

*Усенко Александра Артуровна, магистрант,
Тюменский индустриальный университет, г.Тюмень*

**ПЕРСПЕКТИВА ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДИКИ ПОДБОРА
ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ОСНОВАННОЙ НА ПОЭТАПНОМ
ПЛАНИРОВАНИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГЕОГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ
МОДЕЛИ**

Аннотация: В статье рассмотрены перспективы применения методики подбора оптимальных параметров разработки нефтяных месторождений, основанной на поэтапном планировании с применением геогидродинамической модели. В ходе работы определена проблематика подбора оптимальных технологий и систем разработки, создан и адаптирован на геогидродинамической модели обобщенный алгоритм для их определения на примере сравнения реализованной действующей и оптимизированной систем разработки участка нефтяного месторождения X.

Ключевые слова: многостадийный гидроразрыв пласта, горизонтальные скважины, алгоритм, система разработки, технологии, моделирование.

Annotation: The article discusses the prospects for the application of a methodology for selecting optimal parameters for the development of oil fields based on step-by-step planning using a geohydrodynamic model. In the course of the work, the problems of selecting optimal technologies and development systems were determined, a generalized algorithm was created and adapted to the geohydrodynamic model to determine them by comparing the implemented operating and optimized systems for the development of the X oil field site.

Keywords: multistage hydraulic fracturing, horizontal wells, algorithm,

development system, technologies, modeling.

В настоящее время российский нефтегазодобывающий комплекс развивается ускоренными темпами. Модернизируются и усложняются применяемые технологии и оборудование, возрастают требования в области промышленной и экологической безопасности. Рассматривая крупнейшие нефтяные месторождения России – Самотлорское, Приобское, Ромашкинское, Федоровское и т.д. можно отметить, что большинство из них находятся в разработке более 60 лет и по экспертной оценке их запасы исчерпаны более чем на 70% [2]. Также стоит отметить, что многие нефтяные месторождения имеют сложное геологическое строение и сложно построенные залежи с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (далее – ФЕС) продуктивных пластов. В связи с этим актуальной задачей является повышение эффективности и модернизация систем разработки нефтяных месторождений. Одним из путей решения является создание алгоритма определения оптимальных параметров систем разработки на этапе моделирования процесса.

Основными задачами исследования в рамках данной статьи являются:

- краткое рассмотрение технологий по извлечению нефти из продуктивных пластов с низкими ФЕС, применяемых российскими нефтегазодобывающими компаниями;
- определение проблематики подбора оптимальных технологий и систем разработки трудноизвлекаемых запасов нефти;
- создание обобщенного алгоритма для определения оптимальных технологий и параметров систем разработки;
- адаптация созданного алгоритма на геогидродинамической модели: перспективность, экономическая эффективность, выводы.

Одним из способов поддержания рентабельных уровней добычи нефти в ухудшающихся геологических условиях является применение новых систем заканчивания скважин, в том числе горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта (далее ГС с МСГРП) [4]. Именно ГС с МСГРП позволяют

увеличить зону охвата и площади фильтрации, обеспечивая необходимую гидродинамическую связь в системе скважина-пласт.

На текущий момент широкое распространение в российском нефтедобывающем комплексе получили две основные технологии МСГРП: с применением традиционных шаровых компоновок (рис.1а – шаровая компоновка МСГРП) и с применением разрывных муфт (рис.1б – технология МСГРП с разрывными муфтами) [1].

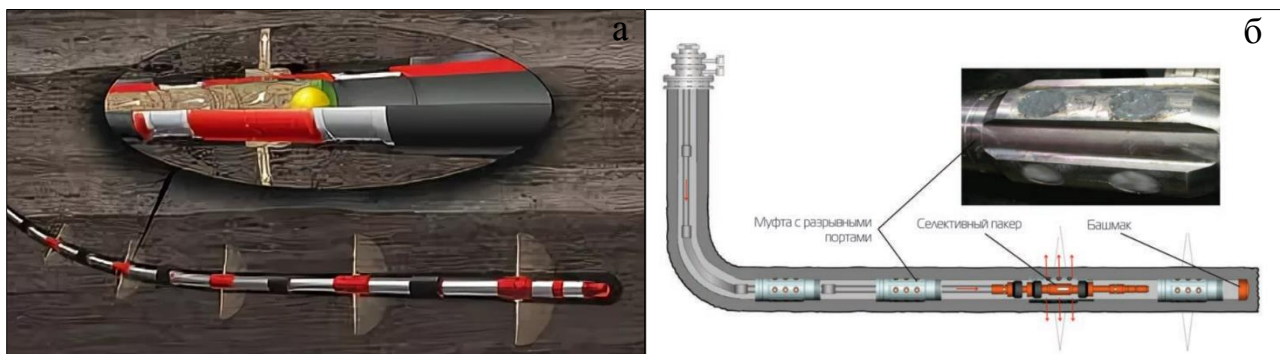


Рисунок 1 – Технологии заканчивания ГС с МСГРП: 1а – шаровая компоновка МСГРП, 1б – технология МСГРП с разрывными муфтами

При применении шаровых технологий активация портов для проведения операции гидроразрыва происходит за счет сбрасываемых с поверхности шаров переменного диаметра. После посадки шара в седло муфты гидроразрыва открывается циркуляционное отверстие, перекрывая нижний интервал и производится гидроразрыв. Далее сбрасывается шар большего диаметра, и операция повторяется. Сброшенные шары в последствии растворяются специальным раствором бригадой капитального ремонта.

В случае применения технологии с разрывными муфтами порты гидроразрыва открываются с помощью специального срывного селективного пакера, при срыве которого после проведения одной стадии ГРП происходит перемещение на следующую муфту (снизу компоновки вверх), и операция повторяется.

Рассмотренные технологии являются практически безальтернативными и

наиболее эффективными при разработке трудноизвлекаемых запасов нефти, однако существует ряд факторов, влияющих на успешность проведения операции МСГРП. На сегодняшний день размещение, а, следовательно, и количество портов МСГРП определяется исходя из условия: в какую минимально допустимую по проницаемости зону необходимо разместить порт, чтобы обеспечить приемистость скважины для успешного проведения МСГРП, а среднее количество пропанта на 1 порт МСГРП определяется исходя из накопленного опыта проведенных операций в схожих геологических условиях. Такой подход к регулированию технологических параметров МСГРП не в полной мере учитывает геологические параметры целевых объектов.

Можно отметить, что основными критериями оценки оптимального выбора технологических параметров являются: протяженность и толщина коллектора, его расчлененность, величина проницаемости и положение ВНК. На основании этого выведен алгоритм принятия решения по выбору оптимальных технологических параметров процесса МСГРП (рис.2 – Алгоритм выбора оптимальных технологических параметров процесса МСГРП).

Разработанный алгоритм позволит консолидировать разномасштабную геолого-геофизическую информацию, выявить основные риски проектирования размещения фонда скважин с МСГРП и оценить их потенциал. Однако подбор оптимальных параметров процесса МСГРП не сможет в полной мере обеспечить рентабельность процесса разработки без пересмотра алгоритма подбора оптимальных параметров самой сетки разработки [5].

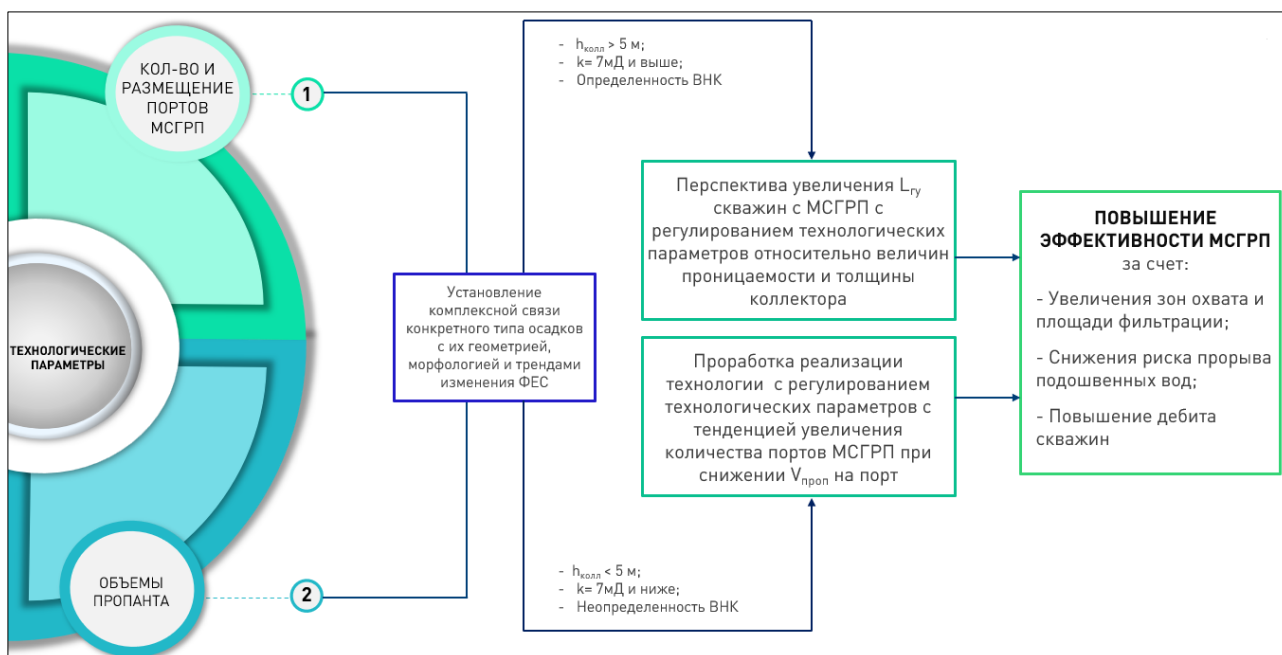


Рисунок 2 – Алгоритм выбора оптимальных технологических параметров процесса МСГРП

Ключевыми проблемами выбора оптимальной сетки разработки являются:

- оценка перспективности геофизических условий;
- уточнение оптимальных технологических параметров МСГРП и геометрии сетки разбуривания в зависимости от ФЕС;
- выявление степени количественного влияния скважин с МСГРП на оптимальные технологические параметры разработки.

В основном, размещение системы добывающих и нагнетательных скважин базируется на стремлении максимального охвата продуктивного пласта с целью наиболее полого извлечения запасов нефти. К рассмотрению предлагается более детальный подход к определению оптимальных параметров разработки, основанный на подробном поэтапном планировании. (рис.3 - Обобщенный алгоритм для определения оптимальных технологий и параметров систем разработки).

На первом этапе предполагается проведение геолого-петрофизического анализа, проведенного за счет данных, полученных с разведочных скважин, и кластеризация с геогидродинамической моделью со схожими характеристиками.

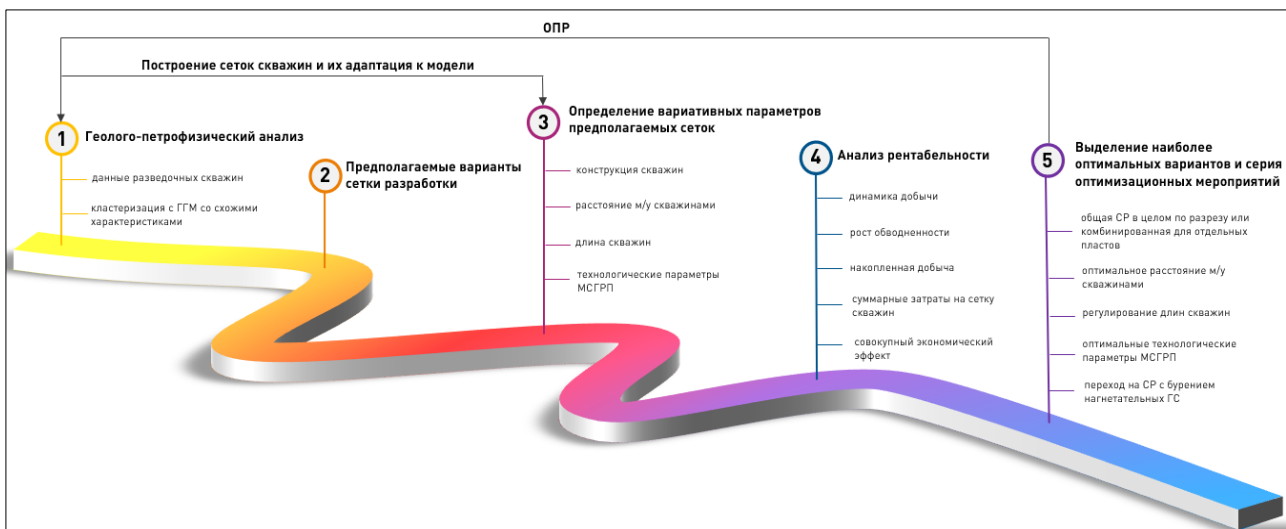


Рисунок 3 - Обобщенный алгоритм для определения оптимальных технологий и параметров систем разработки

На втором этапе разрабатываются предполагаемые варианты сетки разработки, после чего строятся их модели с определением вариативных параметров предполагаемых сеток:

- конструкции скважин (вертикальные, наклонно-направленные, горизонтальные);
- расстояние между скважинами (сетки 500*500 м, 750*750 м, 1000*1000 м (для скважин с удлинёнными горизонтальными участками)) или комбинированная сетка разработки для отдельных пластов;
- длины горизонтальных участков скважин (от 300 м до 800 м);
- технологические параметры МСГРП (количество портов, их размещение и количество пропанта на один порт).

После определения вариативных параметров выбранных сеток происходит их построение и адаптация к построенной геогидродинамической модели. После построения прогнозирования вариантов развития событий проводится анализ рентабельности на основе динамики технологических показателей разработки: рассматривается динамика добычи нефти и воды, темпы роста обводненности скважинной продукции, накопленная добыча, суммарные экономические затраты на сетку скважин и совокупный экономический эффект.

На заключительном этапе на основании проведенного анализа выбираются

наиболее рентабельные сетки разработки, даются рекомендации по оптимизационным мероприятиям и после чего предполагается опытно-промышленная реализация, по результатам которой произведется корректировка модели и пересмотр серии предложенных оптимизационных мероприятий.

В ходе работы для оценки эффективности предложенного алгоритма был выбран разбуренный участок месторождения X с нижележащими водоносными горизонтами и угольными пропластками по всему рассматриваемому участку. В связи с этим было решено произвести построение в гидродинамической модели и расчет обновленного варианта сетки скважин на основании разработанной методологии. После чего произведено сравнение базового реализованного варианта и обновленного. (рис.4 – Сравнение базового (а) и обновленного (б) вариантов сетки разработки в геогидродинамической модели).

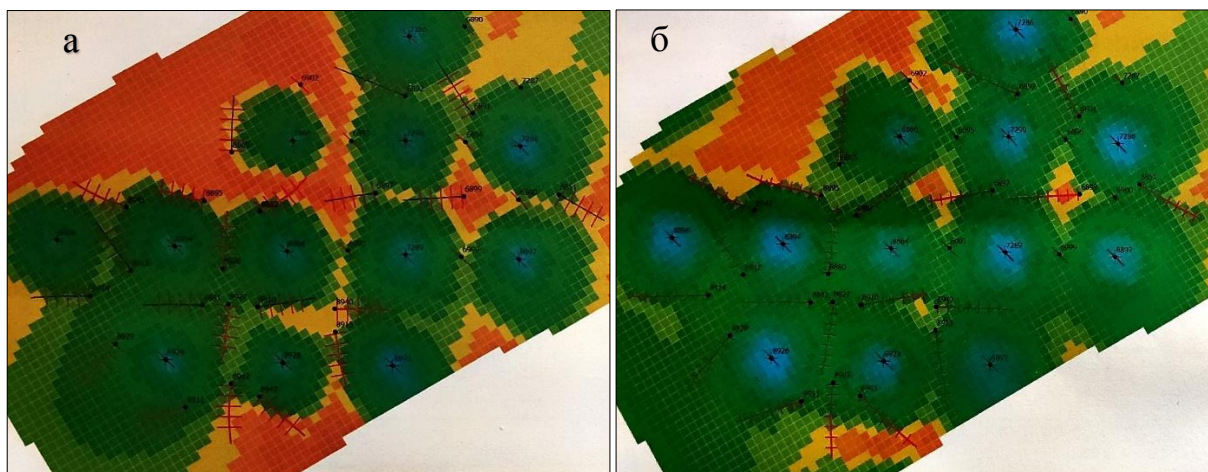


Рисунок 4 - Сравнение базового (а) и обновленного (б) вариантов сетки разработки в геогидродинамической модели

Обновленный вариант построен в гидродинамической модели с удлиненными горизонтальными участками скважин, увеличенным числом портов МСГРП и сниженным объемом пропанга на один порт.

В результате расчетов, произведенных в гидродинамической модели, за 4,5 года получена дополнительная добыча нефти свыше 130 тыс.т, а также достигнут весьма ощутимый экономический эффект.

Заключение

Таким образом, реализация выработанного алгоритма в будущем позволит

добиться равномерности выработки запасов и увеличения коэффициента извлечения нефти за счет детального подхода к определению оптимальных параметров разработки, основанного на подробном поэтапном планировании [3].

Библиографический список:

1. Р.Р. Гайфуллин, В.В. Горин, А.С. Грищенко. Развитие технологии многостадийного гидроразрыва пласта в ОАО «Самотлорнефтегаз» // НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ВЕСТНИК ОАО «НК «РОСНЕФТЬ». 2014. - С.23-30.

2. Данилов Д. Анализ проведения многостадийных гидроразрывов пластов в ОАО НК «Роснефть». // Вестник науки и образования. №5. Часть 2. 2018. – С.15-18.

3. Елизаренко А.И. Оптимизация системы размещения скважин на объекте ЮС2 Русскинского месторождения // Статьи для инженеров ПАО «Сургутнефтегаз». 2022. -№4.-С.55-60.

4. Федоров И.И. Опыт применения технологии многостадийного гидравлического разрыва пласта на новом фонде скважин // Статьи для инженеров ПАО «Сургутнефтегаз». 2022. -№4.-С.47-49.

5. Черевко М.А., Янин А.Н., Янин К.Е. «Разработка нефтяных месторождений Западной Сибири горизонтальными скважинами с многостадийными гидроразрывами пласта». Тюмень–Курган, Издательство “Зауралье”, 2015 – 268 с.