Министерство образования и науки Российской Федерации
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
Институт прикладной математики и механики
Высшая школа теоретической механики

Работа допущена к защите

Директор высшей школы

А. М. Кривцов

«___»_____2021 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

магистерская диссертация

ОПТИМИЗАЦИЯ РАСПОЛОЖЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С ТРЕЩИНОЙ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА ОТНОСИТЕЛЬНО ГОРНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

по направлению подготовки (специальности)

01.04.03 «Механика и математическое моделирование»

направленность (профиль)

01.04.03_04 Математическое моделирование процессов нефтегазодобычи

Выполнил
студент гр. 3640103/90401 В.А. Мешков

Руководитель
доцент, к.ф.-м.н. И.Б. Суслова

Санкт-Петербург

2021

САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ПЕТРА ВЕЛИКОГО
Институт прикладной математики и механики

УТВЕРЖДАЮ

Директор

Высшей школы теоретической механики

А.М. Кривцов

« » 2021 г.

ЗАДАНИЕ

по выполнению выпускной квалификационной работы

студенту Мешкову Владимиру Александровичу, гр. 3640103/90401

фамилия, имя, отчество (при наличии), номер группы

1. Тема работы: Оптимизация расположения горизонтальных скважин с трещиной гидроразрыва пласта относительно горных напряжений с точки зрения добычи углеводородов

2. Срок сдачи студентом законченной работы: 07.06.2021

3. Исходные данные по работе: фильтрационно-емкостные свойства пласта, длина горизонтального участка скважины, количество стадий гидроразрыва пласта, размеры пласта, CAPEX, ставка дисконта

4. Содержание работы (перечень подлежащих разработке вопросов): исследование влияния горных напряжений на процесс добычи нефти. Создание оптимизатора расположения проектной сетки горизонтальных скважин с трещиной гидроразрыва пласта с учетом регионального стресса на языке программирования Python с использованием гидродинамического симулятора PEBI

5. Перечень графического материала (с указанием обязательных чертежей): таблица с входными данными

6. Дата выдачи задания 25.01.2021

Руководитель ВКР _____ _____
(подпись) инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению 25.01.2021 _____
(дата)

Студент_____ _____ _____
(подпись) инициалы, фамилия

РЕФЕРАТ

На 39 с., 21 рисунок, 4 таблицы.

ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ, МНОГОСТАДИЙНЫЙ ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА, ДИЗАЙН ГРП, ГЕОМЕТРИЯ ТРЕЩИНЫ, ОПТИМИЗАЦИЯ РАСПОЛОЖЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН, РЕГИОНАЛЬНЫЙ СТРЕСС

Данная работа посвящена анализу оптимизации расположения горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта относительно горных напряжений. Предложен алгоритм для экспресс-оценки технико-экономической эффективности выбора оптимального варианта. В качестве примера проведен расчет по характеристикам одного из месторождений Западной Сибири.

THE ABSTRACT

39 pages, 21 pictures, 4 tables.

HORIZONTAL WELLS, MULTI-STAGE HYDRAULIC FRACTURING, FRACTURING DESIGN, FRACTURE GEOMETRY, OPTIMIZATION OF HORIZONTAL WELL LOCATIONS, REGIONAL STRESS

This work is devoted to the analysis of optimization of the location of horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing in relation to rock stresses. An algorithm is proposed for the rapid assessment of the technical and economic efficiency of the choice of the optimal option. As an example, a calculation was carried out according to the characteristics of one of the fields in Western Siberia.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение 5

Глава 1. Оптимизация расположения горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта 6

1.1 Оценка притока нефти из пласта к горизонтальной скважине 7

1.2 Подбор дизайна гидроразрыва пласта для горизонтальной скважины.. 10

1.2.1 Решение задачи многопараметрической оптимизации 12

1.2.2 Расчет оптимальной геометрии трещины..... 14

1.3 Технико-экономическая модель участка месторождения 15

Глава 2. Выбор сетки горизонтальных скважин с трещиной гидроразрыва пласта относительно горных напряжений 19

2.1 Влияние направления трещин гидроразрыва пласта на процесс нефтедобычи..... 19

2.2 Разработка алгоритма выбора оптимального расположения горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта 22

2.3 Применение и результаты расчетов 28

Заключение 37

Список использованных источников..... 38

ВВЕДЕНИЕ

При разработке концептуальной модели системы разработки месторождения углеводородов стоит уделить внимание решению комплексной задачи по оптимизации. А именно:

- Подбор оптимального варианта заканчивания скважин;
- Выбор подходящего расположения скважин, подбор оптимальной плотности сетки скважин, определение рентабельных зон с достаточными извлекаемыми запасами;
- Подбор темпа ввода новых скважин, подходящий к условиям конкретного месторождения ограничения темпа отборов нефти (при необходимости);
- Обоснованный выбор значений управляющих параметров работы скважин.

Многие задачи уже достаточно проработаны. Например, выбор способа заканчивания скважин, соотношение добывающих и нагнетательных скважин обосновывается по представленным в [17] соображениям. Подбор плотности сетки скважин и обоснование темпа отбора, учитывая темп бурения скважин описаны в [12].

В данной работе уделено внимание созданию универсального алгоритма подбора оптимального расположения системы горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта с учетом направления регионального стресса. Решению такой задачи посвящены работы [10, 13]. Однако исследования проводились с помощью аналитических моделей. При таком подходе не всегда корректно отражается влияние скважин друг на друга и неоднородности пласта на общую систему скважин. Большинство исследований фокусируется на повышении чистого дисконтированного дохода (NPV), но существует и необходимость в увеличении коэффициента извлечения нефти одновременно с NPV и уменьшении капитальных вложений.

ГЛАВА 1. ОПТИМИЗАЦИЯ РАСПОЛОЖЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С МНОГОСТАДИЙНЫМ ГИДРОРАЗРЫВОМ ПЛАСТА

Добыча нефти и газа в России с каждым годом усложняется в связи с ухудшением качества запасов углеводородного сырья поскольку продукция зрелых месторождений обводняется и, как следствие, переходит в группу трудноизвлекаемых запасов. Становится критически важно разрабатывать и применять новые высокотехнологичные решения для поддержания добычи на достигнутом высоком уровне и обеспечения ее значительного прироста. Таким образом, передовым методом добычи углеводородного сырья становится бурение горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта. Соотношение количества горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта к количество наклонно-направленных скважин во вновь пробуренном фонде скважин увеличивается с каждым годом. Выработана инновационная стратегия для разработки залежей с высокой трещиноватостью и низкой проницаемостью коллектора, в основе которой лежит проектирование строительства рядной системы горизонтальных скважин.

Для воплощения в жизнь вышеуказанной стратегии разработки продуктивных залежей необходимо решить ряд задач, связанных с оптимизацией для достижения наибольшего чистого дисконтированного дохода:

- Выделение зон с достаточными запасами;
- Выбор оптимальной длины горизонтальных скважин;
- Подбор оптимальной плотности расположения горизонтальных скважин.

Для более эффективного и быстрого оценивания того или иного варианта разработки нужно сформировать некоторые универсальные зависимости скомбинированных технических и экономических параметров.

Описание того, каким образом выбирается тот или иной параметр разработки приводится во многих литературных источниках. В [7-9] рассмотрено определение длины горизонтальной скважины в условиях фиксации площади, приходящейся на одну скважину. Но при условии достаточно большой площади нефтеносности правильнее будет увеличить длину горизонтальной скважины и уменьшить их количество. В работе [10] определяется оптимальная плотность расположения горизонтальных скважин исходя из того, что дебит скважины не зависит от приходящейся на нее площади области дренирования. Такое условие действительно работает при проектировании разработки пласта наклонными скважинами, но в условиях горизонтальных скважин дебит прямо зависит от площади дренирования.

1.1 Оценка притока нефти из пласта к горизонтальной скважине

В настоящее время существует множество методик оценивания дебита горизонтальной скважины. В общем случае они образуют две категории. Первая категория методик подразумевает решение уравнения фильтрации в ограниченной области [9-11]. По результатам расчетов известно, что вследствие отклонения формы зоны дренирования порождается заметная неточность прогнозного дебита скважин в системе (рис.1.1). Вторая категория методик включает в себя методику Батлера [12]. Батлер обобщил численные решения уравнения фильтрации горизонтальной скважины касательно площадной системы (см. рис.1.1 и рис.1.2).

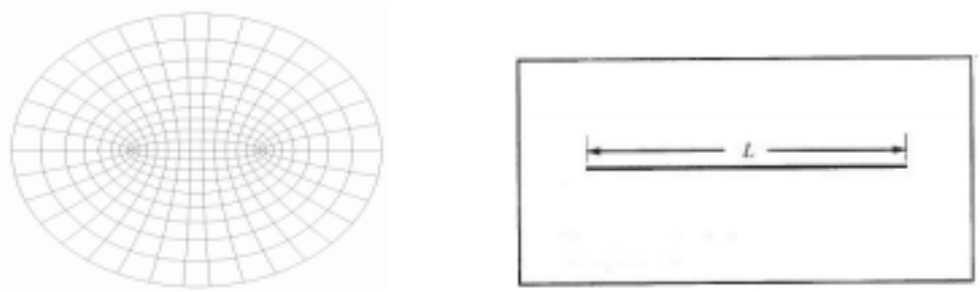

Рис. 1.1. Области дренирования горизонтальной скважины по различным методикам: слева – Джоши, справа – Батлер.

Рассмотрим прогноз дебита горизонтальной скважины используя методику Батлера. Формула (1.1) притока к такой скважине по методике Батлера выглядит следующим образом:

$$q_i = \frac{kh(p-p_w)}{\mu B_0[P^*+P_S^*]}, \quad (1.1)$$

где q_i – дебит горизонтальной скважины, м^3/сут; k – проницаемость продуктивного пласта, м^2; h – толщина продуктивного пласта, м; p – давление в пласте, атм; p_w – забойное давление скважины, атм; μ - вязкость нефти, мПа*с; B_0 – объемный коэффициент нефти, ед.; P^* - фильтрационное сопротивление для горизонтальной трещины; P^*_S – фильтрационное сопротивление от вертикального схождения потока к горизонтальной скважине.

Следующим шагом проводится расчет фильтрационных сопротивлений (1.2) и (1.3) [12]:

$$P^* = \frac{1}{12}\ln(1+\frac{A}{L^2}), \quad (1.2)$$

$$P_S^* = \frac{h}{2\pi L}(\ln\frac{h}{2\pi r_w} + S), \quad (1.3)$$

где A – площадь области дренирования, м^2; L – длина горизонтального участка скважины, м; r_w – радиус скважины, м; S – скин-фактор, ед.

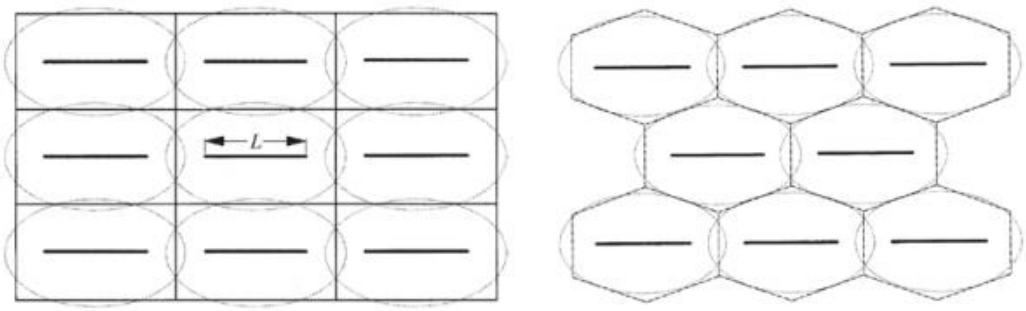

Рис. 1.2. Проектирование разработки месторождения рядной системой горизонтальных скважин.

Стоит заметить, что скважины, на которых был проведен гидравлический разрыв пласта, имеют фильтрационное сопротивление P_S^* равное 0. Для расчета прогнозной накопленной добычи на режиме истощения пласта принимается темп падения по экспоненциальному закону:

$$q_0(t) = q_{oi}e^{-Dt}, \tag{1.4}$$

где $q_0(t)$ – дебит скважины на расчетный момент времени, м^3/сут; q_{0i} – стартовый дебит скважины, м^3/сут; D – коэф. падения дебита нефти по непрерывному экспоненциальному закону, ед. [9].

Далее необходимо произвести расчет запасов, приходящихся на одну добывающую скважину (1.5):

$$N_{pw} = \int_0^{\infty} q_{0i}e^{-Dt}dt = \frac{q_{0i}}{D}, \tag{1.5}$$

где N_{pw} – предельно возможные извлекаемые запасы, приходящиеся на одну добывающую скважину, м^3.

Выражение (1.5) можно преобразовать в условие (1.6), связывающее темп падения дебита нефти и запасы, которые предельно возможно извлечь:

$$D = \frac{q_{0i}}{N_{pw}}, \tag{1.6}$$

В свою очередь извлекаемые запасы можно определить объемным методом по формуле (1.7):

$$N_{pw} = \frac{E_V \varphi S_{oil} c_t \Delta p A h}{B_0}, \tag{1.7}$$

где E_V – коэффициент охвата пласта; φ – пористость пласта, д. ед.; S_{oil} – коэффициент начальной нефтенасыщенности, д. ед.; c_t – эффективная сжимаемость, атм$^{-1}$; Δp – депрессия на нефтяной пласт, атм. [11].

В ходе работы для упрощения модели пренебрегаем зависимостью

коэффициента охвата пласта от площади области, дренируемой скважины [15].

1.2 Подбор дизайна гидроразрыва пласта для горизонтальной скважины

Применение многостадийного гидроразрыва пласта является в настоящее время в полной мере обоснованным мероприятием для достижения наиболее высокого значения коэффициента извлечения нефти. Важным критерием его высокой эффективности является значение прироста дебита нефти в результате применения на месторождении [4]. Но ввиду высокой стоимости технологии на первый план выходит задача определение наиболее подходящего к тем или иным пластовым условиям дизайна многостадийного гидроразрыва пласта, который будет подтверждаться экономической эффективностью.

В источнике [9] предложено, что приток к скважине имеет пропорциональную зависимость от перепада давления в скважине. Максимальное значение этого коэффициента пропорциональности является важным критерием для оптимизации дизайна гидроразрыва пласта. В работе продемонстрировано, что для каждого значения массы, закаченного в продуктивный пласт проппанта можно рассчитать единственно возможные параметры трещины гидроразрыва пласта, которые способствуют максимально возможному притоку к скважине. В источнике [17] разработан более полный алгоритм, комбинирующий расчет экономической рентабельности и технологической эффективности. Определяется оптимальный дизайн для каждого возможного объема, закаченного проппанта и, далее, выбирается тот вариант, для которого рассчитывается максимальный чистый дисконтированный доход (NPV).

Предложим решение другим путем: определение оптимального дизайна, гарантирующего максимально возможный дебит нефти, ограничивается рядом экономических параметров, таких как, максимальный дисконтированный

доход и минимальные капитальные затраты на строительство скважин. Данная задача должна решаться многопараметрическим способом одновременным нахождением нескольких максимальных значений (целевых критериев качества).

Таким образом формулировка задачи нахождения оптимального дизайна звучит – определение длины горизонтального ствола скважины, количества стадий многостадийного гидроразрыва пласта, полудлины и ширины трещины, соответствующих предельно возможному уровню добычи нефти, наибольшему чистому дисконтированному доходу от проведения мероприятия по гидроразрыву пласта и минимально возможному значению капитальных затрат на проведение данного мероприятия [17].

Полудлина, ширина и высота трещины находятся в прямой зависимости от массы, закаченного в нефтяной пласт проппанта. А такие параметры, как кол-во стадий гидроразрыва пласта, количество проппанта на одну стадию, длина горизонтального участка скважины не зависит от прочих параметров. Но ограничиваются некоторыми критериями:

$$4 = \mathrm{N_{fmin}} \leq \mathrm{N_f} \leq \mathrm{N_{fmax}} = 12, \tag{1.8}$$

$$4 * 10^3 \text{кг} = \mathrm{M_{pmin}} \leq \mathrm{M_p} \leq \mathrm{M_{pmax}} = 90 * 10^3 \text{кг}, \tag{1.9}$$

$$400 \text{ м} = \mathrm{L_{wmin}} \leq \mathrm{L_w} \leq \mathrm{L_{wmax}} = 1200 \text{ м}, \tag{1.10}$$

где N_{fmin} – минимальное количество стадий многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП); N_{fmax} – максимальное количество стадий МГРП; M_{pmin} – минимальное количество проппанта на одну стадию МГРП, т; M_{pmax} – максимальное количество проппанта на одну стадию МГРП, т; L_{wmin} – минимальная длина горизонтального участка ствола скважины, м; L_{wmax} – максимальная длина горизонтального участка ствола скважины, м.

Прочие параметры считаются заданными. Нефтяной пласт представлен

фигурой в виде параллелепипеда, замкнутого глинистыми прослоями. Скважина с горизонтальным окончанием располагается вдоль большой оси параллелепипеда [16]. Трещины направлены перпендикулярно горизонтальной скважине и по высоте равны толщине продуктивного пласта (рис.1.3). Высота пласта H.

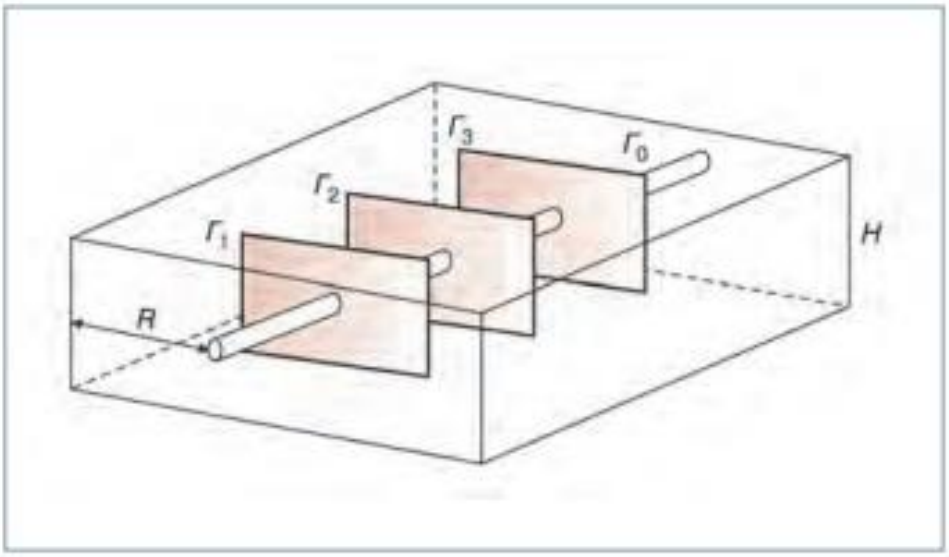

Рис. 1.3. Схема пласта в форме параллелепипеда, через который проведена горизонтальная скважина $Г_0$ и трещины МГРП – $Г_i$. R – размер продуктивного пласта в горизонтальной плоскости, м.

1.2.1 Решение задачи многопараметрической оптимизации

С точки зрения математики оптимизация представляет собой нахождение $x_1, \ldots, x_N$, что приводит к достижению максимального значения функций $f_1(x), \ldots, f_M(x)$, выполняя условие $x_L \leq x \leq x_U$,

где $x = (x_1, \ldots, x_N)$ – вектор параметров целевой оптимизации;

$f_1(x), \ldots, f_M(x)$ – целевые функции оптимизации; x_L, x_U – граничные значения.

Вектор параметров x_1 преобладает над x_2, если $f_i(x_1) < f_i(x_2)$. В случае если x_1 преобладает над x_2 для всех функций, то x_1 доминирует над x_2. Но в случае же, что для определенных функций x_1 преобладает над x_2, а для других

нет, тогда x_1 и x_2 недоминируемы [9]. Известно, что невозможно получить одного набора параметров, который обеспечит максимальный уровень значений всех целевых функций. Именно поэтому решением многопараметрической задачи определяется множество оптимальных решений. При этом каждое решение благоприятнее любого другого решения по одному (или более) из параметров.

Это множество оптимальных решений является фронтом Парето. Улучшая один из параметров, автоматически ухудшаются другие критерии. Выбор итогового решения из представленного фронта Парето производится вручную и зависит от конкретных предпочтений какому-то из критериев. Широкое применение генетических алгоритмов позволяет решать многопараметрические задачи любого уровня сложности. Генетический алгоритм включает в себя индивидуума – некий вектор критериев оптимизации, популяцию – система критериев оптимизации, ген – некий отдельно взятый критерий.

Для начала работы генетического алгоритма необходимо сформировать исходную популяцию. В следствие воздействия операторов она эволюционирует. Остаются лишь более приспособленные к заданным параметрам индивидуумы. В данной работе применен алгоритм многопараметрической оптимизации – генетический алгоритм NSGA-II [13]. Суть алгоритма заключается в определении и выделении некоторых множеств недоминируемых решений, объединенных в ранг. В первый ранг попадают решения, которые недоминируемы никакими другими. Во второй попадают те, что доминируемы только представителями первого ранга и так далее. Пример того, как работает алгоритм представлен на (рис.1.4). На данном графике также приведен дополнительный критерий – Расстояние кроудинга. Этот критерий необходим для оценки удаленности индивидуумов «друг от друга». Вводимый критерий кучности для, например, i-го индивидуума равен нормированной сумме сторон фигуры, вершинами которой является «сосед»

i-1 и i+1 (см. рис.1.4). Для того, чтобы индивидуумы равномернее были распределены на фронте, значение критерия кучности должно быть как можно больше [14].

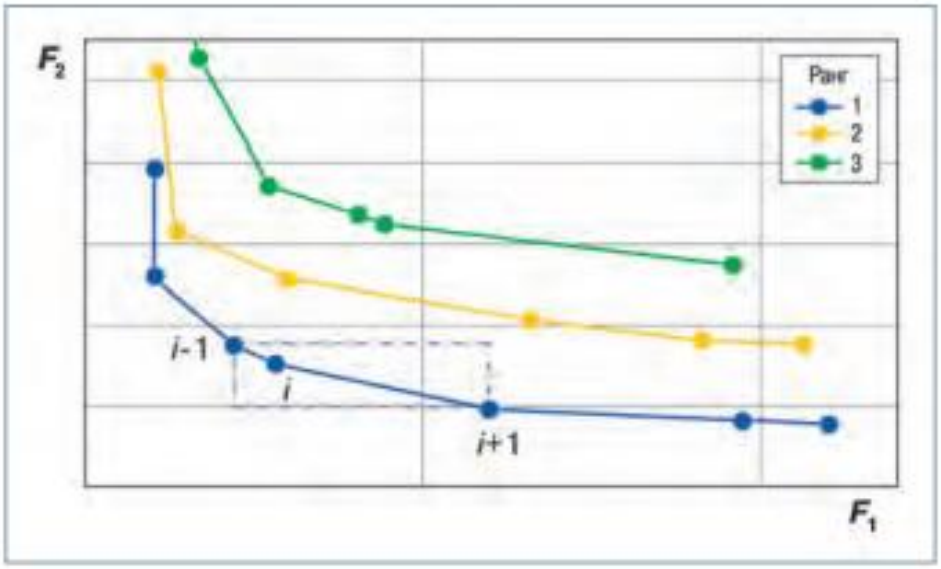

Рис. 1.4. Применение генетического алгоритма NSGA-II для многопараметрической оптимизации.

1.2.2 Расчет оптимальной геометрии трещины

На основе метода из работы [6] воспользуемся эмпирическими формулами, полученными для одного из месторождений Западной Сибири. В роли жидкости закачки рассматривается гель, описывающийся моделью степенной жидкости с показателем консистенции K'=4.596 Па*c^n и неким коэффициентом поведения потока n=0.51.

Приведем формулы для расчета полудлины трещины x_f и раскрытия трещины:

$$x_f = x_f^D \frac{H^{3n+1}\Delta\sigma^{2n+2}}{K' Q_0^n E'^{2n+1}}, \tag{1.11}$$

$$x_f^D = A' V_D^{\beta}, \tag{1.12}$$

$$V_D = V \frac{K' Q_0^n E'^{2n+2}}{H^{3n+3}\Delta\sigma^{2n+3}}, \tag{1.13}$$

$$w_M = \frac{M_p}{2p_p C_{max} x_f H}, \quad (1.14)$$

где x_f – полудлина трещины, м; Q_0 – скорость закачки, м^3/с; $\Delta\sigma$=4 МПа – разность напряжений между границами нефтяной залежи; E'=2.13*10^4 МПа – модуль плоских деформаций; A'=0.1792; β=0.5743 – полученные на реальных промысловых данных безразмерные коэффициенты; C_{max} – максимальное значение концентрации проппанта; p_p – плотность проппанта.

1.3 Технико-экономическая модель участка месторождения

Важными параметрами эффективности разработки месторождения является дебит скважин и извлекаемые запасы. Но данные параметры не могут отобразить экономическую рентабельность того или иного варианта разработки. Эффект зависит помимо всего прочего от капитальных затрат на бурение, цены на нефть и операционных затрат на обслуживание скважин [6].

Упрощая модель, предположим, что дебиты значения извлекаемых запасов всех скважин равны. Темп падения дебита нефти примем формулой (1.4). Предельно возможные для извлечения запасы на одну скважины определим по формуле (1.7). Экономической характеристикой разработки является чистый дисконтированный доход (NPV), который рассчитывается по формуле (1.15):

$$NPV = \int_0^{Tr} [(p_{nb} - a_0) n_w q_0(t) - a_w n_w] e^{-rt} dt - n_w c_{wt}, \quad (1.15)$$

где n_w – число скважин; a_0 – удельные затраты на сбор, подготовку и транспорт нефти; p_{nb} – цена нефти (после вычета налога на добычу полезных ископаемых); a_w – затраты на обслуживание скважины за год; r – коэффициент дисконтирования; c_{wt} – инвестиции на бурение скважины; T_r – предельное время эксплуатации [7].

В случае если предельное время эксплуатации скважины много больше, чем время дисконтирования, то в [6] предлагается формула (1.16):

$$\mathrm{NPV} = \int_0^{\infty}[(p_{nb} - a_0)n_w q_0(t) - a_w n_w]e^{-rt}dt - n_w c_{wt}, \quad (1.16)$$

Проинтегрировав и разделив на количество скважин, получаем аналитическое выражение NPV для одного элемента (1.17):

$$\mathrm{NPV} = \frac{(p_{nb} - a_0)q_{0i}}{D+r} - (c_w + \frac{a_w}{r}), \quad (1.17)$$

Рассчитаем номинальную цену запасов для извлечения [12]. Для начала нужно привести выражение (1.18):

$$\frac{L_y}{L_x} = \frac{A}{A+L^2}, \quad (1.18)$$

Далее нужно обезразмерить выражение (1.18), разделив на выражение (1.19):

$$(p_{nb}\text{-}a_0)N_{pw}, \quad (1.19)$$

В результате получим (1.20):

$$\mathrm{NPV_D} = \frac{1}{1+\frac{rN_{pw}}{q_{0i}}} - \frac{c_{wt}}{(p_{nb} - a_0)N_{pw}}, \quad (1.20)$$

Данное выражение есть характеристика оценки привлекательности системы разработки с точки зрения экономики. Теперь выразим (1.21) количество извлекаемых запасов через (1.7):

$$\frac{c_{wt}}{(p_{nb} - a_0)N_{pw}} = \frac{c_{wt}}{(p_{nb} - a_0)E_V \varphi S_{oil} c_t \Delta p A h / B_0}, \quad (1.21)$$

Далее умножим (1.21) на L^2, получим (1.22):

$$\frac{c_{wt}}{(p_{nb} - a_0)} = \frac{c_{wt}}{(p_{nb} - a_0)E_V \varphi S_{oil} c_t \Delta p A h / B_0 L^2}\frac{L^2}{A}, \quad (1.22)$$

Теперь подставим формулы для стартового дебита и запасов. Имеем (1.23):

$$\frac{rN_{pw}}{q_{0i}} = rE_V\varphi S_{oil}c_t\Delta pAh/B_0\frac{\mu B_0(P^*+P_S^*)}{kh\Delta p}, \quad (1.23)$$

Производим преобразование и получаем (1.24):

$$\frac{rN_{pw}}{q_{0i}} = \left(\frac{c_{wt}}{\frac{(p_{nb}-a_0)E_V\varphi S_{oil}c_t\Delta ph}{B_0L^2}}\right)^{-1}\frac{rc_{wt}\mu B_0}{(p_{nb}-a_0)kh\Delta p}\frac{A}{L^2}(P^*+P_S^*), \quad (1.24)$$

Введем ряд следующих обезразмеривающих параметров (1.25), (1.26), (1.27):

$$A_D = \frac{A}{L^2}, \quad (1.25)$$

$$C_D^N = \frac{c_{wt}B_0}{(p_{nb}-a_0)E_VS_{oil}\varphi c_t\Delta phL^2}, \quad (1.26)$$

$$C_D^Q = \frac{rc_{wt}\mu B_0}{(p_{nb}-a_0)kh\Delta p}, \quad (1.27)$$

Используя вышеуказанные параметры в подстановке в (1.20), получим (1.28):

$$NPV_D = \frac{1}{1+\frac{A_D}{12}\ln(1+A_D)\frac{C_D^Q}{C_D^N}} - \frac{C_D^N}{A_D}, \quad (1.28)$$

В результате приведенного алгоритма расчетов экономической эффективности можно сделать вывод, что NPV_D с единицы запасов есть функция обезразмеренных комбинированных параметров (1.25), (1.26), (1.27). Обобщим вышесказанное выражением (1.29):

$$NPV_D = NPV_D(C_D^N, C_D^Q, A_D), \quad (1.29)$$

Надо отметить, что комбинированный параметр (1.26) показывает отношение стоимости строительства скважины к стоимости предельно

возможных извлекаемых запасов. Параметр (1.27) — это отношение стоимости строительства скважины к дебиту нефти, умноженному на рыночную стоимость нефти. Параметр (1.25) показывает безразмерную плотность сетки горизонтальных скважин.

ГЛАВА 2. ВЫБОР СЕТКИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С ТРЕЩИНОЙ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА ОТНОСИТЕЛЬНО ГОРНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ

2.1 Влияние направления трещин гидроразрыва пласта на процесс нефтедобычи

Весьма существенное значение в успешной работе горизонтальной скважины имеет направление и ориентация ее горизонтальной составляющей.

Такое значение характеризуется характерным региональным стрессом. На нефтяных залежах Западной Сибири региональный стресс равен приблизительно 140 градусов по азимуту (рис.2.1). Так при воздействии на продуктивный пласт гидравлическим разрывом появляются трещины, которые направлены по линии напряженности [2].

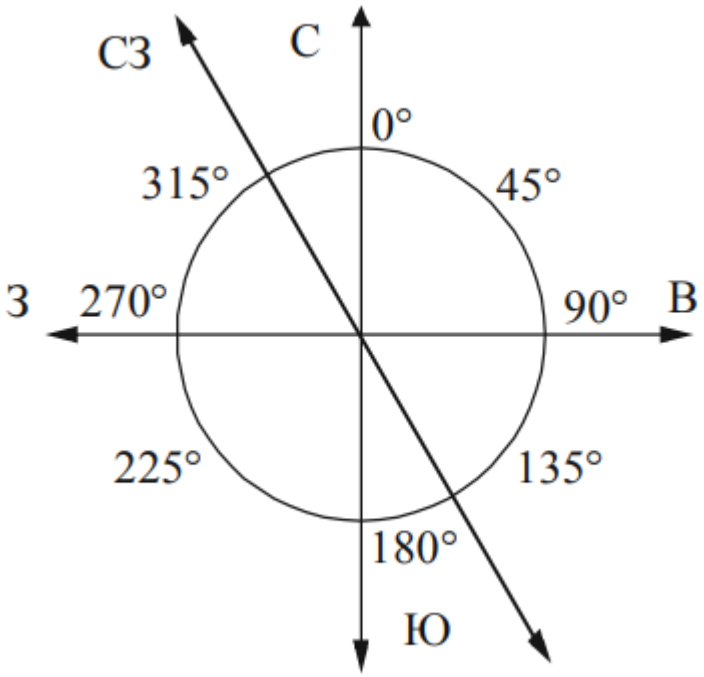

Рис. 2.1. Расположение линии регионального стресса в Западной Сибири.

Учитывая этот факт, отметим, что, располагая горизонтальную скважину вдоль регионального стресса и проводя многостадийный гидроразрыв пласта вероятнее всего получим образование продольных (относительно горизонтального ствола скважины) трещины [10]. При прокладывании горизонтальной скважины перпендикулярно линии стресса

будут образовываться поперечные относительно ствола горизонтальной скважины трещины (рис.2.2).

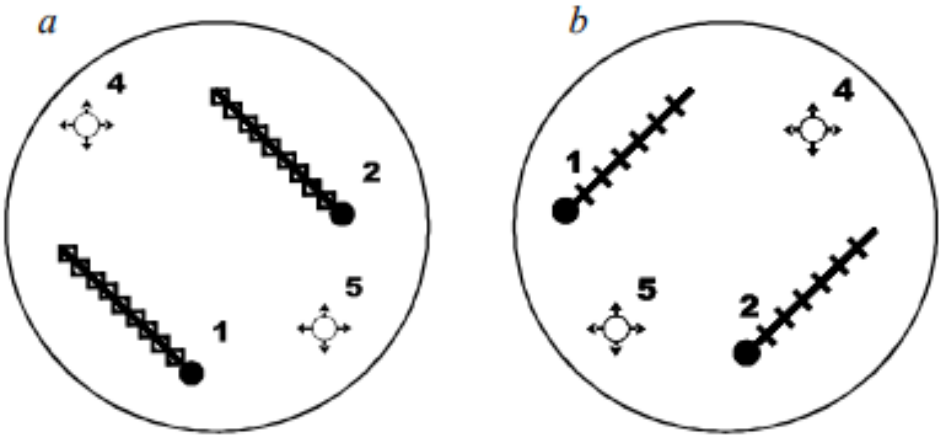

Рис. 2.2. Расположение трещин многостадийного гидроразрыва пласта относительно горизонтального ствола скважины.
a – продольные трещины; b – поперечные трещины.
1,2 – горизонтальная скважина с многостадийным гидроразрывом пласта;
4,5 – нагнетательная наклонно-направленная скважина.

Исследование проводилось для одного из месторождений Западной Сибири. Отобраны скважины с горизонтальным окончанием длинной от 200 до 1000 метров, числом стадий от 2 до 10.

Проведем нормирование запускных дебитов по таким параметрам, как проницаемость и толщина пласта, создаваемая депрессия на пласт, вязкость нефти, длина горизонтальной скважины для того, чтобы привести все рассматриваемые скважины к одинаковым условиям. Воспользуемся безразмерным коэффициентом продуктивности горизонтальной скважины для анализа скважин [4].

Рассчитаем индекс продуктивности по формуле (2.1):

$$J_d = \frac{1}{P_d(t_{dp})}, \tag{2.1}$$

где $P_d(t_{dp})$ – давление, приведенное к безразмерным условиям, на момент запуска скважины.

Также рассчитаем время начала линейного режима работы скважины:

$$t_{del} = 0.116h_d^2, \tag{2.2}$$

где h_d – безразмерная толщина пласта.

Далее рассчитаем для горизонтальной скважины безразмерный перепад давления [1] (2.3):

$$P_{del} = P_{der}(t_{del}) + 2\sqrt{\pi}(\sqrt{t_d} - \sqrt{t_{del}}), \quad (2.3)$$

где $P_{der}(t_{del})$ – давление в момент начала линейного режима; t_d – время безразмерное.

Далее после приведения к общим условиям работы скважин получили некоторую зависимость продуктивности скважины от ее ориентации в пространстве (рис.2.3).

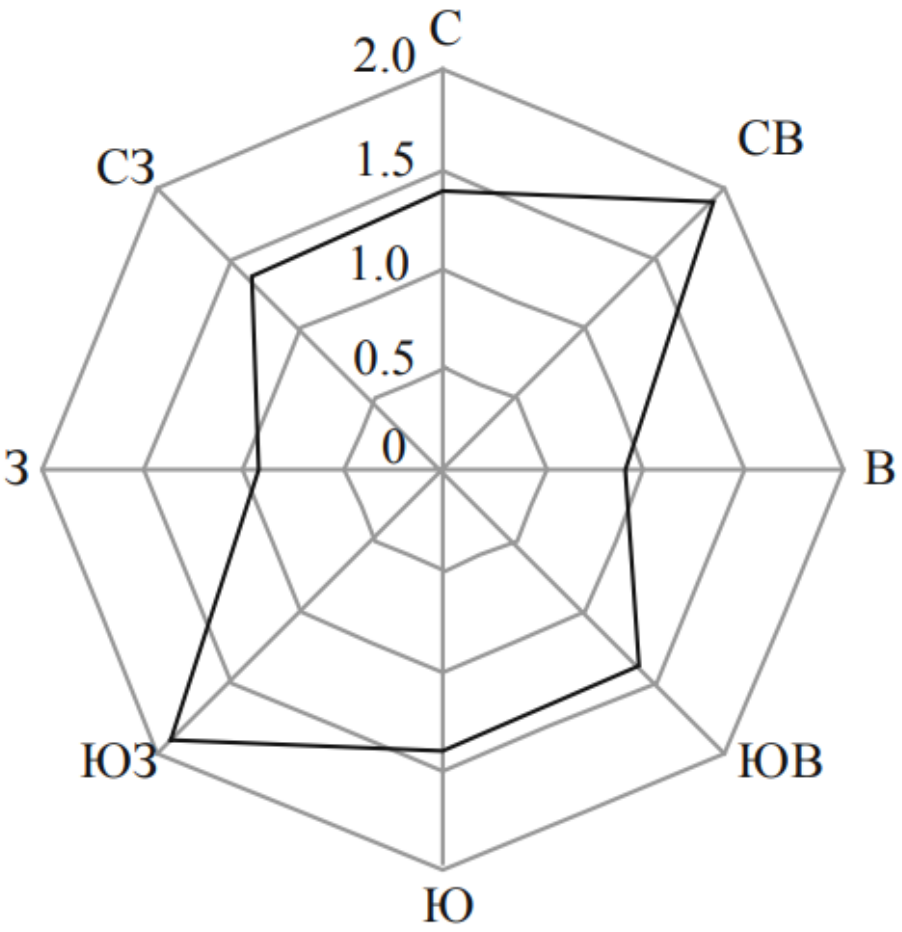

Рис. 2.3. Зависимость безразмерной продуктивности от ориентации горизонтальной скважины в пласте.

Как видно из графика безразмерная продуктивность в 1.38 раз больше при проектировании скважины в северо-восточном направлении, чем в северо-западном [3]. В 2 раза больше, чем в западном направлении. Таким образом,

на момент ввода скважины в работу коэффициент продуктивности, не зависящий от параметров пласта, при расположении горизонтальной скважины перпендикулярно стресса больше в 1.38 раза в сравнении с направлением скважины вдоль стресса. Можно сделать вывод, что запускные параметры работы скважины с горизонтальным окончанием с поперечными трещинами гидроразрыва пласта относительно ствола скважины более продуктивные, чем продольные. Однако накопленная добыча нефти при поперечных трещинах гидроразрыва пласта меньше, чем при продольных в среднем на 7 процентов, так как при поперечных трещинах темпы падения дебита нефти более высокие из-за образования конуса стремительно снижающегося пластового давления и более быстрого темпа роста обводненности [7].

2.2 Разработка алгоритма выбора оптимального расположения горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта

В следующем исследовании задача оптимизации расположения проектной сетки горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта рассматривается относительно максимального горизонтального напряжения (рис.2.4). В работе осуществлялся подбор параметров разработки таких, как направление скважин относительно регионального стресса, количество добывающих скважин, количество нагнетательных скважин, геометрии трещин гидроразрыва пласта.

Алгоритм работы модуля оптимизации состоит из следующих этапов:

1. Подбор оптимизационных параметров сетки горизонтальных проектных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта
2. Расчет профилей добычи в гидродинамическом симуляторе PEBI
3. Расчет экономических показателей

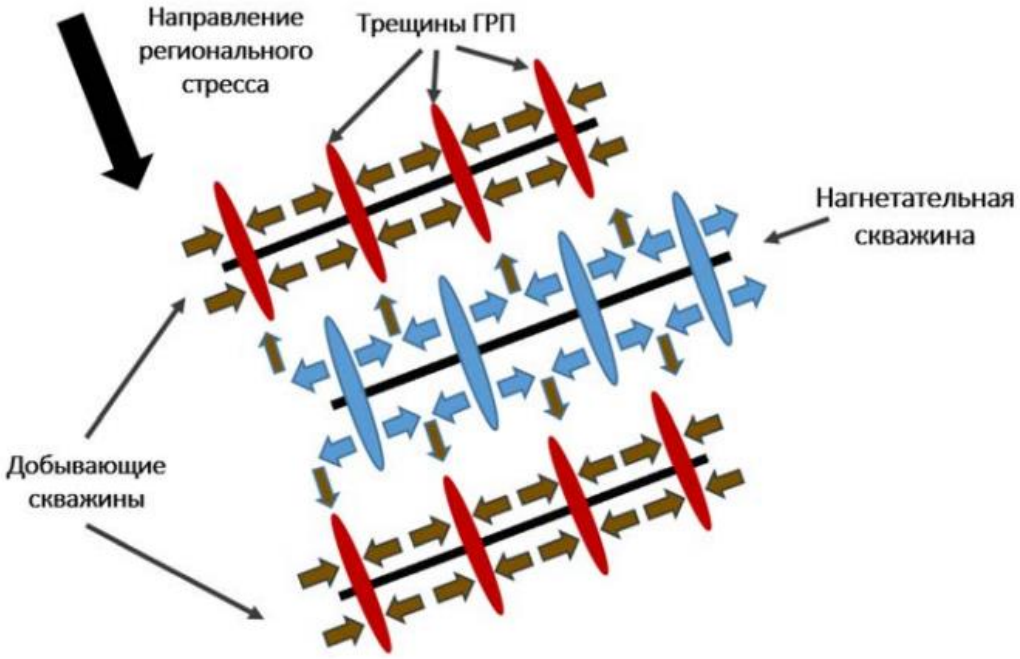

Рис. 2.4. Схема расположения нагнетательной и добывающих горизонтальных скважин с трещинами гидроразрыва пласта.

Для расчета профиля добычи использован гидродинамический симулятор PEBI. В симуляторе PEBI моделируется изотермический фильтрационный процесс течения флюидов в пористых средах в модели Black Oil, который описывается законами сохранения массы, законом Дарси и уравнениями фазового состояния. В гидродинамическом симуляторе PEBI реализовано построение адаптивных неструктурированных 3D PEBI-сеток. Данные сетки позволяют высоко эффективно моделировать процессы многофазной фильтрации в коллекторах с многочисленными технологическими и геологическими особенностями. К таким особенностям относятся разломы со сложной геометрией, скважины с горизонтальным окончанием, скважины с гидравлическим разрывом пласта и многостадийным гидравлическим разрывом пласта. В данном симуляторе разработан алгоритм локального автоматического перестроения расчетной сетки при введении либо выводе в работу новых скважин, проведении многостадийного гидравлического разрыва пласта. Разработанный алгоритм позволяет сократить время расчета [4]. А для детального расчета течений около

структурных и технологических особенностей реализован алгоритм локального автоматического измельчения сетки (рис.2.5).

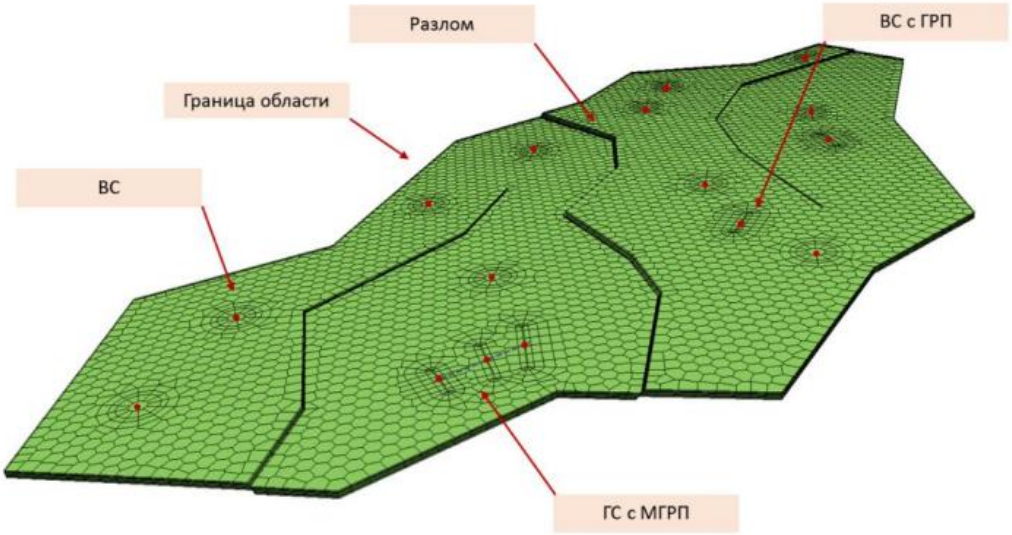

Рис. 2.5. Пример PEBI-сетки со структурными и технологическими особенностями (ВС – вертикальная скважина, ГС – горизонтальная скважина).

В процессе выполнения работы проверена сходимость расчета в гидродинамическом симуляторе PEBI с расчетом в гидродинамическом симуляторе Eclipse, который был принят за эталон. На расчет подавалась одна горизонтальная скважина длиной 500 метров, числом стадий 5, толщиной пласта 10 метров, проницаемостью пласта 1 мД, конечной и бесконечной проводимости.

Результаты данного сравнения расчетов в PEBI и Eclipse приведены на (рис.2.6). По графику видно, что отклонение расчета в PEBI от расчета в Eclipse не превышает 5 процентов для бесконечной проводимости трещины. А для конечной проводимости отклонение составляет не более 3.5 процентов. Вышеуказанное говорит о хорошей сходимости результатов расчетов. Приведем сравнение продолжительности расчетов в гидродинамических симуляторах PEBI и Eclipse (рис.2.7).

Также в работе проведен адаптационный расчет на аналитической модели бесконечной проводимости трещины. Результаты сравнения

представлены на (рис.2.8). Отклонение также не превышает 5 процентов.

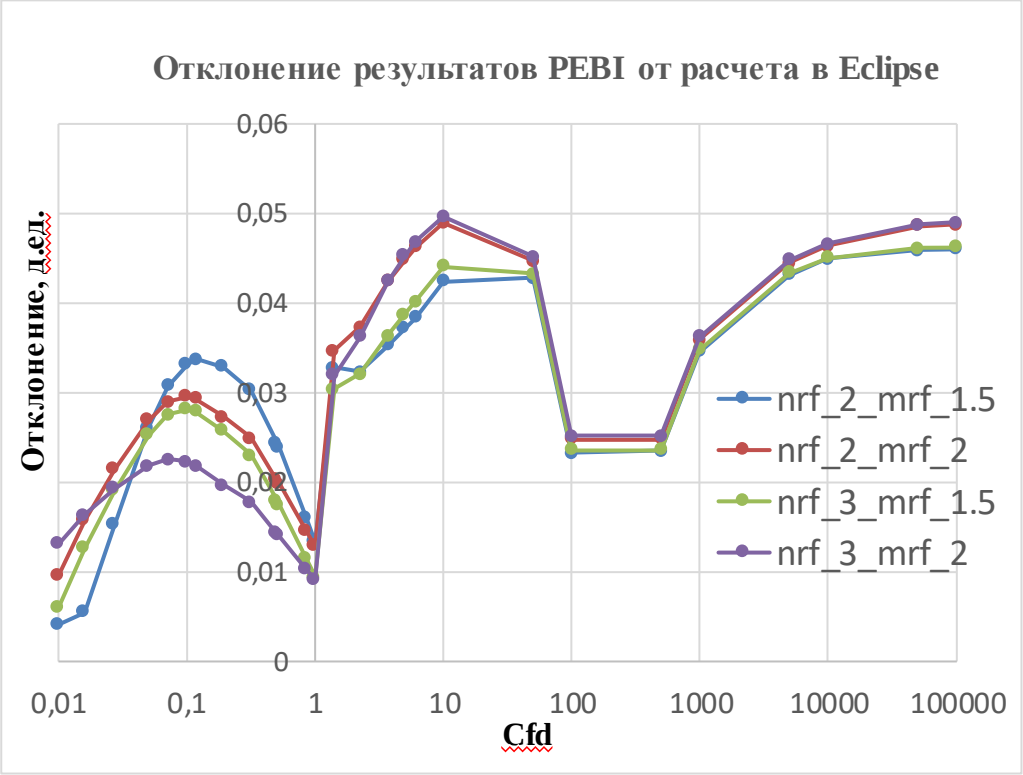

Рис. 2.6. Адаптация сетки PEBI. Отклонение результатов PEBI от расчета в Eclipse. nrf – количество зон измельчения; mrf – степень измельчения.

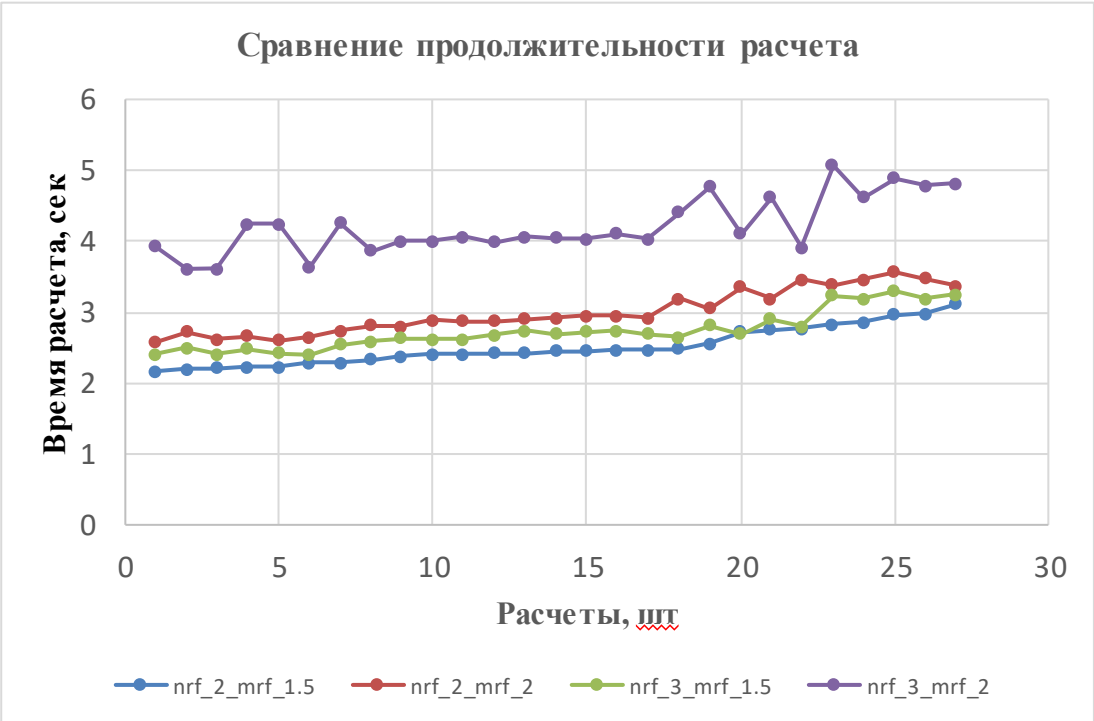

Рис. 2.7. Адаптация сетки PEBI. Сравнение продолжительности расчетов в PEBI и

Eclipse. nrf – количество зон измельчения; mrf – степень измельчения.

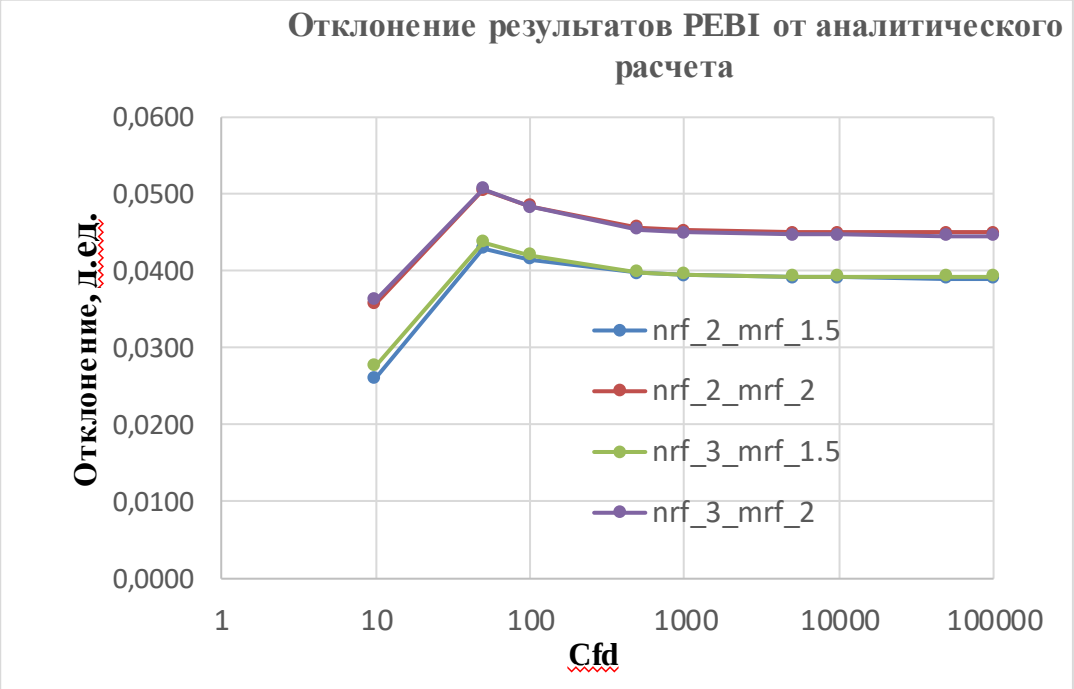

Рис. 2.8. Адаптация сетки PEBI. Отклонение результатов PEBI от расчета на аналитической модели. nrf – количество зон измельчения; mrf – степень измельчения.

Для оптимизации расположения сетки горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта относительно регионального стресса разработан алгоритм и написан программный код на языке программирования Python (рис.2.9). В генератор проектной сетки горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта задаются входные данные: размер участка пласта по оси X, размер участка пласта по оси Y, длина горизонтального участка скважины, расстояние между скважинами в ряду, число рядов, азимут трещины гидроразрыва, длина трещины гидроразрыва.

Запускается генерация массива скважин по входным параметрам сетки. Формируется график ввода скважин с учетом заданного темпа бурения. Генерируется секция гидродинамической модели и проводится запуск сгенерированной гидродинамической модели в гидродинамическом симуляторе PEBI. Далее считываются результаты расчета модели: дебит нефти, дебит воды, объем закачанной воды, коэффициент извлечения нефти (КИН), коэффициент компенсации. Запускается модуль расчета

экономической эффективности. Рассчитывается стоимость стадии гидроразрыва пласта. Рассчитывается параметры экономической эффективности – индекс рентабельности (PI) и капитальные затраты на строительство скважин (CAPEX). По окончании расчета выводятся результаты в виде таблицы данных.

```
def launch(self):

    """
    self.border_x - размер участка по оси X
    self.border_y - размер участка по оси Y
    self.l_gs - длина ГС
    self.b - расстояние между скважинами в ряду
    self.n_wells_x - число рядов
    self.a_frac - азимут трещины ГРП
    self.x_frac - длина трещины ГРП
    """

    # генерация массива скважин по параметрам сетки
    wells = WellsManager(self.border_x, self.border_y, self.l_gs, b=self.b, n_wells_x=self.n_wells_x)
    df_wells = wells.get_df_wells()

    # получение графика бурения скважин с учетом темпа бурения
    prod_drilled, inj_drilled = schedule.get_drilling_rating(wells, len(prod_oil))

    # генерация секции schedule гидродинамичекой модели
    schedule = ScheduleManager(self.schedule_file, df_wells, self.a_frac, self.x_frac)
    schedule.get_schedule()

    # a - расстояние между рядами скважины
    self.dict_results['a'].append(self.border_x / self.n_wells_x)
    self.dict_results['a_frac'].append(self.a_frac)

    """
    wells.count_prod_wells - общее число добывающих скважин
    wells.count_inj_wells - общее число нагнетательных скважин
    """

    self.dict_results['n_prod_wells'].append(wells.count_prod_wells)
    self.dict_results['n_inj_wells'].append(wells.count_inj_wells)

    # запуск расчета гидродинамической модели в симуляторе PEBI
    self.start_pebi()

    # считывание результатов расчета модели (дебит нефти, воды, закачка воды, КИН, Коэф. компенсации)
    prod_oil, prod_liq, inj_water, orf, eff = SummaryReader().read_summary(self.models_dir)

    self.dict_results['ORF'].append(orf)
    self.dict_results['Eff'].append(eff)

    # расчет стоимости одной стадии ГРП
    frac_cost = self.get_frac_cost(self.x_frac)

    # расчет экономических параметров - PI и CAPEX
    pi, capex = get_pi_capex(prod_oil, prod_liq, inj_water, prod_drilled, inj_drilled, frac_cost)

    self.dict_results['PI'].append(pi)
    self.dict_results['CAPEX'].append(capex)

# результаты расчета
self.dict_results
```

Рис. 2.9. Часть написанного программного кода на языке программирования Python для оптимизации расположения ГС с МГРП.

По результатам расчета строится фронт Парето оптимальных решений по описанной ранее методике. На вход подается массив точек с определенными значениями нескольких интересующих параметров (X, Y, Z).

Возвращается логический массив, где Ttue – оптимальная точка по Парето, False – неоптимальная точка по Парето.

Коэффициент извлечения нефти и индекс рентабельности берутся с отрицательным знаком, так как для алгоритма оптимальные точки те, которые имеют наименьшее значение. В такой постановке задачи оптимальными по Парет о будут при наибольших КИН и PI и наименьшем CAPEX (рис. 2.10).

```
def is_pareto_efficient_simple(costs):
    """
    Нахождение точек, оптимальных по Парето
    На вход массив точек со свойствами ([x], [y], [z])
    Возвращается логический массив, где True - оптимальная точка, False - неоптиальная по Парето
    """
    is_efficient = np.ones(costs.shape[0], dtype = bool)
    for i, c in enumerate(costs):
        if is_efficient[i]:
            is_efficient[is_efficient] = np.any(costs[is_efficient]<c, axis=1)
            is_efficient[i] = True
    return is_efficient


"""
КИН и PI берутся с отрицательным знаком, потому что для алгоритма оптимальные точки те,
которые имеют наименьшее значение
Соответсвтенно в такой постановке оптимум будет при больших КИН и PI и низком CAPEX
"""
inputPoints = np.array([-ORF, CAPEX, -PI]).transpose()
is_pareto_efficient_simple(inputPoints)
```

Рис. 2.10. Часть написанного программного кода на языке программирования Python для определения Парето оптимальных решений.

2.3 Применение и результаты расчетов

В качестве примера использования алгоритма по определению оптимального расположения горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта относительно регионального стресса рассмотрим месторождение с характеристиками, приведенными в таблице 2.1. Для этих данных были определены оптимальные параметры сетки скважин с точки зрения технологических и экономических критериев. Представлен фронт Парето оптимальных значений для трех разных значений проницаемости пласта.

Таблица 2.1

Характеристика месторождения.

Характеристика	Значение	Единицы измерения
Мощность пласта	10	м
Проницаемость	0.5, 1, 5	мД
Пористость	0.2	д. ед.
Плотность нефти	800	кг/м3
Плотность нефти	1000	кг/м3
Давление пластовое	250	бар
Забойное давление (доб.)	60	бар
Забойное давление (наг.)	400	бар
Водонасыщенность	0.4	д. ед.
Сжимаемость нефти	4.50E-04	1/бар
Сжимаемость воды	4.50E-04	1/бар
Сжимаемость горной породы	4.50E-05	1/бар
Взякость нефти	1	сПз
Взякость воды	1	сПз
Объемный коэффициент нефти	1	м3/м3
Объемный коэффициент воды	1	м3/м3
Темп бурения	24	скв/год
Длина ГС	500	м
Число стадий ГРП	5	
Проводимость трещины	бесконечная	
Полудлина трещины	50, 100, 200	м
Размер участка пласта	3000x2000	м
Количество ячеек вдоль оси X	60	

Приведены изменения пластового давления и начальной водонасыщенности пласта при разработке системой горизонтальных скважин с продольными трещинами относительно горизонтального ствола скважин (рис.2.11), (рис.2.12).

Приведены изменения пластового давления и начальной водонасыщенности пласта при разработке системой горизонтальных скважин с поперечными трещинами относительно горизонтального ствола скважин (рис.2.13), (рис.2.14).

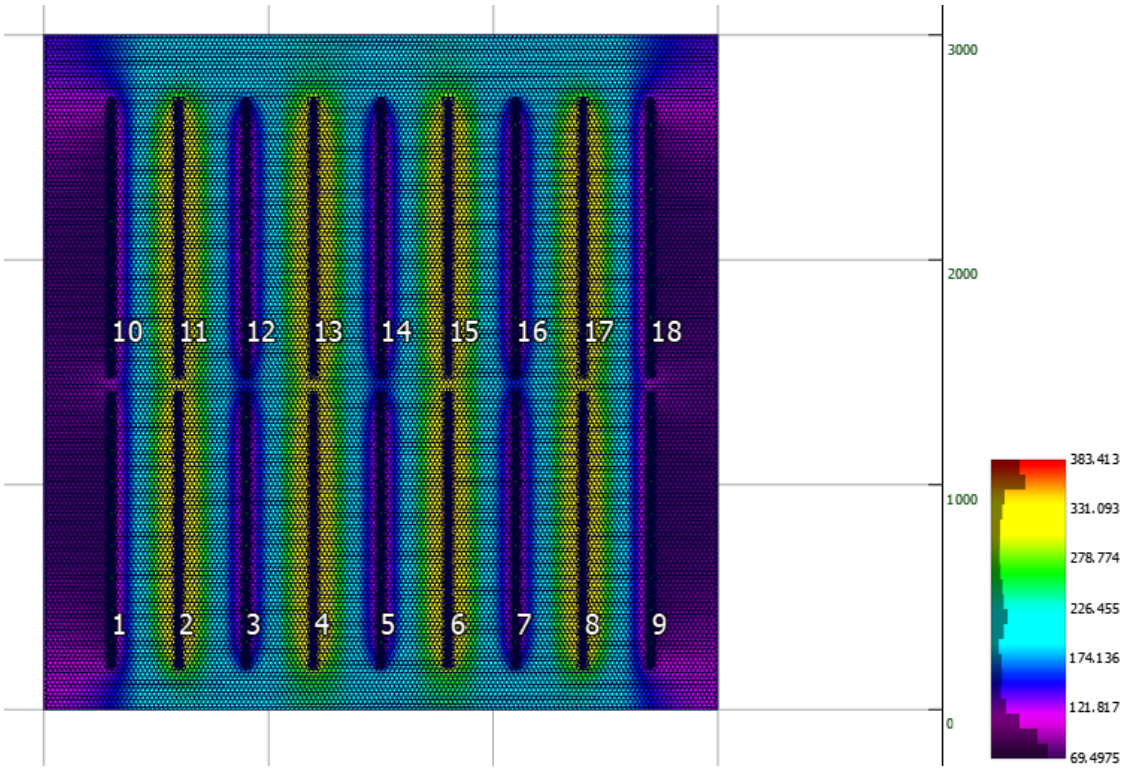

Рис. 2.11. Изменение пластового давления при разработки системой горизонтальных скважин с продольными трещинами многостадийного гидроразрыва пласта.

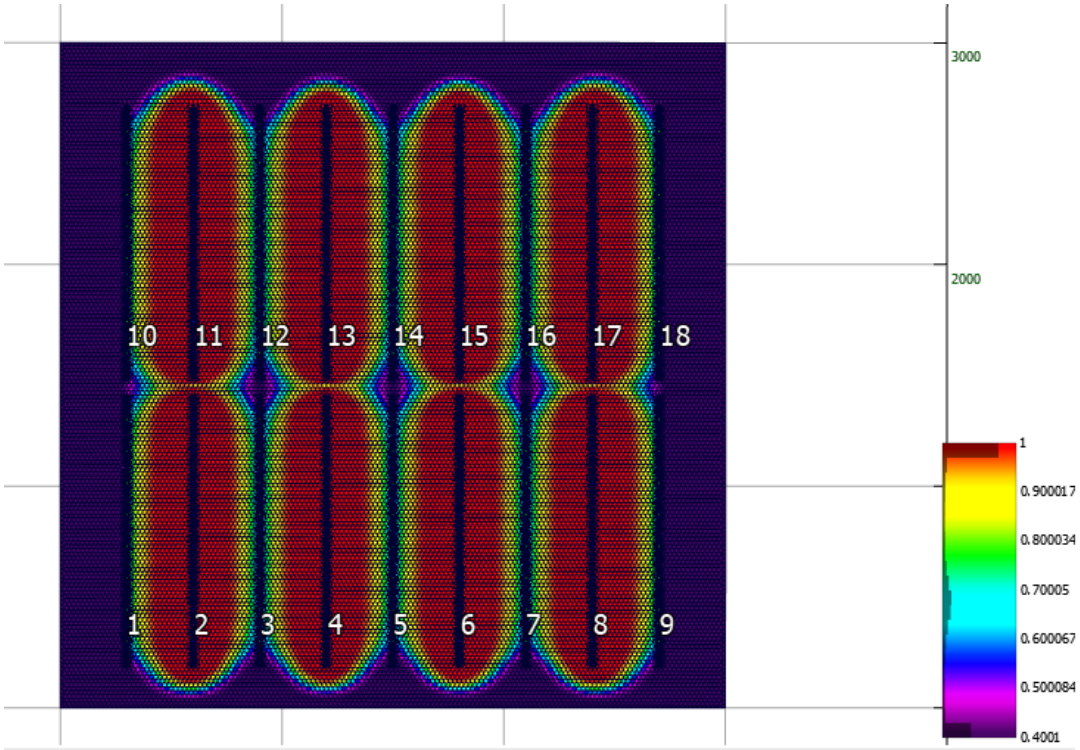

Рис. 2.12. Изменение начальной водонасыщенности пласта при разработки системой горизонтальных скважин с продольными трещинами многостадийного гидроразрыва пласта.

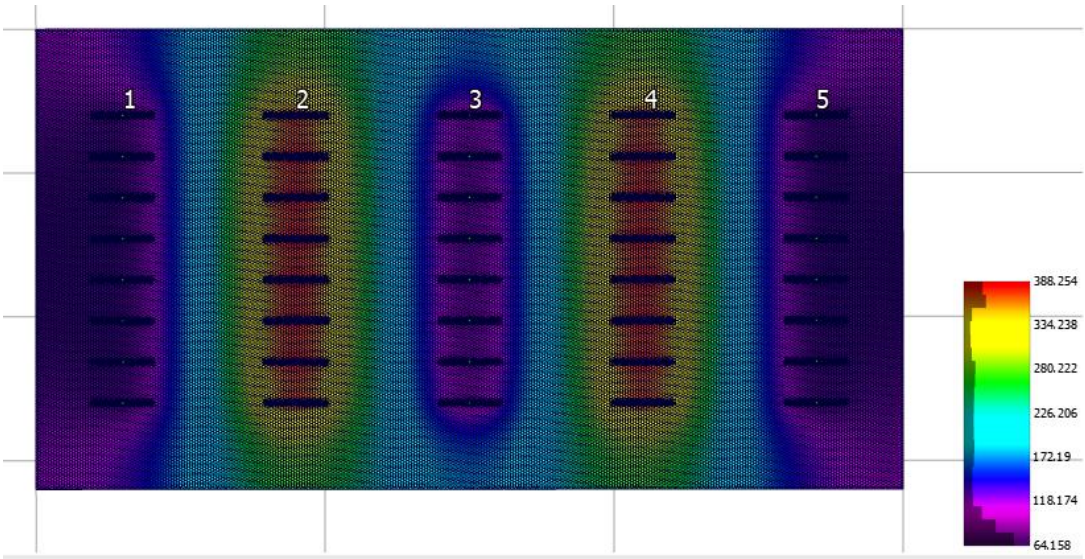

Рис. 2.13. Изменение пластового давления при разработки системой горизонтальных скважин с поперечными трещинами многостадийного гидроразрыва пласта.

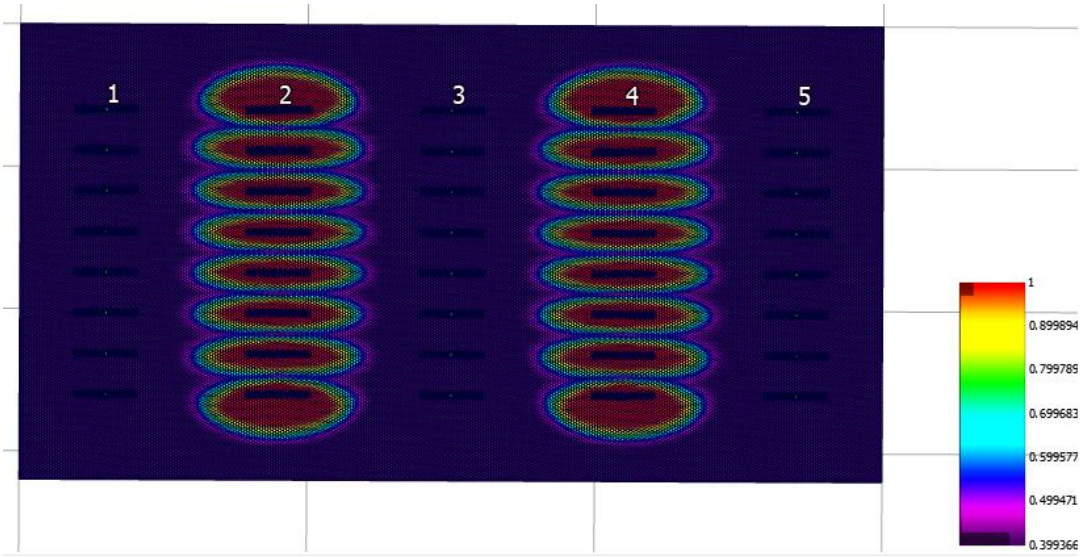

Рис. 2.14. Изменение начальной водонасыщенности пласта при разработки системой горизонтальных скважин с поперечными трещинами многостадийного гидроразрыва пласта.

Далее приведем найденный фронт Парето для проницаемости пласта 0.5 мД (рис.2.15), 1 мД (рис.2.16), 5 мД (рис.2.17). Параметры эффективности с наилучшими Парето оптимальными решениями приведены в таблице 2.2 при 0.5 мД, в таблице 2.3 при 1 мД, в таблице 2.4 при 5 мД.

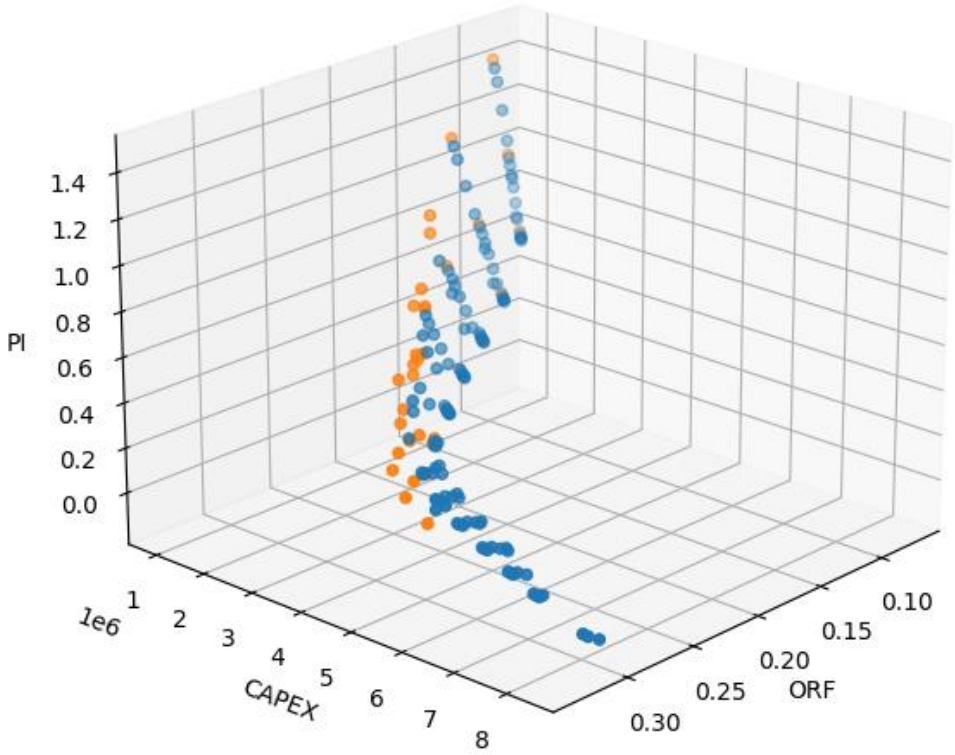

Рис. 2.15. Фронт Парето при проницаемости пласта 0.5 мД.

Таблица 2.2

Параметры оптимальных систем разработки при проницаемости пласта 0.5 мД.

Система скважин	КИН, д. ед.	PI. ед.	CAPEX дисконтированный, тыс. руб.
xf=200м; a=600м; Z=90; Nдоб=6; Nнаг=4	0.16	1.257	1848449
xf=200м; a=429м; Z=60; Nдоб=8; Nнаг=6	0.205	1.056	2587829
xf=200м; a=1000м; Z=90; Nдоб=4; Nнаг=2	0.1	1.445	1109070

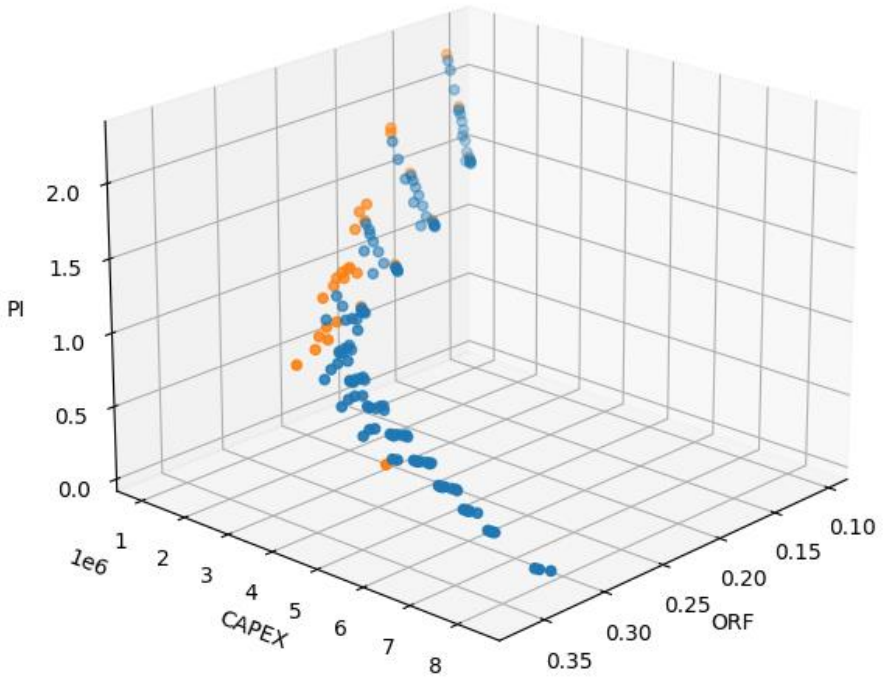

Рис. 2.16. Фронт Парето при проницаемости пласта 1 мД.

Таблица 2.3

Параметры оптимальных систем разработки при проницаемости пласта 1 мД.

Сетка скважин	КИН, д. ед.	PI. ед.	CAPEX дисконтированный, тыс. руб.
xf=200м; a=273м; Z=15; Nдоб=12; Nнаг=10	0.342	1.193	4066588
xf=200м; a=429м; Z=45; Nдоб=8; Nнаг=6	0.261	1.66	2587829
xf=100м; a=429м; Z=90; Nдоб=8; Nнаг=6	0.246	1.533	2314829

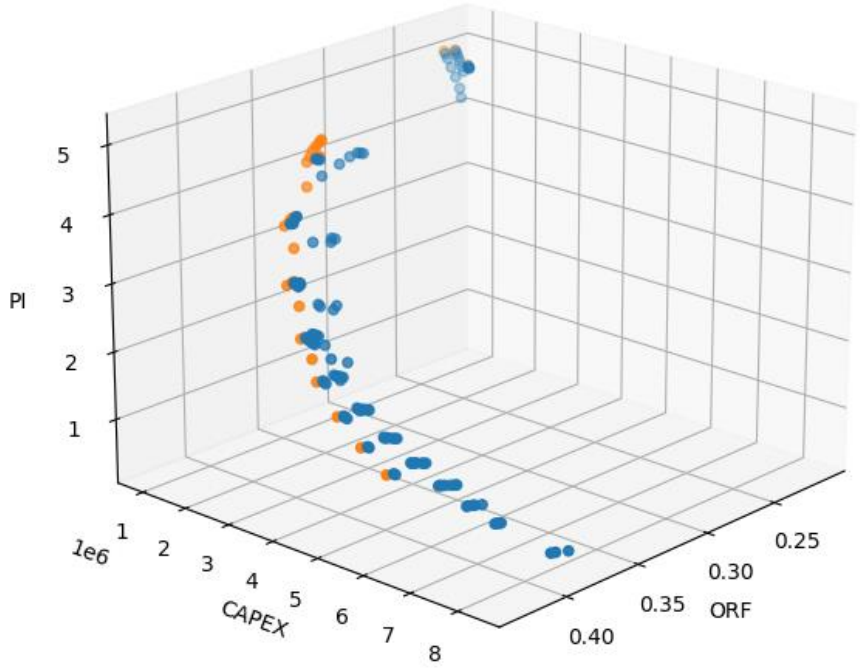

Рис. 2.17. Фронт Парето при проницаемости пласта 5 мД.

Таблица 2.3

Параметры оптимальных систем разработки при проницаемости пласта 5 мД.

Сетка скважин	КИН, д. ед.	PI. ед.	CAPEX дисконтированный, тыс. руб.
xf=100м; a=458м; Z=0; Nдоб=20; Nнаг=18	0.429	1.352	5999131
xf=100м; a=600м; Z=90; Nдоб=6; Nнаг=4	0.34	4.581	1653449
xf=50м; a=1000м; Z=75; Nдоб=4; Nнаг=2	0.213	4.717	947070

Результаты расчетов показали, что необходим учет расположения горизонтальных скважин относительно регионального стресса при проектировании сетки скважин с многостадийным гидроразрывом пласта. В связи с тем, что в работе рассмотрен вариант разработки эксплуатационного объекта с поддержанием пластового давления, в полученных результатах превалируют продольные трещины.

Для проницаемости пласта 0.5 мД оптимальным вариантом системы разработки выглядит исходя из расчетов 6 добывающих скважин, 4 нагнетательные скважины, полудлина трещины 200 метров, расстояние между рядами скважин 600 метров, направление скважин относительно регионального стресса 90 градусов. При таких параметров можно ожидать коэффициент извлечения нефти на уровне 0.16, индекс рентабельности 1.257 при капитальных затратах на бурение и обслуживание скважин 1848449 тыс. руб.

Для проницаемости пласта 1 мД оптимальным вариантом системы разработки выглядит исходя из расчетов 12 добывающих скважин, 10 нагнетательные скважины, полудлина трещины 200 метров, расстояние между рядами скважин 273 метра, направление скважин относительно регионального стресса 15 градусов. При таких параметров можно ожидать коэффициент извлечения нефти на уровне 0.342, индекс рентабельности 1.193 при капитальных затратах на бурение и обслуживание скважин 4066588 тыс. руб.

Для проницаемости пласта 5 мД оптимальным вариантом системы разработки выглядит исходя из расчетов 20 добывающих скважин, 18 нагнетательные скважины, полудлина трещины 100 метров, расстояние между рядами скважин 458 метров, направление скважин относительно регионального стресса 0 градусов. При таких параметров можно ожидать коэффициент извлечения нефти на уровне 0.429, индекс рентабельности 1.352

при капитальных затратах на бурение и обслуживание скважин 5999131 тыс. руб.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения работы предложен метод, который основывается на алгоритме многопараметрической оптимизации горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта, который позволяет оценить технологическую и экономическую эффективность проекта. Данная методика может быть полезна при проектировании многостадийного гидроразрыва пласта и подборе скважин для его проведения.

Рассмотрен полуаналитический метод определения оптимальной площади дренирования горизонтальной скважины с многостадийным гидроразрывом пласта в режиме истощения пластовой энергии. Представлена технико-экономическая модель месторождения. Получены комбинированные безразмерные параметры, характеризующие технологическую и экономическую эффективность системы разработки.

Разработан алгоритм для проведения экспресс-расчетов по подбору оптимальных параметров системы разработки относительно регионального стресса с точки зрения технико-экономической эффективности. Для расчета профилей добычи использован гидродинамический симулятор PEBI. С помощью алгоритма подобран оптимальный набор параметров системы разработки для одного из месторождений Западной Сибири горизонтальными скважинами и дизайн многостадийного гидроразрыва пласта. С помощью генетического алгоритма выбран фронт Парето оптимальных решений для дальнейшего выбора исходя из предпочтений к тому или иному критерию.

Результаты расчетов показали, что необходим учет расположения горизонтальных скважин относительно регионального стресса при проектировании сетки скважин с многостадийным гидроразрывом пласта. В связи с тем, что в работе рассмотрен вариант разработки эксплуатационного объекта с поддержанием пластового давления, в полученных результатах превалируют продольные трещины.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Елкин С. В., Алероев А. А., Веремко Н. А. Модель для расчета дебита горизонтальной скважины в зависимости от числа трещин гидроразрыва пласта. Нефтяное хозяйство. 2016 г. №1. 64-67 с.

2. Каневская Р. Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. М.: Недра, 1999 г. 213 с.

3. Рощектаев А. П., Якасов А. В., Краснов В. А., Торопов К. В. Экспресс метод оценки целевого КИН на основе статистических характеристик коллектора. SPE136139. 2010 г.

4. Хасанов М. М., Ушмаев О. С., Нехаев С. А., Карамутдинова Д. М. Оптимальные параметры разработки нефтяного месторождения. SPE 162089. 2012 г.

5. Шель Е. В., Падерин Г. В., Кабанова П. К. Методика тестирования моделей симулятора гидроразрыва пласта. Нефтяное хозяйство. 2018 г. № 12. 42-45 с.

6. Инструкция ОАО «ТомскНИПИнефть» по сопровождению рейтинга эксплуатационного бурения и зарезок боковых стволов № П1-01.05 И-0016 ЮЛ-068 от 30.10.2017 г.

7. Agrawal, Pratap A. IEEE Trans.Evol.Comp. 2002. V. 6. P. 182-197.

8. Borisov, Ju P. Oil Production Using Horizontal and Multiple Deviation Wells. Nedra. Moscow. 1964.

9. Economides M. J., Oligney R. E., Valko P. P. Unified Fracture Design: Bridging the gap between theory and practice. Texas: Orsa Press Alvin. 2002.

10. Giger F. M. Horizontal Wells Production Techniques in Heterogeneous Reservoirs. SPE 13710.

11. Hyon Cho, Integrated Optimization on long horizontal well length. SPE 68599, 2001.

12. Hyon Cho, Shad S. N. Optimization of well length for horizontal drilling.

Canadian International Petroleum Conference. 2000.

13. Joshi S. D., Augmentation of well productivity with slant and horizontal wells. Journal of Petroleum Technology. 1988. P. 729-739.

14. Nakajima L., Schiozer D. J. Automated methodology for field performance optimization developed with horizontal wells. SPE 81031. 2003.

15. Recham R., Bencherif D. Investigation of optimum well spacing based on a combined simulation and economic models. Canadian International Petroleum Conference. 2003.

16. Reynolds A. D., Dimensions of paralic sandstone bodies. AAPG Bulletin. 1999. V. 83. № 2. P. 211-229.

17. Roberts T., Economics of Well Spacing. SPE 240. 1961.