

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПРИТОКА НЕФТИ К ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ С ТРЕЩИНАМИ МГРП

Р.А. Семенов, магистрант

Научный руководитель: Колев Жеко Митков, канд. техн. наук, доцент

Тюменский индустриальный университет

(Россия, г. Тюмень)

DOI:10.24412/2500-1000-2025-3-1-264-270

Аннотация. В статье представлена методика моделирования притока нефти к многозабойной горизонтальной скважине с трещинами гидроразрыва пласта (МГРП). Рассматривается аналитический подход, основанный на теории фильтрации в трещиновато-пористых средах, с учетом взаимодействия между трещинами и стволом скважины. Методика включает решение системы уравнений, связывающих давление в трещинах и пласте, с использованием методов суперпозиции источников/стоков. Проведено сравнение с численным моделированием и полевыми данными, подтверждающее точность расчетов.

Ключевые слова: гидравлического разрыва пласта, депрессия, горизонтальная скважина, система уравнений, гидродинамические исследования.

Актуальность исследования методики расчета притока нефти к горизонтальной скважине с трещинами МГРП обусловлена необходимостью эффективной разработки трудноизвлекаемых запасов в низкопроницаемых коллекторах, где традиционные методы расчета оказываются недостаточно точными. Разрабатываемая методика позволяет учитывать сложную геометрию системы трещин и их взаимодействие с горизонтальным стволом, что особенно важно для оптимизации параметров МГРП и повышения экономической эффективности добычи. Применение данного подхода способствует снижению неопределенности при проектировании гидроразрыва и может быть интегрировано в цифровые системы управления месторождениями, что делает исследование востребованным как с научной, так и с практической точки зрения.

1. Описание рассматриваемого объекта. Методика решения задачи.

1.1 Рассматриваемый объект

Цель данной работы – разработка алгоритма для вычисления притока нефти к горизонтальной скважине с трещинами, образованными в результате многостадийного гидроразрыва пласта. Объект исследования представляет собой систему, включающую горизонтальную скважину с трещинами, пласт-коллектор, в котором они расположены, а также флюид, насыщающий пласт. Данная система обладает определёнными характери-

стиками, которые необходимо учитывать при проведении расчётов.

Свойствами горизонтальной скважины с трещинами являются [1]:

- длина горизонтального участка скважины, которая находится в пределах от десятков метров до нескольких километров;

- диаметр горизонтального участка скважины, которой находится в диапазоне от 27 мм до 114 мм;

- количество трещин гидроразрыва, которое может составлять от одной до нескольких десятков;

- длина трещин гидроразрыва, находящаяся в пределах от десятков до тысячи метров;

- толщина трещин гидроразрыва, которая обычно не превышает 2-3 мм, но в редких случаях может достигать 2-3 см;

- проницаемость трещин гидроразрыва, которая находится в диапазоне от 100 до 1000 Д. Свойствами пласта и флюида являются:

- Мощность пласта, которая может составлять от одного до нескольких десятков метров;

- Проницаемость пласта, которая обычно находится в пределах от нескольких единиц до тысячи мД;

- Вязкость флюида, которая для нефти составляет 1-50 мПа·с.

Кроме того, необходимо задать значения давления в пласте и скважине. Они могут варьироваться, однако, согласно промысловым

данным, давление в пласте и трещине ГРП должно находиться в диапазоне от 20 до 40 атмосфер. Давление в пласте определяется через давление на контуре питания, радиус которого также требуется учитывать [2].

На рисунке 1 представлена условная схема горизонтальной скважины с трещинами МГРП.

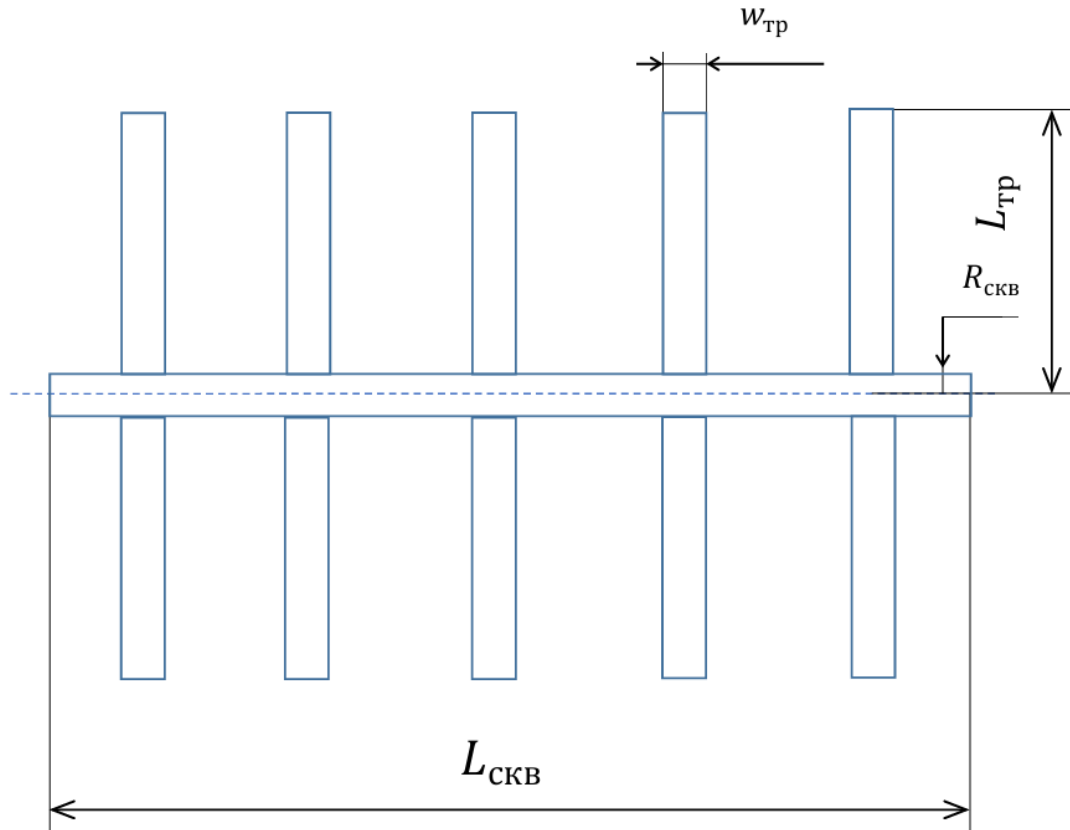


Рис. 1. Условная схема горизонтальной скважины с трещинами МГРП

1.2. Теория потенциалов

1.2.1. Потенциал нескольких точечных стоков в неограниченном пласте

Движение флюида в нефтяном пласте во время добычи обеспечивается вскрытием пласта добывающими и нагнетательными скважинами, на которых устанавливается определённое забойное давление. Существуют различные методы моделирования этого процесса, которые решают два типа задач: прямую и обратную. В прямой задаче, зная свойства пласта, определяют распределение давления и параметры движения флюида. В обратной задаче, наоборот, по данным о давлении и притоке определяют свойства пласта (ГДИС). В

данной работе рассматривается прямая задача, позволяющая оценить продуктивность скважины с трещинами ГРП, а также рассчитать оптимальный режим её работы, что в конечном итоге сводится к выбору забойного давления для эксплуатации скважины.

Прежде всего требуется решить плоскую задачу интерференции скважин [3]. Для этого рассматривается пласт толщиной H , вскрытый множеством совершенных скважин. Предполагается, что пласт насыщен однородной несжимаемой жидкостью. Условная схема такого пласта с расположением скважин приведена на рисунке 2.

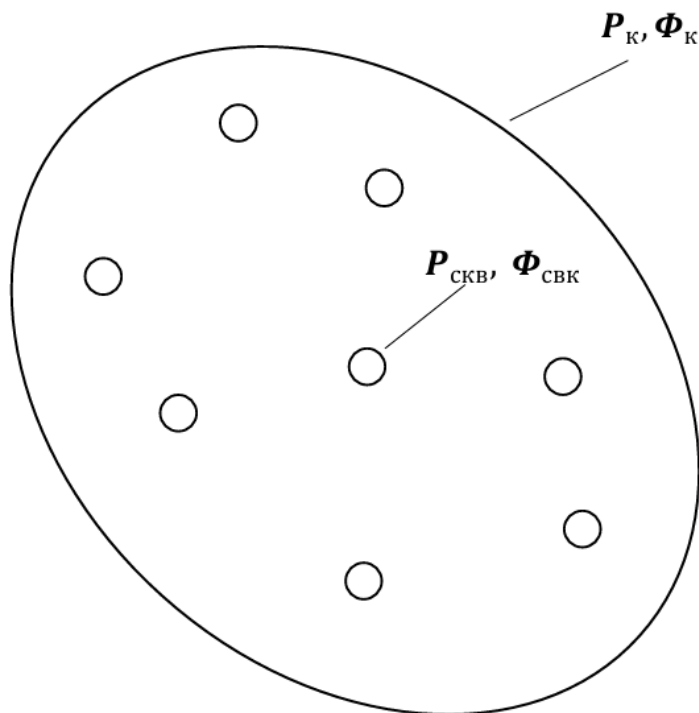


Рис. 2. Условная схема пласта со скважинами и контуром питания.

Рассматривается область произвольной формы, ограниченная контуром питания, на котором задано известное давление.

Введём функцию, называемую потенциалом скорости:

$$\Phi = \frac{krp}{\mu}, \quad (1)$$

где k – проницаемость пласта;

p – давление в данной точке;

μ – вязкость флюида.

Закон Дарси в векторном виде:

$$\vec{v} = -\frac{k}{\mu} \nabla p. \quad (2)$$

Для того, чтобы убедиться, что Φ является потенциалом скорости, преобразуем закон Дарси и подставим в него выражение (1):

$$\vec{v} = -\frac{k}{\mu} \nabla p = -\nabla \frac{k}{\mu} p = -\nabla \Phi, \quad (3)$$

т.е. Φ – действительно потенциал скорости.

Помимо этого, потенциал точечного стока может быть представлен в другом виде:

$$\Phi = \frac{q}{2\pi} \ln r + const, \quad (4)$$

где q – дебит стока на единицу мощности пласта;

r – радиус стока.

При линейном законе фильтрации и наличии нескольких стоков их потенциалы можно суммировать алгебраически. Потенциал ре-

зультатирующего течения определяется как сумма потенциалов, создаваемых каждым стоком отдельно. Этот принцип называется суперпозицией или сложением течений и вытекает из линейности уравнения Лапласа для потенциала, позволяя суммировать его част-

ные решения. При этом скорости течения складываются геометрически, как векторы. Схема расположения скважин для определения потенциала в точке М представлена на рисунке 3.

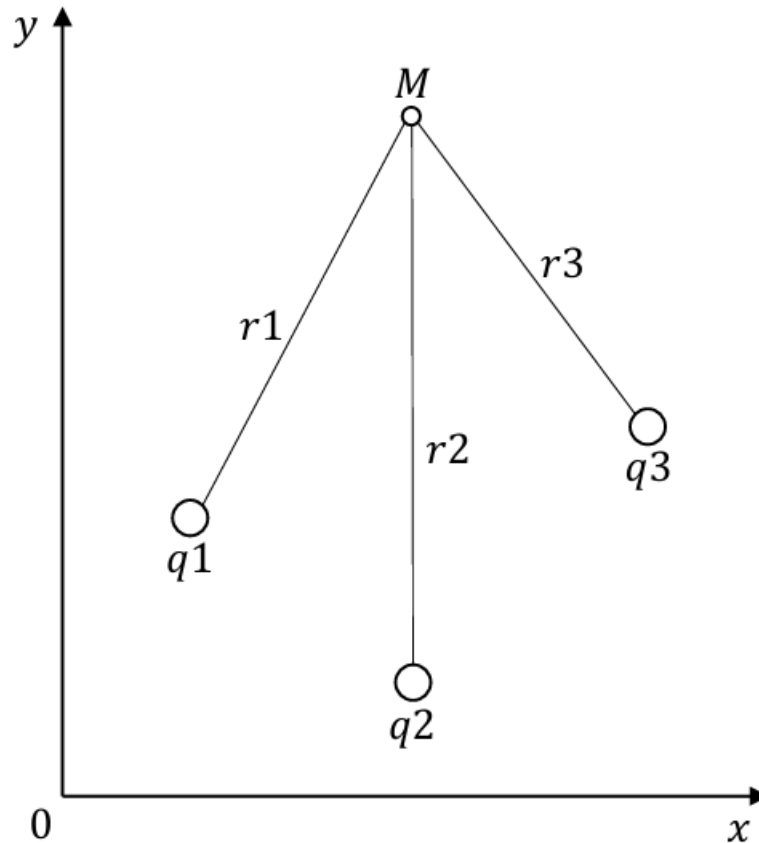


Рис. 3. Схема стоков для нахождения потенциала в точке М

Для произвольной точки в пласте, содержащем несколько стоков с известными дебитами (q_1, q_2, \dots, q_n) результирующий потенциал в точке М можно определить с исполь-

зованием принципа суперпозиции. Он рассчитывается как сумма потенциалов, создаваемых каждым из стоков в отдельности:

$$\Phi_M = \left(\frac{q_1}{2\pi} \ln r_1 + C_1\right) + \left(\frac{q_2}{2\pi} \ln r_2 + C_2\right) + \dots + \left(\frac{q_n}{2\pi} \ln r_n + C_n\right), \quad (5)$$

где r_1, r_2, \dots, r_n – расстояния между рассматриваемой точкой М и каждым из стоков, соответственно;

C_1, C_2, \dots, C_n – постоянные, относящиеся к каждому стоку.

Каждому стоку соответствует своя константа, и их суммирование приводит к получению одной общей константы. В результате потенциал любой точки пласта можно представить в следующем виде:

$$\Phi = \frac{1}{2\pi} \sum_{i=1}^n q_i \ln r_i + C, \quad (6)$$

где n – число стоков;

r_i – расстояние от i -го стока до точки, в которой определяем потенциал.

В данном примере рассматривается случай бесконечного пласта, что приводит к тому, что на бесконечном удалении потенциал стремится к бесконечности.

2.2.2. Приток к системе из нескольких идеальных скважин в пласте с удалённым контуром питания

Формула (6) является ключевой при решении задач, связанных с интерференцией скважин. Применим её для случая пласта с удалённым контуром питания.

В реальных условиях бесконечных пластов не существует, и они обычно представляют собой область, ограниченную контуром питания. В большинстве случаев этот контур расположен на значительном удалении от системы скважин.

Рассматривается группа скважин с различными дебитами, забойными давлениями и радиусами. Их расположение схематически представлено на рисунке 2. Контур питания находится на некотором удалении, его точная

форма неизвестна, но приблизительное расстояние R_k от системы скважин задано. Также известны потенциалы контура питания Φ_k и каждой отдельной скважины Φ_{ci} .

Потенциал на контуре питания, как правило, определяется при первом вскрытии скважины, измерением пластового давления, которое, в отсутствии движения флюида, одинаково по всему пласту согласно закону гидростатики.

Решение задачи базируется на формуле (6). Принимая забойные потенциалы Φ_{ci} каждой скважины известными, требуется вычислить их дебиты q_i . Для этого необходимо составить систему уравнений, в которой неизвестными величинами являются дебиты q_i и константа C .

Поместим точку M на стенку первой скважины и запишем уравнение для потенциала в этой точке:

$$\Phi_{c1} = \frac{1}{2\pi} (q_1 \ln r_{c1} + q_2 \ln r_{21} + q_3 \ln r_{31} + \dots + q_n \ln r_{n1}) + C, \quad (7)$$

где Φ_{c1} – забойный потенциал первой скважины;

r_{c1} – радиус первой скважины;

$r_{21}, r_{31}, \dots, r_{n1}$ – расстояния от центра первой скважины до центров остальных скважин, соответственно.

Определение расстояний от центров остальных скважин до контура первой скважины имеет некоторую погрешность, так как точку отсчёта на первой скважине можно выбрать в любом месте её стенки. Тем не менее, поскольку расстояние между скважинами во много раз больше их радиусов, эта неточность незначительна и не искажает результаты вычислений.

Далее поместим точку M на стенку второй скважины:

$$\Phi_{c2} = \frac{1}{2\pi} (q_1 \ln r_{12} + q_2 \ln r_{c2} + q_3 \ln r_{32} + \dots + q_n \ln r_{n2}) + C, \quad (8)$$

где Φ_{c2} – забойный потенциал второй скважины;

r_{c2} – радиус второй скважины;

$r_{12}, r_{32}, \dots, r_{n2}$ – расстояния от центра второй скважины до центров остальных скважин, соответственно.

Такие уравнения можно записать для всех скважин, вплоть до n -ой:

$$\Phi_{cn} = \frac{1}{2\pi} (q_1 \ln r_{1n} + q_2 \ln r_{2n} + q_3 \ln r_{3n} + \dots + q_n \ln r_{cn}) + C, \quad (9)$$

где Φ_{cn} – забойный потенциал n -ой скважины;

r_{cn} – радиус n -ой скважины;

$r_{1n}, r_{2n}, \dots, r_{3n}$ – расстояния от центра второй скважины до центров остальных скважин, соответственно.

Система состоит из n уравнений, соответствующих числу скважин, однако включает

METHOD OF CALCULATING OIL FLOW TO A HORIZONTAL WELL WITH MFRP FRACTURES

R.A. Semenov, *Graduate Student*

Supervisor: Kolev Zheko Mitkov, *Candidate of Technical Sciences, Associate Professor*

Tyumen Industrial University

(Russia, Tyumen)

Abstract. *The article presents a methodology for modeling oil inflow to a multilateral horizontal well with hydraulic fracturing (MFRW). An analytical approach based on the theory of filtration in fractured-porous media is considered, taking into account the interaction between the fractures and the wellbore. The methodology includes solving a system of equations relating the pressure in the fractures and the reservoir, using source/sink superposition methods. A comparison with numerical modeling and field data is made, confirming the accuracy of the calculations.*

Keywords: *hydraulic fracturing, depression, horizontal well, system of equations, hydrodynamic studies.*