

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого  
Физико-механический институт  
Высшая школа теоретической механики и математической физики

Работа допущена к защите  
Директор ВШТМиМФ,  
д.ф. – м.н., чл.-корр. РАН  
\_\_\_\_\_ А. М. Кривцов  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2023 г.

## **ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА**

### **РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ АВТОМАТИЗАЦИИ ОТБОРА КАНДИДАТОВ ДЛЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА**

по направлению подготовки  
01.03.03 Механика и математическое моделирование  
профиль  
01.03.03\_03 Математическое моделирование процессов нефтегазодобычи

Выполнил

студент гр. 5030103/90301

С. А. Пермякова

Руководитель

Доцент ВШТМиМФ, к.т.н.

И. В. Курта

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ ПЕТРА ВЕЛИКОГО**  
**Физико-механический институт**  
**Высшая школа теоретической механики и математической физики**

УТВЕРЖДАЮ  
Директор ВШТМиМФ  
А. М. Кривцов  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

студенту Пермяковой Софии Андреевне, гр. 5030103/90301

1. Тема работы: Разработка программного обеспечения для автоматизации отбора кандидатов для гидравлического разрыва пласта.
2. Срок сдачи студентом законченной работы: 05.06.2023
3. Исходные данные по работе: плоские файлы с данными со скважин, актуальные научные публикации по теме работы.
4. Содержание работы (перечень подлежащих разработке вопросов): выбор оптимального метода отбора кандидатов, реализация алгоритма на языке программирования Python, создание графического интерфейса, тестировка алгоритма на объектах для оценки результатов.
5. Перечень графического материала (с указанием обязательных чертежей): не предусмотрено.
6. Консультанты по работе: Р. А. Озроков, главный специалист по разработке месторождений, ФГАОУ ВО НИ ТПУ.
7. Дата выдачи задания: 27.02.2023

Руководитель ВКР: \_\_\_\_\_ И. В. Курта, доцент ВШТМиМФ, к.т.н.

Задание принял к исполнению: 27.02.2023

Студент: \_\_\_\_\_ С. А. Пермякова

## РЕФЕРАТ

На 37 с., 15 рисунков

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА, СКВАЖИНА-КАНДИДАТ, ДЕБИТ НЕФТИ, ДЕБИТ ЖИДКОСТИ, МЕТОДИКА ЛИ, МЕТОДИКА ДЖОШИ, МЕТОДИКА ДЮПЮИ, ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

В данной работе рассмотрено решение проблемы отбора скважин, наиболее перспективных к увеличению дебита нефти после проведения гидравлического разрыва пласта.

В качестве методик расчёта дебитов, в зависимости от вида скважины и ранее проводимых на ней геолого-технических мероприятий, выбраны методики Ли, Джоши и Дюпюи.

В результате разработано программное обеспечение на языке программирования Python, включающее реализацию трёх вышеуказанных методик расчёта дебитов. Также в программу внедрён функционал для построения графиков основных показателей скважин и выгрузки информации в сводную *Excel*-таблицу об отобранных скважинах-кандидатах.

Проведена валидация программы с помощью данных, полученных с реальных месторождений.

Разработанное программное обеспечение достаточно точно рассчитывает дебиты жидкости после ГРП. Оно может быть применено в нефтегазовой промышленности для повышения эффективности разработки месторождений и оптимизации производительности скважин.

## **ABSTRACT**

37 pages., 15 pictures

HYDRAULIC FRACTURING, CANDIDATE WELL, OIL FLOW RATE, LIQUID FLOW RATE, LEE TECHNIQUE, JOSHI TECHNIQUE, DUPUY TECHNIQUE, SOFTWARE

In this paper, a solution to the problem of selecting wells that are most promising for increasing oil production after hydraulic fracturing is considered.

The methods of calculating the flow rates, depending on the type of well and the geological and technical measures previously carried out on it, were chosen by the methods of Lee, Joshi and Dupuy.

As a result, software has been developed in the Python programming language, which includes the implementation of the three above-mentioned methods for calculating debits. The program also includes functionality for plotting the main indicators of wells and uploading information to an Excel summary table about selected candidate wells.

The program was validated using data obtained from real deposits.

The developed software accurately calculates the flow rates of the fluid after hydraulic fracturing. It can be applied in the oil and gas industry to improve the efficiency of field development and optimize well productivity.

## СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	5
ВВЕДЕНИЕ.....	6
ГЛАВА 1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ .....	8
1.1 Разновидности скважин.....	8
1.2 Основные показатели работы скважины .....	9
1.3 Основные показатели пласта .....	10
1.4 Гидравлический разрыв пласта .....	10
1.5 Методика Ли .....	13
1.6 Методика Джоши .....	14
1.7 Методика Дюпюи .....	15
ГЛАВА 2. МЕТОДОЛОГИЯ.....	16
2.1 Выбор методики работы скважин.....	16
2.2 Определение возможных рисков при поведении ГРП .....	21
2.3 Условия отбора скважины-кандидата .....	23
ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА ПРОГРАММЫ.....	24
3.1 Функциональное назначение .....	24
3.2 Описание пользовательского интерфейса .....	25
3.3 Входные данные .....	27
3.4 Выходные данные .....	30
ГЛАВА 4. ОЦЕНКА ТОЧНОСТИ РАСЧЁТОВ.....	31
4.1 Методика оценки.....	31
4.2 Пример проведения оценки.....	31
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	35
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ .....	36

## **ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ**

ГРП – гидравлический разрыв пласта

ГС – горизонтальная скважина

ГТМ – геолого-техническое мероприятие

КИН – коэффициент извлечения нефти

ННС – наклонно-направленная скважина

ННТ – нефтенасыщенная толща

ОННТ – остаточная нефтенасыщенная толща

ПО – программное обеспечение

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время нефтегазовая промышленность сталкивается с рядом проблем, которые затрудняют процесс разработки месторождений. Одной из таких является низкая производительность скважин, приводящая к неэффективному использованию ресурсов и значительным экономическим издержкам [2]. Для решения этой проблемы целесообразно провести гидравлический разрыв пласта [7], который является одним из основных методов увеличения дебитов скважин путём создания трещин в пласте с помощью высокого давления жидкости.

Однако, для максимальной эффективности ГРП, необходимо определять наиболее перспективные, т. е. имеющие наибольший потенциал увеличения дебитов, скважины-кандидаты для его проведения [13].

Помимо этого, дополнительной проблемой становится необходимость обработки больших объёмов данных: число скважин только на одном месторождении может достигать тысячи —, то есть для расчёта примерных дебитов, получаемых после проведения ГРП, понадобится большое количество временных ресурсов, при том, что проводить такие исследования нужно регулярно.

Данный процесс требует значительных усилий и зачастую является причиной вычислительных ошибок и неточностей.

Целью этой работы является создание программного обеспечения, которое будет вычислять дебиты нефти после проведения ГРП по методикам Ли, Джоши и Дюпюи, в зависимости от вида скважины и геолого-технических мероприятий, проводимых на ней.

Помимо этого, разработанное ПО должно обладать функционалом для построения графиков, отображающих основные показатели скважины (дебит нефти, дебит жидкости, обводнённость скважины, пластовое и забойное давления) в динамике, а также возможностью выгрузки всей информации по расчёту в сводную таблицу.

В результате выполнения данной работы ожидается снижение временных затрат на оценку потенциала скважин и повышение эффективности проведения ГРП. Кроме того, разработанное программное обеспечение может быть внедрено в различные нефтяные компании и стать полезным инструментом для специалистов, занимающихся разработкой месторождений.



# ГЛАВА 1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

## 1.1 Разновидности скважин

На выбор вида скважины, в первую очередь, влияют геологические условия, в которых расположен продуктивный пласт. [3]

В данной работе рассматриваются два наиболее популярных на данный момент вида скважин: горизонтальные и наклонно-направленные. Они отличаются от классических вертикальных своей геометрией и направлением продолжения ствола скважины.

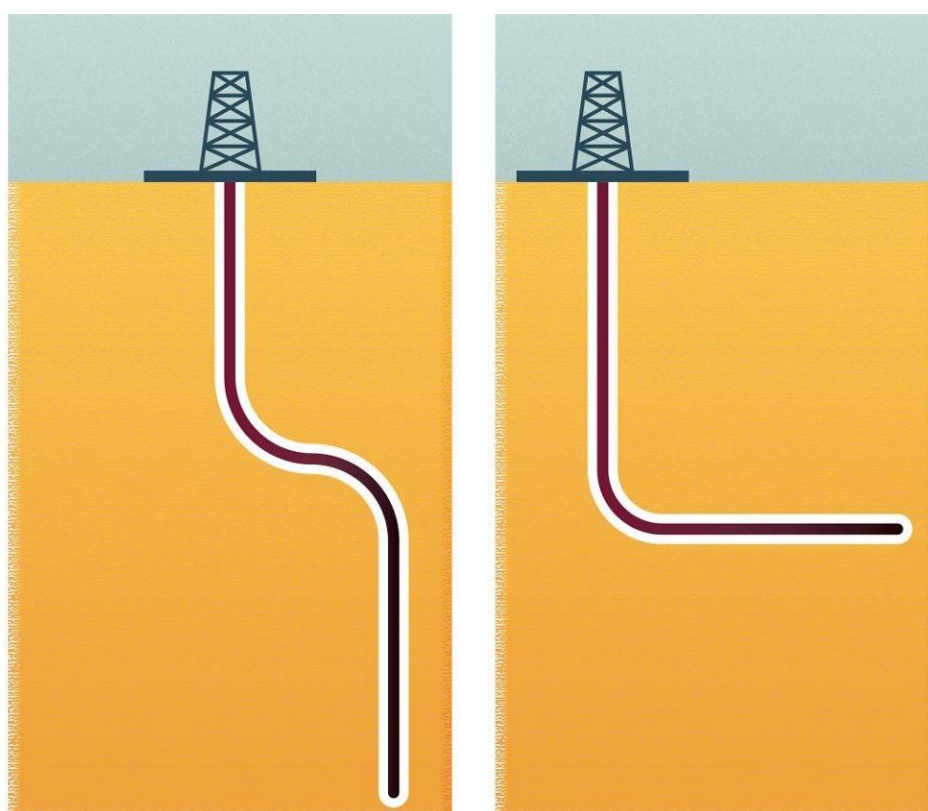


Рисунок 1. Схематическое изображение видов скважин. Слева – ННС, справа – ГС

Скважины, характеризующиеся горизонтальным участком своего ствола, параллельным поверхности земли, называются горизонтальными [9]. Благодаря им обеспечивается большая область контакта с коллектором и, соответственно, повышается приемистость нагнетательной скважины. Это особенно выгодно в тех случаях увеличения нефтеотдачи, когда приемистость является проблемой.

Горизонтальные скважины обычно бурятся вдоль пластовых слоев для увеличения продуктивной зоны. Такой подход позволяет повысить экономическую эффективность добычи, особенно в условиях сложной геологии.

Наклонно-направленные скважины имеют ствол, направленный под углом к вертикали.

Они применяются в различных ситуациях, например, для получения доступа к участкам пласта, недоступных для вертикальных скважин, а также для увеличения контактной площади с пластом, снижения влияния геологических проблем пласта и повышения эффективности добычи нефти [4].

## 1.2 Основные показатели работы скважины

Перед переходом к непосредственному рассмотрению методик, используемых в данной работе, приведём определения основных рассматриваемых показателей скважины:

а) Дебит жидкости представляет собой общий объём жидкости, который может быть добыт из скважины [3]. Он учитывает как объём добытой нефти, так и объём воды и других присутствующих жидкостей в потоке;

б) Дебит нефти определяет объём нефти, который может быть добыт из скважины за определенный временной период [1].

Он является важным показателем производительности скважины;

в) Обводнённость представляет собой соотношение объёма воды к объёму жидкости в потоке, выраженное в процентах;

г) Забойное давление относится к давлению, измеряемому на дне скважины, где располагается забойное оборудование, такое как насос или головка скважины. Оно оказывает влияние на приток флюидов из пласта в скважину.

Забойное давление может быть контролируемым и регулируемым с помощью различных методов и технологий для достижения оптимального дебита и эффективности скважины [3].

### 1.3 Основные показатели пласта

Также имеет смысл привести определения показателей пласта, используемых в работе:

а) Пластовое давление относится к давлению, присутствующему в пласте, где находятся нефть [8]. Оно образуется под воздействием вертикальной нагрузки горных пород;

Пластовое давление играет ключевую роль в потоке и миграции нефти в пласте, а также в производительности скважин;

б) Давление насыщения представляет собой критическое давление, при котором происходит процесс конденсации газа из газовой фазы в жидкую.

Оно зависит от температуры и состава газа;

в) Нефтенасыщенная толща описывает горизонтальные или вертикальные зоны в нефтяном пласте, содержащие коммерчески значимые объёмы нефти [3].

г) Остаточная нефтенасыщенная толща представляет собой область или зону в нефтяном пласте, содержащую остаточные объёмы нефти после проведения добычи.

Она представляет собой область пласта, где нефть остаётся запертой или недоступной для добычи после применения различных методов и технологий, включая гидравлический разрыв пласта [1].

д) Коэффициент проницаемости определяет способность пласта пропускать флюид через свою пористую структуру.

Он отражает степень связанности и открытости пор и трещин пласта для протекания флюида [4].

Более высокий коэффициент проницаемости способствует более высокой производительности скважины.

### 1.4 Гидравлический разрыв пласта

Гидравлический разрыв пласта — это технологический процесс, применяемый в нефтяной промышленности и направленный на увеличение дебита скважин и улучшение производительности пластовых горизонтов.

В этом процессе применяется специально разработанная жидкость под высоким давлением, которая закачивается в пласт с целью создания контролируемых микротрещин [7] (рис. 2).

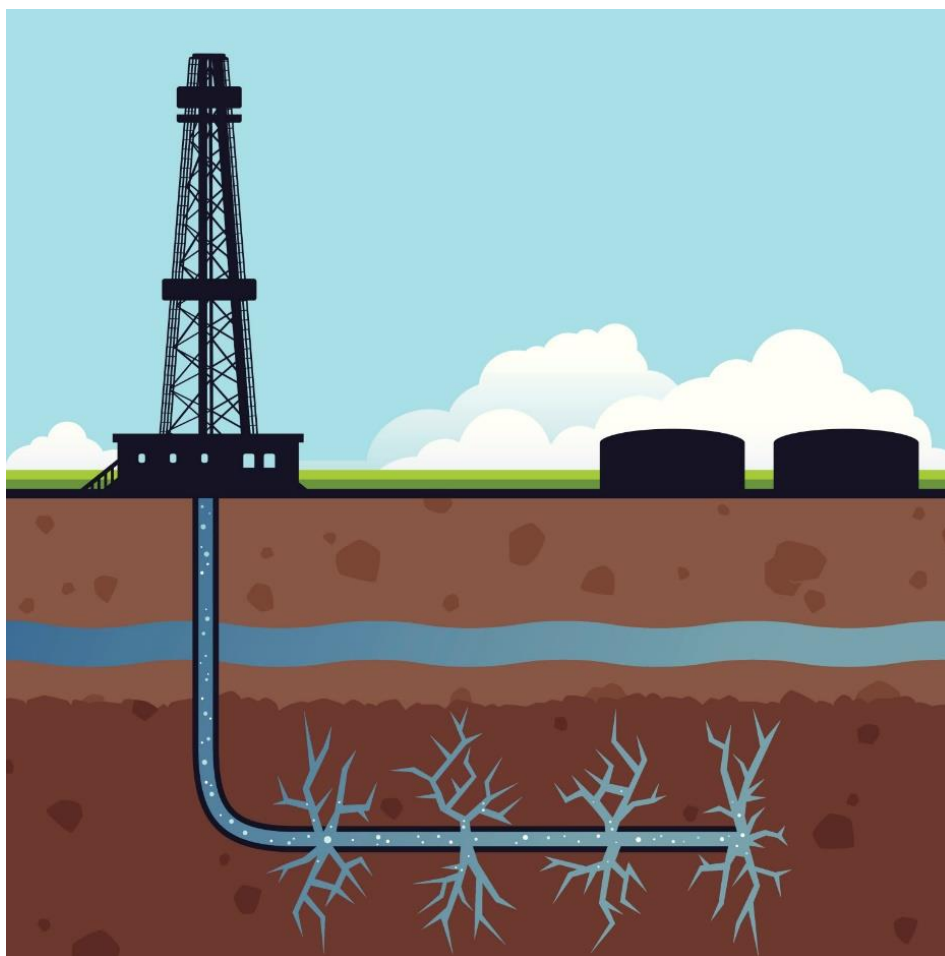


Рисунок 2. Схематическое изображение МГРП на горизонтальной скважине

Образование микротрещин приводит к увеличению проницаемости пласта, что способствует более эффективному проникновению нефти и газа через пористую структуру пласта и, в результате, повышению дебита скважины.

Для того, чтобы трещины не захлопнулись, в пласт помимо жидкости закачивают пропант – зачастую, маленькие керамические шарики или скорлупу от грецких орехов.

Гидравлический разрыв пласта является сложным процессом, требующим точного контроля параметров жидкости, давления, времени и других факторов, чтобы достичь оптимальных результатов в увеличении дебита нефти [13].

Первые попытки использовать гидравлический разрыв пласта предпринимались в США в 1947 году, однако на тот момент технология оказалась

неэффективной и не получила широкого распространения. Сегодня ГРП является одной из наиболее популярных технологий в нефтяной и газовой промышленности [6].

В России технология ГРП используется уже более 20 лет. Наиболее активное использование началось в 2000-х годах. ГРП производится на многих нефтегазовых месторождениях России, однако, стоит отметить, что есть как удачные, так и неудачные примеры его применения.

В 2018 году на месторождении в Башкирии проводился гидравлический разрыв пласта, который позволил увеличить дебит скважины на 25%. Результаты этого эксперимента стали базисом для дальнейшего применения ГРП на месторождениях.

Чуть позже, в 2019 году, на месторождении в Ямало-Ненецком автономном округе проводилось несколько ГРП-операций, которые позволили увеличить дебит скважины в несколько раз [5].

С другой стороны, в 2016 году в Тюменской области после ГРП на месторождении компании «Газпром нефть», дебит скважины снизился в несколько раз. Причиной неудачи стали неправильный выбор места для проведения ГРП и расчёт давления.

Еще один неудачный случай произошел на месторождении «Роснефти» в Самарской области в 2017 году. При проведении ГРП на одной из скважин произошел выброс нефтегазовой смеси, что привело к аварии на месторождении. После этого происшествия компания оказалась вынуждена приостановить проведение ГРП на всех своих месторождениях [5].

Таким образом, можно сказать, что ГРП является достаточно сложной и рискованной процедурой, и успешный результат зависит от многих факторов, поэтому специалистам нужно просчитывать возможные риски при его проведении и тщательно отбирать скважины-кандидаты.

## 1.5 Методика Ли

Методика Ли, также известная как методика Ли-Рождественского, представляет собой широко применяемый подход к расчёту дебитов жидкости после проведения гидравлического разрыва пласта. Этот метод разработан Г. Т. Ли и М. А. Рождественским, выдающимися инженерами нефтяного производства.

Методика Ли представлена научному сообществу в 1986 году и успешно применяется на различных месторождениях по всему миру.

Экспериментальные исследования методики Ли проведены на месторождениях разного типа, включая как газовые, так и нефтяные, с разнообразными геологическими и физико-химическими характеристиками пластов [14].

Основные предположения, заложенные в методике Ли, включают в себя:

- а) однородность, изотропность и горизонтальное расположение пласта;
- б) параллельность трещин, радиально расходящихся от скважины после гидравлического разрыва пласта;
- в) перемещение флюида в пласте исключительно по трещинам, а не через поровое пространство;
- г) параболическую форму распределения давления в пласте, обусловленную радиальным движением жидкости.

Она рекомендуется для использования при оценке дебитов жидкости после проведения ГРП в горизонтальных скважинах [16]. Однако в этой работе она будет применяться после проведения многостадийного гидроразрыва пласта.

Методика Ли позволяет прогнозировать дебиты жидкости на основе геологических и операционных параметров, таких как свойства пласта, характеристики флюида, параметры МГРП (давление, объем жидкости, распределение трещин) и т. д.

Она считается одной из самых точных методик расчёта прироста дебита после проведения ГРП, однако она требует более сложных расчетов и большего количества данных, чем другие методики [12].

## 1.6 Методика Джоши

Методика Джоши-Волкова, представляет собой современный и широко применяемый подход, разработанный с целью эффективного расчёта дебитов жидкости после проведения гидравлического разрыва пласта. Разработка этой методики произошла в 1994 году и является результатом совместного труда Д. В. Джоши и А. П. Волкова.

Эта методика является значимым достижением в области расчёта дебитов жидкости после проведения ГРП. Она получила широкое признание в научной среде благодаря своей точности и надёжности в прогнозировании дебитов жидкости.

Помимо этого, методика Джоши является относительно простой в применении и не требует сложных расчётов, потому она широко используется в индустрии.

Основные принципы методики Джоши [9] включают в себя:

а) распространение трещин вдоль пласта от скважины в результате гидравлического разрыва пласта.

б) перемещение флюида в пласте исключительно по трещинам, а не через поровое пространство;

в) параболическую форму распределения давления в пласте, обусловленную радиальным движением жидкости.

Методика Джоши-Волкова рекомендуется для использования в горизонтальных скважинах, где проводился ГРП [13].

Она особенно полезна в случаях, когда требуется оценка и прогнозирование дебитов после проведения ГРП для оптимизации процесса добычи нефти и других жидкостей из пласта.

Применение методики Джоши-Волкова позволяет инженерам и специалистам в области нефтегазовой промышленности получить более точные и надёжные данные, которые способствуют эффективной и экономически выгодной добыче жидкости из скважин после проведения ГРП.

## 1.7 Методика Дюпюи

Метод Дюпюи является одним из распространенных подходов к расчёту дебитов жидкости после проведения гидравлического разрыва пласта. Этот метод назван в честь Филиппа Дюпюи, выдающегося французского инженера в области нефтегазовой промышленности.

Метод Дюпюи имеет долгую историю и широкое применение в нефтяной индустрии. Он впервые опубликован в научной литературе в середине 1980-х годов, и с тех пор метод Дюпюи успешно применяется на множестве месторождений по всему миру.

Основной идеей методики Дюпюи является использование уравнения неразрывности для моделирования изменения давления в пласте после проведения ГРП [15]. Это уравнение связывает изменение давления с изменением дебита, проницаемости и пористости пласта.

Метод предполагает [8], что:

- а) ГРП создает планарные трещины в пласте;
- б) поток жидкости происходит только через трещины, а не через поровое пространство;

Допущения также включают предположение о стационарном потоке и однородности пласта.

Метод Дюпюи рекомендуется для использования на скважинах, где уже проводился ГРП [13].

Применение метода Дюпюи позволяет получить точные данные и оценки, которые способствуют принятию рациональных решений по эффективной эксплуатации скважин после проведения ГРП.



## ГЛАВА 2. МЕТОДОЛОГИЯ

### 2.1 Выбор методики работы скважин

В данной работе расчёт дебитов проводится при условии работы скважины на последний месяц или при простое не более 6 месяцев (чтобы не рассматривать скважины, для которых заведомо будет получен некорректный результат) по различным формулам в зависимости от типа скважины и проведённых на ней ГТМ:

а) Скважина горизонтальная, на ней производился хотя бы один МГРП

В этом случае реализуется модель Ли, в которой расчёта дебита жидкости производится по формуле [10]:

$$Q_{\text{ж}} = 0.17054 \frac{\Delta P B_0}{\mu_{\text{потенц}} K_{\text{прон}}} \left[ \frac{2}{\frac{R_{a2}}{(1 + R_{a2} \cdot R_{b2})} + R_{d2}} + \frac{n_{\text{стадий МГРП}} - 2}{\frac{R_a}{(1 + R_a \cdot R_b)} + R_d} \right]$$

Здесь  $K_{\text{прон}}$  – коэффициент проницаемости,  $\Delta P = P_{\text{пласт}} - P_{\text{заб}}$  – разница пластового и забойного давлений,  $B_0$  – обводнённость,  $R_{a2}$ ,  $R_{b2}$ ,  $R_{d2}$ ,  $R_a$ ,  $R_b$ ,  $R_d$  – коэффициенты метода, которые будут расписаны далее,  $n_{\text{стадий МГРП}}$  – количество стадий МГРП,  $\mu_{\text{потенц}}$  – вязкость жидкости при расчёте потенциала.

Основным отличием в модели Ли от остальных используемых в данной работе моделей является учёт геометрии трещин [11].

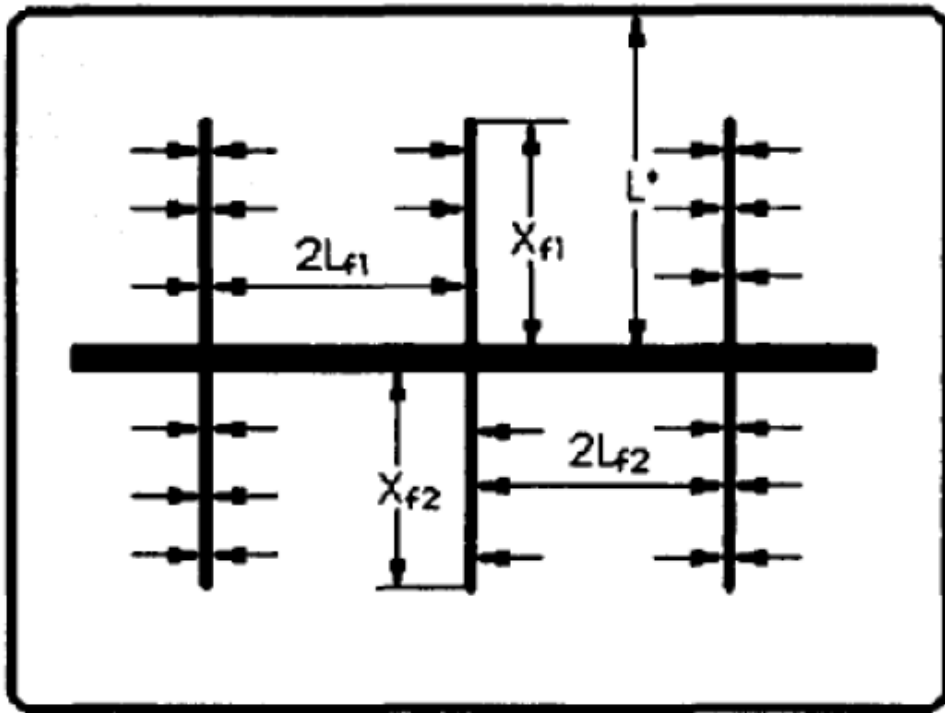


Рисунок 3. Схематическое изображение трещин при многостадийном гидравлическом разрыве пласта

Распишем коэффициенты в формуле расчёта дебита жидкости подробнее:

$$R_a = \frac{L_f}{(H \cdot X_f \cdot 2)} + \frac{c h_{\text{трещины}}}{K_f},$$

где  $H$  – эффективная нефтенасыщенная толщина,  $X_f$  – половина длины трещины,  $K_f$  – проницаемость трещины,  $L_f$  – половина расстояния между интересующей трещиной и другой,  $h_{\text{трещины}}$  – ширина трещины.

Распишем подробнее показатели из формулы:

$$X_f = a_{X_f} \cdot \ln(M_{\text{пропант}}) + b_{X_f}$$

где  $a_{X_f}$ ,  $b_{X_f}$  – геометрические параметры самой трещины, а  $M_{\text{пропант}}$  – масса закачиваемого в скважину пропант – гранулированного материала, используемого в гидравлическом разрыве пласта для создания трещин в горной породе и поддержания их открытыми.

Пропант заполняет трещины и предотвращает их закрытие под действием гидростатического давления, обеспечивая тем самым эффективное проникновение нефти, газа или других жидкостей из пласта в скважину.

Он может быть выполнен из различных материалов, таких как кварц, керамика, гранит и другие минералы [1]. Гранулы пропанга выбираются таким образом, чтобы обеспечить оптимальную прочность, хорошую проницаемость для притока флюидов и минимальную абразивность для предотвращения повреждения скважинных оборудований.

$L_f$  же по своей сути представляет фактическое значение полурасстояние между трещинами. Однако оно связано с запланированным на этапе проектирования ГРП простыми соотношениями:

$$L_f = \begin{cases} L_{f_{\text{план}}}, & \frac{1}{2} \frac{L}{n_{\text{стадий МГРП}}} > L_{f_{\text{план}}} \\ \frac{1}{2} \frac{L}{n_{\text{стадий МГРП}}}, & \frac{1}{2} \frac{L}{n_{\text{стадий МГРП}}} \leq L_{f_{\text{план}}} \end{cases}$$

Вернёмся к формулам коэффициентов:

$$R_b = L_d \frac{2L_f}{c},$$

где  $L_d$  – степень открытости или раскрытия горизонтального ствола скважины.

Этот параметр относится к измерению или оценке того, насколько горизонтальная часть ствола скважины охватывает и контактирует с продуктивными зонами пласта.

Чем больше открытость горизонтального ствола, тем больше пластовой объем будет доступен для дренажа, что может положительно сказаться на дебите и производительности скважины.

$$R_d = \frac{L^* - X_f}{H \cdot 2L_f}$$

Здесь  $L^*$  – расстояние от горизонтальной части скважины до поверхности земли и определяемое по формуле:

$$L^* = \frac{1}{2}(X_f + Re)$$

Формулы для оставшихся коэффициентов похожи на предыдущие, однако имеют внутри себя коэффициент  $L_{f_2}$ :

$$R_{a2} = \frac{1}{\left( H \cdot X_f \cdot \left( \frac{1}{L_f} + \frac{1}{L_{f_2}} \right) \right)} + \frac{ch_{\text{трещины}}}{K_f}$$

$$R_{b2} = L_d \frac{L_f + L_{f_2}}{c}$$

$$R_{d2} = \frac{L^* - X_f}{H \cdot (L_f + L_{f_2})}$$

Распишем этот коэффициент:

$$L_{f_2} = \frac{Y - L}{2} + L_f,$$

Где  $L$  – длина горизонтального ствола скважины. А  $Y$  – это длина контура питания скважины вдоль оси  $Y$ , область пласта, из которой скважина принимает флюиды во время процесса добычи.

Этот контур представляет собой геометрическую форму, ограниченную зоной влияния скважины, и определяется по формуле:

$$Y = L + 2Re,$$

где  $Re$  – радиус контура питания скважины представляет собой расстояние от скважины до точки на пласте, где давление пластовых флюидов снижается в результате добычи и гидродинамических процессов.

Это расстояние определяет область, в пределах которой скважина эффективно влияет на пласт и дренирует флюиды [3].

$$c = \frac{X_f}{H} - \frac{1}{2} + \frac{1}{\pi} \ln \left( \frac{H \cdot r_w}{2} \right)$$

Здесь  $r_w$  – радиус скважины. В данной работе он применяется равным:

$$r_w = \begin{cases} 0.07, & \text{если ГС} \\ 0.108, & \text{если ННС} \end{cases}$$

б) Скважина горизонтальная, и на ней либо не проводились ГРП, либо исключительно одностадийные.

Этот случай соответствует модели Джоши. Дебит жидкости вычисляется по формуле [9]:

$$Q_{\text{ж}} = \frac{0.054 K_{\text{прон}} \Delta P H}{\mu_{\text{потенц}} B_0 \ln \left( 2 \frac{a_{\text{Джоши}} + \sqrt{4a_{\text{Джоши}}^2 - L^2}}{L} \right) + \frac{\kappa^{0.5} H}{L} \ln \left( \frac{\kappa^{0.5} H}{(\kappa^{0.5} + 1)r_w} \right)},$$

где  $\kappa$  – коэффициент анизотропии пласта.

Под анизотропией пласта понимают неодинаковость физических свойств в трех взаимно-перпендикулярных направлениях [4]. Для однородно-анизотропного пласта вводится понятие – коэффициент анизотропии

$$\kappa = \sqrt{\frac{k_{\Gamma}}{k_{\text{В}}}}$$

где  $k_{\Gamma} = k_x = k_y$  – коэффициенты проницаемости вдоль напластования;  
 $k_{\text{В}} = k_z$  – коэффициент проницаемости перпендикулярно напластованию.

$a_{\text{Джоши}}$  – коэффициент Джоши, расписываемый в следующем виде:

$$a_{\text{Джоши}} = \frac{L}{2} \cdot \left( 0.5 + \sqrt{0.25 + \left( \frac{2R_{eh}}{L} \right)^4} \right)^{0.5}$$

в) Скважина наклонно-направленная при любой конфигурации проводимых ГТМ.

В этом случае расчёт дебита жидкости производится по формуле из модели Дюпюи [15]:

$$Q_{\text{жид}} = \frac{K_{\text{прон}} H}{18.4 B_0 \mu_{\text{потенц}} \left[ \ln \left( \frac{Re}{r_w} \right) - 0.75 + S_{\text{mns}} \right]} \alpha$$

Где  $\alpha$  – коэффициент, расписываемый в следующем виде:

$$\alpha = \begin{cases} \Delta P; P_{\text{заб}} > P_{\text{нас}}, & P_{\text{пласт}} > P_{\text{нас}} \\ \left[ P_{\text{пл}} - P_{\text{нас}} + \frac{10P_{\text{нас}}}{18} \cdot \left( 1 - \frac{0.2P_{\text{заб}}}{P_{\text{нас}}} - 0.8 \left( \frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{нас}}} \right)^2 \right) \right], & P_{\text{заб}} \leq P_{\text{нас}} \\ \frac{10P_{\text{пл}}}{18} \cdot \left( 1 - \frac{0.2P_{\text{заб}}}{P_{\text{пл}}} - 0.8 \left( \frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{пл}}} \right)^2 \right), & \text{иначе} \end{cases}$$

где  $P_{\text{заб}}$  – забойное давление,  $P_{\text{пласт}}$  – пластовое давление,  $P_{\text{нас}}$  – давление насыщения.

Во всех вышеописанных моделях на основе запускных данных скважины рассчитывается коэффициент проницаемости  $K_{\text{прон}}$ , который подставляется в формулу для расчёта дебита жидкости с текущими данными скважины.

$$Q_{\text{н}} = Q_{\text{жид}} \cdot \frac{\rho_{\text{oil}}}{\rho_{\text{water}}} \cdot \frac{(100 - B)}{100}$$

где  $\rho_{\text{oil}}$  – плотность нефти,  $\rho_{\text{water}}$  – плотность воды,  $B$  – обводнённость.

## 2.2 Определение возможных рисков при поведении ГРП

В рассмотрение вводятся три возможных риска по итогам расчёта:

а) по запасам:

В случае, если файл с запасами загружается пользователем, оценивается указанное в нём значение извлекаемых запасов.

Если же файл с запасами не загружен в программу, для расчёта будет применён объёмный метод, основывающийся на геологических данных и информации о свойствах пласта, для предоставления оценки общего объёма извлекаемых запасов нефти в месторождении [3].

Геологические запасы рассчитываются по формуле:

$$Q_{\text{геол}} = S \cdot H \cdot K_{\text{пор}} \cdot K_{\text{нас}}^{\text{H}} \cdot K_{\text{пер}} \cdot \rho,$$

где  $S$  – площадь нефтеносности (площадь области, в которой находятся нефтеносные породы),  $H$  – средняя эффективная нефтенасыщенная толщина (суммарная толщина нефтенасыщенных слоёв-коллекторов),  $K_{\text{пор}}$  – пористость (доля объёма порового пространства в пласте, которое может содержать нефть),  $K_{\text{нас}}^{\text{H}}$  – коэффициент нефтенасыщенности (отношение объёма нефти, содержащейся в открытом пустотном пространстве, к суммарному объёму пустотного пространства),  $K_{\text{пер}}$  – пересчётный коэффициент нефти (показатель, учитывающий различия плотности нефти в пластовых и стандартных условиях),  $\rho$  – плотность нефти в поверхностных условиях.

Поле этого определяется коэффициент извлечения нефти:

$$\text{КИН} = K_{\text{вытеснения}} \cdot K_{\text{охвата}} \cdot K_{\text{зав}},$$

где  $K_{\text{вытеснения}}$  – коэффициент вытеснения (это часть нефти, которая будет вытеснена из образца при бесконечной прокачке через него вытесняющего агента),  $K_{\text{охвата}}$  – коэффициент охвата (отношение объёма промытой части пустотного пространства, охваченного процессом вытеснения к общему объёму насыщенных нефтью пустот продуктивного пласта),  $K_{\text{зав}}$  – коэффициент заводнения (отношение объёма части залежи, занятой вытесняющим агентом, к части, в которой происходит фильтрация пластовых флюидов).

И, наконец, для получения извлекаемых запасов, геологические запасы умножаются на КИН:

$$Q_{\text{извл}} = Q_{\text{геол}} \cdot \text{КИН}$$

Риск возникает в случае, когда  $Q_{\text{извл}} < 5$  тыс. т.;

б) по остановочной обводнённости:

Риск реализуется в случае обводнённости на последний месяц работы скважины  $> 70\%$ ;

в) по пластовому давлению:

Риск возникает в случае, когда  $P_{\text{пл.текущее}} < 0.6P_{\text{пл.нач.}}$ .

Учёт этого риска позволит не брать скважины с большой просадкой по обводнённости.

### 2.3 Условия отбора скважины-кандидата

Скважина оценивается по критериям прироста по дебиту нефти и наличию рисков:

а) кандидат:  $Q_{\text{н}} \geq 6 \frac{\text{т}}{\text{сут}}$ ;

б) кандидат с рисками:  $Q_{\text{н}} \geq 6 \frac{\text{т}}{\text{сут}}$  при наличии рисков;

в) не кандидат: во всех остальных случаях.



## ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА ПРОГРАММЫ

### 3.1 Функциональное назначение

Функциональное назначение программного обеспечения состоит в обработке входных файлов со скважинами и отрисовке графиков, отражающих историю разработки каждой скважины. Кроме того, программа определяет, является ли каждая скважина кандидатом для гидравлического разрыва пласта на основе анализа данных.

Основные задачи программы:

а) чтение входных файлов: программа считывает данные входных *Excel*-файлов, содержащих информацию о ходе разработке скважины, а также о пластах и месторождении, где она располагается.

б) анализ и обработка данных: программа выполняет анализ и обработку данных скважин, используя различные методики.

В ходе обработки данных вычисляются дебиты нефти и жидкости, просчитываются возможные риски при проведении ГРП и определяются аномалии;

в) создание графиков: программа визуализирует информацию об истории разработки скважины.

Графики могут включать динамику основных показателей скважины, а также расчётные дебиты;

г) определение кандидатов для ГРП: на основе анализа данных, принимается решение о том, является ли каждая скважина кандидатом для ГРП или нет.

Таким образом, функциональное назначение программы заключается в обработке данных скважин, создании графиков для визуализации истории разработки, а также определении кандидатов для гидравлического разрыва пласта на основе анализа данных.

## 3.2 Описание пользовательского интерфейса

Запустив программу, пользователь видит перед собой окно, условно разделённое на несколько блоков (рис. 4).

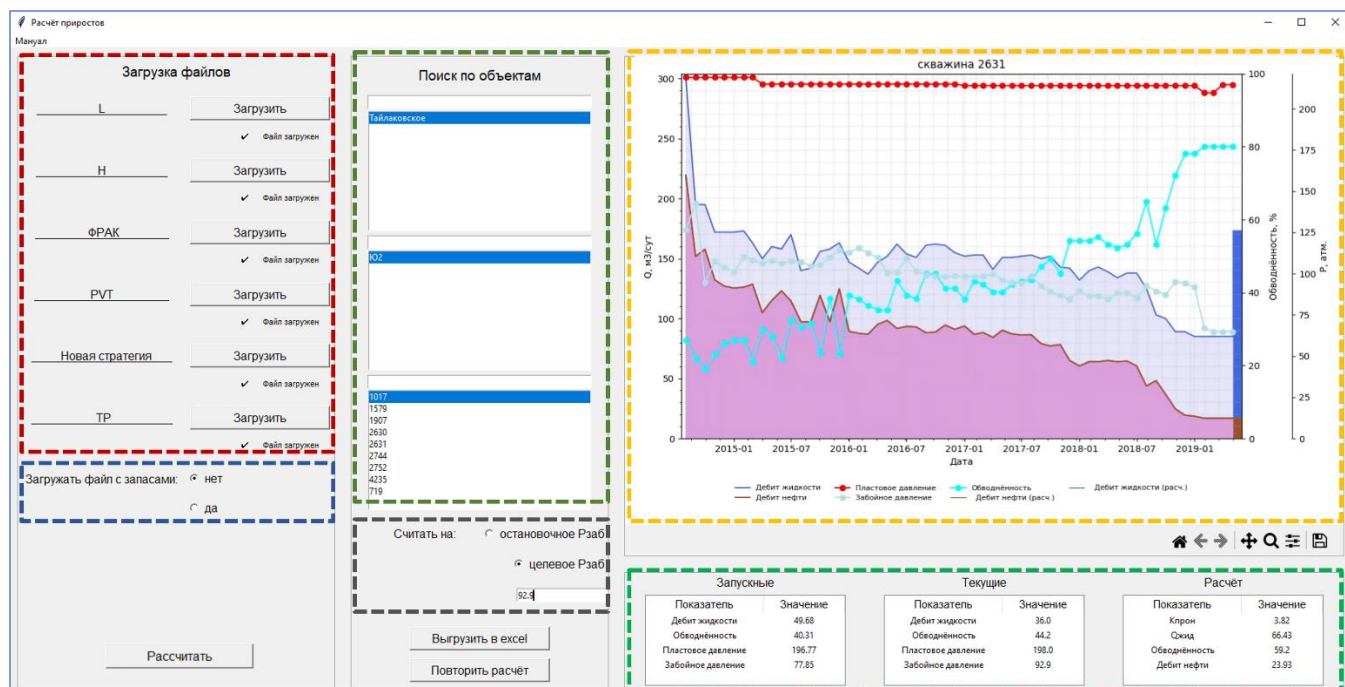


Рисунок 4. Пользовательский интерфейс

Красным пунктиром выделен блок загрузки обязательных файлов. При успешной загрузке под кнопкой появляется соответствующая запись.

Синий пунктир указывает на блок загрузки опционального файла с запасами. При необходимости пользователь нажимает на кнопку «да», после чего появляется возможность загрузить дополнительный файл.

Нажав на кнопку «Расчитать», данные, полученные из *Excel*-файлов, передаются в функцию обработки, после чего в зелёный блок интерфейса загружаются все объекты.

В первый *Listbox* зелёного блока записываются все месторождения, во второй – пласты, соответствующие выбранному месторождению, а в третий – скважины.

После выбора объекта в жёлтом блоке строится график по основным показателям скважины: его можно сохранить, увеличить интересующую область или сместить график.

Серый блок позволяет пользователю считать дебиты не только на забойное давление, но и на целевое, введя требуемое значение и нажав на кнопку «Повторить расчёт».

Последний, зелёный блок, включает в себя две таблицы с используемыми в расчёте показатели под названиями «Запускные» и «Текущие» для своевременного фиксирования некорректных данных в исходных файлах. В таблице «Расчёт» указываются как рассчитанные по формулам дебиты, так и коэффициент проницаемости и обводнённость после проведения ГРП.

Также, для пользователей, впервые столкнувшихся с программой, будет полезен мануал (рис. 5), указывающий, как выгружать данные для расчёта, по каким методикам он производится, по каким критериям отбирается скважина-кандидат и какие риски могут сопутствовать проведению ГРП.

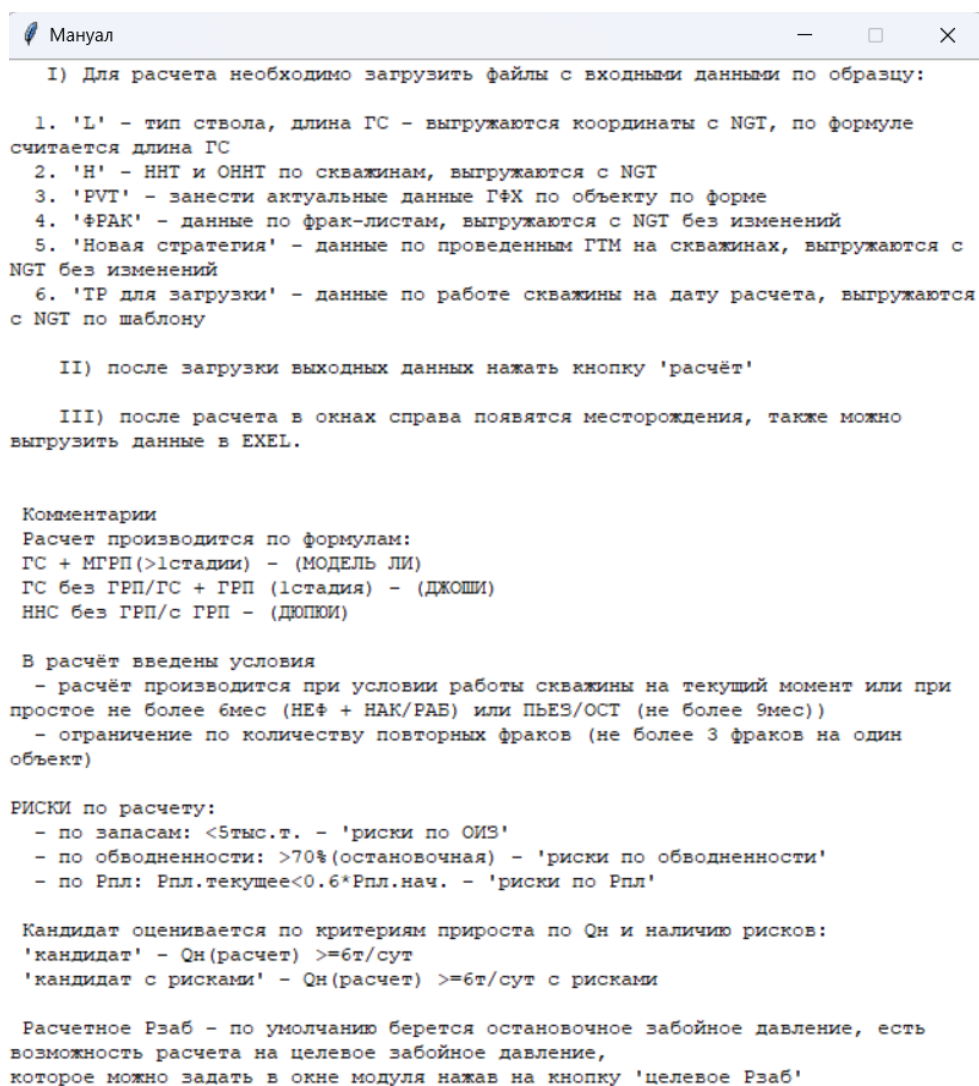


Рисунок 5. Мануал

### 3.3 Входные данные

Из программного комплекса *NGT* для сопровождения процесса разработки месторождений выгружается 6 обязательных файлов (по единой форме) и 1 опциональный в формате *Excel*, среди которых:

а) Файл «L», в котором записан тип скважины (ГС/ННС), а также координаты  $x, y$  устья и забоя скважины, по которым вычисляется длина её горизонтальной части как корень квадратных из суммы компонент;

	Пласт	№ скважины	Координата X	Координата Y	Координата забоя X (по траектории)	Координата забоя Y (по траектории)	ГС/ННС	м-е
0	Пласт	№ скважины	559408.0	6820024.0	559807.0	6820534.0	ГС	м-е
1	Пласт	№ скважины	561387.0	6767162.0	561722.0	6766894.0	ГС	м-е
2	Пласт	№ скважины	546305.0	6766184.0	546495.0	6766950.0	ГС	м-е
3	Пласт	№ скважины	561397.0	6766433.0	561548.0	6766111.0	ГС	м-е
4	Пласт	№ скважины	562138.0	6770865.0	563203.0	6771179.0	ГС	м-е
...	...	...	...	...	...	...	...	...
179	Пласт	№ скважины	559537.0	6813303.0	559495.0	6813011.0	ГС	м-е
180	Пласт	№ скважины	559224.0	6810039.0	559371.0	6809557.0	ГС	м-е
181	Пласт	№ скважины	550584.0	6811918.0	550214.0	6812329.0	ГС	м-е
182	Пласт	№ скважины	563380.0	6813510.0	563715.0	6814028.0	ГС	м-е
183	Пласт	№ скважины	559556.0	6811268.0	559148.0	6810992.0	ГС	м-е

Рисунок 6. Форма выгрузки файла «L»

б) Файл «H», в котором указываются суммарные ННТ и ОННТ, через которые проникает скважина;

Пласт	Скважина - Забой	ННТ	ОННТ	м-е
Пласт	Скважина - Забой	10.000000	6.570000	м-е
Пласт	Скважина - Забой	10.000000	10.000000	м-е
Пласт	Скважина - Забой	4.333333	4.333333	м-е
Пласт	Скважина - Забой	3.333333	3.333333	м-е
Пласт	Скважина - Забой	4.000000	4.000000	м-е
Пласт	Скважина - Забой	13.666667	13.666667	м-е
Пласт	Скважина - Забой	16.666667	16.666667	м-е
Пласт	Скважина - Забой	14.666667	14.666667	м-е
Пласт	Скважина - Забой	10.333333	10.333333	м-е
Пласт	Скважина - Забой	9.333333	9.333333	м-е
Пласт	Скважина - Забой	10.000000	10.000000	м-е

Рисунок 7. Форма выгрузки файла «H»

в) Файл «ТР» с ежемесячно записанной информацией о ходе работы скважин, где указывается её дебиты нефти и жидкости, обводнённость, давления на забое и в пласте, а также, работала ли она в данный месяц или находилась в накоплении;

Месторождение	Дата	№ скважины	Дебит жидкости (ТР), м3/сут	Дебит нефти (ТР), т/сут	Обводненность (ТР), % (объём)	Пластовое давление (ТР), атм	Забойное давление (ТР), атм	Объекты работы	Характер работы	Состояние
Месторождение	2017-05-01	№ скважины	224.0	41.22	78.0	212.0	169.9	Объекты работы	НЕФ	РАБ.
Месторождение	2017-06-01	№ скважины	89.0	39.48	47.0	218.0	118.9	Объекты работы	НЕФ	РАБ.
Месторождение	2017-07-01	№ скважины	73.0	30.55	50.0	218.0	105.1	Объекты работы	НЕФ	РАБ.
Месторождение	2017-08-01	№ скважины	65.0	28.83	47.0	218.0	96.1	Объекты работы	НЕФ	РАБ.
Месторождение	2017-09-01	№ скважины	52.0	19.59	55.0	218.0	96.8	Объекты работы	НЕФ	РАБ.
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
Месторождение	2019-01-01	№ скважины	33.0	24.41	16.1	176.0	81.2	Объекты работы	НЕФ	РАБ.
Месторождение	2019-02-01	№ скважины	33.0	22.38	23.2	172.5	62.1	Объекты работы	НЕФ	РАБ.
Месторождение	2019-03-01	№ скважины	28.0	19.25	22.2	172.5	64.9	Объекты работы	НЕФ	РАБ.
Месторождение	2019-04-01	№ скважины	33.0	20.93	28.2	171.5	73.9	Объекты работы	НЕФ	РАБ.
Месторождение	2019-05-01	№ скважины	33.0	20.93	28.2	171.5	73.9	Объекты работы	НЕФ	ОСТ.

Рисунок 8. Форма выгрузки файла «ТР»

г) Файл «Новая стратегия», в который записываются данные обо всех геолого-технических мероприятиях, проводимых на скважинах;

Месторождение	Скважина	Куст	Тип	Краткое описание мероприятий	Начало.1	Окончание.1	ВНР.1
Месторождение	Скважина	Куст	См_ПО	ТР5-1 Смена ЭЦН	2003-09-11	2003-09-13	2003-09-13
Месторождение	Скважина	Куст	ЗБС	КР6-3 Зарезка нового или продолжение ствола с ...	2017-05-30	2017-05-30	2017-05-30
Месторождение	Скважина	Куст	ГРП	КР7-2 Проведение МГРП (5 стадий)	2017-05-30	2017-05-30	2017-05-30
Месторождение	Скважина	Куст	КРС	КР13 Прочие виды работ	2018-10-13	2018-10-21	2018-10-21
Месторождение	Скважина	Куст	Запуск без ремонта	Запуск в работу без ремонта	2019-12-11	2019-12-11	2019-12-11
...	...	...	...	...	...	...	...
Месторождение	Скважина	Куст	См_ПО	ТР5-1 Смена ЭЦН	2012-10-11	2012-10-14	2012-10-14
Месторождение	Скважина	Куст	См_ПО	ТР5-1 Смена ЭЦН	2013-01-07	2013-01-10	2013-01-10
Месторождение	Скважина	Куст	См_ПО	ТР5-1 Смена ЭЦН	2014-01-06	2014-01-14	2014-01-14
Месторождение	Скважина	Куст	ГРП	КР7-2 Проведение ГРП	2014-03-17	2014-04-16	2014-04-16
Месторождение	Скважина	Куст	См_ПО	ТР5-1 Смена ЭЦН	2016-10-17	2016-10-22	2016-10-22

Рисунок 9. Форма выгрузки файла «Новая стратегия»

д) Файл «PVT», единственный из всех, содержащий информацию не о скважинах. Он содержит геолого-физическую информацию о пластах;

Месторождение	Пласт	Pb	Bo	ro	вязкость нефти	вязкость воды	Rпл первон	Mпр среднее на стадию	a Xf	b Xf	Рост % после ГРП	Срарч ННС	Кнн	КИН
Месторождение	Пласт	105.8	1.238	0.837	1.05	0.39	245	18	26.914	30.193	10.0	-5.5	0.52	0.236
Месторождение	Пласт	75.9	1.120	0.86	2.16	0.45	167.1	10.2	8.0074	69.702	10.0	-5.5	0.45	0.396
Месторождение	Пласт	91.1	1.340	0.831	1.05	0.4	216.3	50.2	22.306	42.806	10.0	-5.5	0.53	0.264
Месторождение	Пласт	107.3	1.340	0.83	1.01	0.38	240.3	22	31.749	22.624	10.0	-5.5	0.53	0.375
Месторождение	Пласт	66.2	1.093	0.883	4.54	0.36	268.5	39	37.076	-14.943	10.0	-5.5	0.54	0.367
Месторождение	Пласт	62.7	1.105	0.879	3.76	0.38	270.5	34.3	45.795	-50.607	10.0	-5.5	0.54	0.367
Месторождение	Пласт	4	6.000	8	16	18	19	21	22	23	24.0	25	26.00	27.000

Рисунок 10. Форма выгрузки файла «PVT»

е) Файл «ФРАК» даёт информацию, смежную с той, что вытягивается из «Новой стратегии», однако в постадийном представлении с указанием массы пропанта, закачиваемом в скважину.

Номер скважины	Дата	Пласт	M пр	Месторождение
Номер скважины	2017-05-24	Пласт	10.0	Месторождение
Номер скважины	2017-05-24	Пласт	9.8	Месторождение
Номер скважины	2017-05-24	Пласт	10.0	Месторождение
Номер скважины	2017-05-23	Пласт	10.0	Месторождение
Номер скважины	2017-05-23	Пласт	10.0	Месторождение
...	...	...	...	...
Номер скважины	2014-06-01	Пласт	20.5	Месторождение
Номер скважины	2014-05-19	Пласт	14.5	Месторождение
Номер скважины	2014-05-19	Пласт	14.5	Месторождение
Номер скважины	2014-05-18	Пласт	14.5	Месторождение
Номер скважины	2013-09-28	Пласт	34.5	Месторождение

Рисунок 11. Форма выгрузки файла «ФРАК»

Последние два файла не могут быть взаимозаменяемыми, поскольку значения в них выгружаются из двух различных баз данных, и информация в файле «Новая стратегия» может быть полнее, чем представленная в файле «ФРАК», как и наоборот;

ж) Опциональный файл «Запасы» содержит данные об извлекаемых запасах, необходимых для расчёта риска.

### 3.4 Выходные данные

Помимо взаимодействия с пользовательским интерфейсом, пользователь имеет возможность выгрузить сводный файл формата *Excel*, в котором указывается основная информация о скважине, проводимых на ней ГРП, состояние на последний месяц, а также все рассчитанные показатели после проведения ГРП: дебиты нефти и жидкости, обводнённость, пластовое и забойное давления, а также итоговый прирост дебита нефти – и наконец, итог: является ли скважина кандидатом, или нет.

## ГЛАВА 4. ОЦЕНКА ТОЧНОСТИ РАСЧЁТОВ

### 4.1 Методика оценки

Оценка производится при помощи ретроспективного анализа по отклонению рассчитанных дебитов жидкости от фактических: в исходном файле с данными о ходе работы скважины таблица обрезается до момента проведения последнего ГРП, после чего обновлённые исходные данные подаются в программу для получения расчётных дебитов.

### 4.2 Пример проведения оценки

Анализ точности используемых методик проводился на 37 скважинах Тайлаковского, 56 скважинах Аганского, 14 скважинах Западно-Асомкинского и 40 скважинах Мегионского месторождений.

Рассмотрим их по порядку упоминания.

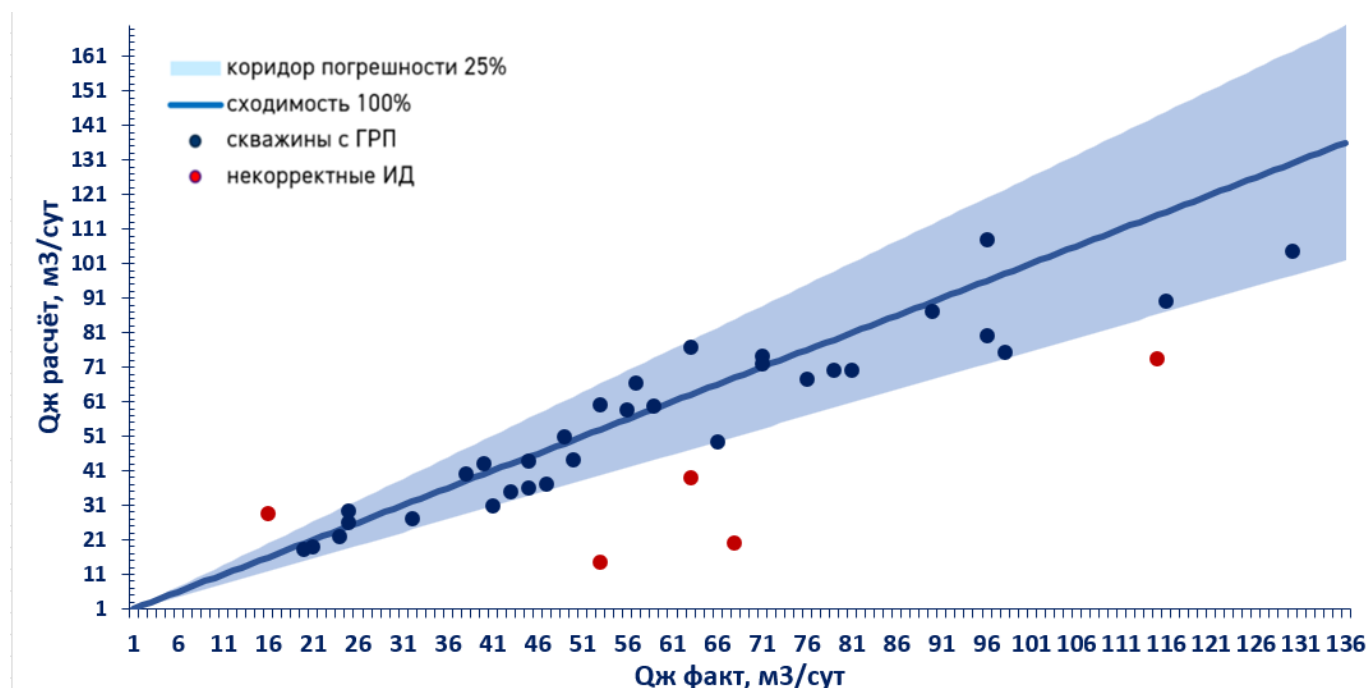


Рисунок 12. Отклонения для Тайлаковского месторождения

Для Тайлаковского месторождения некорректными оказались данные для 5 скважин: для трёх из них в таблицах пропущено значение забойного давления, для одной – обводнённости.



Для оставшейся скважины не обнаружилось проблем с исходными данными, однако оказалось, что из базы данных не выгружена информация по одному из проводимых ГРП.

Итоговое количество ГРП на данной скважине равно четырём, и, соответственно, дебиты для неё заведомо получаются некорректными.

Среди оставшихся скважин из коридора погрешности в 25% вышли только три скважины, хоть и незначительно.

Наибольшие погрешности дают скважины с некорректными исходными данными.

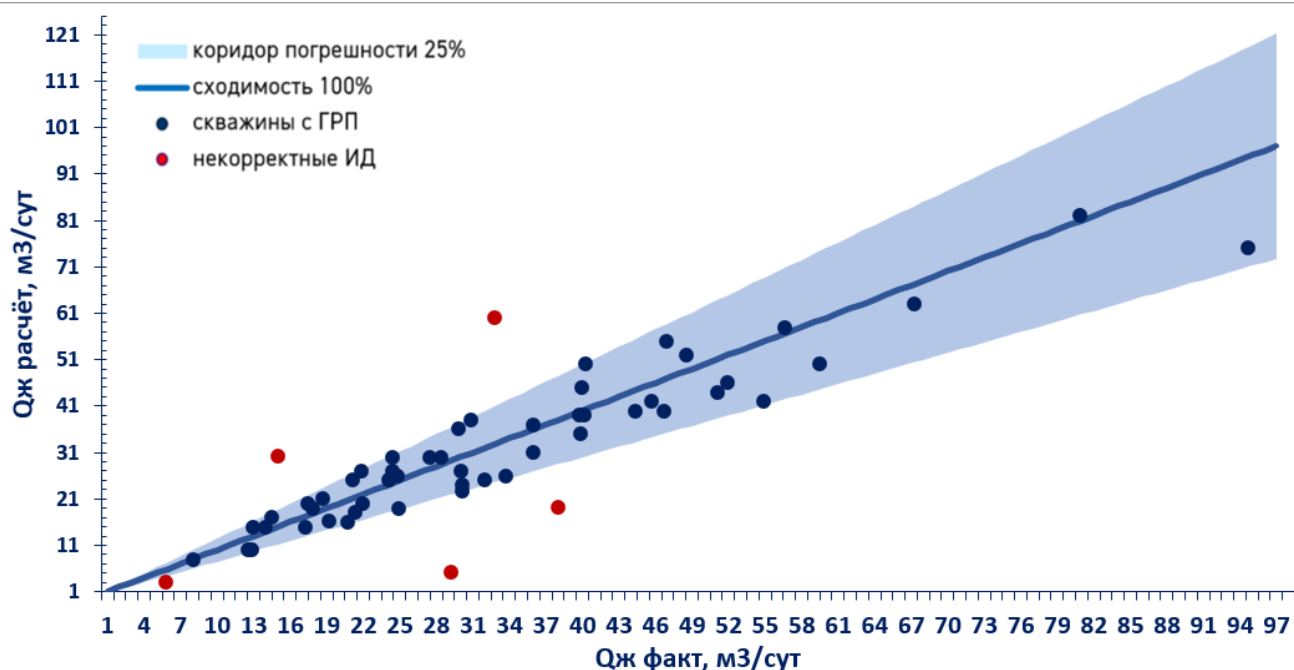


Рисунок 13. Отклонения для Аганского месторождения

Для Аганского Месторождения ситуация похожа на описанную для Тайлаковского месторождения в плане причины получения выбросов: пропуск данных, некорректная выгрузка и т. п.

Однако, сравнивая отклонения от фактических значений на рисунках 12 и 13 видно, что для Аганского месторождения в процентном соотношении отклонения для дебитов в диапазоне от 19 до  $56 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$  имеют большие значения. Это может быть связано с тем, что разработка Аганского месторождения началась раньше, чем Тайлаковского, соответственно, скважины на Аганском

месторождении «старше», что может привносить неопределённости, неучитываемые в методиках.

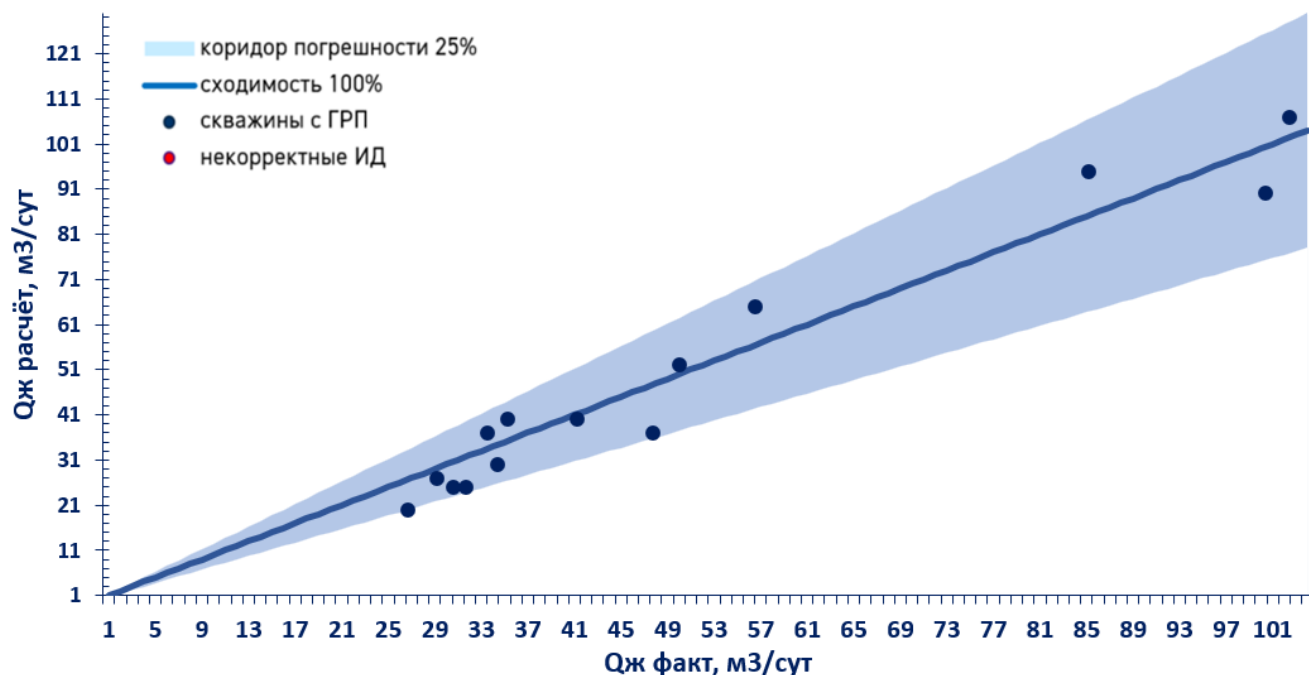


Рисунок 14. Отклонения для Западно-Асомкинского месторождения

Наименьшее число скважин рассмотрено на Западно-Асомкинском месторождении.

Несмотря на то, что ни для одной скважины значения дебита жидкости не вышли из коридора погрешности, это не может указывать как на то, что методика работает лучше для него, так и на то, что все данные на этом месторождении корректны: выборка слишком мала.

Однако даже с таким числом скважин можно видеть, что значения также, как и для других месторождений, по большей части не выходят из коридора погрешности: для Западно-Асомкинского месторождения, в частности, вышла только одна с погрешностью в 25.6%

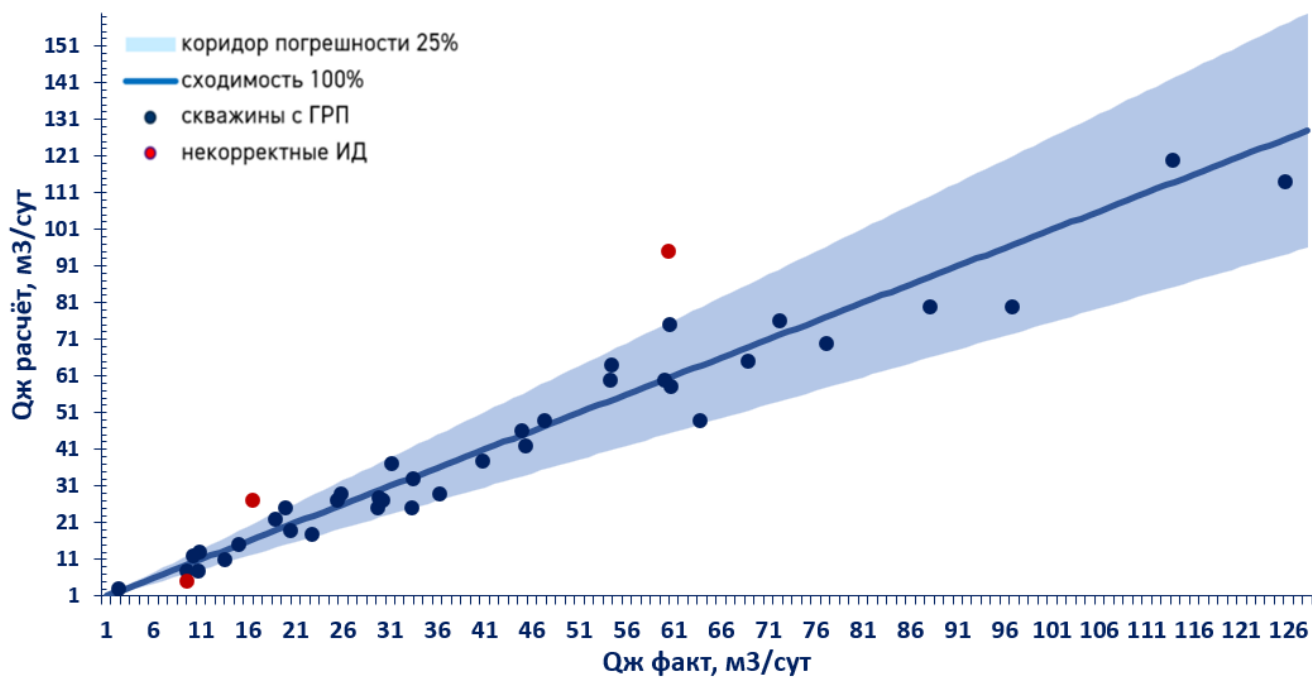


Рисунок 15. Отклонения для Мегионского месторождения

Для Мегионского месторождения скважины выходили за рамки коридора для более низких значений дебитов.

Как и у Аганского месторождения, разработка Мегионского началась ещё в прошлом веке и, соответственно, скважины могли накопить неопределённости, не учитываемые в формулах для расчёта дебитов.

В результате проведения оценки точности методики отбора скважин-кандидатов можно заключить, что результаты анализа показали хорошую сходимость расчётных показателей с фактом.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе данной работы создана программа с пользовательским интерфейсом для обработки *Excel* файлов.

В результате пользователь, не прибегая к ручной обработке данных, получает возможность визуально оценить динамику работы скважины при помощи отстраиваемых в интерфейсе графиков, а также, выгрузив сводную таблицу, принять решение о проведении гидравлического разрыва пласта на конкретной скважине.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бердин, Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин: Недра, 2001. – 187 с.
2. Колтун А. А., Оценка эффективности и оптимальное планирование геолого-технических мероприятий на нефтяных месторождениях дисс. канд. техн. наук. – Москва, 2005. – 112с.
3. Крец В. Г., Шадрина А. В. Основы нефтегазового дела. Учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 200 с.
4. Муравьев И. М., Базлов М. Н., Жуков А. И. и др., Техника и технология добычи нефти и газа: Недра, 1971.
5. Некрасов В. И., Глебов А. В., Ширгазин Р.Г., Вахрушев В. В., «Гидроразрыв пласта: внедрения и результаты, проблемы и решения». - Лангепас, Тюмень ГУП «Информационно-издательский центр ГНИ по РБ», 2001г. – 240с.
6. Тимонов А. В., Системный подход к выбору геолого-технических мероприятий для регулирования разработки нефтяных месторождений: дисс. канд. техн. наук. – Уфа., 2010. – 151с.
7. Усачев П. М. Гидравлический разрыв пласта. Москва: Недра, 1986–165с.
8. Archer J. S., Petroleum Engineering Principles and Practice. Graham and Trotman Publishers, London, 1986.
9. Joshi S. D., Horizontal well technology. Oklahoma. 1991.
10. Елкин С. В., Модель для расчёта дебита горизонтальной скважины в зависимости от числа трещин гидроразрыва пласта, 2016–№ 1, с. 64–67.
11. Кабиров М. М., Фан Зи Фэй, Влияние ГРП на дебит горизонтальной скважины // Нефтяное хозяйство. 1999. - №6, с.30-31.
12. Мукминов И.Р., Об эффективности гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах, 1998–№5, с.29-32.
13. Островская, А. К., Расчёт эффективности проведения гидроразрыва пласта — 2017. — № 44 (178), с. 14–16.

14. Peaceman D. W., Further discussion of productivity of a horizontal well. SPE Reservoir Engineering, 5(3):437–438, August 1990.
15. Renard G. I., Dupug J. M., Influence of Formation Damage on the flow Efficiency of Horizontal Wells. Paper SPE 19414, Louisiana 1990.
16. Soliman M. Y., Fracturing aspects of horizontal wells. Journal of Petroleum Technology, 42(8):966–993, Aug. 1990.