

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Применение машинного обучения для оценки оптимальных условий заканчивания с МГРП с учетом геолого-технических и экономических аспектов разработки низкопроницаемых пластов месторождений ЯНАО

УДК 004.896:622.245(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2TM71	Мосин Евгений Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чернова О.С.	Д. Г.-М. Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
заведующая ЛНД	Фофанова Е.А.			
инженер-исследователь	Шишаев Г.Ю.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Ишков О.Ю.	Ph.D.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Белозёров В.Б.	Д. Г.-М. Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чернова О.С.	Д. Г.-М. Н.		

Результаты освоения ООП

Код	Результат обучения	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Общие по направлению подготовки (специальности)		
Р1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-3, УК-4; УК-5; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам), (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)
Р2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-4; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам), (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)
Р3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-4; УК-5; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологи-

	инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства	ческими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений) , (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам) ; (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата) , (19.021 Специалист по промысловой геологии)
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ПК-1; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-20), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами) , (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений) , (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам) ; (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата) , (19.021 Специалист по промысловой геологии)
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-3; УК-4; УК-5; УК-6; ОПК-2; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ОПК-5; ПК-1; ПК-2; ПК-8; ПК-16; ПК-18; ПК-21; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами) , (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений) , (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам) ; (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата) , (19.021 Специалист по промысловой геологии)
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и усовершенствованию добычи нефти,	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-3; УК-4; УК-5; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-15; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами) , (40.116 Специалист по обеспечению

	газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование	<i>промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)</i>
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации техно-логических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)
Профиль 1 – Геолого-геофизические проблемы освоения месторождений нефти и газа		
P8	Предлагает процедуры анализа и оценки геологических объектов по данным геолого-геофизической изученности и скважинных исследований в целях разработки программы исследований и технологических мероприятий для конкретного типа месторождений углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-3; УК-5; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-12; ПК-15; ПК-17; ПК-19; ПК-20), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-3; УК-5; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-12; ПК-15; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист

		по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)
P10	Обеспечивать внедрение новых методов при построении геолого-геофизических моделей; материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-4; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-8; ПК-12; ПК-12; ПК-13; ПК-16; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)
Профиль 2. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений		
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-4; ОПК-1; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-5; ПК-6; ПК-12; ПК-15; ПК-16; ПК-18; ПК-19; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-3; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требова-

		ния профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2; УК-3; УК-4; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) О.С. Чернова

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерская диссертация

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ71	Мосин Евгений Сергеевич

Тема работы:

Применение машинного обучения для оценки оптимальных условий заканчивания с МГРП с учетом геолого-технических и экономических аспектов разработки низкопроницаемых пластов месторождений ЯНАО	
Утверждена приказом директора ИШПР	Приказ № 7340/с от 19.07.2019 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.08.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	1. Геологическая информация по району исследования; 2. Параметры разрабатываемых пластов; 3. Свойства пластовых флюидов; 4. Данные о проведенных мероприятиях по гидроразрыву пласта; 5. Данные мониторинга работы скважин; 6. Экономические параметры.
---------------------------------	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Геологическая характеристика объекта исследования 2. Литературный обзор 3. Анализ исходных данных 4. Подготовка данных 5. Методы машинного обучения 6. Пути оптимизации модели машинного обучения
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	1. Эволюция статической геологической модели в динамическую предсказательную аналитическую модель 2. Матрица корреляции параметров выборки 3. Концептуальная схема модели для решения проблемы 4. Кроссплоты, сравнивающие предсказанные значения и реальные данные 5. Изменение накопленного дисконтированного денежного потока со временем 6. Накопленный дисконтированный денежный поток за первый год
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	О.Ю. Ишков, профессор ОНД, ИШПР
Социальная ответственность	В.Б. Белозёров, профессор ОНД, ИШПР
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. Литературный обзор 2. Создание модели 3. Исходные данные 4. Анализ данных 5. Предобработка данных 6. Концептуальная модель 7. Алгоритмы машинного обучения 8. Алгоритм оптимизации	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	01.07.2019 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чернова О.С.	Д. Г.-М. Н.		01.07.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ71	Мосин Евгений Сергеевич		01.07.2019

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело
 Уровень образования Магистратура
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
 выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.08.2019 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
01.09.2018	Введение	10
01.10.2018	Геологическое описание района	10
01.12.2018	Литературный обзор	15
01.04.2019	Создание модели	15
01.05.2019	Апробирование модели	5
01.06.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
01.07.2019	Социальная ответственность	10
01.08.2019	Заключение	10
10.08.2019	Приложение на иностранном языке	10
15.08.2019	Оформление работы	5
	ИТОГО	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чернова О.С.	Д. г.-м. н.		01.07.2019

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чернова О.С.	Д. г.-м. н.		01.07.2019

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ71	Мосин Евгений Сергеевич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость проведения работ, стоимость оборудования и расходных материалов, операционные затраты
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы времени выполнения видов работ, нормы расхода материалов
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налогообложения 49% Ставка дисконтирования 14%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Расчёт экономического эффекта проведения многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальной скважине
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Расчёт капитальных и эксплуатационных затрат
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Обоснование экономической эффективности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Исходные данные для расчета экономического эффекта
2. Снижение дебита скважины
3. Изменение накопленного дисконтированного денежного потока со временем
4. Накопленный дисконтированный денежный поток за первый год

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.07.2019 г.
---	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Ишков О.Ю.	Ph.D.		02.07.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ71	Мосин Евгений Сергеевич		02.07.2019

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ71	Мосин Евгений Сергеевич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)	Рабочее место оператора гидроразрыва пласта на кусте месторождения
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	1. Воздействие химических реагентов и веществ; 2. Повышенный уровень шума; 3. Отсутствие или недостаток освещения; 4. Психофизиологические нагрузки 5. Высокий уровень вибрации; 6. Отклонение параметров микроклимата вне помещений.
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты; – термические опасности (источники, средства	1. Высокое давление в сосудах и трубопроводах; 2. Движущиеся машины и механизмы; 3. Повышенная или пониженная температура поверхностей

защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	оборудования; 4. Электрический ток; 5. Пожароопасность.
3. Охрана окружающей среды	- защита селитебной зоны - анализ воздействия объекта на атмосферу; - анализ воздействия объекта на гидросферу; - анализ воздействия объекта на литосферу;
4. Защита в чрезвычайных ситуациях	- перечень возможных ЧС на объекте; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	- специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны
Перечень графического материала:	Выдержки из нормативных документов: таблицы (7)

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	03.07.2019 г.
---	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Белозёров В.Б.	Д. г.-м. н.		03.07.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ71	Мосин Евгений Сергеевич		03.07.2019

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 103 страниц, 12 рисунков, 16 таблиц, 26 источников и 2 приложения.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, машинное обучение, нейронные сети, оптимизация, горизонтальные скважины.

Объектом исследования является метод оптимизации заканчивания горизонтальных скважины с многостадийным гидроразрывом пласта с помощью методов машинного обучения.

Целью данной работы является разработка метода оптимизации заканчивания горизонтальных скважины с многостадийным гидроразрывом пласта с помощью методов машинного обучения для получения максимального чистого дисконтированного дохода.

В процессе выполнения работы был создан, программно реализован и апробирован метод оптимизации заканчивания многостадийного гидроразрыва пласта с помощью методов машинного обучения.

По результатам работы данного метода показано, что предлагаемый метод способен использовать комплексную информацию о месторождении для получения оптимального заканчивания скважины с многостадийным гидроразрывом пласта с условием достижения максимального экономического эффекта.

Выпускная квалификационная работа выполнена при использовании языка программирования Python и программного пакета Microsoft Office 2010. Текстовая часть выполнена в Microsoft Office Word 2010, алгоритм машинного обучения и оптимизации создан на языке программирования Python с помощью Jupyter Notebook. Расчеты и графики произведены в Microsoft Office Excel 2010.

Область применения: месторождения Ямало-Ненецкого Автономного округа, характеризующиеся низкой проницаемостью пород-коллекторов.

Экономическая эффективность/значимость работы показана в виде расчета экономической эффективности проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	17
1 ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ЯМАЛО- НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА	20
1.1 Геологическое описание территории исследования.....	20
1.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика основных объектов исследования	20
1.1.2 Особенности тектонического развития района	28
2 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР	31
3 СОЗДАНИЕ МОДЕЛИ	35
3.1 Исходные данные.....	35
3.2 Анализ данных	37
3.3 Предобработка данных.....	40
3.4 Концептуальная модель	42
3.5 Алгоритмы машинного обучения.....	44
3.6 Алгоритм оптимизации	49
4 АПРОБИРОВАНИЕ МОДЕЛИ.....	51
4.1 Входные данные.....	51
4.2 Результат расчёта	52
4.3 Дальнейшее улучшение алгоритма	55
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	57
5.1 Исходные данные для расчета экономических параметров.....	57
5.2 Расчет чистого дисконтированного дохода	58
5.3 Внутренняя норма доходности	63
5.4 Период окупаемости	64
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	66
6.1 Производственная безопасность	66

6.1.1	Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды и меры по защите от них	67
6.1.2	Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды и меры по снижению их воздействия	73
6.2	Охрана окружающей среды.....	76
6.2.1	Защита селитебной зоны	76
6.2.2	Анализ воздействия на атмосферу	76
6.2.3	Анализ воздействия на гидросферу	78
6.2.4	Анализ воздействия на литосферу	79
6.3	Защита в чрезвычайных ситуациях	80
6.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	82
5.4.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства	82
6.4.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	82
ЗАКЛЮЧЕНИЕ		84
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ		85
ПРИЛОЖЕНИЕ А		88
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....		91

ВВЕДЕНИЕ

Бурение горизонтальных скважин начато довольно давно, когда разработчики месторождений стремились увеличивать объемы добываемой нефти. Такой тип скважин имеет большую, по сравнению с вертикальными скважинами, площадь контакта с нефтегазовым пластом, а также большую зону охвата дренированием. Однако, в низкопроницаемых пластах даже такой способ разбуривания пласта может не дать желаемого результата.

Один из методов интенсифицировать приток нефти в скважину – создание сети высокопроницаемых каналов (трещин), тем самым увеличить площадь соприкосновения пласта и забоя скважины еще больше. Данный метод особенно хорошо зарекомендовал себя именно в низкопроницаемых коллекторах. Таким образом, на подобных месторождениях проведение гидроразрыва пласта весьма распространено.

Создание одной единственной трещины гидроразрыва на стволе горизонтальной скважины недостаточно, чтобы значительно увеличить приток нефти в условиях низкопроницаемого коллектора, поэтому в таких случаях проводят многостадийный гидравлический разрыв пласта (ГРП), создавая сеть трещин через несколько портов в хвостовике обсадной колонны. После создания трещины необходимо удержание её в разомкнутом состоянии, чтобы через неё было возможно осуществление добычи нефти. Для этого на каждой стадии многостадийного ГРП в трещину закачивают проппант, призванных нести нагрузку со стороны стенок трещины, которая стремится сомкнуть её.

Проведение многостадийного ГРП (МГРП) не всегда экономически эффективно. При его дизайне необходимо учесть большое количество факторов, которые связаны с довольно сложными расчетами, а сами операции по проведению гидроразрыва зачастую весьма затратны. Соответственно, подобрать оптимальные параметры заканчивания скважины с МГРП сложно, учитывая то, что в процессе их подбора существует

необходимость интегрировать расчёты во множество программных продуктов.

Объектом исследования являются сложнопостроенные низкопроницаемые пласты месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО), где для интенсификации притока пластовой жидкости используется гидравлический разрыв пласта.

В данной работе осуществляется попытка провести подбор оптимальных параметров трещин в многостадийном ГРП с помощью алгоритмов машинного обучения и оптимизации на базе языка программирования Python. Как результат, для заданных параметров пласта и скважины будут получены оптимальные параметры трещины, производительность скважины и экономический эффект от проведения ГРП по полученному дизайну.

Цели и задачи

Основная цель проекта: создать инструмент на основе алгоритма машинного обучения, который позволял бы получить оптимальные параметры заканчивания горизонтальной скважины с многостадийным гидроразрывом пласта, опираясь при этом на экономические показатели от внедрения такого дизайна.

Для достижения поставленной цели были выделены и поставлены следующие задачи:

- 1) выяснение, какие параметры оказывают влияние на параметры трещины при гидроразрыве пласта;
- 2) сбор необходимых данных для создания модели машинного обучения, анализ структуры и подготовка информации для загрузки в модель;
- 3) создание моделей машинного обучения для определения целевых параметров, настройка и выбор модели с наилучшей производительностью;
- 4) внедрение экономического расчета и схемы оптимизации в модель для получения оптимальных параметров трещин ГРП.

Актуальность исследования

В настоящий момент расчёт параметров ГРП в компаниях проводится на довольно сложных симуляторах, которые основаны на аналитических зависимостях ранее выведенных исследователями. Используемые сейчас решения не всегда ведут к оптимальному выбору заканчивания скважины. Кроме того, интеграция таких симуляторов с другими программными продуктами несколько осложнена, особенно если они созданы разными компаниями.

Предложенный метод поиска оптимальных параметров многостадийного ГРП может помочь ускорить принятие решений инженером, проектирующим заканчивание скважины, так как алгоритм машинного обучения способен объединять входные параметры в сложные зависимости без использования существующих на данный момент аналитических способов решения. Такие зависимости в модели машинного обучения дают возможность получать искомые параметры, «предсказывая» их на основе входных параметров.

1 ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ЯМАЛО- НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА

1.1 Геологическое описание территории исследования

1.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика основных объектов исследования

Осадочный чехол исследуемой площади (северо-восточная часть Западно-Сибирской геосинеклизы) состоит из осадочных пород мезозоя и кайнозоя. Под ними располагается складчатый гетерогенный фундамент доюрского возраста, представляющий собой консолидированное основание. В свою очередь, оно состоит преимущественно из вулканогенных и осадочных пород докембрийского и палеозойского возраста. Фундамент пронизан интрузивными породами гранитного и сиенитового состава

Отмечаются поля триасового комплекса, занимающие как прогибы, так и гребни валов [1].

Образования доюрского основания представлены глинистыми сланцами с известняками, эффузивами кислого и среднего состава, туфами, базальтами, диабазами, туфобрекчиями, туфоконгломератами, алевролитами и аргиллитами. Непосредственно на отчетной площади отложения доюрского основания бурением не вскрыты.

Для стратиграфического описания района исследования использована стратиграфическая схема, которая была принята пятой Межведомственной стратиграфической комиссией в Тюмени для северных территорий Западной Сибири [2].

Юрская система (J)

Юрская система на исследуемой территории представлена тремя своими отделами (нижнеюрским, среднеюрским и верхнеюрским). Между фундаментом палеозойского возраста и данными отложениями наблюдается несогласие. На изучаемой площади отложения юрского возраста можно разделить на раннесреднеюрский и на верхнеюрский фациальные комплексы

со своими совокупностями осадочных пород и органическими остатками. Здесь также отложения келловейского возраста (точнее, большая их часть) объединяют с верхнеюрским комплексом из-за их связи через формации.

Общая мощность юрских отложений по материалам бурения изменяется от 670 м до 840 м, сокращаясь на приподнятых участках за счет примыкающей к фундаменту части разреза.

Нижний и средний отделы (J1- J2)

Нижне-среднеюрские отложения в данном районе представлены свитами котухтинской и тюменской. Пробуренными скважинами на данной территории вскрыта только верхняя часть нижне-среднеюрских отложений, а именно тюменская свита.

Котухтинская свита (возраст плинсбахский - раннеааленский) выделена по Большекотухтинской скважине 105 в интервале глубин 3352,0-3705,0 м представлена чередованием глин, алевролитов и песчаников. Данная свита разделяется на верхнюю и нижнюю подсвиты на основе литологического признака.

Кровля нижней подсвиты представлена тогурской глинистой пачкой (сейсмогоризонт Т4), являющейся флюидоупором для песчано-алевролитовых пластов Ю₁₁₋₁₂. Мощность данной пачки 40-50 м.

Верхняя подсвита котухтинской свиты представлена двумя пачками: песчаной, к которой приурочен пласт Ю₁₀, и глинистой, радомской. Отложения радомской пачки являются флюидоупором для пласта Ю₁₀. Мощность пачки изменяется от 20 до 50 м.

Формирование отложений свиты связано с глобальными морскими трансгрессиями и происходило в прибрежно- и мелководноморских условиях. Максимальная мощность свиты по скважинным данным достигает 390 м.

Тюменскую свиту (верхний аален – нижний келловей) на изучаемой площади подразделяют на нижнюю, среднюю и верхнюю подсвиты на

основе литологического признака. Данную свиту можно обнаружить в восьми разведочных скважинах, пробуренных в рассматриваемой области.

Нижняя подсвита литологически характеризуется содержанием аргиллитов с характерным переслаиванием с песчаниками и алевролитами, но в большей степени подсвита характеризуется алевроито-глинистым составом. К верхней части подсвиты приурочен сейсмогоризонт Т2. В разрезе данной подсвиты можно отделить пласты, состоящие из песчано-алевритистых пород, обозначаемые Ю₇ - Ю₉. Однако, на изучаемой территории данные пласты не выдержаны ни по латеральному распространению, ни по поверхности разреза. Мощность подсвиты изменяется от 100 м до 200 м.

Средняя подсвита может быть расчленена на два пласта: Ю₅ и Ю₆. Однако они на рассматриваемой территории практически не могут быть отслежены. Мощность подсвиты 90-160 м.

Верхняя подсвита (сейсмогоризонт Т1 приурочен к нижней части) в литологическом плане состоит из переслаивающихся с алевролитами и тёмными (иногда тёмно-серыми) аргиллитами песчаников.

Верхняя подсвита подразделяется на пласты Ю₂ - Ю₄. Количество песчаных прослоев и их толщины увеличиваются с запада на восток. Мощность верхней подсвиты 190-230 м.

Общая мощность тюменской свиты на рассматриваемой площади составляет 380 - 590 м.

Между осадочными породами морского происхождения верхней юры (с келловеем) и континентальными осадочными породами, принадлежащими тюменской свите, наблюдается трансгрессивное перекрытие. На разрезе можно выделять три свиты: васюганскую, георгиевскую и баженовскую.

Верхний отдел (J3)

Васюганская свита (келловей – верхний оксфорд) подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. Нижняя подсвита представлена на рассматриваемой территории глинистыми осадочными породами, которые

формировались в морских условиях. Верхняя подсвита состоит из песчано—глинистых осадочных пород, образованных в прибрежно-морских.

Кроме того, в нижней части васюганской свиты выделяется пахомовская пачка (пласт Ю₂⁰) мощностью 1-6 м, которая несогласно залегает на отложениях тюменской свиты. Породы пахомовской пачки несогласно перекрываются отложениями нижней подсвиты.

Верхняя подсвита васюганской свиты в основном состоит из алевролитов и песчаников, при этом происходит их переслаивание с аргиллитами.

В пределах верхней подсвиты также выделяют пласт Ю₁, дающим приток нефти. Мощность васюганской свиты на рассматриваемой территории достигает 61 - 79 м.

Георгиевская свита (верхний оксфорд - нижневолжский) на рассматриваемой площади состоит из тонких темно-серых (совместно с черными) глин. Также, здесь примутствуют зеленые пятна глауконита и прослои малой толщины грязно-зеленого глауконита. Помимо глауконита, встречаются включения мангано-кальцито-сидеритовых конкреций. Толщина свиты на рассматриваемой площади составляет 7 - 34 м. Над Георгиевской свитой располагается баженовская свита.

Баженовская свита (нижневолжский - берриасский) на рассматриваемой территории состоит из черных и буровато—черных аргиллитов. Породы плитчатые (иногда листоватые) с массивной текстурой. Иногда аргиллиты баженовской свиты на данной площади известковистые или кремнистые. Порода образована ,в основном, в морских условиях и является нефтематеринской битуминозной горной породой. Кроме того, баженовская свита обладает повышенной радиоактивностью, что облегчает её прослеживание по латерали и позволяет использовать её в качестве опорного горизонта. Этому также способствует наличие слюды в восточной части.

В восточном направлении битуминозность баженовской свиты снижается. Мощность баженовской свиты составляет 36 - 62 м. Кровля пласта выступает в качестве отражающего горизонта Б.

Меловая система (К)

Меловые отложения на данной площади подразделяются на верхний и нижний отделы. По литологическому признаку происходит подразделение на неокомский, апт-альб-сеноманский и верхнемеловой (без сеномана) комплексы.

Неоком здесь представлен осадочными горными породами, которые сформировались в момент регрессионного цикла. На исследуемой территории породы данного возраста слагают сортымскую и тангаловскую свиты. Нижняя часть неокома сформировалась при недостаточной компенсации при боковом заполнении терригенным материалом бассейна седиментации, который поступал на территорию с восточного направления, а верхние горизонты данного возраста образовывались в условиях морского мелководья. Только после того, как сформировалась пачка глин над пластом БП₇, произошел переход к полной компенсации накопления осадков.

Сортымская свита (берриасс-валанжин) находится над аргиллитами, которые объединены в баженовской свите. В основании данной свиты расположена подачимовская пачка глин небольшой мощности.

В верхней части располагается ачимовская толща, которая состоит из переслаивающихся алевритистых песчаников с пропластками глинистого состава.

Пласты ачимовской толщи, характеризующиеся песчано-алевритистым составом, имеют некоторые особенности расположения. Они располагаются кулисообразно по отношению друг к другу, а такое расположение имеет направление с запада на восток. Также пласты характеризуются невыдержанностью в латеральном направлении. Однако, при этом они вытянуты в направлении с юга на север. Более молодые линзы песчано-алевритовых пород располагаются по направлению на запад. Со всех сторон

данные линзы окружены непроницаемыми осадочными породами, что делает их линзовидными ловушками, в которых могут располагаться залежи нефти. Несколько залежей в ачимовской толще действительно выявлено. Мощность данной толщи на изучаемой территории достигает 170 м.

Над ачимовской толщей располагается группа осадочных горных пород, характеризующаяся сложным составом и накоплением при боковом заполнении осадочного бассейна. К ним относятся плотные аргиллитоподобные глины тёмно-серого цвета, зачастую алевритистые. Присутствуют слои и линзы песчаников, алевролитов. Из-за бокового заполнения осадочные породы сформировали мега-косослоистую толщу, что привело к нарушению стратиграфических границ между ней и кровлей бажендовской свиты, так как по направлению на запад границы линзовидных тел наклонены по отношению к опорному сейсмическому горизонту. Здесь линзы, формирующие пласты БП₁₆-БП₁₇ и состоящие из песчано-алевритистых пород, также являются ловушками нефти.

Над ними залегают переслаивающиеся песчано-алевритовые и глинистые породы, формирующие пласты БП₁₁⁰-БП₁₂, в которых также обнаружены залежи углеводородов.

Глинистые (в основном) осадочные породы, в большинстве своём содержащие обугленный растительный детрит и находящиеся в кровле сортымской свиты, образуют чеускинскую пачку, мощность которой достигает 10-30 метров. Общая мощность сортымской свиты на территории исследования достигает 513-687 м.

Тангаловская свита (нижний валанжинский – нижний апт) располагается над отложениями сортымской свиты, залегая с ней согласно. Данная свита подразделяется на нижнюю, среднюю и верхнюю подсвиты. Первая и вторая подсвиты образовались в прибрежно-морских условиях накопления осадка, сформировавшего переслаивание серых песчаников и аргиллитоподобных глин. Нижняя подсвита тангаловской свиты составляет пласты БП₅-БП₆. Средняя подсвита имеет мощность, достигающую 140 – 190

м, и сложена серыми аргиллитами, а также зеленовато-серыми аргиллитами, которые переслаиваются с серыми песчаниками и алевролитами. Здесь выделяются пласты БП₁-БП₄.

Верхняя подсвита сформировалась преимущественно в континентальных условиях. Сложена она чередованием песчаников, алевролитов и глин. К отложениям верхней подсвиты, приурочены пласты АП₁₁ – АП₁. Мощность подсвиты 200-250 м.

Толщина тангаловской свиты изменяется от 385 м до 520 м.

Комплекс пород апт-альб-сеномана на исследуемой территории состоит из песчано-глинистых осадочных пород, которые объединены в покурской свите. Их накопление происходило в континентальных условиях. К границе между тангаловской и вышележащей покурской свитой приурочен отражающий горизонт М.

Покурская свита (апт-альб-сеноман) по литологическому признаку подразделяется на нижнюю, среднюю и верхнюю подсвиты. Каждая из этих подсвит состоит из сложного чередования песчаников, алевролитов и глинистых отложений.

Верхняя подсвита составляет пласт ПК₁, который и является газоносным во всём регионе. Так, на исследуемой территории основные выявленные запасы газа приурочены именно к пласту ПК₁ сеноманского возраста. Кровля покурской свиты также является отражающим горизонтом Г.

Общая мощность покурской свиты на исследуемой территории достигает 939-1100 м.

Верхнемеловые отложения (без сеномана) в пределах рассматриваемой площади представлены морскими глинистыми образованиями кузнецовской, березовской и ганькинской свит, являющихся региональной покрывкой для газоносных пород сеномана.

Кузнецовская свита (турон – нижний коньяк)

Свита начинает цикл морских глинистых осадков верхнего мела и палеогена, трансгрессивно перекрывает отложения покурской свиты.

Толщина свиты от 13 м до 26 м.

Отложения *березовской свиты (верхний коньяк - кампан)* согласно залегают на кузнецовской. Литологически она расчленяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. К кровле нижеберезовской подсвиты приурочен отражающий сейсмический горизонт С.

Толщина глинистых пород березовской свиты 101 - 196 м.

Отложения *ганькинской свиты (маастрихт - дат)* имеют широкое распространение в пределах Западно-Сибирской низменности. Ганькинская свита представлена толщей серых и светло-серых с зеленоватым оттенком глин, прослоями известковистых, алевроитистых. Толщина свиты 136-196 м.

Палеогеновая система (Pg)

Палеогеновые отложения согласно залегают на меловых отложениях и представлены всеми тремя отделами: палеоценовым, эоценовым и олигоценовым. Палеоцен, эоцен и часть олигоцена сложены преимущественно морскими осадками. Породы верхов нижнего, среднего и верхнего олигоцена имеют континентальный генезис. В составе палеогеновых отложений выделяются талицкая, люлинворская, тавдинская, атлымская свиты.

Талицкая свита (палеоцен) согласно залегает на ганькинской.

Нижняя часть свиты сложена глинами, с прослоями алевролитов. Верхняя представлена мелкозернистыми песками с прослоями алевролитов и глин. Общая толщина талицкой свиты 100 м и более.

Люлинворская свита (эоцен) согласно залегает на тавдинской и расчленяется на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю. Подсвиты сложены глинами, различными по составу. Толщина люлинворской свиты около 170 м.

Тавдинская свита (поздний эоцен – ранний олигоцен) согласно залегает на люлинворской и завершает комплекс морских глинистых осадков

верхнего мела и палеогена. Представлена она зеленовато-серыми глинами, листоватыми, алевротитистыми, с прослоями алевролитов и глауконитовых песков, мелкозернистых, кварцевых. Толщина свиты достигает 180 м.

Атлымская свита (ранний олигоцен) сложена преимущественно светло-серыми песками, с редкими прослоями алевролитов и глин, накопление которых происходило в континентальных условиях. Толщина атлымской свиты равна 30 - 70 м.

В неогеновый период произошла активизация тектонических процессов, вызвавшая подъем значительной части территории севера Западной Сибири. В результате подъема практически полностью прекратилась аккумуляция терригенного материала, а на большей части территории процессы денудации стали преобладать.

Четвертичная система (Q)

Породы четвертичной системы залегают с разрывом на отложениях палеогена. Четвертичные образования имеют повсеместное распространение. Отложения четвертичного возраста представлены отложениями пойм, надпойменных террас, болот. Они сложены песками, глинами, супесями, суглинками, торфом, галечниками, ледниковыми валунами. Мощность четвертичных отложений 100-125 м.

1.1.2 Особенности тектонического развития района

В пределах территории исследования выделяется два структурных этажа: складчатый фундамент и платформенные образования, представленные мезозойско-кайнозойским осадочным чехлом.

Складчатый фундамент Западно-Сибирской геосинеклизы имеет гетерогенное строение, окончательная консолидация которого произошла в позднегерцинскую эпоху складчатости. Рассматриваемые месторождения (Вынгайхинское, Вынгапуровское, Ярайнерское и др.) находятся в пределах Бахилловской структурно-формационной зоны, характеризующейся развитием

эвгеосинклинальных формаций, представленных преимущественно толеитовыми базальтами с прослоями и пачками черных глинистых и кремнистых сланцев. Породы сильно дислоцированы и метаморфизованы [1].

В период пермо-триасовой тектоно-магматической активизации (тафрогенный этап в истории развития плиты) в Западно-Сибирской геосинеклизе сформировался промежуточный структурный этаж, представленный эффузивно-осадочными толщами, которые развиты преимущественно в грабенообразных депрессиях. В пределах Вынгаяхинского поднятия отложения промежуточного структурного этажа не установлены.

Верхний структурный этаж - собственно мезозойско-кайнозойский осадочный чехол, сформировавшийся в условиях длительного и постоянного прогибания фундамента, наиболее изучен. Он характеризуется слабой дислоцированностью и полным отсутствием метаморфизованных пород.

Согласно тектонической карте мезозойско-кайнозойского платформенного чехла (под редакцией И.И. Нестерова) [3] Вынгаяхинское поднятие, к которому приурочено одноименное месторождение, осложняет северную часть структуры II порядка - Вынгаяхинского вала, входящего в состав Вэнгапурского мегавала. Южная часть Вынгаяхинского вала осложнена Вынгапякутинским крупным куполом. К востоку от Вынгаяхинского вала находится Верхнепурский вал, осложненный – Етыпурским малым валом (структурой II порядка), Етыпурским и Южно-Етыпурским куполовидными поднятиями (структурами III порядка).

Породы фундамента на Вынгаяхинском месторождении бурением не вскрыты, но южнее в пределах Вынгаяхинского вала - на Новогоднем месторождении они вскрыты поисково-разведочной скважиной.

Наиболее общую информацию о строении Вынгаяхинского поднятия по различным горизонтам осадочного чехла дают сейсморазведочные работы.

Структурные планы поверхностей отражающих горизонтов, отождествляемых с отложениями различных стратиграфических подразделений, характеризуются прямой унаследованностью от фундамента Вынгаяхинского поднятия до кровельной части сеноманских отложений.

В пределах изучаемой территории основные структурные формы контролируются сеткой тектонических нарушений. Системой разломов Вынгаяхинское поднятие подразделяется на три основных блока: южный, центральный и северный.

Южный блок поднятия, наибольший по площади, всегда выделялся и максимальными амплитудами по сравнению с центральным и северным блоками. Отметим, что в зонах тектонических нарушений отмечаются многочисленные мелкие разрывы, явившиеся результатом правосторонних сдвиговых деформаций. Эти сдвиговые зоны, ярко проявляющиеся на целой серии сейсмических материалов, морфологически на картах часто имеют форму сложно построенных, однотипных микрограбенов, хорошо прорисовываются на структурных картах и, как правило, осложняют шарнирную зону линейных воздымающихся структур.

Формирование вала произошло в послесеноманское время, т.е. за последние 100 млн. лет приблизительно. Если предположить, что процесс шел равномерно, то скорость формирования составит 1,75 м / млн. лет и в лучшем случае, т. е. если складка оформилась до неогена, скорость ее роста составит 2,15 м / млн. лет. Это является достаточным, чтобы считать поздний мел – палеогеновый этап основной фазой формирования Вынгапурского вала.

2 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

Лучшее понимание проблемы может быть достигнуто в ходе литературного обзора различных статей, открытых источников. Существует множество публикаций связанных с гидроразрывом пласта и в особенности с многостадийным ГРП в горизонтальных скважинах. Также, большое число статей, в которых рассматривается применение алгоритмов машинного обучения в нефтегазовой сфере от разведки месторождений и описания пласта до бурения и добычи нефти и газа.

В статье [4] разобраны основные важные моменты при построении нейронной сети (один из видов машинного обучения): структура нейронной сети, краткая методология и порядок построения и применения нейросети. Данным алгоритмом можно пользоваться при создании своей собственной искусственной нейронной сети. Также, авторы собрали примеры применения нейросетей в нефтяной индустрии, включающие применение в разведке, бурении, разработке и нефтяном инжиниринге. Соответственно, был сделан вывод, что искусственные нейронные сети способны решать сложные задачи, которые трудно решить аналитическими методами. При этом повышается точность, скорость расчёта, что в дальнейшем помогает принимать более правильные решения. В данной статье также приведены примеры применения машинного обучения в области многостадийного гидроразрыва пласта и методов интенсификации притока, к которым следует обратиться.

Одна из таких статей касается применения машинного обучения для оптимизации производительности скважины в условиях низкопроницаемого пласта [5]. Здесь автор использовал множественную линейную регрессию и нейронную сеть для оптимизации заканчивания скважины с гидроразрывом пласта и выяснения, какие параметры, контролируемые оператором, в наибольшей степени влияют на производительность скважины. Это было проведено с помощью анализа чувствительности модели. Установлено, что одними из важнейших параметров является количество закачанного

проппанта в пласт и скорость закачки жидкости гидроразрыва. При этом тип проппанта (керамический или обрезиненный) и гибридный тип гидроразрыва не дают существенного эффекта, а значит, что на этом можно сэкономить значительную долю средств. Также, для данного месторождения выяснено, что изменение азимута горизонтального ствола скважин практически не играет роли. Кроме того, было установлено оптимальное количество проппанта, необходимое для закачки в трещину ГРП, и оптимальные операционные параметры проведения гидроразрыва.

Еще одно применение машинного обучения в области гидроразрыва пласта заключается в предсказании давления разрыва низкопроницаемого пласта [6]. Отмечается, что точность, с которой определено давление разрыва, влияет на правильный подбор технологии гидроразрыва, подбор материалов для заканчивания, позволяя снижать риск и избежать неуместных затрат. Автор для решения такой задачи также использовал один из видов алгоритмов машинного обучения: искусственные нейронные сети (перцептрон). Из-за гетерогенности исходных данных были использованы статистические подходы для анализа. Отмечено, что количество данных для обучения модели достаточно сильно влияет на точность предсказания. При небольшом количестве реальных данных использована многократная кросс-валидация, чтобы гарантировать точность предсказания модели. Автор демонстрирует, что использованная им модель показывает более точные результаты, чем одиннадцать традиционных аналитических методик расчета давления разрыва породы, с которыми он провел сравнение. Таким образом, алгоритм машинного обучения позволяет снизить количество неопределенностей при повышении точности расчета, позволяя осуществлять дизайн заканчивания более уместно для конкретных ситуаций. Для этого важно, чтобы исходные данные были измерены с высокой точностью.

В статье [7] описано применение машинного обучения и науки о данных для оптимизации заканчивания. Описанный алгоритм позволяет объединить в себе моделирование трещин ГРП и моделирование пласта,

которые в купе с анализом данных и использованием искусственного интеллекта позволяют получить достаточно мощный инструмент для быстрого и эффективного дизайна заканчивания. Оптимизация заканчивания в данном случае касается конкретно дизайна ГРП (количество стадий или расстояние между ними, тип проппанта, размер проппанта, количество проппанта и концентрация его в трещине, количество закачанной жидкости), параметров работы насоса (дебит). Затем уже это объединяется с геомеханической, пластовой и гидродинамической моделью в одну общую модель, в которой уже можно проводить анализ чувствительности (Рисунок 1.1). В данном случае алгоритм машинного обучения становится инструментом, который позволяет избежать использования компьютеров большой мощности, долгого времени расчета и высоких требований к профессиональным навыкам.

Таким образом, есть множество работ о применении машинного обучения в области гидравлического разрыва пласта и его оптимизации. Однако цели, преследуемые авторами, несколько отличаются от цели данной работы: определить оптимальные параметры многостадийного гидроразрыва пласта. При этом в прочитанных публикациях найдены важные моменты при создании модели машинного обучения и её применении в области оптимизации ГРП.

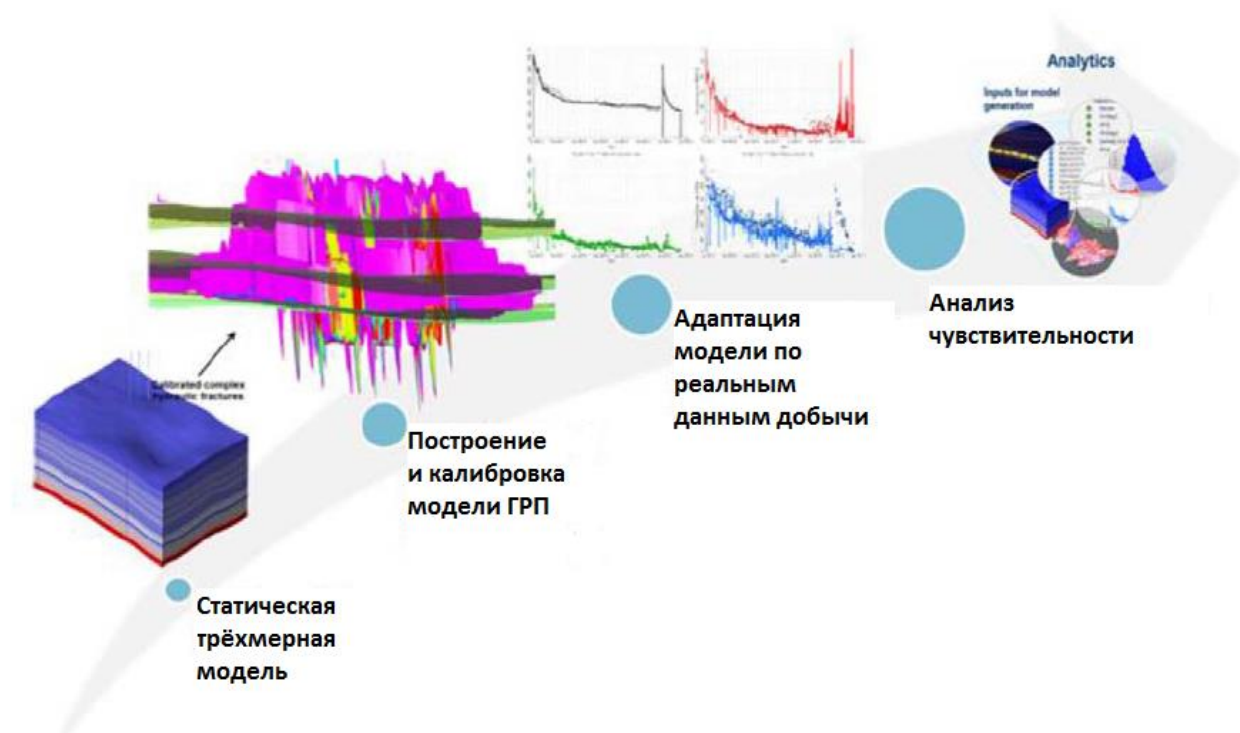


Рисунок 1.1 – Эволюция статической геологической модели в динамическую предсказательную аналитическую модель [7]

По итогам литературного обзора можно сделать следующие выводы:

- существует множество моделей машинного обучения, которые могут быть использованы для решения задачи;
- найдены алгоритмы построения модели, на которые в дальнейшем можно ориентироваться;
- необходимо тщательно подбирать исходные данные для создания алгоритма и отсеивать ненужные признаки в ходе их анализа;
- необходимо бороться с недостатком количества образцов в выборке, если её не будет хватать для обучения модели.

3 СОЗДАНИЕ МОДЕЛИ

3.1 Исходные данные

Исходные данные предоставлены АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» для их месторождений, включающих Вынгапуровское, Вынгаяхинское, Ярайнерское, Крайнее, Еты-Пуровское, Вальнтойское и другие. Это данные по множеству горизонтальных скважин, в которых проведен многостадийный гидроразрыв пласта, которые включают:

- данные о конструкции скважин,
- параметры разрабатываемых пластов,
- свойства пластовых флюидов,
- информацию о многостадийном гидроразрыве пласта,
- мониторинг параметров добычи,
- экономические параметры.

Все скважины пробурены в ЯНАО и относятся к месторождениям «Газпромнефть-ННГ». Каждое месторождение состоит из нескольких пластов с различными давлениями, проницаемостями, мощностями и другими свойствами, которые включены в начальную выборку. Суммарное количество численных параметров в выборке около 35, все они изначально хранятся в отдельных файлах. То есть, необходимо создать одну большую выборку, где будут собраны все эти данные, после чего можно будет её обрабатывать, анализировать и загружать в модель.

Для начала, необходимо выбрать те данные, которые могут быть использованы в алгоритме машинного обучения для получения решения задачи. Эти отобранные параметры должны быть связаны в определенной степени со значениями, которые будут предсказаны алгоритмом. После этого составленная выборка будет обработана и проанализирована.

Собранные в выборке данные включают:

- параметры ствола скважины:
 - а) длина горизонтального ствола;

- б) азимут горизонтальной части ствола скважины;
- в) дебиты по нефти и по жидкости, обводненность до и после ГРП;
- г) забойное давление до и после ГРП;
- д) количество стадий ГРП;
- параметры пласта:
 - а) мощность пласта;
 - б) горизонтальная проницаемость;
 - в) отношение вертикальной проницаемости к горизонтальной;
 - г) давление разрыва горной породы;
 - д) направление максимального горизонтального напряжения в пласте;
 - е) пластовое давление;
 - ж) радиус зоны дренирования трещины ГРП;
- параметры трещин ГРП:
 - а) полудлина трещины;
 - б) высота трещины;
 - в) ширина трещины;
 - г) проницаемость трещины;
 - д) количество проппанта на одну трещину и на скважину.

- экономические параметры, включающие стоимость работы по проведению многостадийного гидроразрыва, стоимость расходных материалов, оборудования, параметры дисконтирования, налоговая база и другие. Большая часть экономических показателей дана в виде удельных параметров и приблизительных значений для облегчения расчёта, а конкретные стоимости оборудования и расходников являются коммерческой тайной.

Некоторые моменты по поводу отбора параметров для выборки следует раскрыть подробнее.

Информация о расстоянии от горизонтального ствола до ВНК и ГНК отсутствует, так как на представленных месторождениях нет газовых шапок.

Также, на скважинах, находящихся непосредственно над ВНК, гидроразрыв пласта не проводят, чтобы заранее избежать возможности прорыва воды в трещины. Таким образом, все скважины в выборке лежат только в пределах кровли и подошвы пласта;

Региональный азимут максимального напряжения, вдоль которого образуется трещина ГРП, лежит в пределах 355-5 градусов относительно направления на север. Таким образом, направление этого напряжения принято общим для всех месторождений с севера на юг;

Новейшие технологии и подходы в гидроразрыве пласта, которые позволяют значительно повысить проницаемость трещины ГРП, не включены в выборку, так как они вносят серьезное отклонение в данных, что может повлиять на точность определения параметров в алгоритме машинного обучения;

Физические характеристики горной породы описаны только давлением разрыва породы. Теоретически, оно должно быть равным по величине минимальному горизонтальному напряжению;

Забуренные боковые стволы скважин, в которых проводился гидроразрыв, не включены в выборку, так как они так же могут внести отклонения. Количество проводимых стадий ГРП в них равно 3. Так, были отобраны горизонтальные скважины с количеством стадий от четырёх и более, чего должно быть достаточно для создания эффективного регрессионного алгоритма.

3.2 Анализ данных

Анализ данных проведен с помощью языка программирования Python и его сопутствующих пакетов, таких как NumPy (пакет инструментов для проведения научных вычислений), Pandas (библиотека, позволяющая обеспечить хранение данных в удобном формате и дающая возможность анализировать их) и Matplotlib (библиотека инструментов двухмерной

визуализации информации: построение графиков, диаграмм, гистограмм и других).

Во-первых, статистические данные о каждом из параметров выборки могут быть собраны, чтобы первично понять структуру данных. Эти данные включают в себя количество образцов, среднее значение параметра, стандартное отклонение, минимальное значение, 25-ю квартиль, 50-ю квартиль, 75-ю квартиль и максимальное значение параметра в выборке. Эти данные помогают получить начальное представление о распределении данных. Из общего массива получены данные для 149 скважин с многостадийным гидроразрывом пласта, относящихся к шести месторождениям. Краткая информация о выборке приведена в Таблице 3.1. Более полная статистическая информация о выборке представлена в Таблицах А.1 – А.5 (Приложение А), где показаны статистические параметры данных выборки, описанные ранее.

Таблица 3.1 – Отобранные данные для использования в модели

Месторождение	Исследуемые пласты	Количество скважин	Средняя мощность (в скважинах), м	Средняя проницаемость (в скважинах), мД
Вынгапуровское	БВ ₆ , БВ ₈ , ЮВ ₁ ¹ , Ач	94	24,0	2,97
Вынгаяхинское	БП ₁₂ , БП ₁₅ , БП ₁₇	13	28,0	0,68
Валынтайское	Ю ₁	6	15,0	0,87
Еты-Пуровское	БП ₁₆	25	48,4	0,38
Крайнее	Ю ₁	6	16,0	1,30
Ярайнерское	ЮВ ₁ , Ач	5	16,4	1,06

Как мы можем видеть, большая часть данных (94 скважины) относятся только к одному из месторождений. Это может привести к снижению точности в модели из-за несбалансированности выборки. Это необходимо учитывать.

Следующий важный шаг – это определение корреляции между каждым параметром. В данном случае используются коэффициенты корреляции Пирсона, которые могут принимать отрицательные и положительные значения от -1 до 1, что означает обратную и прямую корреляцию параметров соответственно.

Определение корреляции важно, потому что сильная корреляция между какими-либо параметрами может приводить к ошибкам в регрессионной модели, из-за чего точность предсказания параметров может стать значительно ниже. Значение коэффициента корреляции определяется между каждой парой параметров в выборке, далее из этих коэффициентов составляется матрица корреляции. Эта матрица впоследствии может быть представлена в графическом виде, где цветом обозначается значение коэффициента корреляции (Рисунок 3.1).

В соответствии с Рисунком 3.1, сильная корреляция наблюдается между дебитами по нефти и по жидкости, количеством проппанта на скважину и на одну трещину ГРП, эффективной проводимостью трещины и проницаемостью трещины, зоной дренирования скважины и одной трещины. Таким образом, один параметр из каждой из этих пар должен быть удален из выборки, так как оба параметра в паре имеют сходный физический смысл и дают из-за этого сильную корреляцию. Так, в выборке оставлен дебит скважины по жидкости, количество проппанта на одну скважину, проницаемость трещины ГРП и зона дренирования трещины.

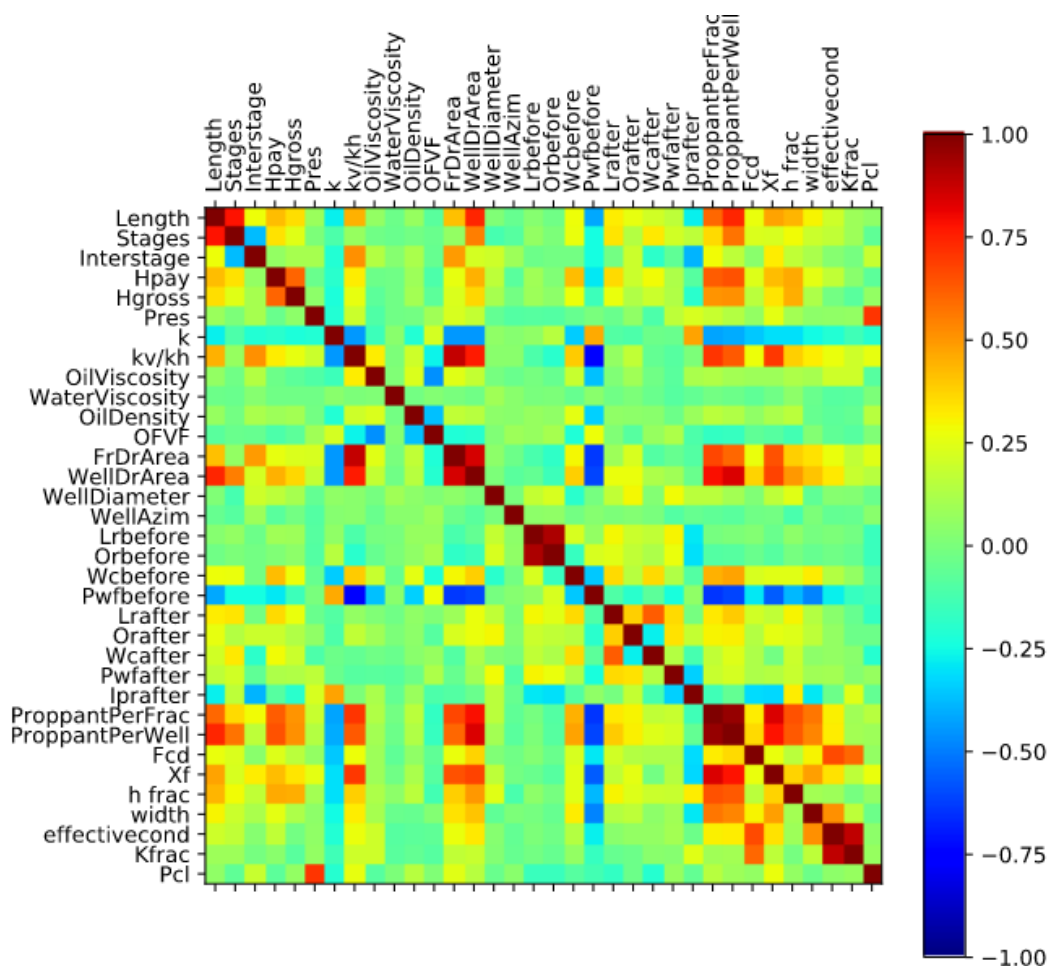


Рисунок 3.1 – Матрица корреляции параметров выборки

3.3 Предобработка данных

Зачастую алгоритмы машинного обучения требуют подготовки входных данных перед загрузкой их в модель. Это необходимо из-за того, что данные алгоритмы могут быть чувствительны к диапазонам, в которых находятся параметры, к их распределению и дисперсии.

Существует несколько алгоритмов подготовки данных перед их использованием в модели машинного обучения, таких как:

- 1) *ремасштабирование* – процесс, который связан с изменением диапазона данных из начального в тот, который нам требуется (обычно это диапазон от 0 до 1). Такой способ позволяет сделать параметры в выборке сравнимыми между собой, при этом форма

распределения остаётся той же, как и все исходные признаки. Этот метод обработки производится через вычитание минимального значения параметра и деление на длину диапазона (разница между максимальным и минимальным значением параметра).

2) *стандартизация* - метод подготовки данных, который производится через вычитание среднего значения параметра и деления на стандартное отклонение. Таким образом, среднее значение параметра становится равным 0, а стандартное отклонение 1.

3) *нормализация* – метод, позволяющий пересчитать значения параметра таким образом, чтобы сумма их квадратов стала равной единице. Этот метод известен как L2-нормализация. Помимо него существует также нормализация L1.

Таким образом, начальные данные в выборке могут быть ремасштабированы, стандартизованы, нормализованы или даже оставлены, как есть, и загружены в модель, если этого не требуют алгоритмы машинного обучения (для некоторых алгоритмов это действительно так).

В данном случае данные были ремасштабированы, так как такой способ достаточно легко позволяет вернуть значения, полученные в обработанном виде из модели, в реальных диапазонах измерения.

Ранее упоминалось, что полученная выборка исходных данных несбалансирована, из-за чего точность будущей модели может снизиться. Борьба с этим можно двумя способами: 1) кросс-валидация; 2) аугментация данных.

Кросс-валидация - способ позволяющий оценить, как будет справляться алгоритм и какую точность он будет показывать на новых данных. Для этого данные разбиваются на небольшие части, и при обучении эти части чередуются так, чтобы за несколько тестов точность была измерена на каждой такой части. Затем получают среднюю оценку точности. Также этот способ позволяет избежать переобучения модели;

Аугументация данных – метод, при котором количество образцов в каждом классе уравнивается за счёт генерации новых данных из исходных с помощью добавления случайного шума. Таким образом, сама выборка расширяется, а точность модели возрастает. Именно этот способ был выбран для использования в алгоритме, из-за чего размер выборки возрос до 564 образцов с равными размерами классов.

В дальнейшем, подготовленные данные разделяются на две части: на обучающую и тестовую выборки. Это делают для того, чтобы узнать, насколько точно может тот или иной алгоритм предсказывать искомые значения, что можно проверить только на новых неизвестных алгоритму машинного обучения данных. Разделение обычно происходит в пропорции 20-25 % тестовой выборки от размера исходного массива данных. В данном случае выбрано разделение: 80% на обучающую выборку и 20% на тестовую отложенную выборку.

3.4 Концептуальная модель

Предлагаемый путь решения задачи требует создания в модели двух крупных блоков: алгоритм машинного обучения и алгоритм оптимизации. Первый должен быть обучен на исходных данных, чтобы в дальнейшем предсказывать искомые параметры. Второй нужен для поиска оптимальных параметров заканчивания скважины с многостадийным ГРП на основе экономических параметров (поиск варианта с наибольшим NPV). Концептуальная схема такой модели показана на Рисунке 3.2.

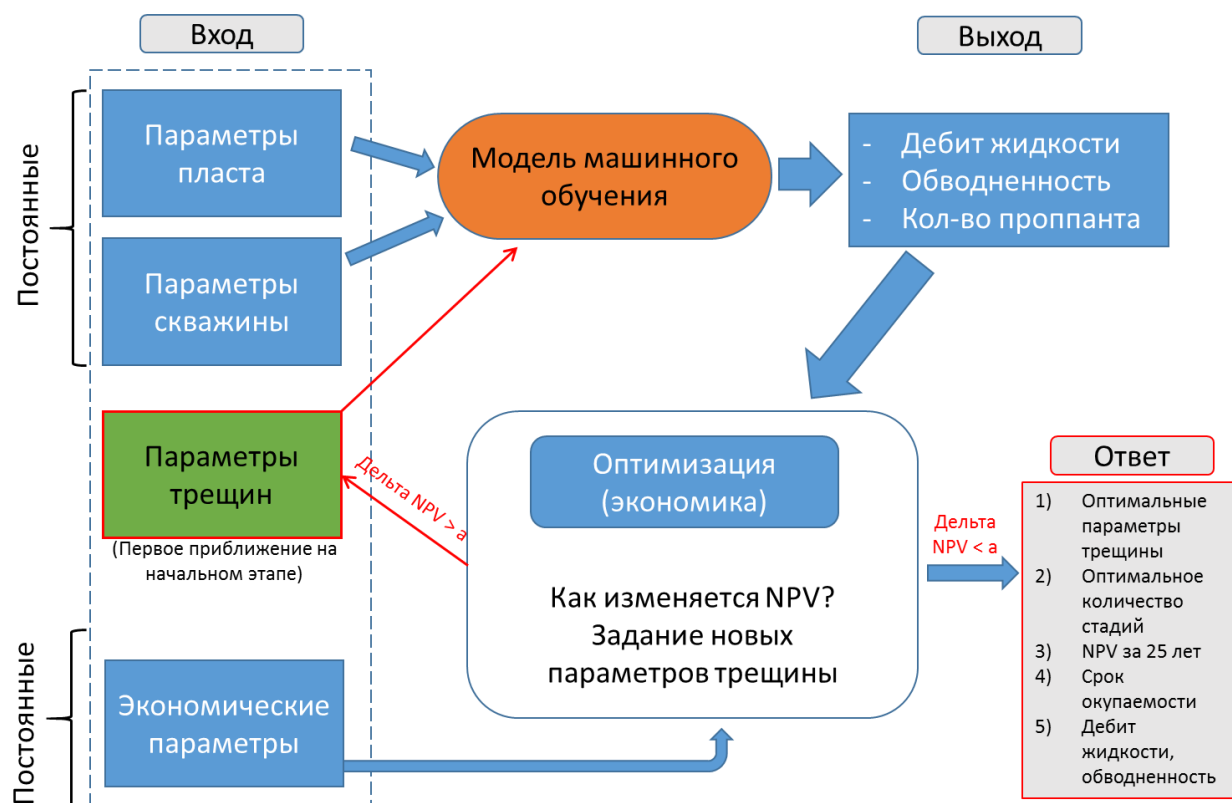


Рисунок 3.2 – Концептуальная схема модели для решения проблемы

Вся модель состоит из нескольких блоков: блок входных параметров, блок алгоритма машинного обучения, блок оптимизации и блок выходных параметров. Секция входных параметров включает постоянные параметры (параметры пласта, параметры ствола скважины, экономические параметры) и варьируемые параметры (параметры трещины, которые являются искомыми). Идея данной модели состоит в том, чтобы задать начальное приближение параметров трещины, которые бы оптимизировались в цикле программы оптимизации после обработки в алгоритме машинного обучения. Оптимизатор должен рассчитать экономические параметры, а затем решить на их основе, нужно ли задать новые параметры трещины гидроразрыва и совершить расчет заново или остановить расчет и передать полученные значения на выход модели. Таким образом, модель должна найти оптимальные значения заканчивания скважины с ГРП, соответствующие экономические параметры и параметры производительности скважины.

3.5 Алгоритмы машинного обучения

Данная проблема может быть описана как проблема регрессии с несколькими выходными параметрами. Таким образом, здесь следует использовать регрессионные алгоритмы машинного обучения, которые позволяют предсказывать искомые значения на основе входных параметров. Однако, только некоторые из них способны выдавать несколько выходных параметров одновременно. Для других алгоритмов данная проблема решается с помощью инструмента `MultiOutputRegressor` из библиотеки `Sklearn`, который позволяет применять один алгоритм для каждого из искомых параметров.

В ходе подбора алгоритма машинного обучения были опробованы несколько из них:

- регрессия на случайном лесе;
- нейронная сеть (многослойный перцептрон);
- алгоритм бустинга (`AdaBoost` или `Gradient Boosting` для каждого выходного значения).

Случайный лес – это алгоритм, состоящий из ансамбля простых деревьев решений, которые находят ответ для меньших выборок, созданных из основной, ответы которых затем усредняются. Сами по себе ответы каждого из этих деревьев не так и точны, однако высокая точность достигается за счет большого количества простых алгоритмов в ансамбле.

Нейросети в данной работе представлены одни из простейших видов: многослойным перцептроном. Нейронная сеть состоит из множества объединенных между собой нейронов, находящихся во входном, скрытых и выходном слоях. Каждый из нейронов получает информацию из предыдущего слоя через связи с весовыми коэффициентами, проводит простые вычисления над ней, а затем передает эту информацию на следующий слой. Так, данные проходят через весь перцептрон от входного

слоя до выходного, в котором количество нейронов равно количеству требуемых выходных параметров.

Бустинг (Bootstrap aggregating) – еще один алгоритм машинного обучения, состоящий из ансамбля простых алгоритмов. Однако, в данном случае алгоритмы выполняют расчет не параллельно, а последовательно друг за другом. Изначально исходные данные попадают на самый первый простой алгоритм, где происходит получение решения. После этого формируется новая выборка, в которой приоритет отдается тем данным, в решении которых предыдущий алгоритм допустил ошибки. Так, начальные данные проходят через всю цепь простых алгоритмов, где с каждым разом ответ становится всё точнее, пока не будет достигнута желаемая точность. В данной работе использовались два алгоритма бустинга: AdaBoost на основе Extra Trees и градиентный бустинг (Gradient Boosting), который использует в качестве основы деревья решений.

Для получения наивысшей точности необходимо настроить гиперпараметры каждой из моделей. Это можно осуществить несколькими способами:

- перебор значений гиперпараметров вручную. Такой способ достаточно долгий, так как количество перебираемых значений и само количество гиперпараметров может быть довольно большим;
- подбор параметров по сетке. В данном способе задаются несколько значений для искомых гиперпараметров, и для каждой вариации происходит расчет, после которого выбирается наилучшая комбинация;
- случайный подбор параметров. Здесь для гиперпараметров задаются диапазоны, в которых следует искать наилучшее значение, а также число итераций, за которые будет происходить перебор. После этого выбирается наилучшая комбинация из параметров.

В данном случае был использован поиск параметров по сетке для каждого из алгоритмов машинного обучения. Из-за ограничения в

вычислительной мощности компьютера невозможно задать сетку параметров, которая охватила бы обширный диапазон параметров. Поэтому шаг изменения параметров довольно большой, а само количество значений ограничено 3-4 вариациями. Количество изменяемых параметров также ограничено, так как задание в сетке всех параметров приведет к значительному увеличению времени расчета, которое потребуется для перебора каждого из них. Соответственно, были выбраны 3-5 гиперпараметров, которые в наибольшей степени могли влиять на точность предсказания в модели.

При использовании вышеперечисленных алгоритмов машинного обучения были получены следующие результаты (точность предсказания ответа в виде коэффициента корреляции R^2):

- 1) случайный лес: $R^2 = 0,88$ (Рисунок 3.3);
- 2) многослойный перцептрон: $R^2 = 0,86$ (Рисунок 3.4);
- 3) AdaBoost (предсказания только одного параметра за один раз): $R^2 = 0,84$ (Рисунок 3.5);
- 4) Gradient Boosting (предсказания только одного параметра за один раз): $R^2 = 0,82$ (Рисунок 3.6).

Наивысшую точность предсказания показал алгоритм случайного леса, который в дальнейшем будет использован для решения задачи.

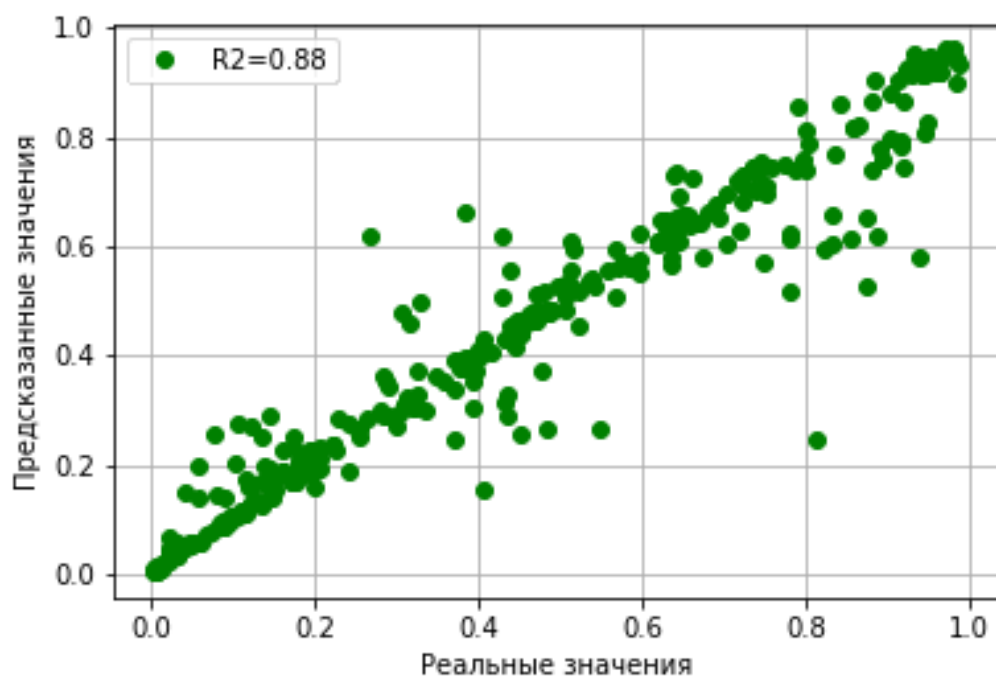


Рисунок 3.3 – Кроссплот, сравнивающий предсказанные случайным лесом значения и реальные данные (в обработанном виде)

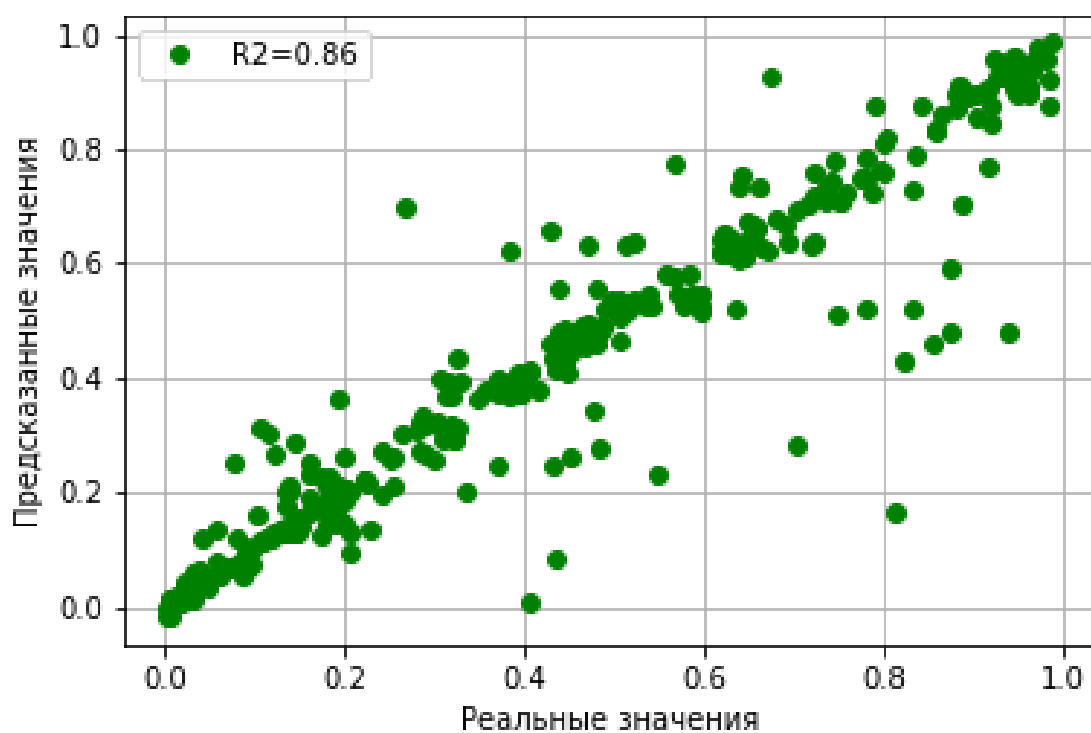


Рисунок 3.4 – Кроссплот, сравнивающий предсказанные многослойным перцептроном значения и реальные данные (в обработанном виде)

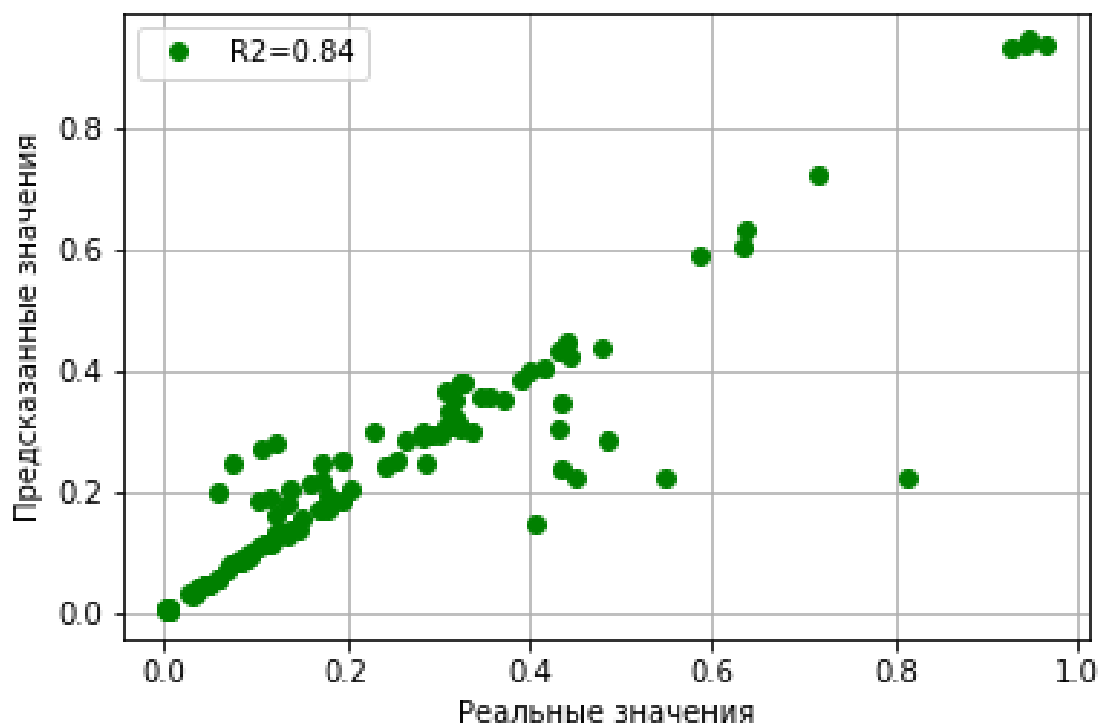


Рисунок 3.5 – Кроссплот, сравнивающий предсказанные AdaBoost значения и реальные данные (в обработанном виде)

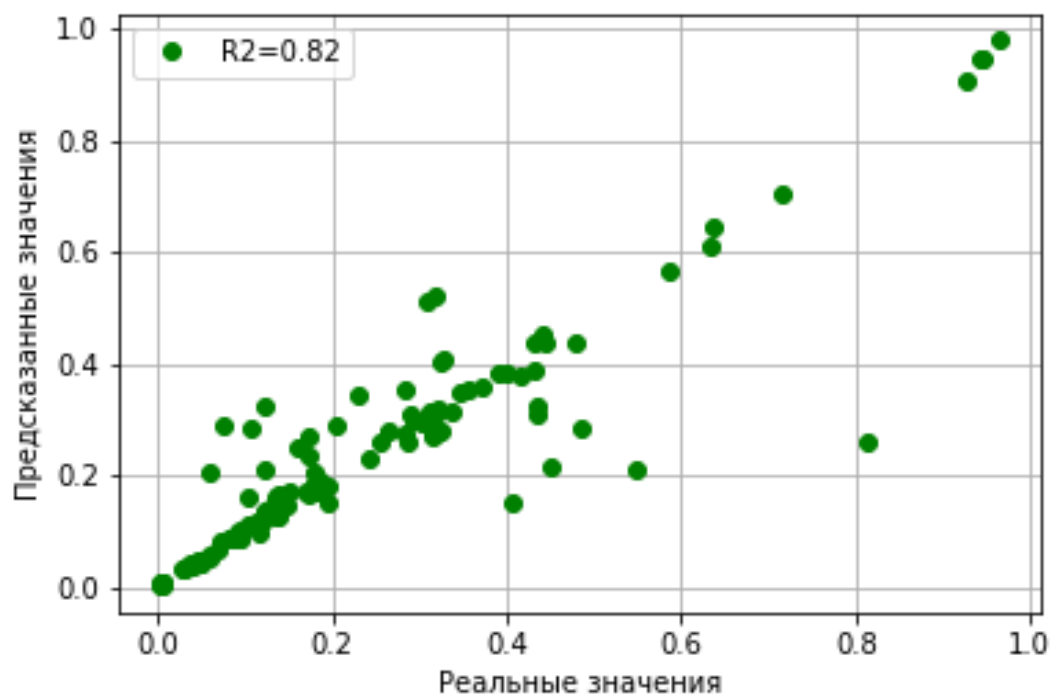


Рисунок 3.6 – Кроссплот, сравнивающий предсказанные градиентным бустингом значения и реальные данные (в обработанном виде)

3.6 Алгоритм оптимизации

Оптимизационный алгоритм в данной схеме необходим, чтобы подобрать такие параметры заканчивания горизонтальной скважины с ГРП, чтобы в этих условиях скважина давала наибольшую производительность при наименьших затратах, а из этого следует наибольший NPV. То есть, этот алгоритм предназначен для поиска оптимума (наибольшее или наименьшее значение) функции, где такой функцией выступает алгоритм машинного обучения с входными параметрами (параметры трещины) и ответом (NPV).

Оптимизационным алгоритмом в данном случае является эволюционная стратегия. Существуют различные её модификации. Суть такого алгоритма в постепенном изменении функции для её приближения к истинному ответу функции. Сначала задается некоторое первичное приближение входных данных, которые в эволюционной стратегии «мутируют», изменяясь при этом с определенными заданными условиями и продуцируя множество измененных параметров. Из множества полученных изменившихся входных параметров выбираются те, которые в наибольшей степени удовлетворяют условию функции. Так повторяется в течение заданного количества итераций или до тех пор, пока не будет достигнуто допустимое отклонение параметров данной итерации от предыдущей.

Использованный алгоритм оптимизации настроен на рост целевой функции, которая зависит от входного параметра. Целевой функцией в данном случае является NPV, пример расчёта которого приведен в разделе финансовый менеджмент. Эта функция задана для оптимизационного алгоритма, как алгоритм расчёта, куда загружаются константы (данные по пласту, данные о скважине и экономические параметры) и переменные (параметры трещины). Функция автоматически применяет модель машинного обучения и из полученного ответа рассчитывает NPV. Эволюционная стратегия затем изменяет параметры трещины, и расчёт

повторяется заново. После расчета на выходе из оптимизатора получаем оптимизированные параметры ГРП.

4 АПРОБИРОВАНИЕ МОДЕЛИ

Созданную по ранее предложенной схеме модель машинного обучения и оптимизации можно применять на новых данных для получения оптимальных параметров заканчивания скважины. Для этого необходимо задаться входными данными для расчёта. Это могут быть реальные данные новой скважины, которая не участвовала в обучении модели, или данные скважины из исходной выборки, в которые может быть добавлен некоторый случайный шум.

4.1 Входные данные

Исходные данные для проведения расчета с помощью модели приведены в Таблице 4.1. Данные включают параметры пласта БП₁₆ Еты-Пуровского месторождения и параметры горизонтальной скважины.

Таблица 4.1 – Данные для применения модели

Параметр	Значение
Длина горизонтальной части скважины, м	912,7
Количество стадий ГРП	8
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	20
Общая мощность пласта, м	70
Пластовое давление, атм	318
Проницаемость горизонтальная, мД	0,3
K_v/K_r	0,1
Вязкость нефти, сП	0,4275
Вязкость воды, сП	0,39
Радиус зоны дренирования трещины, м	500
Диаметр скважины, мм	178
Азимут горизонтальной части ствола, град.	214,33
Дебит жидкости до ГРП, м ³ /сут.	39,6

Обводнённость продукции до ГРП, %	75
Забойное давление до ГРП, атм	65
Забойное давление после ГРП, атм	196
Fcd	24,19
Полудлина трещины ГРП, м	153,65
Высота трещины ГРП, м	93,47
Ширина трещины ГРП, мм	3,39
Проницаемость трещины, Д	220
Давление закрытия трещины, атм	376,75

Первое приближение параметров ГРП в окне программы Jupyter Notebook показано на Рисунке 4.1.

```
In [34]: get_first_guess (Input)
Out[34]: array([[ 8. , 153.65, 93.47, 3.39, 220. ]])
```

Рисунок 4.1 – Первое приближение варьируемых параметров ГРП (в окне программы Jupyter Notebook). Значения слева направо: количество стадий, полудлина трещины, высота трещины, ширина трещины, проницаемость трещины

4.2 Результат расчёта

Расчет в построенной и настроенной модели происходит по следующему алгоритму:

- 1) загрузка необходимых модулей и библиотек;
- 2) загрузка загружаемых в модель данных и данных, необходимых для расчётов;
- 3) определение первого приближения для варьируемых параметров;
- 4) загрузка данных в функцию оптимизации;
- 5) выполнение расчета в оптимизаторе через заданную функцию расчёта Net Present Value (NPV), где за заданное количество

итераций происходит изменение параметров ГРП и применение обученной и ранее сохранённой модели машинного обучения;

б) выгрузка оптимизированных параметров из оптимизатора.

На Рисунке 4.2 показаны результаты расчетов NPV через каждые 50 итераций (в окне программы Jupyter Notebook).

```
In [37]: es = EvolutionStrategy(guess,
                                economic_NPV1,
                                population_size=50,
                                sigma=0.05,
                                learning_rate=0.02,
                                decay=0.99,
                                num_threads=1)
                                es.run(1000, print_step=50)

iter 50. reward: 1373887457.607602
iter 100. reward: 1374788630.741295
iter 150. reward: 1368891294.200098
iter 200. reward: 1373902300.620410
iter 250. reward: 1374337562.390641
iter 300. reward: 1373981566.083830
iter 350. reward: 1373968206.717834
iter 400. reward: 1374384449.420597
iter 450. reward: 1374369846.957788
iter 500. reward: 1374370822.747873
iter 550. reward: 1374376153.835840
iter 600. reward: 1374380543.825100
iter 650. reward: 1374388435.651356
iter 700. reward: 1374385112.048855
iter 750. reward: 1374383876.915716
iter 800. reward: 1374384514.519895
iter 850. reward: 1374384719.839317
iter 900. reward: 1374384340.101601
iter 950. reward: 1374384474.642072
iter 1000. reward: 1374384549.378856
```

Рисунок 4.2 – Результат расчета алгоритма на протяжении 1000 итераций (в окне программы Jupyter Notebook)

Соответственно, после прохождения данного алгоритма мы получаем ответ в виде оптимизированных параметров гидроразрыва пласта, показанные на Рисунке 4.3. Для данного примера (1000 итераций) полученные параметры показаны в Таблице 4.2.

```
In [38]: print(es.weights)

[[ 7.0985 154.16297 93.6583 3.36052 220.5589 ]]
```

Рисунок 4.3 – Результаты оптимизации параметров ГРП (в окне программы Jupyter Notebook). Значения слева направо: количество стадий, полудлина трещины, высота трещины, ширина трещины, проницаемость трещины

Таблица 4.2 – Результаты работы модели

Параметр	Значение
Количество стадий	7
Полудлина трещины ГРП, м	154,16
Высота трещины ГРП, м	93,66
Ширина трещины ГРП, м	3,36
Проницаемость трещины, Д	220,56

По полученным результатам работы модели в Таблице 4.2 видно, что параметры трещины получили небольшие изменения, а количество стадий уменьшилось на одну. Это могло возникнуть из-за того, что роль количества стадий в увеличении дебита и в количестве капитальных вложений гораздо больше, чем других параметров по отдельности. В данном случае сокращение количества стадий, по всей видимости, ведет к резкому уменьшению затрат на проведение гидроразрыва пласта, но при этом изменение дебита скважины значительно меньше.

Как мы видим, алгоритм способен предсказывать недостающие параметры (дебит, обводненность после ГРП и количество проппанта) и использовать их для расчета и оптимизации других параметров (параметры МГРП), и такой результат уже можно использовать для принятия решений при проектировании многостадийного гидроразрыва пласта или попробовать интегрировать его с другими моделями для получения комплексного проектирования разработки месторождения.

На данном этапе развития созданного алгоритма нельзя полностью на него полагаться. На данный момент для использования алгоритма необходимо экспертное мнение, то есть обязательно нужен анализ полученных значений как со стороны заказчика, так и со стороны исполнителя. Построение полученного дизайна многостадийного ГРП в гидродинамической модели может показать, каким образом будет вести себя производительность скважины в таком случае и действительно ли такой дизайн является оптимальным в конкретных условиях. Так можно будет понять, в какой степени модель машинного обучения смогла установить связь между входными и искомыми параметрами. Кроме того, необходимо провести сравнение алгоритма с существующими аналитическими методиками расчета гидроразрыва пласта и с программным обеспечением, используемым на данный момент в компаниях.

В будущем алгоритм должен быть доработан, чтобы он смог стать полноценным инструментом для разработки заканчивания горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта.

4.3 Дальнейшее улучшение алгоритма

Почти всегда модели машинного обучения можно улучшить, чтобы получить большую точность предсказания значений, добавить модели гибкости для проведения расчетов на самых разных исходных данных или увеличить скорость расчёта.

Данная модель может быть улучшена следующими способами:

- повышение точности предсказания результата возможно за счёт дообучения модели на гораздо большем количестве образцов в выборке. Для этого необходимо собрать еще больше данных по реальным скважинам. При этом модель сможет более адекватно реагировать на вариации параметров и на выбросы в распределениях;

- возможно проведение более тонкой настройки гиперпараметров моделей машинного обучения, что позволит обучить модель правильнее взаимодействовать с исходными данными при обучении и предсказывать результат точнее. Однако, это потребует гораздо больше времени и вычислительной мощности;
- использование в алгоритме других моделей. В данном исследовании приведены лишь несколько моделей машинного обучения из огромного их множества. Существует огромное разнообразие как простых регрессионных моделей, так и более сложных алгоритмов, которые используются в крупных компаниях. Например, можно использовать нейронные сети с глубоким обучением;
- упрощение и оптимизация написанных формул и алгоритмов, что позволит сократить необходимое для расчета количество вычислительной мощности и значительно увеличить скорость расчета модели. Для этого потребуются более глубокое знание языка программирования, его возможностей и дополнительных библиотек;
- добавление в программу пользовательского интерфейса, который позволил бы увеличить удобство пользования алгоритмом, автоматизировать загрузку и подготовку данных, представлять результаты расчета и визуализировать их для анализа.

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В данной работе рассматривается метод определения оптимального дизайна заканчивания горизонтальной скважины с многостадийным ГРП с помощью методов машинного обучения. Поиск оптимального решения происходит при автоматическом расчете экономических параметров (NPV), на основе которого происходит подбор лучшей комбинации параметров трещины для достижения максимального экономического эффекта. Далее приведен расчет экономического эффекта многостадийного гидроразрыва пласта для месторождения Ямало-Ненецкого автономного округа.

5.1 Исходные данные для расчета экономических параметров

Исходные данные (включающие затраты, налоговые вычеты, параметры дисконтирования, операционные затраты и другие) для расчета экономического эффекта приедены в Таблице 5.1. Многие из параметров заданы в виде удельных показателей, что несколько упрощает расчеты.

Таблица 5.1 – Исходные данные для расчета экономического эффекта

Параметр	Значение
Стоимость проведения работ ГРП (на одну стадию, в зависимости от количества проппанта, P тонн), млн. руб	$1,74 \cdot \exp(0.0043 \cdot P)$
Стоимость хвостовика с сопутствующим оборудованием для ГРП (в зависимости от количества стадий ГРП, C), млн. руб	$0,33 \cdot C + 0,83$
Стоимость освоения скважины, руб/час	7000
Длительность освоения горизонтальной скважины с МГРП, сут	10
Стоимость проппанта, руб/т	17000
Цена на нефть Urals, долл./барр. (долл./м ³)	62,37 (392,3)
Курс доллара, руб/долл.	64,5
Удельные затраты на жидкость, руб/м ³	53,7

Удельные затраты на нефть, руб/т	69,4
Стоимость содержания скважины в год, тыс.руб/скв	5160,9
Ставка дисконтирования, %	14
Налоговая ставка (суммарная), %	49
Параметры скважины, свойства нефти, производительность	
Длина горизонтального участка, м	700
Количество стадий	7
Плотность нефти, г/см ³	0,81
Дебит нефти до ГРП, м ³ /сут	5
Дебит жидкости после ГРП, м ³ /сут	70
Обводненность после ГРП, %	67
Количество проппанта на стадию, т	100

5.2 Расчет чистого дисконтированного дохода

Чистый дисконтированный доход (ЧДД, англ. Net Present Value – NPV) – сумма дисконтированных денежных потоков за определенный промежуток времени, приведенных таким образом к стоимости на сегодняшний день. Денежные потоки включают как положительные (выручка), так и отрицательные (операционные и капитальные затраты, налоговые вычеты).

NPV может быть использован как показатель эффективности проекта и как инструмент для проверки его жизнеспособности и сравнения с другими проектами.

Расчет чистого дисконтированного дохода осуществляется в следующем порядке:

1) Определение капитальных затрат. Капитальные затраты в данном случае включают стоимость хвостовика и оборудования, стоимость работ по проведению гидроразрыва пласта, стоимость проппанта, закачиваемого в пласт; стоимость освоения скважины. Рассчитать капитальные вложения можно по следующей формуле:

$$K = C_{\text{хв}} + C_{\text{ГРП}} + C_{\text{проп}} + C_{\text{осв}}, \quad (5.1)$$

где $C_{\text{хв}}$ – стоимость хвостовика и оборудования, руб;

$C_{\text{ГРП}}$ – стоимость проведения работ по ГРП, руб;

$C_{\text{проп}}$ – стоимость проппанта, руб;

$C_{\text{осв}}$ – стоимость освоения скважины, руб.

Рассчитаем капитальные затраты:

$$C_{\text{хв}} = (0,33 \cdot 7 + 0,83) \cdot 1000000 = 3166400 \text{ руб};$$

$$C_{\text{ГРП}} = 1,74 \cdot e^{0,0043 \cdot 10} \cdot 7 \cdot 1000000 = 18690438 \text{ руб};$$

$$C_{\text{проп}} = 100 \cdot 7 \cdot 17000 = 11900000 \text{ руб};$$

$$C_{\text{осв}} = 10 \cdot 24 \cdot 7000 = 1680000 \text{ руб}.$$

Таким образом получим:

$$K = 3166400 + 18690438 + 11900000 + 1680000 = 35436838 \text{ руб}.$$

2) Определение прироста добычи нефти и прироста выручки.

Пусковой дебит скважины по нефти:

$$D_{\text{н}} = D_{\text{ж}} \cdot (1 - \text{Об}), \quad (5.2)$$

где $D_{\text{ж}}$ – дебит жидкости, м³/сут;

Об – обводненность, д. ед.

$$D_{\text{н}} = 70 \cdot (1 - 0,67) = 23,1 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Прирост дебита в таком случае составляет $\Delta D_n = 18,1 \text{ м}^3/\text{сут.}$

Выручка от продажи нефти за год рассчитывается по следующей формуле:

$$B = \Delta D_n \cdot C \cdot 365, \quad (5.3)$$

где C – цена на нефть, руб/м³.

$$B = 18,1 \cdot 392,3 \cdot 64,5 \cdot 365 = 167169692,4 \text{ руб.}$$

3) Расчет эксплуатационных затрат. Эксплуатационные затраты рассчитываются по следующей формуле:

$$ЭЗ = З_{\text{ж}} + З_{\text{н}} + З_{\text{скв}}, \quad (5.4)$$

где $З_{\text{ж}}$ – затраты на переработку жидкости, руб;

$З_{\text{н}}$ – затраты на нефть, руб;

$З_{\text{скв}}$ – затраты на обслуживание скважины.

$$З_{\text{ж}} = (70 - 10) \cdot 365 \cdot 53,7 = 1176030 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{н}} = 18,1 \cdot 365 \cdot 69,4 \cdot 0,81 = 371377,8 \text{ руб.}$$

Таким образом

$$ЭЗ = 1176030 + 371377,8 + 5160900 = 6708307,8 \text{ руб.}$$

4) Определение суммы налоговых вычетов. В данном случае все налоговые вычеты суммированы и обобщены в одном значении налоговой ставки в проценте от выручки.

$$НВ = B \cdot НС, \quad (5.5)$$

где НС – налоговая ставка, д. ед.

Таким образом, получим:

$$НВ = 167169692.4 \cdot 0,49 = 81913149,2 \text{ руб.}$$

5) Определение суммы денежных потоков за текущий год. Сумма рассчитывается по следующей формуле:

$$ДП = В - К - ЭЗ - НВ; \quad (5.6)$$

$$\begin{aligned} ДП &= 167169692.4 - 35436838 - 6708307,8 - 81913149,2 = \\ &= 43111620 \text{ руб.} \end{aligned}$$

6) Расчет дисконтированного денежного потока. Дисконтирование производится по следующей формуле:

$$ДДП = \frac{ДП}{(1+E)^t}, \quad (5.7)$$

где E – ставка дисконтирования, д. ед.;

t – номер временного периода, начиная с момента принятия решения (нулевой период).

Для текущего года временной период $t = 0$, соответственно:

$$ДДП = \frac{43111620}{(1 + 0,14)^0} = 43111620 \text{ руб.}$$

7) Расчет чистого дисконтированного дохода (NPV). Это осуществляется по следующей формуле:

$$NPV = \sum_{t=0}^T \text{ДДП}_t. \quad (5.8)$$

В компании инвестиционные проекты рассчитываются на срок в 25 лет. Дебит скважины со временем падает, средняя доля от пускового дебита по годам приведена в Таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Снижение дебита скважины

Период, лет	Доля дебита скважины от начального
0	1
1	0.828846
2	0.721593
3	0.646497
4	0.59022
5	0.546061
6	0.510236
7	0.480432
8	0.45514
9	0.433333
10	0.414284
11	0.397459
12	0.38246
13	0.368981
14	0.356783
15	0.345677
16	0.33551
17	0.326158
18	0.317519
19	0.309506
20	0.302048
21	0.295085
22	0.288564
23	0.282441
24	0.276677
25	0.271239

Накопленный дисконтированный денежный поток по годам показан на Рисунке 5.1. NPV является значением накопленного ДДП на 25-й год.

Таким образом:

$$NPV = 321707059.7 \text{ руб.}$$

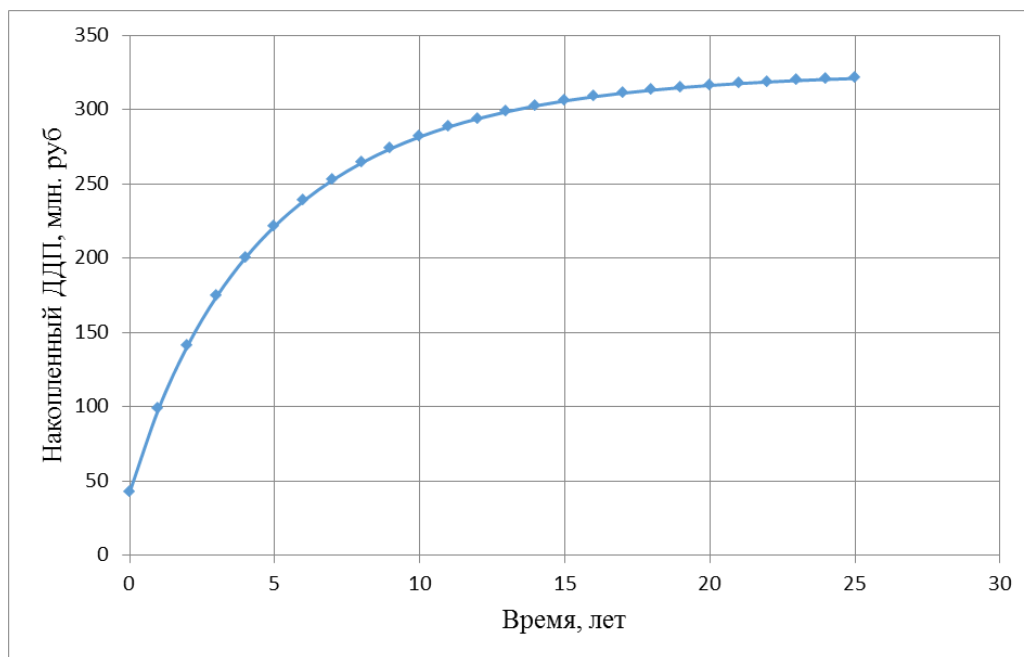


Рисунок 5.1 – Изменение накопленного дисконтированного денежного потока со временем

Так, рассчитываемый чистый дисконтированный доход может быть использован для определения экономической эффективности проведения многостадийного ГРП. Чем выше данный показатель, тем более экономически эффективно мероприятие. Соответственно, оптимизационная схема нацелена на увеличение NPV, что может быть достигнуто при оптимальном соотношении вложений в проведение гидроразрыва пласта и дебита нефти.

5.3 Внутренняя норма доходности

Внутренняя норма доходности (ВНД, англ. Internal Rate of Return – IRR) показывает ставку дисконтирования, при которой чистый дисконтированный доход становится равным нулю. Как и NPV он может

быть использован, как характеристика эффективности проекта. Кроме того, ВНД показывает устойчивость проекта. Соответственно, данный показатель используется для выбора лучшего проекта из списка возможных.

Для данного проекта внутренняя норма доходности равна 279,8%, при которой за период в 25 лет NPV равен нулю.

5.4 Период окупаемости

Период окупаемости (англ. Payback Period) – период, за который сумма доходов начинает превышать сумму затрат. Чем быстрее окупается проект, тем более он эффективен. Этот показатель также может использоваться инвесторами для выбора лучшего проекта.

На Рисунке 4.2 изображен накопленный дисконтированный денежный поток по месяцам в год проведения мероприятия. Срок окупаемости находится на пересечении кривой с осью X и равен 2,5 месяца в данном случае.

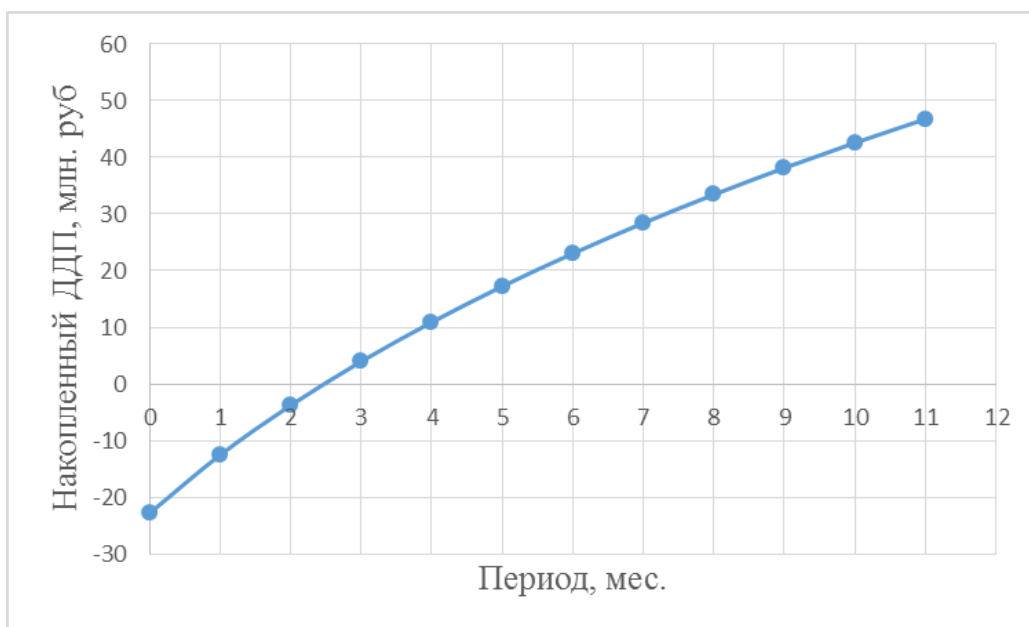


Рисунок 5.2 – Накопленный дисконтированный денежный поток за первый год

В данной главе произведен расчет экономических показателей проведенного многостадийного гидроразрыва пласта. Расчет NPV используется в модели для оптимизации параметров заканчивания.

Судя по экономическому эффекту после проведения ГРП, можно рекомендовать данное мероприятие к реализации.

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

6.1 Производственная безопасность

Охрана труда на производстве производится для сохранения жизни и здоровья работников. Каждому из них необходимо непременно соблюдать их, чтобы в дальнейшем сохранять свою трудо- и жизнеспособность.

Основные вредные и опасные факторы, характерные для данного вида работ, приведены в Таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Основные вредные и опасные факторы

Виды работ, источники вредных и опасных факторов	Факторы (согласно ГОСТ 12.0.003-15[8])		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Осуществление работ ГРП; 2. Спуско-подъемные операции; 3. Подготовительные, ремонтные и профилактические работы на базе;	1. Воздействие химических реагентов и веществ; 2. Повышенный уровень шума; 3. Отсутствие или недостаток освещения; 4. Психофизиологические нагрузки 5. Высокий уровень вибрации; 6. Отклонение параметров микроклимата вне помещений.	1. Высокое давление в сосудах и трубопроводах; 2. Движущиеся машины и механизмы; 3. Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования; 4. Электрический ток; 5. Пожароопасность.	1. ГОСТ 12.0.003-74; 2. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ; 3. СН 2.2.4/2.1.8.562-96; 4. СНиП 23-05-95; 5. Р 2.2.2006-05; 6. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ; 7. МР 2.2.7.2129-06; 8. ПБ 03-576-03; 9. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ; 10. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ 11. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ; 12. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03;

			13. ГОСТ 31967-2012; 14. ГН 2.1.6.1338-03; 15. ГОСТ 17.1.3.07-82; 16. ОСТ 39-225-88; 17. ГН 2.1.7.2041-06; 18. ГОСТ Р 22.3.03-94; 19. ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 03.07.2016).
--	--	--	--

6.1.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды и меры по защите от них

Воздействие химических реагентов и веществ возникает при подготовке жидкостей ГРП. К таким веществам относятся гелеобразователи, стабилизаторы глин, сшиватели и разрушители геля, деэмульгаторы, ПАВ, кислоты, ингибиторы коррозии. Кроме того, жидкость ГРП может изготавливаться не только на водной, но также и на нефтяной, водно-спиртовой основе и на основе дизельного топлива или смеси нефтепродуктов.

Данный фактор является химическим вредным фактором. Химические вещества могут попадать на кожу, в глаза, на слизистые оболочки, а их пары и частицы могут попадать в лёгкие при дыхании. При этом вещества вызывают отравление организма человека, раздражение слизистых и кожных покровов, химические ожоги (в случае кислот).

Наиболее часто работники на кусте подвергаются воздействию паров нефти. Нормы воздействия нефти на организм человека приведены в Таблице 6.2 в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 [9].

Таблица 6.2 – Общие показатели воздействия нефти, содержащей и не содержащей сероводород, на человека [9]

Наименование показателя	Нормы для вещества	
	Нефть, содержащая сероводород	Нефть, не содержащая сероводород
Предельно допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны, мг/м	0,1-1,0	1,1-10,0
Средняя смертельная доза при введении в желудок, мг/кг	15-150	151-5000
Средняя смертельная доза при нанесении на кожу, мг/кг	100-500	501-2500
Средняя смертельная концентрация в воздухе, мг/м	500-5000	5001-50000
Коэффициент возможности ингаляционного отравления (КВИО)	300-30	29-3
Зона острого действия	6,0-18,0	18,1-54,0
Зона хронического действия	10,0-5,0	4,9-2,5

Средства коллективной защиты: автоматизация процессов, применение средств удаленного управления, вентиляция в закрытых помещениях

Средства индивидуальной защиты: защитная куртка, полукombineзон, обувь, перчатки, очки, головной убор. Для защиты органов дыхания применять респираторы, противогазы.

Повышенный уровень шума наблюдается во время работы агрегатов и дизельных установок непосредственно во время проведения гидроразрыва пласта. Такое оборудование включает пескосмесительные агрегаты, насосное оборудование, транспорт, генераторы электроэнергии.

Данный фактор является физическим вредным фактором, который вызывает ухудшение или потерю слуха при продолжительном или импульсном воздействии при уровне его выше предельного.

Предельный уровень шума на рабочем месте регламентирован СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [10].

Работа оператора по гидравлическому разрыву пласта по вахтовому методу и по 12-часовой смене, относится к напряженному труду 1 степени при средней физической нагрузке. Предельно допустимый уровень шума в таком случае равен 60 дБ [10].

Коллективные средства защиты: усовершенствование конструкции агрегатов, экранирование источника шума для предотвращения его распространения.

Индивидуальные средства защиты: защитные наушники, противозумные вкладыши, шлемы, специализированные переговорные устройства.

Отсутствие или недостаток освещения на месте проведения работ (в вечернее и ночное время суток) вызывает перенапряжение органов зрения, ухудшение восприятия окружающей обстановки и ориентации в пространстве.

Данный фактор является физическим вредным фактором, вызывающим перенапряжение органов зрения.

Освещение на рабочем месте нормируют по СНиП 23-05-95 [11].

Работа оператора гидроразрыва пласта относится к IX разряду зрительной работы. Минимальная освещённость рабочих поверхностей, расположенных вне зданий, должна быть равна в данном случае 50 лк.

Коллективные средства защиты: создание дополнительных источников искусственного освещения в зоне проведения работ, в особенности в вечернее и ночное время.

Средства индивидуальной защиты: использование портативных фонарей, закрепляемых на каску, для исключения использования рук для освещения; использование переносных источников.

Психофизиологические нагрузки возникают при всех видах работ. Такие нагрузки включают переноску грузов, физическую нагрузку в ходе работ, сохранение рабочей позы и перемещение в пространстве. Также они дополняются психологической нагрузкой в связи с вахтовым методом работ, ежедневными 12-часовыми сменами, общением и взаимодействием с коллегами.

В количественном виде психофизиологические нагрузки оцениваются в соответствии с Р 2.2.2006-05 [12].

Для предупреждения переутомления необходимо правильно чередовать время труда и отдыха. При этом физический труд требует создание коротких перерывов в работе, частота и длина которого зависит от конкретного типа работ и степени нагрузки.

Высокий уровень вибрации возникает при работе с агрегатами, дизельными и насосными установками непосредственно во время проведения гидроразрыва пласта.

Вибрация является физическим фактором, который представляет собой возвратно-поступательное движение корпуса механизма при его работе, которое передается конечностям (руки или ноги) или всему телу человека. Продолжительное воздействие вызывает профессиональные болезни мышц и суставов.

Работа оператора гидроразрыва пласта относится к категории вибрации 3 тип «а». Допустимые уровни вибрации для этой категории указаны в Таблице 6.3.

Средства коллективной защиты: усовершенствование механизмов для снижения уровня вибрации от источника, использование прокладок, гасящих вибрации; виброизоляция.

Средства индивидуальной защиты: спецобувь, перчатки, гасящие вибрации; сокращение времени воздействия.

Таблица 6.3 – Санитарные нормы спектральных показателей вибрационной нагрузки [13]

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Нормативные значения в направлениях X_0 , Y_0							
	виброускорения				виброскорости			
	$мс^{-2}$		дБ		$мс^{-2} \cdot 10^{-2}$		дБ	
	в 1/3-окт	в 1/1-окт	в 1/3-окт	в 1/1-окт	в 1/3-окт	в 1/1-окт	в 1/3-окт	в 1/1-окт
1,6	0,09		99		0,9		105	
2,0	0,08	0,14	98	103	0,64	1,3	102	108
2,5	0,071		97		0,46		99	
3,15	0,063		96		0,32		96	
4,0	0,056	0,1	95	100	0,23	0,45	93	99
5,0	0,056		95		0,18		91	
6,3	0,063		95		0,14		89	
8,0	0,056	0,11	95	101	0,12	0,22	87	93
10,0	0,071		97		0,12		87	
12,5	0,09		99		0,12		87	
16,0	0,112	0,2	101	106	0,12	0,2	87	92
20,0	0,140		103		0,12		87	
25,0	0,18		105		0,12		87	
31,5	0,22	0,4	107	112	0,12	0,2	87	92
40,0	0,285		109		0,12		87	
50,0	0,355		111		0,12		87	
63,0	0,445	0,8	113	118	0,12	0,2	87	92
80,0	0,56		115		0,12		87	

Отклонение параметров микроклимата вне помещений включает колебания температуры воздуха, влажность, скорость ветра.

Данный вредный фактор относится к физическим. Его воздействие может сказываться на трудоспособности, вызывать простудные заболевания,

приводить к переохлаждениям или тепловым ударам (при повышенной температуре воздуха). Режим работы на открытом пространстве приведен в Таблице 6.4.

Пункты обогрева и отдыха для открытых территорий должны располагаться на расстоянии от зоны проведения работ не больше, чем 150 метров [14].

Средства коллективной защиты: оборудование специальных мест для обогрева работников, доставка персонала к рабочему месту и обратно в отопляемом транспорте (вахтовый автобус), снижение времени воздействия на открытом воздухе. Средства индивидуальной защиты: утепленная куртка, штаны, обувь, рукавицы, головной убор для защиты от воздействия низких температур и ветра; утепленное нательное бельё.

Таблица 6.4 – Режим работы на открытых территориях в климатической зоне IB [14]

Температура воздуха,	Скорость ветра, м/с											
	1		2		4		6		8		10	
	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б
-10	не регламентируются*											
-15	не регламентируются*											
-20	не регламентируются*								186	1	120	1
-25	не регламентируются*								115	1	85	2
-30	не регламентируются*				148	1	111	1	84	2	65	3
-35	164	1	142	1	108	1	83	2	66	3	53	3
-40	116	1	104	2	82	2	66	3	55	3	45	4
-45	90	2	82	2	67	3	56	3	46	4	38	4
-50	73	2	67	3	59	3	48	4	40	4	34	5
-55	62	3	57	3	49	4	42	4	36	5	29	6
-60	52	3	50	4	43	4	37	4	32	5	27	6
а – продолжительность непрерывного пребывания на холоде, мин; б – число 10-минутных перерывов для обогрева за 4-часовой период рабочей смены; *отдых по причине физической усталости вследствие возможного перегревания следует проводить в теплом помещении												

6.1.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды и меры по снижению их воздействия

Высокое давление в сосудах и трубопроводах является физическим фактором опасности, которая возникает непосредственно при работах по проведению гидроразрыва пласта. При неправильной эксплуатации такого оборудования возможно высвобождение высокого давления с разлетом частей корпуса оборудования, жидкостей и газов с высокой скоростью, что может приводить к травмам и увечьям.

Правила безопасной работы с сосудами под давлением регламентированы ПБ 03-576-03 [15].

Сосуды под давлением должны быть оборудованы устройством для аварийного сброса давления. Не допускается эксплуатация оборудования при неисправности манометров, запорной арматуры, люков и лазов, корпуса сосуда.

Движущиеся машины и механизмы являются физическим фактором опасности, который возникает при подготовительных, завершительных и непосредственно во время работ по гидроразрыву пласта.

Безопасность при работе с машинами и механизмами регламентирована ГОСТ 12.2.003-91 [16].

Оператор по гидроразрыву пласта не должен находиться вблизи движущихся машин и механизмов во избежание травм. Для защиты работников движущиеся части агрегатов должны быть ограждены, чтобы исключить возможность прикасаться к ним. Также машины должны быть оборудованы устройствами аварийного отключения для незамедлительного отключения механизмов при попадании оператора в опасную ситуацию, предупреждающими знаками и индикаторами.

Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования является физическим опасным фактором, который может возникать при работе дизельных установок, использовании подогревателей и

парогенераторов в зимнее время для обеспечения работоспособности установок. Пониженная температура металлических поверхностей возникает в зимний период. Контакт кожи человека и поверхности с повышенной и пониженной температурой может вызывать ожоги или обморожение кожных покровов.

Безопасность работы регламентируется ГОСТ 12.4.011-89 [17].

Средства коллективной защиты: ограждения, кожухи, термоизоляция, средства сигнализации.

Средства индивидуальной защиты: защитная куртка, полукombineзон, перчатки, обувь.

Электрический ток является опасным фактором, который возникает при работе с генераторными установками и линиями электропередач для питания оборудования.

Безопасность работы с электроустановками регламентируется правилами устройства электроустановок, правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей, правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

В Таблице 6.5 приведены предельные значения напряжения электрического тока при прикосновении, которые регламентированы ГОСТ 12.1.038-82 [18].

Средства коллективной защиты: устройства защитного отключения, зануление и защитное заземление установок, изоляция токоведущих частей доступных для прикосновения.

Средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и калоши.

Таблица 6.5 – Предельно допустимые значения напряжений прикосновения при аварийном режиме производственных электроустановок с частотой тока 50 Гц, напряжением выше 1000 В, с глухим заземлением нейтрали [18]

Продолжительность воздействия, t (с)	Предельно допустимое значение напряжения прикосновения, U (В)
До 0,1	500
0,2	400
0,5	200
0,7	130
1,0	100
Свыше 1,0 и до 5,0	65

Пожароопасность возникает при использовании в качестве жидкости гидроразрыва товарной нефти и дизельного топлива, а также повсеместно на кустовых площадках месторождений при добыче нефти.

Кустовые площадки должны быть оборудованы средствами для тушения пожаров:

- пожарный гидрант с площадкой для пожарного автомобиля с минимальным размером 20 на 20 метров;
- пожарный щит ЩП-В с багром, кошмой, ведром, штыковой лопатой, совковой лопатой, ящиком с песком и огнетушителем порошковым ОП-8;
- пожарный щит ЩП-Е с багром, кошмой, ведром, штыковой лопатой, совковой лопатой, ящиком с песком, ковриком диэлектрическим, диэлектрическими перчатками и углекислотным огнетушителем ОУ-8;
- датчики загазованности среды.

Автомобили и дизельные установки должны быть оборудованы искрогасителями на выхлопных трубах. Для работы должен использоваться только омедненный инструмент, предотвращающий образование искр. Использование открытого огня вблизи скважины и огнеопасных веществ запрещено.

6.2 Охрана окружающей среды

6.2.1 Защита селитебной зоны

Предприятия I класса, к которым относятся предприятия по добыче нефти, должны иметь санитарно-защитную зону радиусом 1000 метров в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 [19]. В пределах данной зоны не располагается ни одного населенного пункта.

6.2.2 Анализ воздействия на атмосферу

Во время проведения работ по гидроразрыву оказывается непосредственное влияние на атмосферу, а именно:

- выбросы выхлопных газов автомобилей, агрегатов, дизельных установок;
- попадание в воздух паров химических веществ, нефти, топлива.

Нормы выделения выхлопных газов регламентированы ГОСТ 31967-2012 [20] и приведены в Таблице 6.6.

Таблица 6.6 - Предельно допускаемые значения удельных средневзвешенных выбросов вредных веществ в отработавших газах двигателей [20]

Нормируемый параметр	Назначение двигателя	Нормы удельных средневзвешенных выбросов при постановке на производство		
		до 2000 г.	с 2000 г.	с 2021 г.
Удельный средневзвешенный выброс оксидов азота (NO_x) в приведении к NO_2 , г/(кВт·ч)	Тепловозный*	18,0	12,0	7,4
	Промышленный	16,0	10,0	6,0
	Судовой	17,0	Приведены в таблице для судовых двигателей	
Удельный средневзвешенный выброс оксида углерода (CO),	Любое	6,0	3,5	3,5

г/(кВт·ч)				
Удельный средневзвешенный выброс углеводородов (СН)	Любое	2,4	1,0	0,4
* Для тепловозных двигателей, поставленных на производство до 2000 г., прошедших капитальный ремонт, предельно допускаемые значения удельных выбросов вредных веществ с отработавшими газами должны соответствовать ГОСТ 33754.				

ГН 2.1.6.1338-03 [21] регламентирует предельно допустимые концентрации химических веществ в воздухе. Нормы для основных загрязняющих веществ приведены в Таблице 6.7.

Таблица 6.7 – Нормы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу [21]

Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р., мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества, т/год
Метан	-	-	50	-	3,7
Предельные углеводороды С1-С5	-	-	50	-	507,5
Предельные углеводороды С6+	60	-	-	-	138,3
Ксилолы	0,2	-	-	3	0,61
Толуол	0,6	-	-	3	3,1
Бензол	0,3	0,1	-	2	1,9

Для уменьшения количества выбросов вредных веществ требуется обеспечивать правильное хранение химических веществ, герметизировать линии высокого и низкого давления, осуществлять контроль за состоянием оборудования для исключения выброса.

6.2.3 Анализ воздействия на гидросферу

Существуют два вида воздействия человека на гидросферу: химическое (непосредственное загрязнение гидросферы) и механическое (разрушение рельефа и растительного покрова, относящегося к водным ресурсам). Химическое загрязнение возможно при попадании химических веществ, дизельного топлива, товарной нефти в воду. Кроме того, существуют и другие источники загрязнения:

- отходы производства, производственные и бытовые сточные воды;
- сточные воды, образующиеся при бурении скважин и ремонтных работах;
- сток ливневых и талых вод с производственной площади;
- эрозия прибрежных зон в ходе работ;
- выброс химических веществ, разлив в случае аварийной ситуации.

В соответствии с ГОСТ 17.1.3.07-82 [22] производится мониторинг поверхностных вод вблизи производственных площадей, включающий гидрологическое и гидробиохимическое наблюдение за водными ресурсами с ежегодным отбором проб донных осадков.

Проведение гидроразрыва пласта требует создания жидкости ГРП в большинстве случаев на водной основе. Кроме того, водные ресурсы могут использоваться на хозяйственно-бытовые нужды. Соответственно, необходим контроль и проведение мероприятий для предотвращения истощения водных ресурсов:

- учет количества использованных подземных и поверхностных вод;
- соблюдение ограничений на пользование водными ресурсами;
- проведение гидрогеологического контроля;
- сооружение очистных сооружений для сточных вод;
- соблюдение правил для водоохраных зон;
- строительство дорог с созданием водопропускных труб для поверхностных вод;

- контроль целостности и состояния оборудования;
- наблюдение за состоянием водных ресурсов.

Отработанная вода и вода, полученная в ходе освоения скважины и содержащая в себе нефть, должна быть отделена от нефти и загрязняющих веществ. Далее она может быть использована в системе поддержания пластового давления или утилизирована через закачку в пласт. Допустимое содержание нефти в воде при её закачке в пласт не более 1 мг/л, механических примесей – 2 мг/л [23].

6.2.4 Анализ воздействия на литосферу

Рассматриваемые месторождения находятся в зоне тайги с переходом в болотистую местность.

Антропогенное воздействие на почву включает:

- механическое разрушение покрова;
- химическое загрязнение выбросами химических веществ, нефти, дизельного топлива, технической воды.

Основные источники загрязнения:

- трубопроводы, линии высокого давления;
- производственные площади и производственная техника;
- устья скважин.

ГН 2.1.7.2041-06 [24] предусматривает предельно допустимые концентрации загрязняющих веществ в почвенных покровах.

Для защиты почвы предусматривают мероприятия:

- снижение воздействия тяжелой техники при перемещении по почвенным покровам;
- снижение объемов выбросов;
- рекультивация почвы после воздействия техники;
- рациональная организация площадок для складирования химических веществ и отходов производства.

6.3 Защита в чрезвычайных ситуациях

В ходе разработки месторождения могут возникать чрезвычайные ситуации:

- чрезвычайные ситуации природного характера: паводки, лесные и торфяные пожары, снежные заносы, метели;
- чрезвычайные ситуации биологического характера: в области проведения работ (на кустовых площадках месторождений) отсутствуют опасные для человека виды животных, растений. Данный тип ЧС не характерен;
- чрезвычайные ситуации социального характера: проезд на территорию месторождений осуществляется по контрольно-пропускной системе, доступ посторонних лиц на территорию ограничен. Данный вид ЧС не характерен для зоны проведения работ;
- чрезвычайные ситуации экологического характера: существенного влияния на атмосферу, гидросферу и литосферу не оказывается. Данный вид ЧС не характерен для зоны проведения работ;
- чрезвычайные ситуации техногенного характера: аварии, взрывы оборудования, газо-, нефте-, водопрооявления и выбросы; разливы нефти.

Разливы нефти являются наиболее вероятными чрезвычайными ситуациями в период завершения гидроразрыва пласта и начала освоения скважины. Возможными причинами являются:

- повреждение оборудования;
- негерметичность соединений.

В случае чрезвычайной ситуации персонал действует по следующей схеме [25]:

1. Сообщить об аварии непосредственному руководителю.
2. Оповестить об аварии руководителей и специалистов согласно списку оповещения.

3. Оценив обстановку, в зависимости от степени опасности, дать распоряжение о вызове требуемых для ликвидации специалистов.

4. Определить опасную зону. Вывести людей, не участвующих в технологическом процессе или в ликвидации аварии из опасной зоны. Выставить посты, предупредительные знаки на путях возможного появления людей и техники. Оказать первую помощь пострадавшим.

5. Вывести технику за пределы территории куста скважин или заглушить.

6. Отсечь аварийный участок, произвести сброс давления.

7. Приступить к ремонтно-восстановительным работам.

8. При возникновении отрытого фонтана вызвать аварийную бригаду по ликвидации открытых фонтанов.

Для предприятий создаются и утверждаются планы ликвидации аварий.

В плане ликвидации аварий предусмотрены:

- аварии, которые могут произойти, и возможные места их возникновения;
- условия, которые могут быть опасны для жизни людей, а также для окружающей природной среды;
- действия, которые необходимо предпринять для спасения людей;
- действия, предпринимаемые для локализации последствий аварии в начальной стадии;
- действия производственного персонала в случае возникновения аварии на производстве;
- места нахождения средств, предназначенных для спасения людей и для ликвидации аварий,
- инструкции по взаимодействию добровольных пожарных дружин и звена пожарной части.

6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Работа оператора по гидроразрыву пласта осуществляется вахтовым методом в районах Крайнего Севера, поэтому, согласно Трудовому Кодексу РФ [26], они имеют дополнительные компенсации.

Для работников в условиях Крайнего Севера или в районах, приравненных к ним, полагаются следующие компенсации и гарантии:

- устанавливается надбавка к заработной плате в соответствии с утвержденным в данной области районным коэффициентом;
- оплачиваемый отпуск с увеличенной длительностью;
- проводятся бесплатные медицинские осмотры для профилактики заболеваний, возникающих при работе в условиях Крайнего Севера;
- работники обеспечиваются средствами индивидуальной защиты, специализированной для условий Крайнего Севера;
- осуществляются выплаты работникам, если они пострадали на производстве или получили производственные заболевания.

Кроме того, для сотрудников, работающих в условиях Крайнего Севера вахтовым методом, происходит учет дней, проведенных в пути к месту работы и от работы, и дней фактического пребывания на месте работы в общий трудовой стаж.

6.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место оператора по гидроразрыву пласта состоит из:

- кустовой площадки и оборудования для проведения ГРП;
- площадок управления агрегатами;
- ремонтной мастерской на базе.

Для сохранения работоспособности работника важными являются положение его в зоне работ, размещение, темпы утомляемости. При планировании рабочего места необходимо учитывать положение тела и конечностей для соблюдения удобной позы, обеспечивающей концентрацию на деятельности и низкую утомляемость.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе рассмотрен, реализован в виде программы и апробирован способ оптимизации заканчивания горизонтальной скважины с многостадийным гидроразрывом пласта с помощью методов машинного обучения.

Преимущества данного способа заключаются в следующем:

- 1) Возможность быстрой оценки и принятия решения о заканчивании скважины с МГРП для различных геологических и технических условий;
- 2) Интеграция и установление зависимости среди множества параметров, влияющих на проведение гидроразрыва пласта и его эффективность, за короткое время;
- 3) Возможность модернизации и усовершенствования алгоритма с повышением его гибкости для работы в новых условиях на других месторождениях.

При применении алгоритма получены данные о производительности скважины с рекомендуемыми параметрами многостадийного гидроразрыва пласта.

В ходе экономического расчёта показана эффективность проведения многостадийного гидроразрыва пласта.

Использование данного метода рекомендуется для оперативной оценки и оптимизации параметров заканчивания с МГРП.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Хасанова К.А. Строение и условия формирования нижнемеловых отложений юго-востока Надым-Пурской нефтегазоносной области (Западная Сибирь): диссертация кандидата геолого-минералогических наук. - Санкт-Петербург, 2015.- 150 с.
2. Решение 5-го межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины. Объяснительная записка к региональным стратиграфическим схемам мезозоя Западно-Сибирской равнины. - МинГео СССР, Тюмень, 1991 г. - 54 стр.
3. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. - М: Недра, 1975. — 680 с.
4. SPE-195072-MS Application of Artificial Neural Networks in the Petroleum Industry: A Review
5. SPE-189823-MS Machine Learning Applied to Optimize Duvernay Well Performance
6. SPE-191391-18IHFT-MS Formation Breakdown Pressure Prediction with Artificial Neural Networks
7. OTC-28632-MS Application of Data Science and Machine Learning for Well Completion Optimization
8. ГОСТ 12.0.003-15. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. - М.: Стандартинформ, 2019. – 16 с.
9. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. - М.: Стандартинформ, 2007. – 7 с.
10. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки. - М.: Информационно-издательский центр Минздрава России, 1997. – 21 с.
11. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение. - М.: Госстрой России, ГУП ЦПП, 2003. – 59 с.

- 12.Р 2.2.2006-05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда // Бюллетень нормативных и методических документов Госсанэпиднадзора. Выпуск 3 (21), 2005. – 156 с.
- 13.ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. - М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 31 с.
- 14.МР 2.2.7.2129-06. Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в не отапливаемых помещениях // Бюллетень нормативных и методических документов Госсанэпиднадзора. Выпуск 4 (26), 2006. – 20 с.
- 15.Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением(ПБ 03-576-03). Серия 03. Выпуск 24 / Колл. авт. – М.: Научно-технический центр по безопасности в промышленности, 2008. – 188 с.
- 16.ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. - М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 11 с.
- 17.ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. - М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 8 с.
- 18.ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. - М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 7 с.
- 19.СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/902065388> (дата обращения 24.07.2019)
20. ГОСТ 31967-2012 Двигатели внутреннего сгорания поршневые. Выбросы вредных веществ с отработавшими газами. Нормы и методы определения. – М: Стандартинформ, 2014. – 31 с.

- 21.ГН 2.1.6.1338-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест. – М:Информационно-издательский центр Минздрава России № 2004, 2003. - 65 с.
- 22.ГОСТ 17.1.3.07-82. Охрана природы. Гидросфера. Правила контроля качества воды водоемов и водотоков. - М.: ФГУП "СТАНДАРТИНФОРМ", 2010. – 8 с.
- 23.ОСТ 39-225-88. Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству. – URL: https://znaytovar.ru/gost/2/OST_3922588_Voda_dlya_zavodnen.html (дата обращения 27.07.2019)
- 24.ГН 2.1.7.2041-06. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/901966754> (дата обращения 28.07.2019)
- 25.ГОСТ Р 22.0.01-2016 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения. - М.: Стандартинформ, 2016. – 11 с.
- 26.«Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 03.07.2016) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2017). – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683 (дата обращения 28.07.2019)

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А.1 – Статистические параметры выборки

Параметр	Длина ГС, м	Количество стадий	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Общая мощность, м	Пластовое давление, атм	Проницаемость, мД
Количество	149	149	149	149	149	149
Среднее	626,93	6,43	8,54	27,52	310,35	2,12
Стандартное отклонение	149,24	1,26	5,93	18,90	40,89	2,01
Минимум	262,91	4	0	3	240	0,1
25%	532,32	6	4	13	280	0,6
50%	601,7	6	6,8	22,8	304	1,6
75%	677,6	7	12,1	34,4	321	3
Максимум	1026,1	10	27,5	111,8	460	13

Таблица А.2 – Статистические параметры выборки

Параметр	K_v/K_r	Вязкость нефти, сП	Вязкость воды, сП	Плотность нефти, г/см ³	Объемный коэффициент нефти, м ³ /м ³	Радиус зоны дренирования трещины ГРП, м
Количество	149	149	149	149	149	149
Среднее	0,04	0,631	0,374	0,824	1,498	348,6
Стандартное отклонение	0,04	0,151	0,073	0,0087	0,188	124,8
Минимум	0,01	0,21	0,29	0,802	1,1	250
25%	0,01	0,64	0,32	0,821	1,5	250
50%	0,01	0,64	0,39	0,821	1,5	250
75%	0,1	0,69	0,42	0,829	1,5	500
Максимум	0,1	0,94	1,01	0,846	2,2	687,5

Таблица А.3 – Статистические параметры выборки

Параметр	Диаметр скважины, мм	Азимут ГС, град.	Дебит скважины по жидкости до ГРП, м ³ /сут	Обводнённость до ГРП, %.	Забойное давление при испытании скважины до ГРП, атм	Забойное давление при испытании после ГРП, атм
Количество	149	149	149	149	149	149
Среднее	141,15	168,95	42,25	42,83	109,72	156,24
Стандартное отклонение	32,29	106,43	38,81	23,09	37,13	67,04
Минимум	32,4	4,36	3	0,196	50	41
25%	114	61	20	21	65	120
50%	114	184,65	28	44	120	120
75%	178	236,33	42	65	120	197
Максимум	178	355,2	180	78,6	250	380

Таблица А.4 – Статистические параметры выборки

Параметр	Безразмерная проводимость трещины	Полудлина трещины, м	Высота трещины, м	Ширина трещины, мм	Проницаемость трещины, Д	Давление закрытия трещины, атм
Количество	149	149	149	149	149	149
Среднее	11,33	111,7	47,20	3,47	300,07	374,95
Стандартное отклонение	17,59	42	15,59	0,93	124,86	50,66
Минимум	0,34	38,61	15,38	1,86	89,29	112
25%	3,17	77,5	39,34	2,85	237,51	350
50%	5,75	98	44,8	3,23	280,31	369,4
75%	13	157,36	53,67	4,07	336,68	391,79
Максимум	157,7	196,48	122,98	6,4	1430	560,33

Таблица А.5 – Статистические параметры выборки

Параметр	Дебит скважины по жидкости после ГРП, м ³ /сут	Обводненность после ГРП, %	Количество проппанта на одну трещину ГРП, тонн
Количество	149	149	149
Среднее	224,61	60,08	58,96
Стандартное отклонение	117,64	19,82	40,48
Минимум	59	3	9,8
25%	140	48	29,9
50%	195	62	36
75%	284	75	89,8
Максимум	650	94	133,93

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Literature review

The problem can be better understood, during the literature review of some articles and open sources. There are lots of papers about hydraulic fracturing and especially about fracturing in horizontal wellbores. Also, there are a huge number of articles that show different implementations of Machine Learning algorithms in oil and gas sphere from exploration and reservoir description to drilling and oil production

The article [1] important things are reviewed about Artificial Neural Network (ANN) construction (a kind of Machine Learning Algorithms): Neural Network structure, short methodology and model construction algorithm with Network application. That algorithm may be used as a reference during Neural Network construction. Also, the Authors collected different ways of ANN application in oil industry, including exploration, drilling, production and petroleum engineering. So that, it was concluded, that Neural Networks can solve quite difficult issues, which are hard to solve with analytical solutions. Moreover, they can increase calculation accuracy and speed, what can help select better problem solutions. There were shown different Machine Learning Algorithms application in multistage hydraulic fracturing and well performance enhancement, which should be taken into account in this work.

One of them is about ML implementation in well performance optimization in low permeability formation [2]. The Author used Multiple Linear Regression model and Artificial Neural Network for well completion with hydraulic fracturing optimization and definition, which parameters that are controlled by the operator can influence well performance. For that purpose sensitivity analysis was performed. It was realized, that the most important parameters were amount of pumped proppant and fracturing liquid injection speed. Also, the Author found, that proppant type (ceramic or resin coated) doesn't influence well performance, so that cheaper technologies should be used. Moreover, it was found for the field that

horizontal wellbore azimuth also almost doesn't influence well performance. Also, optimal proppant tonnage and optimal fracturing operation procedure were chosen and confirmed.

Another application of Machine Learning in hydraulic fracturing is prediction of formation breakdown pressure [3]. It was noted, that formation breakdown pressure prediction accuracy influences formation fracturing technology, completion materials selection that is necessary for risk reduction and irrelevant payment avoidance. The Author also used one of Machine Learning Algorithms – Artificial Neural Network (Perceptron). Statistical data analysis was required due to the data heterogeneity. Also, it was noted that amount of learning data severely influences the prediction accuracy. In that case multifold cross-validation was used due to low amount of data, so that high model accuracy is guaranteed. The Author demonstrated that the model shows better performance and provides higher prediction accuracy, than eleven conventional analytical calculation approaches, with which the comparison was performed. Therefore, Machine Learning Algorithm reduces uncertainty level increasing calculation accuracy and allowing better and relevant completion design to be provided in different cases.

Machine Learning and Data Science application in well completion optimization is described in the article [4]. Proposed algorithm allows joining together fracturing and formation models, which together with data analysis and Artificial Intelligence can comprise a powerful tool for fast and efficient completion design. Completion design optimization in this case concerns hydraulic fracturing design (number of stages or distance between them, proppant type, proppant size, proppant tonnage and its concentration in the fracture, volume of pumped liquid), pump performance. Then these data is joined with geomechanical, formation and simulation models into one model, where sensitivity analysis can be performed (Figure A.1). In this case Machine Learning Algorithm became a tool, which allows reducing amount of computations, calculation time and professional skills.

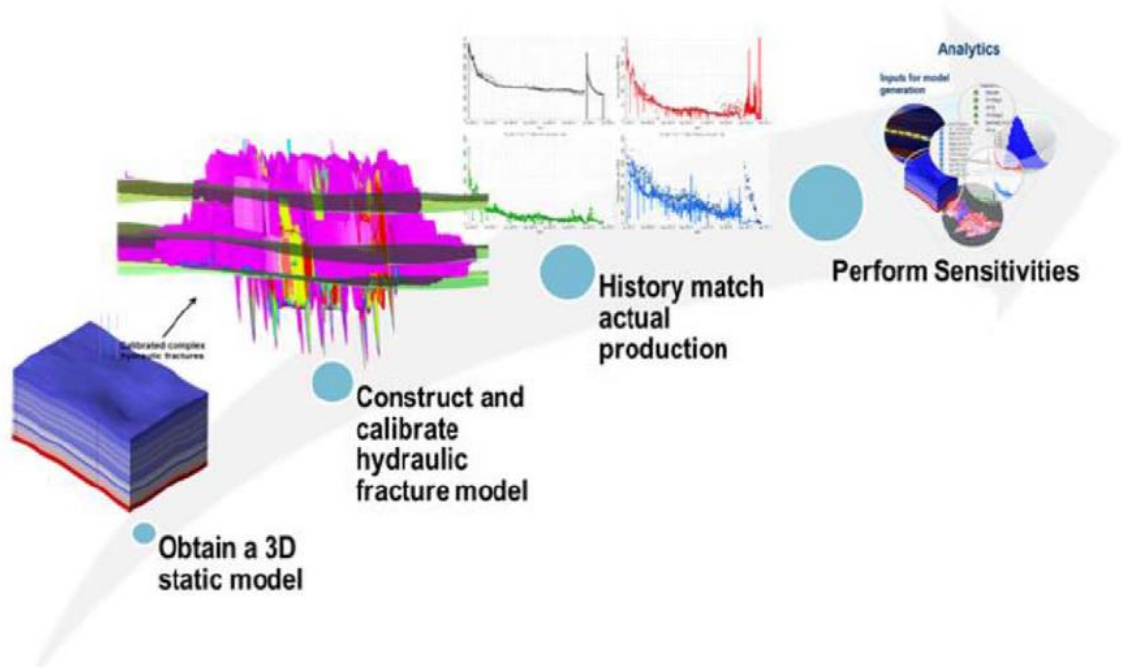


Figure A.1 – Evolution of a static geomechanical model to a dynamic predictive analytics model [4]

So that, there are a number of papers that are related to Machine Learning application in hydraulic fracturing optimization. However, their aims are quite different from the current issue: define optimal parameters of multistage hydraulic fracturing. Important things about Machine Learning model construction and application in hydraulic fracturing optimization were found.

These conclusions can be made after literature review:

- there are a huge number of different machine learning algorithms that can be used for current problem solution;
- model construction algorithm were found, which should be taken into account and can be used later;
- it is necessary to provide accurate initial data collection for the model and perform data analysis to remove irrelevant data features;
- it is necessary to deal with low amount of data, if it will be not enough for the model learning.

Initial data

Initial data is a courtesy of Gazpromneft-NNG, consisting of data from a number of oil fields. There are several horizontal well samples that include data about:

- wellbore construction,
- reservoir parameters,
- formation fluid properties,
- multistage hydraulic fracturing data,
- well performance monitoring,
- economic parameters.

All wells are drilled in Yamal-Nenets Autonomous Region and related to Gazpromneft-NNG fields. Each of them has a number of formations with different pressures, permeabilities, thicknesses and other properties that are included into the initial dataset. Total number of initial data features, that were selected, is about 35, which are stored separately in different files. Firstly, it is necessary to take that data into the one dataset, which could be processed and uploaded into the ML model.

Firstly, it is necessary to understand, what data may be appropriate to be used in the Machine Learning algorithm to achieve the problem solution. That data should be related to the values, which should be predicted by the MLA, in some adequate degree. Further, that dataset will be processed and analyzed.

Collected data may be included into these categories:

- wellbore parameters:
 - a) horizontal wellbore length,
 - b) horizontal wellbore azimuth,
 - c) oil and liquid rates, water cuts;
 - d) bottomhole pressures,
 - e) number of hydraulic fracturing stages;
- formation parameters:
 - a) thickness,
 - b) permeability,

- c) kv/kh ratio,
- d) formation stress values,
- e) formation stress azimuth,
- f) formation pressure,
- g) drainage area;

- hydraulic fracture parameters:

- a) fracture half-length,
- b) fracture height,
- c) fracture width,
- d) fracture permeability,
- e) proppant volume.

- economic parameters, including prices for work, consumables, equipment, discounting, taxes etc. Most of them are given in the form of specific values or rounded off values to make calculations easier. Another reason of this is the fact that some of them related to a commercial secret.

Some moments about data collection should be explained:

- 1) Data about distance to GOC and to OWC are absent, because of the absence of gas cap at the field and the rule to not perform hydraulic fracturing, if horizontal wellbore is directly above OWC. So that, all wells lie between formations top and bottom.
- 2) Regional maximum horizontal stress azimuth is between 355 – 5 degrees, so that average hydraulic fracture direction is North-South.
- 3) Novel approaches and modern solutions in hydraulic fracturing are skipped, because they add bias into initial dataset, which may further produce mistakes in parameters prediction.
- 4) Physical characteristics of the rock are described using fracture closure pressure, which theoretically should be equal to the minimum horizontal stress.
- 5) Additionally drilled branch hole horizontal wellbores were not included into the dataset. Their number of stages is not more than 3. So, minimal

number of stages in horizontal wellbores was restricted by 4, what appears to be enough to create effective regression algorithm.

Data analysis

Data analysis is performed using Python programming language and its additional packages, such as NumPy (package of tools for scientific calculations), Pandas (library, that allows storing and analyzing data easier) and Matplotlib (library of tools for 2D visualization of data, plotting of figures, diagrams, histograms etc.)

Firstly, statistics about each parameter could be collected, where number of samples, mean value, standard deviation, minimum value, 25th percentile, 50th percentile, 75th percentile and maximum value are shown. That is a first step in data understanding.

So that, from the initial data 149 horizontal well samples were obtained that are related to 6 oil fields. It should be noted, that most of these wells (94 horizontal wells) are related to only one of these fields. It can lead to imbalance in the dataset in future. It should be remembered.

Then, it is necessary to define correlations (for example, positive and negative Pearson's correlation coefficients in this case, that show straight and inverse correlation respectively) between each feature. This is due to the fact that strong correlation between some parameters could give mistakes in the regression model, so that the performance will be lower. Correlation value is obtained between each pair of the dataset features and correlation matrix is constructed. Further, that matrix can be represented as figure, where color represents correlation coefficient value (see Figure A.2).

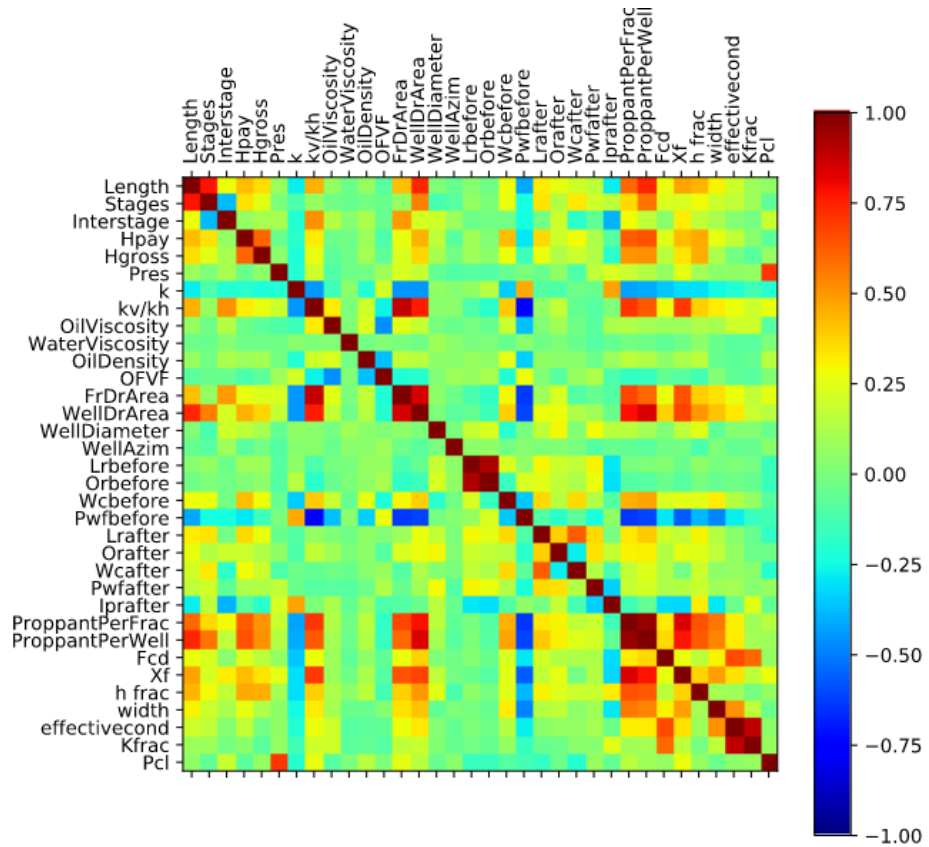


Figure A.2 – Correlation matrix

According to the Figure A.2 strong correlation appears to be between Liquid and Oil rate, Proppant Volume per fracture and per well, Effective Fracture Conductivity and Fracture Permeability, Well and Fracture Drainage areas. So that, one parameter in each of that pairs should be excluded, because both parameters have similar physical nature and represent similar parameters. Therefore, these features remain: Liquid Rate, Proppant Volume per fracture, Fracture Permeability, Fracture Drainage area.

Data preprocessing

Often Machine Learning Algorithms require input data to be prepared before loaded into the model. This is due to the fact that these algorithms may be sensitive to input data scales, variance and distribution shape.

According to the nature of the initial data it can be preprocessed it such ways:

- 1) Data rescaling. It retains data shape of data arrays, while their different scales will be changed to the same scale (usually from 1 to 0). This preprocessing is performed by subtracting of minimum value and division by data array length (maximum minus minimum).
- 2) Data standardization. That preprocessing method is performed through mean value subtracting and division by standard deviation. So that, data mean value becomes shifted to 0 and data variance equals to 1.
- 3) Normalization. This method preprocesses the dataset in that manner, when sum of all the squared values will be equal to 1. L2 and L1 normalizations are applied here.

So that, initial data may be simply rescaled, standardized, normalized or even left without preprocessing and just loaded (some Machine Algorithm don't require preprocessing).

In this case initial data were rescaled, because that approach allows predicted data to be easily returned into original scale after prediction.

It was mentioned, that initial dataset is imbalanced, so that prediction accuracy could be low. It can be dealt with through the following approaches:

- cross-validation. That approach is used to assess, what performance the model will show on the new data and what accuracy it will show. For that purpose initial dataset is divided into several blocks (usually 5-10), then all blocks except one are used for the model learning. Next time it is performed with other blocks. Finally, average accuracy is obtained. That approach is quite useful for overfitting avoidance;
- data augmentation. There number of samples of all classes is equalized through new data generation. It is performed by adding random noise into real data in the classes. So that, original dataset become larger and model accuracy increases. That approach was chosen, so that dataset of 564 samples was obtained with equal size of classes.

Then, prepared data should be separated into train and test sets, because it is necessary to evaluate algorithm accuracy on new data rather than used for train

purpose data. So that, after split we obtain test data in proportion 20-25% of the initial dataset. In this case dataset is subdivided into 80% of training dataset and 20% of testing set.

Model concept

Two large blocks in the scheme to be implemented are Machine Learning algorithm that should predict well performance and optimization module, which purpose is to find optimal case of multistage hydraulic fracturing according to the highest NPV value. Conceptually, the model is shown in Figure A.3.

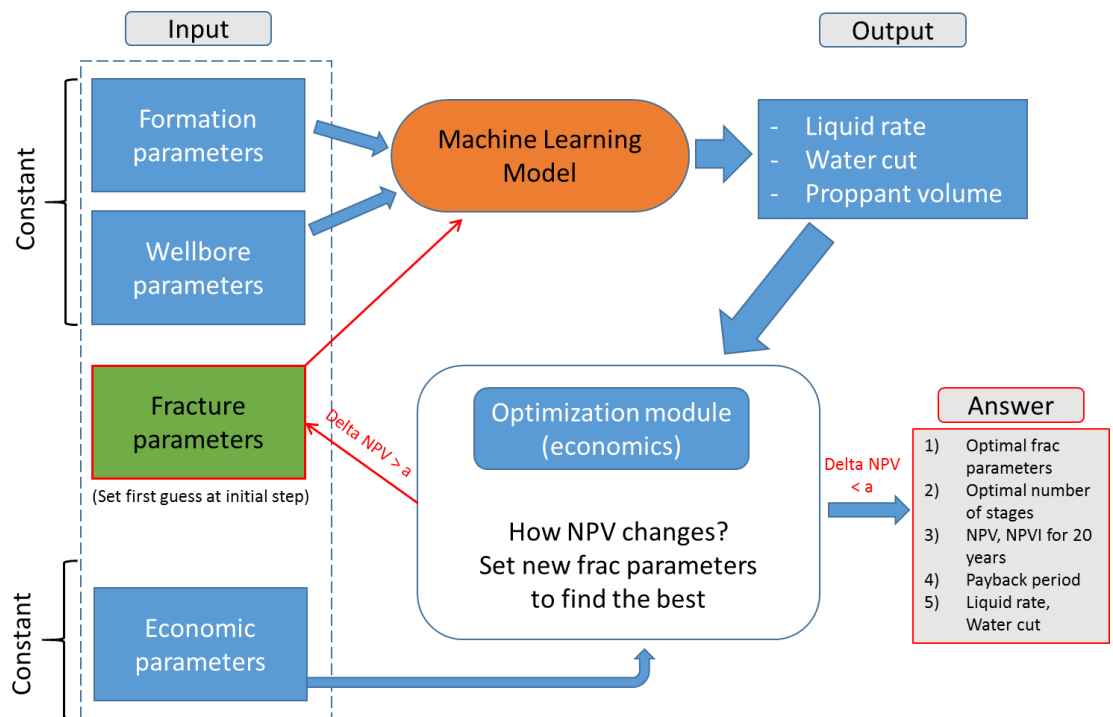


Figure A.3 – Conceptual scheme of the problem solution

The model consists of a number of blocks. There are input parameters block, MLA block, output and optimization blocks. Input section includes constant initial parameters (formation, wellbore and economic) and variable parameters (fracture). The main idea is to set initial (first guess) fracture parameters, that will be optimized in cycle of the program after processing in ML algorithm and optimization module, the main purpose of which is to calculate economic parameters and decide whether the run should be stopped and final answer is

shown or new set of fracture parameters should be set and cycle calculation is continued. So that, that scheme allows us to obtain optimal multistage hydraulic fracturing parameters, economic parameters, well performance.

Machine Learning models

Current problem can be described as regression problem with multiple outputs. So that, only regression Machine Learning Algorithms are appropriate here. However, a few of them could give answer for a number of output values (three in this case). That issue is resolved using Sklearn Library and the MultiOutputRegressor tool that allows us to apply one regression algorithm per each target.

There are a number of algorithms that were tried:

- Random Forest regression (under MultiOutputRegressor);
- Neural Network (Multilayer Perceptron);
- Boosting algorithms (AdaBoost or Gradient Boosting for each output separately).

Random Forest regression is an ensemble of multiple simple decision trees, that find solution from small generated datasets (from initial data). Their answers are not so qualitative, but they then are averaged to obtain final more correct answer.

Neural Networks are represented there by one of the simplest NN: Multilayer Perceptron. It consists of several neurons, that comprise input, hidden and output layers. These neurons perform simple calculations using data from input and gives answer to the next layer. Final answer is obtained from output layer, where number of neurons equals number of outputs.

Boosting is another ensemble method that consists of a number of simple Machine Learning algorithms, which comprise a chain. Initial dataset is solved by the first simple regressor, then new dataset is created, in which preference is given to the data, where previous algorithm made mistakes. So that, these simple MLA improve prediction accuracy until final answer is reached. There we used two

boosting algorithms: AdaBoost based on Extra Trees algorithm and Gradient Boosting, which is based on decision trees.

It is necessary to obtain accuracy as high as possible. For that purpose we need to perform hyperparameter tuning in each model. There are a number of approaches:

- manual hyperparameter tuning. That way requires a lot of time, because number of values and hyperparameters can be quite large;
- grid search. There are a number of discrete values for each hyperparameter set. For each value in these hyperparameters calculation is performed, then algorithm finds the best combination;
- random search. For each hyperparameter a range of values is set. Calculations are performed in a number of iterations with random selection of hyperparameter values. Then the best case is found.

In this case grid search was used to define hyperparameters for each Machine Learning Algorithms. Due to computational power restriction it was impossible to vary each parameter. So that number of values was set 3-4 for each hyperparameter, which number was also decreased to 3-5 due to high computation time. So that, parameters with the highest influence of prediction accuracy were selected.

These results are obtained by each algorithm (accuracy score - coefficient of determination R^2):

- 1) Random Forest: $R^2 = 0.88$;
- 2) Multilayer Perceptron: $R^2 = 0.86$;
- 3) AdaBoost: $R^2 = 0.84$;
- 4) Gradient boosting: $R^2 = 0.82$.

So that, Random Forest was chosen to be implemented in the model, because it shows the highest prediction accuracy.

Optimization scheme

Optimization algorithm is used to define optimal completion design for horizontal well with multistage fracturing. That is necessary, because well should have the highest performance with the lowest capital expenditures, having the highest Net Present Value (NPV). So that, the algorithm is used to define optimal parameters in the function (Machine Learning Algorithm in this case) with initial input (fracture parameters) and objective function (NPV calculation).

Optimization algorithm in this case is Evolution Strategy algorithm. The essence of such an algorithm is the gradual change of a function to bring it closer to the true answer of the function. First, a certain initial approximation of the input data is set, which in the evolutionary strategy “mutates”, changing at the same time with certain given conditions and producing a lot of changed parameters. From the set of obtained changed input parameters, those that most satisfy the condition of the function are selected. This is repeated for a given number of iterations or until an acceptable deviation of the parameters of this iteration from the previous one is reached.

The optimization algorithm is configured to increase the objective function, which depends on the input parameter. The objective function in this case is NPV. This function is specified for the optimization algorithm, as a calculation algorithm, where the constants (reservoir data, well data and economic parameters) and variables (fracture parameters) are loaded. The function automatically applies the machine learning model and calculates NPV from the received answer. The evolutionary strategy then changes the fracturing parameters (number of stages, half-length, height, width and permeability), and the calculation is repeated again. After calculating at the exit from the optimizer, we obtain optimized hydraulic fracturing parameters.

List of references

1. SPE-195072-MS Application of Artificial Neural Networks in the Petroleum Industry: A Review

2. SPE-189823-MS Machine Learning Applied to Optimize Duvernay Well Performance
3. SPE-191391-18IHFT-MS Formation Breakdown Pressure Prediction with Artificial Neural Networks
4. OTC-28632-MS Application of Data Science and Machine Learning for Well Completion Optimization