



PolyPrime

Руководство Пользователя

Создание Прайм-отчета

Версия: 2.1.1

2025 г.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	6
Область применения и преимущества Прайм–анализа	7
Уровень подготовки Пользователя	9
Этапы составления Прайм–отчета	10
1. ВХОДНЫЕ ДАННЫЕ	11
1.1. Анализ качества входных данных	13
2. СОЗДАНИЕ ПРОЕКТА В ПО POLYGON.....	17
2.1. Описание вкладки «Проводник»	18
2.2. Создание проекта по анализируемому объекту	19
2.3. Открытие проекта	21
2.4. Описание вкладки «Страница расчетов»	22
2.4.1. PVT–свойства	24
2.4.1.1. Выбор типа флюида	25
2.4.1.2. Настройки региона PVT.....	28
2.4.1.3. Расчет зависимости изменения свойств флюида	30
2.4.1.4. Расчет и выбор свойств для внесения лабораторных данных.....	32
2.4.1.5. Вывод графиков PVT	37
2.4.1.6. Расчет зависимостей для лабораторных данных (симуляция и интерполяция)	38
2.4.2. ОФП.....	40
2.4.2.1. Расчет ОФП на основании лабораторных данных	42
2.4.2.2. Ввод основных параметров ОФП.....	45
2.4.3. Карты	49
2.4.4. Датчики	52
2.4.4.1. Корректировка данных	54
2.4.4.2. Заполнение свойств пласта по скважинам	58
2.4.5. Анализ	59
3. ВХОДНОЙ ФАЙЛ «POLYGON_INPUT»	60
3.1. Лист DEPTHS.....	61
3.2. Лист RATES	62

3.3. Лист WELL XY.....	63
3.4. Лист PRESSURE	64
3.5. Лист PVT	65
3.6. Лист SCAL.....	66
3.7. Лист OH DATA.....	68
3.8. Лист BOUNDARIES	69
4. ВХОДНОЙ ФАЙЛ «PRIME_INPUT»	70
4.1. Генерация шаблона входного файла	71
4.2. Заполнение входного файла «PRIME_Input»	73
4.2.1. Расчетные параметры.....	74
4.2.1.1. GENERAL	75
4.2.1.1.1. Общие параметры по месторождению SETUP	76
4.2.1.1.2. Страницы для приложения APPDX	78
4.2.1.2. MODELS.....	79
4.2.1.2.1. Параметры прогнозирования CUT_OFFS.....	80
4.2.1.2.2. Параметры для микромоделей заводнения MCRMOD.....	82
4.2.1.2.3. Параметры для диагностики выработки (прогноз) RES.DIAG	85
4.2.1.2.4. Параметры модели средней продуктивности скважин PI	86
4.2.1.2.5. Параметры модели материального баланса MBAL	87
4.2.1.2.6. Параметры модели индикаторных кривых IPR.....	88
4.2.1.2.7. Параметры модели CRM	89
4.2.1.3. ECONOMICS	90
4.2.1.3.1. Параметрах экономического прогноза FRCST	91
4.2.1.3.2. Параметры цен на углеводороды, принятые в компании PRICES	92
4.2.1.3.3. Параметры налогов при добыче углеводородов TAXES	93
4.2.1.3.4. Параметры операционных затрат OPEX.....	94
4.2.1.3.5. Параметры удельных расходов на добычу/закачку COGS.....	95
4.2.1.3.6. Параметры экономической модели заводнения BWE.....	96
4.2.1.3.7. Параметры экономической модели уплотняющего бурения INFILL.....	98
4.2.1.3.8. Параметры экономической геолого-технических мероприятий WORKOVER ...	99
4.2.2. Параметры по плану разработки месторождения FDP	100
4.2.2.1. Параметры по наземной инфраструктуре FDP_SURF	101

4.2.2.2. Дополнительные параметры по проекту разработки FDP_ADD.....	102
4.2.2.3. Параметры по проектным показателям FDP	103
4.2.3. Параметры объекта.....	104
4.2.3.1. Asset Summary	105
4.2.3.1.1. Параметры по запасам и стоимости запасов RESERV	106
4.2.3.1.2. Параметры по добыче PROD	107
4.2.3.1.3. Параметры по пласту ROCK	108
4.2.3.1.4. Параметры по флюиду FLUID	114
4.2.3.1.5. Параметры по наземной инфраструктуре SURF.....	115
4.2.3.2. Asset Parameters	116
4.2.3.2.1. Периоды разработки STAGE	117
4.2.3.2.2. Список пользовательских микро–моделей UMOD	118
4.2.3.2.3. Пример заполнения таблицы микромоделирования	119
4.2.3.3.1. Clusters.....	121
4.2.3.3.2. Cluster Test Separator.....	122
4.2.3.3.3. Water Injection Cluster Manifold	123
4.2.3.3.4. Production Separator.....	124
4.2.3.3.5. Oil Production Plant	124
4.2.3.3.6. Oil Depot	125
4.2.3.3.7. Splitter	126
4.2.3.3.8. WCPS	127
4.2.3.3.9. Water Supply.....	128
4.2.3.4. Asset Diagnostics	129
4.2.3.5. Asset Recomendations.....	131
4.2.3.6 Страница пользовательской настройки модели фиттинга пористости и проницаемости Geological Model	133
4.2.4. Параметры скважин	134
4.2.4.1. Well Parameters.....	135
4.2.4.2. Well Models	136
4.2.4.3. Well Interventions.....	138
4.2.4.4. Well Interventions Forecast.....	140
4.2.4.5. Well Diagnostics.....	141
4.2.4.6. Well Surveys.....	142

4.2.4.7. Hydrodynamic Logging.....	144
4.2.4.8. Well Drilling.....	145
4.2.4.9. Well Inclinometry.....	146
4.2.4.10. Well Trajectory.....	147
4.2.5. Приложения Пользователя	148
4.2.5.1. Maps. 1.....	149
4.2.5.2. Cross-sections. 1.....	150
4.2.5.2. Cross-sections. 1.....	151
5. ГЕНЕРАЦИЯ ПРАЙМ-ОТЧЕТА	152
5.1. Расположение сгенерированного Прайм-отчета	155
5.2. Сохранение Прайм-отчета на локальном компьютере	156
5.3. Визуализация Прайм-отчета.....	158
5.4. Дополнительные функции.....	160

Введение

Данный документ иллюстрирует весь рабочий процесс формирования документа по результатам Прайм-анализа, начиная с контроля качества входных данных и заканчивая формированием итогового списка, содержащего диагностику всего объекта и скважин на нем. А также рекомендаций по дальнейшим геолого-техническим мероприятиям, бурению и т.д.

PolyPrime является плагином для софта ПО PolyGon.

Подробнее ознакомиться с комплексным инструментом для анализа и интерпретации динамических данных дебитов и давлений в процессе разработки нефтяных и газовых месторождений можно по ссылке <https://polykod.ru/polygon/>.



Операционная платформа ПО PolyGon

Область применения и преимущества Прайм–анализа

Прайм–анализ – это рабочий процесс, построенный вокруг набора верхнеуровневых метрик эффективности разработки, генерируемых ПО PolyPrime на основе данных истории разработки (таких как дебиты, давления, данные ГДИ и ПГИ).

Прайм–анализ фокусируется на зрелых запасах, которые отстают от проектных показателей добычи и/или давления в силу нарушений целостности конструкций скважин, слабой связности с пластом, неоднородностями свойств пласта, или неточного представления о свойствах пласта в этой области. Это первичный инструмент выбора перспективных зон для уплотняющего бурения, оптимизации заводнения, подбора скважин–кандидатов для проведения ГТМ и промысловых исследований.

Область применения и преимущества Прайм–анализа представлены в таблице 1 и на рис. 1.

Таблица 1 – Применение Прайм–анализа

Анализ разработки	Планирование ГТМ
Оценка текущей выработки и темпов выработки	Выбор кандидатов для ГТМ (РИР, стимуляция, ГРП)
Оценка эффективности системы поддержания пластового давления	Рекомендации по исследованиям скважин (ПГИ, ГДИ, ИКГ)
Оценка продуктивности объекта разработки и возможности ее повышения	Оптимизация системы ППД
Оценка эффективности охвата выработки (непродуктивная добыча/закачка, неполное вовлечение запасов)	Планирование режимов работы скважин



Одной из главных особенностей Прайм-анализа является высокая степень автоматизации. Это позволяет ускорить процесс обработки данных и повысить точность результатов, а также значительно снизить нагрузку на специалиста, который ранее должен был выполнять все операции вручную.

Кроме того, пакет Прайм-анализа предоставляет удобный интерфейс для работы с данными, что делает его легким в использовании для пользователей нефтегазовой отрасли.

Уровень подготовки Пользователя

Определены следующие критерии для Пользователя:

- знание общих сведений о том, как формируется веб-отчет по Прайм–анализу и его назначение;
- владение обширной информацией по анализируемому объекту;
- владение информацией о работе в интерфейсе ПО PolyGon;
- умение формировать аналитическую отчетность по Прайм–анализу.

Этапы составления Прайм–отчета

1 этап – Анализ качества загружаемых промысловых данных.

2 этап – Создание проекта в PolyGon и наполнение его информацией.

3 этап – Оформление входного Excel–файла «PolyGon_wells_import».

4 этап – Генерация входного Excel–файла «PRIME_Input» и его последующее заполнение.

5 этап – Генерация Прайм–отчета.

Данные этапы описаны в разделах с 1 по 5.

1. Входные данные

Первоочередной задачей для успешного составления документа по Прайм–анализу является наличие полной и достоверной информации об объекте исследования. Данная информация будет проанализирована Пользователем и внесена в соответствующие входные Excel–файлы и программное обеспечение PolyGon.

В качестве исходных данных для проведения анализа могут использоваться общепринятые форматы баз данных по месторождениям (КИС АРМИТС, OFM, ResView, NGT и др.), а также специальные форматы, соответствующие корпоративным стандартам. Параметры по добыче/закачке и фонду могут быть выгружены, к примеру, с проекта NGT в нужном формате с шагом по годам или месяцам (обычно используется шаг 1 год). Средние значения пластового давления за год по добывающему, нагнетательному и пьезометрическому фонду могут быть получены из базы давлений.

Для ввода данных в программное обеспечение PolyGon доступны два основных способа: первый – ввод данных непосредственно в приложении, второй – использование специальных входных Excel–файлов, которые имеют названия «PolyGon_Input» и «PRIME_Input». Оба метода имеют свои преимущества и могут быть использованы для достижения нужных целей, в зависимости от конкретных потребностей Пользователя.

Параметры, которые могут быть введены в ПО PolyGon, перечислены в таблицах 1.1 и 1.2.

Таблица 1.1 – Параметры по PVT

Параметры по PVT	
Вязкость (μ)	нефти, воды, газа
Плотность (ρ)	
Объемный коэффициент (B)	
Сжимаемость (c)	
Газосодержание (Rs)	
Давление насыщения (Pb)	
Минерализация воды	
Температура (T)	

Таблица 1.2 – Параметры по ОФП

Параметры по ОФП	
Текущая газонасыщенность (S_g)	Нефть+Газ
Критическое значение газонасыщенности (S_{gr})	
Остаточная нефтенасыщенность при вытеснении газом (S_{org})	
Относительная фазовая проницаемость газа (K_{rgo})	
Относительная фазовая проницаемость нефти (K_{rog})	
Остаточная нефтенасыщенность (S_{orw})	Дегазированная Нефть + Вода
Критическое значение водонасыщенности (S_{wc})	
Начальная водонасыщенность (S_{wi})	
Текущая водонасыщенность (S_w)	
Относительная фазовая проницаемость по нефти (K_{row})	
Относительная фазовая проницаемость по воде (K_{rwo})	
Критическое значение газонасыщенности (S_{gc})	Газ + Вода
Начальная водонасыщенность (S_{wi})	
Относительная фазовая проницаемость газа (K_{rgw})	
Относительная фазовая проницаемость воды (K_{rwg})	

Также, в дереве данных «Карты» вводятся следующие параметры:

- опорная глубина;
- ГНК (газонефтяной контакт);
- ВНК (водонефтяной контакт).

Параметры, вводимые в Excel-файлы «PolyGon_wells_import» и «PRIME_Input», описываются в разделах 3 и 4.

Также имеется ряд параметров, которые несут информационный характер по анализируемому объекту. Данные параметры прописываются во входном файле «PRIME_Input» в листах Asset Summary (обзор объекта), FDP (план разработки месторождения).

1.1. Анализ качества входных данных

Анализировать качество загружаемых промысловых данных важно для представления истинной картины состояния исследуемого объекта.

Анализируемая информация: проектная документация, история добычи, коллекторские свойства, PVT-свойства, запасы, относительные фазовые проницаемости, все результаты исследований, динамика давлений (рис. 1.1.1).



Рис. 1.1.1 – Анализируемая информация

При заполнении входного файла необходимо проверить качество загружаемых данных с целью повышения точности и достоверности результатов анализа и оптимизации вычислительных процессов, производимых в ПО PolyGon.

Во входном Excel-файле не должно быть:

- отрицательных и повторяющихся значений по давлениям и дебитам;
- пропусков данных («#Н/Д»);
- повторяющихся дат;

- наличие символов, буквенных обозначений в данных
- включенного фильтра по данным.

В качестве инструмента для обнаружения некорректных значений рекомендуется воспользоваться функцией просмотра поскважинных графиков в разделе «Датчики» в ПО PolyGon. Это позволит оперативно выявить любые отклонения в данных и принять меры по их исправлению, что обеспечит более точные результаты расчетов.

Важно убедиться, что значения забойных давлений не предшествуют значениям дебитов, иначе, возникнет ошибка в математических расчетах по продуктивности, и вследствие, расчет Прайм-анализа прекратится (рис. 1.1.2).

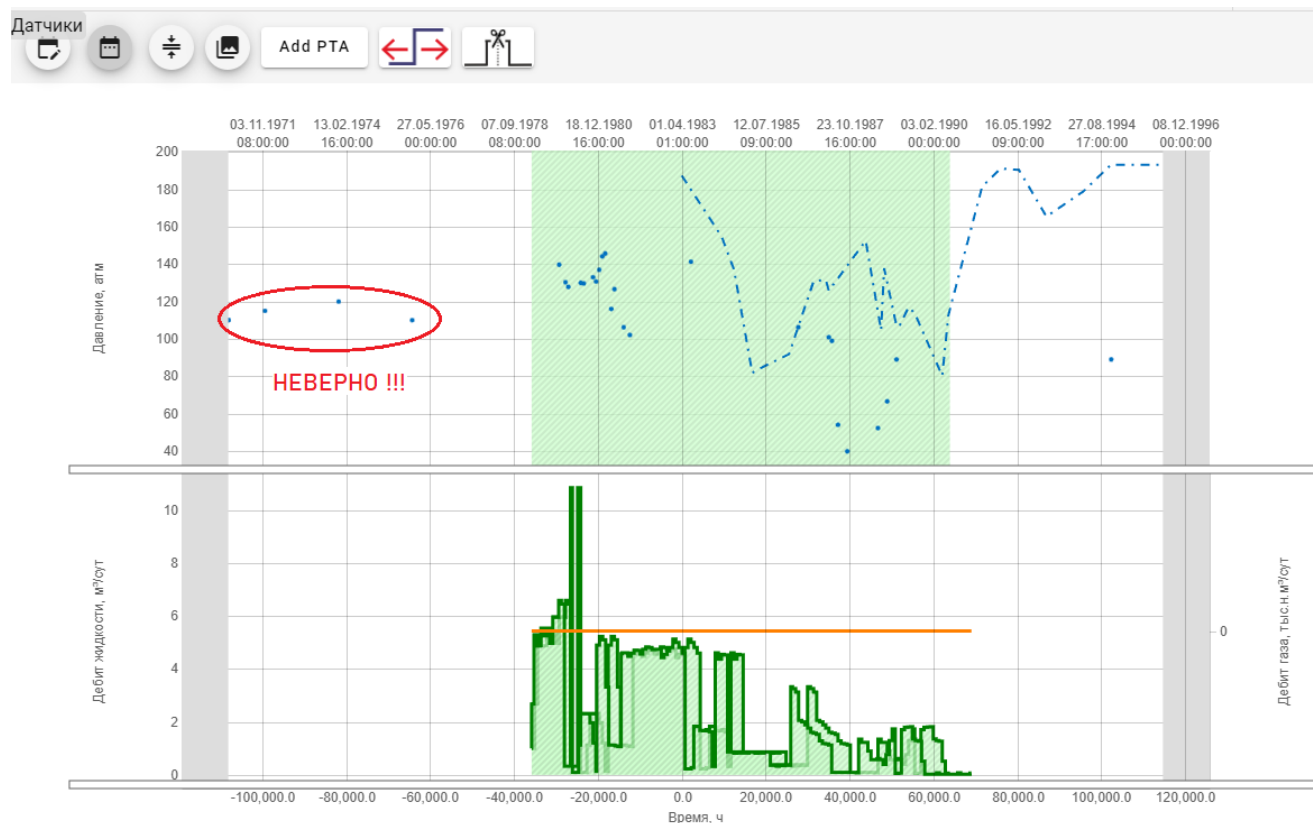
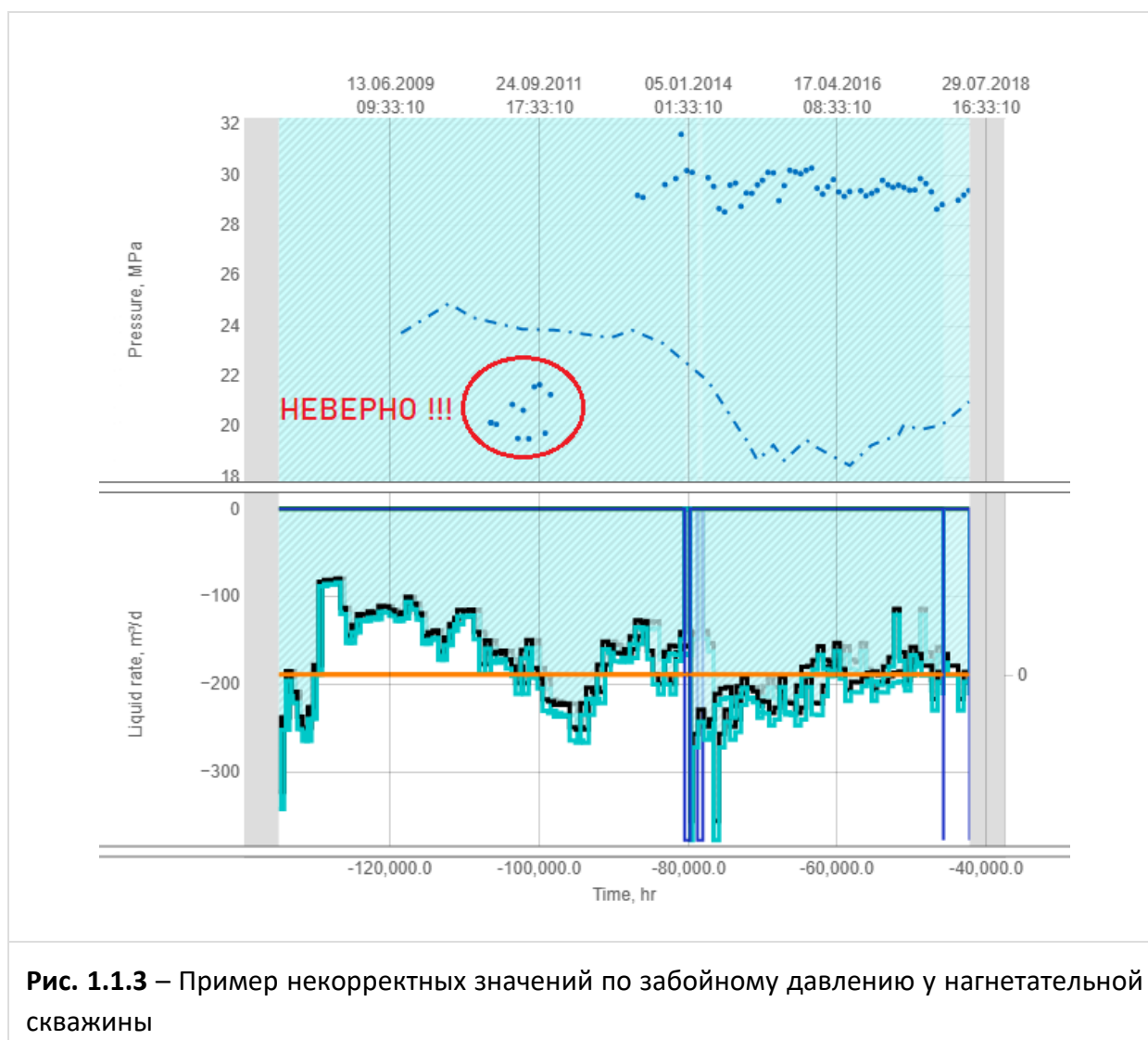


Рис. 1.1.2 – Пример ошибочных данных с забойными давлениями, опережающими значения дебитов

В случае, как на рис. 1.1.2. необходимо проверить действительно ли были замеры забойного давления после бурения скважины, но до запуска ее в работу.

Также, нужно обратить внимание, что во входном файле «PolyGon_input» могут быть указаны некорректные значения по пластовому и/или забойному давлению (рис. 1.1.3).



Загрузка параметров должна осуществляться по исследуемым объектам/пластам.

Примечание. На рисунках 1.1.2–1.1.3 точками указано забойное давление, линией с пунктиром – пластовое давление.

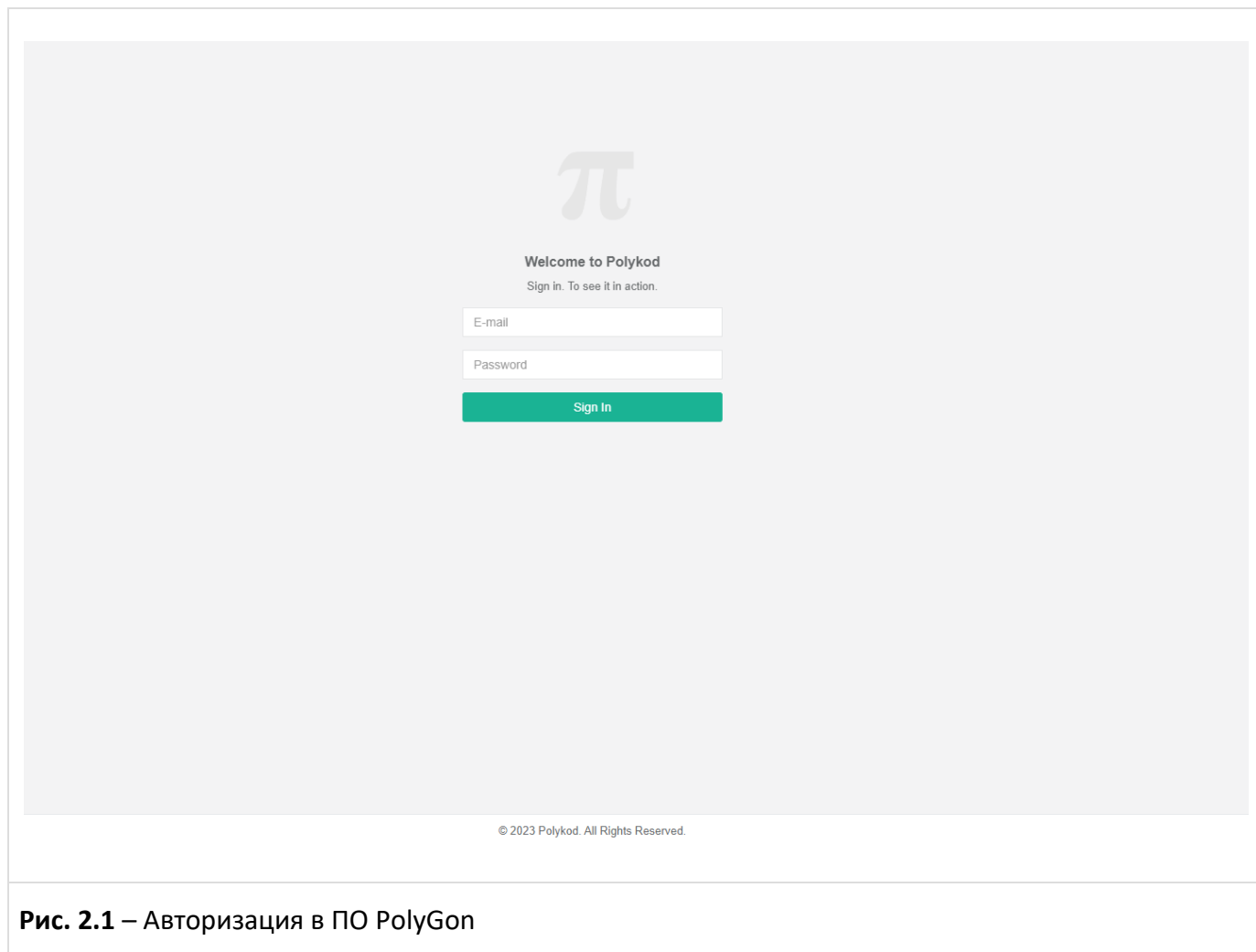
После заполнении файла «PolyGon_input» производится автоматическая проверка входных данных РИГИС на корректность, а также их интерполяция. После загрузки файла в ПО PolyGon необходимо выгрузить этот же файл из ПО PolyGon. В полученном файле excel будут подсвечены данные, на которые следует обратить внимание. Желтым цветом подсвечиваются интерполированные значения. Интерполируются пропущенные значения с помощью данных по соседним скважинам. Оранжевым – значения, которые не удалось интерполировать. Пропущенные данные, которые не удалось проинтерполировать из-за отсутствия достаточного количества информации. Красным подсвечивается ошибка, данные

имеют отрицательное значение, либо выходят за допустимые границы, заданные в ПО PolyGon по данному свойству.

2. Создание проекта в ПО PolyGon

Второй шаг – создание проекта в ПО PolyGon и наполнение его информацией.

Пользователю необходимо войти под личной учетной записью в ПО PolyGon (рис. 2.1) и создать проект по анализируемому объекту.



Примечание. С полным описанием интерфейса и всего функционала ПО PolyGon можно ознакомиться по ссылке <https://wiki-polygon.polykod.com>.

2.1. Описание вкладки «Проводник»

При открытии ПО PolyGon Пользователь попадает на рабочую область вкладки «Проводник», реализующая графический интерфейс доступа к файлам, папкам, проектам и управления ими (рис. 2.1.1).

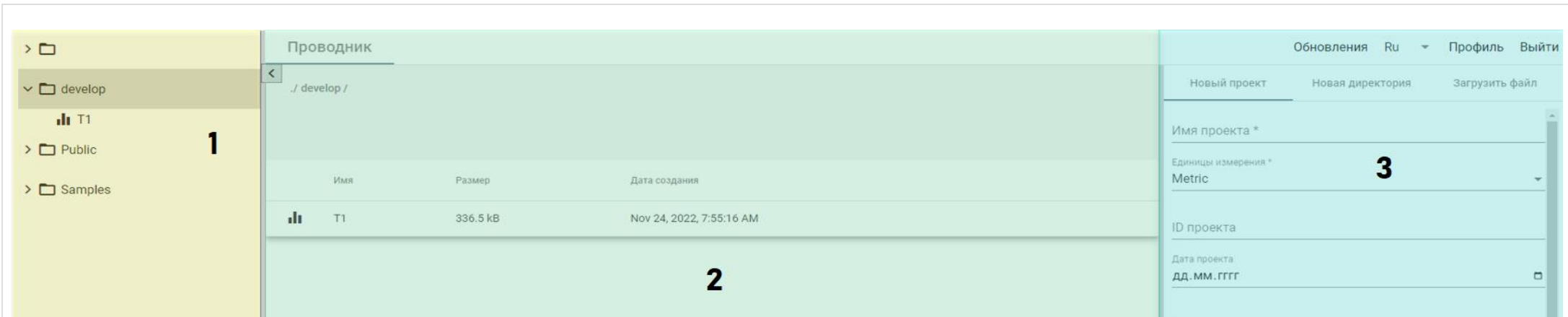


Рис. 2.1.1 – Рабочая область строки «Проводник» ПО PolyGon

С помощью «Проводника» Пользователь может создать новый проект или открыть ранее созданный. Интерфейс рабочей области имеет следующую структуру:

- 1 – дерево проводника, которое позволяет перемещаться по контенту;
- 2 – область управления существующими данными;
- 3 – область создания проектов, папок и загрузки файлов.

Таким образом, Пользователь имеет возможность упорядоченно хранить проекты и файлы во внутренней среде ПО PolyGon.

2.2. Создание проекта по анализируемому объекту

Чтобы создать проект в ПО PolyGon Пользователю необходимо:

- В дереве проводника (слева) выбрать папку, где будет храниться проект.
- Выбрать вкладку «Новый проект» в правой части интерфейса.
- Заполнить поля.
- Нажать кнопку «Создать проект».

Описание полей проекта представлены в таблице 2.2.1.

Таблица 2.2.1 – Поля проекта

Название поля	Описание	Возможные значения	Обязательность
Имя проекта (Project Name)	Название проекта. Будет отображаться в интерфейсе ПО.	Буквы, цифры, прочие символы.	Да
Единицы измерения (Units)	Можно выбрать набор единиц, который будет использован по умолчанию. Любая единица измерения может быть в дальнейшем изменена при работе с проектом.	Метрические (Metric) Промысловые (Field) Российские (Russian)	Да
ИД Проекта (Project ID)	Уникальное название проекта	Буквы, цифры, прочие символы.	Нет
Дата проекта (Project Date)	Дата выполнения проекта	Цифры	Нет
Компания (Company)	Компания – заказчик исследований	Буквы, цифры, прочие символы.	Нет
Страна (Country)	Страна, в которой находится месторождение или заказчик	Буквы, цифры, прочие символы.	Нет
Месторождение (Asset)	Название месторождения	Буквы, цифры, прочие символы.	Нет
Куратор (Focal Point)	Сотрудник компании–исполнителя, ответственный за связь с заказчиком	Буквы, цифры, прочие символы.	Нет
Электронная почта куратора (Focal Point Email)	Электронная почта куратора	Буквы, цифры, прочие символы.	Нет
Аналитик (Analyst)	Сотрудник компании–исполнителя, которые занимается непосредственно интерпретацией. Предзаполняется данными профиля. Может быть изменено.	Буквы, цифры, прочие символы.	Нет
Электронная почта аналитика (Analyst Email)	Электронная почта аналитика	Буквы, цифры, прочие символы.	Нет
Исполнитель (Contractor)	Компания, которая выполняет проект	Буквы, цифры, прочие символы.	Нет
Комментарии (Comments)	Любые комментарии к проекту	Буквы, цифры, прочие символы.	Нет

Пользователь также может:

- выбрать систему единиц измерения, которая будет использована в проекте;
- добавить комментарии к проекту.

Примечание. Описание систем единиц представлены по следующим ссылкам:

- метрическая и промышленная: <https://nafta.wiki>
- Российская: <https://nafta.wiki>

Обновления Ru Профиль Выйти

Новый проект Новая директория Загрузить файл

Имя проекта *

Единицы измерения *
Metric

ID проекта

Дата проекта
ДД.ММ.ГГГГ

Экспл. компания

Страна

Месторождение

Куратор

Электронная почта куратора

Аналитик

Электронная почта аналитика

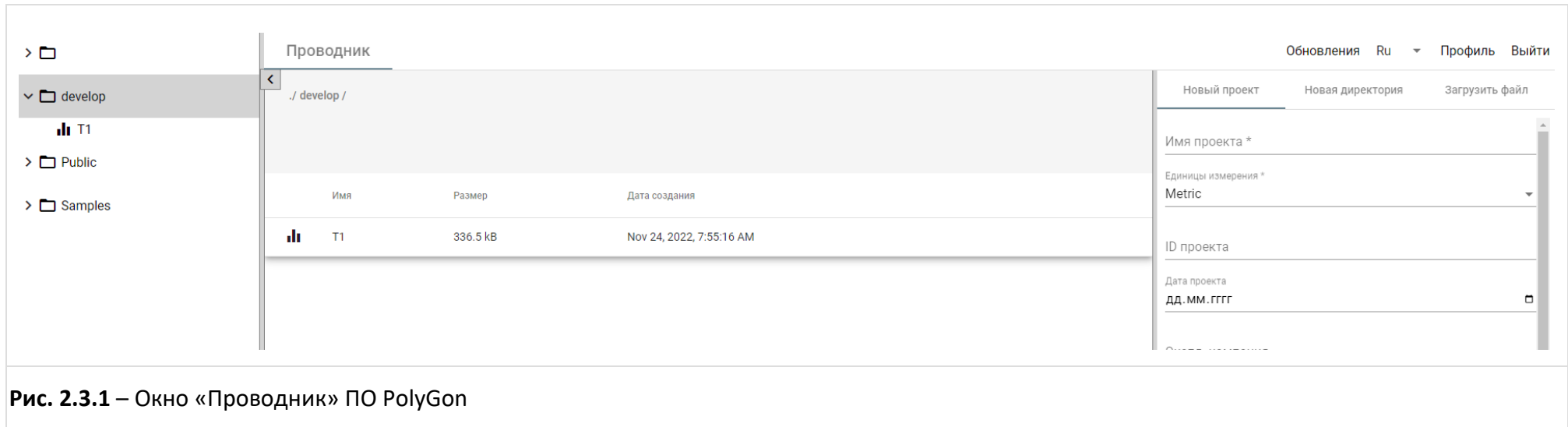
В I U x₂ x² Normal

Создать проект

Рис. 2.2.1 – Окно создания нового проекта

2.3. Открытие проекта

Пользователь может открыть проект выбрав его в дереве Проводника.



Пользователь может загрузить файл в проект, для этого ему необходимо:

- Перейти на вкладку «Загрузить файл» правой части интерфейса.
- Нажать кнопку «Выбрать файл», после чего выбрать файл на локальной машине.
- Нажать кнопку «Загрузить файл».

Загруженные в проект файлы будут отображаться в центральной части рабочей области.

После открытия проекта в строке рабочей области рядом с «Проводником» Пользователю будет доступна вкладка «Страница расчетов».

Для перехода к выполнению расчетов Пользователю необходимо переключиться на вкладку «Страница расчетов».

2.4. Описание вкладки «Страница расчетов»

После создания и выбора проекта Пользователь может перейти на рабочую страницу (рис. 2.4.1).

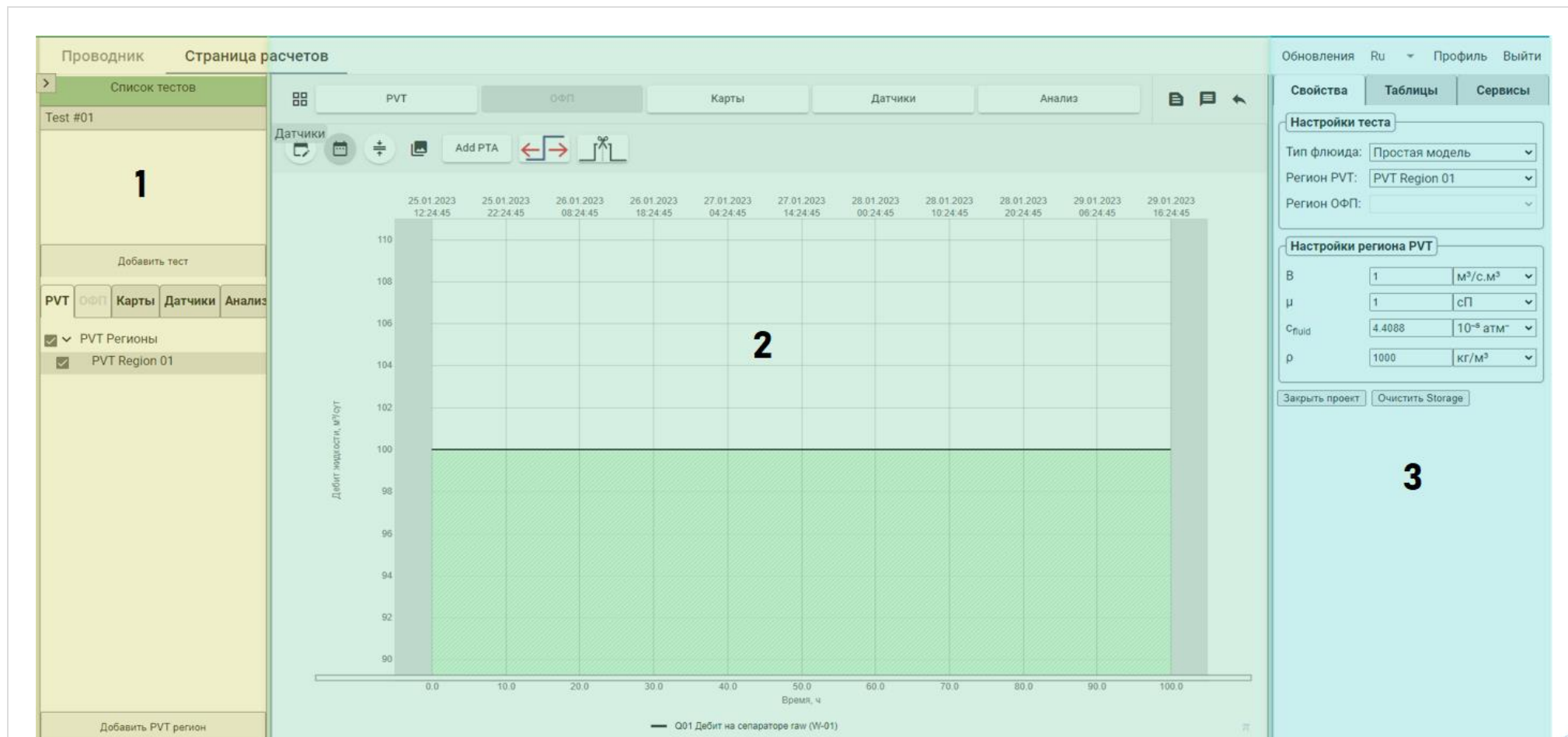


Рис. 2.4.1 – Окно для подготовки данных и проведения численных расчетов ПО PolyGon

Страница расчетов является основной для проведения анализа и интерпретации данных.

Страница состоит из трех рабочих областей:

1. Управление данными в проекте.
2. Работа с графиками.
3. Управление расчетами, таблицами, плагинами.

В рабочей области управления данными в проекте Пользователю доступны вкладки с данными, структурированными в виде деревьев:

1. PVT – задание свойств флюида.
2. ОФП – задание относительных фазовых проницаемостей.
3. Карты – создание пластов и задание их свойств.
4. Датчики – создание скважин и датчиков, импорт данных дебита, давления, температуры и т.д.
5. Анализ – создание различных типов исследования.

Также, в проекте Пользователь может создавать несколько независимых друг от друга тестов.

В рабочей области управления расчетами, таблицами, плагинами Пользователю доступны различные операции с данными.

Рабочая область работы с графиками предназначена для отображения графиков.

Пользователю доступны следующие графики:

1. PVT – графики свойств флюидов.
2. ОФП – графики относительных фазовых проницаемостей.
3. Карты – карты пластов.
4. Датчики – отображения графиков для различных датчиков в линейном временном масштабе.
5. Анализ – отображение аналитических графиков.

Далее приведено описание процесса работы с элементами интерфейса, необходимыми для создания итогового отчета по анализируемому объекту.

Для успешного завершения процесса необходимо заполнить следующие вкладки ПО PolyGon: «PVT», «ОФП», «Карты», «Датчики»- они могут быть заполнены в ручную или автоматически с помощью входного Excel-файла «PolyGon_Input». Вкладка «Анализ» не используется в расчете Прайм-анализа.

2.4.1. PVT–свойства

Для указания свойств флюида Пользователю необходимо открыть вкладку «PVT» в левой части интерфейса (рис. 2.4.1.1).

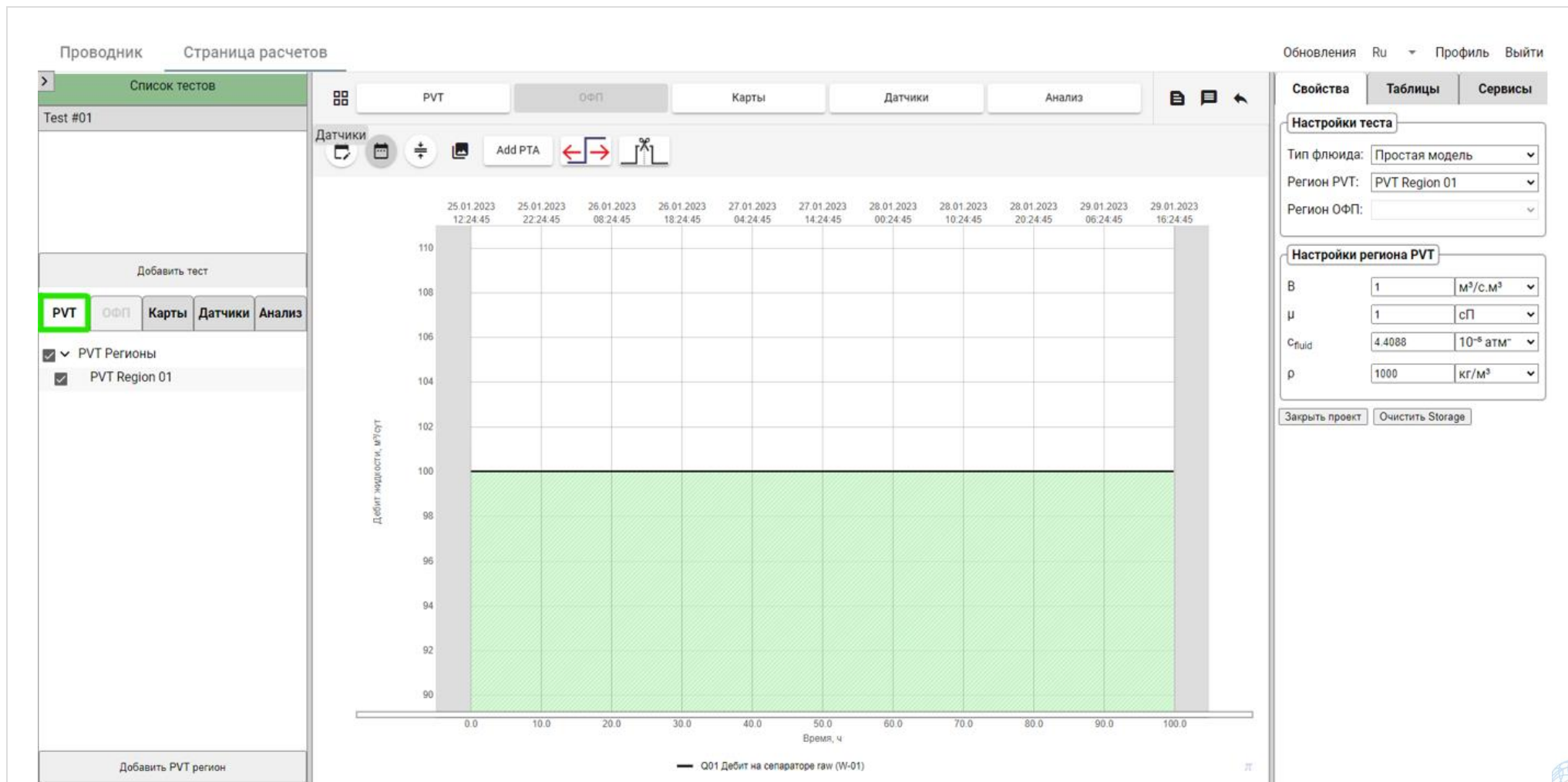


Рис. 2.4.1.1 – Окно «PVT» ПО PolyGon

2.4.1.1. Выбор типа флюида

Пользователь может выбрать тип флюида, который он будет использовать для аналитических расчетов.

Выбор типа флюида производится во вкладке «Свойства» в блоке «Настройки теста» правой части интерфейса.

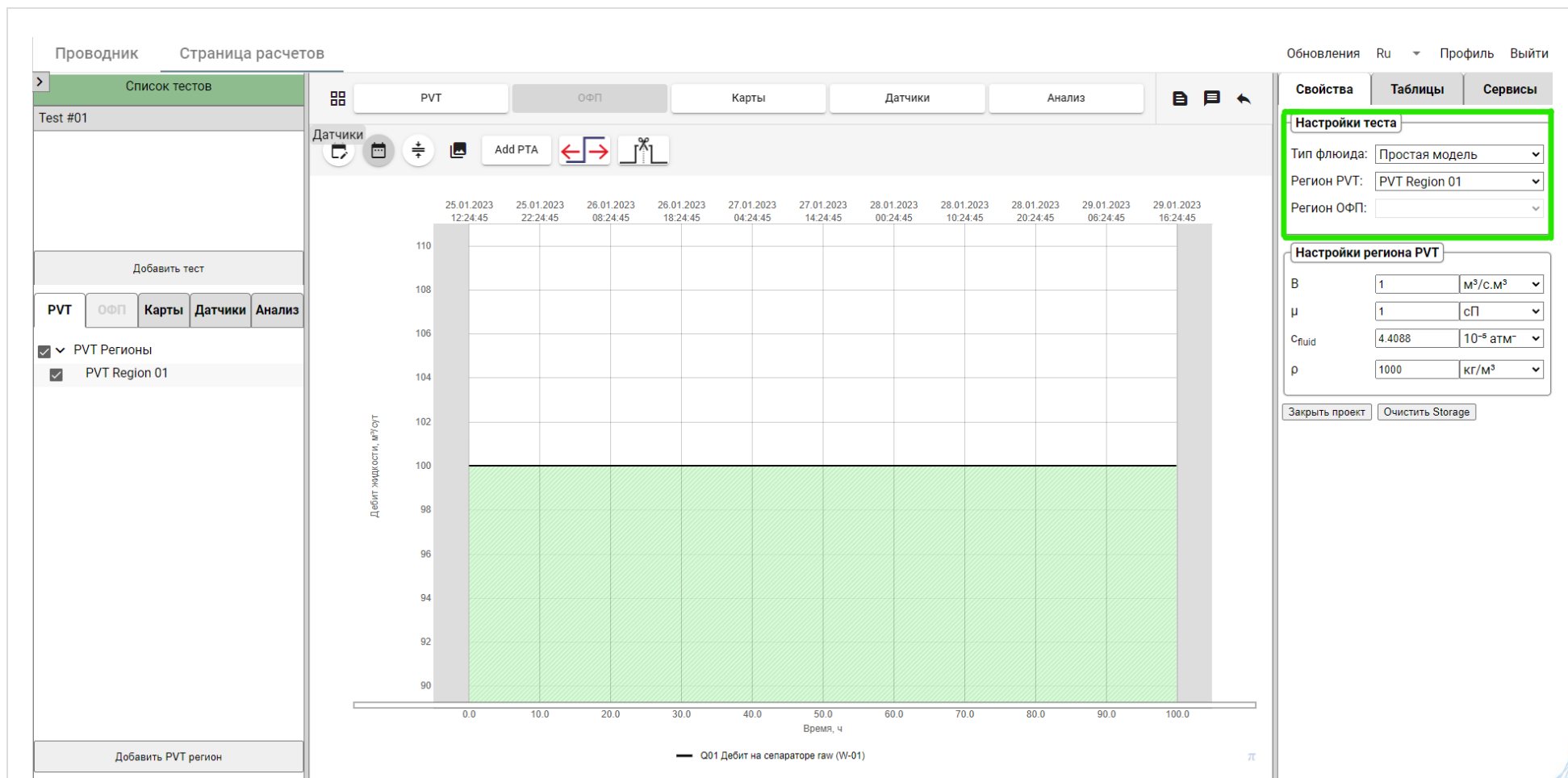
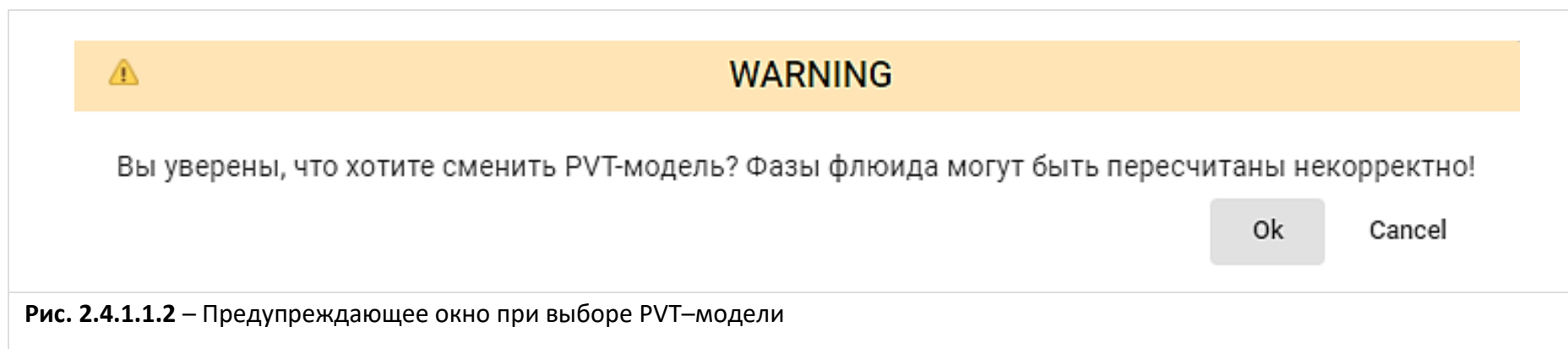


Рис. 2.4.1.1.1 – Свойства PVT теста ПО PolyGon

Пользователю доступны следующие типы флюида:

- Простая модель (Simple PVT)
- Вода (Water)
- Газ (Gas)
- Дегазированная нефть (Dead Oil)
- Нефть–Газ (Oil–Gas)
- Нефть–Вода (Oil–Water)
- Нефть–Вода–Газ (Oil–Water–Gas)

При выборе Пользователем определенного типа флюида выйдет предупреждающее окно (рис. 2.4.1.1.2). Пользователь может нажать «Ok», если он выбрал верный тип флюида.



Примечание. По своему усмотрению Пользователь может создавать несколько PVT регионов в одном проекте с помощью нажатия кнопки «Добавить PVT регион», расположенной снизу дерева данных PVT (рис. 2.4.1.1.3). Несколько PVT регионов могут создаваться, к примеру, для многопластового объекта.

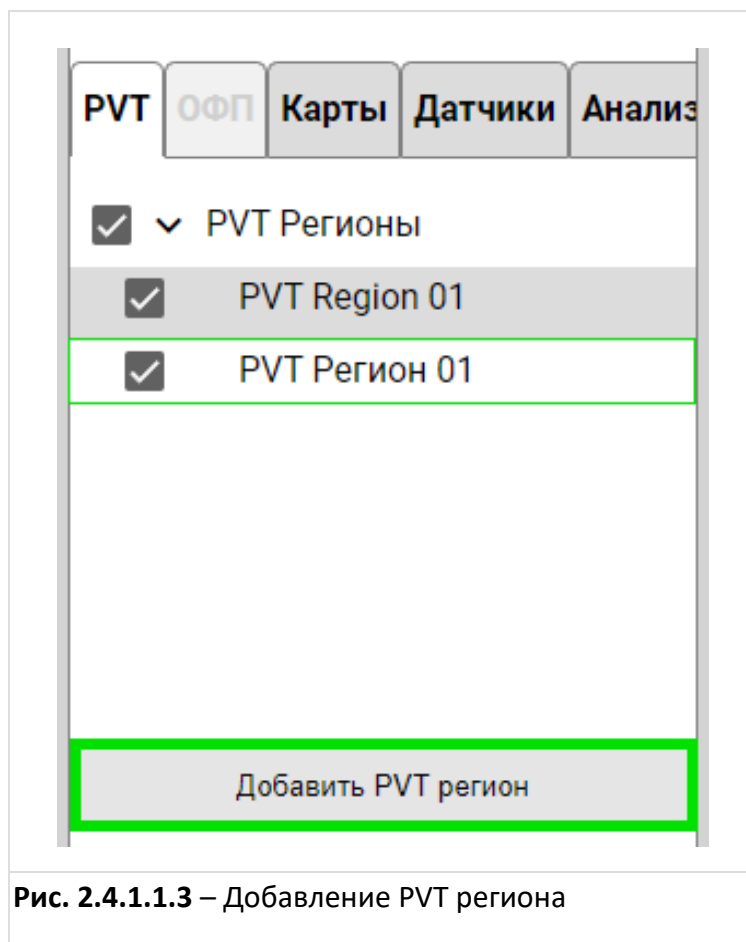


Рис. 2.4.1.1.3 – Добавление PVT региона

2.4.1.2. Настройки региона PVT

Свойства флюида задаются в правой части интерфейса на вкладке «Свойства» в блоке «Настройки региона PVT».

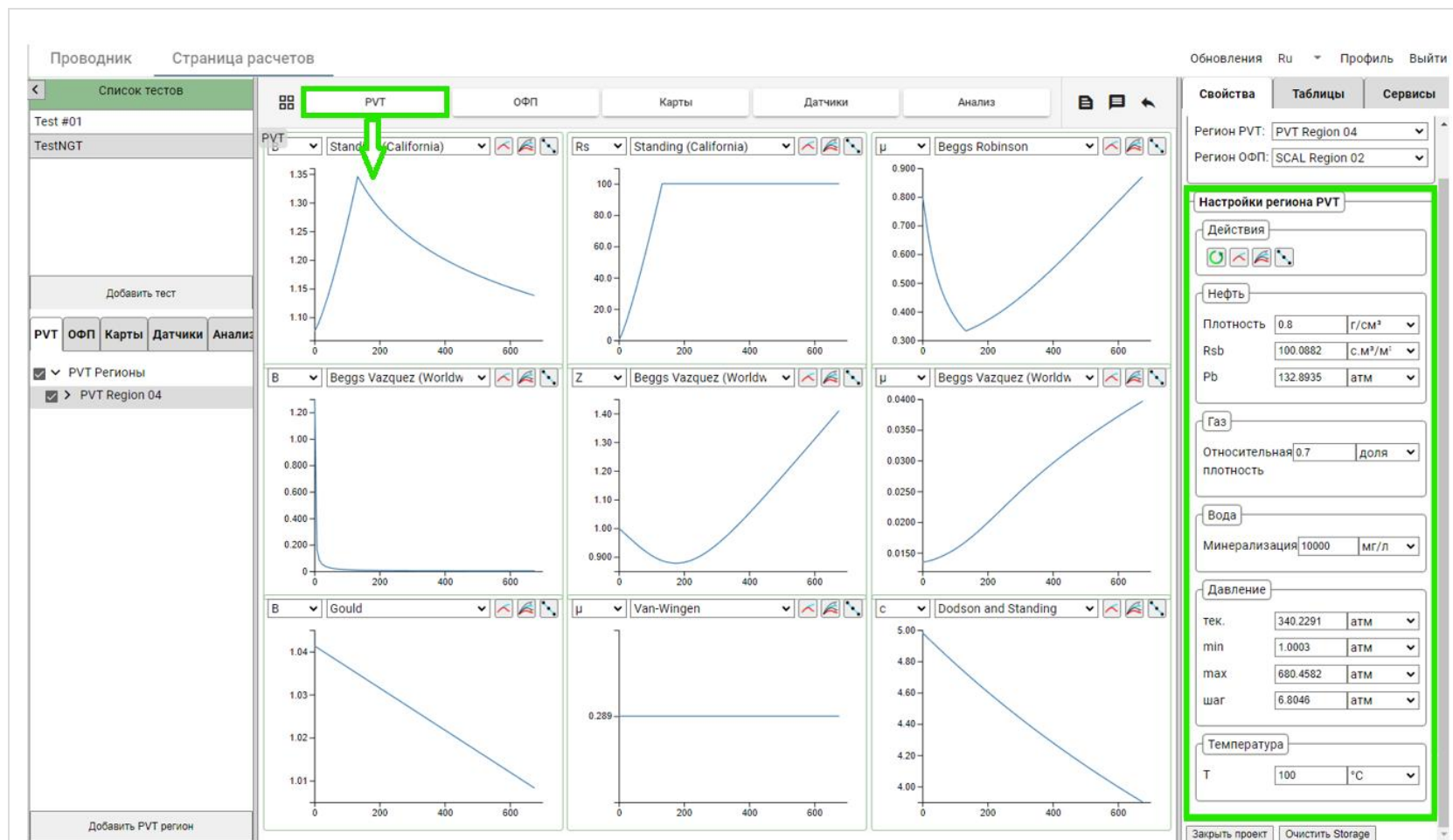


Рис. 2.4.1.2.1 – Основные параметры свойств PVT региона

Простая модель PVT (Simple PVT) позволяет задать следующие параметры:

- Объемный коэффициент флюида
- Вязкость флюида
- Сжимаемость флюида
- Плотность флюида

Для **воды** (Water) доступны следующие параметры:

- Минерализация

Для **газа** (Gas) доступны следующие параметры:

- Относительная плотность

Для **дегазированной нефти** (DeadOil) доступны следующие параметры:

- Плотность нефти

Для **насыщенной нефти** (OilGas) доступны следующие параметры:

- Плотность
- Газовый фактор при давлении насыщения
- Давление насыщения

Для многофазных моделей свойства флюида (DeadOilWater, OilWaterGas) задаются для каждой фазы.

Примечание. На данном этапе Пользователь дополнительно может просмотреть еще не рассчитанные графики PVT. Для этого необходимо нажать левой кнопкой мыши и переместить кнопку «PVT» из верхней панели рабочей области в центр экрана для отображения графиков.

2.4.1.3. Расчет зависимости изменения свойств флюида

Для всех типов флюида за исключением простой модели PVT Пользователь может рассчитать зависимость изменения свойств флюида от давления при заданной температуре.

Для расчета зависимости Пользователь должен:

- Задать свойства флюида.
- Задать параметры сетки давления.

Параметры сетки заполняются в подблоке «Давление» и «Температура» блока «Настройки региона PVT» правой части интерфейса (рис. 2.4.1.3.1)

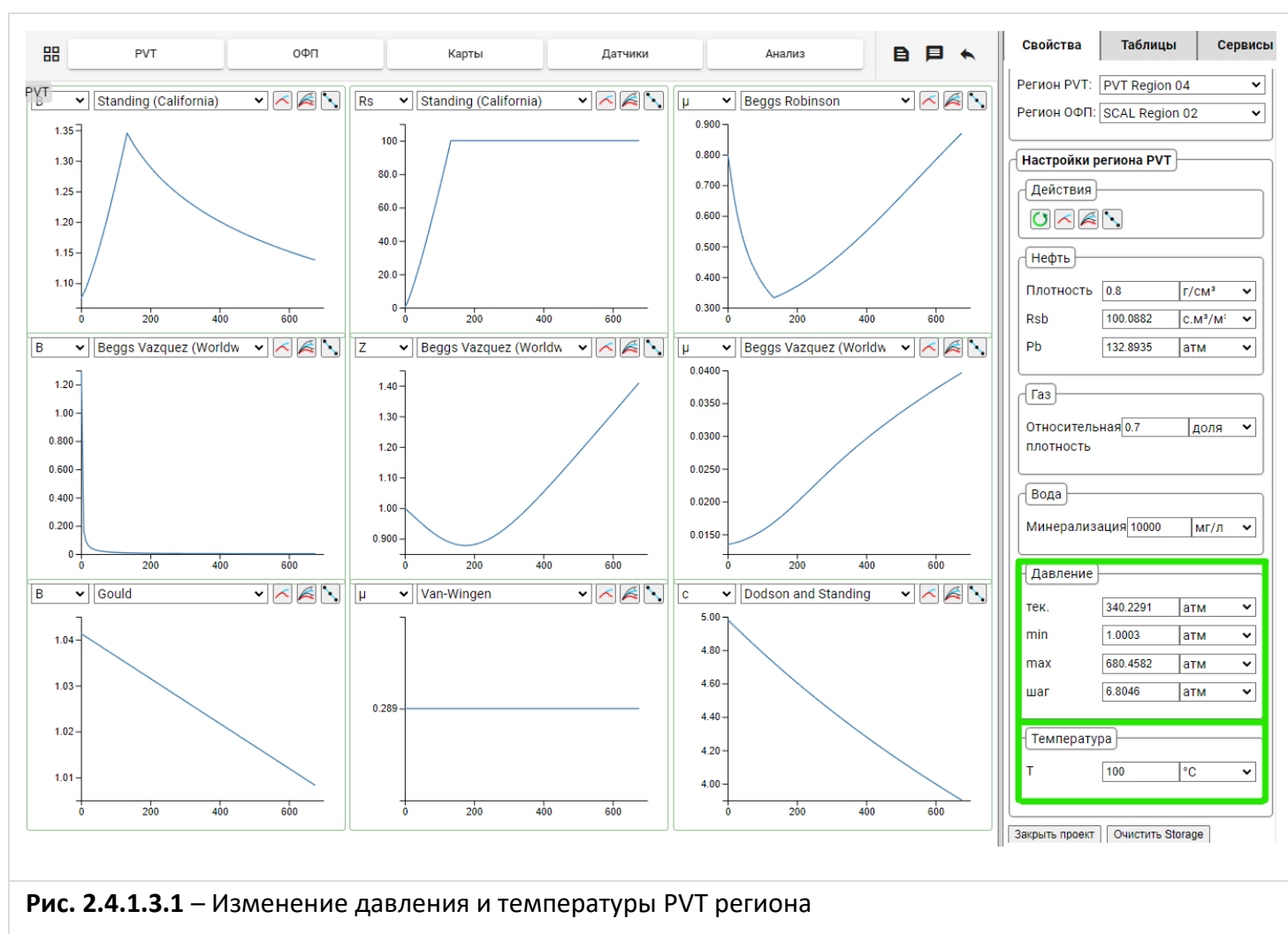


Рис. 2.4.1.3.1 – Изменение давления и температуры PVT региона

- Нажать кнопку «Симуляция» (рис. 2.4.1.3.2).

Настройки региона PVT

Действия

Симуляция

Нефть

Плотность	0.8	г/см³	▼
Rsb	100.0882	с.м³/м³	▼
Pb	132.8935	атм	▼

Рис. 2.4.1.3.2 – Симуляция PVT региона

После нажатия кнопки симуляции сформируются скорректированные кривые изменения параметров в зависимости от давления в заданном диапазоне при указанной температуре. Результаты будут записаны в таблицу «calc».

Примечание. Данный пункт представлен для ознакомления и может быть пропущен.

Далее Пользователь может внести лабораторные данные об изменении свойств флюида.

2.4.1.4. Расчет и выбор свойств для внесения лабораторных данных

Пользователю нужно переключиться на вкладку «Таблицы» правой части интерфейса. Откроется таблица изменения свойства флюида от давления (рис. 2.4.1.4.1).

Свойства Таблицы Сервисы

Свойства

Pb raw

↑ ↓ 🗑

Все строки: 0

Rs	Pb
с.м³/м³	атм
0	0

« 1 »

Рис. 2.4.1.4.1 – Таблица для изменения свойства флюида от давления

Выбрать свойство флюида, для которого будет заполняться информация, можно двумя способами (рис. 2.4.1.4.2):

- в выпадающем списке над таблицей в блоке «Свойства» правой части интерфейса;
- в дереве под вкладкой «PVT» левой части интерфейса.

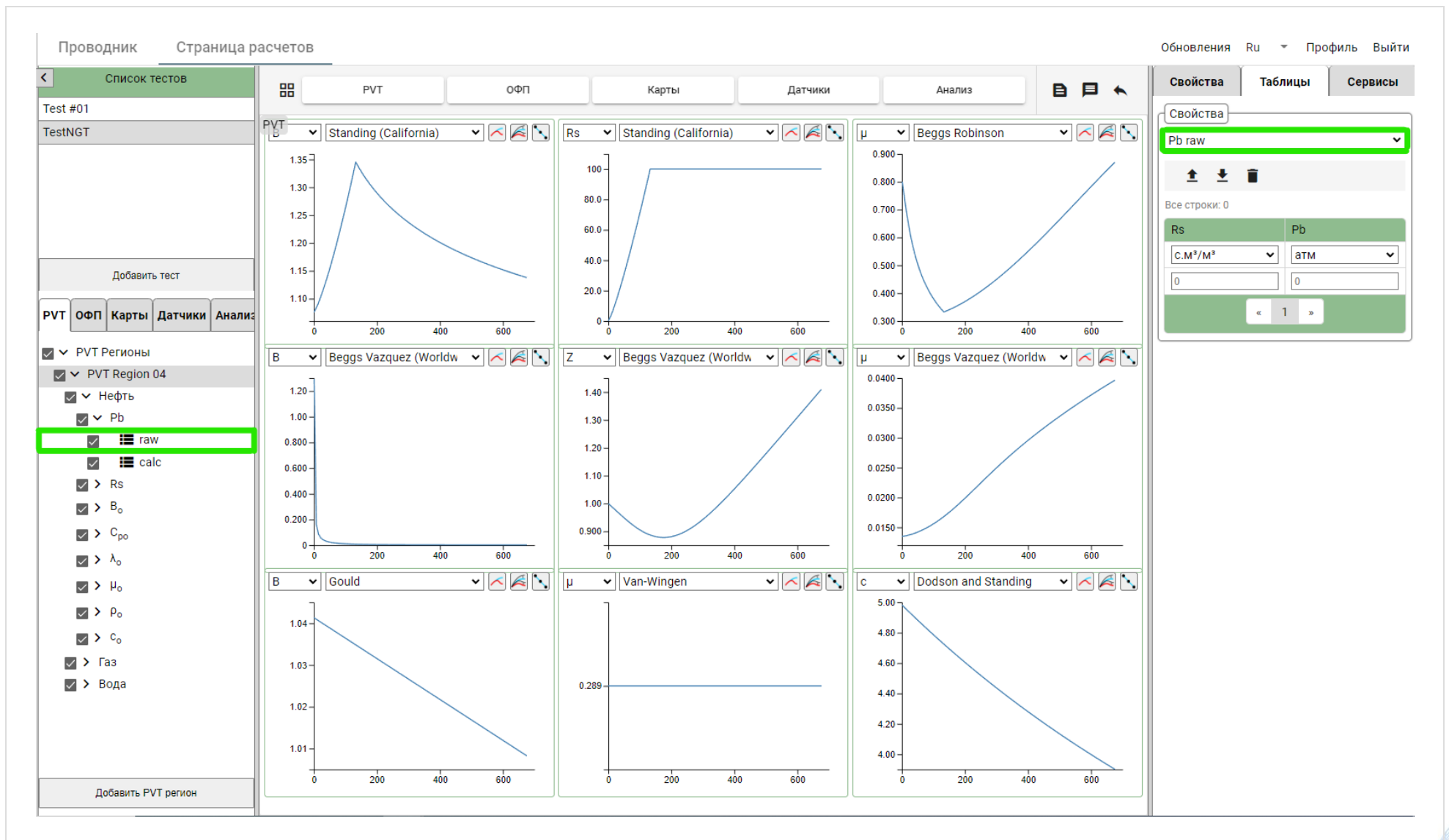


Рис. 2.4.1.4.2 – Выбор свойств флюида PVT

Заполнить данные по свойствам флюида можно также двумя способами:

- заполнение данных с клавиатуры (рис. 2.4.1.4.3);
- импорт информации об одном свойстве (рис. 2.4.1.4.4).

Рис. 2.4.1.4.3 – Заполнение таблицы основных параметров PVT свойств

Рис. 2.4.1.4.4 – Импорт таблицы свойств PVT

Как импортировать данные в ПО PolyGon:

1. Нажать кнопку «Import data into PVT Region raw table» (рис. 2.4.1.4.4).
2. Откроется окно, где можно загрузить файл с данными или скопировать их и вставить в указанное место (рис. 2.4.1.4.5).
3. Выбрать действие, которое необходимо выполнить: «Append» (добавить данные к уже существующим) или «Rewrite» (перезаписать текущие данные). Нажать соответствующую кнопку (рис. 2.4.1.4.6).

Import into region (PVT Region 02 / μ_w / Raw)

File is not chosen

Choose a file

Drag & drop *.txt file here
or
ctrl+c -> ctrl+v data from file here

Append

Rewrite

Cancel

Рис. 2.4.1.4.5 – Окно импорта

Import into region (PVT Регион 02 / μ_w / Raw)

import.txt

Choose a file

Bottomhole Pressure	▼	μ_w	▼
bar	▼	cP	▼
100		3.5	
200		3.5	

Append

Rewrite

Cancel

Рис. 2.4.1.4.6 – Загруженные данные в окно импорта

При заполнении таблицы основных параметров PVT свойств пользователю необходимо ввести значение по давлению дважды: 100 атм и 200 атм, оставляя значения других параметров неизменными, например, для вязкости. Такую процедуру необходимо провести для каждого параметра (рис. 2.4.1.4.7). Данная процедура нужна для того, чтобы задавать константы и обеспечить правильный расчет свойств PVT.

Свойства

Таблицы

Сервисы

Свойства

μ_o raw

↑

↓

🗑

Все строки: 2

Забойное давление	μ _o
атм	сП
100	3.5
200	3.5
0	0

«

1

»

Рис. 2.4.1.4.7 – Ввод параметров PVT свойств с помощью клавиатуры

Также Пользователь может импортировать информацию об изменении нескольких свойств в таблицы «raw» из текстового файла (рис. 2.4.1.4.8).

PVT

ОФП

Карты

Датчики

Анализ

☒ PVT Регионы
 ☒ PVT Region 04

↑

↓

☒ Нефть

☒ Pb

☒ raw
 ☒ calc

☒ > Rs
 ☒ > B_o
☒ > C_{po}
☒ > λ_o

Import data into PVT Region

1.10

0

20

B

Beggs Va

1.00

0.800

0.600

0.400

0.200

0

0

20

Рис. 2.4.1.4.8 – Импорт таблицы группы свойств PVT

2.4.1.5. Вывод графиков PVT

Пользователь может просмотреть рассчитанные графики. Для этого он должен включить отображение графиков PVT, вызвав их с помощью нажатия и перемещения кнопки PVT в верхней части интерфейса в центр экрана (рис. 2.4.1.5.1).

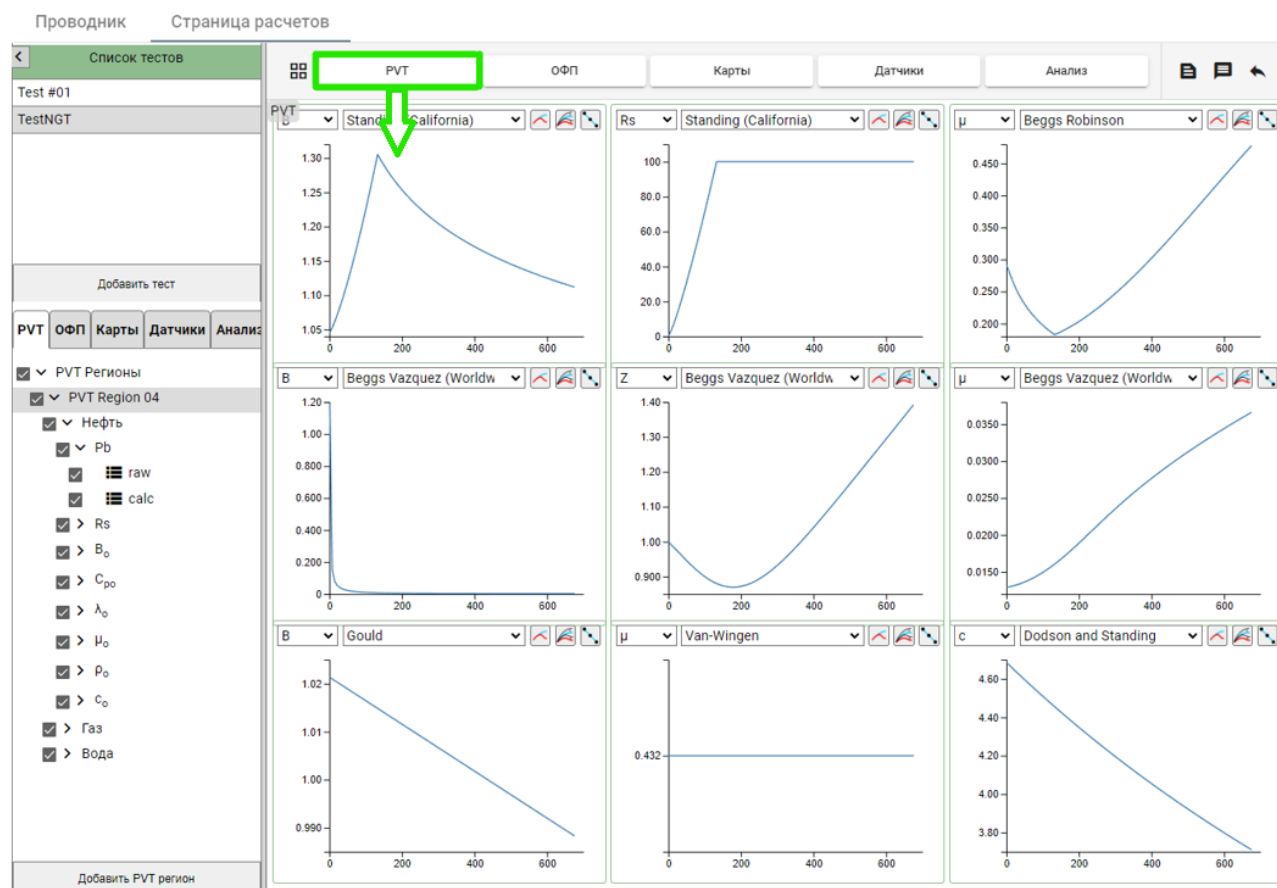


Рис. 2.4.1.5.1 – Графики изменения свойств PVT

На графиках отображается информация о том PVT регионе, который выбран в дереве «PVT» левой части интерфейса.

2.4.1.6. Расчет зависимостей для лабораторных данных (симуляция и интерполяция)

После внесения данных в таблицу «raw» Пользователь может подобрать зависимость изменения свойств флюида от давления при заданной температуре.

В данном случае Пользователю необходимо произвести следующие действия:

- нажать на кнопку «Симуляция» рядом с параметром, например, газосодержания R_s (рис. 2.4.1.6.1). Данный этап можно пропустить, если имеются все необходимые параметры;
- нажать на кнопку «Интерполяция» всех параметров, которые ранее были внесены в таблицу «raw» (рис. 2.4.1.6.2). Кроме того, можно провести интерполяцию на каждом графике по отдельности. Эта функция позволяет повторно интерполировать только измененные параметры, сохраняя уже рассчитанные значения остальных параметров.

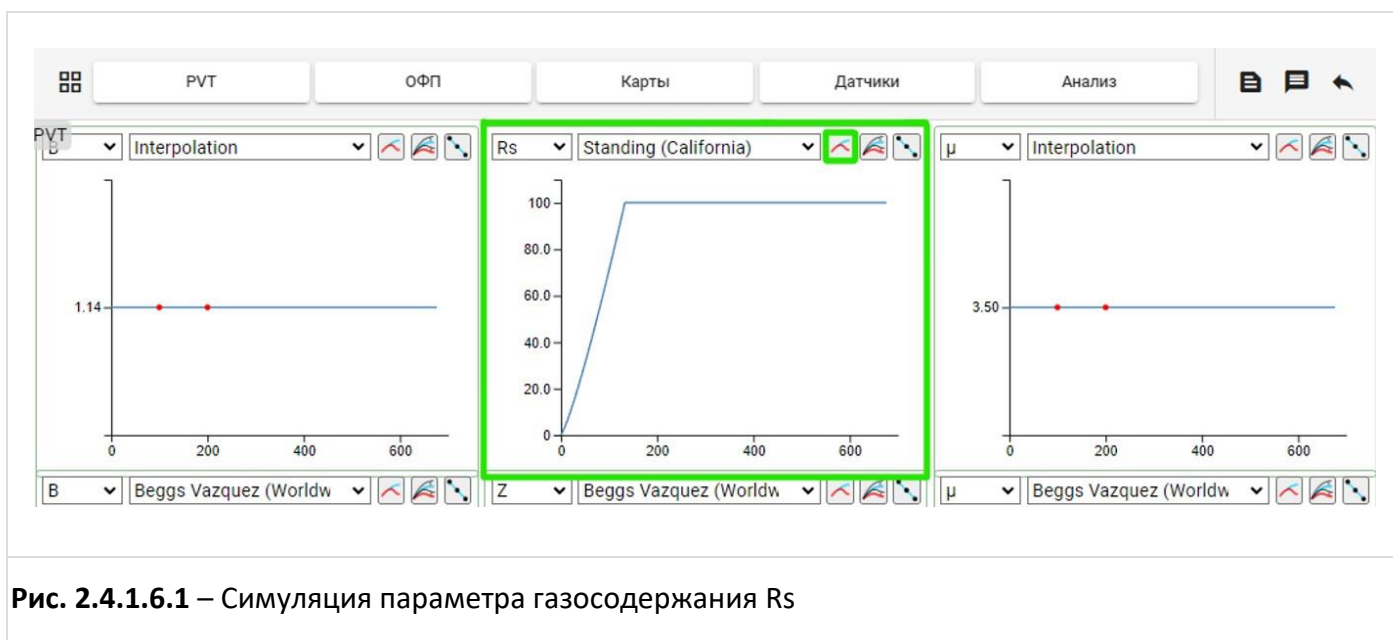


Рис. 2.4.1.6.1 – Симуляция параметра газосодержания R_s

Примечание:

- Симуляция может быть использована для моделирования экспериментальных условий и оценки ожидаемых результатов. Это может помочь сократить время и затраты на проведение реальных экспериментов, а также улучшить понимание процессов и устройств, основанных на лабораторных параметрах.
- Интерполяция данных используется для получения промежуточных значений между имеющимися данными. Это может быть полезно, когда нам необходимо знать значения в точках, которые не были измерены, но могут быть рассчитаны на основе имеющихся данных.

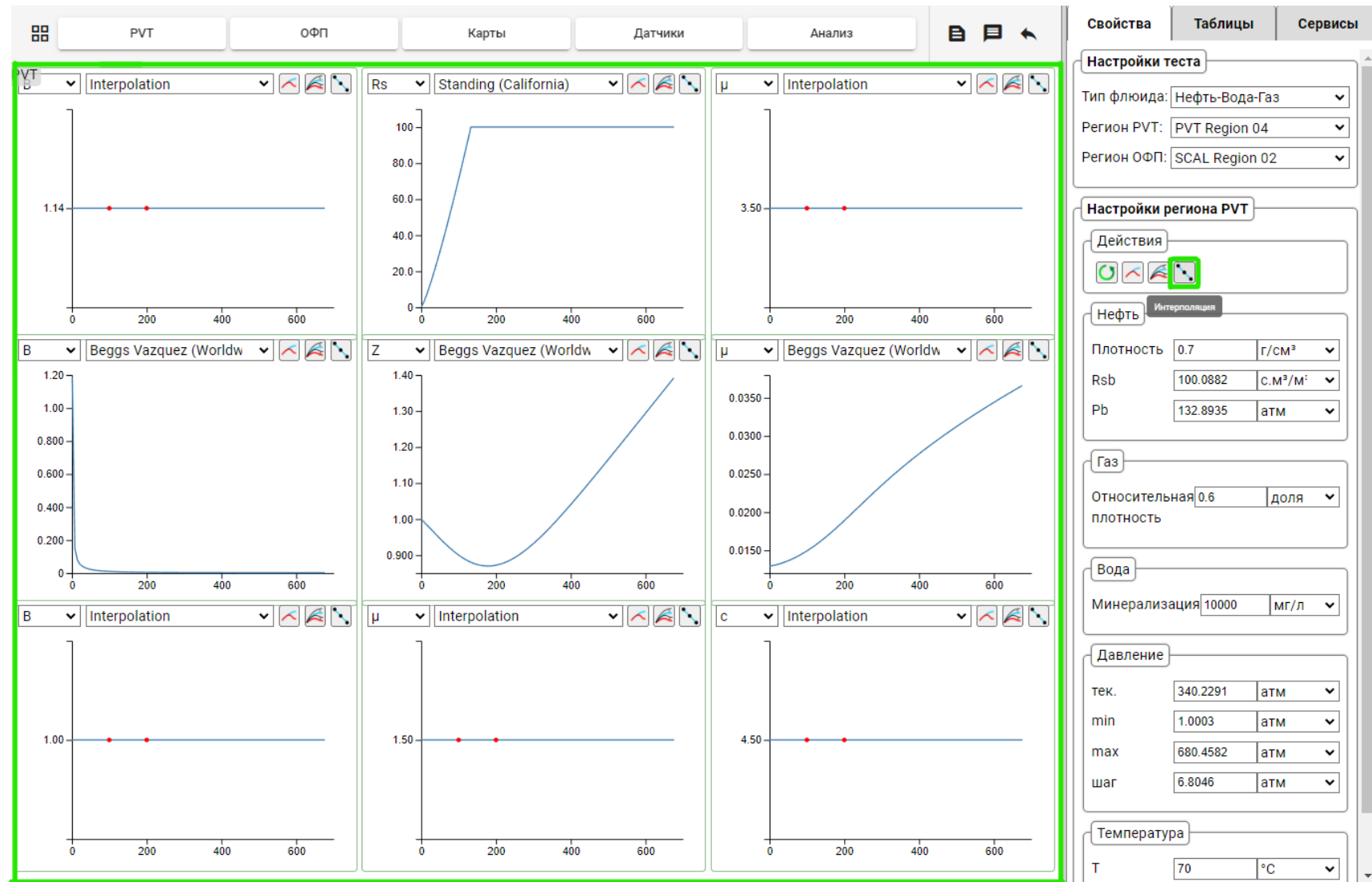


Рис. 2.4.1.6.2 – Результат интерполяции параметров свойств PVT

2.4.2. ОФП

Для того, чтобы работать в вкладке «ОФП», Пользователю необходимо выбрать многофазный тип флюида во вкладке «Свойства» в окне PVT ПО PolyGon, так как настройка относительных фазовых проницаемостей доступна при выборе типа флюида, подразумевающего две и более фаз. После переключиться на вкладку «ОФП» в левой части интерфейса (рис. 2.4.2.1). Также можно сразу отобразить графики ОФП с помощью нажатия и перемещения кнопки «ОФП» в верхней части интерфейса в центр экрана.

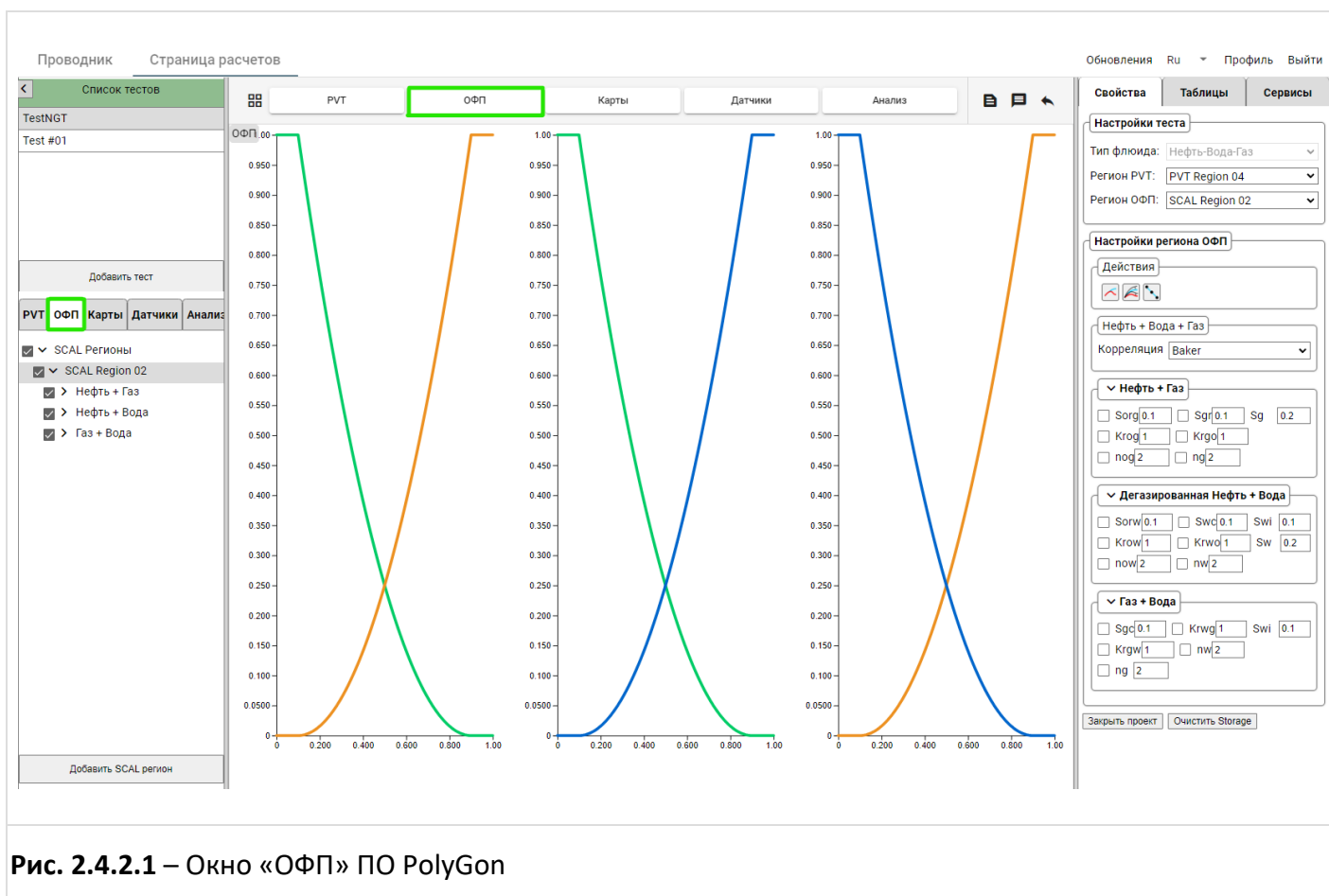


Рис. 2.4.2.1 – Окно «ОФП» ПО PolyGon

В зависимости от количества фаз в модели будут рассчитаны таблицы относительных фазовых проницаемостей от насыщенности.

Пользователю доступны следующие типы относительных фазовых проницаемостей (в данном случае принята модель Нефть–Вода–Газ):

- Нефть + Газ
- Нефть + Вода
- Газ + Вода

Количество моделируемых ОФП показаны на вкладке «ОФП» в левой части интерфейса (рис. 2.4.2.2).

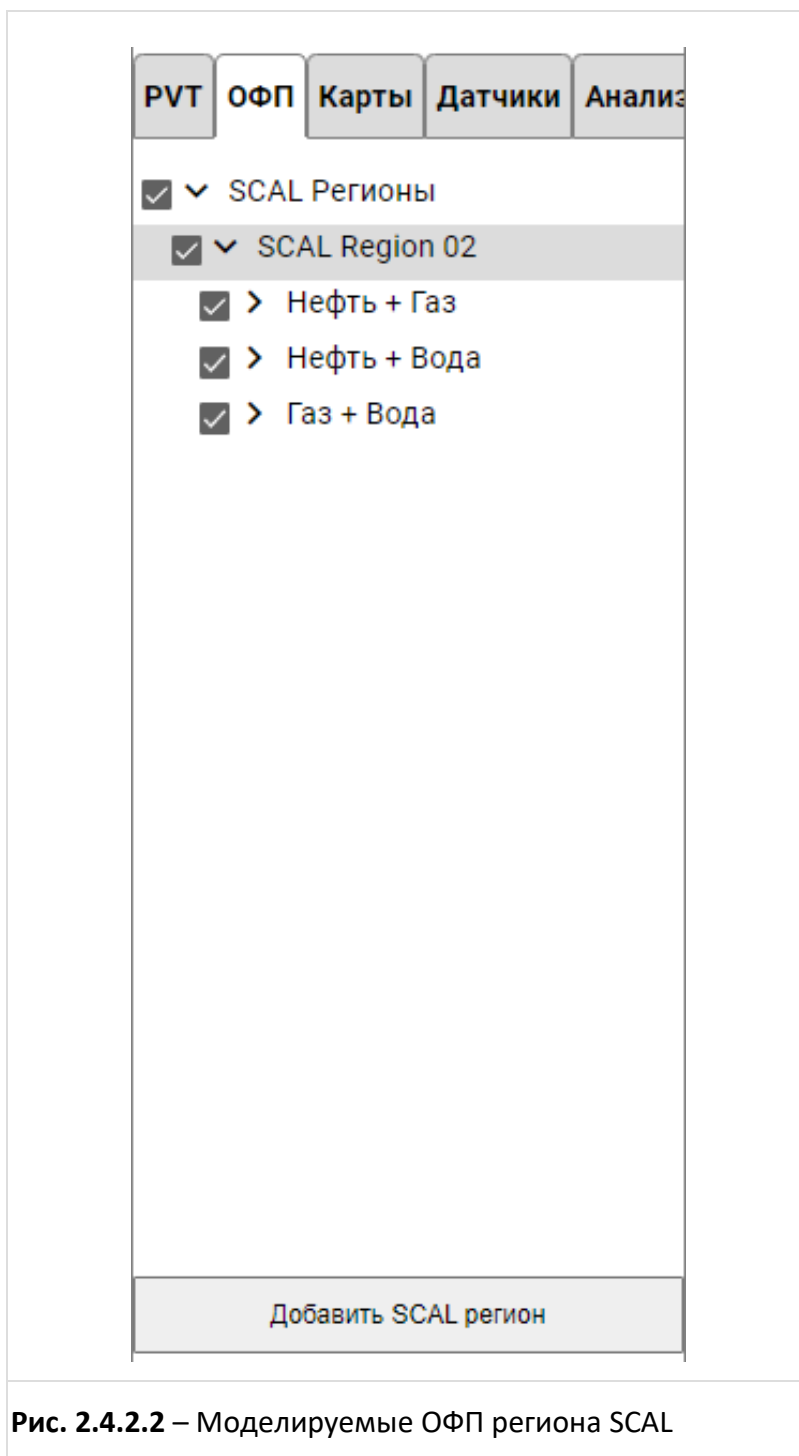
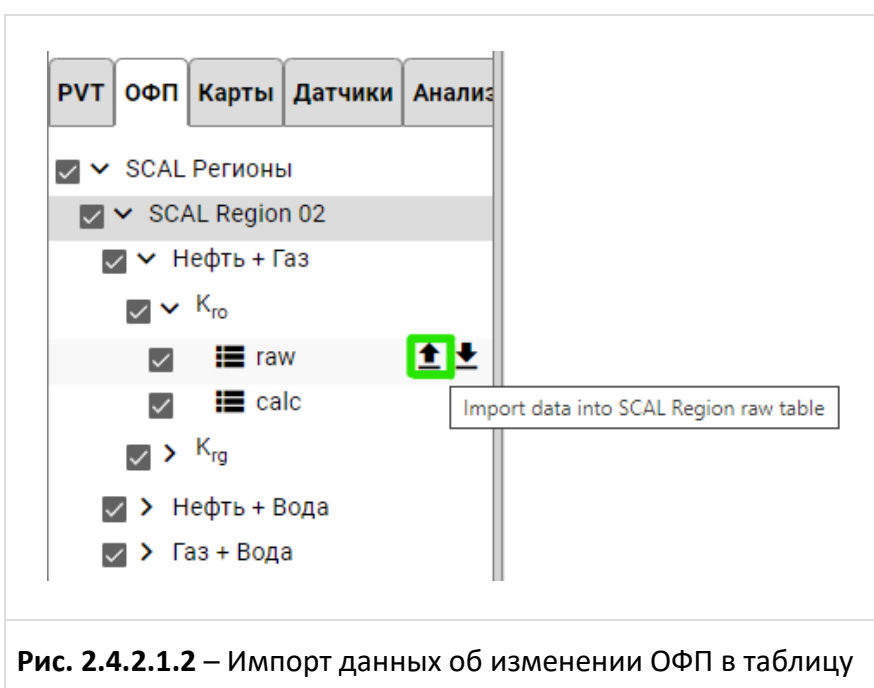
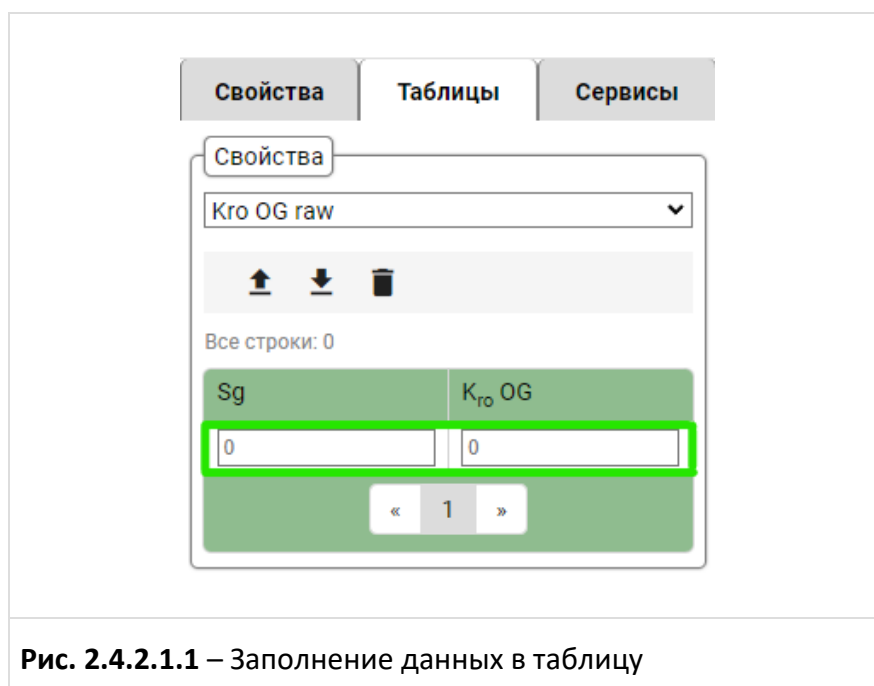


Рис. 2.4.2.2 – Моделируемые ОФП региона SCAL

2.4.2.1. Расчет ОФП на основании лабораторных данных

Для проведения численных расчетов Пользователь должен заполнить лабораторные данные по свойствам флюида. Заполнение осуществляется двумя способами:

- заполнение данных с клавиатуры в пустые ячейки внизу таблицы (рис. 2.4.2.1.1);
- импорт информации об изменении относительной фазовой проницаемости в таблицу «raw» нужного свойства из текстового файла (рис. 2.4.2.1.2).



Также Пользователь может импортировать данные об изменении нескольких относительных фазовых проницаемостей в таблицы «raw» из текстового файла (рис. 2.4.2.1.3).



Примечание: для получения более подробной информации о процессе импорта данных следует обратиться к пункту 2.4.1.4 (см. рис. 2.4.1.4.4 – 2.4.1.4.6).

После импорта данных по ОФП на графиках появятся точки с введенными значениями (рис. 2.4.2.1.4), которые необходимо проинтерполировать с помощью кнопки «Интерполяция» (рис. 2.4.2.1.5).

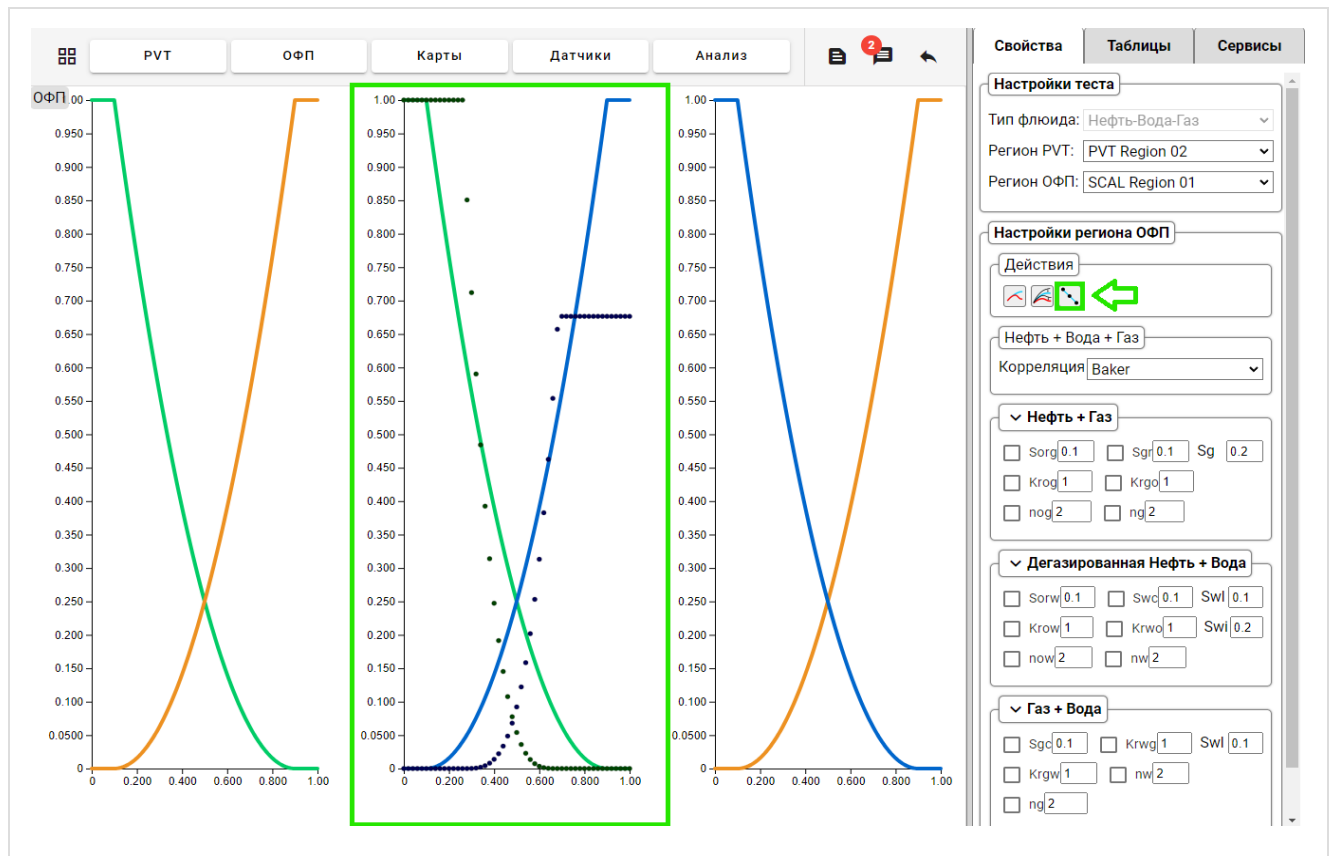


Рис. 2.4.2.1.4 – Введенные данные (точки) ОФП (Дегазированная Нефть + Вода)

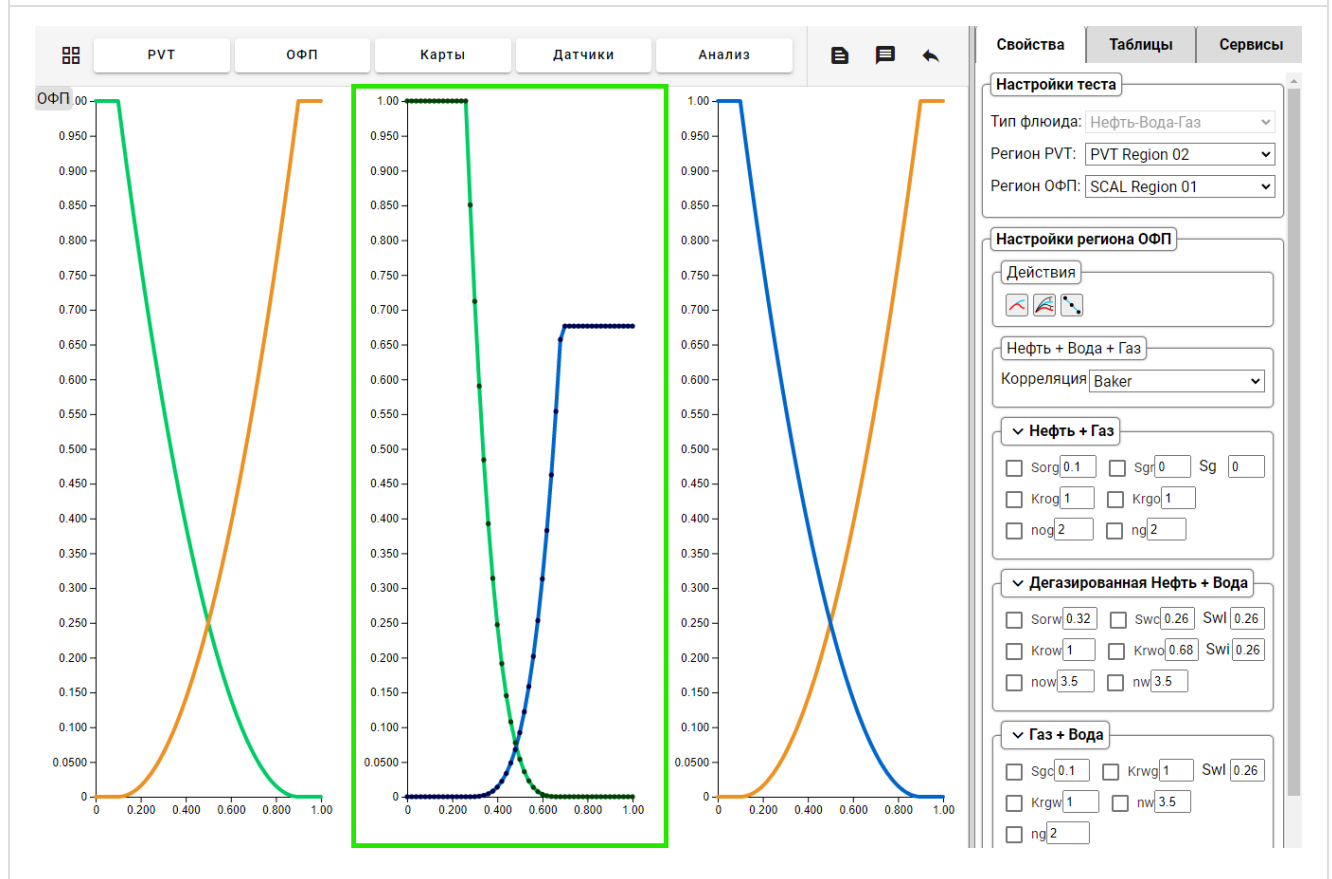


Рис. 2.4.2.1.5 – Интерполированные данные ОФП (Дегазированная Нефть + Вода)

2.4.2.2. Ввод основных параметров ОФП

Для каждой пары относительных фазовых проницаемостей необходимо задать основные параметры во вкладке "Свойства", которая находится в правой части интерфейса. Эти параметры будут учитываться в сформированном Прайм–отчете.

Ниже представлено описание основных свойств ОФП в различных системах:

– система «Нефть + Газ»

▼ Нефть + Газ

☐	Sorg	0.1	☐	Sgr	0.1	Sg	0.2
☐	Krog	1	☐	Krgo	1		
☐	nog	2	☐	ng	2		

Рис. 2.4.2.2.1 – Основные свойства ОФП в системе «Нефть + Газ»

Sorg – остаточная нефтенасыщенность при вытеснении газом;

Krog – относительная фазовая проницаемость нефти.

nog – степень в формуле Krog ([ссылка на формулу](#)).

Sgr – критическое значение газонасыщенности.

Krgo – относительная фазовая проницаемость газа.

ng – степень в формуле Krgo ([ссылка на формулу](#)).

Sg – текущая газонасыщенность.

Примечание: чек–боксы, которые находятся в каждом блоке основных свойств ОФП, являются излишними и не требуются.

– система «Дегазированная Нефть + Вода»

▼ Дегазированная Нефть + Вода

☐ Sorw	0.1	☐ Swc	0.1	☐ Swi	0.1
☐ Krow	1	☐ Krwo	1	☐ Sw	0.2
☐ now	2	☐ nw	2		

Рис. 2.4.2.2.2 – Основные свойства ОФП в системе «Дегазированная Нефть + Вода»

Sorw – остаточная нефтенасыщенность.

Krow – относительная фазовая проницаемость по нефти.

now – степень в формуле Krow ([ссылка на формулу](#)).

Swc – критическое значение водонасыщенности.

Krwo – относительная фазовая проницаемость по воде.

nw – степень в формуле Krwo ([ссылка на формулу](#)).

Swi – начальная водонасыщенность.

Sw – связанная водонасыщенность.

– система «Газ + Вода»

▼ Газ + Вода

☐ Sgc 0.1 ☐ Krgw 1 Swi 0.1

☐ Krgw 1 ☐ nw 2

☐ ng 2

Рис. 2.4.2.2.3 – Основные свойства ОФП в системе «Газ + Вода»

Sgc – критическое значение газонасыщенности.

Krgw – относительная фазовая проницаемость газа.

ng – степень в формуле Krgw ([ссылка на формулу](#)).

Krgw – относительная фазовая проницаемость воды.

nw – степень в формуле Krgw ([ссылка на формулу](#)).

Swi – начальная водонасыщенность.

Кроме того, предложены несколько корреляций для прогнозирования трехфазной относительной проницаемости на основе двухфазных данных (рис. 2.4.2.2.4). В большинстве случаев используется корреляция Baker как значение по умолчанию.

Нефть + Вода + Газ

Корреляция Baker ▼

▼ Нефть + Вода

Stone I

Stone II

Рис. 2.4.2.2.4 – Выбор корреляции относительных фазовых проницаемостей

Пример общего представления введенных параметров по основным свойствам относительных фазовых проницаемостей показан на рисунке 2.4.2.2.5.

Свойства
Таблицы
Сервисы

Настройки теста

Тип флюида: Нефть-Вода-Газ

Регион PVT: PVT Region 02

Регион ОФП: SCAL Region 01

Настройки региона ОФП

Действия

Нефть + Вода + Газ

Корреляция Baker

Нефть + Газ

☐ Sorg 0.1
☐ Sgr 0
Sg 0

☐ Krog 1
☐ Krgo 1

☐ nog 2
☐ ng 2

Дегазированная Нефть + Вода

☐ Sorw 0.32
☐ Swc 0.26
Swl 0.26

☐ Krow 1
☐ Krwo 0.68
Swi 0.26

☐ now 3.5
☐ nw 3.5

Газ + Вода

☐ Sgc 0.1
☐ Krwg 1
Swl 0.26

☐ Krgw 1
☐ nw 3.5

☐ ng 2

Заккрыть проект

Очистить Storage

Рис. 2.4.2.2.5 – Пример общего представления введенных значений по основным свойствам ОФП

48

2.4.3. Карты

Карты по анализируемому объекту генерируются ПО PolyGon автоматически на основе координат скважин, введенных ранее вручную Пользователем во входном Excel-файле «PolyGon_wells_import».

Пользователь может перейти в окно «Карты» с помощью перетаскивания кнопки «Карты» из верхней части интерфейса в центр экрана (рис. 2.4.3.1).

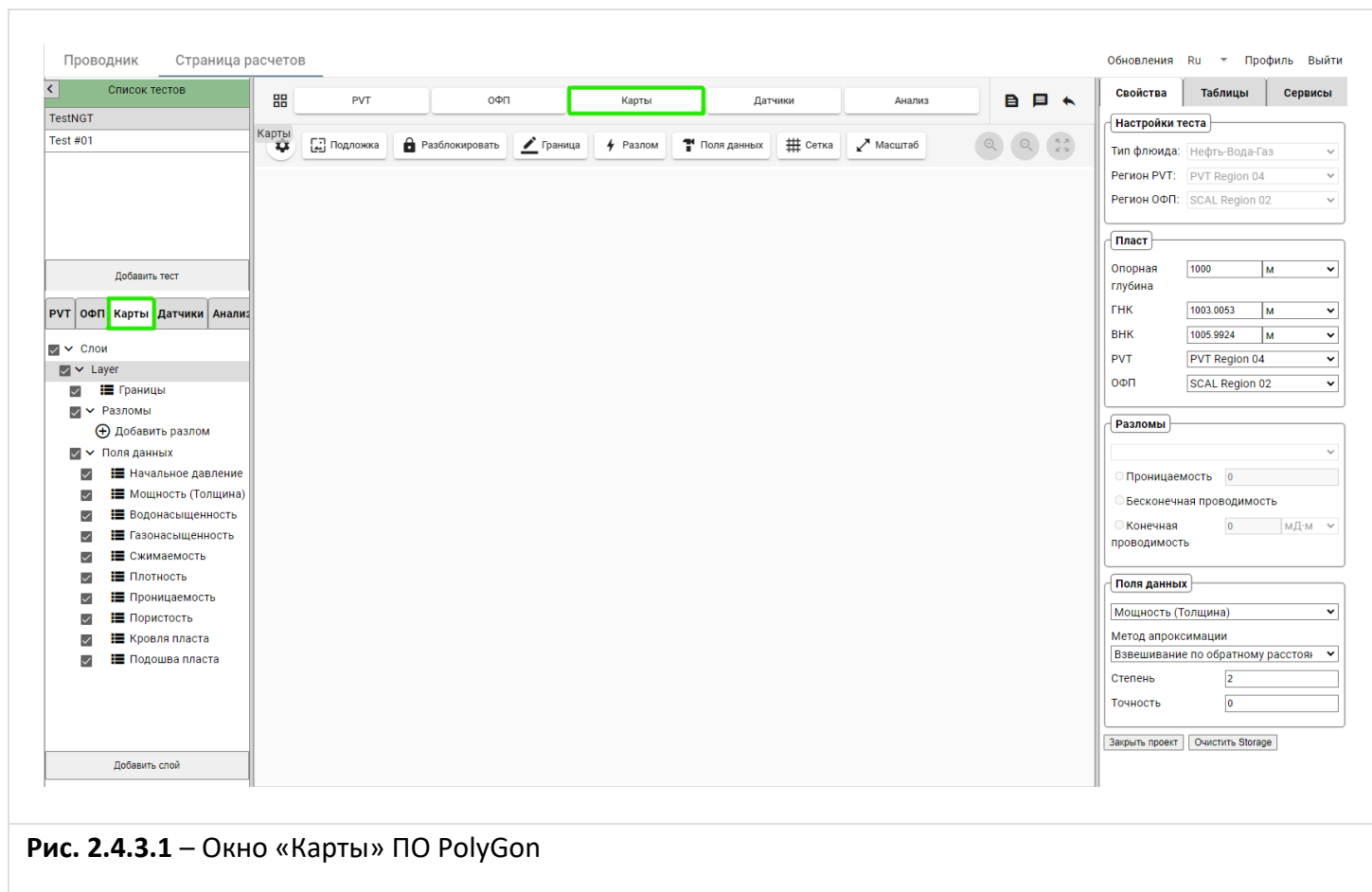


Рис. 2.4.3.1 – Окно «Карты» ПО PolyGon

Выбрать и подгрузить изображения подложек для различных типов карт можно с помощью кнопки «Подложка» (рис. 2.4.3.2)

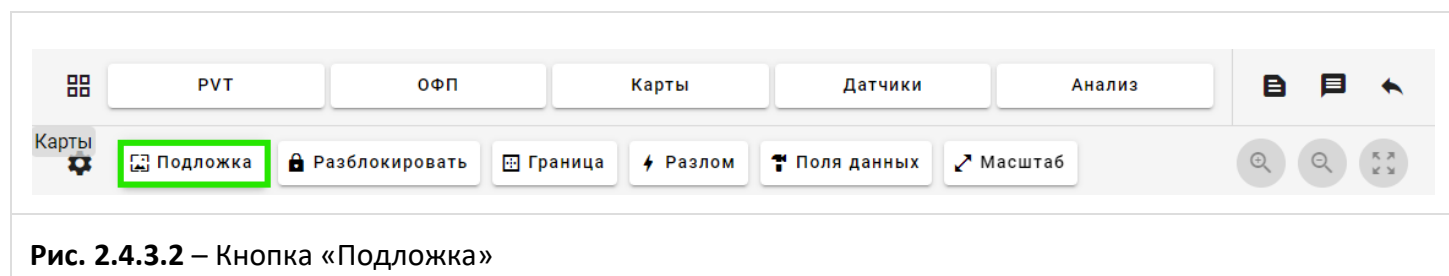


Рис. 2.4.3.2 – Кнопка «Подложка»

Далее можно загрузить одну или несколько новых подложек в репозиторий и активировать их (рис. 2.4.3.3).

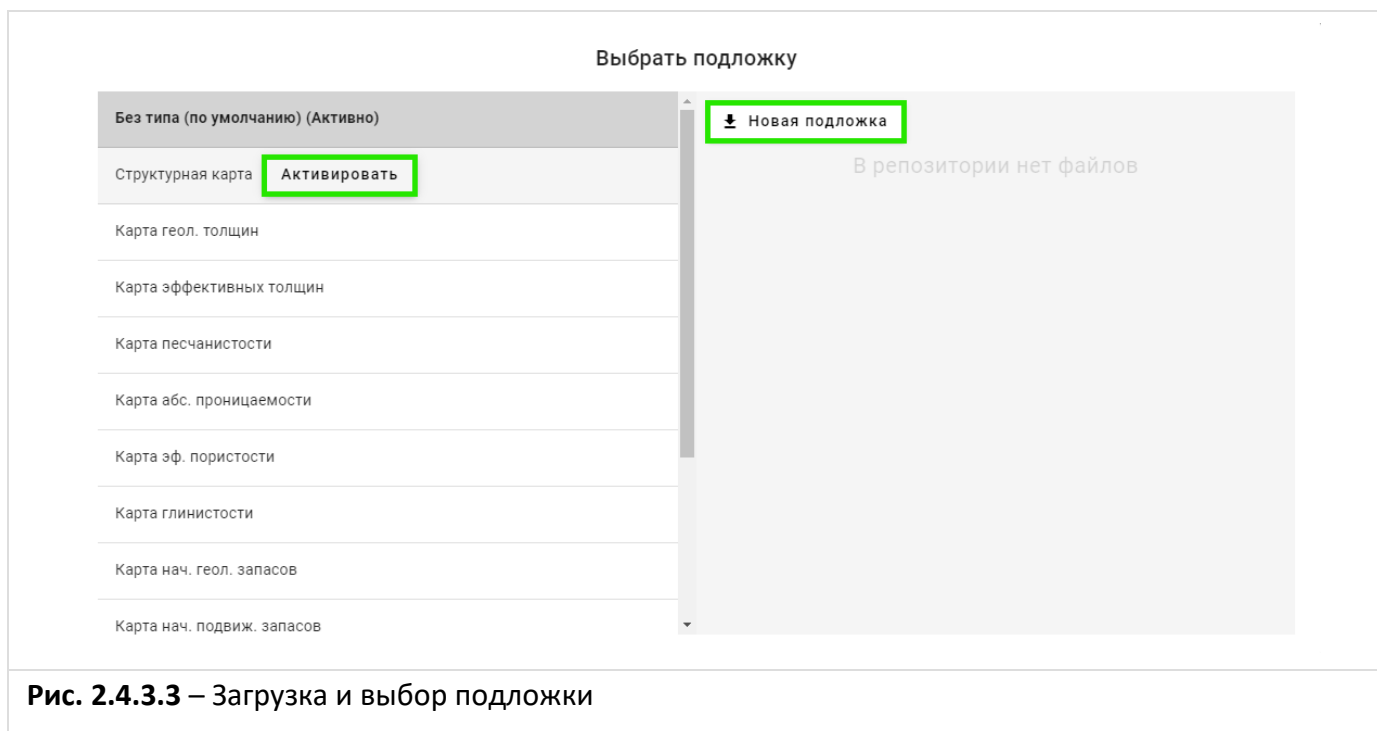


Рис. 2.4.3.3 – Загрузка и выбор подложки

Также, в ПО PolyGon с помощью инструмента «Разблокировать» можно двигать, растягивать и сужать подложку (рис. 2.4.3.4).

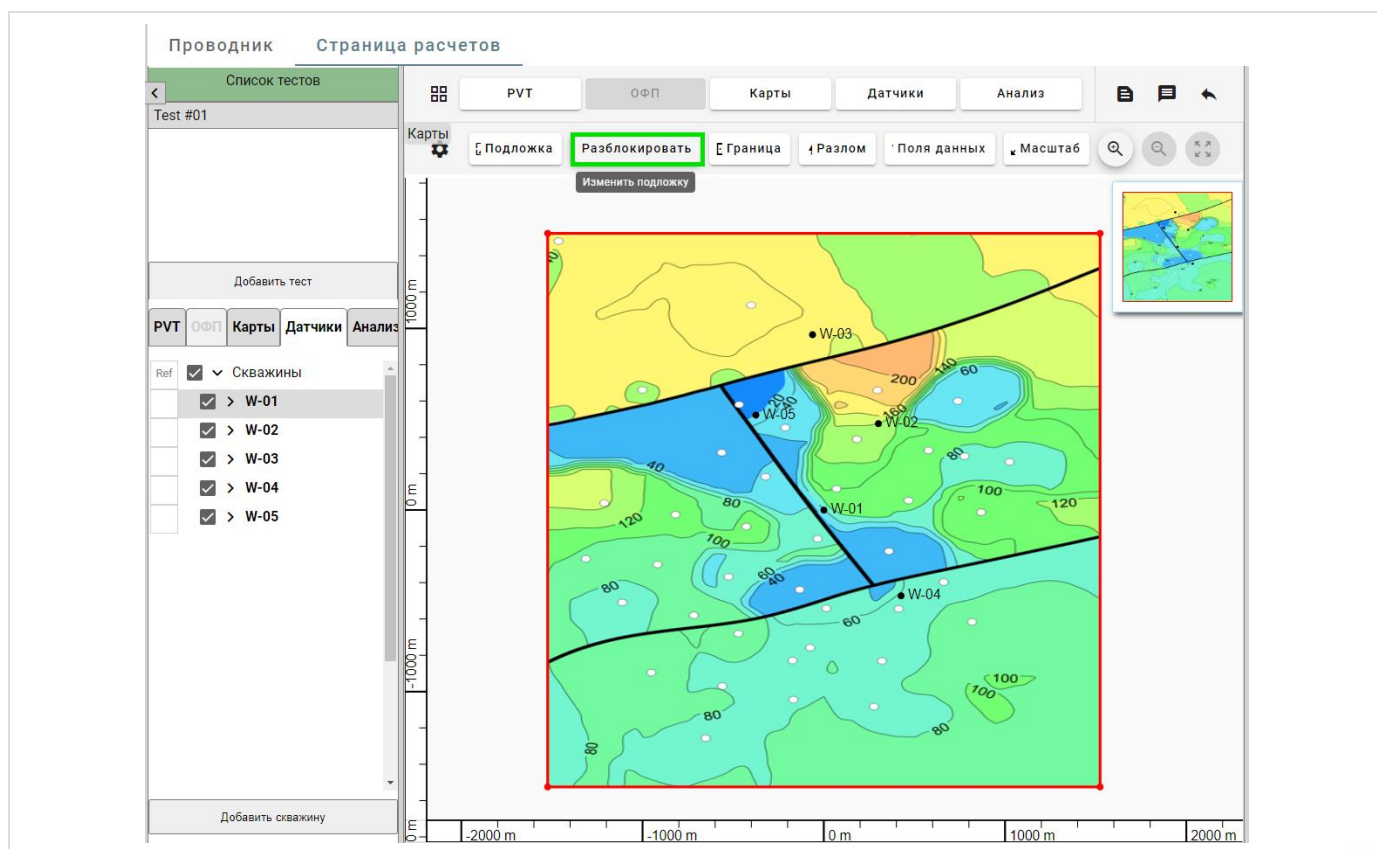


Рис. 2.4.3.4 – Изменение подложки

Примечание. Типы карт, которые могут быть сгенерированы ПО PolyGon:

- структурные карты;
- карты начальных запасов (геологических, подвижных, извлекаемых);
- карты остаточных запасов (геологических, остаточных, балансовых);
- карты выработки;
- карты коэффициента извлечения нефти (КИН);
- карты добычи (текущей, накопленной);
- карты пластового давления;
- карты свойств (общих толщин, эффективных толщин, песчанистости, глинистости коллекторов, открытой пористости, абсолютной проницаемости);
- пользовательские карты.

2.4.4. Датчики

Датчики скважин по анализируемому объекту генерируются ПО PolyGon автоматически на основе данных по давлению, дебитам/закачке, введенных ранее вручную Пользователем во входном Excel-файле «PolyGon_wells_import».

Для проведения Прайм-анализа Пользователю необходимо проверить все скважины анализируемого объекта на корректность данных по давлению и дебитам. Данный шаг осуществляется в окне «Датчики» (рис. 2.4.4.1).

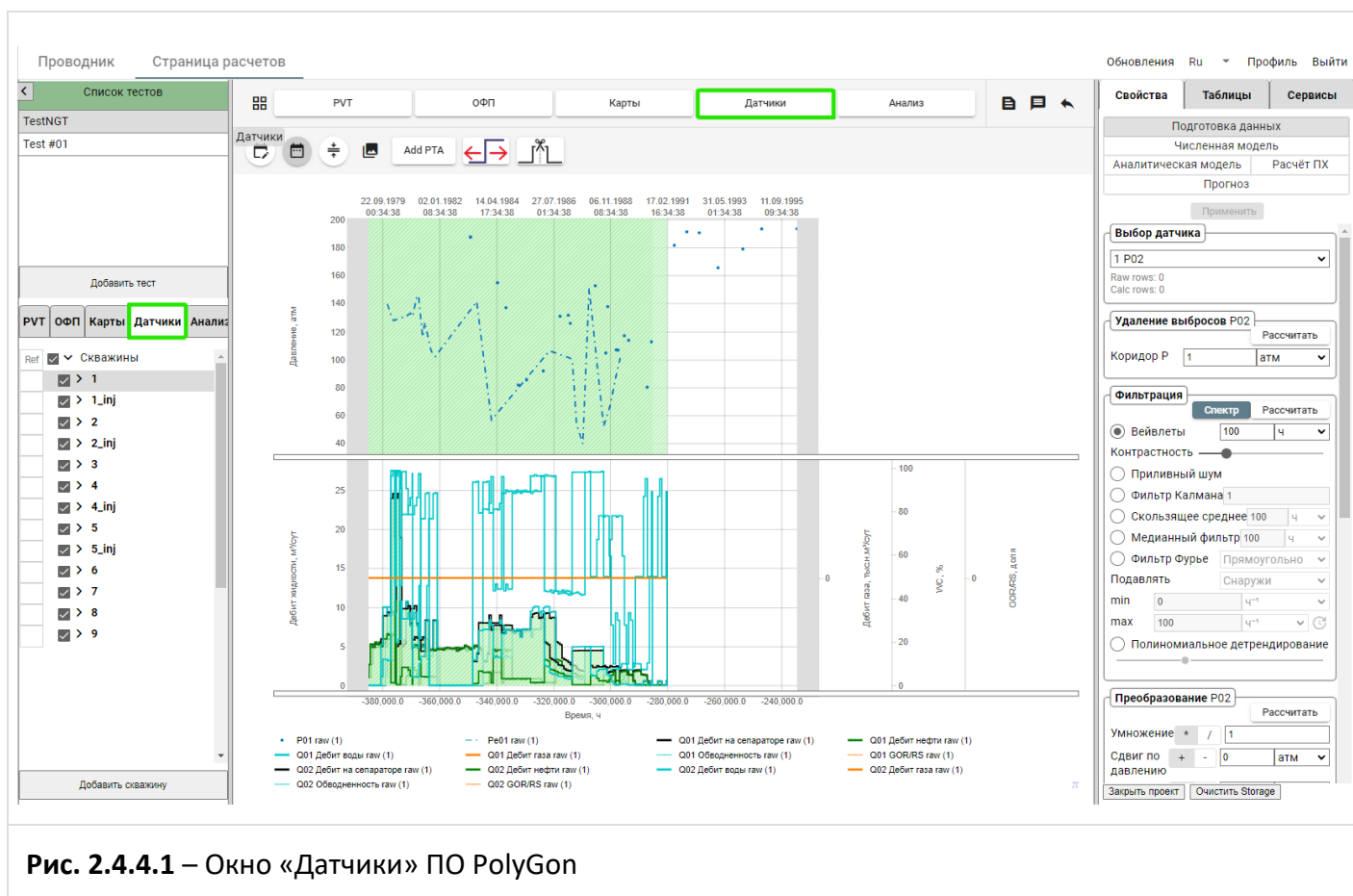


Рис. 2.4.4.1 – Окно «Датчики» ПО PolyGon

Примечание. Чтобы отобразить графики по скважинам, необходимо нажать левой кнопкой мыши и переместить кнопку «Датчики» из верхней панели рабочей области в центр экрана.

Для каждой скважины Пользователь может добавить некоторое количество датчиков разных типов. Для добавления датчика Пользователю необходимо перейти на вкладку «Датчики» левой части интерфейса. Раскрыть в дереве узел скважины, для которой планируется добавить дебит и нажать кнопку «Добавить датчик». После нажатия кнопки Пользователю будет доступен выпадающий список с датчиками (рис. 2.4.4.2).

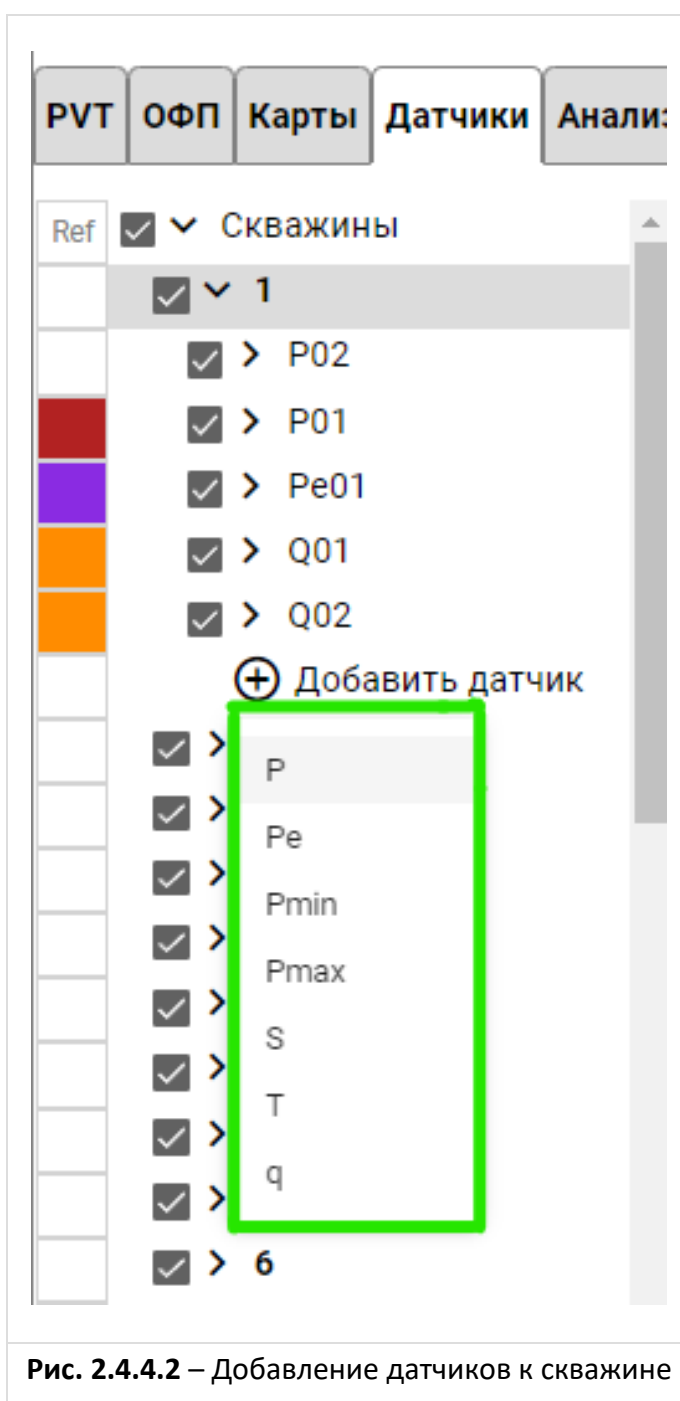


Рис. 2.4.4.2 – Добавление датчиков к скважине

Датчики:

P02 – устьевое давление;

P01 – забойное давление;

Pe01 – пластовое давление;

Q01 – дебит/закачка;

Q02 – время работы скважины;

P – забойное давление;

Pe – пластовое давление;

Pmin – минимальное давление;

Pmax – максимальное давление;

S – скин-фактор;

T – температура;

q – дебит.

Примечание. В Прайм-анализе используются следующие датчики: P01, Pe01, Q01, Q02.

2.4.4.1. Корректировка данных

На графиках в окне датчиков аналитик может обнаружить некорректные вылетающие значения по давлению либо по дебиту, закачке (рис. 2.4.4.1.1). В этом случае Пользователь должен для начала перепроверить правильность введенных данных во входном файле (import file):

- если во входном файле случайно было введено неправильное значение, то по исходным файлам можно его восстановить;
- если данные совпадают, то данный вылет лучше всего удалить (метрологическая ошибка).

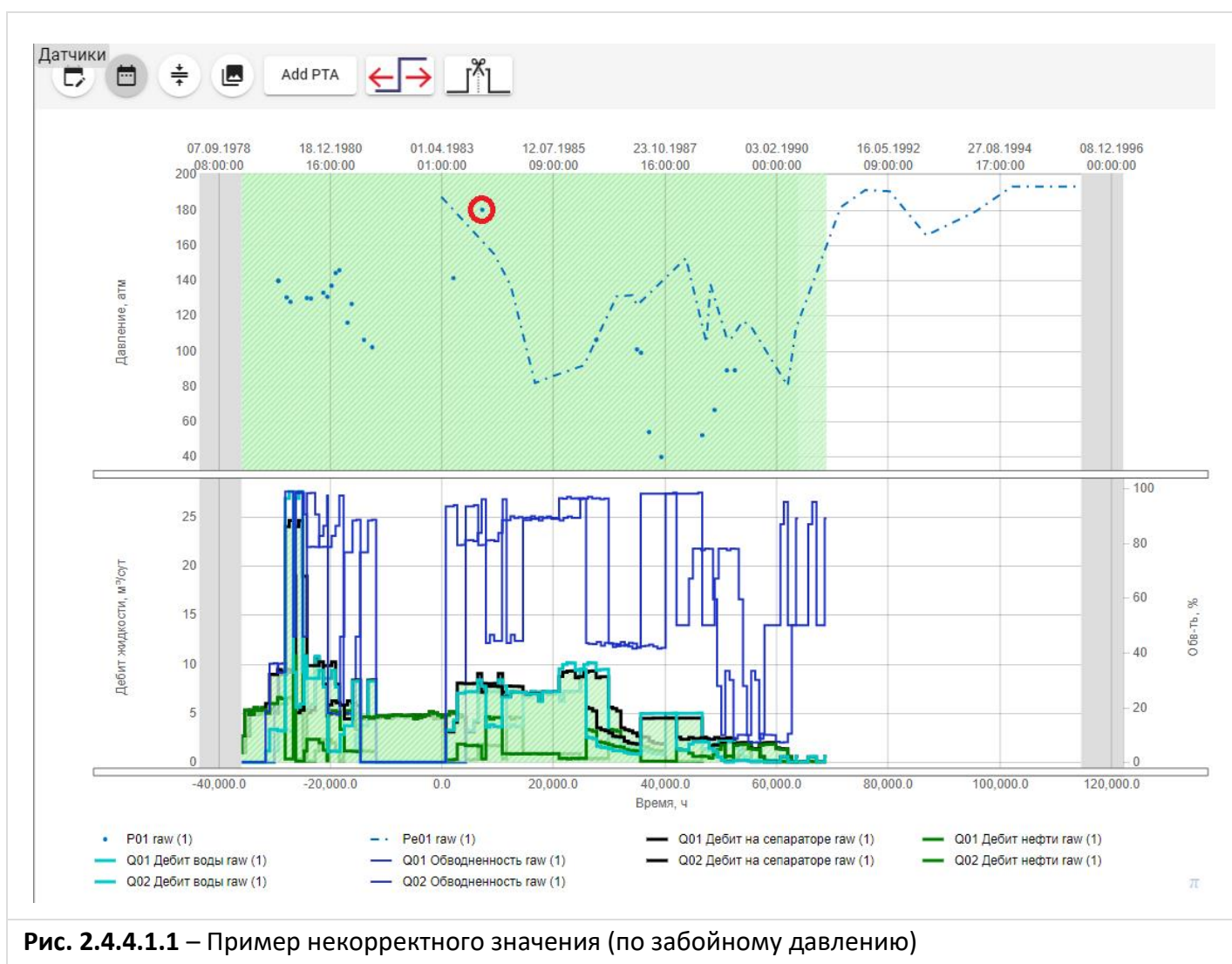
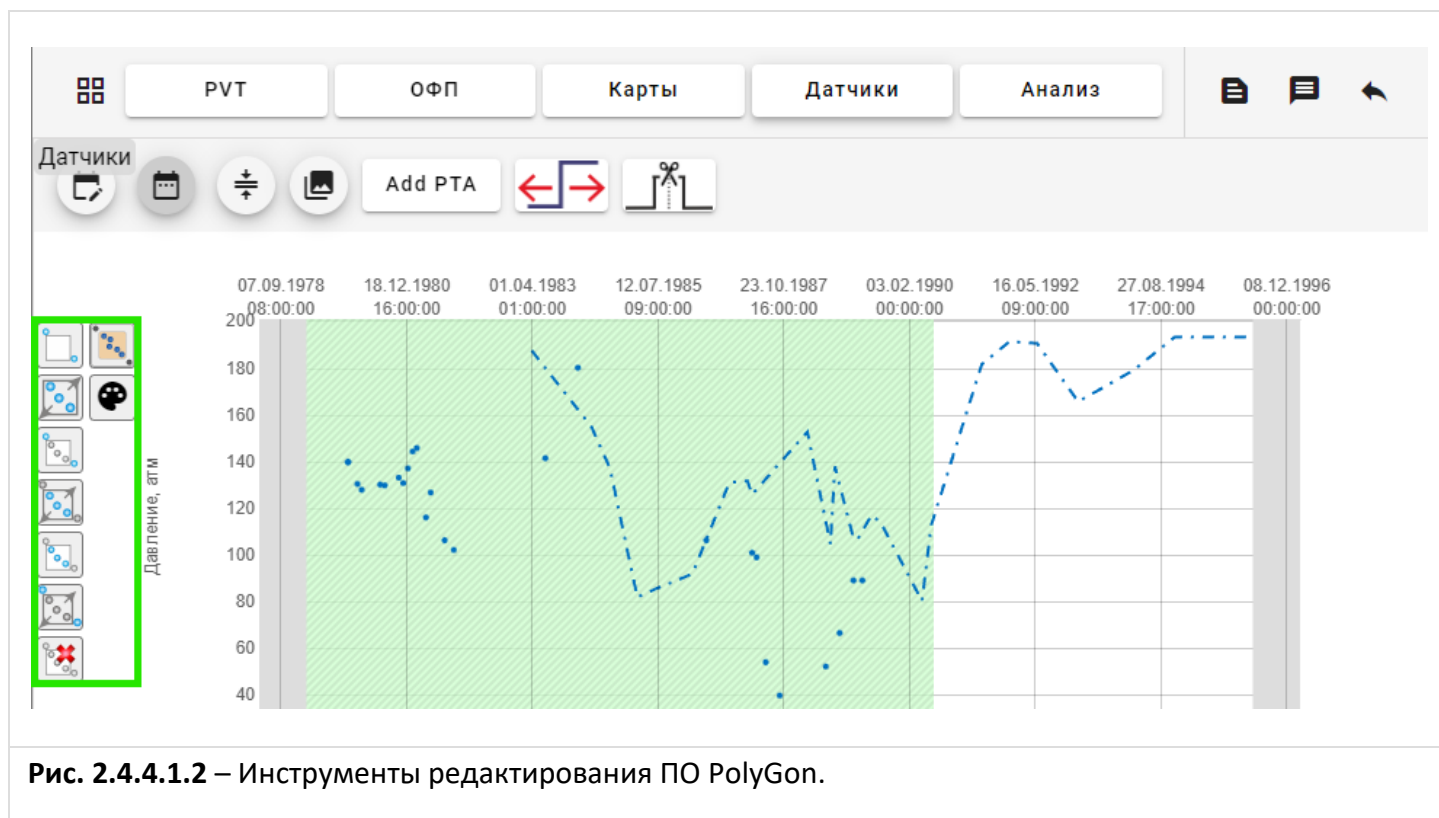


Рис. 2.4.4.1.1 – Пример некорректного значения (по забойному давлению)

Восстанавливать или удалять данные по давлению или дебитам/закачке можно двумя способами:

- первый способ – непосредственно внесение изменений во входной файл «PolyGon_wells_import». После этого, Пользователь может заново загрузить файл в ПО PolyGon и заполнить соответствующие вкладки «PVT», «ОФП», «Карты» данными;
- второй способ – использование инструментов редактирования ПО PolyGon (рис. 2.4.4.1.2).



Для восстановления значения с помощью инструментов редактирования Пользователь должен навести курсор на вылетающее значение. Справа снизу в окне датчиков отобразится относительное время, значение параметра, календарная дата и календарное время. По этим данным можно ориентироваться по таблице свойств и исправить неправильное значение параметра (рис. 2.4.4.1.3).

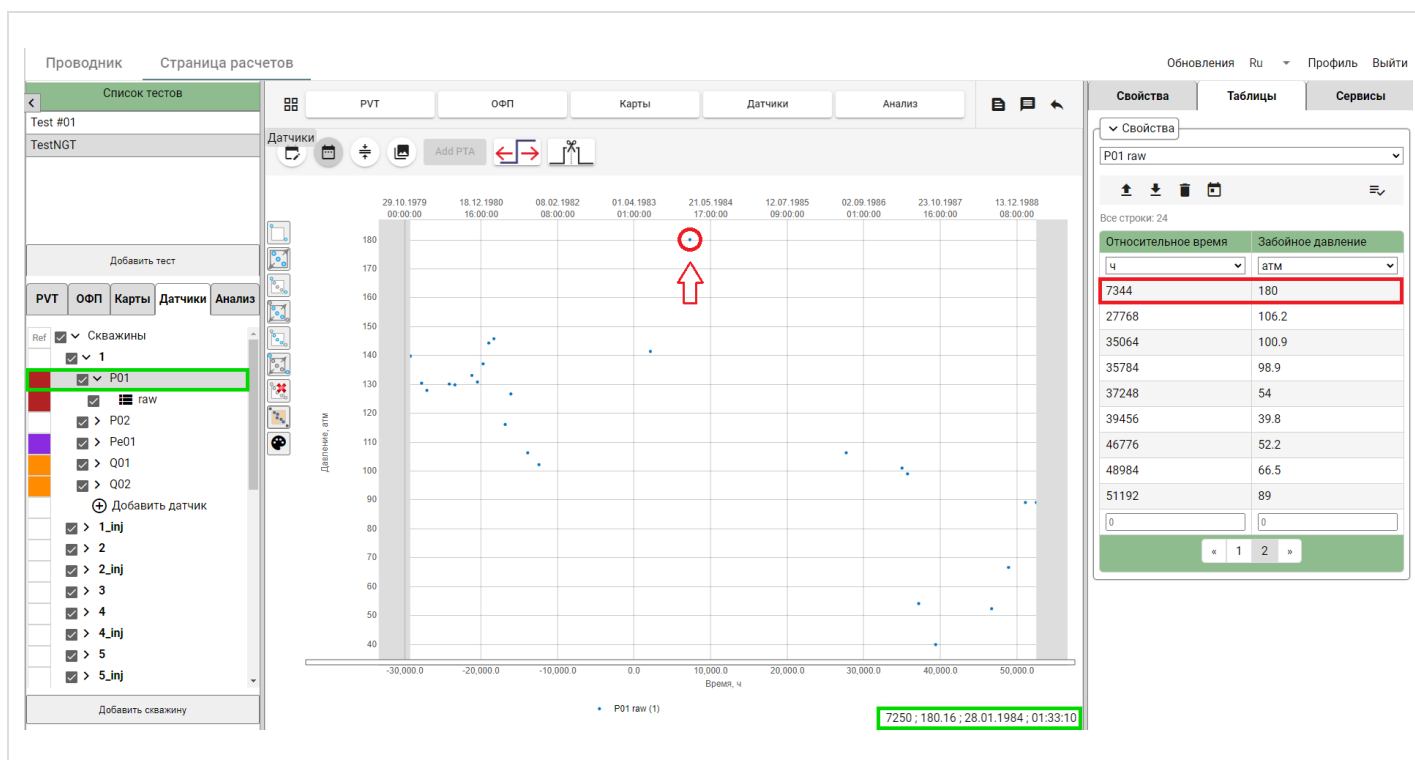


Рис. 2.4.4.1.3 – Восстановление истинного значения параметра

Для удаления вылетающих значений Пользователь может воспользоваться одним из трех способов:

- кликнуть на крестик в строке некорректного значения в таблице свойств;
- увеличить масштаб изображения для ненужной области, затем использовать инструмент "crop in";
- используя инструменты "set workspace" и "crop in", можно выделить и удалить ненужную область (рис. 2.4.4.1.4 – 2.4.4.1.5).

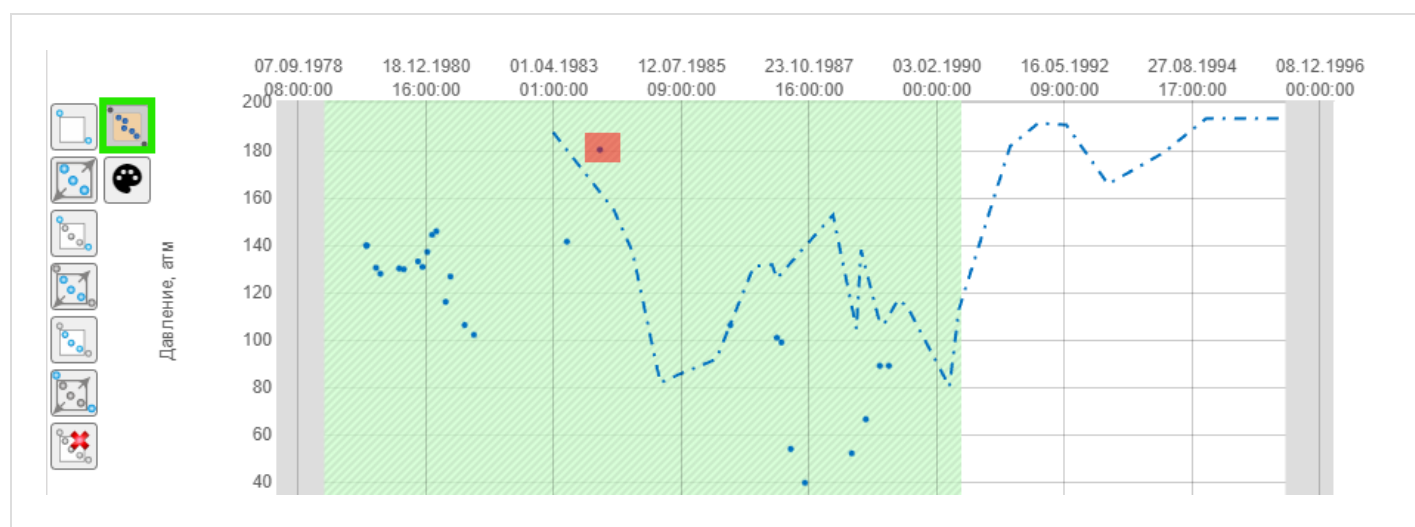


Рис. 2.4.4.1.4 – Выделение некорректных значений

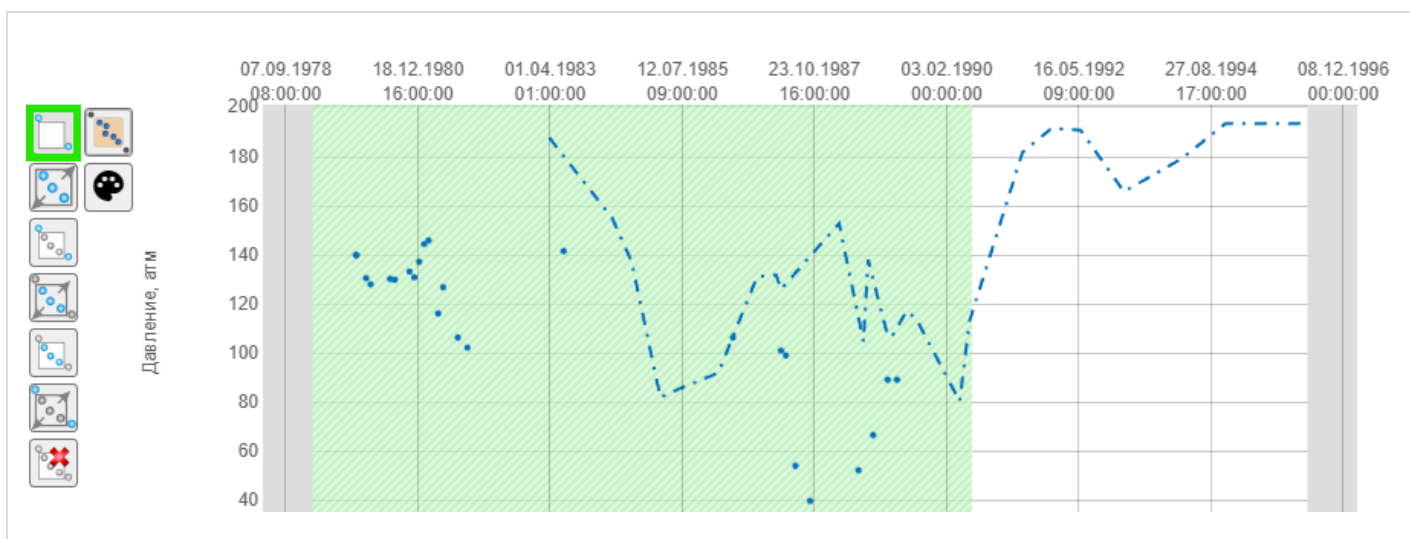


Рис. 2.4.4.1.5 – Удаление некорректных значений

Пользователь также может отменить последнее действие, нажав на кнопку «Undo last operation» (рис. 2.4.4.1.6).

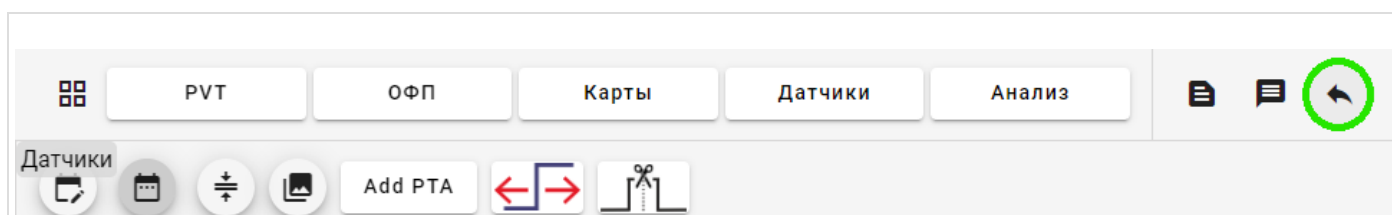


Рис. 2.4.4.1.6 – Отмена последнего действия

2.4.4.2. Заполнение свойств пласта по скважинам

Для заполнения параметров, таких как водонасыщенность (S_w), траектория скважины, пористость, проницаемость и эффективная толщина, Пользователю необходимо переходить к каждой скважине и открывать вкладки "Свойства" и "Численная модель" в разделе "Пластопересечения" (см. рисунок 2.4.4.2.1).

The screenshot shows the 'Свойства' (Properties) tab for a well. The 'Численная модель' (Numerical model) sub-tab is selected. The 'Пластопересечения' (Well intersections) section is expanded, showing the following parameters:

- X: 308824 m
- Y: 5.7879e+6 m
- Кровля пластопересечения: 1000 m
- Подошва пластопересечения: 1010 m
- S_w : 0.2
- S_g : 0.2
- Траектория скважины: Вертикальная
- Геометрия контакта: Полное вскры
- Rsrv тип: Однородный
- P_i : 340.23 atm (Note: Это значение относится к DATUM)
- r_{well} : 1.8288e-1 m
- Skin: 0
- dS/dq : 0 d/m³
- Φ : 0.1 frac
- ☐ Skin from Cumulative Rate
- Cr: 4.4088 10⁻⁵ atm
- k: 33.33 md
- h: 10 m
- K_{Mult} : 1

Рис. 2.4.4.2.1 – Заполнение некоторых параметров во вкладке «Численная модель»

2.4.5. Анализ

Окно «Анализ» не применяется в Прайм–анализе.

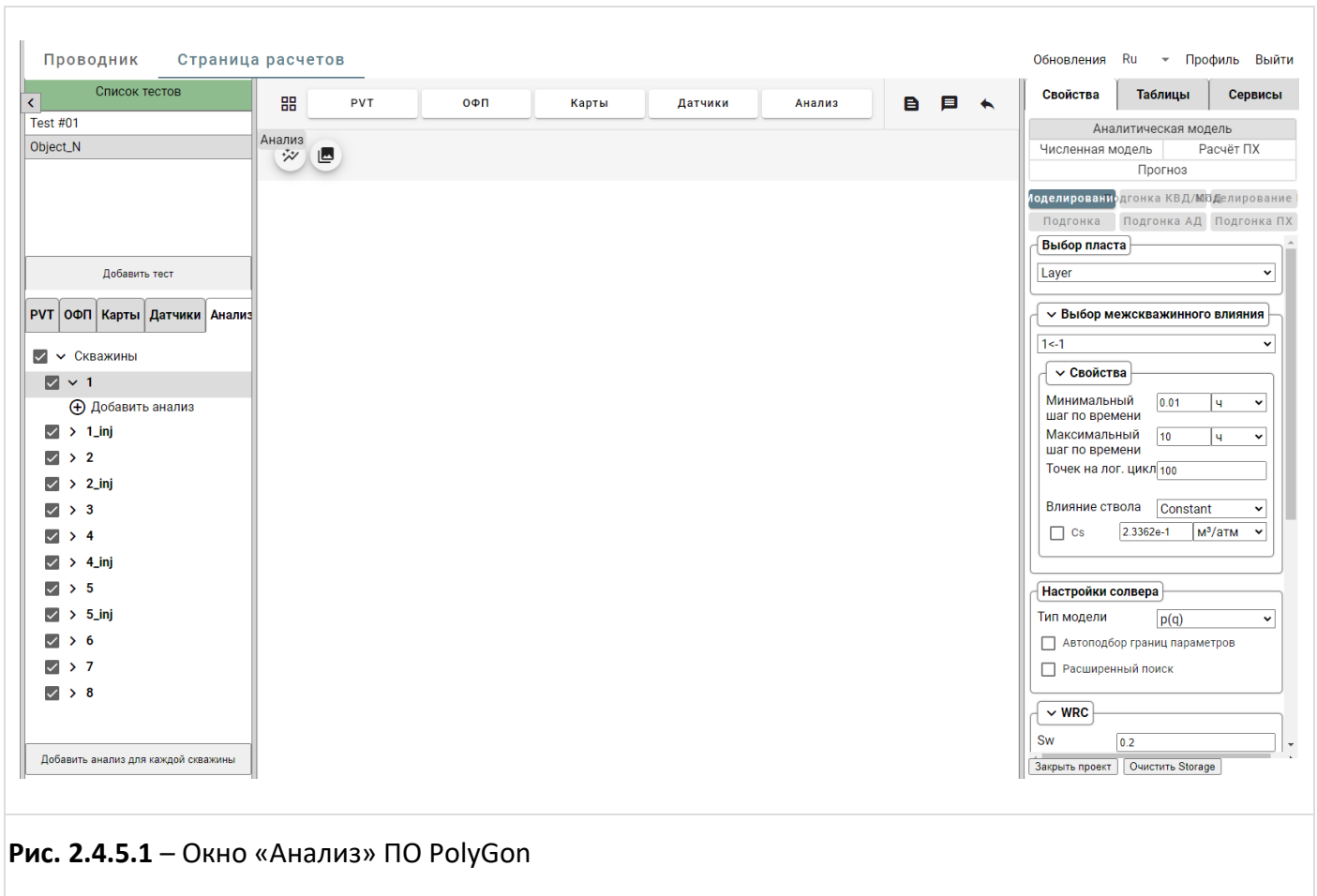


Рис. 2.4.5.1 – Окно «Анализ» ПО PolyGon

3. Входной файл «PolyGon_Input»

Третий шаг – оформление Пользователем входного Excel-файла, именуемого «PolyGon_Input». Данный файл состоит из восьми листов: DEPTHS, RATES, WELL XY, PRESSURE, PVT, SCAL, OH DATA, BOUNDARIES.

Примечание:

- В данном руководстве название входного файла, где приводятся данные по дебитам, давлениям и координатам скважин, было выбрано "PolyGon_Input". Однако, пользователь может использовать любое другое название, которое ему удобно и легче запомнить.
- в Excel-файлах числовые значения должны быть отделены точкой (рис. 3.1).

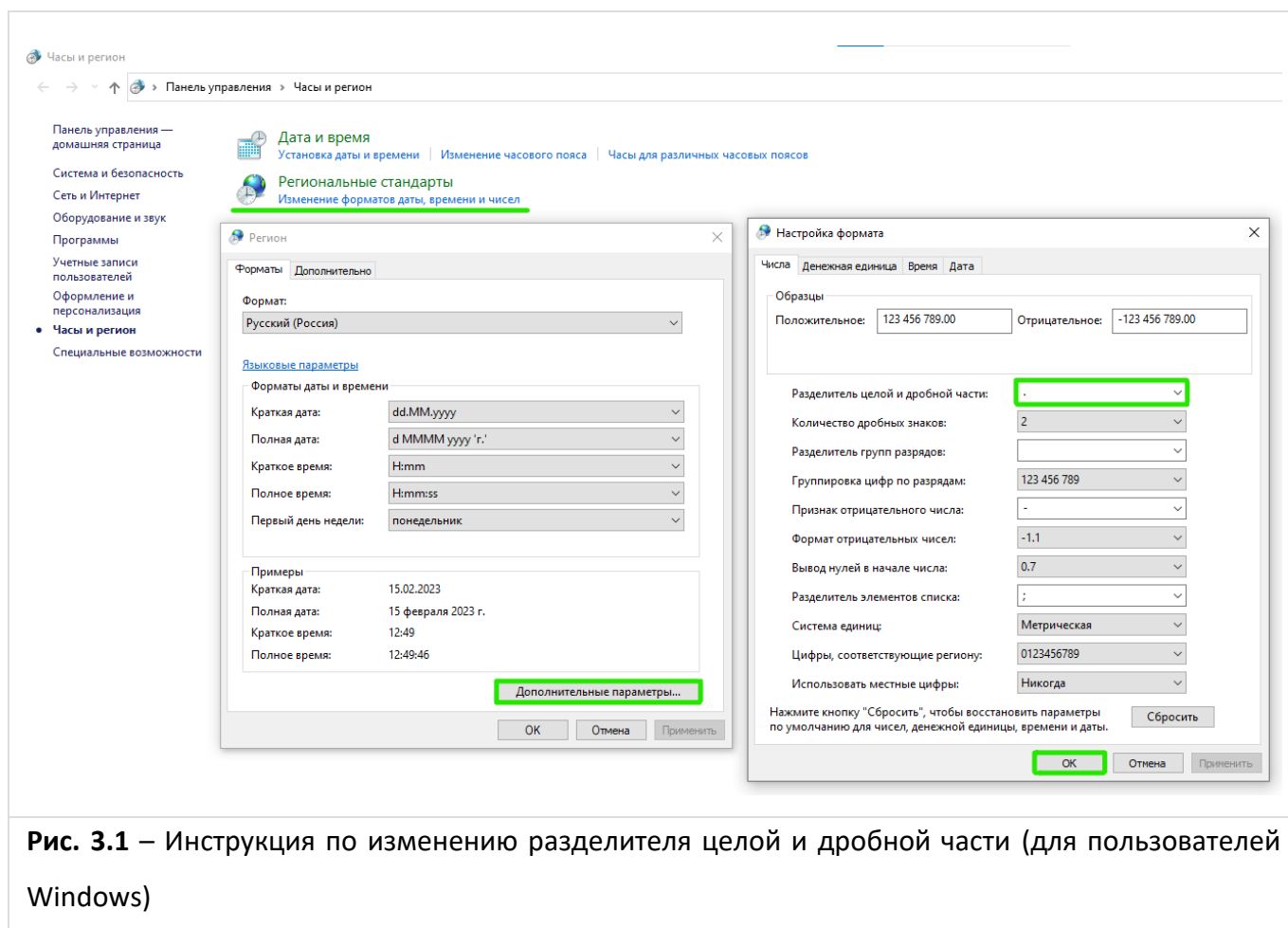


Рис. 3.1 – Инструкция по изменению разделителя целой и дробной части (для пользователей Windows)

3.1. Лист DEPTHS

Лист DEPTHS содержит в себе информацию о названии пласта, абсолютной отметке водонефтяного контакта (ВНК/OWC), газонефтяного контакта (ГНК/GOC), опорной глубине (DATUM) (рис. 3.1.1).

	A	B	C	D	E	F
1	Form.	OWC	GOC	DATU		
2	Unit	(TVD)	(TVD)	M		
3	name	m	m	m		
4	1	2	3	4		
5	A1	1694	1003.01	1694		
6	A2	1758	1003.01	1758		
7						

DEPTHS
RATES
...
+
:

Рис. 3.1.1 – Пример заполнения листа DEPTHS

3.2. Лист RATES

Лист RATES содержит в себе информацию о номере, дате с начала эксплуатации, времени работы в добыче или закачке скважин, ежемесячном дебите нефти, газа, воды, жидкости, закачке воды, газа (рис. 3.2.1).

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	Well ID	Date	Prod. Time	Inj. Time	Oil Rate	Gas Rate	Water Rate	Liquid Rate	Water Injection Rate	Gas Injection Rate
2	num	dd.mm.yyyy	hrs	hrs	m3/d	m3/d	m3/d	m3/d	m3/d	m3/d
3	1	01.12.1970	96	0	0.50	0.00	9.00	0.00	0.00	0.00
4	1	01.01.1971	744	0	0.10	0.00	1.77	0.00	0.00	0.00
5	1	01.02.1971	672	0	0.07	0.00	1.29	0.00	0.00	0.00
6	1	01.03.1971	744	0	0.55	0.00	22.68	0.00	0.00	0.00
7	1	01.04.1971	360	0	0.07	0.00	3.13	0.00	0.00	0.00
8	1	01.05.1971	144	0	0.17	0.00	7.83	0.00	0.00	0.00
9	1	01.06.1971	720	0	0.10	0.00	4.70	0.00	0.00	0.00
10	1	01.07.1971	744	0	1.16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
11	1	01.08.1971	744	0	1.16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
12	1	01.09.1971	720	0	1.17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
13	1	01.10.1971	744	0	23.13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
14	1	01.11.1971	648	0	23.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

← →
RATES
WELL XY
PRESSURE
+
⋮
←

Рис. 3.2.1 – Пример заполнения листа RATES

Примечание. В первой строке таблицы указаны названия соответствующих колонок, а во второй строке приведены соответствующие единицы измерения для каждой колонки.

3.3. Лист WELL XY

В лист WELL XY вносятся Пользователем координаты всех скважин объекта, а также название пласта на который проперфорирована скважина (рис. 3.3.1).

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R
1	Well ID	Form. Un	X1	Y1	X2	Y2				X1, Y1	Formation top crossing coordinates							
2	num	name	m	m	m	m				X2, Y2	Coordinates of horizontal wells toe (= X1,Y1 in case of vertical/slanted wells)							
3	1	2	3	4	5	6												
4	1	A1	3725	1225	3725	1225												
5	1	A2	3725	1225	3725	1225												
6	2	A1	1881	1020	1881	1020												
7	2	A2	1881	1020	1881	1020												
8	3	A1	2481	2967	2481	2967												
9	3	A2	2481	2967	2481	2967												
10	4	A1	1483	1017	1483	1017												
11	4	A2	1483	1017	1483	1017												
12	5	A2	1233	1568	1300	1601												
13																		

Рис. 3.3.1 – Пример заполнения листа WELL XY

Примечание. X1, Y1 – пластопересечение с кровлей пласта, X2, Y2 – пластопересечение с подошвой пласта или забой скважины. Для вертикальной скважины X1=X2, Y1=Y2.

3.4. Лист PRESSURE

Лист PRESSURE (рис. 3.4.1) включает в себя следующие параметры: номер скважины, дата с начала эксплуатации скважины, измеренные забойное, пластовое, устьевое давления.

	A	B	C	D	E
1	Well ID ▾	Date ▾	Pe ▾	BHP ▾	THP ▾
2	num	dd.mm.yyyy	atm	atm	atm
3	1	01.08.2023	120.00	175.00	
4	1	01.09.2023			
5	1	01.10.2023			
6	1	01.11.2023			
7	1	01.12.2023			
8	1	01.01.2024		158.70	
9	1	01.02.2024			
10	1	01.03.2024			
11	1	01.04.2024	172.10		
12	1	01.05.2024			
13	1	01.06.2024	99.30		
14	1	01.07.2024		125.60	
15	1	01.08.2024			
16	1	01.09.2024			
17	1	01.10.2024		177.80	
18	1	01.11.2024			
19	1	01.12.2024			
20	1	01.01.2025	141.20	113.30	
21					
22					

◀ ▶
DEPTHS
RATES
WELL XY
PRESSURE
PVT
OI

Рис. 3.4.1 – Пример заполнения листа PRESSURE

Примечание: данные по устьевым давлениям (THP) не включены в Прайм-анализ в настоящее время.

3.5. Лист PVT

Лист PVT (рис. 3.5.1) включает в себя следующие параметры:

B_o – объемный коэффициент нефти,

c_o – сжимаемость нефти,

μ_o – вязкость нефти,

ρ_o – плотность нефти,

B_w – объемный коэффициент воды,

c_w – сжимаемость воды,

μ_w – вязкость воды,

ρ_w – плотность воды,

Salinity – соленость,

B_g – объемный коэффициент газа,

c_g – сжимаемость газа,

μ_g – вязкость газа,

ρ_g – плотность газа,

P_b – давление насыщения,

R_s – газовый фактор при давлении насыщения,

P_i – начальное пластовое давление.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R
1	Form. Unit	Type	B_o	c_o	μ_o	ρ_o	B_w	c_w	μ_w	ρ_w	Salinity	B_g	c_g	μ_g	ρ_g	P_b	R_s	P_i
2	name	name	rm3/s m3	1/atm	cP	kg/m3	rm3/s m3	1/atm	cP	kg/m3	ppk	rm3/sm3	1/atm	cP	kg/m3	atm	m3/m3	atm
3	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
4	Layer 01	Oil_Water_Gas	1	0.00	0.49	725.18	1.02	0.00	0.29	981.82	10.00	0.00	0.00	0.03	229.15	132.89	100.09	340.23
5																		

Рис. 3.5.1 – Пример заполнения листа PVT

Для многофазных моделей свойства флюида (OilWater, OilWaterGas) задаются для каждой фазы.

3.6. Лист SCAL

Лист SCAL (рис. 3.6.1) включает в себя следующие параметры:

Sorw – остаточная нефтенасыщенность при вытеснении водой

Swc – критическое значение водонасыщенности

Swl – остаточная водонасыщенность

Swi – начальная водонасыщенность

Krow – относительная фазовая проницаемость по нефти

Krwo – относительная фазовая проницаемость по воде

Now – степень в формуле Krow ([ссылка на формулу](#))

Nw – степень в формуле Krwg ([ссылка на формулу](#))

Sorg – остаточная нефтенасыщенность при вытеснении газом

Sgc – критическое значение газонасыщенности

Sgi – начальная газонасыщенность

Krog – относительная фазовая проницаемость по нефти

Krgo – относительная фазовая проницаемость газа

Nog – степень в формуле Krog ([ссылка на формулу](#))

Ng – степень в формуле Krgo ([ссылка на формулу](#))

OW RP – относительная проницаемость в системе нефть-вода

OG RP – относительная проницаемость в системе нефть-газ

Sw – связанная водонасыщенность

Kro – относительная проницаемость нефти

Krw – относительная проницаемость воды

Sg – текущая газонасыщенность

Krg – относительная проницаемость газа

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	
1	Form. Unit	Sorw	Swc	Swl	Swi	krow	krwo	now	nw	Sorg	Sgc	Sgl	krog	krgo	nog	ng		OW RP	Sw	kro	krw		OG RP	Sg	kro	krw	
2	Layer 01	0.1	0.1	0.2	0.1	1.0	1.0	2.0	2.0	0.1	0.1	0.2	1.0	1.0	2.0	2.0											
3																											
◀ ▶ DEPTHS RATES WELL XY PRESSURE PVT OH DATA SCAL BOUNDARIES ⚙ ⌵																											

Рис. 3.6.1 – Пример заполнения листа SCAL

3.7. Лист OH DATA

Лист OH DATA (рис. 3.7.1) содержит в себе информацию о РИГИС по скважинам. В таблицу на данном листе вносятся следующие параметры: номер скважины, название пласта, кровля и подошва пласта по TVD и MD, эффективная толщина пласта, пористость, проницаемость, глинистость, водонасыщенность, коэффициент вскрытия, скин, номер фации.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1	Well ID	Form. Unit	Top (TVD)	Bot (TVD)	Heff	Poro	Perm	Swi	Shalenes	Top (MD)	Bot (MD)	Kmult	Skin	Facies
2	num	name	m	m	m	p.u.	md	frac	frac	m	m	frac	frac	frac
3	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
4	1	A1	1778.58	1783.600	4.356	15.126	137.870	1.000	0.116	1879.410	1885.010	1.000	0.000	1.000
5	1	A2	1788.38	1797.520	7.439	16.723	163.098	0.534	0.143	1891.210	1901.010	1.000	0.000	1.000
6	2	A1	1774.97	1780.400	4.764	16.354	63.267	1.000	0.119	1817.500	1823.300	1.000	0.000	1.000
7	2	A2	1785.68	1795.220	7.763	16.774	81.957	0.263	0.152	1828.900	1838.900	1.000	0.000	1.000
8	3	A1	1821.51	1827.510	5.188	15.879	46.745	1.000	0.120	1821.510	1827.510	1.000	0.000	1.000
9	3	A2	1783.79	1794.080	8.411	16.547	73.996	0.261	0.161	1833.310	1844.510	1.000	0.000	1.000
10	4	A1	1770.95	1776.350	4.590	14.286	21.721	1.000	0.144	1830.640	1837.040	1.000	0.000	1.000
11	4	A2	1781.37	1789.950	6.960	17.478	75.705	0.250	0.159	1842.840	1853.040	1.000	0.000	1.000
12	5	A1	1789.04	1794.410	4.670	16.010	65.859	1.000	0.129	2105.420	2111.420	1.000	0.000	1.000
13	5	A2	1816.45	1846.190	23.749	11.763	13.156	0.700	0.166	2136.020	2169.020	1.000	0.000	1.000
14	6	A1	1782.95	1788.330	4.725	15.542	67.469	1.000	0.112	1974.070	1980.270	1.000	0.000	1.000
15	6	A2	1793.09	1805.000	9.808	16.118	44.509	0.506	0.151	1986.270	1999.470	1.000	0.000	1.000
16	7	A1	1809.97	1840.560	24.555	12.535	59.479	0.583	0.163	2005.270	2040.070	1.000	0.000	1.000
17	7	A2	1788.57	1793.960	4.673	15.098	65.186	1.000	0.133	1860.390	1866.190	1.000	0.000	1.000

Рис. 3.7.1 – Пример заполнения листа OH DATA

3.8. Лист BOUNDARIES

В лист BOUNDARIES (рис. 3.8.1) вносятся Пользователем координаты границ всех пластов.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	Layer	X	Y		Layer	X	Y			
2	name	m	m		name	m	m			
3	A1	2508.09	3489.97		A2	2508.092	3489.969			
4		2832.94	3465.91			2832.937	3465.906			
5		3031.45	3273.41			3031.453	3273.405			
6		3151.77	2948.56			3151.766	2948.56			
7		3283.38	3029.78			3283.381	3029.783			
8		3440.52	2930.51			3440.518	2930.513			
9		3702.35	2765.25			3702.353	2765.249			
10		3915.75	2509.42			3915.754	2509.418			
11		4012	2220.67			4012.004	2220.667			
12		4119.8	1804.98			4119.797	1804.977			
13		4167.2	1491.51			4167.199	1491.512			
14		4239.07	1170.4			4239.066	1170.402			
15		4225.3	905.868			4225.304	905.868			
16		4014.29	763.662			4014.289	763.6619			
17		3760.46	791.186			3760.459	791.1858			
18		3431.7	861.524			3431.704	861.5242			
19		3090.72	905.868			3090.715	905.868			
20		2906.74	908.396			2906.737	908.3956			
21		2675.45	871.6			2675.447	871.5995			
22		2541.4	798.007			2541.404	798.0072			
23		2358.3	649.07			2358.299	649.0705			
24		2104.23	480.859			2104.231	480.8595			
◀ ▶ RATES WELL XY PRESSURE PVT SCAL OH DATA BOUNDARIES										

Рис. 3.8.1 – Пример заполнения листа BOUNDARIES

4. Входной файл «PRIME_Input»

Четвертым шагом при создании веб-отчета является генерация входного Excel-файла и дальнейшее его заполнение.

The screenshot shows the PRIME_Input Excel file with the following data tables:

Property	Value	Comments
Language	Russian	-
Analysis Mode	PRIME	-
Asset Metrics Time Step	Yearly	-
Histogram Bars		qnty
Young Wells Duration	12	months
Initial RPR Period	12	months
Number of Wells in Tittle Page	Totally	-
Maps	Yes	-
Cross-sections	Yes	-
FDP Mode	No	-
Anonymous Mode	No	-
Developers Mode	No	-

Property	Value	Unit
Lifetime	100	yrs
Minimum Oil Production Rate	0.5	m3/d
Minimum Gas Production Rate	10	m3/d
Maximum Watercut	98	%
Maximum GOR	3000	m3/m3
Minimum BHP	3000	kPa

Appendix Page Title	File Name	Comments
PRIME Report	report.pdf	PDF file

Рис. 4.1– Входной файл «PRIME_Input»

4.1. Генерация шаблона входного файла

После того, как в ПО PolyGon был загружен файл с первичной информацией по скважинам и свойствам анализируемого объекта. Пользователь может сгенерировать шаблон входного Excel-файла «PRIME_Input». Для этого необходимо:

- перейти во вкладку «Сервисы» в правой части интерфейса;
- в окне справа выбрать «Prime_plugin_new_input»;
- нажать на кнопку «Запуск» (рис. 4.1.1).

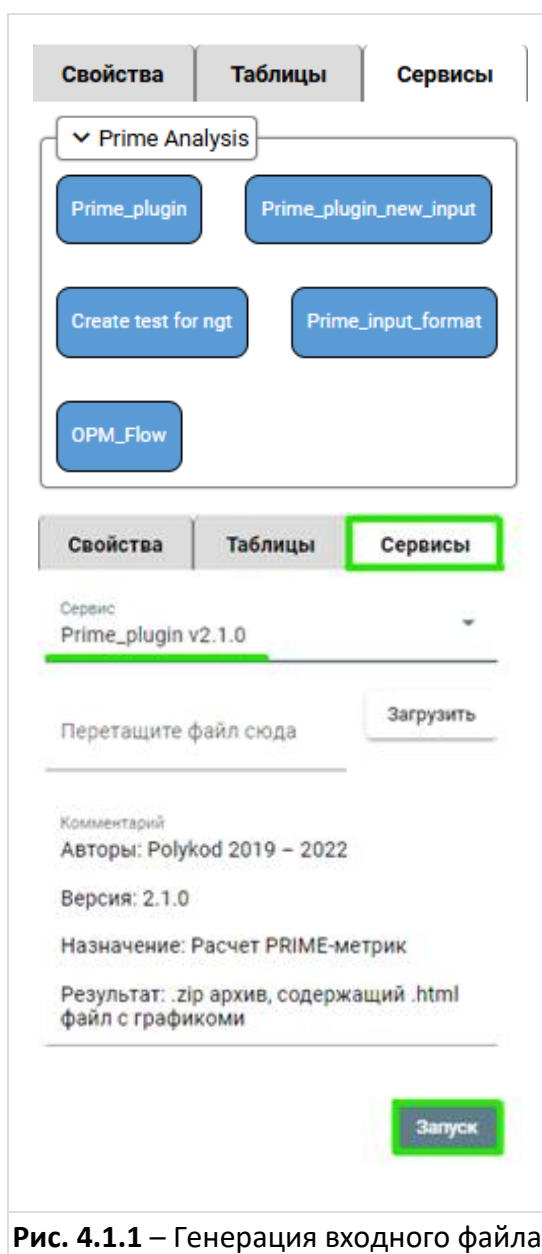


Рис. 4.1.1 – Генерация входного файла

После сформируется файл (рис. 4.1.2) в диалоговом окне сообщений в разделе уведомлений (Notifications), который нужно скачать.

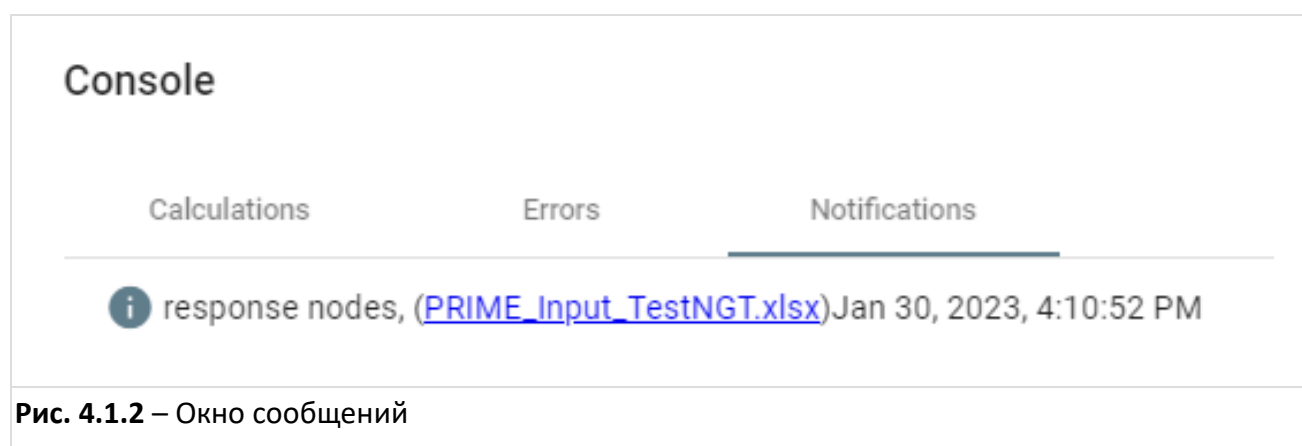


Рис. 4.1.2 – Окно сообщений

В данном шаблоне уже будут присутствовать все необходимые листы с номерами скважин, которые Пользователь указал ранее в Excel-файле «PolyGon_Input».

Примечание. Название входного файла состоит из:

- неизменной части («PRIME_Input_»);
- меняющейся, в зависимости от названия теста в ПО PolyGon, части («TestNGT»).

4.2. Заполнение входного файла «PRIME_Input»

В данном разделе Вы найдете подробное описание листов Excel-файла «PRIME_Input», которые Пользователь должен заполнить вручную. Каждый лист содержит необходимые поля для заполнения, и важно внимательно следовать инструкциям для каждого поля.

Прежде чем продолжить работу с файлом, убедитесь, что вы правильно заполнили все необходимые поля.

Примечание: во входном Excel-файле запрещено менять названия листов.

4.2.1. Расчетные параметры

В данном разделе приведено описание листов GENERAL, MODELS и ECONOMICS.

GENERAL – сведения об общих и прогнозируемых параметрах исследуемого объекта.

MODELS – сведения по модельным параметрам исследуемого объекта.

ECONOMICS – сведения об экономических показателях исследуемого объекта.

4.2.1.1.1. Общие параметры по месторождению SETUP

В таблице **SETUP** три столбца: свойства (property), значение (value), комментарии (comments).

В столбце свойств прописана следующая информация:

- Language – язык отчета (русский/английский);
- Language Suffix in Title –добавление суффикса языка в проект (да/нет);
- Analysis Mode – режим анализа (Прескан/Прайм);
- Asset Metrics Time Step – отображение full-field метрик: по месяцам, кварталам, годам;
- Histogram Bars – количество интервалов в гистограммах в разделе статистики;
- Young Wells Duration – продолжительность работы молодой скважины (по умолчанию 12 месяцев);
- Number of Wells in Tittle Page – количество скважин, которые отображаются в титульном листе;
- Maps – страница с картами (да/нет; пользовательские карты отображаются всегда);
- Cross-sections – страница с разрезами (да/нет; пользовательские разрезы отображаются всегда);
- Anonymous Mode – режим обезличивания отчета (да/нет);
- User Manual – отображение руководства пользователя в отчете (да/нет);
- Graphics Data Export – в plotly графиках/рисунках появляется кнопка с выгрузкой excel файла с данными графика (да/нет);
- Number of segments for horizontal wells Voronoi cells – отвечает за количество отрезков, на которые разбивается горизонтальная скважина при построении сетки Вороного (обычно меняется в пределах 5 - 15);
- Run Logs – появление замечаний и предупреждений в Приложении отчета (да/нет);
- Last Production Date – позволяет задать дату, до которой будет обрезаться динамика в отчете;
- Fit Asset and Per-well Drainable EUOR – сводить ОИЗ по объекту с ОИЗ по всем скважинам (да/нет);
- Local OR Reserves Diagnostics –построение гиперболического Арпса на отметку НИЗов (да/нет)
- Show 3D View – создание 3D изображений в отчете (да/нет);
- Initial RPR Period – период для кратности начальных извлекаемых запасов (длительность первого периода);

- FDP Mode – режим с проектными показателями (да/нет);
- Developers Mode – режим разработчика предназначен для тестирования (да/нет);
- Informational Report – информационный отчет (да/нет);
- Mass in Oil Reserves/Rates (ru) – запасы и добыча нефти в единицах массы (тонны), только если выбрана система ед. измерения Russian (да/нет).

В столбце значений пользователь имеет возможность вводить данные вручную или выбирать из предложенных вариантов в выпадающем списке. Однако, важно отметить, что в столбцах с выпадающими списками не рекомендуется вносить свои собственные замечания вручную. Это связано с тем, что такие замечания могут повлиять на правильность расчета Прайм-отчета и привести к ошибкам. Пользователю рекомендуется использовать только предложенные варианты из выпадающего списка для достоверных результатов.

В столбце комментариев Пользователь может вводить информацию только вручную.

SETUP	Property	Value	Comments
	Language	Russian	-
	Analysis Mode	PRIME	-
	Asset Metrics Time Step	Yearly	-
	Histogram Bars		qnty
	Young Wells Duration	12	months
	Initial RPR Period	12	months
	Number of Wells in Tittle Page	Totally	-
	Maps	Yes	-
	Cross-sections	Yes	-
	FDP Mode	No	-
	Anonymous Mode	No	-
	User Manual	No	
	Auto Asset Micromodels	No	

Рис. 4.2.1.1.1.1 – Пример заполнения таблицы SETUP

Примечание. Выбор «да/нет» в столбце значений (value) влияет на формировании в веб-отчете определенных страниц, метрик.

4.2.1.1.2. Страницы для приложения APPDX

В таблице ATTCH (рис. 4.2.1.1.2.1) Пользователем указываются названия страницы (Attachement Title), файлов (Sheet Name) и расширение файлов (Extension).

ATTCH	Attachement Type	Attachement Title	Sheet Name	File Type
	PRIME Report	PRIME Report	Report	*.pdf

Рис. 4.2.1.1.2.1 – Пример заполнения таблицы ATTCH

Сами файлы Пользователю нужно приложить в новом созданном листе (рис. 4.2.1.1.2.2), название которого должно соответствовать названию файла (Sheet Name).

ATTCH	Attachement Type	Attachement Title	Sheet Name	File Type
	PRIME Report	PRIME Report	Report	*.pdf

◀	▶	PetroCup Config	lpr PetroCup	Pump Info	Surface facilities	GENERAL	Report	MODELS
---	---	-----------------	--------------	-----------	--------------------	----------------	--------	--------

Рис. 4.2.1.1.2.2 – Дополнительный лист для заполнения таблицы ATTCH

Примечание:

- Пользователь может заполнять таблицу APPDX несколько раз, при этом правильно указывать расширение файлов и наименования листов с прикрепленными приложениями.
- Файлы могут иметь следующее расширение: pdf, html, png, svg, docx.

4.2.1.2. MODELS

В листе **MODELS** (рис. 4.2.1.2.1) содержится информация о:

- Прогнозных параметрах по моделям кривых падения добычи (DCA), обводненности (WOR) и др. **CUT_OFFS**
- Прогнозных параметрах по микромоделям заводнения **MCRM**
- прогнозных параметрах диагностики выработки **RES.DIAG**;
- параметрах модели средней продуктивности скважин по фазам **PI**;
- параметрах модели материального баланса **MBAL**;
- параметрах модели индикаторных кривых **IPR**;
- параметры модели **CRM**.

4.2.1.2.1. Параметры прогнозирования CUT_OFFS

В таблице CUT_OFFS представлены параметры прогнозирования по моделям кривых падения добычи (DCA), обводненности (WOR) и др.

Расчет останавливается при достижении времени прогноза (математический предел).

В столбце свойств (рис. 4.2.1.2.1) представлена следующая фиксированная информация:

- Lifetime – время прогноза;
- Minimum Oil Production Rate – минимальный дебит нефти, при котором достигается экономический лимит производства;
- Minimum Gas Production Rate – минимальный дебит газа, при котором достигается экономический лимит производства;
- Maximum Watercut – максимальное значение обводненности, при котором достигается экономический лимит производства;
- Maximum GOR – максимальный газовый фактор;
- Minimum BHP – минимальное забойное давление;
- Target VRR – целевая компенсация;
- Target VRR for Under-compensated Asset – целевая компенсация для недокомпенсированной залежи.

CUT_OFFS	Property	Value	Unit
	Lifetime	100	yrs
	Minimum Oil Production Rate	2.5	m3/d
	Minimum Gas Production Rate	10	m3/d
	Maximum Watercut	98	%
	Maximum GOR	3000	m3/m3
	Minimum BHP	3000	kPa
	Target VRR	110	%
	Target VRR for Under-compensate	130	%

Рис. 4.2.1.2.1.1 – Пример заполнения таблицы CUT_OFFS

Примечание. В столбце единиц измерений (unit) пользователь может вводить данные вручную или выбирать из предложенных вариантов в выпадающем списке. Однако, важно заметить, что в столбцах с выпадающими списками не рекомендуется вносить единицы

измерения, которые не предложены в списке. Это может негативно сказаться на корректности расчетов в Прайм–отчете и привести к ошибкам. Рекомендуется выбирать только доступные варианты из предложенного списка для достоверных результатов.



4.2.1.2.2. Параметры для микромоделей заводнения MCRM0D

В таблице **MCRM0D** (рис. 4.2.1.2.2.1) представлен список микромоделей заводнения, которые могут быть заданы аналитиком для автоматического расчета на 3D симуляторе с использованием характерных параметров для группы скважин и для конкретной скважины в отдельности.

В столбце Model представлены названия вариантов микромоделей заводнения, которые может задать аналитик:

- **EWD4** – модель площадного обводнения с поступлением воды из аквифера с 4 сторон – моделирует обводнение усредненной скважины по блоку со всех сторон;
- **EWD2** – модель площадного обводнения с поступлением воды из аквифера с 2 сторон – моделирует обводнение усредненной скважины по блоку с двух сторон;
- **EWD1** – модель площадного обводнения с поступлением воды из аквифера с 1 стороны – моделирует обводнение усредненной скважины по блоку с одной стороны;
- **RWD9** – модель девятиточечного обводнения, моделирует обводнение усредненной добывающей скважины в центре квадратного элемента и с нагнетательными скважинами в углах и на серединах его сторон;
- **RWD7** – модель семиточечного обводнения, она моделирует обводнение усредненной добывающей скважины в центре шестиугольного элемента и с нагнетательными скважинами в углах;
- **RWD5** – модель пятиточечного обводнения, она моделирует обводнение усредненной добывающей скважины в центре квадратного элемента и с нагнетательными скважинами в углах;
- **RWD4** – модель четырехточечного обводнения, она моделирует обводнение усредненной добывающей скважины в центре квадратного элемента и с нагнетательными скважинами в двух углах и на середине противоположающей стороны;
- **RWD3** – модель трехточечного обводнения, моделирует обводнение усредненной добывающей скважины в центре квадратного элемента и с двумя нагнетательными скважинами в противоположных углах;

- **DLWD1** – однорядная модель линейного обводнения – моделирует обводнение с нагнетательного ряда;
- **SLWD1** – смещенная модель линейного обводнения – моделирует обводнение с нагнетательного ряда, где добывающие скважины смещены относительно нагнетательных рядов в шахматном порядке;
- **DLWD3** – трехрядная модель линейного обводнения – моделирует обводнение с нагнетательного ряда трех рядов добывающих скважин;
- **DWD** – модель дипольного обводнения – моделирует обводнение только от ближайшей нагнетательной скважины;
- **BWD** – модель подошвенного обводнения – модель обводнения подошвенной водой.

Так же в столбце Model можно выбрать:

- **Calc Well Micromodels** – расчет поскважинных микромоделей;
- **Auto-calculate Swi** – автоматически рассчитать начальную водонасыщенность. Где **Yes** - Да, через FracFlow по начальным обводненностям скважин, **No** - Использовать значение из PolyGon;
- **Calc Well Drilling Micromodels** – расчет поскважинных микромоделей для вновь пробуренных скважин.

В столбце Show Пользователь может выбрать, включать или не включать в анализ ту или иную модель прогнозирования

В столбце Color Пользователь может выбрать цвет для отображение определенной микромодели в диагностиках.

MCRMOD	Model	Show	Color	Comment
	EWD4	No	default	Edge Water Drive (from 4 sides)
	EWD2	No	default	Edge Water Drive (from 2 sides)
	EWD1	No	default	Edge Water Drive (from 1 side)
	RWD9	No	default	Regular Water Drive (Regular 9 spot)
	RWD7	No	default	Regular Water Drive (Regular 7 spot)
	RWD5	Yes	default	Regular Water Drive (Regular 5 spot)
	RWD4	No	default	Regular Water Drive (Regular 4 spot)
	RWD3	No	default	Regular Water Drive (Regular 3 spot)
	SLWD1	Yes	default	Linear Water Drive (Staggered Line Drive)
	DLWD1	No	default	Linear Water Drive (Direct Line Drive)
	DLWD3	No	default	Linear Water Drive (Direct Line Drive - 3 rows)
	DWD	Yes	default	Dipole Water Drive
	BWD	Yes	default	Bottom Water Drive
	Calc Well Micromodels	No	-	
	Auto-calculate Swi	No	-	
	Calc Well Drilling Micromodels	No		

Рис. 4.2.1.2.2.1 – Таблица MCRMOD

4.2.1.2.3. Параметры для диагностики выработки (прогноз) RES.DIAG

В таблице **RES.DIAG** (рис. 4.2.1.2.3.1) представлено поле для заполнения следующих параметров по моделям [DCA](#) (модель кривых падения добычи), [WOR](#) (модель водонефтяного фактора), P_e (модель падения пластового давления (истощения)), WOR_{inj} (модель ВНФ при заводнении), J_{oil} (модель продуктивности нефти), J_{water} (модель продуктивности воды):

- **Training Start** – дата начала тренировочной выборки;
- **Training Finish** – дата завершения тренировочной выборки;
- **Valid. Start** – дата начала валидационной выборки;
- **Valid. Finish** – дата завершения валидационной выборки;
- q_L – дебит жидкости ($m^3/сут$);
- q_{inj} – закачка ($m^3/сут$);
- P_{wf} – забойное давление (кПа);
- J_t – продуктивность ($m^3/сут/кПа$);
- **GOR/Rs** – отношение газового фактора к газонасыщению (д.ед).
- **Drain. Oil Model** – колонка для задания начальных дренируемых запасов, в случае пользовательского выбора модели прогноза (m^3).
- **Profit. Oil Model** – колонка для задания начальных рентабельных дренируемых запасов, в случае пользовательского выбора модели прогноза (m^3).

В столбце Show Пользователь может выбрать, включать или не включать в анализ ту или иную модель прогнозирования.

В столбцах q_L , q_{inj} , P_{wf} , J_t , GOR/Rs Пользователь может выбрать единицы измерения с помощью выпадающего списка.

RES.DIAG	Model	Show	Forecast Priority	Training Start dd.mm.yyyy	Training Finish dd.mm.yyyy	Valid. Start dd.mm.yyyy	Valid. Finish dd.mm.yyyy	q_L m3/d	q_{inj} m3/d	P_{wf} atm	J_t cmd/atm	GOR/Rs frac	Drain. Oil Model m3	Profit. Oil Model m3
	DCA (Arps-Hyp)	Yes	Yes	01.03.2017	01.12.2023			-	-	-	-	-		
	WOR (FracFlow)	Yes	No	01.04.2023	01.12.2023			-	-	-	-	-		
	WOR (Linear)	Yes	No	01.04.2023	01.12.2023			-	-	-	-	-		
	Pe (Linear)	Yes	No	01.12.2020	01.12.2023			-	-	-	-	-		
	Pe (Log)	Yes	No	01.12.2020	01.12.2023			-	-	-	-	-		
	WOR_inj	No	No					-	-	-	-	-		
	PWIR	Yes	No	01.02.2022	01.12.2023			-	-	-	-	-		

Рис. 4.2.1.2.3.1– Таблица RES.DIAG

4.2.1.2.4. Параметры модели средней продуктивности скважин PI

В таблице PI (рис. 4.2.1.2.4.1) представлены параметры для заполнения данных по моделям средней продуктивности скважин:

- **J_oil** – модель средней продуктивности скважин по нефти;
- **J_water** – модель средней продуктивности скважин по воде;
- **J_inj** – модель средней инжективности скважин (коэффициент приемистости);
- **Training Start** – дата начала тренировочной выборки;
- **Training Finish** – дата завершения тренировочной выборки;
- **Valid. Start** – дата начала валидационной выборки;
- **Valid. Finish** – дата завершения валидационной выборки;
- **Skin** – скин фактор (д.ед.).

PI	Model	Show	Training Start	Training Finish	Valid. Start	Valid. Finish	skin
			dd.mm.yyyy	dd.mm.yyyy	dd.mm.yyyy	dd.mm.yyyy	frac
	J_oil	Yes	01.01.2013	01.01.2019			
	J_water	Yes	01.12.2009	01.12.2019			
	J_inj	Yes					

Рис. 4.2.1.2.4.1 – Таблица PI

4.2.1.2.5. Параметры модели материального баланса MBAL

В таблице **MCRM**OD (рис. 4.2.1.2.5.1) представлены параметры для заполнения данных по моделям материального баланса:

- **Training Start** – дата начала тренировочной выборки;
- **Training Finish** – дата завершения тренировочной выборки;
- **Valid. Start** – дата начала валидационной выборки;
- **Valid. Finish** – дата завершения валидационной выборки;
- **Vφ** – общий поровый объем (м³);
- **Pi** – начальное пластовое давление (атм).

MBAL	Model	Show	Training Start	Training Finish	Valid. Start	Valid. Finish	Pi	Vφ
			dd.mm.yyyy	dd.mm.yyyy	dd.mm.yyyy	dd.mm.yyyy	atm	m3
	Mbal General	Yes	01.12.2018	01.12.2022				
	Mbal	Yes						

Рис. 4.2.1.2.5.1 – Таблица MBAL

4.2.1.2.6. Параметры модели индикаторных кривых IPR

В таблице IPR (рис. 4.2.1.2.6.1) представлено поле для заполнения следующих параметров по индикаторным кривым:

- **Training Start** – дата начала тренировочной выборки;
- **Training Finish** – дата завершения тренировочной выборки;
- **Valid. Start** – дата начала валидационной выборки;
- **Valid. Finish** – дата завершения валидационной выборки;
- P_e – пластовое давление;
- a – параметр модели $\{0 < a < 1\}$;
- **qO max** – максимальный дебит нефти;
- **Wells** – фонд скважин (весь, старый, молодой);
- **Color** – цвет индикаторной кривой (по умолчанию строятся в разных цветах).

В столбце Show Пользователь может выбрать, включать или не включать в анализ ту или иную модель IPR.

В столбцах P_e , qO max, Wells и Color Пользователь также может выбрать нужные параметры с помощью выпадающего списка.

IPR	Model	Show	Training Start	Training Finish	Valid. Start	Valid. Finish	Pe	a	qO max	Wells	Color
			dd.mm.yyyy	dd.mm.yyyy	dd.mm.yyyy	dd.mm.yyyy	atm	frac	m3/d	-	-
	IPR	No	01.09.2017	01.10.2017						all	red
	IPR	No	01.12.2018	01.04.2019						old	blue
	IPR	No	01.03.2020	01.05.2020						young	purple

Рис. 4.2.1.2.6.1 – Таблица IPR

4.2.1.2.7. Параметры модели CRM

В таблице **CRM** (рис. 4.2.1.2.7.1) представлено поле для заполнения следующих параметров по CRM модели:

- **Training Start** – дата начала тренировочной выборки;
- **Training Finish** – дата завершения тренировочной выборки;
- **Valid. Start** – дата начала валидационной выборки;
- **Valid. Finish** – дата завершения валидационной выборки;
- **Pi** – начальное пластовое давление (атм);
- **tau (τ)** – постоянная времени, связанная с производительностью скважины (ч.);
- **Jt** – индекс производительности (м^3 в сут/атм);
- **gti** – стартовый дебит в подземных условиях ($\text{м}^3/\text{сут}$);
- **wf** – вес на влияние общей закачки на общую добычу (д.ед.);
- **wpwf** – вес на невязку по забойному давлению (д.ед.);
- **wpe** – вес на невязку по пластовому давлению (д.ед.).

CRM	Model	Show	Training Start	Training Finish	Valid. Start	Valid. Finish	Pi	tau	Jt	qti	wf	wpwf	wpe
			dd.mm.yyyy	dd.mm.yyyy	dd.mm.yyyy	dd.mm.yyyy	atm	hr	cmd/atm	m3/d	frac	frac	frac
	ICRMQ	No											
	ICRMP	No											

Рис. 4.2.1.2.7.1– Таблица CRM

4.2.1.3. ECONOMICS

В листе **ECONOMICS** содержится информация о:

- Параметрах экономического прогноза **FRCST**;
- Ценах на УВ, принятых в компании **PRICES**;
- Налогах при добыче УВ **TAXES**;
- Операционных затратах **OPEX**;
- Капитальных затратах **CAPEX**;
- Удельных расходах на добычу/закачку **COGS**;
- Параметры экономической модели **BWE**;
- Параметры экономической модели уплотняющего бурения **INFILL**;
- Параметры экономической модели геолого-технических мероприятий **WORKOV**.

Примечание. Желтым цветом отмечены поля, которые используются в расчетах (должны быть заполнены), голубым – могут быть приняты по умолчанию, либо заполнены после первого формирования веб-отчета.

4.2.1.3.1. Параметрах экономического прогноза FRCST

Таблица **FRCST** (рис. 4.2.1.3.1.1) состоит из четырех столбцов: свойства (property), символ (symbol), значение (value), ед. измерения (unit).

В столбце свойств прописана следующая информация:

- Forecast Lifetime – Время прогноза;
- Expected Profitability Index – ожидаемый PI компании, значение Индекса прибыльности (PI), которое принято в компании в качестве критерия рентабельности
- Exchanges (1 in whole history) – конвертация: Доллар/Рубль (\$/₽) или Рубль/Доллар (₽/\$)
- Budget – бюджет на все виды затрат;
- Decision Metric – метрика принятия решения.

В столбце значений Пользователю нужно указать все параметры.

В столбце unit Пользователь может выбрать с помощью выпадающего списка нужные единицы измерения.

FRCST	Property	Symbol	Value	Unit
	Forecast Lifetime	t	10	hrs
	Expected Profitability Index	PI	1.2	frac
	Exchanges (1 in whole history)	-	90	₽/\$
	Budget	-	64980000	₽
	Decision Metric	-	PI	

Рис. 4.2.1.3.1.1 – Таблица FRCST

- Capital Expenditure for Injection (CAPEX) – капитальные затраты на закачку воды;
- Capital Expenditure for Production (CAPEX) – капитальные затраты на добычу жидкости;
- Capital Expenditure for Infrastructure – капитальные затраты на инфраструктуру;
- Cost of Goods Sold for Injection – удельные расходы на закачку воды;
- Cost of Goods Sold for Production – удельные расходы на добычу жидкости;
- Dollar Exchange Rate – обменный курс доллара.

4.2.1.3.2. Параметры цен на углеводороды, принятые в компании PRICES

Таблица **PRICES** (рис. 4.2.1.3.2.1) состоит из четырех столбцов: свойства (property), символ (symbol), значение (value), ед. измерения (unit).

PRICES	Property	Symbol	Value	Unit
	Current Oil Price	PO	39900	₽/м3
	Current Gas Price	PG		₽/1000 м3
	Historical Oil Price (initial)	POi	39900	₽/м3
	Historical Gas Price (initial)	PGi		₽/1000 м3

Рис. 4.2.1.3.2.1 – Таблица PRICES

В столбце свойств прописана следующая информация:

- Current Oil Price – цена нефти марки WTI на текущий момент (либо внутренняя цена);
- Current Gas Price – цена природного газа на текущий момент;
- Historical Oil Price (initial) – цена нефти марки WTI на момент начала разработки (либо внутренняя цена);
- Historical Gas Price (initial) – цена природного газа на момент начала разработки.

В столбце unit Пользователь может выбрать с помощью выпадающего списка нужные единицы измерения.

4.2.1.3.3. Параметры налогов при добыче углеводородов TAXES

Таблица **TAXES** (рис. 4.2.1.3.3.1) состоит из четырех столбцов: свойства (property), символ (symbol), значение (value), ед. измерения (unit).

TAXES	Property	Symbol	Value	Unit
	Extraction Tax	Textract	78.83458647	%
	Income Tax	Tincome	20	%
	Oil Extraction Tax (RUS)	TOE		₽/ton
	Gas Extraction Tax (RUS)	TGE		₽/1000 m3
	Price Coefficient (RUS)	Kprice		frac
	Production Specificity Coefficient (RUS)	Kspec		₽/ton
	Annual Per-well Tax	Twell	0	₽/well/yr
	Discount Rate	RDiscount	0.14	frac
	Financing Rate	RFin	0.14	frac

Рис. 4.2.1.3.3.1– Таблица TAXES

В столбце свойств прописана следующая информация:

- Extraction Tax – НДС;
- Income Tax – НДС;
- Oil Extraction Tax (RUS) – НДС на нефть;
- Gas Extraction Tax (RUS) – НДС на газ;
- Price Coefficient (RUS) – ценовой коэффициент;
- Production Specificity Coefficient (RUS) – коэффициент особенности добычи;
- Annual Per-well Tax – налог на одну скважины в год;
- Discount Rate – ставка дисконтирования;
- Financing Rate – ставка финансирования.

В столбце unit Пользователь может выбрать с помощью выпадающего списка нужные единицы измерения.

4.2.1.3.4. Параметры операционных затрат OPEX

Таблица **OPEX** (рис. 4.2.1.3.4.1) состоит из четырех столбцов: свойства (property), символ (symbol), значение (value), ед. измерения (unit).

OPEX	Property	Symbol	Value	Unit
	Operating Expenses	OPEX	210145.2055	₽/d
	Per-well Operating Expenses	OPEXwell		₽/well/d
	Per-well Operating Expenses (Production)	OPEXwellprod		₽/well/yr
	Per-well Operating Expenses (Injection)	OPEXwellinj		₽/well/yr

Рис. 4.2.1.3.4.1 – Таблица OPEX

В столбце свойств прописана следующая информация:

- Operating Expenses – операционные затраты в день;
- Per-well Operating Expenses – удельные операционные затраты на одну скважину в год;
- Per-well Operating Expenses (Production) – удельные операционные затраты на одну добывающую скважину в год;
- Per-well Operating Expenses (Injection) – удельные операционные затраты на одну нагнетательную скважину в год;

В столбце unit Пользователь может выбрать с помощью выпадающего списка нужные единицы измерения.

4.2.1.3.5. Параметры удельных расходов на добычу/закачку COGS

Таблица **COGS** (рис. 4.2.1.3.5.1) состоит из четырех столбцов: свойства (property), символ (symbol), значение (value), ед. измерения (unit).

COGS	Property	Symbol	Value	Unit
	Cost of Goods Sold for Injection	COGS↓	38	₽/м3
	Cost of Goods Sold for Liquid Production	COGSL↑	57	₽/м3
	Cost of Goods Sold for Oil Production	COGSO↑	95	₽/м3
	Cost of Goods Sold for Gas Production	COGSG↑		₽/1000 м3

Рис. 4.2.1.3.5.1– Таблица COGS

В столбце свойств прописана следующая информация:

- Cost of Goods Sold for Injection – удельные расходы на закачку воды;
- Cost of Goods Sold for Liquid Production – удельные расходы на добычу жидкости;
- Cost of Goods Sold for Oil Production – удельные расходы на добычу нефти;
- Cost of Goods Sold for Gas Production – удельные расходы на добычу газа.

В столбце unit Пользователь может выбрать с помощью выпадающего списка нужные единицы измерения.

4.2.1.3.6. Параметры экономической модели заводнения BWE

Таблица BWE (рис. 4.2.1.3.6.1) состоит из трех столбцов: свойства (property), значение (value), ед. измерения (unit).

BWE	Property	Symbol	Value	Unit
	Maximum Field Injection Rate (Asset)	$Q_{\max \downarrow}$	3073.1	m ³ /d
	Field Injection Rate Step	$\Delta q_{W \downarrow}$	100	m ³ /d
	Per-well Injection Losses	$\langle q_{W \downarrow} \rangle > 1, \text{LOSS}$	0	%
	Per-well Production Losses	$\langle q_{L \uparrow} \rangle > 1, \text{LOSS}$	0	%
	Arps DCA Model Parameter	b	0.6	frac
	Current Formation Pressure in Producers	$\langle P_{e \uparrow} \rangle$	158.42	atm
	Current Formation Pressure in Injectors	$\langle P_{e \downarrow} \rangle$	180.37	atm
	Current Field-Average PI in Producers	$J \uparrow$		cmd/atm
	Current Field-Average PI in Injectors	$J \downarrow$		cmd/atm
	Perforated Layer's Depth (TVD)	ZPerf		m
	Current Recoverable Oil	OR		m ³
	Number of Oil Producers	NOP		qnty
	Current Watercut	Y _w		%
	Current Per-well Water Injection Rate	$\langle q_{W \downarrow} \rangle > 1$		m ³ /d
	Current Per-well Liquid Production Rate	$\langle q_{L \uparrow} \rangle > 1$		m ³ /d

Рис. 4.2.1.3.6.1– Таблица WBE

В столбце свойств прописана следующая информация:

- Maximum Field Injection Rate (Asset) – максимальная рассматриваемая закачка воды по объекту;
- Field Injection Rate Step – шаг по приемистости;
- Per–well Injection Losses – потеря воды при закачке (на 1 скважину);
- Per–well Production Losses – потеря жидкости при добыче (на 1 скважину);
- Arps DCA Model Parameter (b) – коэффициент b в моделях Арпса;
- Current Formation Pressure in Producers – текущее пластовое давление на добывающих скважинах;
- Current Formation Pressure in Injectors – текущее пластовое давление на нагнетательных скважинах;
- Current Field–Average PI in Producers – текущий индекс продуктивности на добывающих скважинах;
- Current Field–Average PI in Injectors – текущий индекс продуктивности на нагнетательных скважинах;

- Perforated Layer's Depth (TVD) – глубина ВДП рассматриваемого пласта;
- Current Recoverable Oil – остаточные извлекаемые запасы;
- Number of Oil Producers – количество добывающих скважин на текущий момент;
- Current Watercut – текущая водонасыщенность;
- Current Per–well Water Injection Rate – текущая приемистость (на 1 скважину);
- Current Per–well Liquid Production Rate – текущий дебит жидкости (на 1 скважину).

В столбце значений Пользователю необходимо заполнить пустые поля.

В столбце unit Пользователь может выбрать с помощью выпадающего списка нужные единицы измерения.

4.2.1.3.7. Параметры экономической модели уплотняющего бурения INFILL

Таблица **INFILL** (рис. 4.2.1.3.7.1) состоит из трех столбцов: свойства (property), значение (value), ед. измерения (unit).

INFILL	Property	Symbol	Value	Unit
	Arps DCA Model Parameter	b		frac
	Initial Per-well Oil Production Rate	q_{oi1}		m ³ /d
	Stolen Oil Reserves by New Wells	ORStolen		%
	Mobilization of Slanted Well Drilling Rig		5605000	₽
	Mobilization of Horizontal Well Drilling Rig		11200500	₽
	Mobilization of Slanted Well Sidetrack Drilling Rig		33003000	₽
	Mobilization of Horizontal Well Sidetrack Drilling Rig		32300000	₽
	Cost of Vertical Passage		22990	₽/m
	Cost of Horizontal Passage		22990	₽/m
	Cost of Vertical Sidetrack Passage		22990	₽/m
	Cost of Horizontal Sidetrack Passage		62700	₽/m

Рис. 4.2.1.3.7.1 – Таблица INFILL

В столбце свойств прописана следующая информация:

- Arps DCA Model Parameter – коэффициент b в модели Arps;
- Initial Per-well Oil Production Rate – начальный дебит нефти на скважину;
- Stolen Oil Reserves by New Wells –
- Mobilization of Slanted Well Drilling Rig – мобилизация буровой установки для бурения наклонно-направленной или вертикальной скважины
- Mobilization of Horizontal Well Drilling Rig – мобилизация буровой установки для бурения горизонтальной скважины
- Mobilization of Slanted Well Sidetrack Drilling Rig – мобилизация буровой установки для бурения бокового наклонно-направленного ствола (ЗБС)
- Mobilization of Horizontal Well Sidetrack Drilling Rig – мобилизация буровой установки для бурения бокового горизонтального ствола (ЗБГС)
- Cost of Vertical Passage – стоимость вертикальной проходки;
- Cost of Horizontal Passage – стоимость горизонтальной проходки;
- Cost of Vertical Sidetrack Passage – стоимость вертикальной проходки ЗБС;
- Cost of Horizontal Sidetrack Passage – стоимость горизонтальной проходки ЗБГС.

4.2.1.3.8. Параметры экономической геолого-технических мероприятий WORKOVER

Таблица **WORKOVER** (рис. 4.2.1.3.8.1) состоит из трех столбцов: свойства (property), значение (value), ед. измерения (unit).

INFILL	Property	Symbol	Value	Unit
	Arps DCA Model Parameter	b		frac
	Initial Per-well Oil Production Rate	$<q_{oi}>1$		m ³ /d
	Stolen Oil Reserves by New Wells	ORStolen		%
	Mobilization of Slanted Well Drilling Rig		5605000	₽
	Mobilization of Horizontal Well Drilling Rig		11200500	₽
	Mobilization of Slanted Well Sidetrack Drilling Rig		33003000	₽
	Mobilization of Horizontal Well Sidetrack Drilling Rig		32300000	₽
	Cost of Vertical Passage		22990	₽/m
	Cost of Horizontal Passage		22990	₽/m
	Cost of Vertical Sidetrack Passage		22990	₽/m
	Cost of Horizontal Sidetrack Passage		62700	₽/m

Рис. 4.2.1.3.8.1 – Таблица WORKOVER

В столбце свойств прописана следующая информация:

- Production Well Workover Cost– цена ГТМ для добывающей скважины;
- Injection Well Workover Cost– цена ГТМ для нагнетательной скважины;
- Shut-in Well Restart Cost – цена вывода из простоя;
- Fracturing – ГРП;
- Production to Injection Conversion Cost – цена перевода скважины из ППД в добывающий фонд;
- Production to Monitor Well Conversion Cost – цена перевода скважины из пьезометрической в добывающий фонд;
- P&A of Producer Well Cost – цена ликвидации скважины;
- Stimulating Cost – цена ОПЗ;
- Min δP_{wf} For Thief Water Injection – Критерий по минимальной разницы забойного давления при оценке ЗКЦ;
- Move to other Layer Cost – перевод на другой объект;
- Conveyance – спуско-подъемная операция (СПО).

4.2.2. Параметры по плану разработки месторождения FDP

В листе **FDP** (рис. 4.2.2.1) содержится информация о:

- параметрах о наземной инфраструктуре **FDP_SURF**;
- дополнительных параметрах по проекту разработки (на случай, если нет таблицы с проект. показателями **FDP_ADD**;
- параметрах по проектным показателям **FDP**.

FDP_SURF	Property	Count	Gross Capacity	Unit		FDP	Date	N_p	N_i	q_o[†]	q_G[†]	q_w[†]	q_w[‡]	<P_e[†]>	<P_{wf}[†]>
	Operational Environment	On-shore plane	-	-			yrs	qty	qty	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	kPa	kPa
	Well Clusters	3	10	qty			2004	5	0	25000	1875000	0	0	13000	9000
	Gathering Booster Pumps	2	3500	m3/d			2005	5	1	29700	2227500	300	15000	12900	9500
	Production Processing Plants	1	10000	m3/d			2006	7	3	28286	2121429	286	50000	12750	9100
	Injection Booster Pumps	3	5000	m3/d			2007	12	5	30083	2256250	1583	75000	12500	8600
	Water Supply	2	5000	m3/d			2008	15	5	28500	2137500	1500	100000	12300	8800
							2009	20	5	27900	2092500	2100	120000	12000	9000
							2010	22	8	41818	3136364	3636	150000	12000	8000
FDP_ADD	Property	Value	Unit	Comment			2011	25	8	43200	3240000	4800	175000	11800	7800
	Number of Project Producers	25	qty				2012	25	10	37400	2805000	6600	200000	11750	7600
	Average Initial Oil Production Rat	50	m3/d				2013	25	10	30400	2280000	7600	245000	10500	7700
							2014	25	10	27000	2025000	9000	250000	10300	7000
							2015	25	11	22100	1657500	11900	300000	10000	6900
							2016	25	11	14000	1050000	14000	320000	10000	6600
							2017	25	11	8800	660000	13200	310000	9500	6800
							2018	25	12	5600	420000	14400	300000	9300	6200
							2019	25	12	3500	262500	10500	300000	9200	6000
							2020	25	12	2000	150000	8000	250000	9000	6000
							2021	25	12	1080	81000	6120	200000	8900	5900
							2022	25	12	780	58500	5220	180000	8700	5800

Рис. 4.2.2.1 – Лист FDP

4.2.2.1. Параметры по наземной инфраструктуре FDP_SURF

Таблица **FDP_SURF** (рис. 4.2.2.1.1) состоит из четырех столбцов: свойства (property), количество (count), пропускная способность (gross capacity), единица измерения (unit).

В столбце свойств прописана следующая информация:

- Operational Environment – операционная среда (суша/шельф);
- Well Clusters – кусты скважин;
- Gathering Booster Pumps – дожимная насосная станция (ДНС);
- Production Processing Plants – установка комплексной подготовки (УКП);
- Injection Booster Pumps – кустовая насосная станция (КНС);
- Water Supply – система водозабора.

В столбцах count и gross capacity Пользователю нужно указать параметры по наземной инфраструктуре. В столбце unit выбрать с помощью выпадающего списка нужные единицы измерения.

FDP_SURF	Property	Count	Gross Capacity	Unit
	Operational Environment	On-shore plane	-	-
	Well Clusters	3	10	qnty
	Gathering Booster Pumps	2	3500	m3/d
	Production Processing Plants	1	10000	m3/d
	Injection Booster Pumps	3	5000	m3/d
	Water Supply	2	5000	m3/d

Рис. 4.2.2.1.1 – Таблица FDP_SURF

4.2.2.2. Дополнительные параметры по проекту разработки FDP_ADD

Таблица **FDP_ADD** (рис. 4.2.2.2.1) состоит из четырех столбцов: свойства (property), значение (value), ед. измерения (unit), комментарий (comment).

В столбце свойств прописана следующая информация:

- Number of Project Producers – количество проектных добывающих скважин;
- Average Initial Oil Production Rate – средний начальный дебит нефти.

В столбце value Пользователю нужно указать значения.

В столбце unit Пользователь может выбрать с помощью выпадающего списка нужные единицы измерения, в столбце comment – оставить комментарии.

FDP_ADD	Property	Value	Unit	Comment
	Number of Project Producers	25	qnty	
	Average Initial Oil Production Rate	50	m3/d	

Рис. 4.2.2.2.1 – Таблица FDP_ADD

4.2.2.3. Параметры по проектным показателям FDP

Таблица **FDP** (рис. 4.2.2.3.1) состоит из следующих параметров, указанных Пользователем:

Date – дата;

N_p – количество добывающих скважин;

N_i – количество нагнетательных скважин;

q_o[↑] – дебит нефти;

q_G[↑] – дебит газа;

q_w[↑] – дебит воды;

q_w[↓] – закачка воды;

<P_e[↑]> – среднее пластовое давление;

<P_{wf}[↑]> – среднее забойное давление.

FDP	Date	N_p	N_i	q_o[↑]	q_G[↑]	q_w[↑]	q_w[↓]	<P_e[↑]>	<P_{wf}[↑]>
	ys	qnty	qnty	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	kPa	kPa
	2004	5	0	25000	1875000	0	0	13000	9000
	2005	5	1	29700	2227500	300	15000	12900	9500
	2006	7	3	28286	2121429	286	50000	12750	9100
	2007	12	5	30083	2256250	1583	75000	12500	8600
	2008	15	5	28500	2137500	1500	100000	12300	8800
	2009	20	5	27900	2092500	2100	120000	12000	9000
	2010	22	8	41818	3136364	3636	150000	12000	8000
	2011	25	8	43200	3240000	4800	175000	11800	7800
	2012	25	10	37400	2805000	6600	200000	11750	7600
	2013	25	10	30400	2280000	7600	245000	10500	7700
	2014	25	10	27000	2025000	9000	250000	10300	7000
	2015	25	11	22100	1657500	11900	300000	10000	6900
	2016	25	11	14000	1050000	14000	320000	10000	6600
	2017	25	11	8800	660000	13200	310000	9500	6800
	2018	25	12	5600	420000	14400	300000	9300	6200
	2019	25	12	3500	262500	10500	300000	9200	6000
	2020	25	12	2000	150000	8000	250000	9000	6000
	2021	25	12	1080	81000	6120	200000	8900	5900
	2022	25	12	780	58500	5220	180000	8700	5800

Рис. 4.2.2.3.1 – Таблица FDP

4.2.3. Параметры объекта

В данном разделе приведено описание листов Asset Summary, Asset Parameters, Asset Diagnostics, Asset Recommendations.

Asset Summary – сведения об обзоре исследуемого объекта;

Asset Parameters – сведения о параметрах исследуемого объекта;

Surface facilities – сведения об инфраструктуре объекта;

Asset Diagnostics – диагностика исследуемого объекта;

Asset Recommendations – рекомендации по исследуемому объекту;

Geological Model – сведения о параметрах пористости и проницаемости.

4.2.3.1. Asset Summary

В листе **Asset Summary** содержится информация о параметрах по:

- запасам и стоимости запасов **RESERV**;
- добыче **PROD**;
- пласту **ROCK**;
- флюиду **FLUID**;
- наземной инфраструктуре **SURF**.

Примечание. Желтым цветом отмечены поля, которые используются в расчетах (должны быть заполнены), голубым – могут быть приняты по умолчанию, либо заполнены после *первого* формирования веб-отчета, белым – не могут быть приняты по умолчанию, расчет может быть произведен без этих значений, фиолетовый – не используется в расчетах в текущей версии.

4.2.3.1.1. Параметры по запасам и стоимости запасов RESERV

Таблица **RESERV** (рис. 4.2.3.1.1.1) состоит из четырех столбцов: свойства (property), значение (value), ед. измерения (unit), комментарий (comment).

В столбце свойств прописана следующая информация:

- STOIP – начальные геологические запасы нефти по исследуемому объекту;
- EUORF – проектный КИН;
- STOIP_vol – начальные геологические запасы конденсированной нефти;
- STGIIP_free – начальные геологические запасы свободного газа (если нет данных, то учитывается только газ, растворенный в нефти, STOIP*Rs);
- EUGRF – проектный КИГ (если нет данных, то берется равным проектному КИН);
- Minimum Per-well Oil Reserves for Drilling – Минимальные запасы нефти на скважину для бурения

В столбце value Пользователю нужно указать значения.

В столбце unit Пользователь может выбрать с помощью выпадающего списка нужные единицы измерения, в столбце comment – оставить комментарии.

RESERV	Property	Value	Unit	Comment
	STOIP	11200000	m3	from MDP
	EUORF	43	%	from MDP
	STOIP_vol		m3	volatile oil reserves
	STGIIP_free		m3	free gas reserves
	EUGRF		%	
	Minimum Per-well Oil Reserves for Drilling		m3	

Рис. 4.2.3.1.1.1 – Таблица RESERV

4.2.3.1.2. Параметры по добыче PROD

Таблица **PROD** (рис. 4.2.3.1.2.1) состоит из четырех столбцов: свойства (property), значение (value), ед. измерения (unit), комментарий (comment).

В столбце свойств указаны:

- Recovery Method – метод разработки;
- Lifting Mechanism – механизм добычи.

В столбце "value" Пользователь может выбрать метод разработки и механизм добычи из выпадающего списка. Если ни один из предложенных методов и механизмов не подходит для исследуемого объекта, Пользователь может указать соответствующую информацию в комментариях.

PROD	Property	Value	Unit	Comment
	Recovery Method	Water flooding	-	In other case fill this
	Lifting Mechanism	ESP	-	In other case fill this

Рис. 4.2.3.1.2.1 – Таблица PROD

Классификация методов разработки:

- Natural Depletion – естественное истощение;
- Water flooding – заводнение;
- Gas flooding – закачка газа;
- WAG flooding – водогазовое воздействие;
- Chemical EOR – химические МУН;
- Other – другое;
- N/A – не установлен.

Классификация механизмов добычи:

- Natural Lift – естественный поток;
- Artifical Gas Lift – искусственный газлифт;
- SRP – ШГН;
- ESP – ЭЦН;
- Hydraulic Pump – гидравлический насос;
- Swab – свабирование;
- Other – другое;
- N/A – не установлен.

4.2.3.1.3. Параметры по пласту ROCK

Таблица **ROCK** (рис. 4.2.3.1.3.1) состоит из четырех столбцов: свойства (property), значение (value), ед. измерения (unit), комментарий (comment).

В столбце свойств прописана следующая информация:

- Deposit Structure – форма залегания;
- Rock Type – тип породы;
- Geological Period – геологический период;
- Depositional Environment – тип осадконакопления;
- Reservoir Homogeneity – однородность;
- Vertical Homogeneity – вертикальная однородность;
- Fault Development – структура разломов;
- Aquifer Type and Strength – тип и сила аквифера;
- Reservoir Gas Conditions – условия газа в пласте;
- Hydrocarbon Reserves Uncertainty – неопределенность запасов углеводородов;
- Average Surface Elevation – альтитуда на участке;
- Net-To-Gross – песчанистость;
- Number of Layers – коэффициент расчлененности;
- Oil Column Thickness – нефтенасыщенная толщина;
- Gas Column Thickness – газонасыщенная толщина;
- Water Column Thickness – водонасыщенная толщина;
- Net Oil Pay Area – площадь нефтеносности;
- Net Gas Pay Area – площадь газоносности;
- Net Pay Area Length (along) – длина продуктивного участка (вдоль);
- Net Pay Area Length (across) – длина продуктивного участка (поперек);
- Aquifer Volume – объём водоносного пласт;
- Initial Formation Pressure – начальное пластовое давление;
- Initial Formation Temperature – начальная пластовая температура;
- Porosity cut-off – отсечка по пористости;
- Shaliness – глинистость;
- Neutral Layer Depth – глубина нейтрального слоя;

- Neutral layer Temperature – температура нейтрального слоя (среднегодовая температура на локации месторождения);
- Average Formation Top – средняя глубина кровли;
- Average Formation Thickness – средняя толщина пласта;
- Effective Formation Porosity – эффективная пористость;
- Pore Compressibility – сжимаемость породы;
- Absolute Permeability – абсолютная проницаемость;
- Vertical-to-Horizontal Perm Ratio – анизотропия;
- Skin-factor – скин фактор;
- Region Thermal Gradient – региональный температурный градиент;
- Hydrostatic Pressure Gradient – градиент гидростатического давления.

В столбце value, unit Пользователь может как вбить вручную, так и выбрать с помощью выпадающего списка нужные показатели и единицы измерения, в столбце comment – оставить комментарии.

ROCK	Property	Value	Unit	Comment
	Deposit Structure	Anticline	-	In other case fill this
	Rock Type	Sandstone	-	In other case fill this
	Geological Period	Cretaceous	-	In other case fill this
	Depositional Environment	Other	-	In other case fill this
	Reservoir Homogeneity	Matrix	-	In other case fill this
	Vertical Homogeneity	Dissected	-	In other case fill this
	Fault Development	Faulted	-	In other case fill this
	Aquifer Type and Strength	N/A	-	In other case fill this
	Reservoir Gas Conditions	Black Oil	-	In other case fill this
	Hydrocarbon Reserves Uncertainty	1P = Proven P90	-	In other case fill this
	Average Surface Elevation	15	m	above sea
	Net-To-Gross	0.827146481	frac	
	Number of Layers	1.5	qnty	
	Oil Column Thickness	22.5	m	
	Gas Column Thickness		m	
	Water Column Thickness	5	m	
	Net Oil Pay Area	1000000	m2	
	Net Gas Pay Area		m2	
	Net Pay Area Length (along)		m	
	Net Pay Area Length (across)		m	
	Aquifer Volume	1000000	m3	
	Initial Formation Pressure	18000	kPa	
	Initial Formation Temperature	55	*C	
	Porosity cut-off	0.1	p.u. (%)	
	Shaliness	5	%	
	Neutral Layer Depth	15	m	TVDss
	Neutral Layer Temperature	10	*C	
	Average Formation Top	1785.23	m	TVDss
	Average Formation Thickness	47.415	m	TVDss
	Effective Formation Porosity	0.155317037	frac	
	Pore Compressibility		1/atm	
	Absolute Permeability	74.70306944	md	
	Vertical-to-Horizontal Perm Ratio	0.1	frac	
	Skin-factor		frac	
	Region Thermal Gradient		*C/100m	
	Hydrostatic Pressure Gradient		atm/100m	

Рис. 4.2.3.1.3.1 – Таблица ROCK

Классификация по форме залегания пласта:

- Anticline – антиклиналь;
- Stratigraphic – стратиграфическая;
- Normal Fault – нормальный разлом;
- Thrust Fault – взброс (сдвиг);
- Other – другое;
- N/A – н/д.

Классификация по типу породы:

- Conglomerates – конгломераты;
- Sandstone – песчаники;
- Siltstone – алевролиты;
- Shales – глины;
- Mudstone – аргиллиты;
- Claystone – глинистые сланцы;
- Argillite – аргиллиты;
- Wackestone – ваакит;
- Packstone – пакстон;
- Grainstone – зернистый известняк;
- Boundstone – баундстон;
- Crystalline Limestone – кристаллизованный известняк;
- Crystalline Dolomite – кристаллизованный доломит;
- Igneous – магматические;
- Metamorphic – метаморфические;
- Other – другое;
- N/A – н/д.

Классификация по геологическому периоду:

- Archean EON – архей, эон;
- Proterozoic EON – протерозой, эон;
- Cambrian – кембрий;
- Ordovician – ордовик;
- Silurian – силур;
- Devonian – девон;
- Carboniferous – карбон;
- Permian – пермь;
- Triassic – триас;
- Jurassic – юра;
- Cretaceous – мел;
- Paleogene – палеоген;
- Neogene – неоген;

- Quaternary – четвертичный;
- Other – другое;
- N/A – н/д.

Классификация по типу осадконакопления:

- Alluvial – аллювиальные;
- Atolian – атолловые;
- Fluvial – речные;
- Lacustrine – озерные (болото);
- Deltaic – дельтовые;
- Tidal – приливные;
- Lagoonal – лагуновые;
- Beach – пляжные;
- Lake – озерные;
- Shallow water marine environment – морские прибрежные;
- Deep water marine environment – морские глубоководные;
- Reef – риф;
- Evaporite – эвапориты;
- Glacial – ледниковые;
- Volcanic – вулканические;
- Other – другое;
- N/A – н/д.

Классификация по однородности коллектора:

- Matrix – однородный пласт (матрица);
- Fissured – микро-трещиноватый;
- Fractured – трещиноватый;
- Faulted – разломы;
- Compartmentalized – расчлененный пласт;
- N/A – н/д.

Классификация по типу и силе аквифера:

- Edge / Poor – боковой / слабый;
- Edge / Strong – боковой / сильный;

- Bottom / Poor – подстилающий / слабый;
- Bottom / Strong – подстилающий / сильный;
- No aquifer – нет аквифера;
- Other – другое;
- N/A – н/д.

Классификация по условиям газа в пласте:

- Black Oil – черная нефть;
- Volatile Oil – летучая нефть;
- Gas Cap – газовая шапка;
- Oil–Rim – нефтяная оторочка;
- Retrograde Gas Condensate – газоконденсат;
- Wet Gas – жирный газ;
- Dry Gas – сухой газ;
- Other – другое;
- N/A – н/д.

Классификация по характеру разломов:

- Faulted – пласт с разломами;
- Compartmentalized – однородные блоки с непроницаемыми разломами;
- Other – другое;
- N/A – н/д.

Классификация по вертикальной однородности:

- Uniform – однородный пласт;
- Dissected – расчлененный пласт;
- Other – другое;
- N/A – н/д.

Классификация по неопределенности запасов УВ представлена по ссылке

<http://nafta.wiki/Hydrocarbon+Reserves+Classification>

4.2.3.1.4. Параметры по флюиду FLUID

Таблица **FLUID** (рис. 4.2.3.1.4.1) состоит из четырех столбцов: свойства (property), в целом (total), ед. измерения (unit), комментарий (comment).

В столбце свойств указаны:

- Solution CGR – содержание конденсата в газе;
- Dew Point Pressure – давление образования конденсата;
- Sulfur Content – содержание серы.

В столбце total, unit Пользователь может как вбить ручную, так и выбрать с помощью выпадающего списка нужные показатели и единицы измерения, в столбце comment – оставить комментарии.

FLUID	Property	Total	Unit	Comment
	Solution CGR		m3/m3	Rv
	Dew Point Pressure	11100	kPa	Pd
	Sulfur Content	0.21	%	

Рис. 4.2.3.1.4.1 – Таблица FLUID

4.2.3.1.5. Параметры по наземной инфраструктуре SURF

Таблица **SURF** (рис. 4.2.3.1.5.1) состоит из пяти столбцов: свойства (property), количество (count), пропускная способность (gross capacity), свободно (free capacity), единица измерения (unit).

В столбце свойств прописана следующая информация:

- Operational Environment – операционная среда (суша/шельф);
- Well Clusters – кусты скважин;
- Gathering Booster Pumps – дожимная насосная станция (ДНС);
- Production Processing Plants – установка комплексной подготовки (УКП);
- Injection Booster Pumps – кустовая насосная станция (КНС);
- Water Supply – система водозабора.

В остальных столбцах Пользователю нужно указать параметры по наземной инфраструктуре.

SURF	Property	Count	Gross Capacity	Free Capacity	Unit
	Operational Environment	On-shore plane	-	-	-
	Well Clusters	3	10	3	qty
	Gathering Booster Pumps	2	3500	1200	m3/d
	Production Processing Plants	1	10000	2000	m3/d
	Injection Booster Pumps	3	5000	1000	m3/d
	Water Supply	2	5000	1000	m3/d

Рис. 4.2.3.1.5.1 – Таблица SURF

4.2.3.2. Asset Parameters

В листе **Asset Parameters** (рис. 4.2.3.2.1) содержится информация о:

- периодах разработки **STAGE**;
- списке микро–моделей **Yw_MOD**;
- значениях дебитов и накопленной добыче по воде и жидкости различных моделей заводнения, например, **EWD, LWD, DWD**.

STAGE	#	Start date	End date	Comment	UMOD	Model	Abbr.	STOIIP	EUORF	H	Use	UFM1	qW	qL	qinj	QW	QL	Qinj
	1	01.03.1961	01.02.1966	Natural Lift		-	-	m3	frac	m	-		m3/d	m3/d	m3/d	m3	m3	m3
	2	01.02.1966	01.12.1986	Starting waterflooding		Edge-Water Drive	EDW	419090	0.663	18	Yes		0	0		0	0	
	3	01.12.1986	01.09.2007	Green production		Liner Water Drive 1	LWD1	419090	0.636	18	Yes		0	45.22		0.1	16505.3	
	4	01.09.2007	01.07.2018	Brown production		Dipole Water Drive	DWD	419090	0.601	18	Yes		0	45.22		0.2	33010.6	
	5	01.07.2018	01.03.2020	Mature production		Linear Water Drive	LWD3	3769800	0.646	18	Yes		0	45.22		0.3	49561.1	
													0	45.22		0.4	66066.4	
													0	45.22		0.4	82571.7	
													0	45.22		0.5	99077	
													0	45.22		0.6	115628	
													0	45.22		0.6	132133	
													0	45.22		0.7	148638	
													0	45.22		0.8	165143	
													0	45.22		1	181694	
													0.07	45.22		10.2	198199	
													10.21	45.22		1509.2	214705	
													23.92	45.22		8708.4	231210	
													29.77	45.22		18933.4	247760	
													32.87	45.22		3055.6	264266	
													35.04	45.22		43075.3	280771	
													36.59	45.22		56234.7	297276	
													37.7	45.22		69889.7	313827	
													38.55	45.22		83851.5	330332	
													39.22	45.22		98082.3	346837	
													39.79	45.22		112532	363343	
													40.29	45.22		127213	379893	
													40.71	45.22		142017	396399	
													41.06	45.22		156956	412904	
													41.38	45.22		172019	429409	
													41.66	45.22		187231	445960	

Рис. 4.2.3.2.1 – Лист Asset Parameters

4.2.3.2.1. Периоды разработки STAGE

Таблица **STAGE** (рис. 4.2.3.2.1.1) состоит из четырех столбцов: номер этапа разработки (#), период этапа (start date, end date), комментарий (comment).

Разделение на этапы производится Пользователем при помощи анализа общих графиков истории разработки объекта и вносится в столбец комментариев.

STAGE	#	Start date	End date	Comment
	1	01.03.1961	01.02.1966	Natural Lift
	2	01.02.1966	01.12.1986	Starting waterflooding
	3	01.12.1986	01.09.2007	Green production
	4	01.09.2007	01.07.2018	Brown production
	5	01.07.2018	01.03.2020	Mature production

Рис. 4.2.3.2.1.1 – Таблица STAGE

4.2.3.2.2. Список пользовательских микро–моделей UMOD

Таблица **UMOD** (рис. 4.2.3.2.2.1) состоит из шести столбцов: название кривой модели (model), аббревиатура (abbr.), начальные геологические запасы нефти (STOIIP), проектный КИН (EUORF), средняя геологическая толщина пласта (H), использовать ли данную модель в расчетах (use).

В столбце model Пользователь указывает модель заводнения, в столбце abbr., соответственно, прописано её сокращение.

С помощью выпадающего списка в столбце use Пользователь может включать (yes) или не включать (no) в анализ одну либо несколько модельных кривых обводненности.

UMOD	Model	Abbr.	STOIIP	EUORF	H	Use
	-	-	m3	frac	m	-
	Edge-Water Drive	EDW	419090	0.663	18	Yes
	Liner Water Drive 1	LWD1	419090	0.636	18	Yes
	Dipole Water Drive	DWD	419090	0.601	18	Yes
	Linear Water Drive	LWD3	3769800	0.646	18	Yes

Рис. 4.2.3.2.2.1 – Таблица UMOD

Примечание: Пользователь может указать любой тип модели заводнения для исследуемого объекта помимо указанных на рисунке 4.2.3.2.2.1.

4.2.3.2.3. Пример заполнения таблицы микромоделирования

Справа таблицы со списком микромоделей (UMOD) расположены отдельные таблицы по каждой модели.

К примеру, рассмотрим модель площадного заводнения EWD, в таблицу которой аналитик должен внести следующие параметры:

q_w – дебит воды;

q_L – дебит жидкости;

q_{inj} – приемистость воды;

Q_w – накопленная добыча воды;

Q_L – накопленная добыча жидкости;

Q_{inj} – накопленная закачка.

UFM1	q_w	q_L	q_{inj}	Q_w	Q_L	Q_{inj}
	m3/d	m3/d	m3/d	m3	m3	m3
	0	0		0	0	
	0	45.22		0.1	16505.3	
	0	45.22		0.2	33010.6	
	0	45.22		0.3	49561.1	
	0	45.22		0.4	66066.4	
	0	45.22		0.4	82571.7	
	0	45.22		0.5	99077	
	0	45.22		0.6	115628	
	0	45.22		0.6	132133	
	0	45.22		0.7	148638	
	0	45.22		0.8	165143	
	0	45.22		1	181694	
	0.07	45.22		10.2	198199	
	10.21	45.22		1509.2	214705	
	23.92	45.22		8708.4	231210	
	29.77	45.22		18933.4	247760	
	32.87	45.22		3055.6	264266	
	35.04	45.22		43075.3	280771	
	36.59	45.22		56234.7	297276	

Рис. 4.2.3.2.3.1 – Пример заполнения таблицы UFM1

Примечание. Данные по дебитам и накопленной добыче воды и жидкости для формирования линий обводненности моделируются на 3D симуляторе.

4.2.3.3. Surface facilities

В листе **Surface facilities** (рис. 4.2.3.3.1) содержится информация о:

- кустовых площадках **Clusters**;
- Групповой замерной установке ГЗУ **Cluster Test Separator**;
- Блоке гребенок БГ **Water Injection Cluster Manifold**;
- Дожимной насосной станции ДНС **Production Separator**;
- Установке комплексной подготовки нефти УКПН **Oil Production Plant**;
- Нефтебаза **Oil Depot**;
- Водораспределительной гребенке ВРГ **Splitter**;
- Кустовой насосной станции КНС **WCPS**;
- Водозаборе **Water Supply**.

4.2.3.3.1. Clusters

Таблица **Clusters** (рис. 4.2.3.3.1.1) состоит из 11 столбцов:

- X, Y – координаты куста;
- producer restriction water – ограничение куста по добыче воды;
- producer restriction oil – ограничение куста по добыче нефти;
- producer restriction gas – ограничение куста по добыче газа;
- injector restriction water – ограничение по закачке воды на кусте;
- injector restriction gas – ограничение по закачке газа на кусте;
- Total slots – сколько всего слотов под скважины на кустовой площадке;
- Production Separator name – название ДНС к которой относится текущий куст;
- Splitter name – название ВРГ к которой относится куст.

Clusters	Name	X	Y	producer rest	producer rest	producer rest	injector restri	injector restri	Total slots	Production S	Splitter name
	-	m	m	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	int	-	-
	K1	7282	9681	0	0	0	0	0	1	ДНС	

Рис. 4.2.3.3.1.1– Таблица Clusters

4.2.3.3.2. Cluster Test Separator

Таблица **Cluster Test Separator** (рис. 4.2.3.3.2.1) состоит из 4 столбцов:

- Name – название ГЗУ к которой относятся скважины на кустовой площадке;
- X, Y – ГЗУ;
- Clusters name – название куста.

Cluster Test Separator	Name	X	Y	Clusters name
	-	m	m	-
	ГЗУ К1	7282	9681	К1

Рис. 4.2.3.3.2.1 – Таблица Cluster Test Separator

4.2.3.3.3. Water Injection Cluster Manifold

Таблица **Water Injection Cluster Manifold** (рис. 4.2.3.3.3.1) состоит из 4 столбцов:

- Name – название БГ к которой относятся скважины на кустовой площадке;
- X, Y – координаты БГ;
- Clusters name – название куста.

Water Injection Cluster	Name	X	Y	Clusters name
	-	m	m	-
	БГ К4	7631	9451	К4

Рис. 4.2.3.3.3.1– Таблица Water Injection Cluster Manifold

4.2.3.3.4. Production Separator

4.2.3.3.5. Oil Production Plant

Таблица **Oil Production Plant** (рис. 4.2.3.3.5.1) состоит из 4 столбцов:

- Name – название УКПН к которой ДНС;
- X, Y – координаты УКПН;
- Oil Depot name – название нефтебазы.

Oil Production Plant	Name	X	Y	Oil Depot name
	-	m	m	-
	УКПН	10199	10131	

Рис. 4.2.3.3.5.1– Таблица Oil Production Plant

4.2.3.3.6. Oil Depot

Таблица **Oil Depot** (рис. 4.2.3.3.6.1) состоит из 3 столбцов:

- Name – название Нефтебазы к которой относится УКПН;
- X, Y – координаты Нефтебазы;

Oil Depot	Name	X	Y
	-	m	m
	Oil Depot 1	8532	8641

Рис. 4.2.3.3.6.1– Таблица Oil Depot

4.2.3.3.7. Splitter

Таблица **Splitter** (рис. 4.2.3.3.7.1) состоит из 4 столбцов:

- Name – название ВРГ к которой КНС;
- X, Y – координаты ВРГ;
- WCPS name – название КНС.

Splitter	Name	X	Y	WCPS name
	-	m	m	-
	ВРГ	8532	8641	КНС

Рис. 4.2.3.3.7.1– Таблица Splitter

4.2.3.3.8. WCPS

Таблица **WCPS** (рис. 4.2.3.3.8.1) состоит из 4 столбцов:

- Name – название КНС к которой водозабор;
- X, Y – координаты КНС;
- Production Separator name – название ДНС к которой относится КНС;
- Water Supply name – название водозабора к которой относится КНС.

WCPS	Name	X	Y	Production Separator name	Water Supply name
	-	m	m	-	-
	КНС	8618	8641	ДНС	Водозабор

Рис. 4.2.3.3.8.1– Таблица WCPS

4.2.3.3.9. Water Supply

Таблица **Water Supply** (рис. 4.2.3.3.9.1) состоит из 4 столбцов:

- Name – название водозабора;
- X, Y – координаты водозабора;
- restriction liquid – ограничение по воде на водозаборе.

Water Supply	Name	X	Y	restriction liquid
	-	m	m	
	Водозабор	8708	8641	0

Рис. 4.2.3.3.9.1– Таблица Water Supply

4.2.3.4. Asset Diagnostics

В листе **Asset Diagnostics** представлена таблица по диагностике объекта (рис. 4.2.3.4.1), которая заполняется Пользователем вручную.

Диагностики (Diagnostics) и обоснования (Justification) пишутся по ряду параметров:

Oil Depletion (MDP) – выработка нефти (по проекту разработки объекта);

Drainable Oil Reserves – дренируемые запасы нефти;

Non-drainable Oil Reserves – недренируемые запасы нефти;

Profitable Oil Reserves – рентабельные запасы нефти;

Non-profitable Oil Reserves – нерентабельные запасы нефти;

Reserves Energy – энергетика запасов;

Water Production Profile – профиль притока воды;

Gas Production Profile – профиль притока газа;

Injection Performance – эффективность закачки;

Productivity Index – коэффициент продуктивности. Injectivity Index

Well Status & Conditions – состояние скважины.

ASSET	#	Diagnostics Chapter	Diagnostics	Justification
	1	Oil Depletion (MDP)		
	2	Drainable Oil Reserves		
	3	Non-drainable Oil Reserves		
	4	Profitable Oil Reserves		
	5	Non-profitable Oil Reserves		
	6	Reserves Energy		
	7	Water Production Profile		
	8	Gas Production Profile		
	9	Injection Performance		
	10	Productivity Index		
	11	Injectivity Index		
	12	Well Status & Conditions		

Рис. 4.2.3.4.1 – Таблица ASSET

4.2.3.5. Asset Recommendations

Таблица **A.RECOM** (рис. 4.2.3.5.1) разделена на рекомендации по повышению нефтеотдачи пластов (Production enhancement), полевым исследованиям (Surveillance), доизучению (Study) и состоит из четырех столбцов: мероприятия (Activity), задачи (Objectives), обоснование (Justifications), рекомендации (Recommendations).

ПНП (Production enhancement):

1. Infill drilling – уплотняющее бурение;

- 1.1. Production infilling – уплотняющее бурение доб. скважины;
- 1.2. Injection infilling – уплотняющее бурение наг. скважины;

2. Reservoir WO – мероприятия в пласте;

- 2.1. Productivity workover (Stimulation/Reperforation/Radial drilling/frac) – восстановление продуктивности (Стимуляция/Дострел/Радиальное бурение/ГРП);
- 2.2. Water shut-off – ремонтно-изоляционные работы;
- 2.3. Add perforations to the new reservoirs – перфорация новых пластов (дострел);
- 2.4. Conversions – переводы скважин:
 - prod → injection – добывающая → нагнетательная;
 - injection → prod – нагнетательная → добывающая.

3. Production targets – режимы добычи;

- 3.1. Production lift setting – регулировка параметров добычи;
- 3.2. Injection chokes – штуцирование нагнетательных скважин;
- 3.3. Recompletion Workover – замена подземного оборудования;

4. Integrity workover – ремонт по восстановлению герметичности скважин;

- 4.1. Completion WO – ремонт подземного оборудования;
- 4.2. Casing WO – капитальный ремонт обсадной колонны

5. Surface facilities – поверхностная инфраструктура;

- 5.1. Production gathering: Cluster, Separator, Booster – система сбора: куст, сепаратор, дожимной насос;
- 5.2. Water injection: Cluster, Booster – закачка воды: куст, кустовой насос.

Полевые исследования (Surveillance):

- 6. Single-well pressure test – однокважинное ГДИ;
- 7. Cross-well interference – межскважинное гидропрослушивание;

8. Production Cased-Hole Logging – ПГИ профиля потока на обсаженной колонне
9. Integrity Cased-Hole Logging – ПГИ обсадной колонны на герметичность.

Доизучение (Study):

10. Exploration drilling – поисково-разведочное бурение;
11. Core study – керновые исследования;
12. PVT Study – исследование свойств флюида;
13. Well-by-Well analysis – дифференциальный анализ (Prime).

A.RECOM	#	Activity	Objectives	Recommendations	Justifications
		Production enhancement			
	1	Infill drilling			
	1.1.	Production infilling	Accelerate production in drainable oil reserves area; Involvement of non-drainable oil reserves		
	1.2.	Injection infilling	Formation pressure increasing in low pressure area		
	2	Reservoir WO			
	2.1.	Productivity workover (Stimulation/Reperforation/Radial drilling/frac)	Increase well productivity		
	2.2.	Water shut-off	Decrease thief water production / injection		
	2.3.	Add perforations to the new reservoirs	Increase sweep efficiency		
	2.4.	Conversions	-		
		- prod → injection	Increase formation pressure		
		- injection → prod	Involvement of non-drainable oil reserves		
	3	Production targets			
	3.1.	Production lift setting	Change production rate		
	3.2.	Injection chokes	Change injection rate		
	3.3.	Recompletion Workover	Change production/injection rate in wider range		
	4	Integrity workover			
	4.1.	Completion WO			
	4.2.	Casing WO			
	5	Surface facilities			
	5.1.	Production gathering: Cluster, Separator, Booster			
	5.2.	Water injection: Cluster, Booster			
		Surveillance			
	6	Single-well pressure test			
	7	Cross-well interference			
	8	Production Cased-Hole Logging			
	9	Integrity Cased-Hole Logging			
		Study			
	10	Exploration drilling			
	11	Core study			
	12	PVT Study			
	13	Well-by-Well analysis (Prime)			

Рис. 4.2.3.5.1 – Таблица A.RECOM

4.2.3.6 Страница пользовательской настройки модели фиттинга пористости и проницаемости Geological Model

Таблица **Geological Model** (рис. 4.2.3.6.1) состоит из девяти столбцов: название пласта (Form. Unit), название кривой модели (model), сглаживание (smoothing), проницаемость (k1, k2), настраиваемые параметры модели (m1, m2, b), размер окна для сглаживания (Window Size).

С помощью выпадающего списка в столбце model Пользователь может выбрать необходимую модель для фиттинга:

Dual-component power law – двухкомпонентная степенная модель проницаемости;

Power law – степенная модель проницаемости;

Exponential – экспоненциальная модель проницаемости.

POROPERM	Form. Unit	Model	Smoothing	k1	m1	k2	m2	b	Window Size
				-	-	-	-	-	-
		Dual-component power law	No						
		Power law	No						
		Exponential	No						

Рис. 4.2.3.6.1– Таблица Geological Model

4.2.4. Параметры скважин

В данном разделе приведено описание листов Well Parameters, Well Models, Well Interventions, Well Interventions Forecast, Planned Interventions, Well Diagnostics, Well Surveys, Hydrodynamic Logging, Well Drilling, Well Inclinometry, Well Trajectory.

Well Parameters – сведения о скважинных параметрах исследуемого объекта;

Well Models – параметры моделей по скважинам;

Well Interventions – сведения о проделанных ремонтных работах, геофизических и промысловых исследований на скважинах объекта;

Well Interventions Forecast – детальные сведения о проведенных ГТМ на скважинах объекта;

Planned Interventions – сведения о запланированных ГТМ на скважинах объекта;

Well Diagnostics – диагностика по каждой скважине исследуемого объекта;

Well Surveys – сведения о проведенных исследованиях на скважинах объекта;

Hydrodynamic Logging – сведения о проведенных ГДИ на скважинах объекта;

Well Drilling – сведения о планируемых новых скважинах объекта;

Well Inclinometry – сведения об инклинометрии скважин объекта;

Well Trajectory – сведения о траектории скважин объекта.

4.2.4.1. Well Parameters

Лист **Well Parameters** содержит в себе таблицу с параметрами по каждой скважине объекта **PROPS** (рис. 4.2.4.1.1):

- Well ID – номер скважины;
- Well Type – тип скважины (добывающая/нагнетательная/наблюдательная);
- Current Status – текущий статус;
- Current Status Date – дата установления текущего статуса (дд.мм.гггг);
- MDT – результат давления полученный после проведения MDT;
- MDT Date – дата проведения MDT;
- Cluster – куст на котором находится скважина;
- Parent Well – материнская скважина (основной ствол), для ЗБС/ЗБГС.

PROP		Well ID	Well Type	Current Status	Current Status Date	MDT	MDT Date	Cluster	Parent Well
	-	-	-	-	dd.mm.yyyy	atm	dd.mm.yyyy	-	
	1	OP-1ST	Producer	On stream	01.01.2011			K1	OP-1
	2	OP-2	Producer	P&A	01.01.2011			K2	
	3	OP-3	Producer	Converted	01.01.1998			K2	
	4	OP-4	Injector	On stream	01.01.1998			K2	
	5	OP-5	Injector	Put on conservation	01.01.2021			K1	
	6	OP-6	Injector	Shifted	01.01.1977			K1	

Рис. 4.2.4.1.1 – Таблица PROPS

Классификация статуса скважины:

On stream – в работе;

Shifted – перевод на другой пласт или объект;

Monitor well – в наблюдении;

Converted – переведена;

P&A – ликвидирована;

Put on conservation – консервирована.

4.2.4.2. Well Models

В листе Well Models (рис. 4.2.4.2.1) содержится поскважинная информация о:

- прогнозных параметрах диагностики выработки **RES.DIAG**;
- параметрах модели индикаторных кривых **IPR**;
- параметрах модели продуктивности скважин **PI**;
- параметрах модели материального баланса **MBAL**.

Пользователь может обновить свои знания о правильности заполнения данных в таблицах RES.DIAG и IPR, PI, MBAL перейдя к разделу 4.2.1.2.

В этом разделе содержится подробное описание этих таблиц, что позволяет Пользователю повторно ознакомиться с необходимой информацией.

RES.DIAG	Well ID	Model	Show	Forecast Priority	Training Start	Training Finish	Valid. Start	Valid. Finish	qL	Pwf	Jt	GOR/Rs	Pwf_cut-of	Drain. Oil Mo	Profit. Oil Mo	Single Auto Training
	OP-1	DCA (Arps-Hyp)	Yes	Yes	01.01.2017	01.01.2020	01.02.2020	01.04.2022	m3/d	atm	cmd/atm	frac	atm	m3	m3	Yes
	OP-1	WOR (FracFlow)	Yes	No	01.04.2019	01.06.2021	01.06.2021	01.05.2022								Yes
	OP-1	WOR (Linear)	Yes	No	01.04.2019	01.06.2021	01.06.2021	01.05.2022								Yes
	OP-1	Pe (Linear)	Yes	No	01.10.2018	01.07.2020	01.07.2020	01.05.2022								Yes
	OP-1	Pe (Log)	Yes	No	01.10.2018	01.07.2020	01.07.2020	01.05.2022								Yes
	OP-2	DCA (Arps-Hyp)	Yes	Yes	01.06.2021	01.09.2021	01.09.2021	01.09.2022								Yes
	OP-2	WOR (FracFlow)	Yes	No	01.01.2016	01.02.2017	01.02.2017	01.02.2018								Yes
	OP-2	WOR (Linear)	Yes	No	01.01.2016	01.02.2017	01.02.2017	01.02.2018								Yes
	OP-2	Pe (Linear)	Yes	No	01.06.2021	01.09.2021	01.09.2021	01.09.2022								Yes
	OP-2	Pe (Log)	Yes	No	01.06.2021	01.09.2021	01.09.2021	01.09.2022								Yes
IPR	Well ID	Model	Show	Training Start	Training Finish	Pe	a	qO max	Wells	Color						
				dd.mm.yyyy	dd.mm.yyyy	atm	-	m3/d	-	-						
	OP-1	IPR	Yes	01.06.2021	01.09.2021				old	red						
	OP-2	IPR	Yes	01.01.2016	01.04.2016				old	blue						
		IPR	Yes						old	purple						
		IPR	Yes						old	red						
		IPR	Yes						old	blue						
		IPR	Yes						old	purple						
PI	Well ID	Model	Show	Training Start	Training Finish	Valid. Start	Valid. Finish	skin								
				dd.mm.yyyy	dd.mm.yyyy	dd.mm.yyyy	dd.mm.yyyy	frac								
	OP-1		Yes	10.1.2018	7.1.2020	01.07.2020	5.1.2022									
	OP-2		Yes	01.06.2021	9.1.2021	9.1.2021	9.1.2022									
			Yes													
			Yes													
MBAL	Well ID	Model	Show	Training Start	Training Finish	Valid. Start	Valid. Finish	Pi	Vφ							
				dd.mm.yyyy	dd.mm.yyyy	dd.mm.yyyy	dd.mm.yyyy	atm	m3							
	OP-1	Mbal	Yes	10.1.2018	7.1.2020	01.07.2020	5.1.2022									
	OP-2	Mbal	Yes	01.06.2021	9.1.2021	9.1.2021	9.1.2022									
		Mbal	Yes													
		Mbal	Yes													

Рис. 4.2.4.2.1 – Лист Well Models

4.2.4.3. Well Interventions

Таблица интервенций по скважинам **INTRV** (рис. 4.2.4.3.1) состоит из 6 столбцов:

- Well ID – номер скважины;
- Date – дата проведенного геолого–технического мероприятия (ГТМ);
- Interventions – ГТМ:
 - Drilling – бурение;
 - Put on stream – запуск в работу;
 - Perforating – перфорация;
 - Sidetracking – ЗБС, ЗБГС;
 - Water shut-off – РИР;
 - Gas shut-off – РИР;
 - P&A – ликвидация;
 - Put on conservation – в консервации;
 - Converting to Injection – перевод в нагнетание;
 - Converting to Injection – перевод в добычу;
 - Move to other Layer – переход на другой пласт/горизонт (ПВЛГ/ПНЛГ)
 - Start flowing –
 - PLT – ПГИ;
 - РТА – ГДИ;
 - Repairing – изоляция;
 - Fracturing – ГРП;
 - Shut-in due to technical reasons – остановка по техническим причинам;
 - Shut-in due to high watercut – остановка по высокой обводненности;
 - Other – другое.
- Type – тип ГТМ: инвазивный (Invasive) / исследование (Survey);
- Interval – интервал проделанного ГТМ в пласте;
- Description – описание работ.

Примечание. К инвазивному типу работ относятся все виды ГТМ, которые существенно влияют на повышение продуктивности скважины.

INTRV	#	Well ID	Date	Interventions	Type	Top (MD)	Bottom (MD)	Description
	-	-	dd.mm.yyyy	-	-	m	m	-
	1	OP-2	1.1.1989	Drilling	Invasive	1796.00	1802.00	Первичная перфорация
	2	OP-2	1.1.1989	Drilling	Invasive	1812.00	1826.00	Первичная перфорация
	3	OP-2	1.1.1990	Water shut-off	Invasive	1794.00	1806.00	РИР
	4	OP-4	1.1.1990	Fracturing	Invasive	1790.00	1802.00	ГРП на глубине пласта A2 (MD)
	5	OP-4	1.1.1992	P&A	Invasive	-	-	Ликвидация
	6	OP-2	1.1.1992	P&A	Invasive	-	-	Ликвидация
	7	OP-3	1.1.1996	Perforating	Invasive	1812.00	1828.00	Перфорация на A1
	8	OP-7	1.1.1997	Converting to Injection	Invasive	-	-	Перевод под закачку
	9	OP-9	1.1.2004	Stimulating	Invasive	1955.00	1958.00	Стимуляция
	10	OP-12	1.1.2004	PLT	Survey			ПГИ

Рис. 4.2.4.3.1– Таблица INTRV

4.2.4.4. Well Interventions Forecast

Таблица интервенций по скважинам **INTRV.FRC** (рис. 4.2.4.4.1) состоит из 12 столбцов:

- Well ID – номер скважины;
- Intervention Type – ГТМ (Fracturing – ГРП, Move to other Layer – ПВЛГ, Perforating – перфорация, Sidetracking – ЗБС);
- Form. Unit – название пласта;
- Top(MD) – кровля пласта;
- Bottom(MD) – подошва пласта;
- q0 – прогнозный стартовый дебит нефти;
- b – параметр модели ARPS;
- OR – ОИЗ;
- Yw – прогнозная обводненность;
- J – прогнозная продуктивность;
- Xf – ширина трещины ГРП;
- Hf – высота трещины ГРП.

Well ID	Intervention Type	Form. Unit	Top(MD)	Bottom(MD)	q0	b	OR	Yw	J	Xf	Hf
-	-	-	m	m	m3/d	frac	m3	%	cmd/atm	m	m
OP-2	Fracturing	B	1810	1830						19.2958	12
OP-2	Fracturing	D	1950	1975						22.5797	12
OP-3	Fracturing	B	1812	1835						18.5072	12

Рис. 4.2.4.4.1 – Таблица INTRV.FRC

4.2.4.5. Well Diagnostics

В разделе **Well Diagnostics** представлена таблица диагностики **ASSET** (рис. 4.2.4.5.1) каждой скважины объекта по ряду параметров:

- Well ID – номер скважины;
- Formation Units – пласты;
- Diagnostics Chapter – главы диагностик;
- Justification – обоснование;
- Recommendations (Surveys) – рекомендации по исследованиям
- Justification (Surveys) – обоснование по исследованиям (по мероприятиям));
- Recommendations (WO) – рекомендации по мероприятиям;
- Justification (WO) – обоснование по мероприятий;

В этой таблице Пользователь может добавить свои рекомендации и обоснования после анализа диагностических метрик по объекту.

ASSET	#	Well ID	Formation Units	Diagnostics Chapter	Diagnostics	Justification	Recommendations (Surveys)	Justification (Surveys)	Recommendations (WO)	Justification (WO)
	1	OP-1	B	Oil Depletion (MDP)						
	2	OP-1	D	Drainable Oil Reserves						
	3	OP-1	B	Oil Depletion (MDP)						
	4	OP-1	D	Profitable Oil Reserves						
	5	OP-1	B	Non-profitable Oil Reserves						
	6	OP-1	D	Reserves Energy						
	7	OP-1	B	Water Production Profile						
	8	OP-1	D	Gas Production Profile						
	9	OP-1	B	Injection Performance						
	10	OP-1	D	Productivity Index						
	11	OP-1	B	Injectivity Index						
	12	OP-1	D	Well Status & Conditions						

Рис. 4.2.4.5.1– Таблица ASSET

4.2.4.6. Well Surveys

В разделе **Well Surveys** представлены таблицы проведенных исследований на скважинах объекта **PLT** (рис. 4.2.4.6.1) и РТА (рис. 4.2.4.6.2).

Таблица проведенных ПГИ по скважинам **PLT** (рис. 4.2.4.6.1) состоит из 11 столбцов:

- Well ID – номер скважины;
- Date – дата проведения исследования;
- Form. Unit – название пласта;
- Top (MD) – кровля интервала;
- Bottom (MD) – подошва интервала;
- qO – приток нефти по результатам исследования;
- qW – приток воды по результатам исследования;
- qG – приток газа по результатам исследования;
- Casing condition – состояние колонны (Intact – герметичная, Leaky – негерметичная);
- Annular circulation – заколонная циркуляция (да/нет);
- Comments – комментарии.

PLT	Well ID	Date	Form. Unit	Top (MD)	Bottom (MD)	qO	qW	qG	Casing condition	Annular circulation	Comments
	-	dd.mm.yyyy	-	m	m	m3/d	m3/d	m3/d	-	-	-
	OP-10	16.07.2008	F	1755.8	1756.8	1.351	0.049		Intact	No	
	OP-10	23.04.2012	B	1733.8	1735	1.30317	0.67133		Intact	No	
	OP-10	23.04.2012	F	1755.2	1757.5	2.32683	1.19867		Intact	No	
	OP-9	25.03.1987	G	1715.2	1716.8	10.45	0.55		Intact	No	
	OP-9	23.09.1987	G	1714.8	1717.2	9.8	0.2		Intact	No	
	OP-9	29.11.1990	G	1715.6	1717.2	0	0		Intact	No	до замера скважина простаивала
	OP-9	26.02.1997	G	1714.8	1716.4	0	0		Intact	No	интервалом перфорации, доходит до глубины 1719 м. Нарушение герметичности
	OP-9	19.10.2005	B	1683	1683.8	2.142	0.714		Intact	No	
	OP-9	19.10.2005	G	1716	1716.8	2.358	0.786		Intact	No	
	OP-9	19.04.2006							Leaky	No	негерметичность НКТ
	OP-9	11.07.2008	B	1683.6	1684	1.488	0.496		Intact	No	
	OP-9	11.07.2008	G	1713	1717.2	4.512	1.504		Intact	Yes	жидкости по пласту с глубины 1726 м к интервалу перфораций. ЭК герметична.

Рис. 4.2.4.6.1– Таблица PLT

Таблица проведенных гидродинамических исследований по скважинам **РТА** (рис. 4.2.4.6.2) состоит из 23 столбцов:

- Well ID – номер скважины;
- Type Survey – тип исследования (КВУ, КПД, КВД);
- Date – дата проведения исследования;
- Form. Unit – название пласта;
- qL – дебит жидкости;
- Pe – пластовое давление;
- J – продуктивность;
- Vdrain – объем дренируемой жидкости;
- Rdra – радиус дренирования;
- Skin – скин-фактор;
- k – проницаемость;
- kh – проводимость;
- σ – гидропроводность;
- Xf – ширина трещины;
- L – длина трещины;
- Comments – комментарии;
- ϕ – пористость;
- rw – радиус скважины;
- h – мощность интервала перфорации (исследования);
- Fluid type – тип флюида;
- B – объемный коэффициент;
- μ – вязкость;
- Ct – сжимаемость.

РТА	Well ID	Type Survey	Date	Form. U	qL	Pe	J	Vdrain	Rdra	Skin	k	kh	σ	Xf	L	omm	ϕ	rw	h	Fluid t	B	μ	ct
	-	-	dd.mm.yyyy	-	m ³ /d	atm	cmd/atm	m ³	m	frac.	mD	mD*m	mD-m/cF	m	m	-	frac.	m	m	-	m ³ /sm ³	cP	atm ⁻¹
	OP-3	КВУ	31.07.2007		11	116.1	0.208		138	-0.68	5.5		0.905										
	OP-1	КПД	11.06.2017		0	264.2	0.31			-2.08	4.1		2.09										
	OP-3	КВД	26.01.2022		8	34	0.64			-1.7			89						4.6	Нефть			
	OP-3	КВУ	31.07.2007		11	115.2	0.206		263	-0.68	7.9		0.899										

Рис. 4.2.4.6.2– Таблица РТА

4.2.4.7. Hydrodynamic Logging

В разделе **Hydrodynamic Logging** представлена таблица проведенных ГДК на скважинах объекта (рис. 4.2.4.7.1). В ней задаются следующие параметры:

- Well ID – номер (имя) скважины;
- Form. Unit – название пласта, на который бурится скважина;
- Top (TVD) – отметка кровли пласта по а.о.;
- Bot (TVD) – отметка подошвы пласта по а.о.;
- Top (MD) – отметка кровли пласта по стволу;
- Bot (MD) – отметка подошвы пласта по стволу;
- Pe – замеренное пластовое давление;
- Sw – водонасыщенность;
- dPcf – разность давления ЗКЦ;
- Pwf min – минимально допустимое забойное давление;
- Perforated – перфорация (да/нет).

Well ID	Form. Unit	Top (TVD)	Bot (TVD)	Top (MD)	Bot (MD)	Pe	sw	dPcf	Pwf min	Perforated
-	-	m	m	m	m	atm	frac	kPa/m	atm	-
OP-1	B	1820	1840	2100	2135	264	0.19			да

Рис. 4.2.4.7.1– Таблица Hydrodynamic Logging

4.2.4.8. Well Drilling

В разделе **Well Drilling** представлена таблица запланированных скважин **WELLS** (рис. 4.2.4.8.1).

В ней задаются следующие параметры:

- Well ID – номер (имя) скважины;
- Well Type – тип скважины (Producer – добывающая, Injector – нагнетательная, Monitor well – пьезометрическая);
- Form. Unit – название пласта, на который бурится скважина;
- X1, Y1 – координаты точки входа скважины в целевой пласт;
- X2, Y2 – координаты забоя скважины;
- Fracturing – ГРП после бурения (да/нет).

WELLS	Well ID	Well Type	Form. Unit	X1	Y1	X2	Y2	Fracturing
	-	-	-	m	m	m	m	-
	OP-20	Monitor well	B	1234	1234	1234	1234	Yes

Рис. 4.2.4.8.1 – Таблица WELLS

4.2.4.9. Well Inclinometry

В разделе **Well Inclinometry** представлена таблица с инклинометрией скважин (рис. 4.2.4.9.1).

В ней 5 столбцов со следующими параметрами:

- Well ID – номер (имя) скважины;
- Depth – глубина замера;
- Slant – угол наклона;
- Azimuth – азимут;
- Magnetic declination – магнитное склонение.

WELLS	Well ID	Well Type	Form. Unit	X1	Y1	X2	Y2	Fracturing
	-	-	-	m	m	m	m	-
	OP-20	Monitor well	B	1234	1234	1234	1234	Yes

Рис. 4.2.4.9.1 – Таблица Well Inclinometry

4.2.4.10. Well Trajectory

В разделе **Well Trajectory** представлена таблица с инклинометрией скважин (рис. 4.2.4.10.1). В ней 5 столбцов со следующими параметрами:

- Well ID – номер (имя) скважины;
- X – координата X;
- Y – координата Y;
- Depth (MD) – глубина замера по стволу;
- Depth (TVD) – глубина замера по а.о.

Well ID ▾	X ▾	Y ▾	Depth(MD) ▾	Depth(TVD) ▾
-	m	m	m	m

Рис. 4.2.4.10.1 – Таблица Well Trajectory

4.2.5. Приложения Пользователя

В данном разделе приведено описание листов Maps.1, Cross-sections.1, PRESENTATION.

Maps. 1 – представлена карта по исследуемому объекту;

Cross-sections. 1 – представлен разрез по исследуемому объекту;

PRESENTATION – таблица с названиями листов, из которых будет создана презентация.

4.2.5.1. Maps. 1

В лист **Maps. 1** можно подгружать пользовательские карты (рис. 4.2.5.1.1).

В таблице **TITLE** Пользователю необходимо внести название карты.

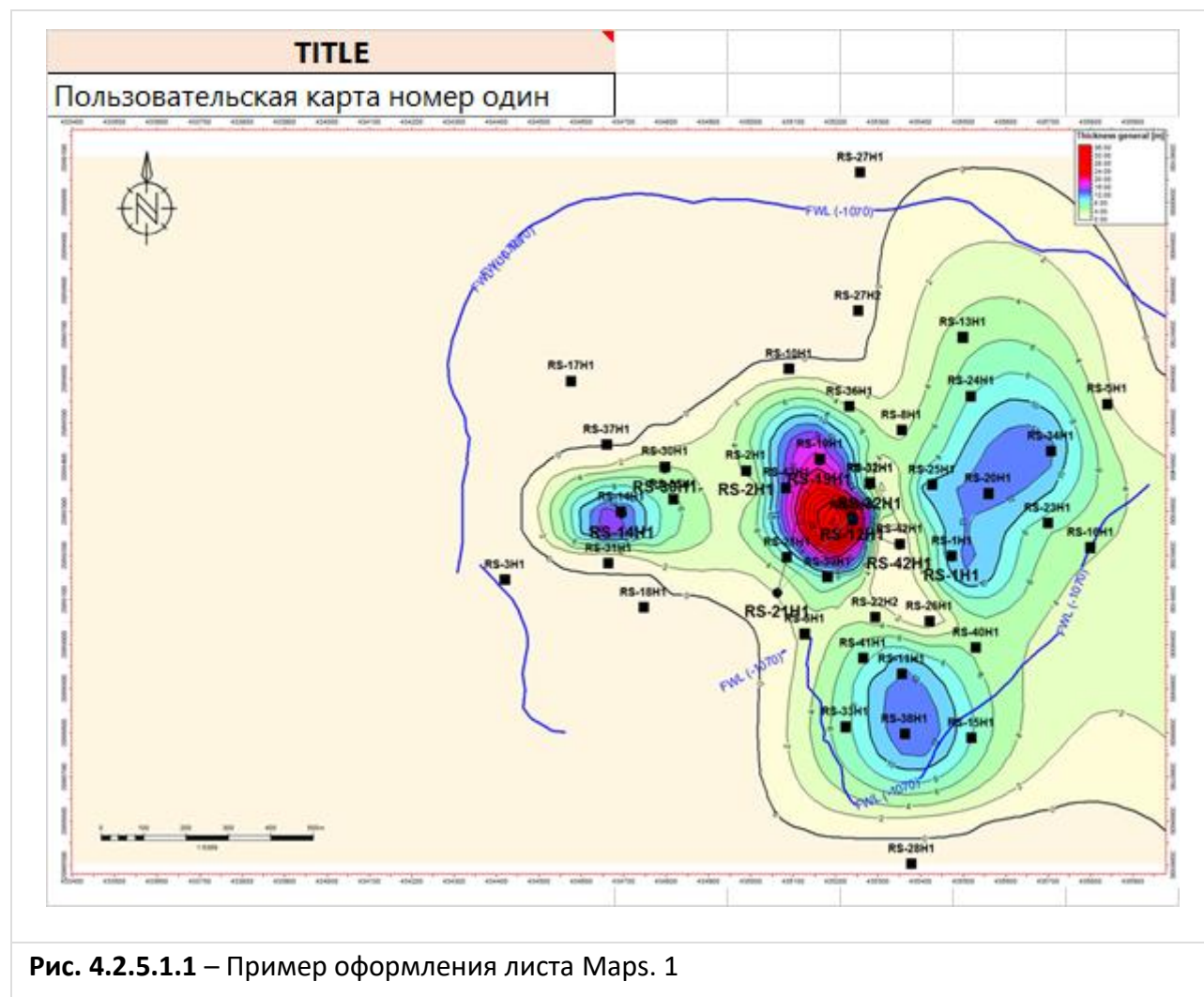


Рис. 4.2.5.1.1 – Пример оформления листа Maps. 1

Примечание. Пользователь имеет возможность создавать дополнительные листы в Excel-файле для добавления изображений с различными типами карт. Чтобы обеспечить упорядоченность и структурированность, рекомендуется нумеровать каждый лист, добавляя точку между словом «Maps» и номером листа. Это поможет легко отслеживать порядок и связь между различными типами карт.

4.2.5.2. Cross-sections. 1

В листе **Cross-sections. 1** Пользователь может подгрузить рисунок с разрезом объекта (рис. 4.2.5.2.1).

В таблице **TITLE** Пользователю необходимо внести название рисунка с разрезом.

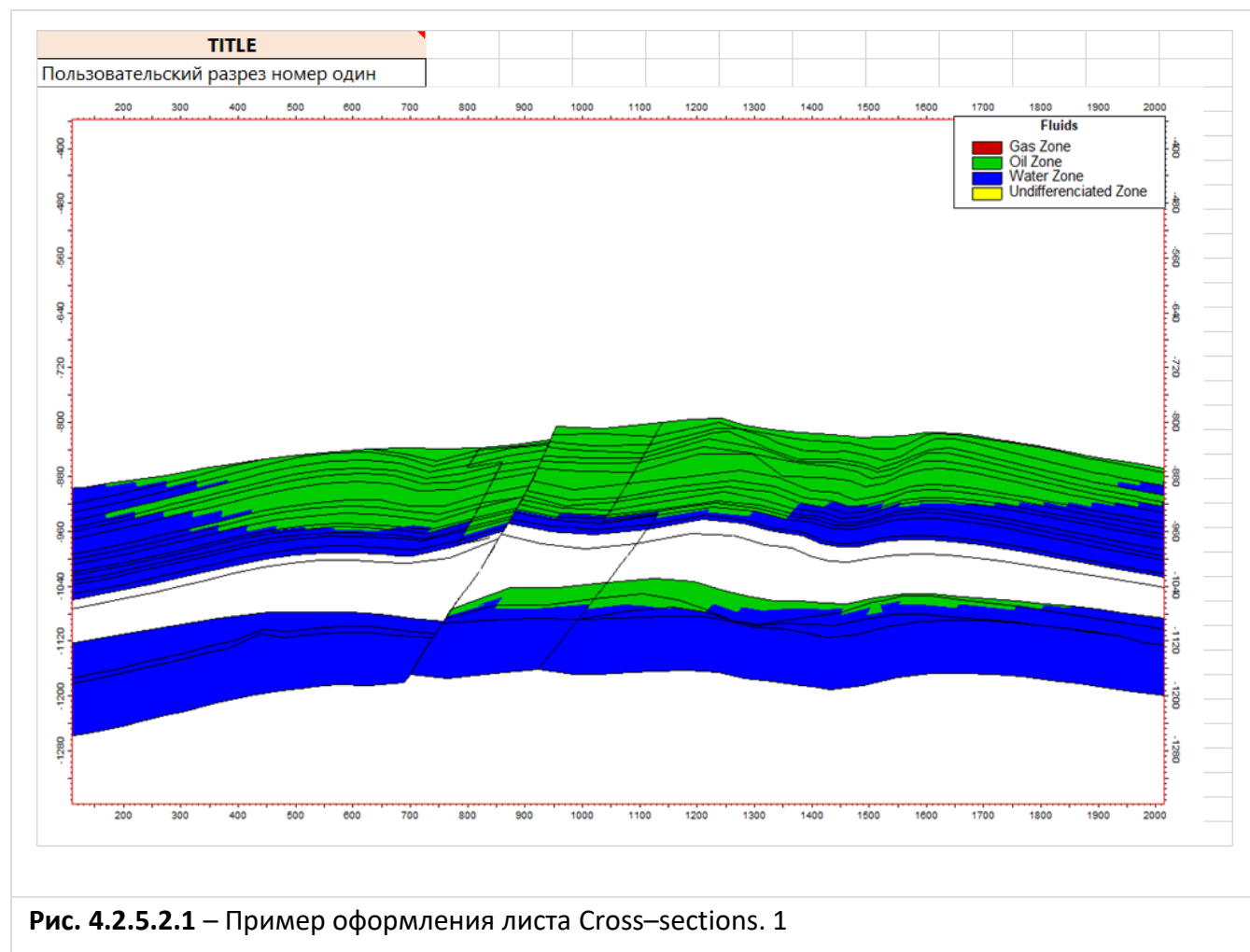


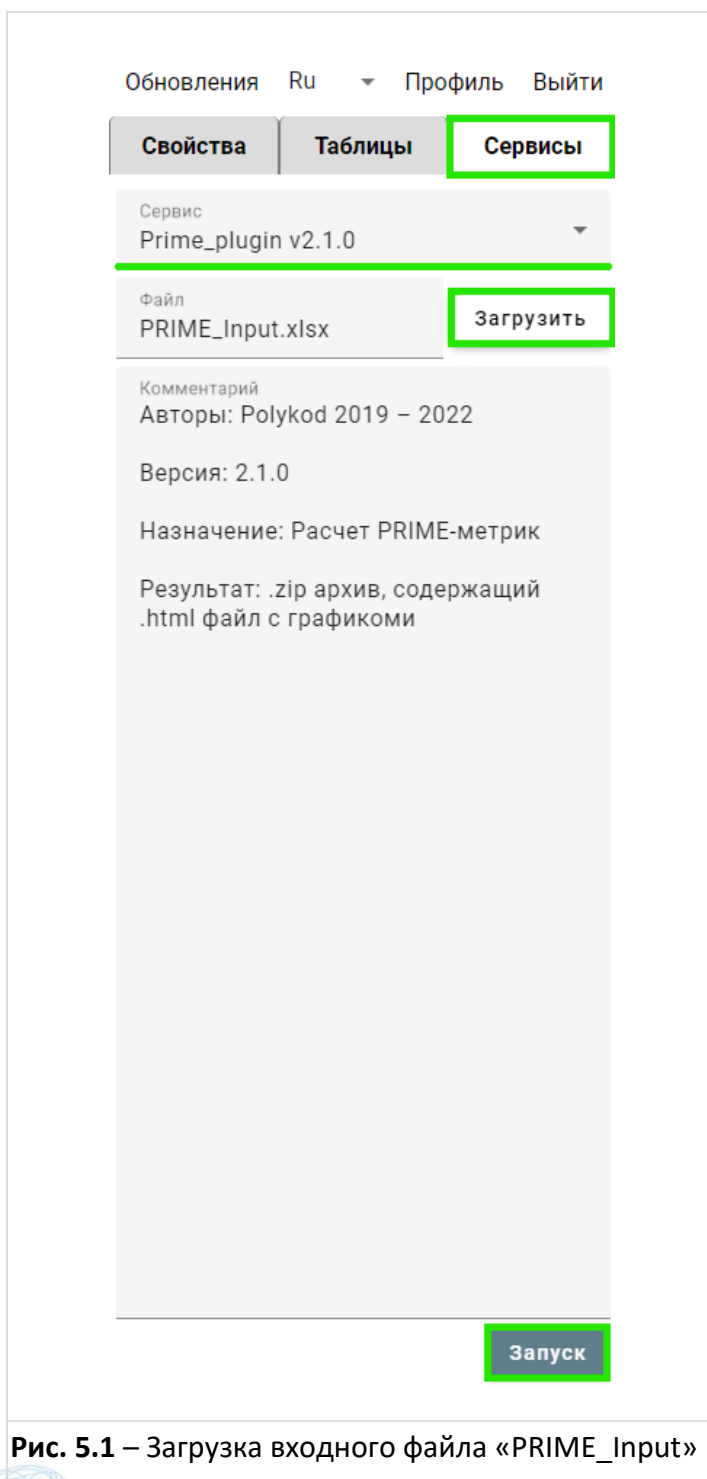
Рис. 4.2.5.2.1 – Пример оформления листа Cross-sections. 1

Примечание. Пользователь имеет возможность создавать дополнительные листы в Excel-файле для добавления изображений с различными типами разрезов. Чтобы обеспечить упорядоченность и структурированность, рекомендуется нумеровать каждый лист, добавляя точку между словом «Cross-sections» и номером листа. Это поможет легко отслеживать порядок и связь между различными типами разрезов.

5. Генерация Прайм–отчета

Последним шагом является генерация Прайм–отчета. Для этого Пользователь должен загрузить входной Excel–файл «PRIME_Input» в ПО PolyGon следующим образом:

- 1) перейти на вкладку «Сервисы»;
- 2) выбрать в выпадающем окне «Prime_plugin v2.1.0»;
- 3) загрузить Excel–файл «PRIME_Input», выбрав его на локальной машине;
- 4) нажать на кнопку «Запуск».



После запуска Пользователь может посмотреть, как протекает математический расчет Прайм плагина в ПО PolyGon, нажав на иконку сообщений (Messages) (рис. 5.2).

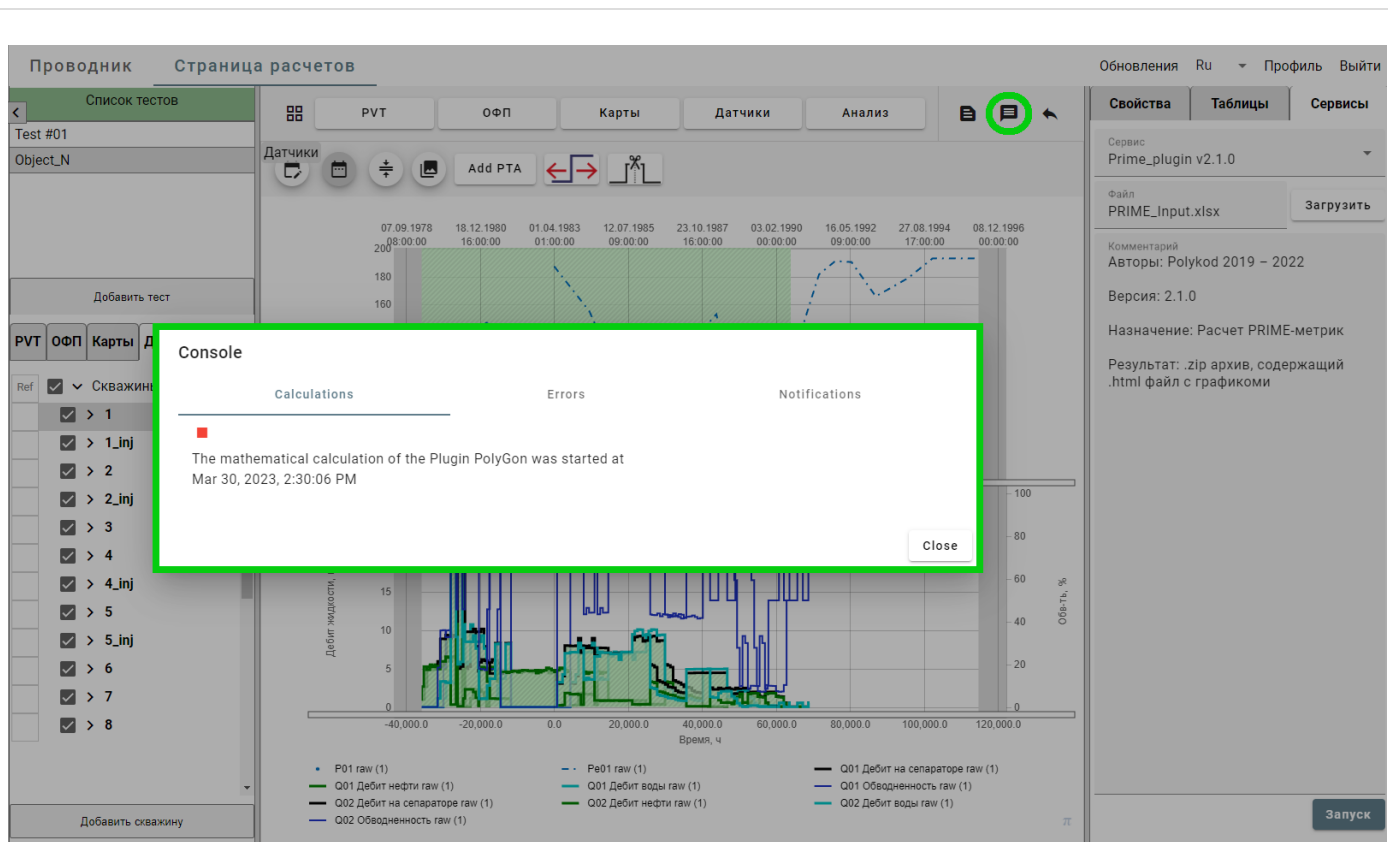


Рис. 5.2 – Окно «Calculations»

Для прекращения расчета, Пользователь может щелкнуть на красный квадрат в окне «Calculations» (рис. 5.3).

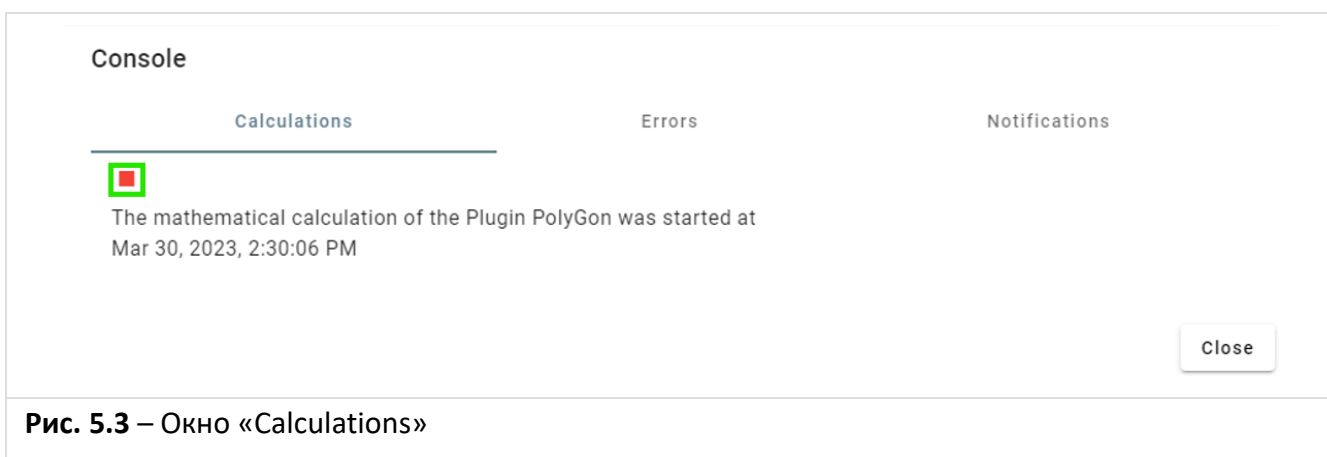


Рис. 5.3 – Окно «Calculations»

При расчете могут возникать ошибки различного рода. В основном они связаны с некорректными записями во входном файле «PRIME_Input».

Окно ошибок (Errors) является помощником при поиске возникающих ошибок (рис. 5.4).

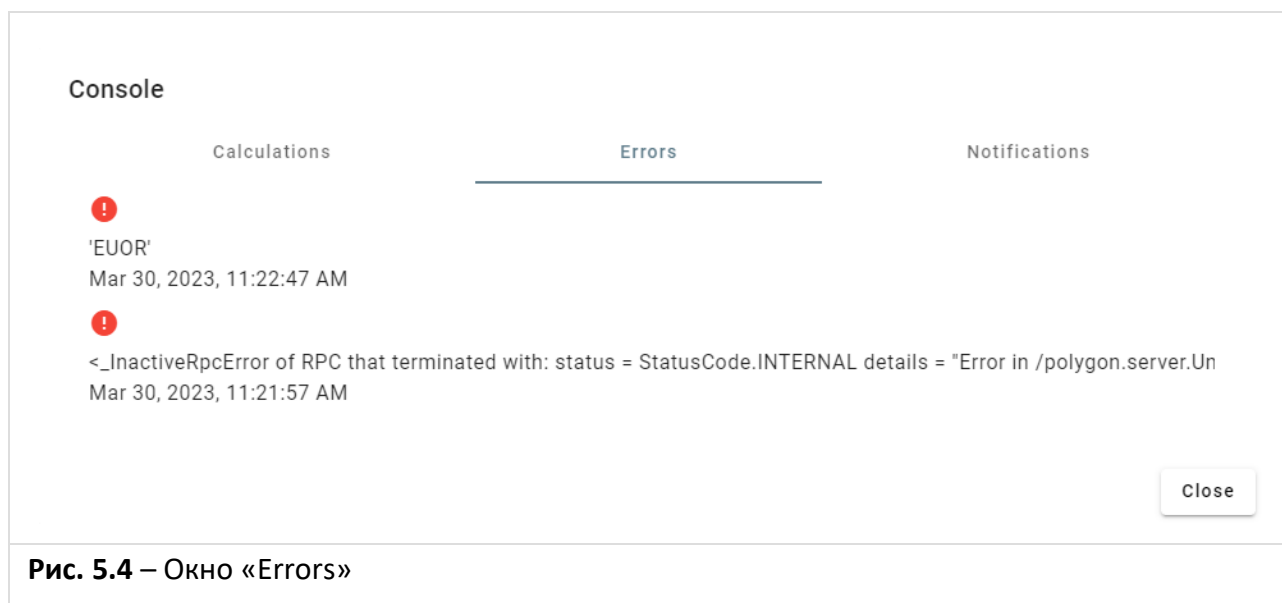


Рис. 5.4 – Окно «Errors»

После, если все ошибки были устранены, в окне уведомлений (Notifications) должен сформироваться готовый файл в формате «Zip» (рис. 5.5).

Данный архив нужно будет скачать, распаковать, открыть в нем html-страницу «index», где и будет находится Прайм-отчет (см. пункты 5.2 – 5.3). Либо, если в браузере разрешено открытие всплывающих окон Прайм отчет откроется автоматически в новой вкладке.

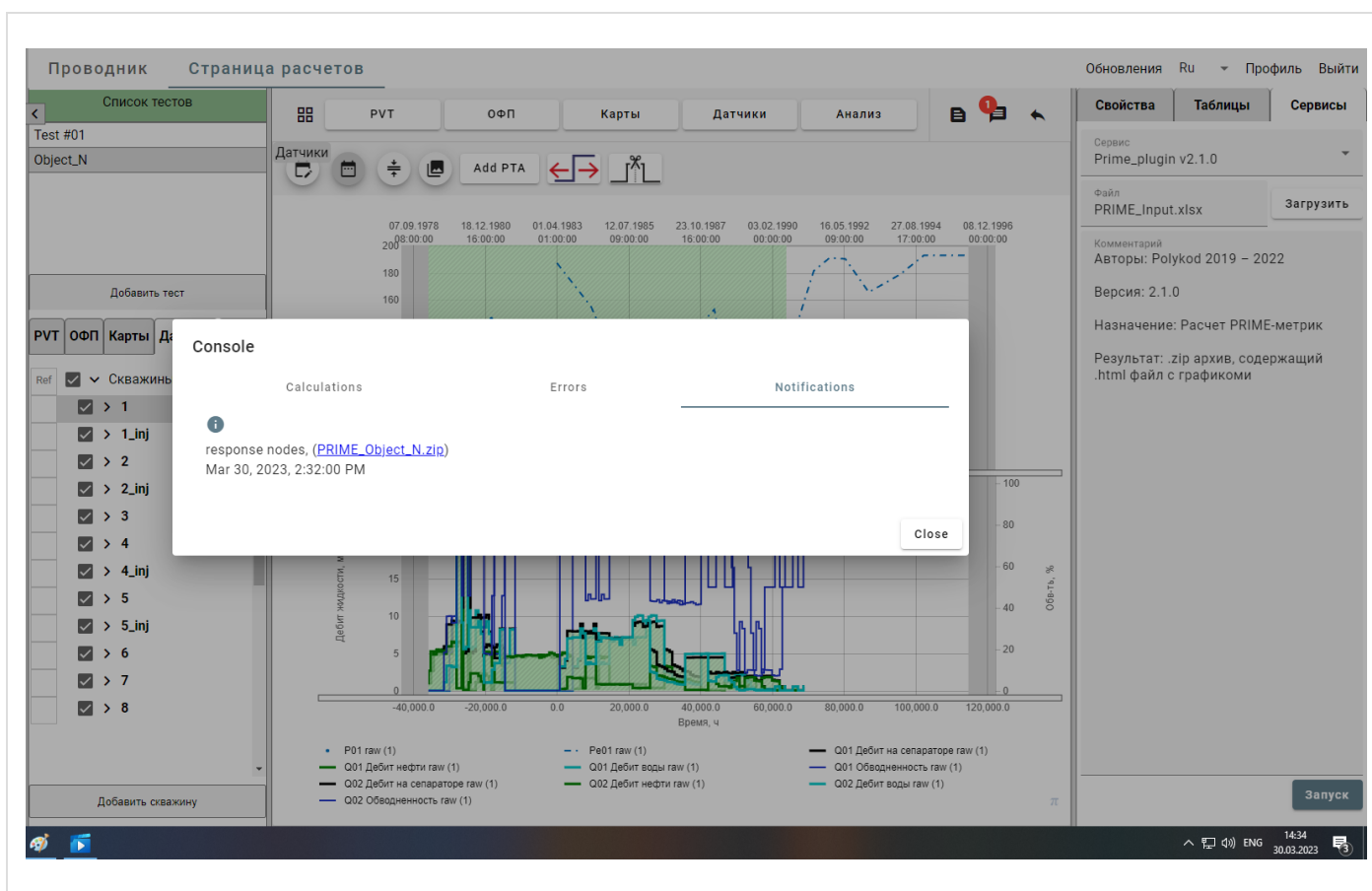


Рис. 5.5 – Окно «Notifications»

5.1. Расположение сгенерированного Прайм–отчета

Просмотреть, где находится сгенерированный Прайм–отчет можно в Проводнике проекта (рис. 5.1.1).

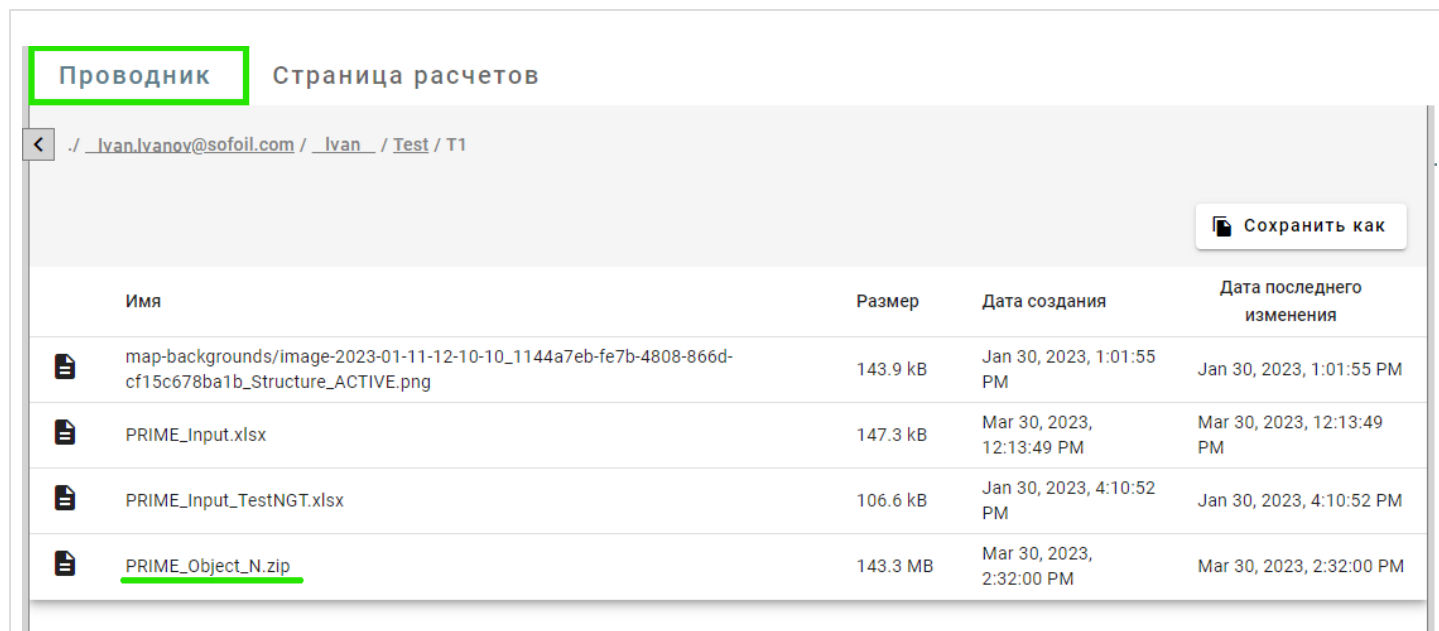


Рис. 5.1.1 – Окно «Проводник»

Также, в Проводнике можно хранить входные Excel–файлы, подложки для карт и другие файлы, которые имеют отношение к анализируемому объекту. Чтобы подгрузить файлы в Проводник, Пользователь должен:

1. перейти во вкладку «Загрузить файл» в верхнем правом углу интерфейса;
2. перетащить либо выбрать файл из нужной папки локальной машины;
3. нажать на кнопку «Загрузить» (рис. 5.1.2).

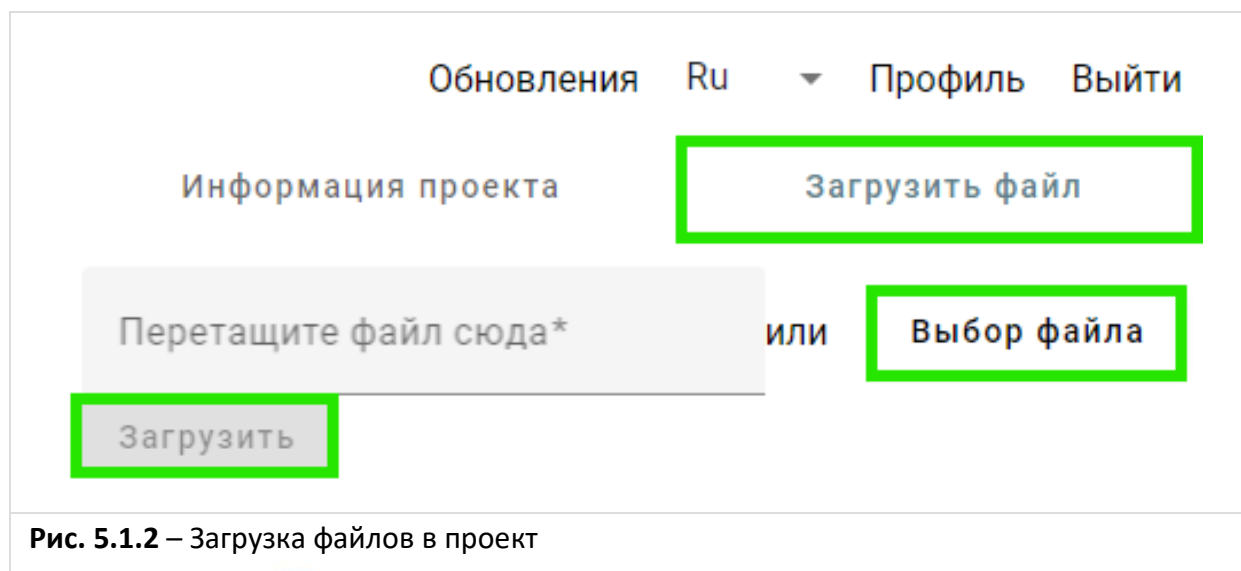


Рис. 5.1.2 – Загрузка файлов в проект

5.2. Сохранение Прайм–отчета на локальном компьютере

Скачать сгенерированный Прайм–отчет можно двумя способами:

1) нажать на ссылку в окне уведомлений (Notifications) (рис. 5.2.1);

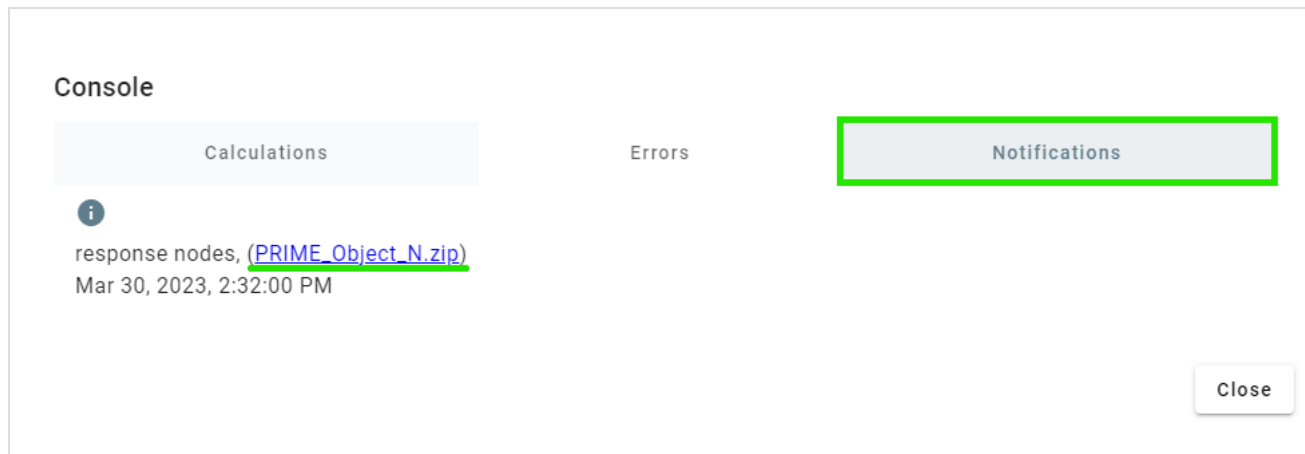


Рис. 5.2.1 – Сгенерированный Прайм–отчет в окне Notifications

2) перейти во вкладку «Проводник» и нажать на кнопку «Скачать» (рис. 5.2.2).

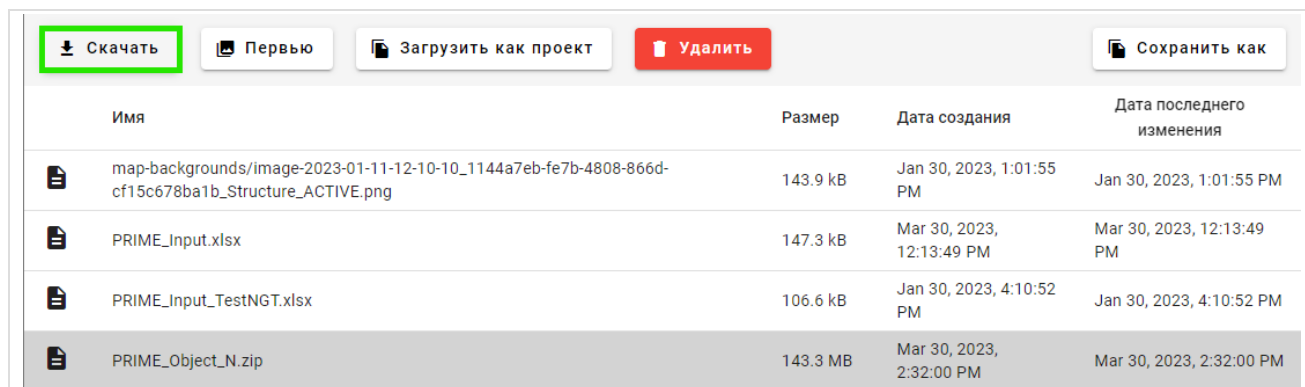


Рис. 5.2.2 – Сгенерированный Прайм–отчет во вкладке Проводник

В папке «Загрузки» на ПК появится скаченный отчет в формате «Zip», который нужно распаковать в папку с файлами (Рис. 5.2.3).

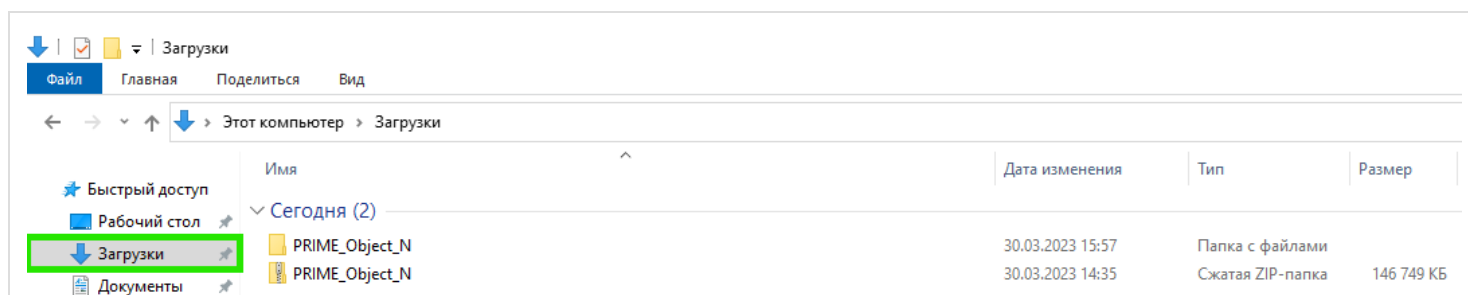


Рис. 5.2.3 – Скаченный Прайм–отчет

Если не распаковать Zip-архив, то возникнет ошибка при просмотре Прайм-отчета (рис. Рис. 5.2.4).

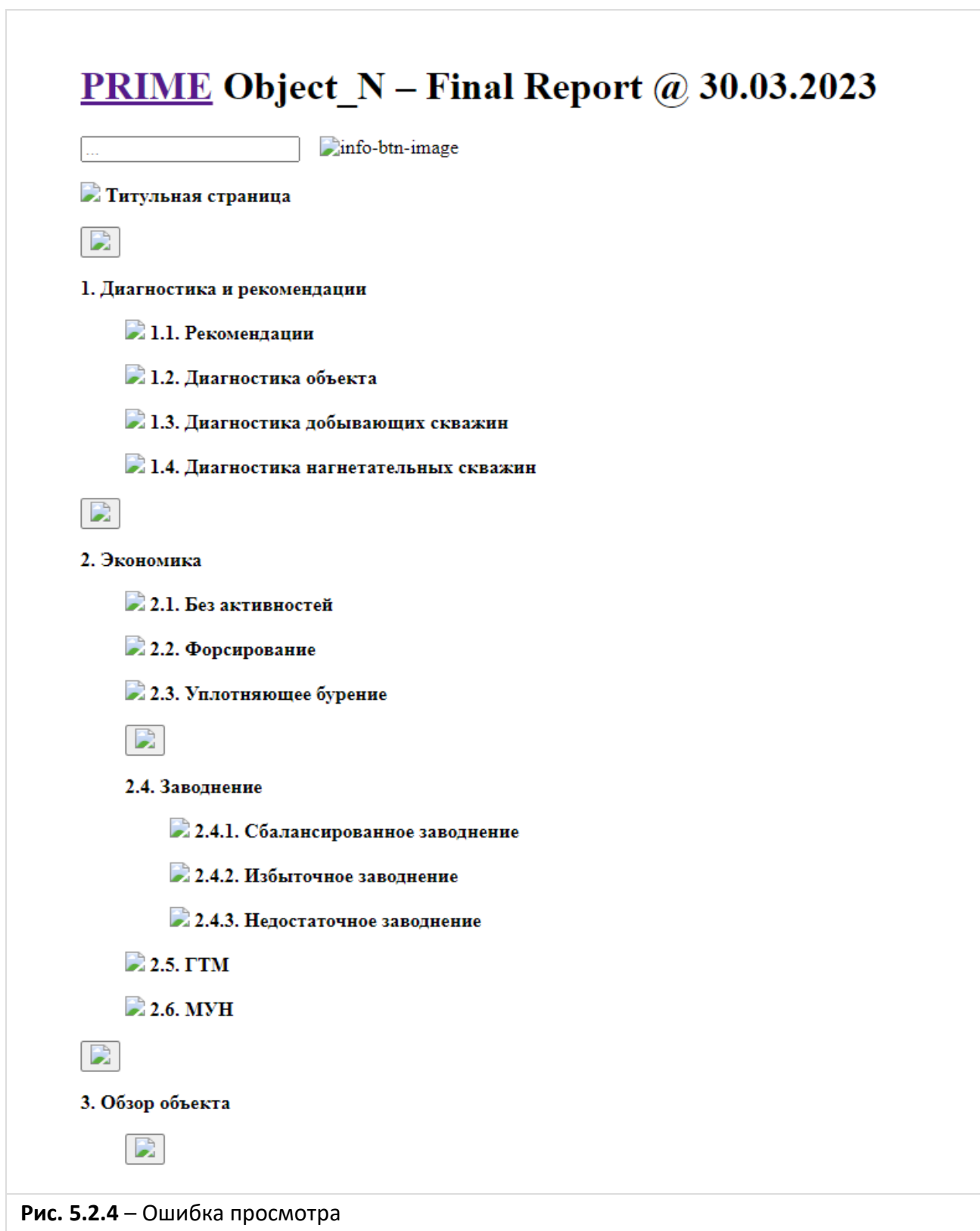
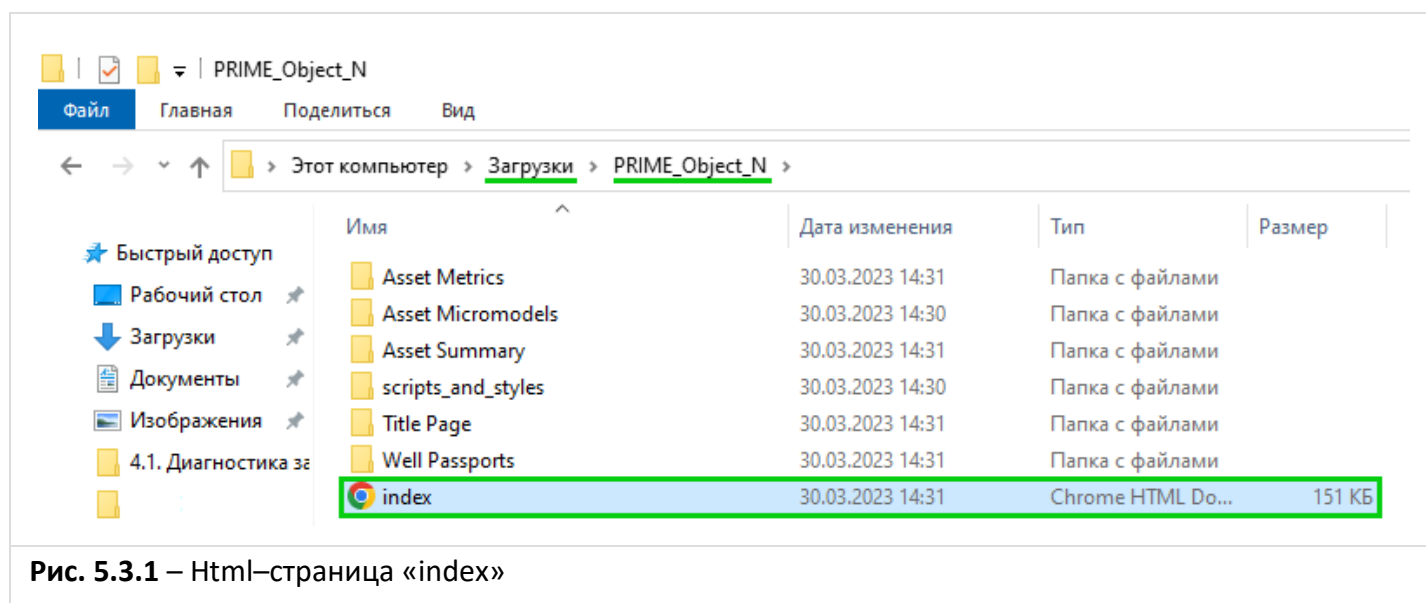


Рис. 5.2.4 – Ошибка просмотра

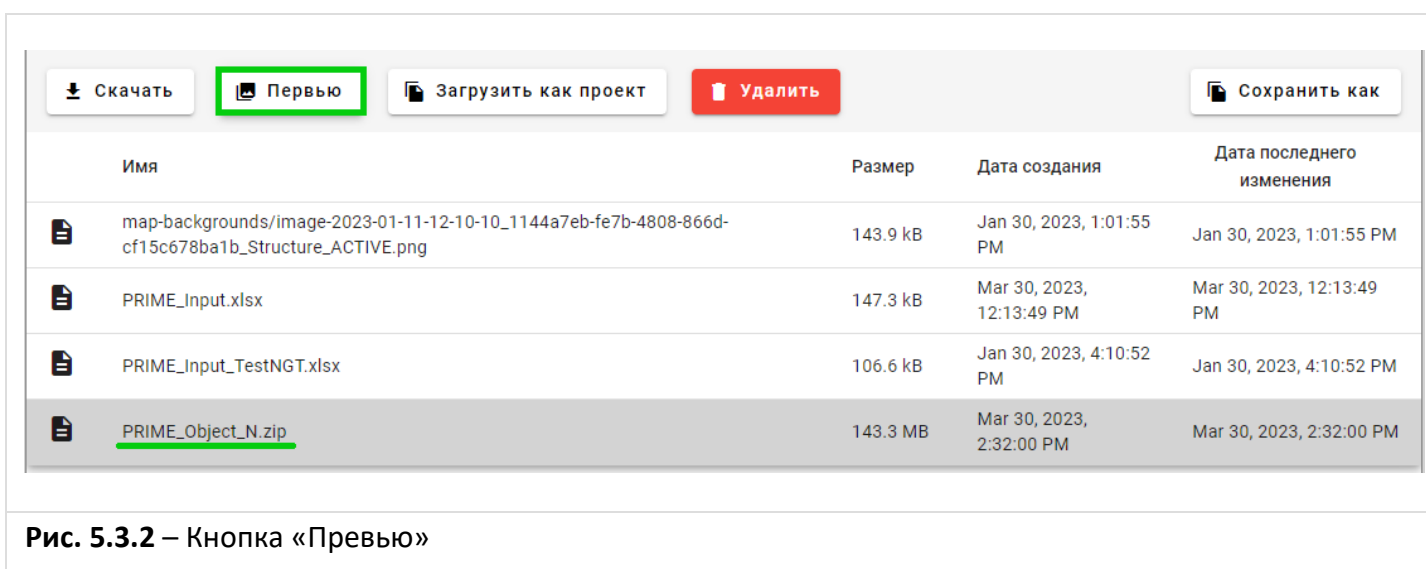
5.3. Визуализация Прайм–отчета

Просмотреть готовый Прайм–отчет по анализируемому объекту Пользователь может двумя способами:

1) открыть html–страницу «index» в разархивированной папке Прайм–отчета (рис. 5.3.1).



2) выбрать zip–файл в проводнике проекта и нажать на кнопку «Превью» (рис. 5.3.2).



При выполнении одного из способов, в браузере откроется новое окно с названием Прайм–отчета по анализируемому объекту (рис. 5.3.3).

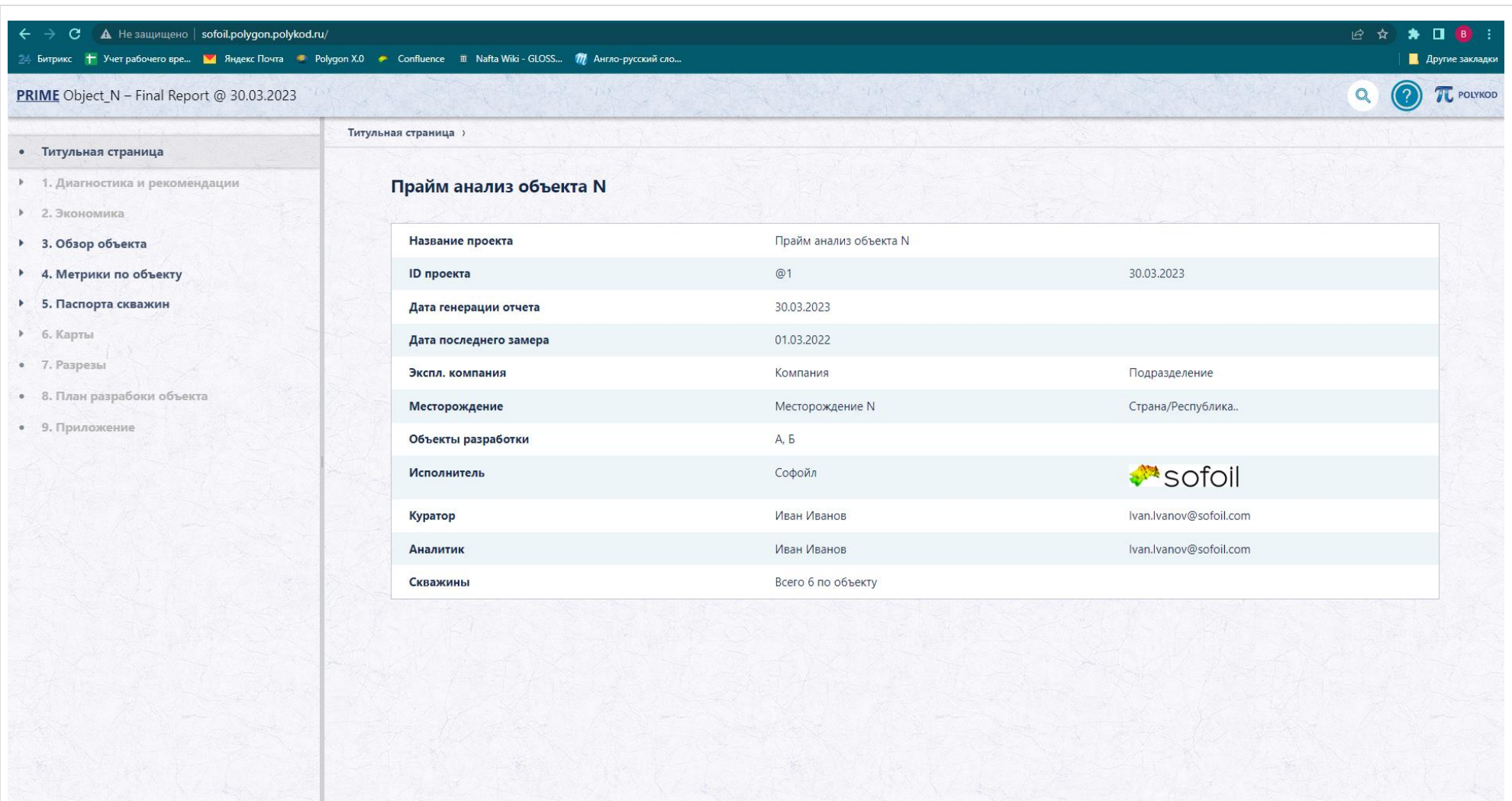


Рис. 5.3.3 – Титульная страница Прайм-отчета

Описание разделов Прайм-отчета приведено в отдельном документе «Справочник» (<https://polykod.ru/polyprime/user-manual-report>)

5.4. Дополнительные функции

Также, в ПО PolyGon существуют дополнительные функции работы с файлами: можно копировать, переименовывать, удалять, сохранять и загружать как проект.

Чтобы копировать проект Пользователь должен:

1. перейти в папку с проектами;
2. выбрать нужный проект;
3. нажать на кнопки «Копировать» и «Вставить» (рис. 5.4.1).

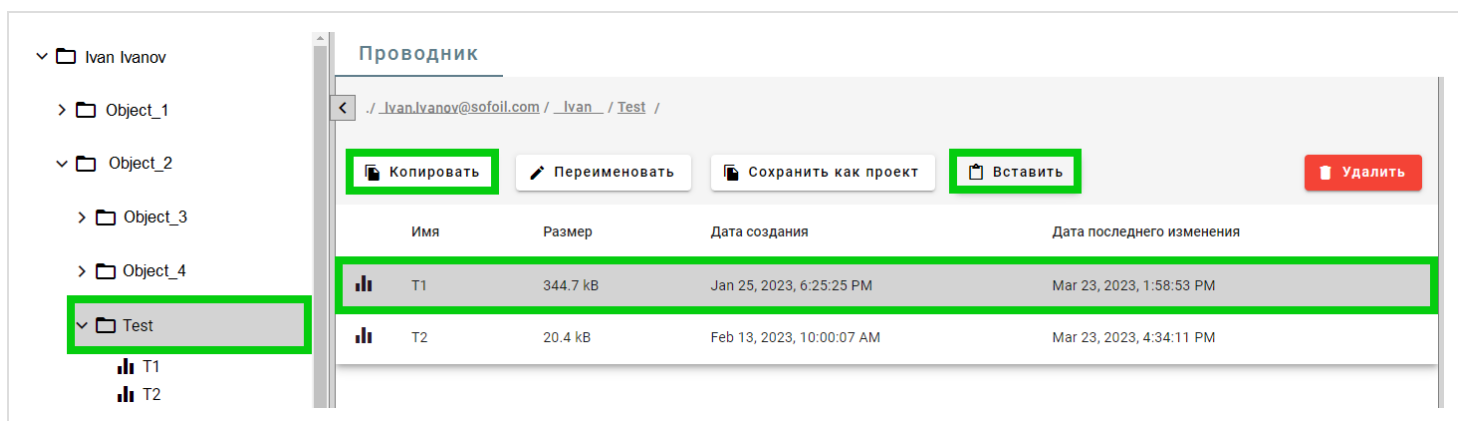


Рис. 5.4.1 – Кнопка «Копировать»

Скопированный или созданный ранее проект можно переименовать, нажав на кнопку «Переименовать» (рис. 5.4.2):

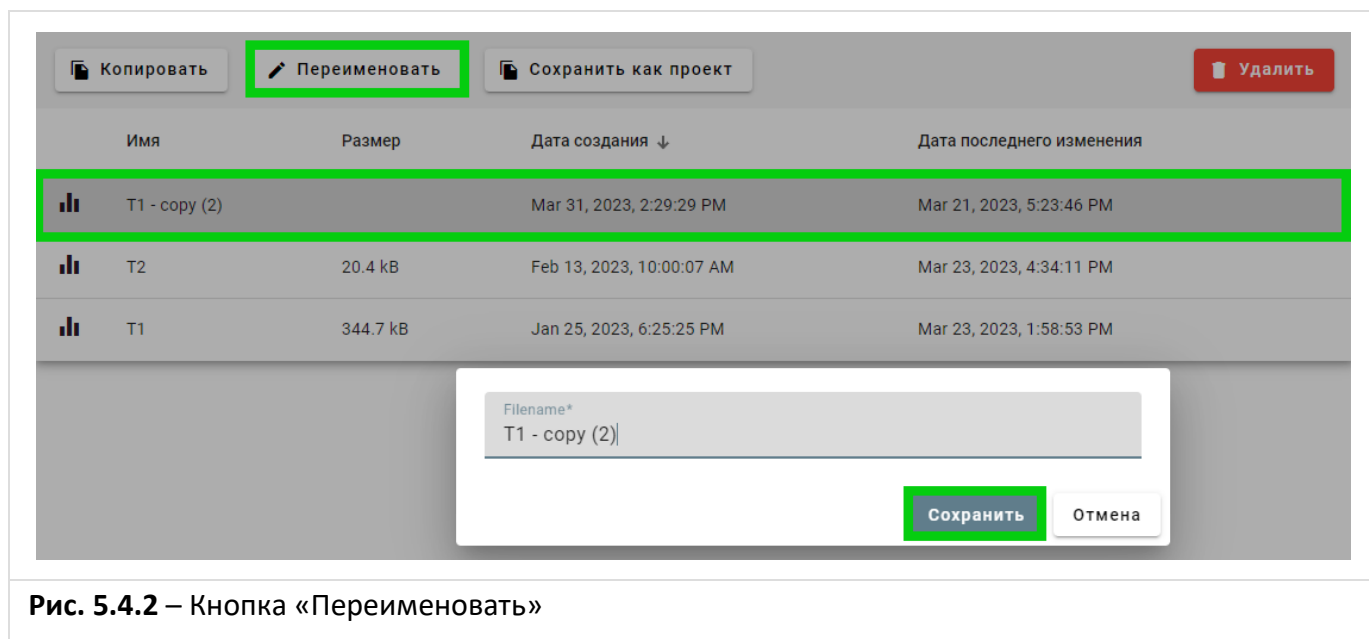


Рис. 5.4.2 – Кнопка «Переименовать»

Чтобы сохранить проект и обеспечить целостность основного проекта, можно воспользоваться кнопкой "Сохранить как проект" в программе PolyGon. Она позволяет

сохранить проект в формате ".pkd2" в указанной папке (рис. 5.4.3). Данная функция также предназначена для передачи данного проекта другим Пользователям.

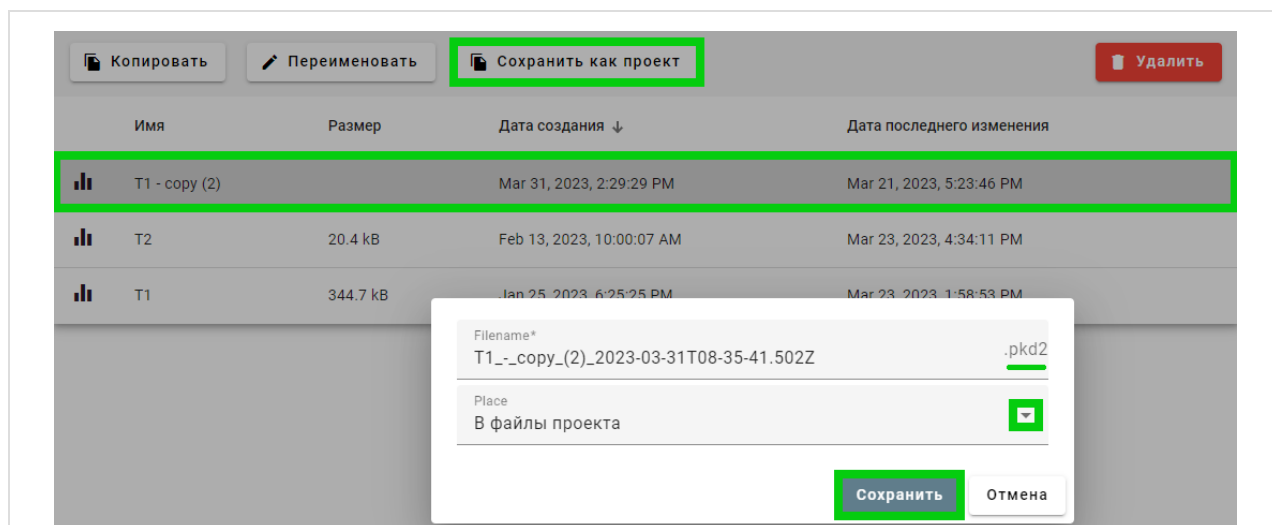


Рис. 5.4.3 – Кнопка «Сохранить как проект»

Кнопка «Загрузить как проект» позволяет Пользователю загрузить проект в определенную папку софта PolyGon.

Чтобы «Загрузить как проект» Пользователь должен:

1. перейти в папку нужного проекта;
2. выбрать в Проводнике проект в формате «.pkd2»;
3. нажать на кнопку «Загрузить как проект» (рис. 5.4.4);
4. выбрать место загрузки;
5. нажать на кнопку «Сохранить» (рис. 5.4.5).

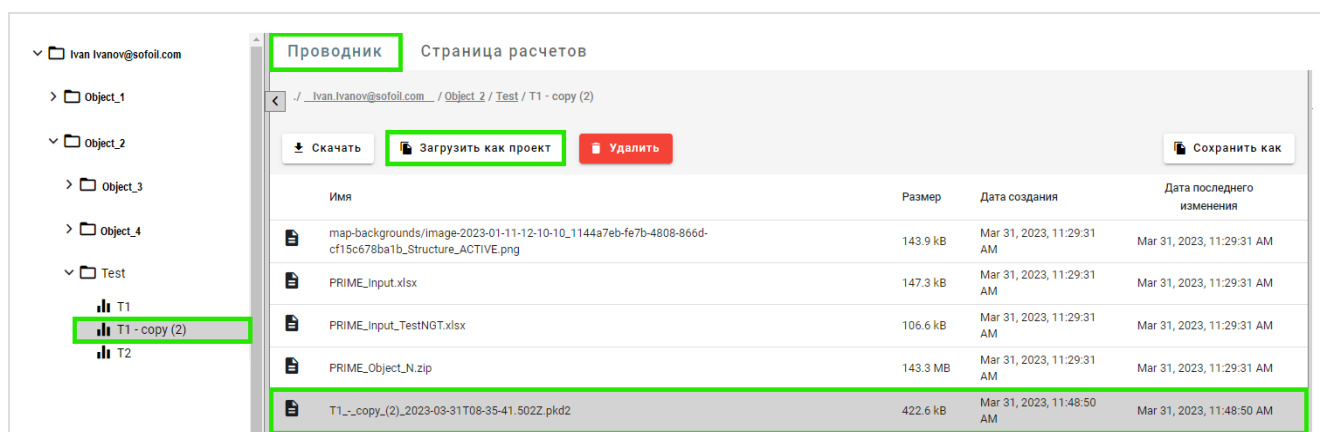


Рис. 5.4.4 – Кнопка «Загрузить как проект»

Имя проекта*

T1_-_copy_(2)_2023-03-31T08-35-41.502Z

Place*

Public

save

cancel

Рис. 5.4.4 – Выбор места сохранения проекта

Также, Пользователь может удалить ненужные файлы из папок с помощью кнопки «Удалить».