \frac{1}{2\pi} (q_1 \ln r_{41} + q_2 \ln r_{42} + q_3 \ln r_{43} + q_4 \ln r_{44} + q_5 \ln r_{45}) + C, \\ \Phi_5 &= P_{\text{конт}} - P_{\text{заб5}} = \frac{1}{2\pi} (q_1 \ln r_{51} + q_2 \ln r_{52} + q_3 \ln r_{53} + q_4 \ln r_{44} + q_5 \ln r_{55}) + C. \end{aligned} \quad (3.9)$$

Третий шаг. Провести анализ забойного и контурного давлений, провести расчёт дебита жидкости в соответствии с диапазоном значений давлений.

Формула дебита жидкости для пятиточечной системы выглядит следующим образом:

$$\begin{pmatrix} q_1 \\ \vdots \\ q_5 \end{pmatrix} = \frac{1}{|A|} * A^{-1} * \begin{pmatrix} P_{w1} - P_c \\ \vdots \\ P_{w5} - P_c \end{pmatrix}, \quad (3.10)$$

где  $A^{-1} = \frac{(A^*)^T}{\det A}$  – обратная матрица,  $(A^*)^T$  – транспонированная матрица,  $\det A$  – определитель матрицы,  $|A|$  – определитель матрицы,  $q_i$  – дебит жидкости ( $\text{м}^3/\text{мес.}$ ) ( $i = 1, 2, 3, 4, 5$ ).

Первым шагом для вычисления расчета дебита жидкости определим расстояние между имеющимися скважинами. Рассчитанные значения расстояний между нагнетательными и добывающими скважинами указаны в таблице 3.4.

Таблица 3.4

Расстояние между скважинами (в метрах)

Номера скважин	1	2	3	4	5
1	0	565	400	565	800
2	565	0	400	800	565
3	400	400	0	400	400
4	565	800	400	0	565
5	800	565	400	565	0

Рассчитанные значения расстояний между нагнетательными и добывающими скважинами преобразовываем, как представлено в методе потенциалов, согласно формуле 3.9:  $\ln r_{ij} = \frac{r_w}{R}$ , где  $r_w = 0,05$  (м) – радиус скважины,  $R = 1000$  (м) – радиус объекта. В таблице 3.5 посчитаны значений расстояний между нагнетательными и добывающими скважинами:

Таблица 3.5

Логарифм расстояния между скважинами

Номера скважин				
1	2	3	4	5
-9,90	-0,57	-1,60	-0,57	-0,22
-0,57	-9,90	-1,60	-0,22	-0,57
-0,91	-0,91	-9,90	-0,91	-0,91
-0,57	-0,22	-1,60	-9,90	-0,57
-0,22	-0,57	-1,60	-0,57	-9,90

Во втором шаге необходимо умножить значения из таблицы 3.2 на множитель, находящийся в скобках  $(\frac{1}{2\pi kh})$  в первом, слагаемом формулы 1, чтобы получить обратную матрицу. Результат преобразования представлен в таблице 3.6.

Таблица 3.6

## Итоговый результат матрицы

Номера скважин				
1	2	3	4	5
-1,57	-0,09	-0,25	-0,09	-0,03
-0,09	-1,57	-0,25	-0,03	-0,09
-0,14	-0,14	-1,57	-0,14	-0,14
-0,09	-0,03	-0,25	-1,57	-0,09
-0,03	-0,09	-0,25	-0,09	-1,57

Третье действие: из формулы 3.10 рассчитать обратную матрицу  $(A^{-1} = \frac{(A^*)^T}{\det A})$  и определитель матрицы ( $|A|$ ).

Обратная матрица была вычислена с использованием инструмента Excel. Расчет обратной матрицы имеет смысл только для квадратных матриц, то есть матриц, где количество строк и столбцов одинаково. В данном случае размерность исходной матрицы составляет 5x5, поэтому и обратная матрица будет иметь такую же размерность. Значения для расчета обратной матрицы взяты из таблицы 3.4. Результат вычисления представлен в таблице 3.7.

Таблица 3.7

## Обратная матрица

Номера скважин				
1	2	3	4	5
-0,64621	0,027638	0,095624	0,027638	0,002526
0,027638	-0,64621	0,095624	0,002526	0,027638
0,054441	0,054441	-0,66951	0,054441	0,054441
0,027638	0,002526	0,095624	-0,64621	0,027638
0,002526	0,027638	0,095624	0,027638	-0,64621

Для квадратных матриц определитель матрицы ( $|A|$ ) вычисляется с помощью функции "МОПРЕД". В данном случае определитель матрицы будет вычислен на основе значений, указанных в таблице 3.6.

Исходное значение определителя матрицы:  $|A| \approx 9,11$ .

Как последний шаг, все найденные значения подставляются в формулу 3.6. Поскольку цель исследования заключается в прогнозировании добычи нефти при различных сценариях разработки, включая различные значения забойного и пластового давлений, мы рассмотрим диапазон значений давлений для анализа прогноза добычи нефти.

В таблицах 3.7–3.11 приведены различные значения забойного давления и давления на контуре питания, а также рассчитанный по формуле 3.10 дебит жидкости:

Таблица 3.8

## Расчёт дебита жидкости

№ скважины	$P_w$ (МПа)	$P_c$ (МПа)	$q_{\text{жид } i}$ (м <sup>3</sup> /мес)
1 – добывающая	5	15	2040,449705
2– добывающая	5	15	2040,449705
3 –нагнетательная	5	15	2030,2567
4– добывающая	5	15	2040,449705
5– добывающая	5	15	2040,449705

Таблица 3.9

## Расчёт дебита жидкости

№ скважины	$P_w$ (МПа)	$P_c$ (МПа)	$q_{\text{жид } i}$ (м <sup>3</sup> /мес)
1 – добывающая	5	13	1632,359764
2– добывающая	5	13	1632,359764
3 –нагнетательная	5	13	1624,20536
4– добывающая	5	13	1632,359764
5– добывающая	5	13	1632,359764

Таблица 3.10

## Расчёт дебита жидкости

№ скважины	$P_w$ (МПа)	$P_c$ (МПа)	$q_{\text{жид } i}$ (м <sup>3</sup> /мес)
1 – добывающая	8	19	2244,494675
2– добывающая	8	19	2244,494675
3 –нагнетательная	8	19	2233,282371
4– добывающая	8	19	2244,494675
5– добывающая	8	19	2244,494675

Таблица 3.11

## Расчёт дебита жидкости

№ скважины	$P_w$ (МПа)	$P_c$ (МПа)	$q_{\text{жид } i}$ (м <sup>3</sup> /мес)
1 – добывающая	10	22	2448,539646
2– добывающая	10	21	2244,494675

№ скважины	$P_w$ (МПа)	$P_c$ (МПа)	$q_{жид\ i}$ (м <sup>3</sup> /мес)
3 –нагнетательная	10	23	2639,333711
4– добывающая	10	22	2448,539646
5– добывающая	10	22	2244,494675

Таблица 3.12

## Расчёт дебита жидкости

№ скважины	$P_w$ (МПа)	$P_c$ (МПа)	$q_{жид\ i}$ (м <sup>3</sup> /мес)
1 – добывающая	15	27	2448,539646
2– добывающая	15	27	2448,539646
3 –нагнетательная	15	27	2436,308041
4– добывающая	15	27	2448,539646
5– добывающая	15	27	2448,539646

Добывающая скважина характеризуется забойным давлением, которое всегда ниже контурного давления. Контурное давление является постоянным значением и одинаковым для всех скважин в рамках одной модели или задачи, независимо от режимов работы.

По результатам расчетов добычи жидкости видно, что снижение забойного давления приводит к увеличению дебита, тогда как повышение забойного давления приводит к снижению дебита.

На практике соотношение значений между добывающим (забойным) давлением и контурным давлением может различаться в зависимости от конкретного месторождения и условий добычи. Обычно стремятся к поддержанию определенного давления в пласте для обеспечения оптимальной добычи нефти или газа.

Важно отметить, что соотношение между забойным и контурным давлениями может изменяться во время эксплуатации скважины из-за изменений в условиях пласта, режима добычи или применяемых технологий. Поэтому непрерывный мониторинг и анализ давлений являются важными задачами в процессе эксплуатации месторождения.

Четвертый шаг. Вычислить первые пять значение потенциала пятиточечной системы скважин для потенциально допустимых прогнозных значений



$$\Phi_i = \frac{q_i}{2\pi} \ln \frac{r_w}{r_e}, \quad (3.11)$$

$$\Phi_i = \Phi_1 + \Phi_2 + \dots + \Phi_n, \quad (3.12)$$

где  $q$  – дебит жидкости, м<sup>3</sup>/мес;  $r_w$  – радиус скважины, м;  $r_e$  – радиус влияния скважины, м;  $\Phi$  – потенциал, м<sup>3</sup>/мес.

Значения для дебита жидкости берём из таблиц 3.8 - 3.12, радиус скважины – 0,15 м, радиус влияния каждой скважины берем из таблицы 3.3 (сверху – вниз), по первому столбцу, так как в нём указано расстояние от скважины, расположенной в центре – нагнетательной, до оставшихся – добывающих.

В таблице 3.13 представлены значения потенциалов для каждой скважины для первых 5 прогнозных точек.

Таблица 3.13

#### Прогнозируемые значения потенциала

Потенциал скважин, Па	Прогнозные точки				
	36	37	38	39	40
Ф1	0	0	0	0	0
Ф2	6688	9364	8026	4013	4280
Ф3	6376	8926	7651	3825	4080
Ф4	6688	9364	8026	4013	4280
Ф5	6971	9759	8365	4182	4461
$\sum \Phi_{1-5}$	26723,07	37412,3	32067,68	16033,84	17102,76

Градиент давления имеет важное значение при определении направления и интенсивности потока флюидов. Высокий градиент давления указывает на большую разницу в давлении между двумя точками, что приводит к более интенсивному потоку флюидов. Напротив, низкий градиент давления указывает на маленькую разницу в давлении и менее интенсивный поток флюидов.

Градиент давления может быть использован для определения потока флюидов через скважину или в разных участках пласта. Он может быть связан с проницаемостью пласта, вязкостью флюидов и геометрией системы скважин.

Таким образом, разница в давлении в потенциале с распределением скорости потока флюидов, выраженная через градиент давления, является важным параметром для понимания и анализа движения флюидов в пласте и определения эффективности добычи.

Пятый шаг. Из резистивно-ёмкостной модели (CRM) вычислить произведение суммы взаимно-корреляционной функции (ВКФ) и приёмистости.

ВКФ была определена на первом шаге. Параметр приёмистости известен – 5000 м<sup>3</sup>/мес.

ВКФ на каждом временном шагу умножается на приемистость. Данные значения суммируются, получаем значение: 54177 м<sup>3</sup>/мес.

Шестой шаг. Находим значение «постоянной» времени –  $\tau$ :

$$\tau = \frac{C_t * V_p}{J}, \quad (3.13)$$

где:  $C_t$  - коэффициент сжимаемости, Па, 0,01

$V_p$  - поровый объём, м<sup>3</sup> 6750000

Уравнение коэффициента продуктивности добывающей скважины:

$$J = \frac{2\pi kh}{\mu * \ln\left(\frac{r_e}{R_w}\right)}, \quad (3.14)$$

где:  $J$  - коэффициент продуктивности скважины, м<sup>3</sup>/мес/Па,

$h$  - толщина пласта, м, 10

$k$  - коэффициент фильтрации пласта, м<sup>2</sup>, 0,025

$\mu$  - динамическая вязкость нефти, Па\*с, 1

$r_e$  - радиус контура пласта, м, 0,1

$R$  - радиус скважины, м, 0,15

Подставив все известные значения в уравнение коэффициента продуктивности, получаем приближенное равно 3,87 м<sup>3</sup>/мес/Па.

Соответственно, найденное значение «постоянной» времени равно  $17 \cdot 10^3$ .

Седьмой шаг. Зная все значения на шагах с первого по шестой, можем их подставить в модель CRM из уравнения 3.1 и определить прогнозные значения для первых пяти точек. Результаты расчета представлены в таблице 3.14.

Таблица 3.14

Прогнозируемые значения дебита нефти

Дебит жидкости ( $q_j(t_0)$ ), м <sup>3</sup> /мес	$\exp\left(-\frac{t_n - t_0}{\tau_j}\right)$	$f_{ij}I_i^n$	Потенциал (Φ), м <sup>3</sup> /мес	q(i) прогноз, м <sup>3</sup> /мес
25175	1,06	10000	10689	23014
			8551	25152
			11758	21945
			12535	21168
			12827	20876

На основе рассчитанных значений и текущих параметров скважин построим график отношения времени к дебиту нефти (Рисунок 3.3).

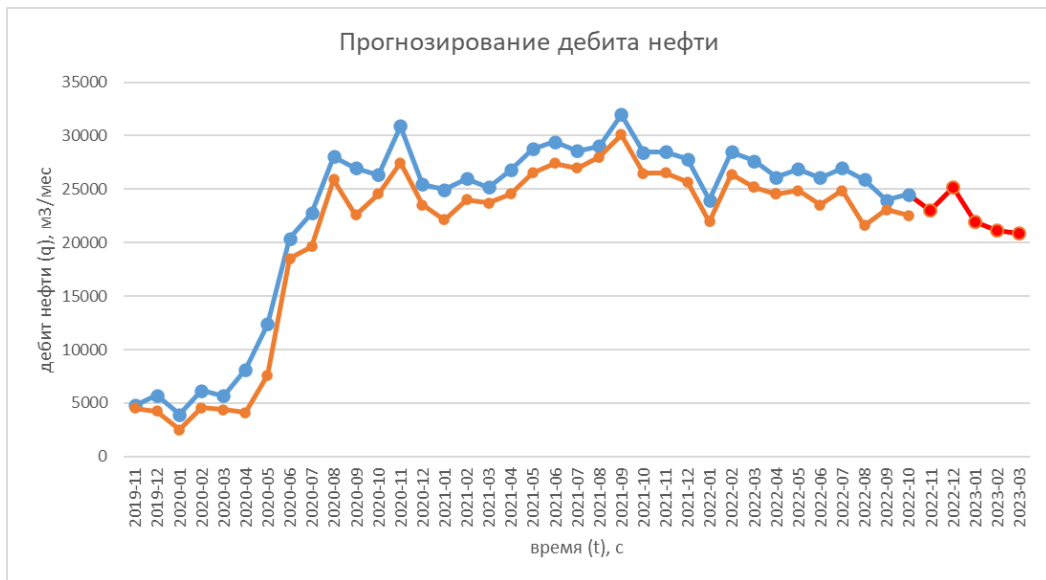


Рис. 3.3. Прогноз дебита нефти,

где синим цветом на прогнозном графике дебита нефти отмечены исторические данные, оранжевым цветом – прогнозируемые значения.

Примечание: параметр «постоянной» времени ( $\tau$ ) можно вывести из модели CRM, таким образом решая обратную задачу. Данный параметр в

результате решения покажет значение при определенных параметрах скважин для дальнейшего прогнозирования добычи флюидов.

### 3.3 МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ

Прогнозирование добычи нефти является сложной задачей, которая зависит от множества факторов, включая геологические характеристики месторождения, технические возможности и экономические условия.

Факторы, которые могут влиять на прогнозирование добычи нефти:

1. Размер и характеристики месторождения: Размер месторождения, его геологические характеристики, тип нефти (легкая, тяжелая, вязкая) и географическое расположение месторождения могут сильно влиять на потенциал его добычи.

2. Технологические возможности: Применяемые технологии и методы добычи могут повлиять на эффективность и объемы добычи нефти. Новые технологии, такие как горизонтальное бурение и гидравлический разрыв пласта, могут увеличить добычу из ранее недоступных зон.

3. Инфраструктура: Наличие достаточной инфраструктуры, такой как нефтепроводы и судоходные пути, может быть необходимым условием для полной реализации потенциала месторождения.

4. Экономические условия: Цены на нефть, налоговая политика, регуляторные меры и политическая стабильность также могут оказывать влияние на решение о добыче нефти.

5. Инновации и исследования: Новые исследования и инновации в области нефтедобычи могут привести к улучшению технических возможностей и расширению доступных запасов нефти.

Учитывая все эти факторы, специалисты проводят комплексные анализы и используют различные модели и методы прогнозирования для определения будущих объемов добычи нефти на конкретном месторождении.

Существует несколько методов прогнозирования добычи нефти, которые используются специалистами в нефтяной промышленности. Вот некоторые из них:

1. Аналитические модели: Эти модели основаны на статистическом анализе и исторических данных по добыче нефти. С помощью математических методов и алгоритмов строятся модели, которые учитывают различные факторы, такие как геологические характеристики месторождения, исторические показатели добычи, инфраструктура и технические возможности. Аналитические модели могут предсказывать будущую добычу, исходя из трендов и паттернов прошлого.

2. Геолого-технические модели: Эти модели используются для оценки запасов нефти и прогнозирования их добычи на основе геологических и инженерных данных. Они учитывают геологическую структуру месторождения, свойства нефтяного пласта, проницаемость, пористость и другие параметры. Геолого-технические модели могут использоваться для определения оптимальных методов добычи и прогнозирования объемов добычи в зависимости от различных сценариев разработки.

3. Методы машинного обучения: С использованием алгоритмов машинного обучения можно прогнозировать добычу нефти на основе исторических данных и различных входных параметров. Модели машинного обучения могут обучаться на основе данных о геологии месторождения, технических показателях, экономических факторах и других важных переменных. Эти модели могут обеспечивать прогнозы добычи нефти с учетом изменяющихся условий и факторов.

4. Статистические методы: Статистические методы, такие как регрессионный анализ и временные ряды, также могут применяться для прогнозирования добычи нефти. Эти методы основаны на статистическом анализе и моделировании зависимостей между различными переменными, чтобы предсказать будущую добычу на основе имеющихся данных.

Комбинация различных методов и подходов может быть использована для более точного прогнозирования добычи нефти. Однако важно отметить, что прогнозы всегда сопряжены с неопределенностью, и реальная добыча может отличаться от прогнозируемых значений в связи с изменяющимися условиями и внешними факторами.

Приведём пример статистического метода. Самая распространённая модель для предсказания будущей добычи на основе имеющихся данных – модель ARIMA.

Авторегрессионное интегрированное скользящее среднее (ARIMA) – это статистическая модель, которая используется для прогнозирования временных рядов. Она состоит из трех компонент: авторегрессионной (AR), интегрированной (I) и скользящей средней (MA).

Для того чтобы посчитать ARIMA модель, необходимо выполнить следующие шаги:

1. Подготовка данных: а. Собрать данные о добыче нефти из скважины. б. Проверить данные на наличие пропущенных значений и аномалий. с. Выбрать период времени и длину скользящего окна.

2. Определение параметров модели: а. Определить параметры авторегрессии ( $p$ ) – количество лагов, которые будут использоваться для моделирования временного ряда. б. Определить параметры интеграции ( $d$ ) – количество раз, которое нужно взять разность между текущим значением и предыдущим значением, чтобы привести временной ряд к стационарному состоянию. с. Определить параметры скользящей средней ( $q$ ) – количество лагов, которые будут использоваться для моделирования ошибок модели.

3. Построение модели: а. Определить начальные значения для всех параметров. б. Построить модель ARIMA, используя выбранные параметры. с. Проверить качество модели с помощью статистических тестов.

4. Прогнозирование: а. Используя модель ARIMA, прогнозировать значения добычи нефти на будущее.

## 3.3.1 РАСЧЁТ PYTHON

Процесс подготовки данных и определения параметров модели занимает большую часть времени. Для упрощения этого процесса существуют различные программные пакеты и библиотеки, такие как Python-библиотека StatsModels или R-пакет forecast, которые автоматически определяют параметры модели и строят ARIMA модель.

На рисунке 3.4 представлен график прогноза временного ряда с помощью программного обеспечения Python и библиотеки StatsModels.

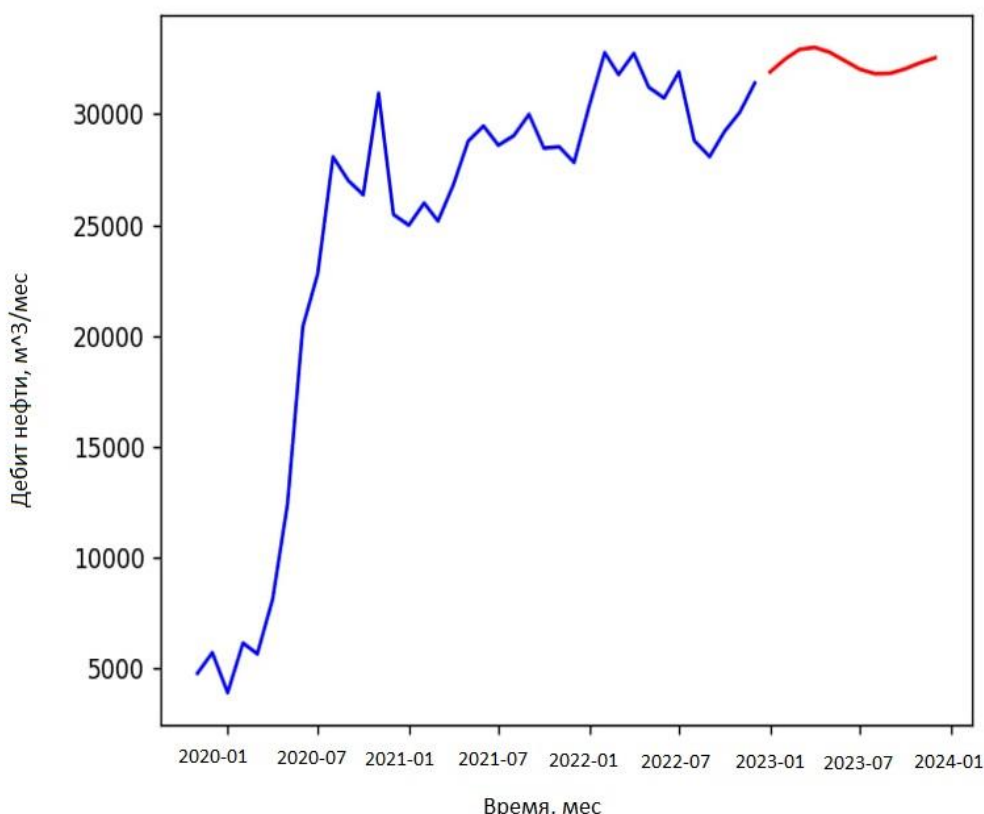


Рис. 3.4. Прогноз временного ряда с помощью программного обеспечения Python,

где синим цветом на графике дебита нефти от времени отмечены исторические данные, оранжевым цветом – прогнозируемые значения.

Прогноз был выполнен на основе имеющихся данных параметров скважин для предсказания будущей добычи.

### 3.3.2. АНАЛИТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ARIMA

Пример расчётного процесса модели ARIMA на одной из добывающих скважин №438.

Рассмотрим добычу нефти на одной из добывающих скважин №438. Объем добычи нефти может зависеть от таких факторов, как напряжение в скважине, температура, плотность нефти и т. д. Однако, вместо того чтобы моделировать эти зависимости напрямую, можно воспользоваться методом авторегрессии и моделировать зависимость текущего объема добычи от предыдущих значений.

Для этого необходимо собрать временной ряд объемов добычи нефти за период времени. После этого можно оценить параметры модели ARIMA с помощью метода наименьших квадратов. В качестве порядка авторегрессии "р" можно выбрать, например, 3, то есть использовать значения объемов добычи нефти за 3 предыдущих дня для прогнозирования текущего объема добычи.

Имеется следующий временной ряд (Таблица 3.15) объемов добычи нефти на добывающей скважине №438:

Таблица 3.15

Временной ряд объемов добычи нефти

День	Объём добычи нефти скв. №438
01.11.2019	4802
01.12.2019	5725
01.01.2020	3925
01.02.2020	6159
01.03.2020	5673
01.04.2020	8141
01.05.2020	12415
01.06.2020	20416
01.07.2020	22793
01.08.2020	28065
01.09.2020	26993
01.10.2020	26363
01.11.2020	30931
01.12.2020	25472
01.01.2021	24987
01.02.2021	25984



День	Объём добычи нефти скв. №438
01.03.2021	25175
01.04.2021	26807
01.05.2021	28776
01.06.2021	29458
01.07.2021	28591
01.08.2021	29018
01.09.2021	29981
01.10.2021	28461
01.11.2021	28519
01.12.2021	27815
01.01.2022	30384
01.02.2022	32758
01.03.2022	31779
01.04.2022	32727
01.05.2022	31204
01.06.2022	30718
01.07.2022	31893
01.08.2022	28795
01.09.2022	28079
01.10.2022	29209
01.11.2022	30079
01.12.2022	31388

Для оценки коэффициентов авторегрессии необходимо выполнить следующие шаги:

1. Выбрать порядок авторегрессии "р". В данном примере выберем порядок равный 2.

2. Сформировать матрицу "X" размерности  $(n - p) \times p$ , где "n" - общее количество наблюдений, "р" - порядок авторегрессии. В данном примере матрица "X" будет иметь размерность  $(36 \times 2)$ . Результат расчетов представлены в таблице 3.16.

3. Сформировать вектор "у" длиной  $(n - p)$ , содержащий значения объемов добычи нефти за период времени, начиная с элемента "р+1". В данном примере вектор "у" будет содержать значения объемов добычи нефти за 36 дня, начиная с 3-го дня. Результаты расчетов представлены в таблице 3.16.

Данные для оценки авторегрессии

Добыча, м <sup>3</sup> /мес	Объём добычи нефти скв. №438	Вектор "y"
4802	5725	3925
5725	3925	6159
3925	6159	5673
6159	5673	8141
5673	8141	12415
8141	12415	20416
12415	20416	22793
20416	22793	28065
22793	28065	26993
28065	26993	26363
26993	26363	30931
26363	30931	25472
30931	25472	24987
25472	24987	25984
24987	25984	25175
25984	25175	26807
25175	26807	28776
26807	28776	29458
28776	29458	28591
29458	28591	29018
28591	29018	29981
29018	29981	28461
29981	28461	28519
28461	28519	27815
28519	27815	30384
27815	30384	32758
30384	32758	31779
32758	31779	32727
31779	32727	31204
32727	31204	30718
31204	30718	31893
30718	31893	28795
31893	28795	28079
28795	28079	29209
28079	29209	30079
29209	30079	31388

4. Вычислить оценки коэффициентов модели ARIMA с помощью метода наименьших квадратов. Для этого необходимо решить систему уравнений:

$$X'Xb = X'y \quad (3.15)$$

где «X'» – транспонированная матрица «X», «b» – вектор неизвестных коэффициентов авторегрессии, «y» – вектор значений объемов добычи нефти. Решение этой системы даст оценки коэффициентов модели.

Коэффициент авторегрессии  $b_1$  – минус 0,13758,  $b_2$  – 1,149124

Используя эту модель, можно прогнозировать объем добычи нефти на следующий день. Например, для прогнозирования объема добычи нефти на 37-й день можно использовать следующее выражение:

$$y(37) = -0,13758 * y(36) + 1,149124 * y(35), \quad (3.16)$$

где  $y(36)$  и  $y(35)$  – это известные значения объемов добычи нефти за предыдущие дни, равные 29209 и 28079 кубических метров, соответственно.

$$y(37) = -0,13758 * 29209 + 1,149124 * 28079 = 28247. \quad (3.17)$$

Если предполагается, что объем добычи нефти на следующий день зависит только от объема добычи за два предыдущих дня, то это уравнение можно использовать для прогнозирования на следующие дни. Однако, следует учитывать, что данное уравнение было получено на основе исторических данных и может быть не совсем точным при прогнозировании будущих значений. Поэтому рекомендуется использовать такой метод с осторожностью и с учетом возможных факторов, которые могут влиять на объем добычи нефти в будущем.

$$y(38) = -0,13758 * 28247 + 1,149124 * 29209 = 29678 \quad (3.18)$$

$$y(39) = -0,13758 * 29678 + 1,149124 * 28247 = 28376 \quad (3.19)$$

$$y(40) = -0,13758 * 28376 + 1,149124 * 29678 = 30199 \quad (3.20)$$

На рисунке 3.5 представлен график прогноза временного ряда с помощью аналитической модели ARIMA.

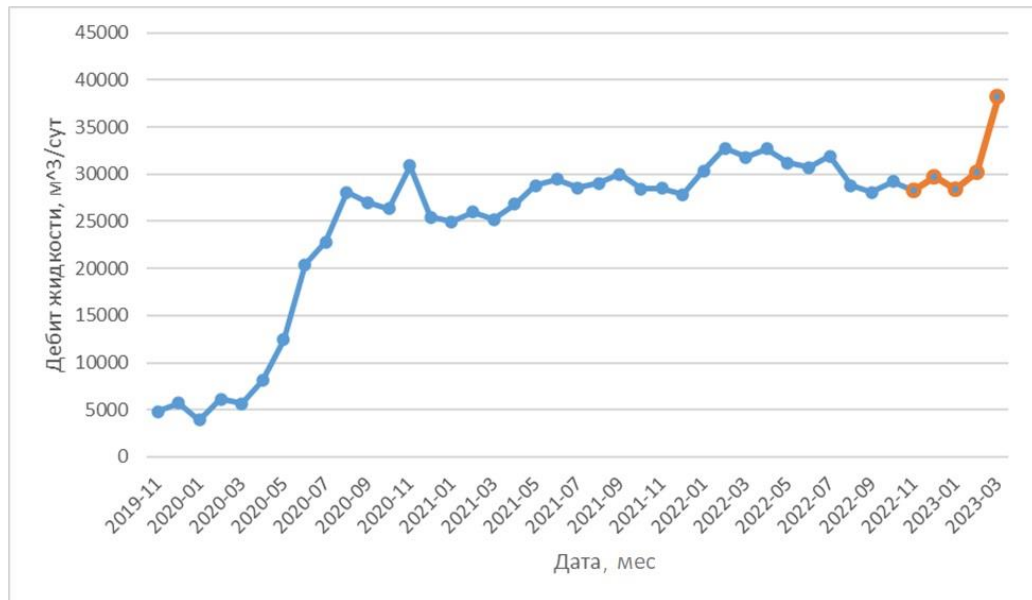


Рис. 3.5. Прогноз временного ряда с помощью аналитической модели ARIMA,

где синим цветом на графике дебита жидкости от времени обозначены исторические данные, оранжевым цветом – прогнозируемые значения.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исследовательская работа заключалась в усовершенствовании емкостно-резистивной модели. Для того, чтобы определять работу скважин, необходимо заменить коэффициент продуктивности и разность пластового и забойного давления на потенциал скважин в каждой точке, что в итоге даёт прогноз разработки добычи нефти на месторождении.

Разница между забойным и контурным давлением является одним из факторов, определяющих градиент потенциала.

Если разница между забойным и контурным давлением большая, то градиент потенциала будет высоким. Это может указывать на сильное влияние скважины на пластовую систему и поток флюидов к скважине. В этом случае, при наличии достаточной проницаемости пласта и подходящих условий добычи, поток флюидов может быть интенсивным.

С другой стороны, если разница между забойным и контурным давлением мала, градиент потенциала будет низким. Это может указывать на незначительное влияние скважины на пластовую систему и поток флюидов к скважине. В этом случае поток флюидов может быть менее интенсивным или даже отсутствовать, особенно если проницаемость пласта низка или есть противодействующие факторы.

Важно отметить, что разница между забойным и контурным давлением не является единственным фактором, определяющим градиент потенциала. Другие факторы, такие как геометрия скважины, свойства флюидов и вязкость, также могут оказывать влияние на градиент потенциала и распределение поток флюидов.

Также в расчетах емкостно-резистивной модели была учтена взаимная корреляция для пятиточечной системы скважин. Результат вычисления взаимной корреляции между двумя переменными демонстрирует взаимосвязь и позволяет оценить силу и направление этой связи. Анализ взаимной корреляции может помочь определить оптимальное расположение скважин в системе. Если скважины сильно коррелируют друг с другом, это может

указывать на избыточность или неэффективность некоторых скважин. Силу корреляции можно интерпретировать следующим образом:

- если коэффициент корреляции Пирсона ( $\rho$ ) близок к 1 или минус 1, это указывает на сильную линейную связь между переменными;
- значение 1 указывает на положительную линейную связь, при которой значения переменных изменяются в одном направлении;
- отсутствие (0) или слабая линейная связь между переменными указывает то, что значения переменных менее предсказуемы и изменяются независимо друг от друга.

CRM была разработана для классической пятиточечной системы скважин.

Анализ о прогнозной динамике добычи нефти позволяет получить важные выводы о будущей динамике процесса добычи. С помощью этой модели был построен график, отражающий прогнозируемую добычу нефти на протяжении определенного временного периода.

Подробный анализ полученного графика позволяет сделать следующие выводы:

1. Тренд добычи: График демонстрирует общий тренд добычи нефти на протяжении исследуемого временного периода. В зависимости от данных и модели, график может показывать рост, снижение или стабильность добычи.
2. Прогнозируемые изменения: График может отражать ожидаемые изменения в добыче нефти в будущем.

В целом, использование модели CRM для прогнозирования добычи нефти позволяет получить ценную информацию о будущей динамике этого процесса. Однако важно помнить, что любой прогноз основан на предположениях и ограничениях модели, поэтому результаты требуют дополнительной проверки и анализа с учетом других факторов, включая экономические, политические и технические переменные.

Полученная модель требует сопоставления с классической моделью CRM.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Infopedia: сайт для углубления теоретических и практических знаний: [сайт]. Москва, 2016. URL: <https://infopedia.su/> (дата обращения: 07.04.2023).
2. Petroleum Engineers: [сайт]. Самара, 2006. URL: <https://www.petroleumengineers.ru/> (дата обращения: 10.05.2023).
3. Ганиев И.А. Основные проблемы нефтяных компаний и пути их решения // Мирская наука. Уфа: УГФТУ, 2018. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/osnovnyye-problemy-neftyanyh-kompaniy-i-puti-ih-resheniya/viewer> (дата обращения: 15.05.2023).
4. Череповицин А.Е. Исследование инновационного потенциала нефтегазовой компании на разных стадиях эксплуатации месторождений // Исследование инновационного потенциала нефтегазовой компании. Санкт-Петербург: СПГУ, 2016. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/issledovanie-innovatsionnogo-potentsiala-neftegazovoy-kompanii-na-raznyh-stadiyah-ekspluatatsii-mestorozhdeniy> (дата обращения: 01.05.2023).
5. Ларри В.Л. Использование моделей емкостного сопротивления для быстрой оценки эффективности заводнения и оптимизации // Журнал нефтяной науки и техники. Хьюстон: UT Austin, 2009. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410509002046> (дата обращения: 02.05.2023).
6. Арзянников И.И. Нефтяная промышленность и экологические проблемы. Москва, 2009. 213 с.
7. Басниев К.С. Подземная гидромеханика. Москва: Недра, 1993. 416 с.
8. Волков Н.Д. Нефтяная промышленность: от геологии к экономике. Москва. 2010. 159 с.
9. Дьяков Д.А. Нефть и газ: от разведки до потребителя: учебное пособие. Москва: издательство КНИТУ, 2015. 287 с.

10. Золотников В.М. Технология добычи нефти. Санкт-Петербург: издательство СПГУ, 2017. 165 с.
11. Карпов В.Г., Бадретдинов И.А. Прогнозирование добычи нефти на поздних стадиях разработки месторождений // Уфа: ИСЭИ УФИЦ РАН, 2013. URL: [https://auditfin.com/fin/2013/5/2013\\_V\\_10\\_02.pdf](https://auditfin.com/fin/2013/5/2013_V_10_02.pdf) (дата обращения: 07.06.2023).
12. Кулешов В.В. Нефть и газ: технология и экономика разработки месторождений. Москва: Издательство МГУ, 2014. 148 с.
13. Максимов Д.Г. Нефтегазовое дело. Санкт-Петербург: издательство СПГУ, 2012. 169 с.
14. Уильям Л. Л., Финкельман Д.Р. Нефть и газ: полное руководство по исследованию и производству. Хьюстон: издательство УН, 2008. 256 с.
15. Разработка нефтяных месторождений: [сайт]. Москва, 2015. URL: [https://www.tyuiu.ru/media/files/2015/01\\_19/uchebное-posobie.pdf](https://www.tyuiu.ru/media/files/2015/01_19/uchebное-posobie.pdf) (дата обращения: 01.06.2023).
16. Харисов М.Н., Юнусов Э.А., Харисова Э.А., Майский Р.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений // Алгоритм определения характеристик вытеснения в условиях несовершенства данных. Уфа: УГНТУ, 2018, т.16. URL: [ngdelo-6-2018-p20-25 \(3\).pdf](https://ngdelo-6-2018-p20-25(3).pdf) (дата обращения: 01.06.2023).