


МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

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

ИНСТИТУТ МАТЕМАТИКИ И КОМПЬЮТЕРНЫХ НАУК  
Кафедра фундаментальной математики и механики

РЕКОМЕНДОВАНО К ЗАЩИТЕ  
В ГЭК

Заведующий кафедрой  
(к.ф.-м.н.)

  
А. П. Девятков  
19 июня 2023 г.

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА**  
магистра

ВОССТАНОВЛЕНИЕ ДИНАМИКИ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ ПРИ  
ИСПОЛЬЗОВАНИИ ЕМКОСТНО – РЕЗИСТИВНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

01.04.01 «Математика»


Магистерская программа «Вычислительная механика»

Выполнил(а) работу  
студент(ка) 2 курса  
очной  
формы обучения

  
(Подпись)

Клименко  
Сергей  
Владимирович

Научный руководитель  
кандидат физико-математических  
наук

  
(Подпись)

Игошин  
Дмитрий  
Евгеньевич

Рецензент  
кандидат физико-математических  
наук

  
(Подпись)

Боталов  
Андрей  
Юрьевич

Тюмень  
2023 год

## СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ .....	2
ВВЕДЕНИЕ .....	3
ГЛАВА 1. ТЕХНИКА ИЗМЕРЕНИЙ И ПРИБОРЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ .....	5
§ 1.1 ЗАМЕРЫ ПРИ ПОМОЩИ ПОГРУЖНЫХ МАНОМЕТРОВ .....	5
§ 1.2 ЗАМЕРЫ НА ДАТЧИКАХ НАСОСОВ.....	8
ГЛАВА 2. МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ДОСТОВЕРНОСТИ ЗАМЕРОВ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ .....	11
§ 2.1 МЕТОД CRM ПРИМЕНИТЕЛЬНО К ПРОВЕРКЕ НА НЕПРОТИВОРЕЧИВОСТИ ЗАМЕРОВ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ.....	13
§ 2.1.1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ МОДЕЛИ CRM .....	13
§ 2.1.2 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ МОДЕЛИ CRMP .....	16
§ 2.1.3 АЛГОРИТМ ОПТИМИЗАЦИОННОЙ ЗАДАЧИ В РАМКАХ МОДЕЛИ CRM .....	20
§ 2.2.1 МЕТОД ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЭВОЛЮЦИИ .....	24
ГЛАВА 3. ПРАКТИЧЕСКАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ МЕТОДА CRMP .....	25
§ 3.1 ПРОРАБОТКА МЕТОДА НА СИНТЕТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ .....	27
§ 3.2 АПРОБАЦИЯ МЕТОДА НА РЕАЛЬНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	37
ГЛАВА 4. СОПОСТАВЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СТОРОННЕГО ПРОГРАММНОГО ПРОДУКТА .....	54
§ 4.1 СОПОСТАВЛЕНИЕ МОДЕЛЕЙ АДАПТАЦИИ ТЕСТОВОЙ ВЫБОРКИ.....	56
§ 4.2 ТЕСТИРОВАНИЕ МЕТОДА НА РАЗРЕЖЕННОСТЬ ДИНАМИКИ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ .....	62
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	69
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	70

## ВВЕДЕНИЕ

В наше время, при появлении различных инструментов анализа взаимовлияний по промысловым данным одной из основных проблем, стала проблема замеров забойного давления на добывающих скважинах нефтяных месторождений. В большинстве случаев, ежедневные инструментальные замеры забойного давления отсутствуют, либо же проводятся спорадически при проведении ГДИ или же в момент остановок и ГТМ. В то время как для анализа взаимовлияния по промысловым данным необходимо проводить селекцию событий на дебите жидкости, а также выделять периоды роста или падения, связанные с закачкой, а не изменением режима работы насосного оборудования. Бывают случаи, влияние нагнетательных скважин проявляется на забойном давлении (динамическом уровне), однако насосное оборудование работает со стабильным дебитом.

При определении забойного давления чаще всего возникают следующие проблемы:

1. отсутствие данных по телеметрии насосного оборудования;
2. низкая частота замеров (раз в месяц или квартал);
3. нарушение правил эксплуатации оборудования.

Решением данных проблем является пересчет забойного давления через динамический уровень, однако у данного метода имеется ряд недостатков:

1. при низкой обводненности большое влияние на значения забойного давления оказывает плотность столба жидкости, которая зависит от газового фактора и не может быть достоверно определена;
2. образовавшаяся при поднятии пузырьков газа пена может искажать глубину отбивки динамического уровня;
3. при определении плотности столба жидкости не учитывается, что нефть может занимать общую долю в столбе не пропорциональную обводненности.

Перечисленные проблемы, в основном связаны с газом, а также с высокой обводненностью, при которой требуется большое количество замеров динамического уровня (ДУ). Однако эти значения не всегда являются кондиционными. Промысловый анализ динамики дебита жидкости и ДУ показывает, что могут регистрироваться ложные события, которые противоречат логике и закону Дарси. На данный момент времени, алгоритм по определению и дальнейшему исключению из динамики таких событий не формализован. Для снижения дискретности замеров и заполнения пропусков в динамике, что важно при анализе разработки и контроле добычи, также нет алгоритмов интерполяции динамических уровней (забойного давления).

В настоящее время в разработку нефтяных месторождений внедряются нейронные сети, которые позволяют более точно вести контроль добычи, но для их качественной работы требуются ежедневные замеры промысловых показателей, в том числе и замеры забойного давления.

Целью работы является разработка алгоритма предварительной обработки забойных давлений для повышения качества поступаемых данных и последующей работы с ними.

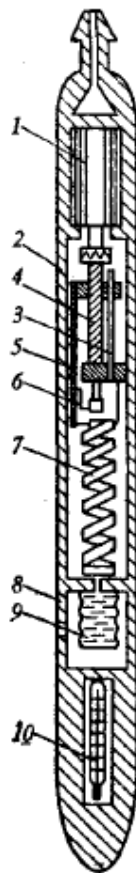
Исходя из цели, определены следующие задачи:

1. Обзор существующих моделей подготовки промысловых данных;
2. Разработка алгоритма, для восстановления динамики забойного давления;
3. Разработка метода, для проверки на непротиворечивость замеров забойного давления;
4. Сопоставительный анализ результатов обучения нейронной сети при различных моделях подготовки данных по забойным давлениям.

# ГЛАВА 1. ТЕХНИКА ИЗМЕРЕНИЙ И ПРИБОРЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ

## § 1.1 ЗАМЕРЫ ПРИ ПОМОЩИ ПОГРУЖНЫХ МАНОМЕТРОВ

Для *прямых измерений давления* применяют скважинные манометры геликсного типа, а также газонаполненные дифманометры. Манометры геликсного типа применяют для измерения высоких давлений (до 150 МПа) при повышенных температурах (160 – 400°С). Принципиальная схема манометра представлена на рисунке 1.

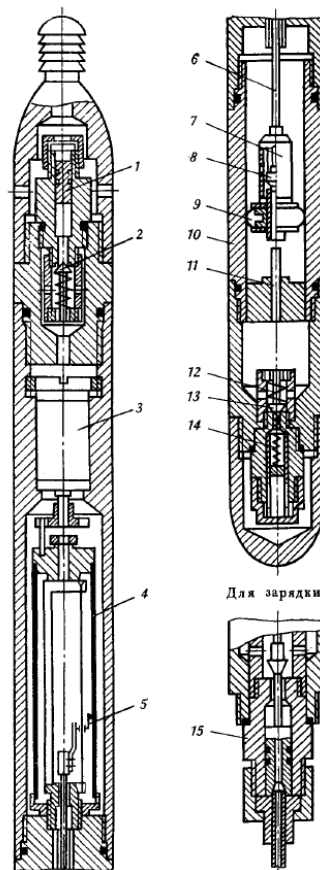


*Рисунок 1 - Схема геликсного манометра:*  
 1 – часовой привод; 2 – каретка; 3 – направляющая;  
 4 – ходовой винт; 5 – бланк; 6 – пишущее перо; 7 – геликс;  
 8 – корпус прибора; 9 – сильфон; 10 – термометр

Измеряемое давление в скважине передается через разделительный сильфон жидкости (9), заполняющей внутреннюю полость системы сильфон – геликс. Под действием этого давления свободный конец геликса (7)

поворачивается на угол, пропорциональный измеряемому давлению. Угол поворота конца пружины регистрируется на специальном бланке, вставленном в каретку (2), которая перемещается поступательно по ходовому винту (4), вращаемому часовым приводом (1).

Для регистрации относительно небольших изменений давления при исследовании скважин методами восстановления давления применяют газонаполненные дифманометры, чувствительность которых может быть значительно выше, чем у обычных манометров. Однако данные дифманометры имеют сравнительно большую температурную погрешность, поэтому область их применения ограничена, в основном, регистрацией небольших изменений давления при незначительных колебаниях температуры в процессе измерения. Схема дифманометра представлена ниже: [1]



**Рисунок 2 - Схема дифманометра:**

- 1 – пробка; 2 – верхний клапан; 3 – часовой привод; 4 – барабан с бланком;  
 5 – пишущее перо; 6 – штанга; 7 – уплотненный поршень; 8 – клапан;  
 9 – самоуплотняющаяся манжета; 10 – цилиндр; 11 – трубка для сообщения верхней и  
 нижней секций прибора; 12 и 14 – пружины клапана; 13 – нижний клапан;  
 15 – наконечник для заполнения прибора сжатым газом через верхний клапан;**

Дифманометр состоит из верхней и нижней секций, разделенных уплотненным поршнем (7), соединенным при помощи штанги (6) с пишущим пером (5). В нижней и верхней секциях прибора установлены клапаны (2, 13) для заполнения дифманометра сжатым газом. Уплотненный поршень также снабжен клапаном (8), который открывается в крайних положениях поршня, сообщая при этом верхнюю и нижнюю секции. Для регистрации кривых восстановления давления прибор заполняется сжатым газом через верхний клапан (2), который после заполнения закрывается пробкой (1). Если же регистрируют кривые падения давления, заполняют манометр через нижний клапан, снабженный пружинами (12, 14). Более сильная нижняя пружина (14) открывает клапан при давлении в скважине, меньшем на 0,04 – 0,05 МПа давления сжатого газа в полости прибора. После открытия клапана давление в нижней секции прибора становится равным давлению в скважине, поэтому клапан, отжимаемый нижней пружиной, остается в процессе измерения открытым. При повышении давления в скважине уплотненный поршень перемещается вверх, и пишущее перо регистрирует изменение давления на бланке, вставленном в барабан (4), вращаемый часовым приводом (3).

Однако у всех манометров имеется существенный недостаток – замер забойного давления можно провести только в остановленной скважине, то есть только при проведении геолого-технических мероприятий или при отказе насоса [2].

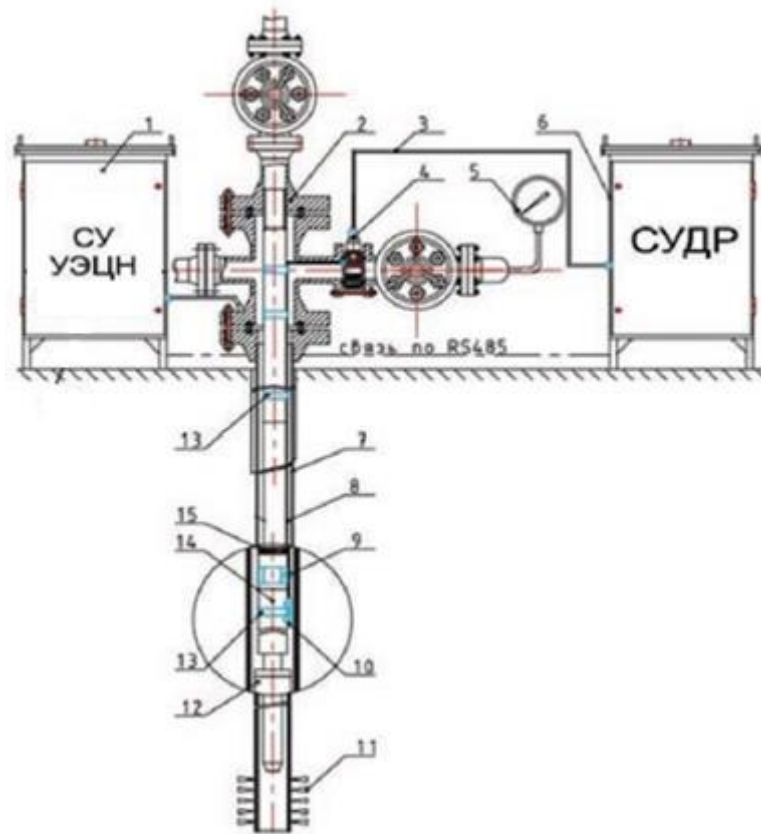
## § 1.2 ЗАМЕРЫ НА ДАТЧИКАХ НАСОСОВ

Для измерения параметров непосредственно на насосе применяются различные датчики, закрепляемые в составе глубинно-насосного оборудования. Такие датчики называются термоманометрическими системами или сокращенно ТМС. ТМС предназначены для измерения и передачи на контроллер станции управления погружным электродвигателем текущих параметров работы установки электроприводного центробежного насоса (далее «УЭЦН») в скважинах для добычи нефти или систем ППД, а именно данных (в зависимости от оснащения):

- температуры окружающей (пластовой) жидкости;
- температуры масла в двигателе;
- температуры обмоток двигателя;
- давление пластовой жидкости в районе подвески УЭЦН.

Система ТМС состоит из погружного и наземного блоков. Погружной блок монтируется напрямую к нижней части погружного электродвигателя (ПЭД) или через опору подшипника и адаптер. Наземный блок ТМС устанавливается внутри станции управления. Телеметрическая информация с погружного блока передаётся через силовой кабель питания ПЭД, обрабатывается в наземном блоке и поступает на станцию управления.





**Рисунок 3 - Схема управления системой пласт - скважина - насосное оборудование**

На рисунке 3 цифрами обозначены: 1 – станция управления УЭЦН; 2 – фонтанная арматура; 3 – наземный трубопровод; 4 – устройство ввода; 5 – манометр; 6 – скважинная установка дозирования реагентов; 7 – эксплуатационная колонна; 8 – насосно-компрессорные трубы; 9 – капиллярная трубка для подачи ингибитора; 10 – распылитель реагента; 11 – интервал перфорации; 12 – погружной электродвигатель; 13 – датчик ТМС; 14 – приемный модуль.

Однако большинство применяемых в эксплуатации ТМС имеют недостаточную разрешающую способность по давлению (как правило, это 1 атм или 0,1 МПа), невысокую стабильность показаний давления при изменении температуры и во времени. В связи с этим в требованиях нефтяных компаний на системы ТМС отдельной опцией выделяются особые требования к высокоточным ТМС. Отличие высокоточной ТМС от обычной заключается в применении более точных датчиков давления, температуры, вибрации, наличии

вспомогательных датчиков для минимизации дрейфа параметров и выполнении большого числа регулировок и испытаний.

Основной причиной некондиционных замеров забойных давлений с помощью ТМС является выход датчиков из строя в связи с ненадлежащей эксплуатацией. У каждого датчика есть предел температуры и давления, при которых замеры могут считаться кондиционными. Нарушение правил эксплуатации ведет к искажению замеров на ТМС, вплоть до поломки датчика [1,2].

## ГЛАВА 2. МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ДОСТОВЕРНОСТИ ЗАМЕРОВ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ

Одним из важнейших показателей, определяющим эффективность эксплуатации системы “скважина – пласт” и подлежащим непрерывному мониторингу, является забойное давление. Именно поэтому так важна качественная динамика замеров забойного давления.

В рамках данной работы рассмотрены различные методы пересчета и оценки достоверности замеров забойного давления [3].

*Метод пересчета устьевых параметров в забойное давление:*

Данный метод учитывает поступление обводненной продукции, при котором столб над насосом разбивается на интервалы: однофазный флюид с плотностью пластовой нефти и водонефтяную смесь с плотностью равной плотности нефти и пластовой воды в соотношении, соответствующем обводненности продукции, причем изменение динамического уровня определяет высоту столба смеси над насосом.

*Эмпирический метод для расчета забойного давления:*

Суть этого метода заключается в создании некоторой эмпирической корреляции на основе сравнения и анализа данных глубинных и устьевых замеров. При наличии репрезентативной выборки результатов исследований можно получить методику расчета забойного давления для скважин конкретного месторождения. Эта методика выделяет в стволе скважины три интервала: газ, флюид неопределенной плотности и газоводонефтяная смесь, состоящая из газа, нефти и воды в соотношении соответствующем обводненности и газосодержанию продукции. Далее по известной эмпирической корреляции на основе данных по затрубному давлению, динамическому уровню и обводненности флюида определяется давление на забое.

В связи с неточностью полученных результатов, связанных с накопительной ошибкой большого числа расчетных значений и значительного количества геолого-физических данных, отслеживание ежедневных изменений которых в практической реализации не представляется возможным, принято решение отказаться от данных методов, в рамках проделанной работы, в пользу метода CRM-моделирования.

## § 2.1 МЕТОД CRM ПРИМЕНИТЕЛЬНО К ПРОВЕРКЕ НА НЕПРОТИВОРЕЧИВОСТИ ЗАМЕРОВ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ

### § 2.1.1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ МОДЕЛИ CRM

Аббревиатура CRM (*Capacitance Resistance Models*) отображает аналогию между гидродинамическими законами фильтрации в пласте и законами электрического тока. Так, понятие “запас упругой пластовой энергии”, аналогично понятию “электрической емкости”, а понятие “фильтрационное сопротивление”, аналогично “Электрическому сопротивлению”.

Модель CRM разработана в 2005-2006 гг. Юсеф А. А. и др. в университете Остина (США) под руководством профессора Л. Лейк, и представляет собой аналитическое решение дифференциального уравнения материального баланса совместно с классическим уравнением Дарси. [4]

$$\begin{aligned} c_t V_p \frac{d\bar{p}}{dt} &= I(t) - q(t), \\ q(t) &= J(\bar{p} - p_{wf}), \end{aligned} \quad (1)$$

где  $c_t$  – общая сжимаемость системы;

$V_p$  – поровый контрольный объем;

$J$  – коэффициент продуктивности;

$I(t)$  – приемистость;

$q(t)$  – дебит жидкости;

$\bar{p}$  – среднее пластовое давление в поровом объеме;

$p_{wf}$  – забойное давление на добывающей скважине.

Исключая из системы уравнений (1) пластовое давление, с учетом времени реакции  $\tau = \frac{c_t V_p}{J}$ , выводится дифференциальное уравнение:

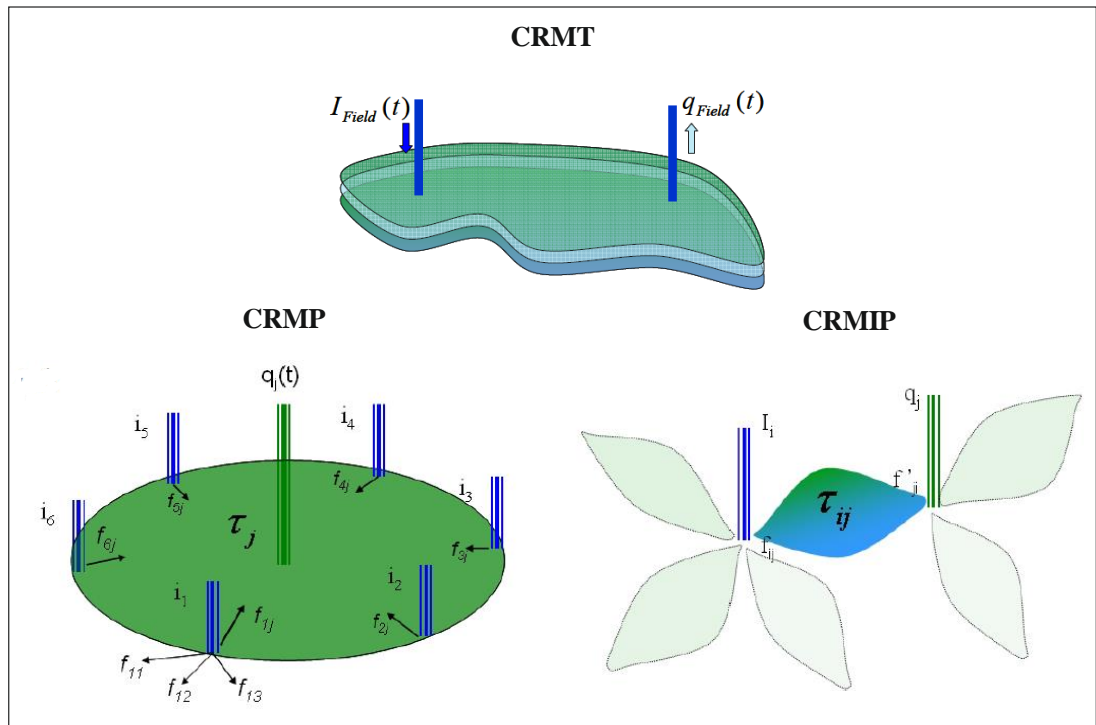
$$\frac{dq(t)}{dt} + \frac{1}{\tau} q(t) = \frac{1}{\tau} I(t) - J \frac{dp_{wf}}{dt} \quad (2)$$

Уравнение (2) основывается на следующих допущениях:

- температура неизменна;
- применимо только для пластов с фильтрацией по закону Дарси;
- существование только 2-х несмешивающихся фаз;
- капиллярные эффекты не учитываются;
- низкая сжимаемость флюидов (обеспечивает неизменность плотности для закачанной воды, добытых и пластовых флюидов);
- коэффициент продуктивности  $J$  постоянен.

Конкретный вид формулы CRM зависит от принятых допущений относительно рассматриваемой области пласта, ассоциируемой с поровым объемом  $V_p$  и используемой схемы аппроксимации динамики приемистости. В связи с этим рассматривается три основных разновидности модели CRM (Рисунок 4):

- CRMT модель, в которой все нагнетательные скважины объединяются в одну, так же как и добывающие скважины. При этом рассматривается весь объем месторождения. Однако в случае нескольких добывающих скважин сложно определить забойное давление для псевдо-добывающей скважины. Это связано с тем, что забойные давления добывающих скважин, из которых складывается одна псевдо-добывающая, меняются независимо друг от друга.
- CRMP модель, в которой рассматривается связь между добывающей и всеми окружающими её нагнетательными скважинами. В этом случае рассматривается постоянный объем порового пространства, который заключен между добывающей и нагнетательными скважинами.
- CRMIP модель, в которой определяется одна временная константа и одна связь между парой нагнетательная-добывающая скважина. Здесь рассматривается только дренируемый объем между парой скважин.



**Рисунок 4 - Виды CRM моделей и охватываемый ими объем залежи.**

Наиболее оптимальной для поставленной задачи об интерполяции забойного давления и проверки его значений на непротиворечивость с точки зрения детальности и сложности адаптации модели является модель CRMP, поскольку именно в таком виде можно представить большинство скважин рассматриваемых объектов (т.е. в центре элемента заводнения стоит добывающая скважина, с окружающими её нагнетательными).

## § 2.1.2 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ МОДЕЛИ CRMP

Модель CRMP присваивает одну константу времени ( $\tau_j$ ) для дренажного объема каждой добывающей скважины и коэффициент взаимовлияния между  $i$ -й нагнетательной и  $j$ -й добывающей скважинами ( $f_{ij}$ ), следовательно, уравнение неразрывности  $j$ -й добывающей скважины примет следующий вид:

$$\tau_j \frac{dq_j(t)}{dt} + q_j(t) = \sum_{i=1}^{N_{inj}} f_{ij} I_i(t) - \tau_j J_j \frac{dp_{wf,j}}{dt}, \quad (3)$$

где  $\tau_j$  – константа времени:

$$\tau_j = \left( \frac{c_t V_p}{J} \right)_j; \quad (4)$$

$V_p$  – поровый объем;

$c_t$  – полный коэффициент сжимаемости системы пласт — флюиды;

$J$  – коэффициент продуктивности;

$f_{ij} = \frac{q_{ij}(t)}{I_i(t)}$  – коэффициент взаимовлияния между  $i$ -й нагнетательной и  $j$ -й добывающей скважинами (доля объема воды, притекшей из  $i$ -й нагнетательной скважины в  $j$ -ю добывающую скважину);

$p_{wf}$  – забойное давление;

$I_i$  – приемистость  $i$ -й нагнетательной скважины;

$q_j$  – дебит добывающей скважины.

В уравнении (3) основным отличием от уравнения (2) является первый член в правой части, который представляет собой общую закачку нагнетательных скважин  $N_{inj}$  влияющих на добывающую скважину  $j$ . Поскольку для каждой добывающей скважины присвоена только одна константа времени, CRMP предполагает, что дебит жидкости будет реагировать с одинаковой константой времени на изменения  $I_i$  для всех нагнетательных скважин  $N_{inj}$ , но с разными коэффициентами взаимовлияния ( $f_{ij}$ ).



Термин *capacitance-resistive model* происходит от аналогии между уравнением (3) с конденсатором и резистором в электронной цепи. CRMP модель первоначально представлена Лиангом (2007 г.) и полученное им решение уравнения (3) представлено в следующем виде: [5]

$$q_j(t) = q_j(t_0)e^{-\left(\frac{t-t_0}{\tau_j}\right)} + e^{-\frac{t}{\tau_j}} \int_{\xi=t_0}^{\xi=t} e^{\frac{\xi}{\tau_j}} \frac{1}{\tau_j} \sum_{i=1}^{N_{inj}} f_{ij} I_i(\xi) d\xi - e^{-\frac{t}{\tau_j}} \int_{\xi=t_0}^{\xi=t} e^{\frac{\xi}{\tau_j}} J_j \frac{dp_{wf,j}}{d\xi} d\xi \quad (5)$$

Дебит добывающей скважины  $q_j(t)$ , состоит из трех элементов в правой части уравнения (5): первичное истощение, интенсивность закачки и изменение забойного давления добывающей скважины. Для получения аналитического решения уравнения (5) в случае ступенчатого изменения закачки предполагаются следующие допущения:

- 1) Постоянный коэффициент продуктивности  $J$ ;
- 2) Постоянный уровень закачки для всех нагнетательных скважин на каждом временном шаге;
- 3) Падение забойного давления в добывающей скважине происходит по линейному закону.

С данными допущениями интегрирование по частям приводит уравнение (5) к следующему виду:

$$q_j(t) = q_j(t_0)e^{-\left(\frac{t-t_0}{\tau_j}\right)} + \sum_{i=1}^{N_{inj}} \left[ f_{ij} \left( I_i(t) - e^{-\left(\frac{t-t_0}{\tau_j}\right)} I_i(t_0) \right) \right] - e^{-\frac{t}{\tau_j}} \int_{\xi=t_0}^{\xi=t} e^{\frac{\xi}{\tau_j}} \left( \sum_{i=1}^{N_{inj}} f_{ij} \frac{dI_i(\xi)}{d\xi} + J_j \frac{dp_{wf,j}}{d\xi} \right) d\xi \quad (6)$$

Проинтегрируем (6), получим:

$$q_j(t_n) = q_j(t_{n-1})e^{\left(\frac{-\Delta t_n}{\tau_j}\right)} + \left(1 - e^{\left(\frac{-\Delta t_n}{\tau_j}\right)}\right) \left[ \sum_{i=1}^{N_{inj}} (f_{ij}I_i) - J_j \tau_j \frac{\Delta p_{wf,j}^{(n)}}{\Delta t_n} \right] \quad (7)$$

Стоит заметить, что при постоянной приемистости и забойном давлении уравнение (7) упрощается до:

$$q_j(t_n) = q_j(t_{n-1})e^{\left(\frac{-\Delta t_n}{\tau_j}\right)} + \sum_{i=1}^{N_{inj}} (f_{ij}I_i) \left(1 - e^{\left(\frac{-\Delta t_n}{\tau_j}\right)}\right) \quad (8)$$

Уравнение (7) получено для одного временного интервала с постоянной закачкой. Следовательно, в случае серии ступенчатых изменений закачки и линейного изменения забойного давления, нужно оценить общую добычу в конце каждого временного интервала  $\Delta t_{i-1}$  и использовать ее в качестве начальной добычи для следующего временного интервала,  $\Delta t_i$ .

Заменяя  $q(t_{n-1})$  в уравнении (7) путем решения предыдущего временного шага и повторив это процесс для всех временных интервалов с точностью до  $t_0$ , получим:

$$\begin{aligned} q_j(t_n) = & q_j(t_0) \left( e^{\left(\frac{-\Delta t_1}{\tau_j}\right)} e^{\left(\frac{-\Delta t_2}{\tau_j}\right)} \dots e^{\left(\frac{-\Delta t_{n-1}}{\tau_j}\right)} e^{\left(\frac{-\Delta t_n}{\tau_j}\right)} \right) \\ & + e^{\left(\frac{-\Delta t_2}{\tau_j}\right)} e^{\left(\frac{-\Delta t_3}{\tau_j}\right)} \dots e^{\left(\frac{-\Delta t_{n-2}}{\tau_j}\right)} e^{\left(\frac{-\Delta t_{n-1}}{\tau_j}\right)} e^{\left(\frac{-\Delta t_n}{\tau_j}\right)} \left(1 - e^{\left(\frac{-\Delta t_1}{\tau_j}\right)}\right) \left[ \sum_{i=1}^{N_{inj}} (f_{ij}I_i^1) - J_j \tau_j \frac{\Delta p_{wf,j}^{(1)}}{\Delta t_1} \right] \\ & + e^{\left(\frac{-\Delta t_3}{\tau_j}\right)} \dots e^{\left(\frac{-\Delta t_{n-2}}{\tau_j}\right)} e^{\left(\frac{-\Delta t_{n-1}}{\tau_j}\right)} e^{\left(\frac{-\Delta t_n}{\tau_j}\right)} \left(1 - e^{\left(\frac{-\Delta t_2}{\tau_j}\right)}\right) \left[ \sum_{i=1}^{N_{inj}} (f_{ij}I_i^2) - J_j \tau_j \frac{\Delta p_{wf,j}^{(2)}}{\Delta t_2} \right] + \dots \\ & + e^{\left(\frac{-\Delta t_{n-2}}{\tau_j}\right)} e^{\left(\frac{-\Delta t_{n-1}}{\tau_j}\right)} e^{\left(\frac{-\Delta t_n}{\tau_j}\right)} \left(1 - e^{\left(\frac{-\Delta t_{n-3}}{\tau_j}\right)}\right) \left[ \sum_{i=1}^{N_{inj}} (f_{ij}I_i^{n-3}) - J_j \tau_j \frac{\Delta p_{wf,j}^{(n-3)}}{\Delta t_{n-3}} \right] \\ & + e^{\left(\frac{-\Delta t_{n-1}}{\tau_j}\right)} e^{\left(\frac{-\Delta t_n}{\tau_j}\right)} \left(1 - e^{\left(\frac{-\Delta t_{n-2}}{\tau_j}\right)}\right) \left[ \sum_{i=1}^{N_{inj}} (f_{ij}I_i^{n-2}) - J_j \tau_j \frac{\Delta p_{wf,j}^{(n-2)}}{\Delta t_{n-2}} \right] \\ & + e^{\left(\frac{-\Delta t_n}{\tau_j}\right)} \left(1 - e^{\left(\frac{-\Delta t_{n-1}}{\tau_j}\right)}\right) \left[ \sum_{i=1}^{N_{inj}} (f_{ij}I_i^{n-1}) - J_j \tau_j \frac{\Delta p_{wf,j}^{(n-1)}}{\Delta t_{n-1}} \right] \\ & + \left(1 - e^{\left(\frac{-\Delta t_n}{\tau_j}\right)}\right) \left[ \sum_{i=1}^{N_{inj}} (f_{ij}I_i^n) - J_j \tau_j \frac{\Delta p_{wf,j}^{(n)}}{\Delta t_n} \right] \end{aligned} \quad (9)$$

Упрощенный вид уравнения (9) запишется в следующей форме:

$$q_j(t_n) = q_j(t_0) \left( e^{-\left(\frac{t_n-t_0}{\tau_j}\right)} \right) + \sum_{k=1}^n \left\{ e^{-\left(\frac{t_n-t_k}{\tau_j}\right)} \left( 1 - e^{-\left(\frac{-\Delta t_k}{\tau_j}\right)} \right) \left[ \sum_{i=1}^{N_{inj}} (f_{ij} I_i^k) - J_j \tau_j \frac{\Delta p_{wf,j}^{(k)}}{\Delta t_k} \right] \right\}, \quad (10)$$

где  $I_i^k$  и  $\Delta p_{wf,j}^{(k)}$  являются закачкой  $i$ -й нагнетательной скважины и изменение забойного давления  $j$ -й добывающей скважины течение интервала времени с  $\Delta t_{k-1}$  до  $\Delta t_k$  соответственно.

Преобразуем (10) с учетом временного шага  $\Delta t_n$ :

$$q_j(t_n) = q_j(t_{n-1}) e^{-\left(\frac{\Delta t_n}{\tau_j}\right)} + \left( 1 - e^{-\left(\frac{\Delta t_n}{\tau_j}\right)} \right) \left[ \sum_{i=1}^{N_{inj}} (f_{ij} I_i^{(n)}) - J_j \tau_j \frac{\Delta p_{wf,j}^{(n)}}{\Delta t_n} \right] \quad (11)$$

Формула (11) является расчетной формулой CRMP модели для проверки значений забойного давления на непротиворечивость.

### § 2.1.3 АЛГОРИТМ ОПТИМИЗАЦИОННОЙ ЗАДАЧИ В РАМКАХ МОДЕЛИ CRM

Для различных видов CRM моделей количество неизвестных параметров варьируется. Однако достаточное количество точек входных данных обеспечивает надлежащую оценку данных параметров модели. Так CRMP имеет  $N_i + 3$  неизвестных параметра для каждой добывающей скважины:  $f_{1j}, f_{2j}, \dots, f_{N_{i,j}}, \tau_j, q_j(t_0), J_j$ , где  $f_{ij}$  – безразмерные коэффициенты влияния  $i$ -й нагнетательной на  $j$ -ю добывающую скважину,  $\tau_j$  – константа времени (величина обратная коэффициенту падения добычи),  $q_j(t_0)$  – дебит скважины в начальный момент времени,  $J_j$  – коэффициент продуктивности. Следовательно, для использования CRMP необходимо иметь, по крайней мере  $N_p(N_i + 3)$  точек входных данных, для точной оценки параметров модели.

Для определения значений неизвестных величин формируется оптимизационная задача: задается целевая функция, выражающая отклонение модельных (расчетных) дебитов от фактических, а так же диапазоны допустимых значений для неизвестных величин. Форма целевой функции для каждой добывающей скважины задается в следующем виде:

$$F_j = \sum_{n=1}^{T_j} \left( \frac{\tilde{q}_j(t_n) - q_j(t_n)}{\tilde{q}_j(t_n)} \right)^2 \rightarrow \min \quad (12)$$

где  $j = 1, \dots, N_p$ ;  $N_p$  – количество добывающих скважин;

$\tilde{q}_j(t_n)$  – фактический дебит  $j$ -й скважины за  $n$ -й шаг рассматриваемого интервала;

$T_j$  – число временных шагов в рассматриваемом интервале  $j$ -й скважины.

Исходя из физического смысла величин, на неизвестные параметры накладываются ограничения вида:

$$\begin{cases} J_{j \min} \leq J_j \leq J_{j \max} \\ \tau_{j \min} \leq \tau_j \leq \tau_{j \max} \\ f_{ij \min} \leq f_{ij} \leq f_{ij \max} \\ j = \overline{1, N_p}, i = \overline{1, N_l} \end{cases} \quad (13)$$

Совместно с (12) так же используется условие вида:

$$\sum_{i=1}^{N_{ij}} f_{ij} \leq 1, j = \overline{1, N_p} \quad (14)$$

Модель CRM в любом из вариантов позволяет описать сложную немонотонную динамику дебита жидкости, при этом принципиальное значение имеет параметр  $\tau$ . Важность этого параметра заключается в том, что он связан с запасом упругой энергии в пласте и определяет скорость возмущений в пласте.[6] При изначально больших значениях  $\tau$ , возмущения, передаваемые от системы ППД “вязнут” в пласте по причине его низкой пьезопроводности. Уменьшение “тау” приводит к более выраженной реакции добычи на закачку. При значениях значительно меньше первоначального  $\tau$  динамика добычи почти не отличается от динамики закачки (Рисунок 5). Именно из-за этого так важно определить верхнюю границу  $\tau_{j \max}$ .

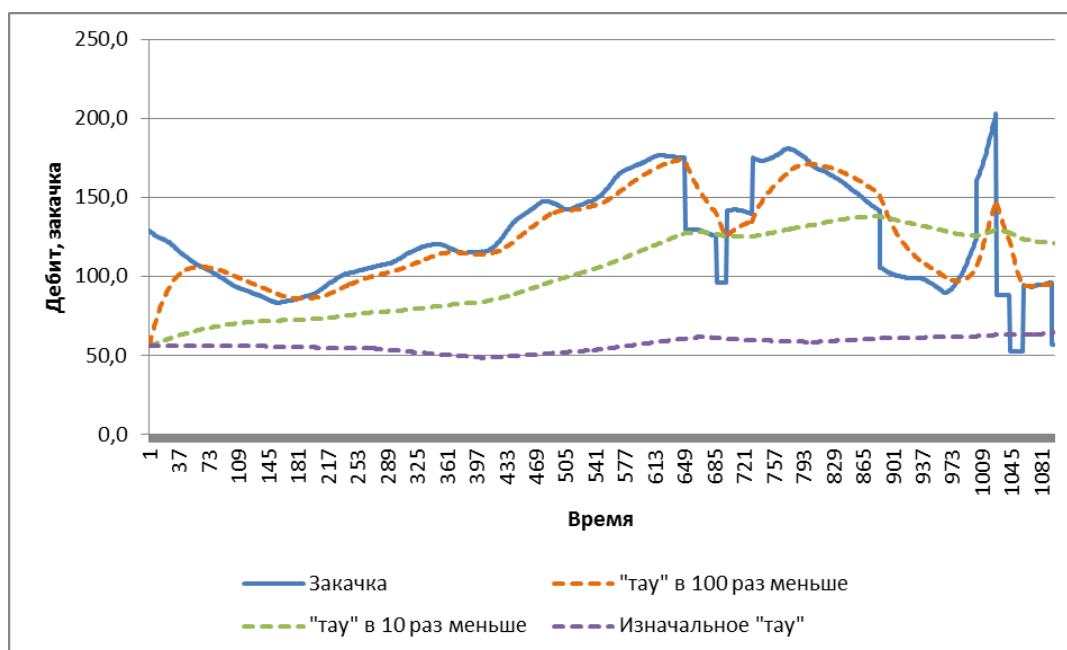


Рисунок 5 - Влияние параметра "тау" на добычу жидкости

Для определения верхней границы  $\tau_j$  вычисляется безразмерное время  $t_D$ , которое выражает совокупный объем жидкости, закаченный в контрольный объем, деленный на его поровый объем  $V_p$ :

$$t_D = \frac{W_j^*(t_n)}{V_p} \quad (15)$$

где  $W_j^*(t_n)$ : эффективная суммарная закачка в контрольный объем  $j$ -й добывающей скважины за  $n$ -й шаг рассматриваемого интервала:

$$W_j^*(t_n) = \sum_{i=1}^{N_{inj}} \sum_{k=1}^n f_{ij} I_j(t_k) \quad (16)$$

Константа времени, через безразмерное время определяется следующей формулой:

$$\tau_j = \frac{t_n}{t_D} \quad (17)$$

Прямой анализ уравнения (4) показывает, что большой объем пор ( $V_p \uparrow$ ), высокий коэффициент сжимаемости системы ( $c_t \uparrow$ ) или же низкий коэффициент продуктивности ( $J \downarrow$ ) приводит к большому значению  $\tau$  и, следовательно, к большому рассеиванию возмущений, передаваемых системой ППД. Напротив, быстрая передача входных сигналов является результатом малого значения  $\tau$ , которое достигается в случае малого объема пор ( $V_p \downarrow$ ), низкого коэффициента сжимаемости ( $c_t \downarrow$ ) или высокого коэффициента продуктивности ( $J \uparrow$ ).

При изначально известных данных, таких как пористость ( $m$ ), средняя нефтенасыщенная толщина ( $h_{эф.н.}$ ), коэффициент сжимаемости системы ( $c_t$ ) и максимальный радиус влияния скважины ( $R_{max}$ ), можно вычислить  $\tau_{j\ max}$  по формулам (15 – 17). Получив максимально допустимое значение “тау” по формуле (4) вычисляется соответствующий ему коэффициент продуктивности.

В процессе адаптации модели нередко проявляются различные ошибки и погрешности, которые по большей части связаны с замерами забойного давления, так как дебиты и приемистости замеряются достаточно точно. Исходя из этого, следует перейти к задаче об интерполяции участков забойного давления. Для этого необходимо построить CRM модель для забойного давления с теми же варьируемыми параметрами, что и для дебита жидкости. **Так мы получим динамику забойного давления на каждом временном шаге  $T_j$ .**

Расчетная формула CRM модели для забойного давления записана в следующем виде:

$$p_{wf,j}^{(n)} = \frac{\left[ q_j(t_n) - q_j(t_{n-1})e^{-\left(\frac{\Delta t_n}{\tau_j}\right)} - \left(1 - e^{-\left(\frac{\Delta t_n}{\tau_j}\right)}\right) \left[ \sum_{i=1}^{N_{inj}} (f_{ij} I_i^{(n)}) - J_j \tau_j \frac{p_{wf,j}^{(n-1)}}{\Delta t_n} \right] \right] \Delta t_n}{J_j \tau_j \left(1 - e^{-\left(\frac{\Delta t_n}{\tau_j}\right)}\right)} \quad (18)$$

Так же стоит отметить, что целевая функция по дебиту жидкости с данной динамикой забойного давления будет равна нулю.

$$F_j = \sum_{n=1}^{T_j} \left( \frac{\tilde{q}_j(t_n) - q_j(t_n)}{\tilde{q}_j(t_n)} \right)^2 \rightarrow 0 \quad (19)$$

Полученную динамику частично можно использовать для **более качественной адаптации, заменяя ею пропуски в фактических замерах, либо заменяя некондиционные значения забойного давления.**

## § 2.2.1 МЕТОД ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЭВОЛЮЦИИ

Алгоритм дифференциальной эволюции был разработан Прайсом и Сторном в 1995 году. Алгоритм использует адаптивную мутацию особей по правилу, аналогичному правилу одной пятой, согласно которому доля успешных мутаций должна быть равна  $1/5$ . Таким образом, если эта доля меньше  $1/5$ , то значения соответствующих свободных параметров мутатора изменяются таким образом, что вероятность мутации увеличивается, а если она больше  $1/5$ , то уменьшается. В то же время, если особи популяции сильно распределены в пространстве поиска, то алгоритм мутации приводит к их значительным вариациям. В противном случае, то есть когда особи компактно распределены в пространстве поиска, алгоритм реализует небольшие изменения в особей.

К преимуществам данного алгоритма можно отнести:

- 1) Применимость к широкому классу задач оптимизации;
- 2) Концептуальную простоту;
- 3) Параллелизм.

К недостаткам:

- 1) Отсутствие гарантии нахождения оптимального решения за конечное время – алгоритм реализует локальную оптимизацию;
- 2) Отсутствие эффективных критериев остановки алгоритма;
- 3) Отсутствие формального подхода к определению коэффициента влияния;
- 4) Большие вычислительные затраты.



### ГЛАВА 3. ПРАКТИЧЕСКАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ МЕТОДА CRMP

Выбор метода CRMP для проверки замеров забойного давления на непротиворечивость и возможности интерполирования значений с помощью данного метода обоснован рядом факторов:

- **Точность.**

CRMP-модель позволяет с достаточной точностью рассчитать дебит жидкости и забойное давление на каждом временном шаге.

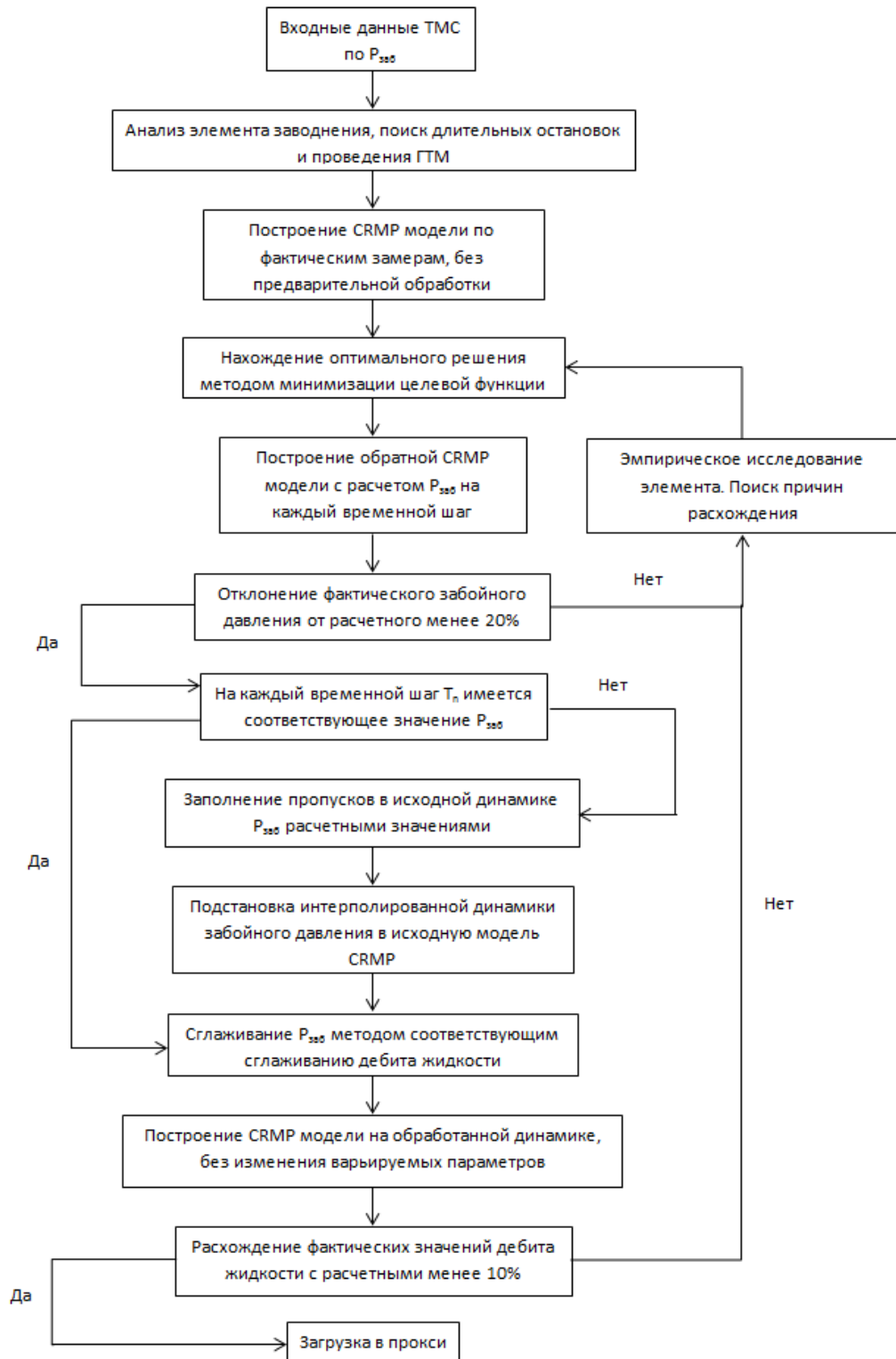
- **Простота.**

Малое количество входных параметров, таких как технологические показатели приемистости и дебитов жидкости, замеры данных параметров происходят регулярно и весьма точно.

- **Вариация вычислительных мощностей.**

Возможность адаптации модели по каждой добывающей скважине в отдельности, благодаря чему число варьируемых параметров невелико, что существенно снижает вычислительную сложность задачи.

Блок схема алгоритма проверки на непротиворечивость представлена ниже.

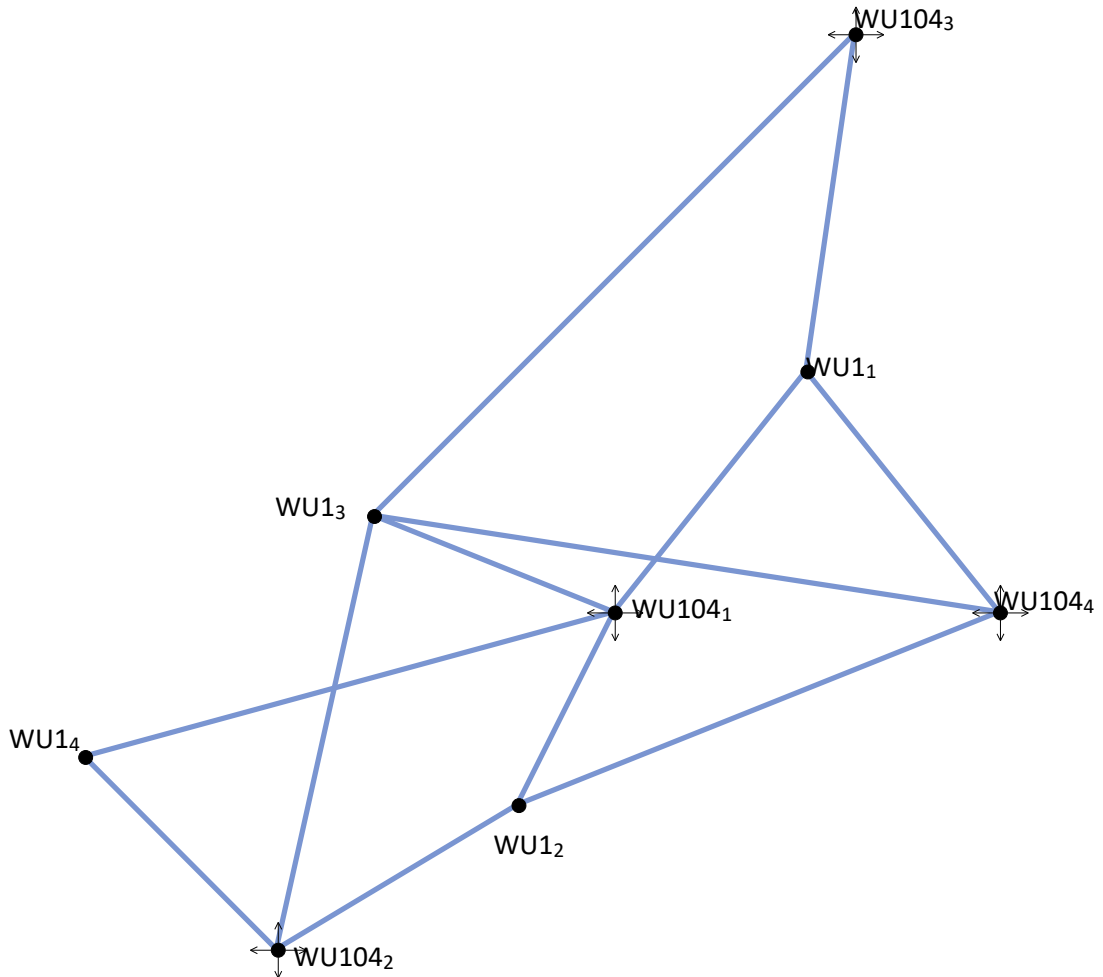


**Рисунок 6 – Блок – схема метода CRMP применительно к проверке непротиворечивости замеров забойного давления**

Подробное описание работы метода рассмотрено в пункте § 3.2 Апробация метода на реальном месторождении.

### § 3.1 ПРОРАБОТКА МЕТОДА НА СИНТЕТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

В рамках проделанной работы для проверки качества метода выбрана синтетическая модель двухфазной фильтрации. В расчетах участвуют восемь скважин: четыре добывающие и четыре нагнетательные скважины. Элементы заводнения и параметры фильтрационной модели представлены на рисунке 7 и в таблице 1.



*Рисунок 7 - Элементы заводнения синтетической модели*

Геологические параметры синтетической модели

№ п/п	Параметры	Ед. изм.	Значения
1	Средняя общая толщина	м	21,9
2	Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина	м	9,9
3	Коэффициент пористости	д.ед.	0,216
4	Проницаемость	мД	314,5
5	Расчлененность	ед.	9,25
6	Начальное пластовое давление	бар	244
7	Вязкость нефти в пластовых условиях	сП	1,92
8	Плотность нефти в поверхностных условиях	т/м <sup>3</sup>	0,809
9	Абсолютная отметка ВНК	м	2189
10	Объемный коэффициент нефти	д.ед.	1,124
11	Давление насыщения нефти газом	бар	7,11
12	Газосодержание нефти	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	40,36
13	Вязкость воды в пластовых условиях	сП	1,04
14	Сжимаемость		
15	нефти	1/бар	9,74*10 <sup>-5</sup>
16	воды	1/бар	4,42*10 <sup>-5</sup>
17	породы	1/бар	5,02*10 <sup>-5</sup>
18	Начальная нефтенасыщенность	д.ед.	0,82
19	Остаточная нефтенасыщенность	д.ед.	0,43

Также известны фактические приемистости, дебиты жидкости и забойное давление на добывающих скважинах. Таким образом, у нас есть все данные для построения CRMP-моделей. Для расчета взята динамика технологических показателей при достижении обводненности более 80%.

## Тестовый пример test $WU1_1$

Динамика технологических показателей (дебит жидкости и забойное давление) скважины  $WU1_1$  и приемистость влияющих нагнетательных скважин  $WU104_1$ ,  $WU104_3$ ,  $WU104_4$  за период 18.05.2012 – 01.06.2014 представлены на рисунке 8.

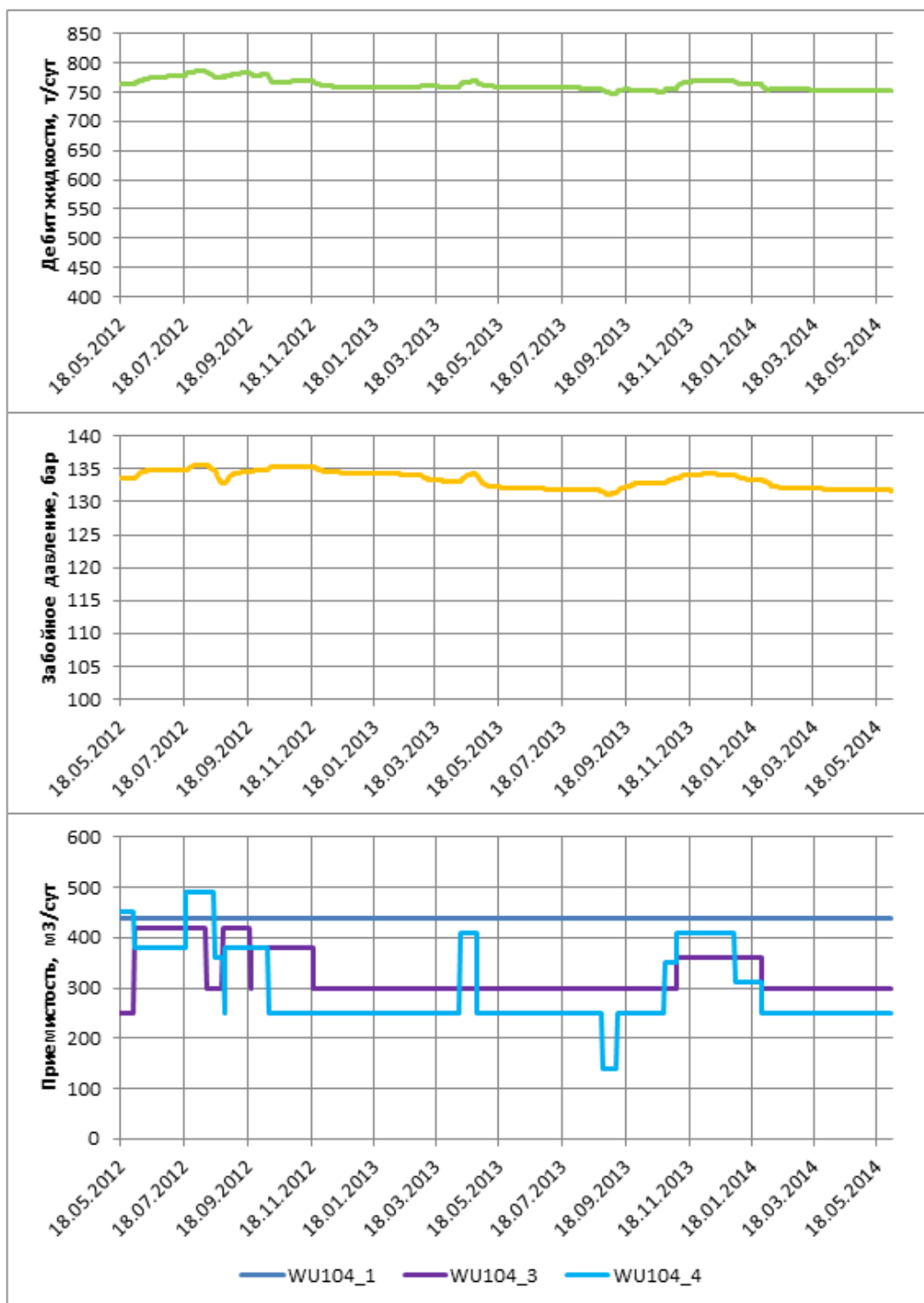
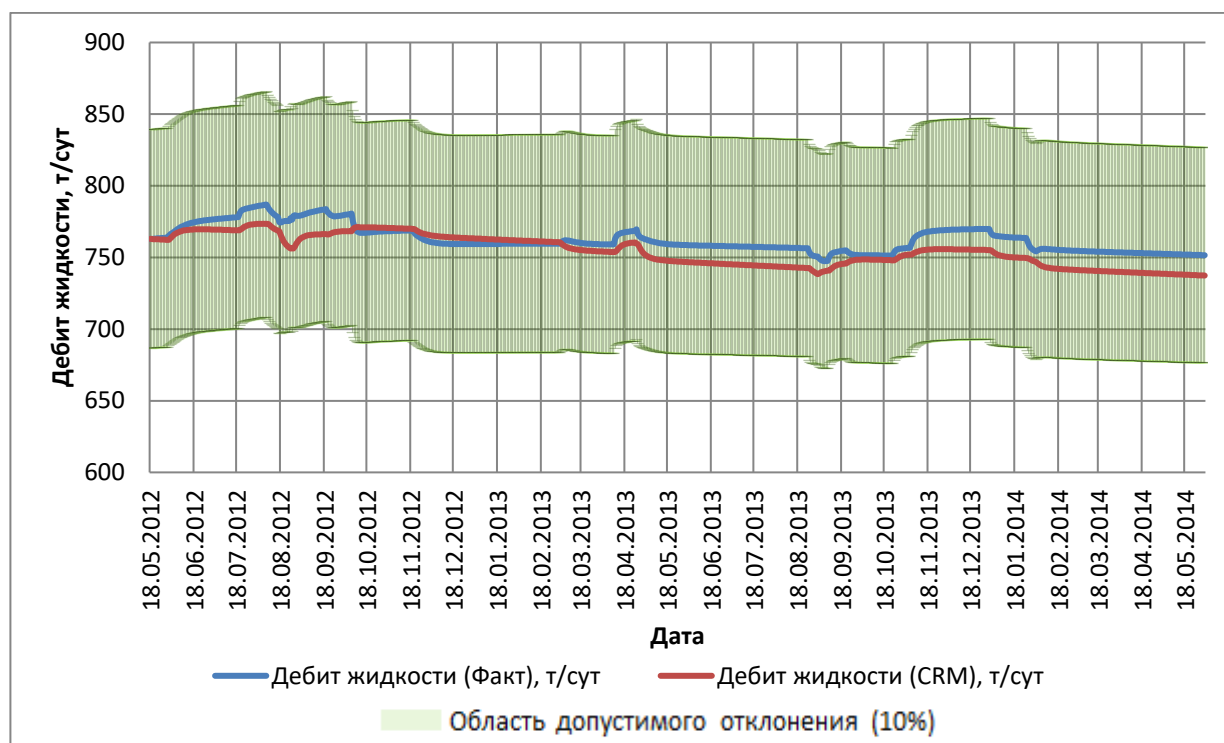


Рисунок 8 - Динамика технологических показателей test  $WU1_1$

Результаты расчета дебита жидкости методом CRMP представлены на рисунке 9 (здесь и далее зелёная область – область допустимого отклонения 10% от фактического дебита жидкости).

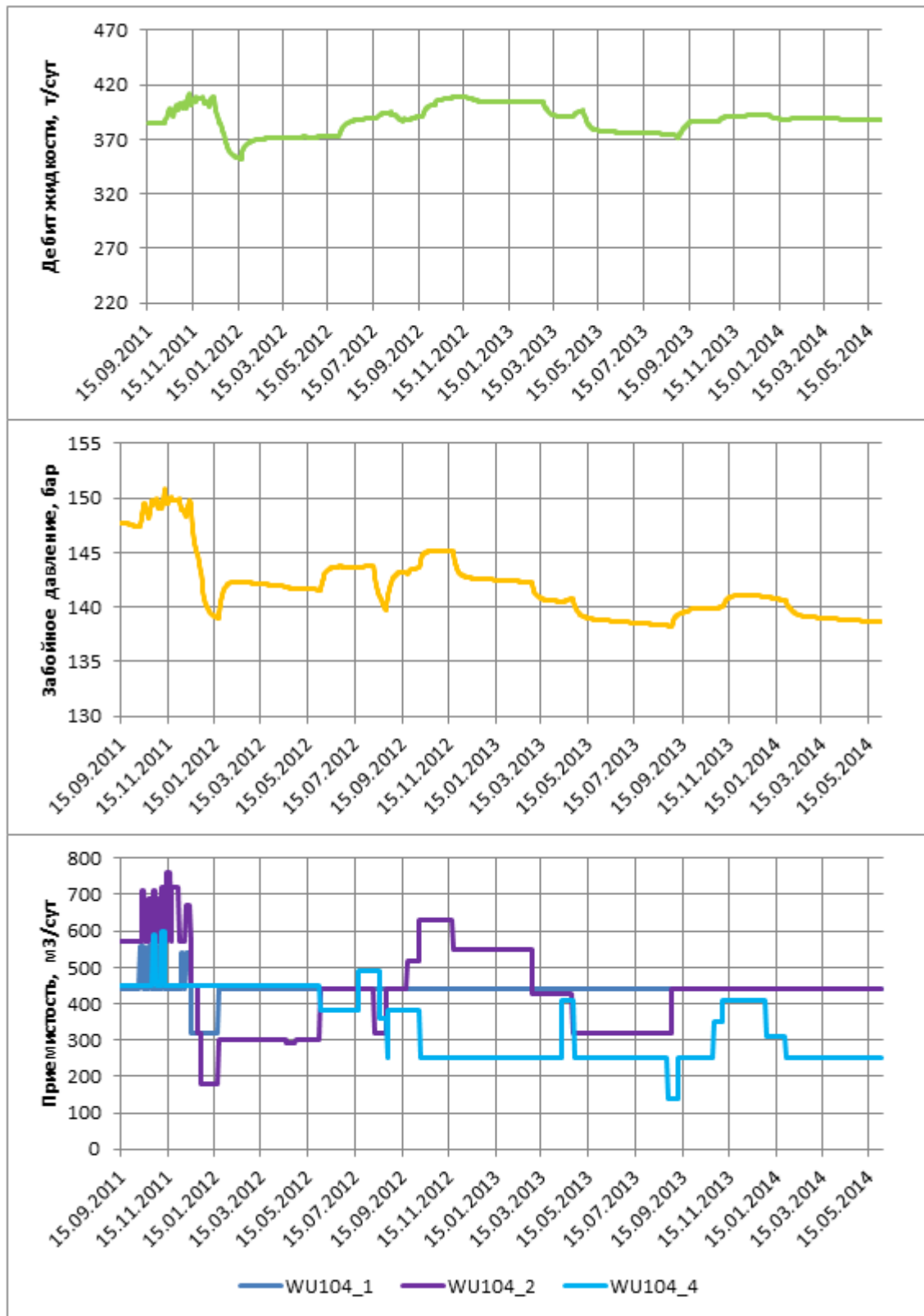


**Рисунок 9 - Результаты расчета дебита жидкости test WU1<sub>1</sub>**

Среднее относительное отклонение рассчитанного дебита жидкости от фактического составляет 1%. В коридор погрешности 10% входят все рассчитанные значения дебита жидкости.

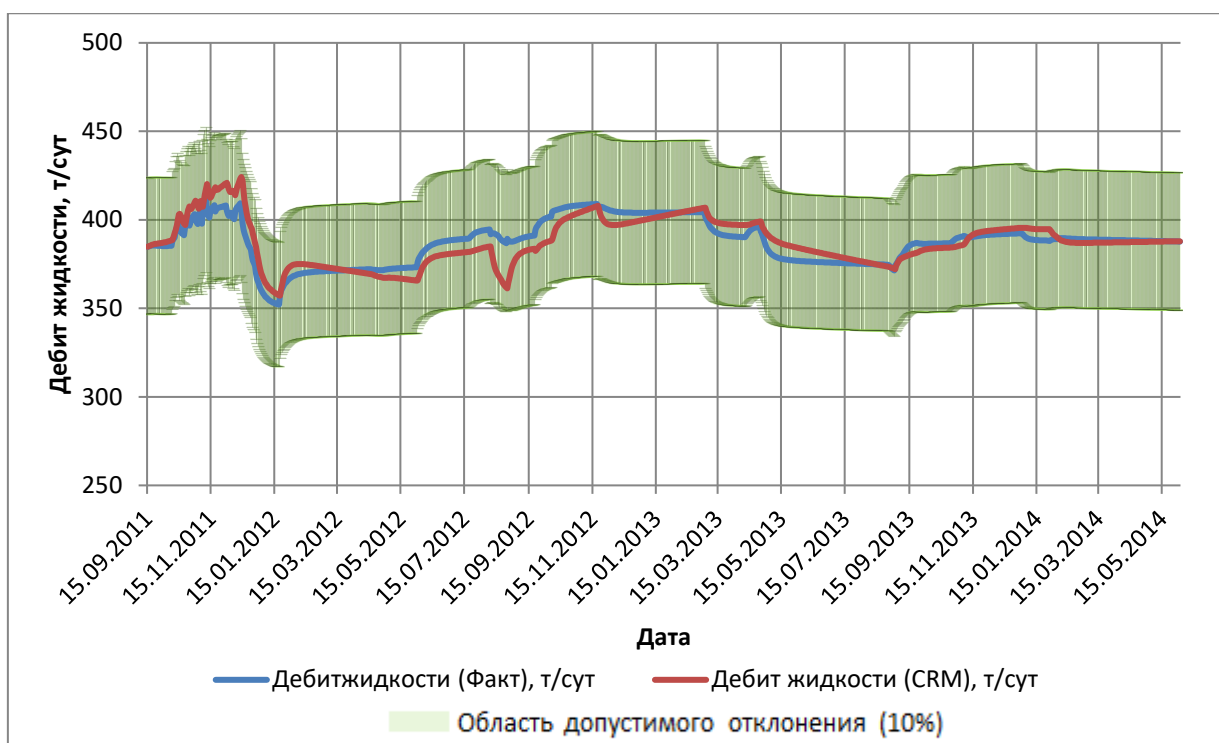
### **Тестовый пример test WU1<sub>2</sub>**

Динамика технологических показателей (дебит жидкости и забойное давление) скважины WU1<sub>2</sub> и приемистость влияющих нагнетательных скважин WU104<sub>1</sub>, WU104<sub>2</sub>, WU104<sub>4</sub> за период 15.09.2011 – 01.06.2014 представлены на рисунке 10.



*Рисунок 10 - Динамика технологических показателей test WU1<sub>2</sub>*

Результаты расчета дебита жидкости методом CRMP представлены на рисунке 11.



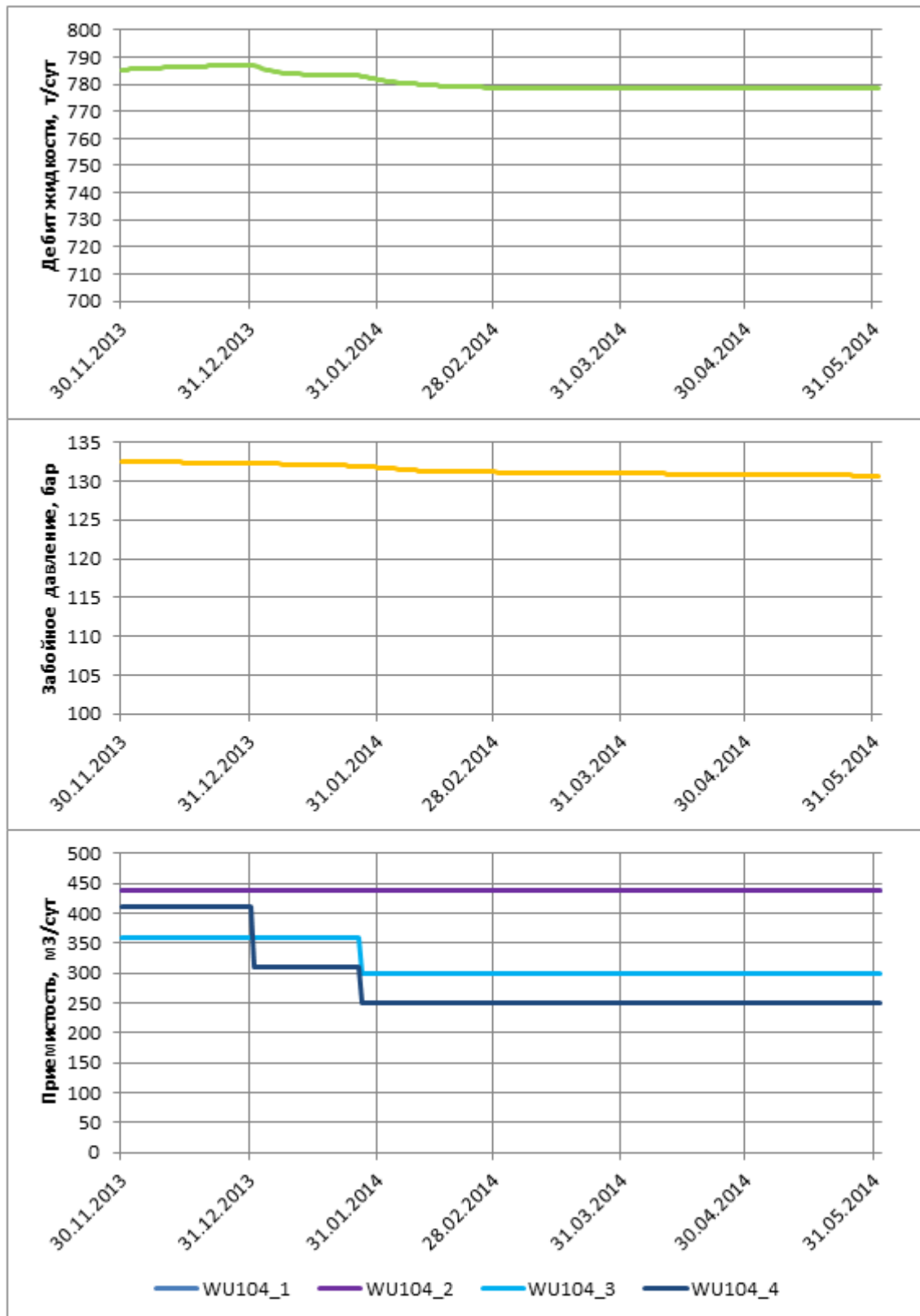
**Рисунок 11 - Результаты расчета дебита жидкости test WU12**

Среднее относительное отклонение рассчитанного дебита жидкости от фактического составляет 1%. В коридор погрешности 10% входят все рассчитанные значения дебита жидкости. Стоит отметить, что модель CRMP очень точно повторила все тренды фактического дебита жидкости.

### **Тестовый пример test WU13**

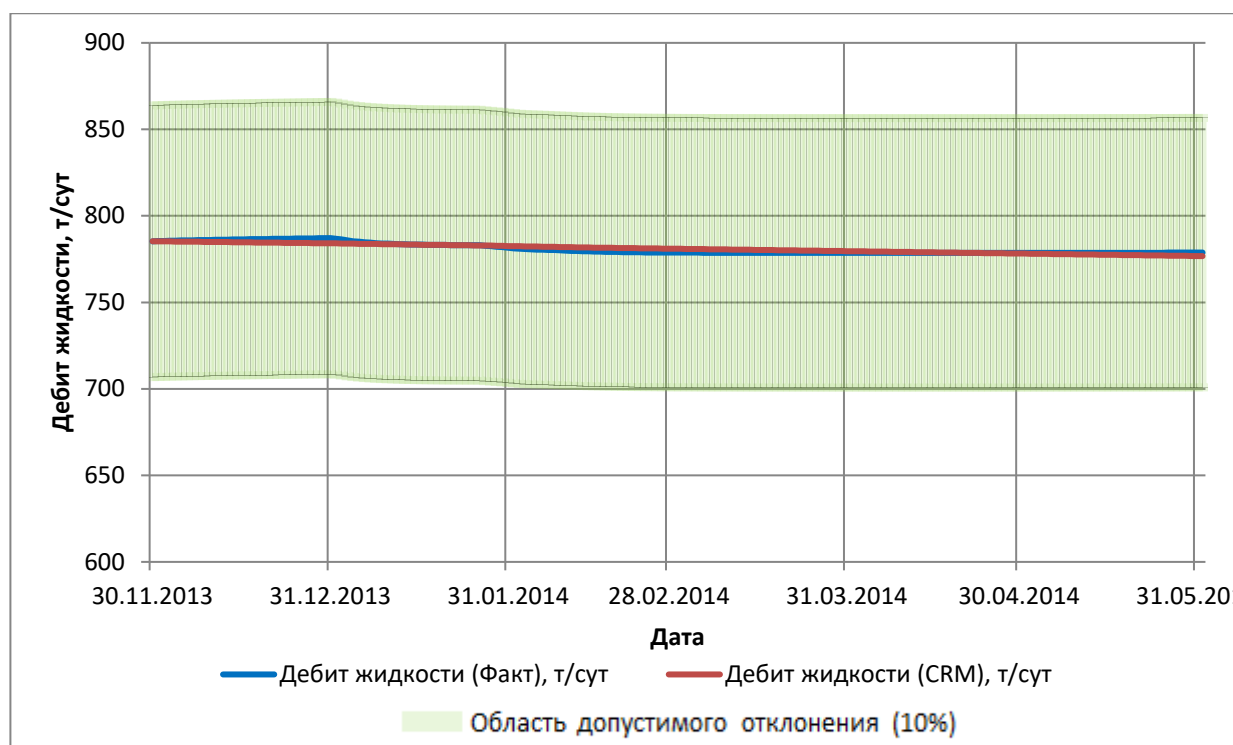
Динамика технологических показателей (дебит жидкости и забойное давление) скважины WU13 и приемистость влияющих нагнетательных скважин WU104<sub>1</sub>, WU104<sub>2</sub>, WU104<sub>3</sub>, WU104<sub>4</sub> за период 30.11.2013 – 01.06.2014 представлены на рисунке 12.





*Рисунок 12 - Динамика технологических показателей test WU13*

Результаты расчета дебита жидкости методом CRMP представлены на рисунке 13.

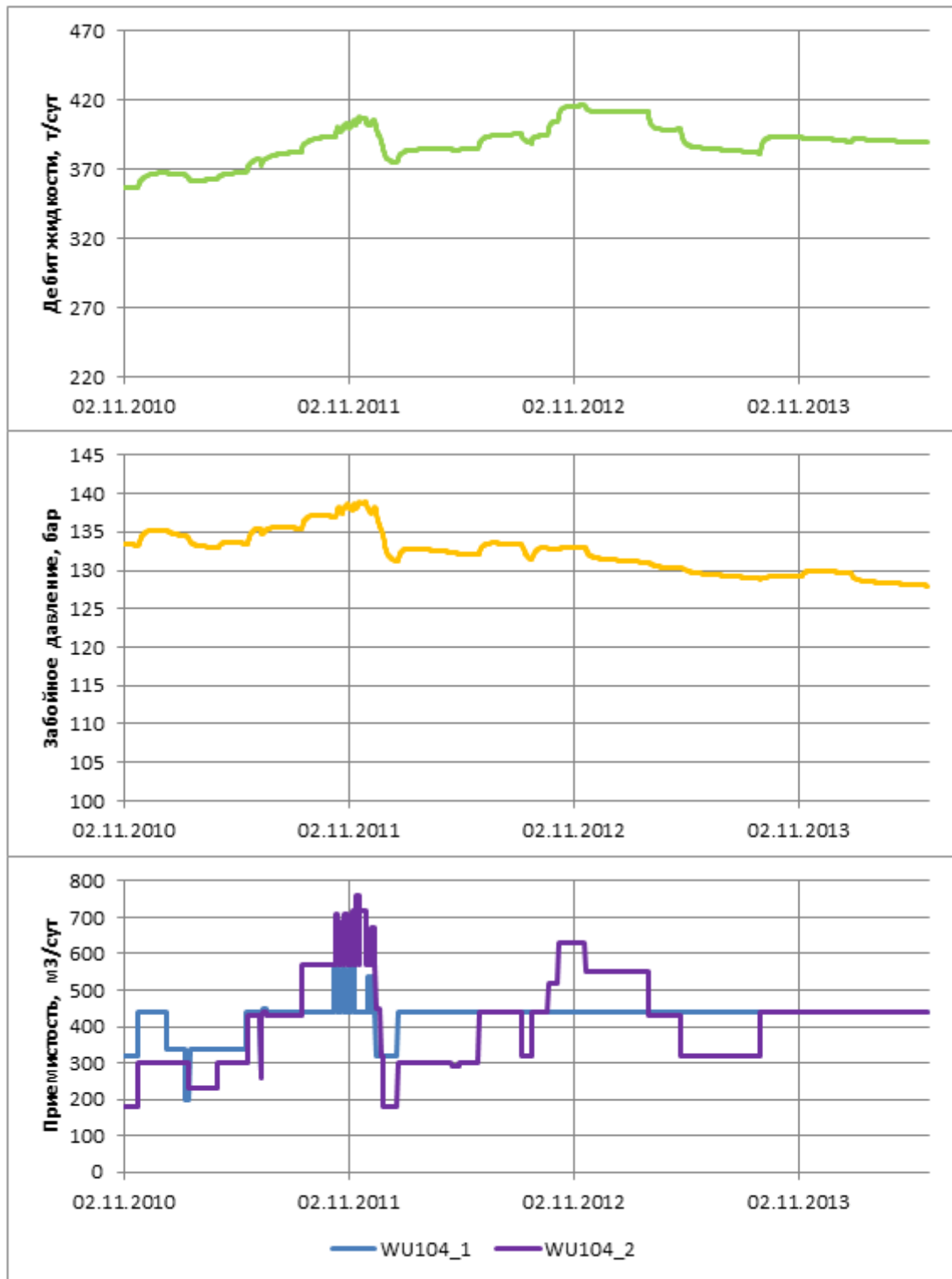


**Рисунок 13 - Результаты расчета дебита жидкости test WU13**

Среднее относительное отклонение рассчитанного дебита жидкости от фактического составляет менее одного процента. В коридор погрешности 10% входят все рассчитанные значения дебита жидкости. В данном тестовом примере сложно оценить качество метода CRMP, вследствие короткой динамики технологических показателей и отсутствии значимых трендов падения и увеличения дебита жидкости.

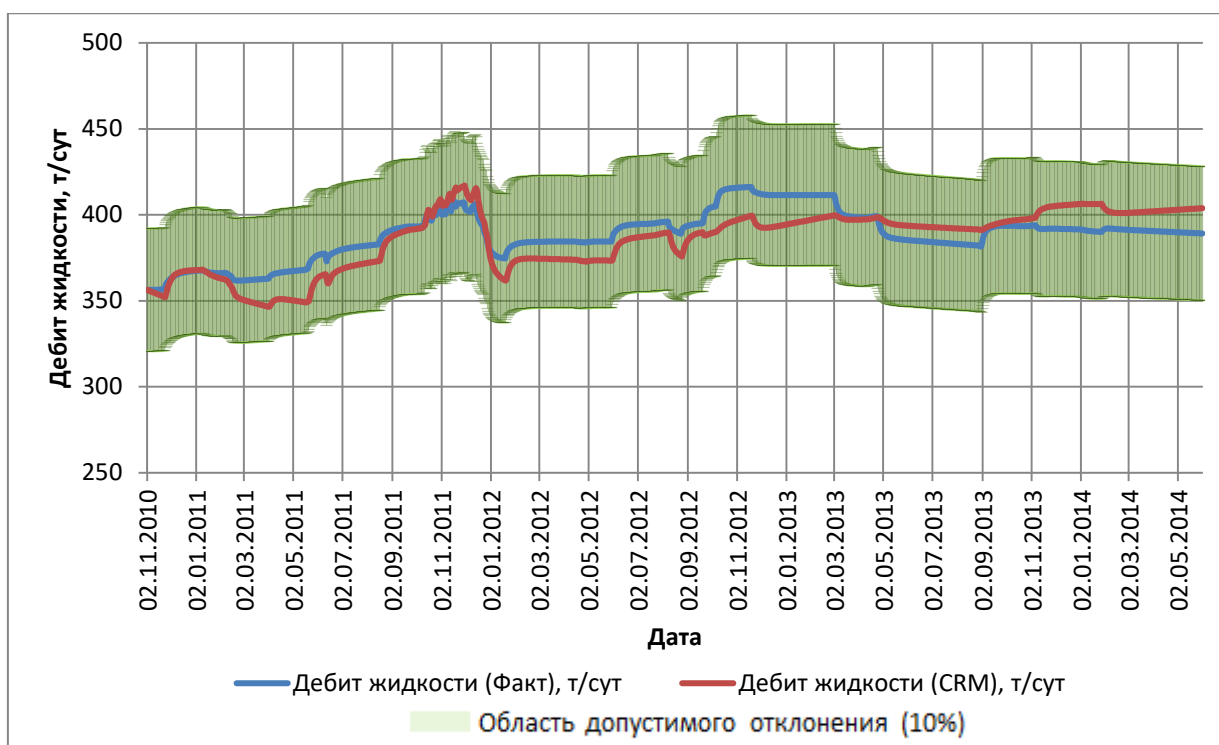
#### **Тестовый пример test WU14**

Динамика технологических показателей (дебит жидкости и забойное давление) скважины WU14 и приемистость влияющих нагнетательных скважин WU104<sub>1</sub>, WU104<sub>2</sub> за период 02.11.2010 – 01.06.2014 представлены на рисунке 14.



*Рисунок 14 - Динамика технологических показателей test WU14*

Результаты расчета дебита жидкости методом CRMP представлены на рисунке 15.



**Рисунок 15 - Результаты расчета дебита жидкости test WU14**

Среднее относительное отклонение рассчитанного дебита жидкости от фактического составляет 2%, максимальное отклонение составило 5,6%. В данном тестовом примере наблюдается наибольшая средняя ошибка, но она не на много отличается от предыдущих примеров и все так же является допустимой и незначительной.

По полученным графикам видно, что CRMP-модель позволяет практически точно воспроизвести фактический дебит жидкости, общая средняя ошибка составляет не более двух процентов. Исходя из вышесказанного, можно сделать вывод о том, что аналитическая зависимость между забойным давлением, дебитом жидкости и приемистостью имеет место быть, причем учет забойного давления необходим для качественной настройки модели, что впоследствии можно использовать для проверки значений забойных давлений на непротиворечивость.

### **§ 3.2 АПРОБАЦИЯ МЕТОДА НА РЕАЛЬНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.**

В отличие от эталонных данных, рассчитанных на гидродинамической модели, реальные данные могут содержать в себе ошибки замеров (как из-за технической неисправности оборудования, так и из-за человеческого фактора). Стоит отметить, что CRM-модель очень чувствительна к качеству исходной информации, а также не учитывает остановки скважин и проведенные геолого-технические мероприятия, которые оказывают влияние на коэффициент продуктивности, дренируемый объем и фактический дебит жидкости. Для апробации метода было выбрано месторождение, наиболее охваченное датчиками ТМС и замерами забойных давлений из имеющихся. Геолого-физическая характеристика пласта в границах выбранного месторождения представлена в таблице 2.

Критерием отбора данных для тестирования являлась достаточность информации по замерам забойного давления. При этом немаловажным является качество исходных данных, поэтому большинство скважин тестируемого объекта должны быть оборудованы датчиками ТМС.

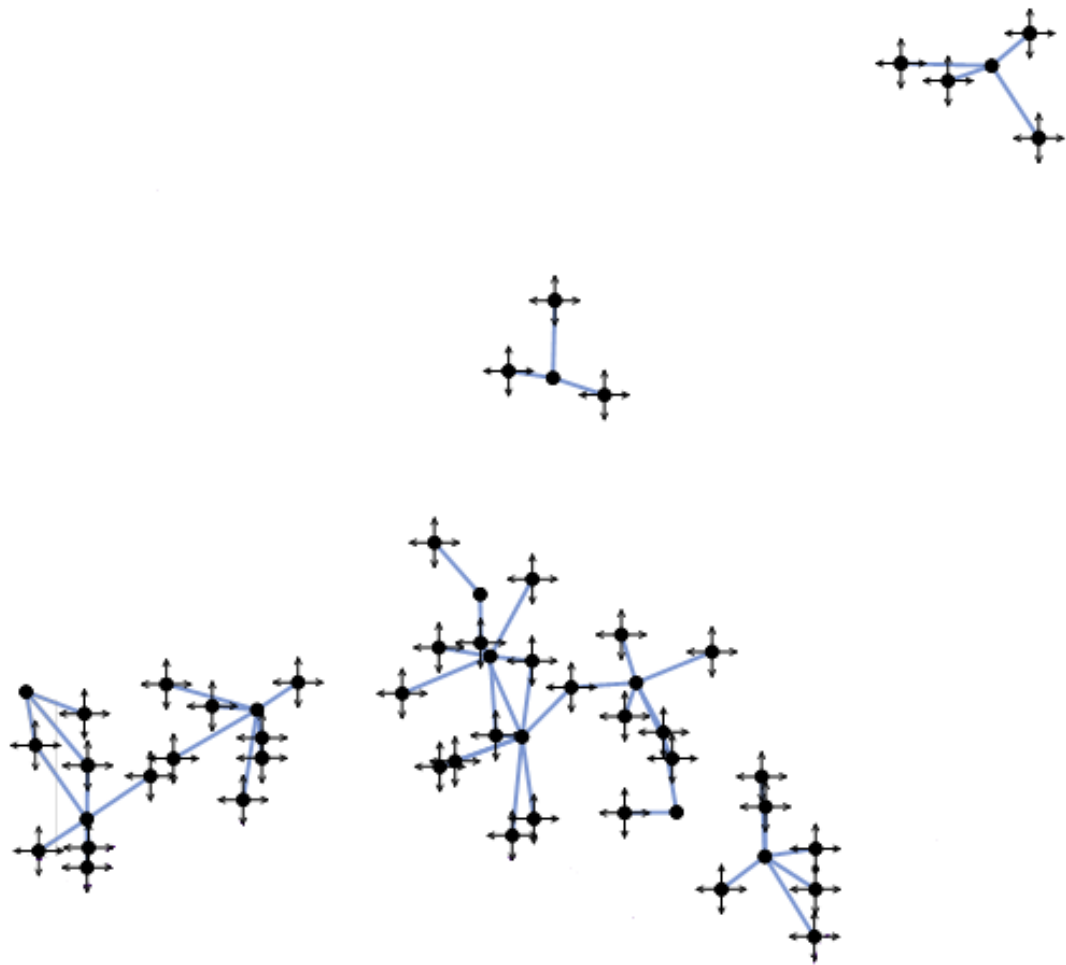
*Геолого-физическая характеристика объекта*

№ п/п	Параметры	Ед. изм.	Объект
1	Площадь нефтеносности	тыс.м <sup>2</sup>	151 803
2	Средняя нефтенасыщенная толщина	м	13,0
3		Песчанистость	д.ед.
4	Расчлененность	ед.	5
5	Пористость	д.ед.	0,19
6	Начальная нефтенасыщенность	д.ед.	0,62
7	Проницаемость	мД	88,7
8	Начальное пластовое давление	атм	260
9	Вязкость нефти	мПа*с	1,16
10	Давление насыщения	атм	90,6
11	Газосодержание	м <sup>3</sup> /т	78
12	Коэффициент вытеснения	д.ед.	0,548
13	Начальные геологические запасы	тыс.т	168 247

В качестве тестирования отобраны 11 элементов, у которых количество замеров забойного давления составляет более 2/3 всей динамики, так же критерием отбора служили различия в пропусках замеров, для демонстрации различных методов интерполяции динамики с помощью CRMP-модели.

Для выбранных добывающих скважин (WU\_1, WU\_2, WU\_3, WU\_4, WU\_5, WU\_6, WU\_7, WU\_8, WU\_9, WU\_10, WU\_11) сформирована прокси – модель, для проверки элементов на проведение геолого-технических мероприятий и кластеризации элементов заводнения, а так же для определения коэффициентов взаимовлияния.

Результаты кластеризации элементов заводнения (Рисунок 16) и таблица коэффициентов взаимовлияния (Таблица 3) представлены ниже.



*Рисунок 16 - Результаты кластеризации элементов заводнения тестового варианта*

Таблица коэффициентов взаимовлияния

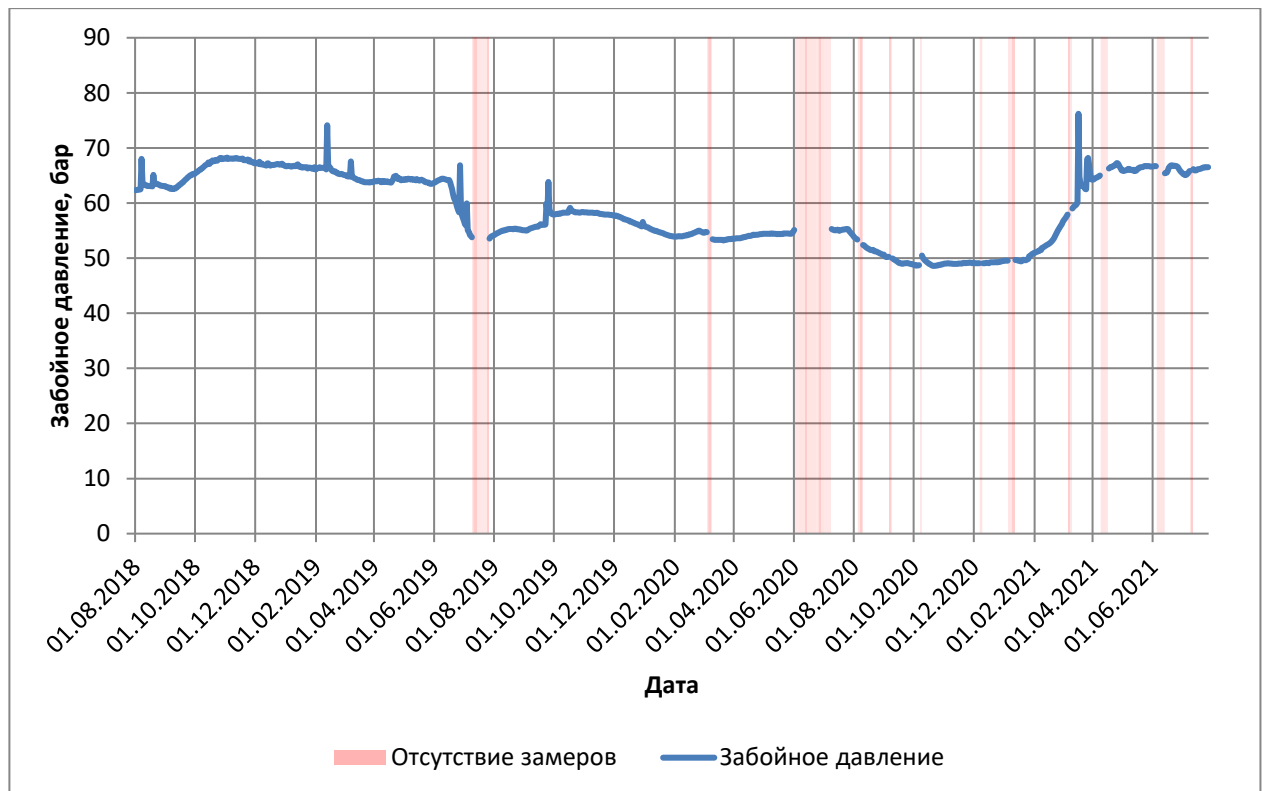
Добывающая скважина	Нагнетательная скважина	Коэф-т взаимовлияния
WU_1	WU104_1	0,80
	WU104_2	0,04
	WU104_3	0,04
	WU104_4	0,05
	WU104_5	0,04
	WU104_6	0,05
WU_2	WU104_7	0,06
	WU104_8	0,24
	WU104_9	0,12
	WU104_10	0,06
	WU104_11	0,20
	WU104_12	0,06
WU_3	WU104_13	0,25
	WU104_14	0,12
	WU104_15	0,12
	WU104_16	0,12
	WU104_17	0,25
WU_4	WU104_18	0,28
	WU104_19	0,12
	WU104_20	0,00
	WU104_21	0,24
	WU104_22	0,16
	WU104_23	0,06
WU_5	WU104_24	0,02
	WU104_25	0,52
	WU104_26	0,22
	WU104_27	0,13
	WU104_28	0,13
	WU104_29	0,26
WU_6	WU104_30	0,13
	WU104_31	0,13
WU_7	WU104_32	0,39
	WU104_16	0,61
	WU104_33	0,00
	WU104_21	0,26
	WU104_34	0,43
	WU104_35	0,00
	WU104_36	0,00
WU_8	WU104_18	0,00
	WU104_24	0,00
	WU104_25	0,31
	WU104_37	0,26
WU_9	WU104_38	0,29
	WU104_39	0,22
	WU104_40	0,22
	WU104_41	0,20
WU_10	WU104_25	0,80
	WU104_42	0,35
	WU104_43	0,23
WU_11	WU104_44	0,42
	WU104_45	0,75
	WU104_1	0,04
	WU104_3	0,20



Рассмотрим несколько элементов, для более подробного описания алгоритма проверки на непротиворечивость забойного давления методом CRMP.

### Скважина WU\_6

Динамика технологических показателей (дебит жидкости и забойное давление) скважины WU\_6 и приемистость влияющих нагнетательных скважин WU104\_32, WU104\_16 взята за период 01.08.2018 – 27.07.2021. За выделенный период на скважине не проводились геолого-технические мероприятия, количество замеров забойного давления составляет 91% от всей динамики, пропуски распределены равномерно (Рисунок 17)

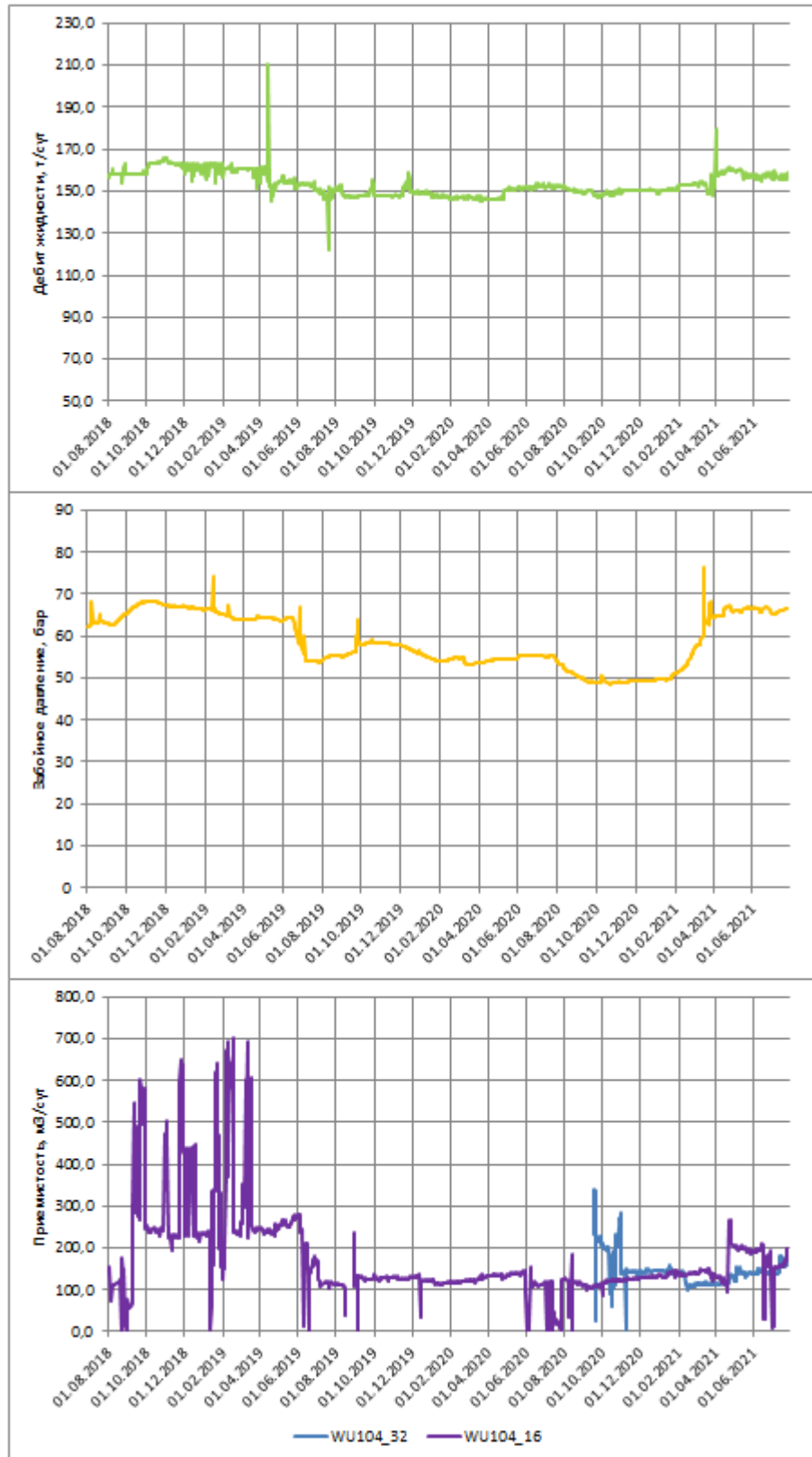


*Рисунок 17 - Забойное давление с датчика ТМС скважины WU\_6*

Так как для использования CRMP нужна непрерывная динамика забойного давления, пропуски заполняются лонгированием.

На первом шаге проверки  $P_{\text{заб}}$  на непротиворечивость строится CRMP-модель на фактических данных, без предварительной обработки. Динамика

технологических показателей, используемых для построения CRMP-модели, представлена на рисунке 18.

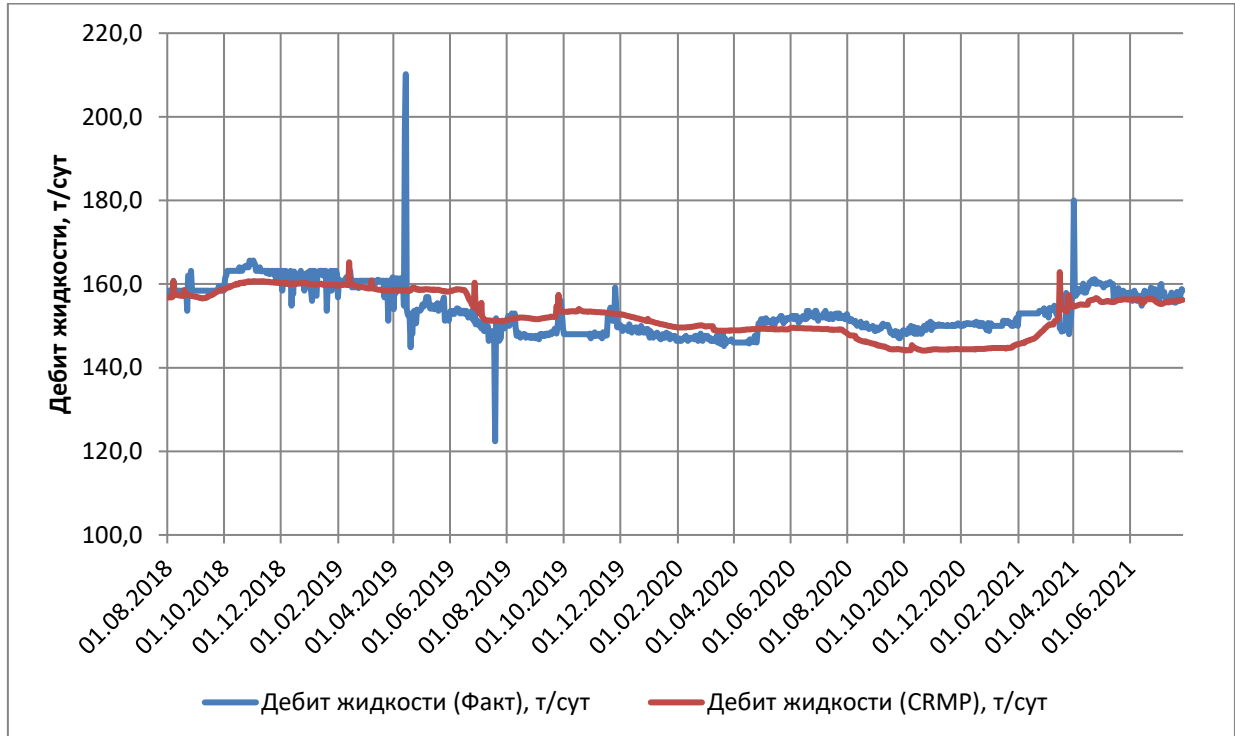


**Рисунок 18 - Динамика технологических показателей для построения CRMP-модели скважины WU\_6**

Для построения модели берется временной шаг  $T_n$  равный одному дню. Воспользуемся формулой (11) для расчета дебита жидкости на каждый день всей динамики.

Следующим шагом является минимизация целевой функции (формула 12) путем нахождения варьируемых параметров. Для уменьшения вычислительной сложности ранее получены коэффициенты взаимовлияния нагнетательных скважин (Таблица 3). Так же требуется определить верхнюю границу константы времени  $\tau$  по формулам (15 – 17). После нахождения варьируемых параметров коэффициент продуктивности  $J$  проверяется по формуле (4), с постепенным снижением радиуса влияния скважины, который уменьшает поровый объем  $V_p$ .

Минимизация целевой функции позволяет получить первичную CRMP-модель для оценки качества настройки. Данная модель представлена на рисунке 19.



**Рисунок 19 - Результаты расчета первичной CRMP-модели скважины WU\_6**

Средняя ошибка аппроксимации составляет 2,3%.

Чтобы избежать “ложной” настройки модели, строится обратная CRMP-модель по формуле (18) для забойного давления и сравнивается с фактом. Если средняя ошибка составляет более 20%, то значения варьируемых параметров не принимаются, и происходит их перерасчет. Стоит отметить, что есть возможность настройки варьируемых параметров путем минимизации целевой функции по забойному давлению, что может дать результат, при неудачной настройке по дебиту жидкости. Обратная CRMP-модель для скважины *WU\_6* представлена на рисунке 20.

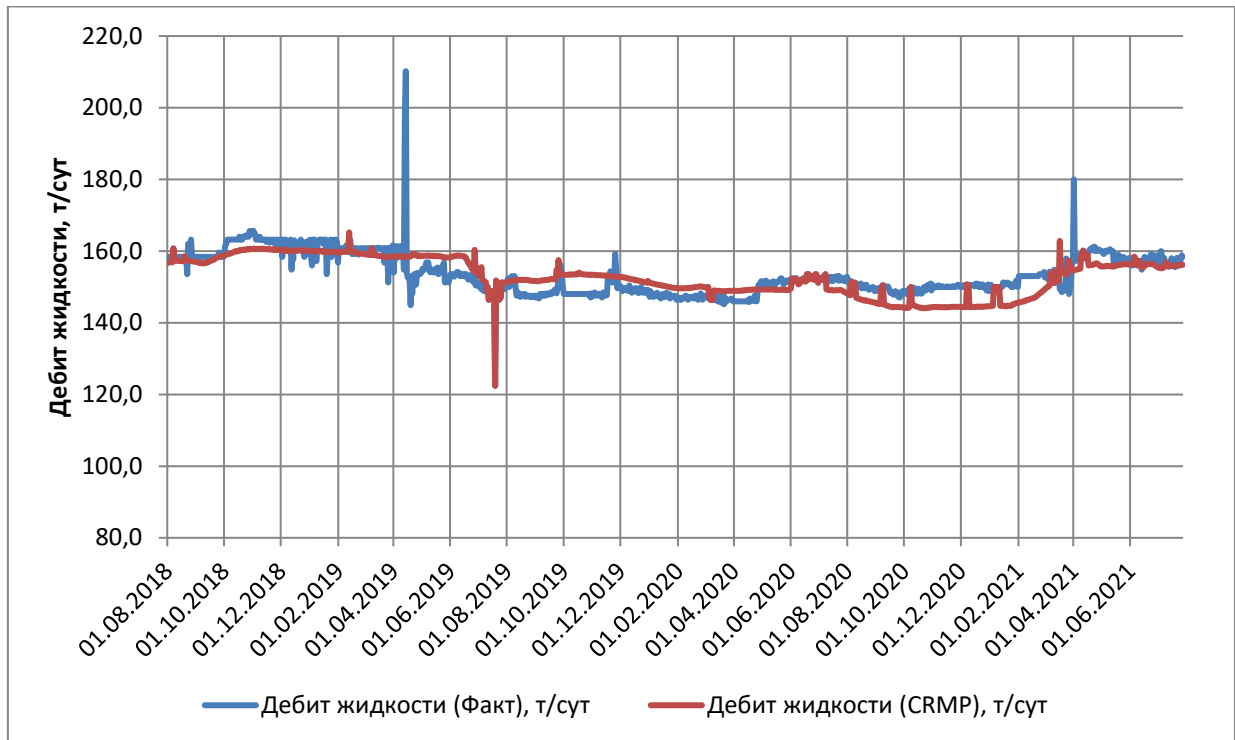


**Рисунок 20 - Результаты расчета обратной CRMP-модели для  $P_{заб}$  скважины *WU\_6***

Расхождение расчета с фактом составляет 9%, что является допустимым диапазоном отклонения.

Расчитанное забойное давление служит не только для проверки несогласованности, а так же для заполнения пропусков фактических замеров  $P_{заб}$ , что является следующим шагом в данном методе. Значения, которые были пролонгированы в начале метода, заменяются расчетными, это позволяет получить ежедневную динамику забойного давления. Полученная динамика

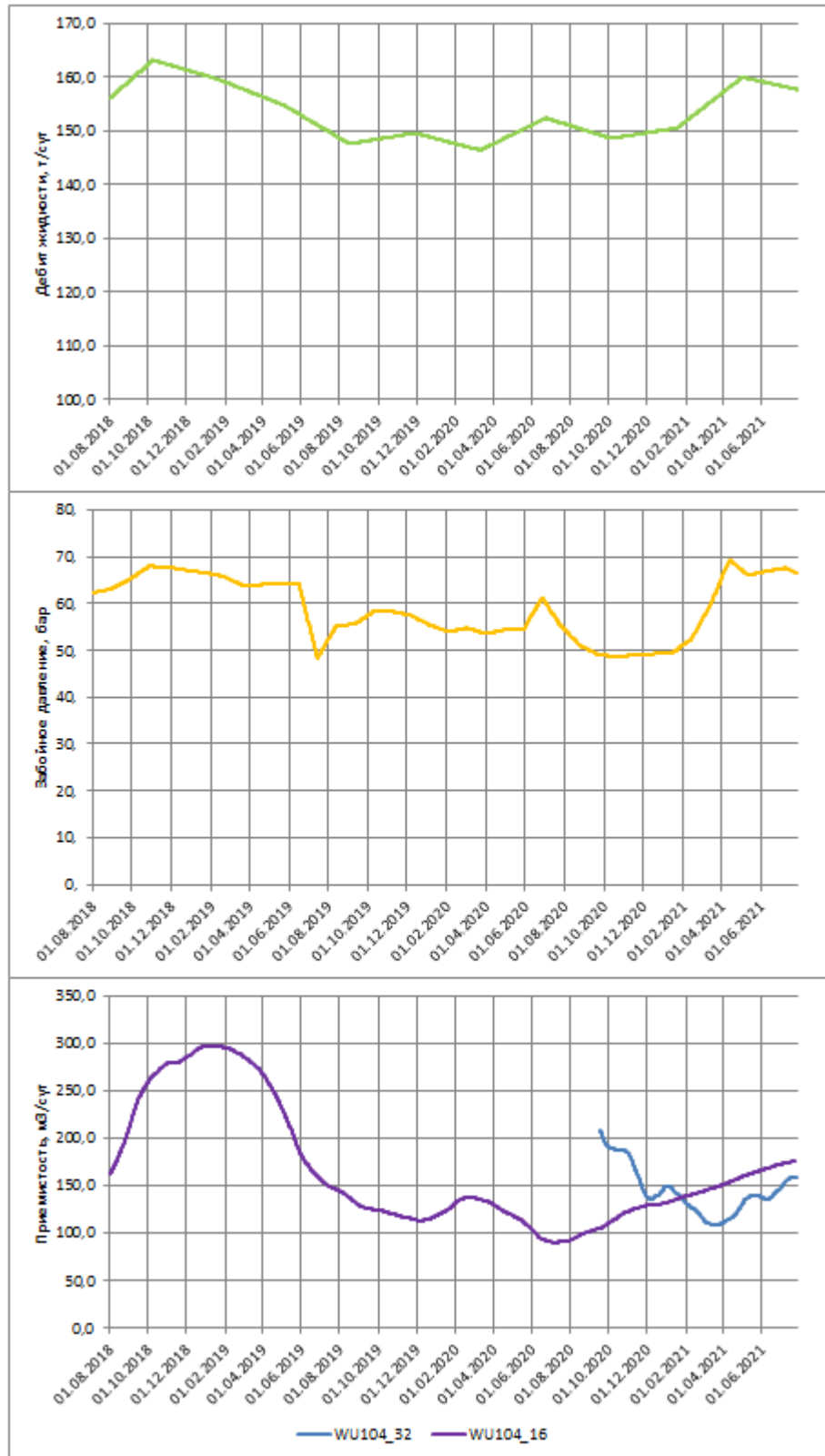
вновь подставляется в CRMP-модель, для расчета дебита жидкости, значение варьируемых параметров не пересчитываются. (Рисунок 21).



**Рисунок 21 - Результаты расчета CRMP-модели с восстановленной динамикой скважины WU\_6**

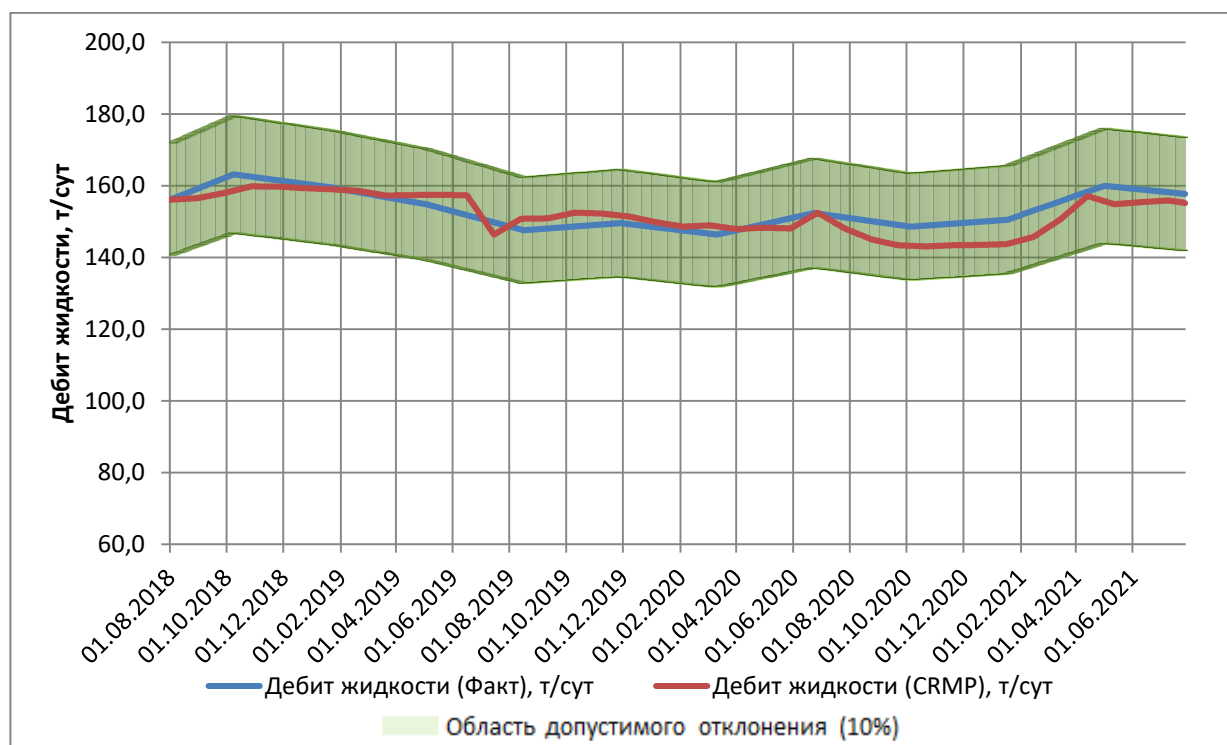
Так как в данном примере процент пропущенных замеров незначителен, средняя ошибка сократилась несущественно, изменения составили 0,3%.

Следующим этапом является сглаживание. Обработка динамики  $P_{\text{заб}}$  осуществляется методом, соответствующим методу обработки дебита жидкости. Сглаженные данные по дебиту жидкости, забойному давлению и приемистости нагнетательных скважин представлены на рисунке 22.



**Рисунок 22 – Сглаженная динамика технологических показателей для построения CRMP-модели скважины WU\_6**

На сглаженной динамике строится завершающая модель по дебиту жидкости для оценки ошибки аппроксимации. Данная модель представлена на рисунке 23.



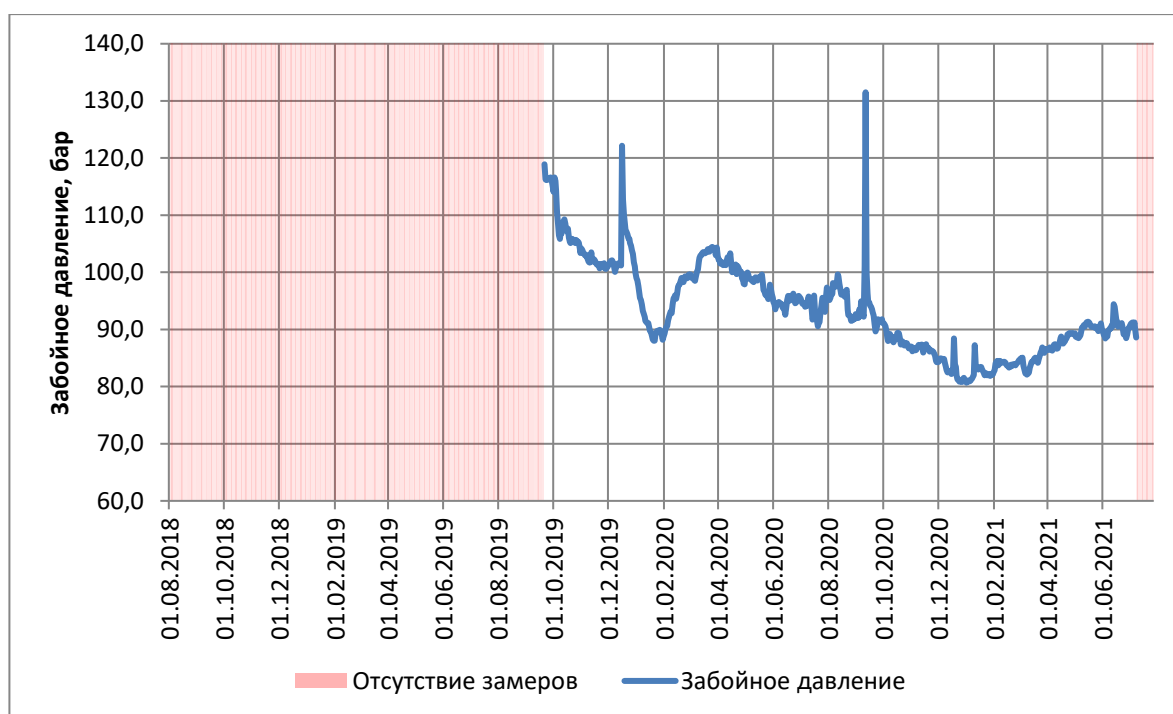
**Рисунок 23 - Результаты расчета CRMP-модели на сглаженных данных скважины WU\_6**

Среднее относительное отклонение рассчитанного дебита жидкости от фактического составляет 1,9%. В коридор погрешности 10% входят все рассчитанные значения дебита жидкости. Максимальное отклонение составляет 4,8%. Данная погрешность является допустимой, следовательно, обработанная динамика готова к загрузке в нейронную сеть и к дальнейшему анализу и контролю разработки.

### **Скважина WU 1**

Рассмотрим еще один вариант восстановления части динамики забойного давления. Динамика технологических показателей (дебит жидкости и забойное давление) скважины WU\_1 и приемистость влияющих нагнетательных скважин WU104\_1, WU104\_2, WU104\_3, WU104\_4, WU104\_5, WU104\_6 взята за период 01.08.2018 – 27.07.2021. За выделенный период на скважине не

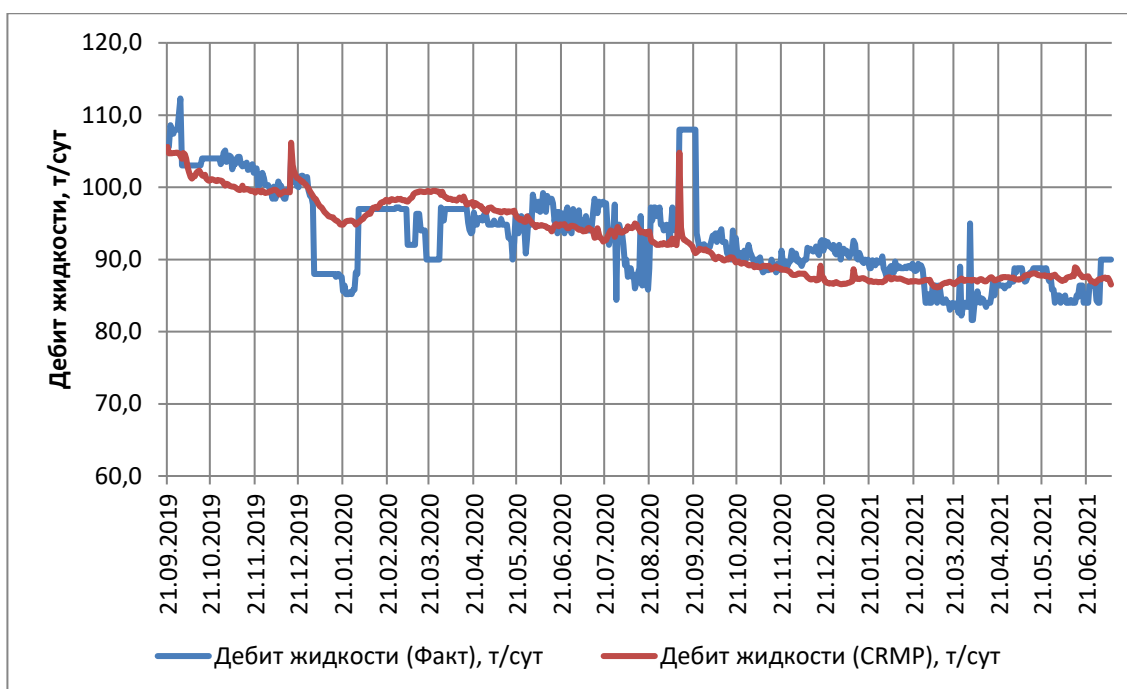
проводились геолого-технические мероприятия, количество замеров забойного давления составляет 60% от всей динамики, основная часть пропусков – отсутствие замеров  $P_{\text{заб}}$  в начале периода (Рисунок 24).



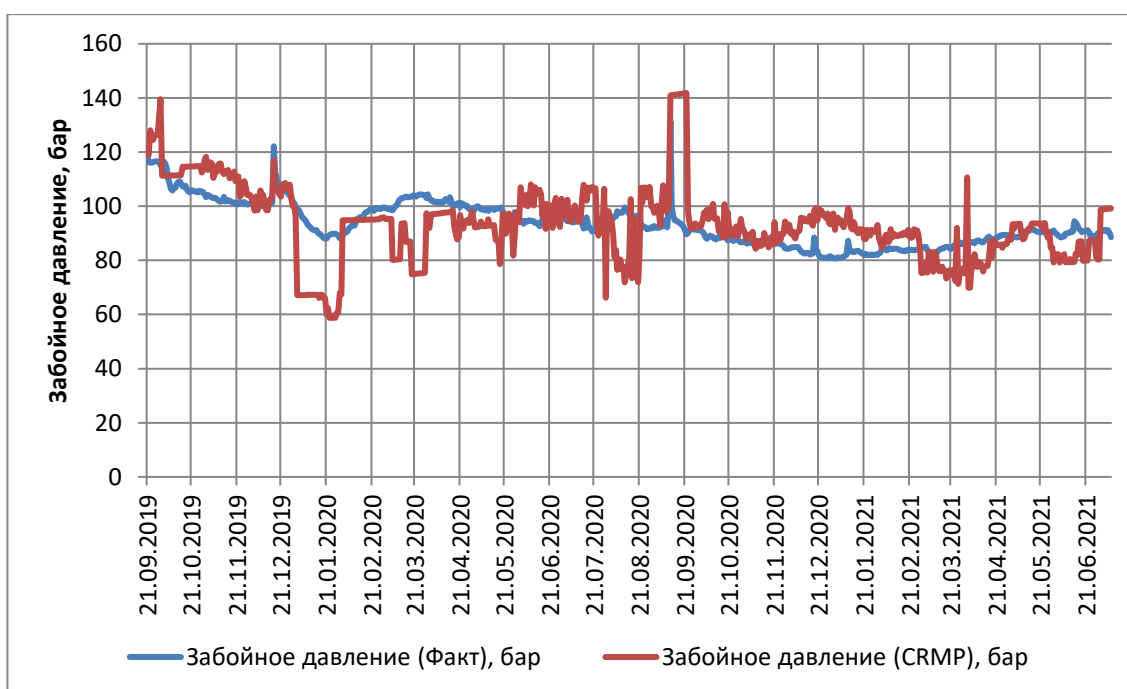
**Рисунок 24 - Забойное давление с датчика ТМС скважины WU\_1**

На первом этапе рассмотрим период 21.09.2019 – 27.07.2021, где присутствует динамика  $P_{\text{заб}}$ . Проведем процедуры предварительной настройки, которые описывались выше. Графики расчета CRMP-модели для дебита жидкости и обратной CRMP-модели для забойного давления представлены на рисунках 25 – 26.





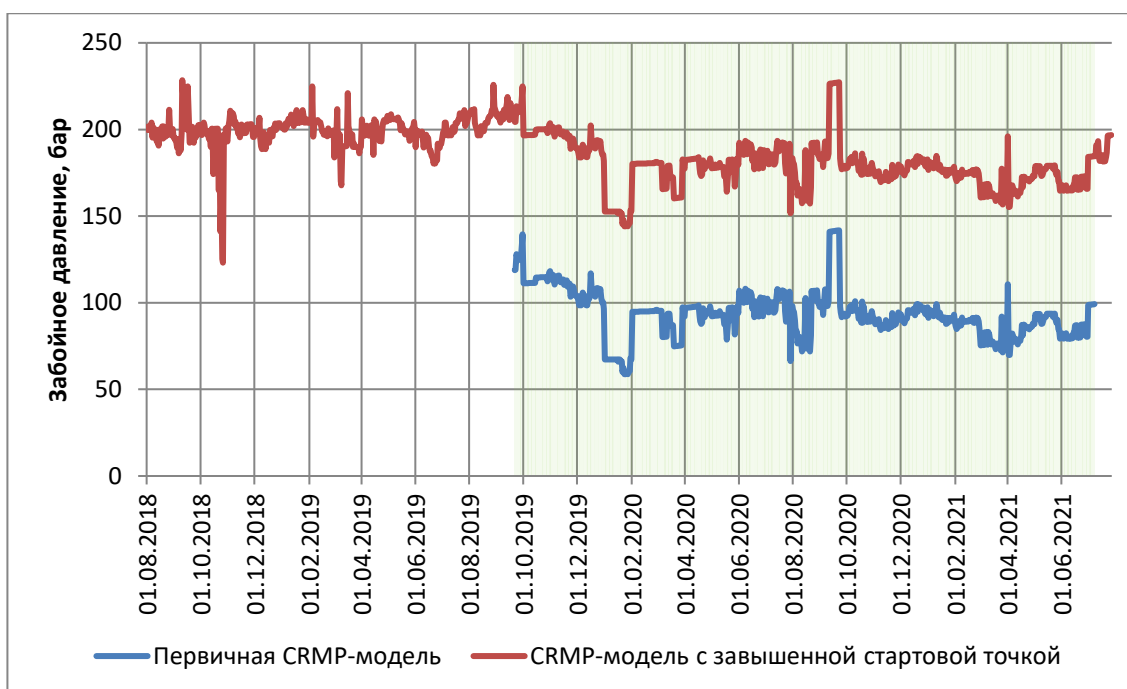
**Рисунок 25 - Результаты расчета первичной CRMP-модели скважины WU\_1**



**Рисунок 26 - Результаты расчета обратной CRMP-модели для  $P_{заб}$  скважины WU\_1**

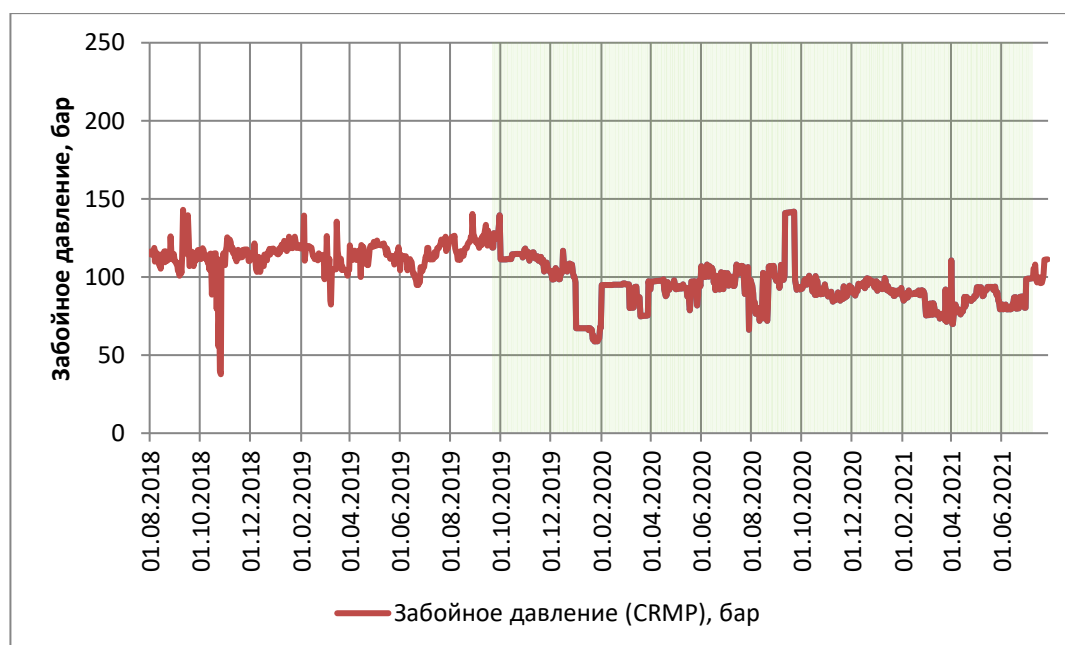
Средняя ошибка аппроксимации составляет 3,2% и 9,6% соответственно.

Для восстановления начальной динамики  $P_{заб}$  строится обратная CRMP-модель на первичном временном отрезке с заведомо завышенной стартовой точкой.



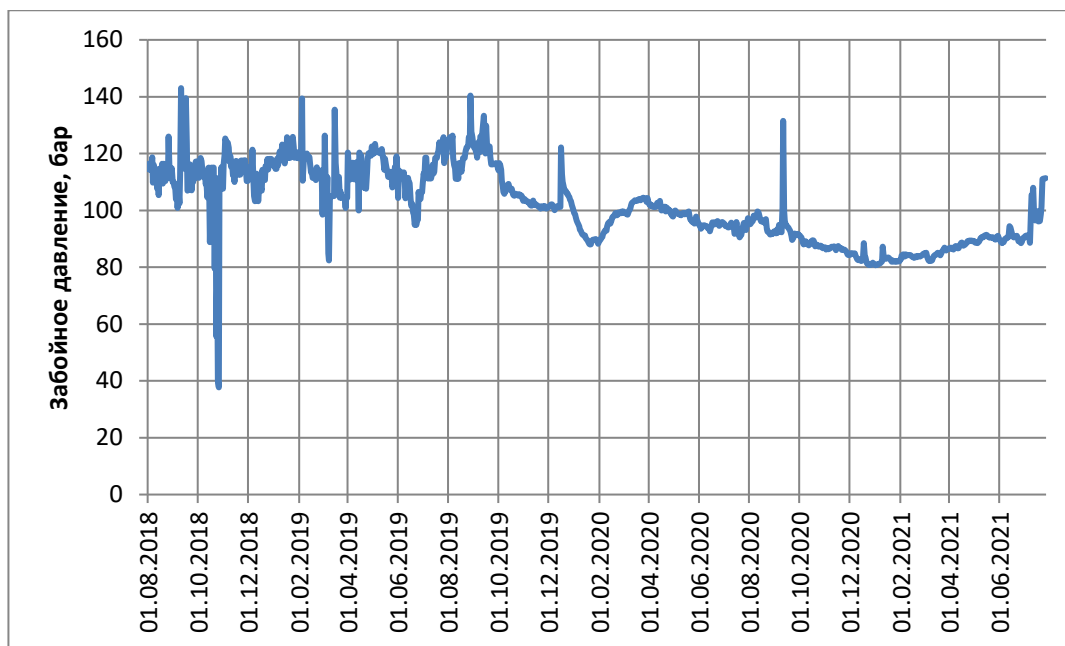
**Рисунок 27 - Метод восстановления динамики  $P_{\text{заб}}$ , без стартовой точки**

На рисунке 27 отчетливо видно, что динамика двух моделей в зеленой зоне идентична, следовательно, минимизировав расхождение в данном промежутке можно получить начальную точку  $P_{\text{заб}}$ .

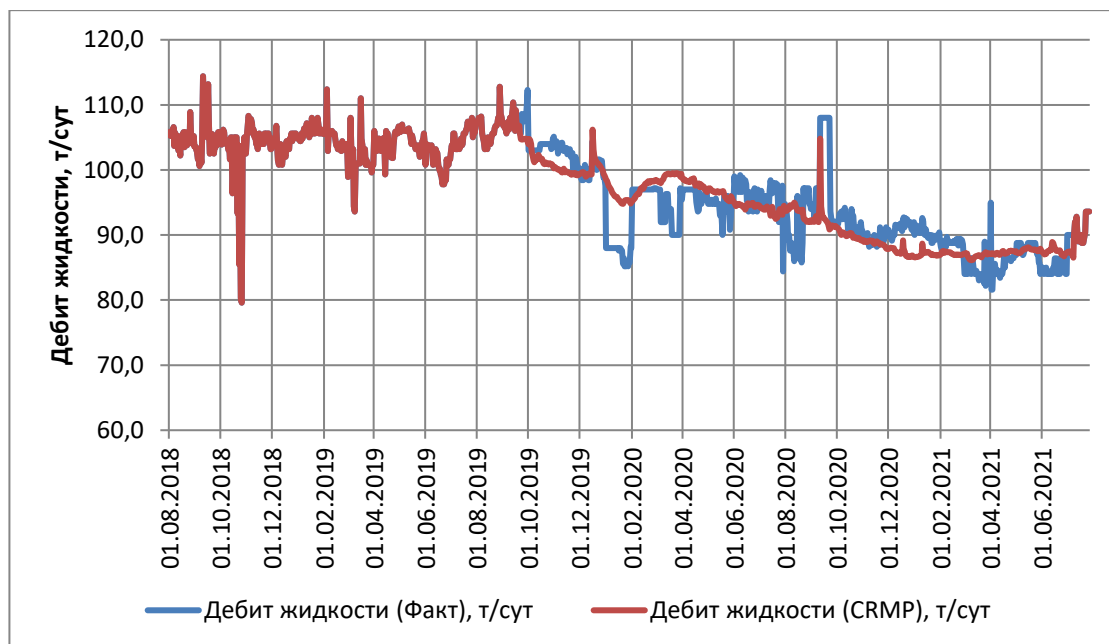


**Рисунок 28 - Рассчитанная динамика забойного давления скважины WU\_1**

На рисунке 28 представлена рассчитанная динамика забойного давления при помощи обратной CRMP-модели. Заменяя пропуски в исходных значениях на расчетные, получим непрерывную динамику  $P_{\text{заб}}$ , используя которую рассчитаем CRMP-модель для дебита жидкости (Рисунки 29 – 30).



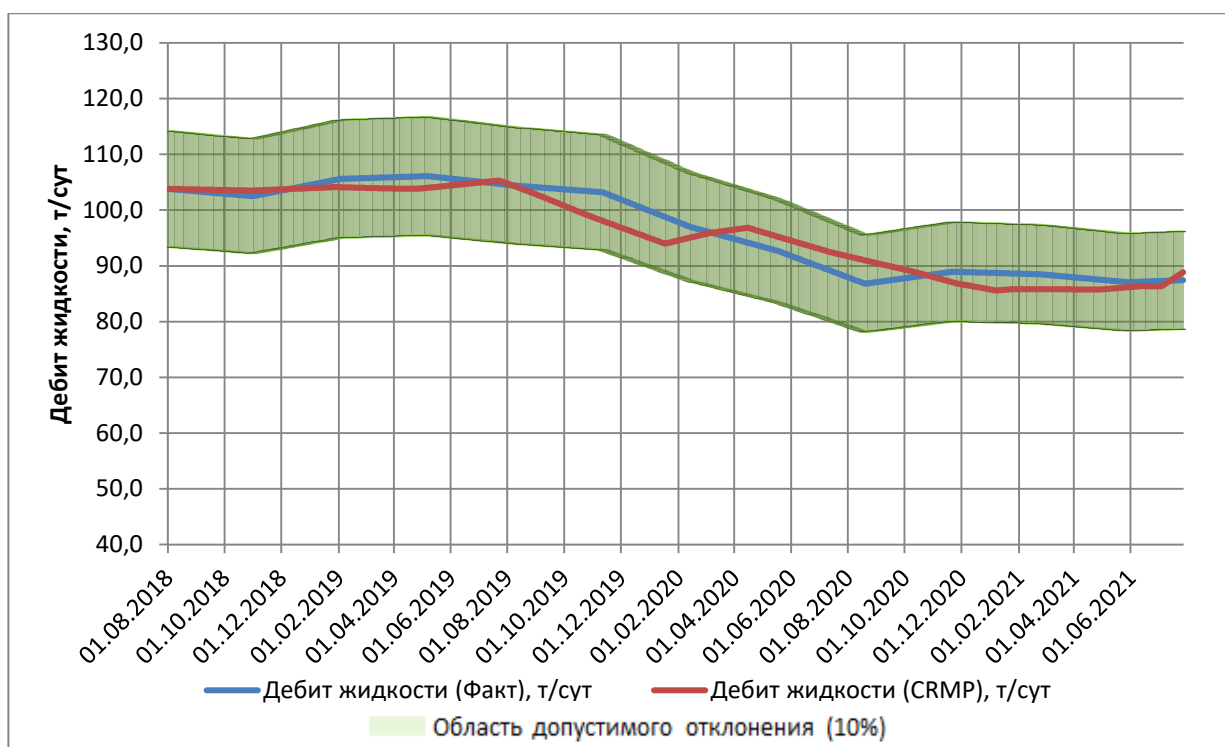
**Рисунок 29 - Восстановленная динамика  $P_{зоб}$  скважины WU\_1**



**Рисунок 30 - Результаты расчета CRMP-модели скважины WU\_1**

Среднее расхождение расчетных данных с фактическими составляет 1,9%.

Следующим шагом, как и в предыдущем примере, происходит сглаживание данных. График сглаженной CRMP-модели представлен на рисунке 31.



**Рисунок 31 - Результаты расчета CRMP-модели на сглаженных данных скважины WU\_1**

Средняя ошибка аппроксимации составляет 2%. В коридор погрешности 10% входят все рассчитанные значения дебита жидкости. Данная погрешность является допустимой, следовательно, обработанная динамика готова к загрузке в нейронную сеть и к дальнейшему анализу и контролю разработки.

Результаты расчетов CRMP-моделей по каждому элементу представлены в таблице Таблица 4.

Таблица результатов расчета CRMP моделей

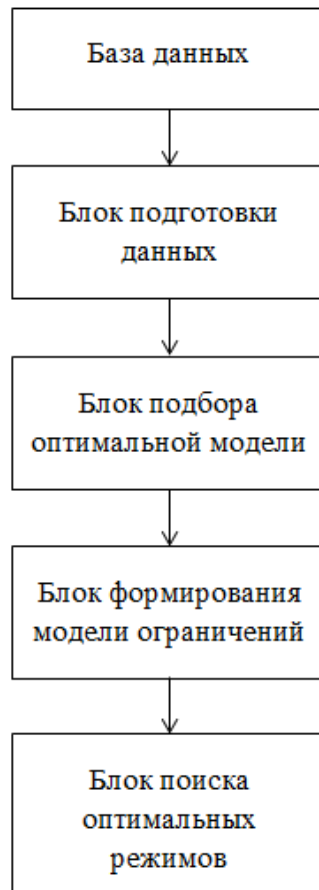
№ п/п	Скважина	Средняя ошибка аппроксимации	Кол-во точек вышедших из области допустимых значений	Принимать динамику для дальнейшей работы
1	WU_1	2%	0	Да
2	WU_2	1,7%	0	Да
3	WU_3	1,7%	0	Да
4	WU_4	3,4%	0	Да
5	WU_5	2%	0	Да
6	WU_6	1,9%	0	Да
7	WU_7	6,8%	170	Да
8	WU_8	2,1%	0	Да
9	WU_9	3,5%	0	Да
10	WU_10	2%	0	Да
11	WU_11	7,2%	275	Да

CRMP-модели построены для каждого элемента тестовой выборки. Так же получена непрерывная динамика забойных давлений, непротиворечащих фактическим замерам, которая может использоваться для более качественной адаптации существующей нейросети.

## ГЛАВА 4. СОПОСТАВЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СТОРОННЕГО ПРОГРАММНОГО ПРОДУКТА

Анализ результатов проводился в программе, предназначенной для решения задач управления заводнением при помощи технологий глубокого обучения. Структура данной программы включает в себя (Рисунок 32):

- **Базу данных**, которая представляет собой сводные таблицы Excel с промышленными показателями дебита жидкости, приемистости, забойного давления или динамического уровня, а также сформированные элементы заводнения в формате .txt;
- **Блок подготовки данных:** в этом блоке происходит структурирование и фильтрация исходных данных на основе выделенных вручную или загруженных элементов заводнения для дальнейшего обучения нейронных сетей;
- **Блок подбора оптимальной модели:** подбор оптимальной модели на основе циклического перцептрона;
- **Блок формирования модели ограничений:** создание дифференциальных и интегральных ограничений для адаптированных элементов заводнения с использованием исходной промышленной динамики;
- **Блок поиска оптимальных режимов:** поиск оптимальных режимов работы добывающих и нагнетательных скважин в сформированной модели ограничений.



*Рисунок 32 – Блок – схема структуры работы программного модуля*

Для сравнения результатов использовались две динамики забойного давления. Первая – это фактические замеры забойных давлений, загруженные и обработанные встроенным в программу методом. Вторая – динамика, предварительно восстановленная и обработанная методом CRMP.

Подробнее остановимся на блоке подбора оптимальной модели, так как одна из целей данной работы - подготовка забойных давлений, для улучшения качества адаптации нейронной сети.

## § 4.1 СОПОСТАВЛЕНИЕ МОДЕЛЕЙ АДАПТАЦИИ ТЕСТОВОЙ ВЫБОРКИ

Целью адаптации в концепции используемого программного продукта является не только обучение, т.е. настройка весов нейронной сети для создания функциональной связи, но и подбор наилучшей структуры сети для каждого элемента заводнения. Подбор наилучшей структуры подразумевает поиск оптимальных гиперпараметров модели с помощью кросс-валидации.

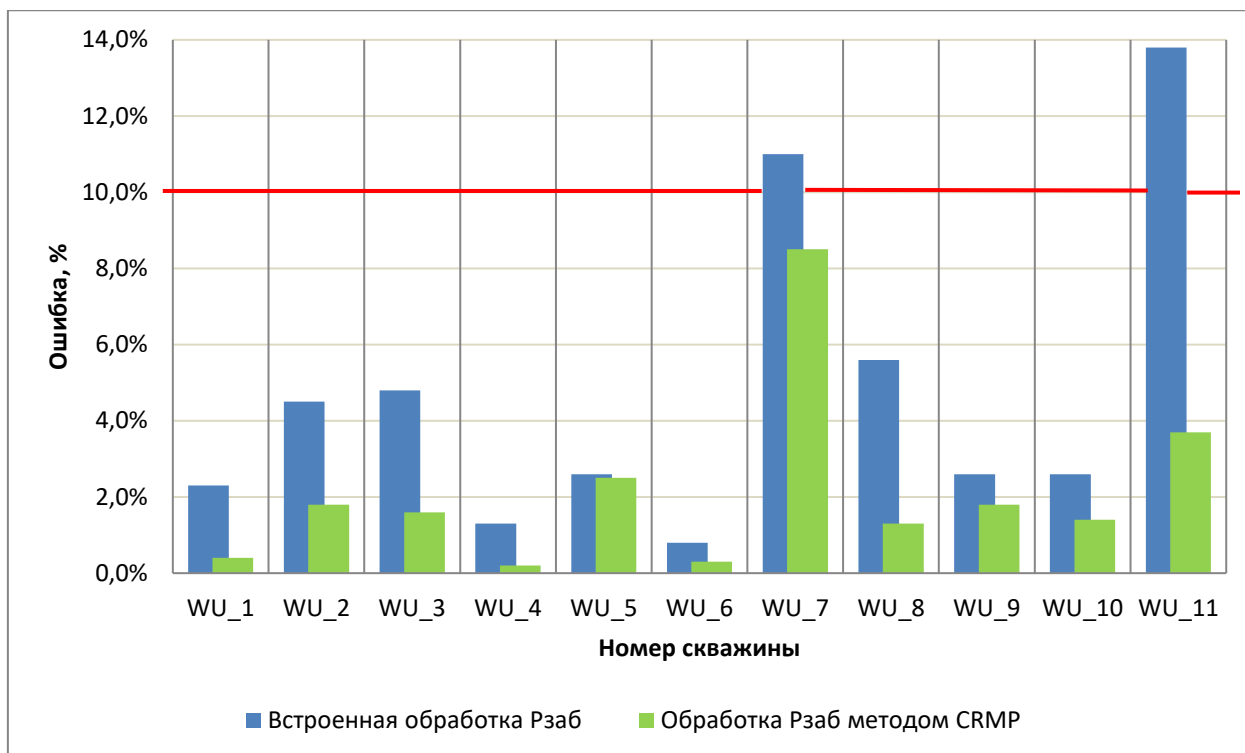
Сравнение двух вариантов адаптации тестовой выборки при различной обработке забойного давления, представлено в таблице 5 и на рисунке 33.

*Таблица 5*

*Таблица сравнения вариантов адаптации*

№ п/п	Элемент заводнения	Ошибка на тесте со встроенной обработкой $P_{заб}$	Ошибка на тесте с обработкой $P_{заб}$ методом CRMP
1	WU_1	2,3%	0,4%
2	WU_2	4,5%	1,8%
3	WU_3	4,8%	1,6%
4	WU_4	1,3%	0,2%
5	WU_5	2,6%	2,5%
6	WU_6	0,8%	0,3%
7	WU_7	11,0%	8,5%
8	WU_8	5,6%	1,3%
9	WU_9	2,6%	1,8%
10	WU_10	2,6%	1,4%
11	WU_11	13,8%	3,7%



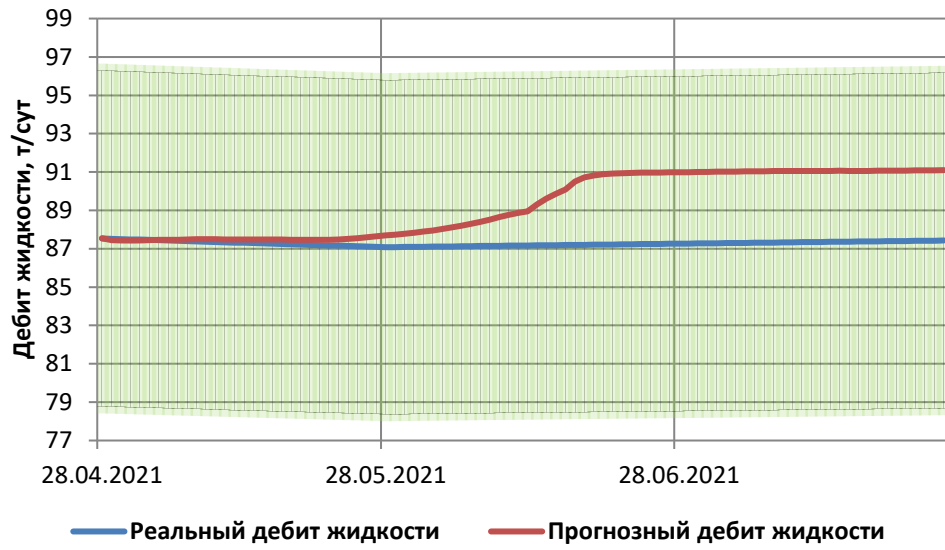


***Рисунок 33 - Гистограмма сравнений вариантов адаптации***

Со встроенной обработкой забойного давления, две скважины не прошли адаптацию (ошибка более 10%). Обработка методом CRMP снизила данную ошибку до допустимой.

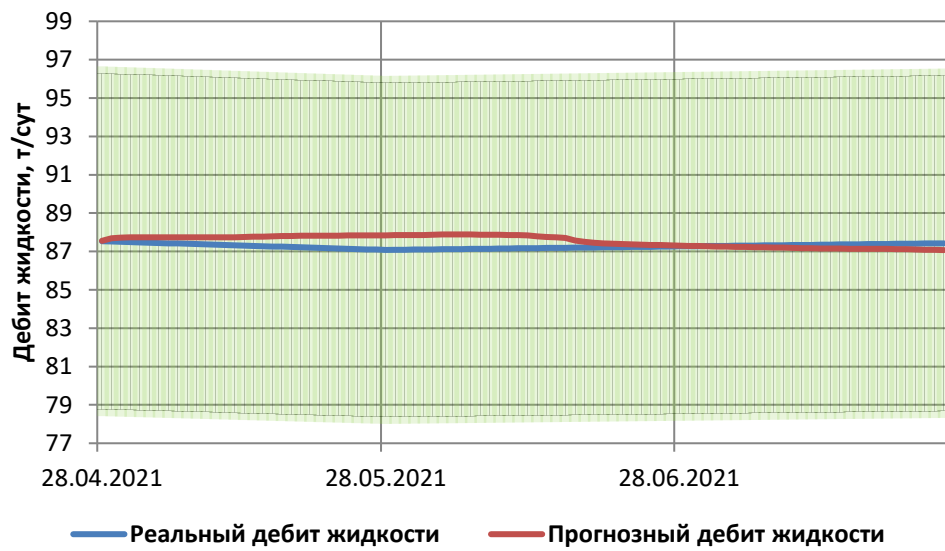
Для более детальной оценки рассмотрим графики прогноза дебитов жидкости на тестовой выборке, равной девятидесяти дней. (Рисунки 34 – 36):

### Встроенная обработка $P_{заб}$



### Скважина WU\_1

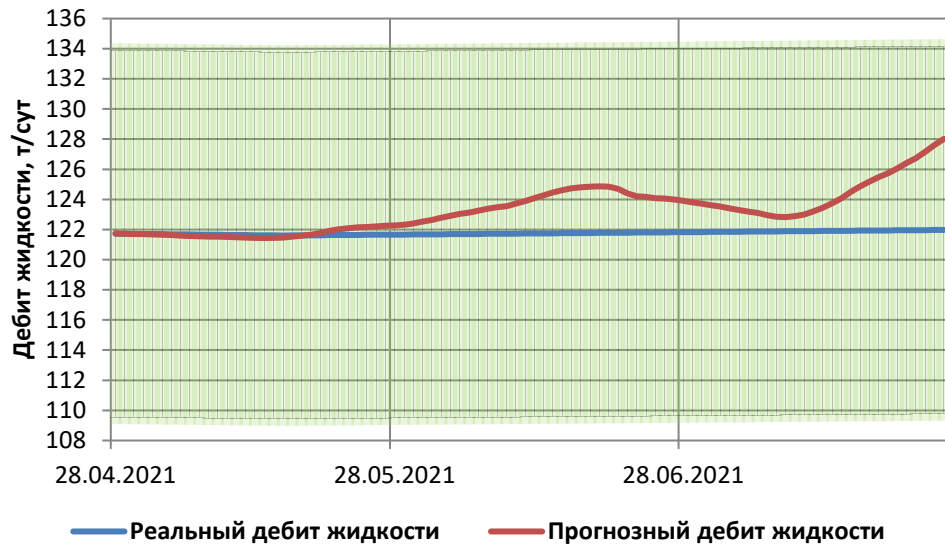
#### Обработка $P_{заб}$ методом CRMP-моделирования



### Скважина WU\_1

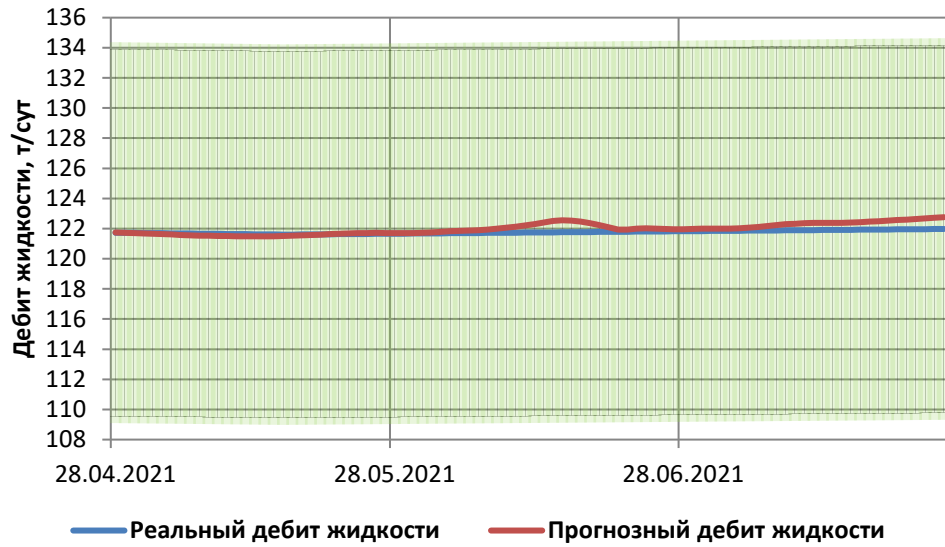
Рисунок 34 - Результаты прогнозов дебита жидкости скважины WU\_1

### Встроенная обработка $P_{заб}$



### Скважина WU\_10

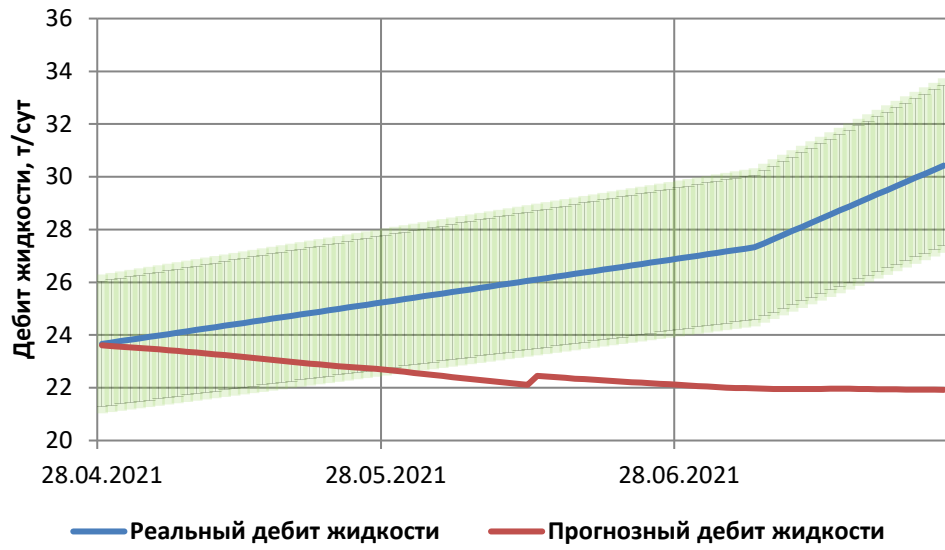
#### Обработка $P_{заб}$ методом CRMP-моделирования



### Скважина WU\_10

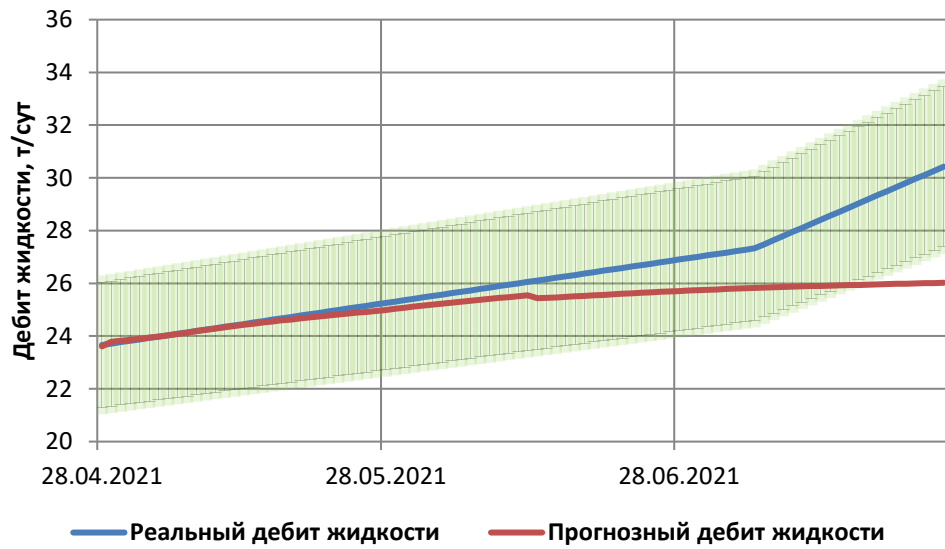
Рисунок 35 - Результаты прогнозов дебита жидкости скважины WU\_10

### Встроенная обработка $P_{заб}$



### Скважина WU\_11

#### Обработка $P_{заб}$ методом CRMP-моделирования



### Скважина WU\_11

Рисунок 36 - Результаты прогнозов дебита жидкости скважины WU\_11

По полученным результатам, можно прийти к выводу, что **обработка забойных давлений методом SRMP-моделирования существенно сокращает ошибку адаптации, тем самым позволяя более точно определять оптимальные режимы работ добывающих и нагнетательных скважин.**

## § 4.2 ТЕСТИРОВАНИЕ МЕТОДА НА РАЗРЕЖЕННОСТЬ ДИНАМИКИ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ

В связи с наличием пропусков в динамике замеров забойного давления, в программном модуле разработан **критерий достаточности**, который идентифицирует динамику, как пригодную для обучения. В данном критерии определяются три основных параметра исходя из анализа поступающей динамики забойного давления:

- **Равномерность (S);**
- **Актуальность (U);**
- **Асинхронность (F).**

Для определения окончательного коэффициента достаточности (*SUF*) используется формула для среднего гармонического между тремя данными параметрами.

$$SUF = 1 - \frac{3}{\frac{1}{1-S} + \frac{1}{1-U} + \frac{1}{1-F}}$$

$$0 \leq S, U, F, SUF \leq 1$$

Для практического использования данного коэффициента проведено тестирование по определению критического значения, выше которого предсказательная способность нейронной сети неприемлемо низкая, данное значение равняется **0,5**.

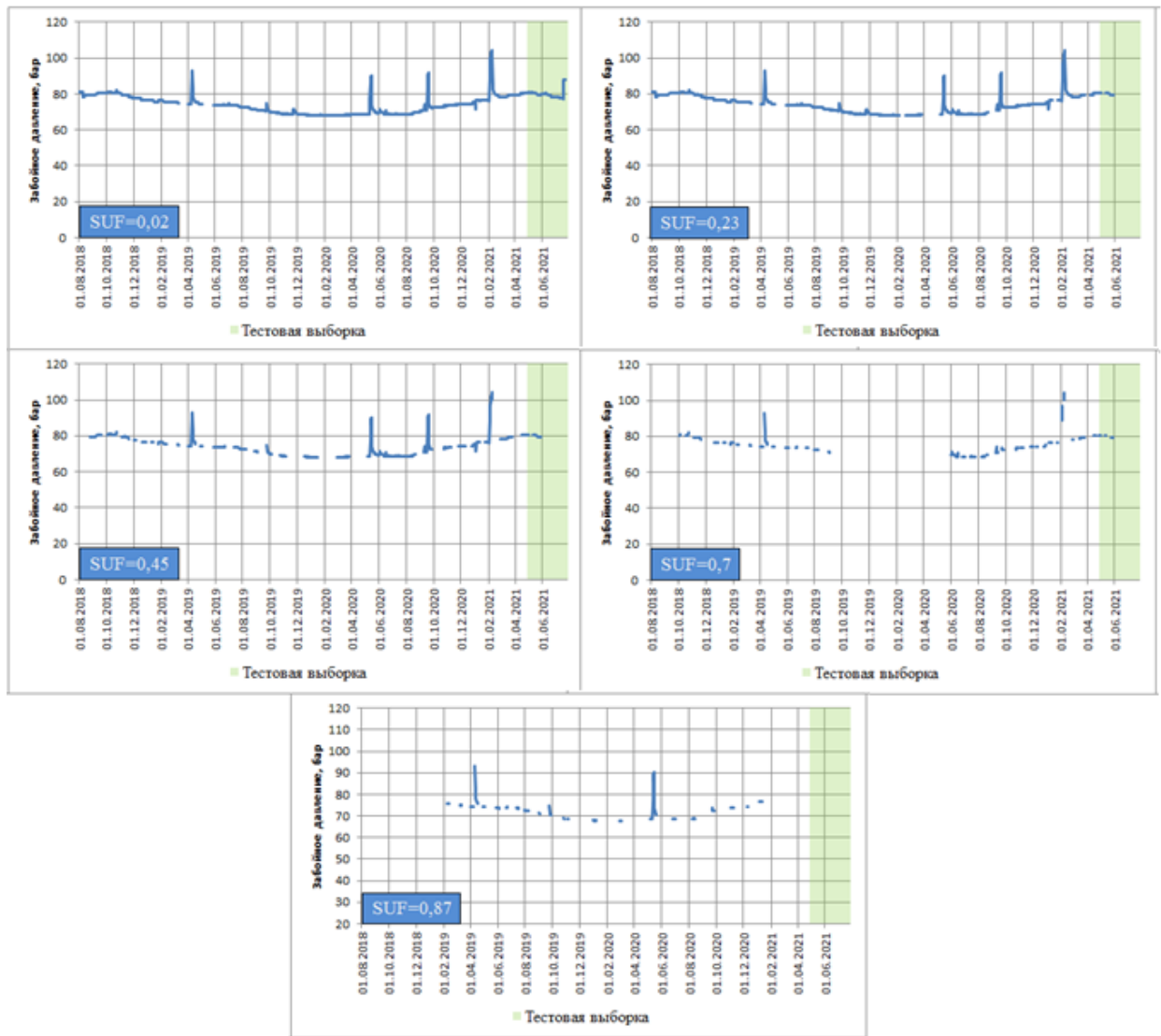
На основе этого критерия проведено тестирование метода CRMP при различной разреженности динамики забойных давлений. В тестировании использовался один элемент заводнения с намеренно ухудшенными динамиками  $P_{заб}$ .

Рассмотрено два случая разреженности данных. Первый – пропуски в замерах присутствуют на всей динамике. Второй – разреженность не затрагивает диапазон тестирования.

В качестве тестового элемента использовалась добывающая скважина WU\_2.

**Первый случай. Пропуски присутствуют на всей динамике.**

Рассмотрено пять динамик  $P_{\text{заб}}$  с различными коэффициентами достаточности, графики по ним представлены на рисунке 37.

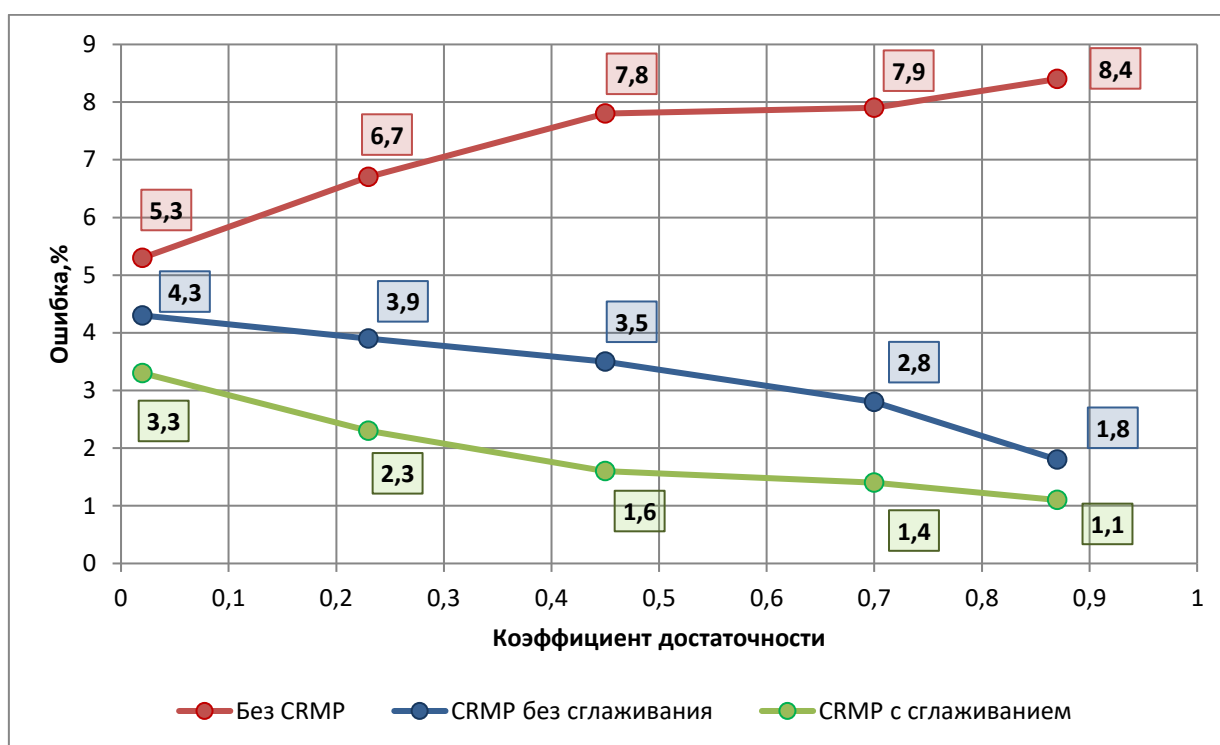


**Рисунок 37 - Значения критерия достаточности для различных динамик  $R_{зоб}$  (Случай с разрежённостью всей динамики)**



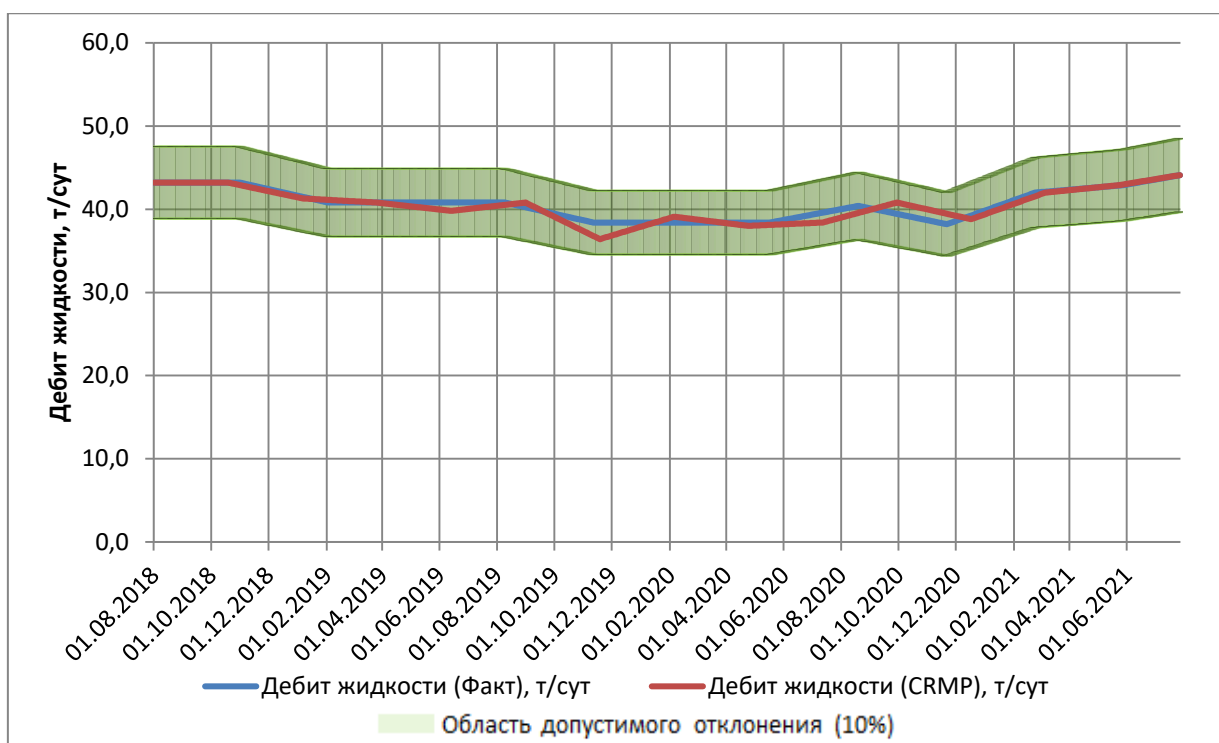
Для каждой динамики построена CRMP-модель для восстановления пропущенных значений  $P_{заб}$  и проверки их на непротиворечивость. Так, для динамики с критерием достаточности 0,87 восстановлено 87,2% точек.

На следующем шаге проводился расчет трех моделей адаптации в программе: адаптация с данными по  $P_{заб}$  без обработки методом CRMP, с обработкой CRMP без сглаживания и с обработкой методом CRMP-моделирования с последующим сглаживанием. Результаты представлены на рисунке 38.



*Рисунок 38 - Ошибка адаптации при различных значениях коэффициента достаточности (Случай с разрежённостью всей динамики)*

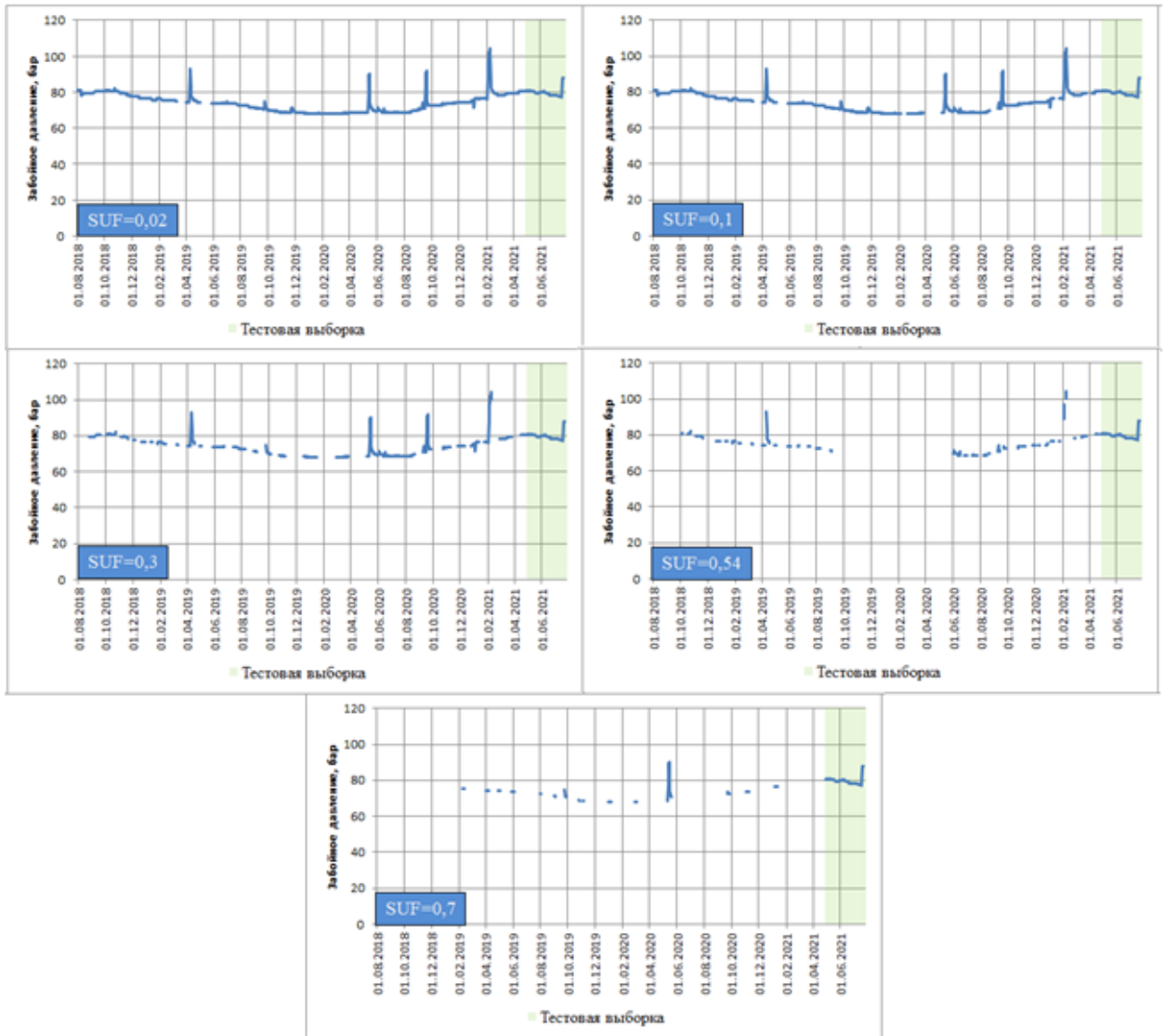
Как видно из рисунка, без обработки забойного давления методом CRMP с увеличением критерия достаточности наблюдается рост ошибки. При восстановлении данных методом CRMP, наблюдается не просто снижение, а виден тренд падения ошибки с увеличением SUF. Это можно объяснить тем, что при больших значениях SUF, основную часть динамики  $P_{заб}$  занимают расчетные значения, которые в CRMP-модели в точности соответствуют фактическому значению дебита жидкости (Рисунок 39).



*Рисунок 39 - Результаты расчета CRMP-модели при коэффициенте достаточности равном 0,87*

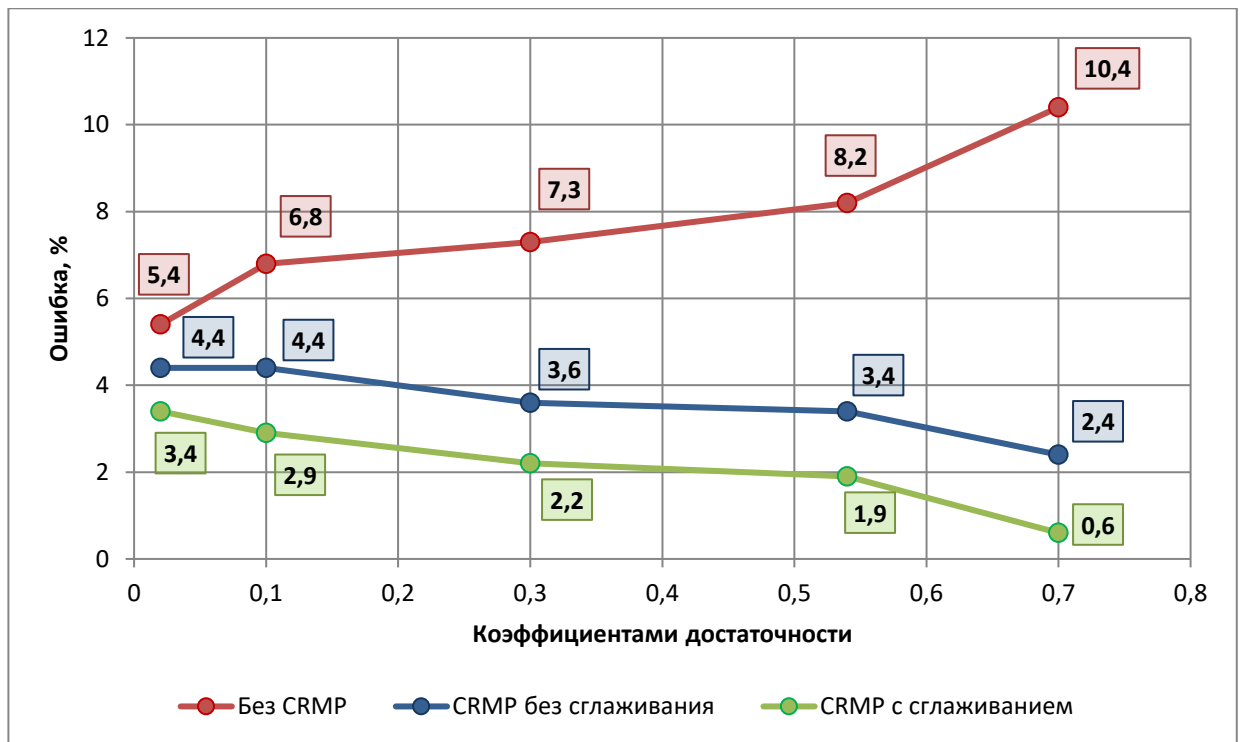
### **Второй случай с исходной тестовой выборкой.**

Во втором случае, так же как и в первом рассматривается пять динамик забойного давления с различной разреженностью, отличие заключается в том, что область тестовой выборки остается неизменной (Рисунок 40):



**Рисунок 40 - Значения критерия достаточности для различных динамик  $P_{заб}$  (Случай с исходной тестовой выборкой)**

После построения CRMP-моделей, аналогично первому случаю, переходим к расчету трех моделей адаптации (Рисунок 41):



**Рисунок 41 - Ошибка адаптации при различных значениях коэффициента достаточности при исходной тестовой выборке**

Тенденция уменьшения ошибки с ростом коэффициента достаточности, при обработке исходной динамики методом CRMP-моделирования, сохранилась, как и для первого случая. Так же стоит заметить, что *сглаживание* динамики забойного давления положительно сказывается на качестве адаптации.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В заключение можно сделать следующие выводы:

- 1) Предложен алгоритм, для восстановления динамики забойного давления методом CRMP-моделирования;
- 2) Модели CRMP показали высокое качество оптимизации, как для синтетических данных, так и для реальных месторождений;
- 3) Проведено сопоставление моделей адаптации, в рамках реализации метода CRMP-моделирования, в программном модуле на примере реального месторождения;
- 4) Проведено тестирование метода при различных критериях достаточности (SUF).

В результате применения алгоритма получена непрерывная динамика забойных давлений, которая хорошо согласуется с фактическими замерами. Также CRMP-модель помогает в анализе непротиворечивости данных.

Замечено, что при качественной оптимизации модели, наблюдается значительное снижение ошибки на моменте адаптации в программном модуле используемом при тестировании метода. Так же с использованием метода, можно принимать динамику забойного давления с критерием достаточности выше порогового значения равного  $0.5$ , что не ухудшит предсказательную способность нейронной сети.

Подытоживая вышесказанное, непрерывная динамика может дать более качественную настройку нейронной сети на историческую динамику по жидкости при учете забойного давления, а так же позволит более детально анализировать промысловые данные и вести контроль разработки.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. Издательство «Нефть и газ», Москва 2003 г.
2. Гиматудинов Ш.К. «Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений». Москва «Недра» 1983 г.
3. Черных И. А. Разработка методики мониторинга забойного давления по данным промыслово – геофизических исследований скважин. Пермь 2018 г.
4. Степанов С. В., Бекман А. Д., Ручкин А. А., Поспелова Т. А. Сопровождение разработки нефтяных месторождений с использованием моделей CRM. Тюмень: ИПЦ “Экспресс”, 2021 г.
5. Sayarpour M. The use of Capacitance-Resistive Models for rapid estimation of waterflood performance and optimization. 2009 г.
6. Liang, X., Weber, B., Edgar, T.F., Lake, L.W., Sayarpour, M., and Yousef, A.A. 2007. Optimization of Oil Production in a Reservoir Based on Capacitance Model of 213 Production and Injection Rates. Paper SPE 107713.
7. Карпенко А.П. Популяционные алгоритмы глобальной поисковой оптимизации. Обзор новых и малоизвестных алгоритмов. Приложение к журналу "Информационные технологии", №. 7 Москва, Новые технологии Публ., 2012. 32 стр.
8. Skiena S.S. The algorithm design manual. Second ed. London, Springer+ Business Media, 2008. 730 p.
9. Карпенко А.П. Современные алгоритмы поисковой оптимизации. алгооригмы, вдохновленные природой: учебное пособие / А. П. Карпенко. - 2-е изд. -Москва : Издательство МГГУ им. Н. Э. Баумана, 2017. 446 с.