

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
Физико-механический институт

Высшая школа теоретической механики и математической физики

Работа допущена к защите

Директор ВШТМиМФ,

д.ф.-м.н., член-корр.РАН

_____ А.М. Кривцов

«___» _____ 20__ г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРА

магистерская диссертация

РАЗРАБОТКА ПОДХОДОВ ДЛЯ ОПЕРАТИВНОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ И КЛАССИФИКАЦИИ ОТКЛОНЕНИЙ В ДОБЫЧЕ УГЛЕВОДОРОДОВ

по направлению подготовки 01.04.03 Механика и математическое
моделирование

Направленность 01.04.03_04 Математическое моделирование процессов
нефтегазодобычи

Выполнил

студент гр. 5040103/00401

М.А.Будо

Руководитель

доцент ВШТМиМФ, к.ф.-м.н

Е.В. Юдин

Консультант

по нормоконтролю

Е.А Хайбулова.

Санкт-Петербург 2022

САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ПЕТРА
ВЕЛИКОГО

Физико-механический институт
Высшая школа теоретической механики и математической физики

УТВЕРЖДАЮ
Директор ВШТМиМФ
А.М. Кривцов
«__» _____ 20__ г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

студенту Будо Михаилу Анатольевичу, 5040103/00401

1. Тема работы: Разработка подходов для оперативного определения и категоризации отклонений в добыче углеводородов
2. Срок сдачи студентом законченной работы: 01.06.2022
3. Исходные данные по работе: Выгрузка данных по добыче месторождений за период
4. Содержание работы (перечень подлежащих разработке вопросов):
 - 1) Проведение обзора литературы, посвящённой оперативному определению и классификации отклонений в добыче
 - 2) Создание алгоритма определения и классификации отклонений в среде Python
 - 3) Проверка возможности использования методов машинного обучения для оперативного определения и классификации отклонений
7. Дата выдачи задания 13.05.2022

Руководитель ВКР

Е.В. Юдин

Задание принял к исполнению 13.05.2022

Студент

М.А. Будо

РЕФЕРАТ

На 65 страниц, 30 рисунков, 5 приложений.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: МАШИННОЕ ОБУЧЕНИЕ, КЛАССИФИКАЦИЯ ОТКЛОНЕНИЙ, ОТКЛОНЕНИЯ В ДОБЫЧЕ.

Тема выпускной квалификационной работы: «Разработка подходов для оперативного определения и категоризации отклонений в добыче углеводородов».

Настоящая работа посвящена исследованию возможности применения алгоритмов машинного обучения и алгоритмов поиска и классификации, выполненных в среде Python для поиска и классификации отклонений в добыче углеводородов, определения пересыпания скважины по косвенным данным. В ходе исследования были решены следующие задачи:

1. Рассмотрена промышленная классификация отклонений добычи нефти
2. Определены параметры, по которым ведётся контроль добычи
3. Проведены работы по созданию алгоритмов поиска и классификации отклонений добычи как по общим причинам, так и по отдельной детальной причине отклонения добычи, в том числе с применением методов машинного обучения

Работа была проведена совместно с компанией «Газпромнефть – НТЦ». Компанией были предоставлены данные по месторождениям за разные периоды, включая данные по отдельным скважинам.

На основе данным материалов был проведён анализ на наличие отклонений как с помощью простых алгоритмов поиска, так и с алгоритмами, основанными на машинном обучении.

Результаты анализа позволили подтвердить предположения о возможности определения и классификации отклонений в добыче нефти различными алгоритмами поиска. Полученные продукты могут быть применены на производстве для оптимизации работы.

REPORT

65 pages, 30 drawings, 5 appendices.

KEYWORDS: MACHINE LEARNING, CLASSIFICATION OF DEVIATIONS, DEVIATIONS IN PRODUCTION.

The topic of the final qualifying work: "Development of approaches for the operational definition and categorization of deviations in the production of hydrocarbons."

The present work is devoted to the study of the possibility of using machine learning algorithms and search and classification algorithms performed in the Python environment to search and classify deviations in hydrocarbon production, to determine the overflow of a well based on indirect data. In the course of the study , the following tasks were solved:

1. The industrial classification of oil production deviations is considered
2. The parameters by which production control is carried out are determined
3. Work has been carried out to create algorithms for searching and classifying production deviations both for general reasons and for a separate detailed reason for production deviations
4. Algorithms for determining and classifying deviations using machine learning methods have been created

The work was carried out jointly with Gazpromneft – STC. The Company provided data on deposits for different periods, including data on individual wells.

Based on these materials, an analysis was carried out for the presence of deviations using both simple search algorithms and algorithms based on machine learning.

The results of the analysis allowed us to confirm the assumptions about the possibility of determining and classifying deviations in oil production by various search algorithms. The resulting products can be used in production to optimize work.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
ГЛАВА 1. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРИЧИН ОТКЛОНЕНИЙ	7
1.1. Классификация отклонений на производстве.....	7
1.2. Причины отклонений в добыче	9
ГЛАВА 2. ПРАКТИЧЕСКОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ И КЛАССИФИКАЦИЯ ОТКЛОНЕНИЙ.....	25
2.1. Алгоритм определения отклонений.....	25
2.2. Применение машинного обучения для кластеризации.....	30
2.3. Определение пересыпания ствола скважины	47
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	53
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	55
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. КЛАССИФИКАТОР ПРИЧИН ОТКЛОНЕНИЙ.....	57
ПРИЛОЖЕНИЕ 2. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕРКИ ВЫНГАПУРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	61
ПРИЛОЖЕНИЕ 3. РЕЗУЛЬТАТ ПРОВЕРКИ НОВОПОРТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	63
ПРИЛОЖЕНИЕ 4. ИТОГИ ПО МЕСТОРОЖДЕНИЮ ВЫНГАЯХИНСКОМУ	64
ПРИЛОЖЕНИЕ 5. ИТОГИ РАБОТЫ ПО СУТОРМИНСКОМУ МЕСТОРОЖДЕНИЮ	65

ВВЕДЕНИЕ

Существует возможность автоматизированного сбора данных по работе скважины, но обработка данных всё равно частично остаётся ручной. Ручная обработка данных несёт с собой возможность человеческой ошибки и низкую скорость обработки массива данных. Неправильно поставленная причина изменения режима работы скважины же повлечёт за собой траты на исправление ситуации в дальнейшем.

Для разграничения причин отклонений работы добывающих скважин (ДС) был создан классификатор отклонений. Для определения части причин необходимо проводить текущий ремонт скважины, чаще всего для технических и технологических причин. Для геологических причин чаще всего хватает собранных датчиками данных.

Предлагается автоматизировать систему сбора данных с возможностью обработки данных для выявления причины отклонения в работе скважины. Основой станет классификатор отклонений на 78 причин, разбитых на 3 класса – геологические, технологические и технические. Автопроверка данных снизит шанс ошибки специалиста при определении причины отклонения и увеличит скорость выявления проблем.

Также для автоматизации можно применить методы машинного обучения для упрощения работы экспертов и увеличения скорости проверки уровня добычи по сравнению с ручным методом.

Предлагается также рассмотреть проблему определения пересыпания ствола скважины по косвенным показателям, без проведения специальных работ на скважине. Для этого в данной работе будут рассмотрены зависимости коэффициента взвешенных частиц и дебита скважины.

В случае успешного выполнения поставленных задач должны быть созданы алгоритм для определения отклонений на основе классификатора отклонений, алгоритмы определения и классификации отклонений добычи на

основе методов машинного обучения и методика для определения пересыпания ствола скважины.

ГЛАВА 1. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРИЧИН ОТКЛОНЕНИЙ

1.1. Классификация отклонений на производстве

Причины в соответствии с классификатором делятся по классам, типам, а также на общие и детальные. Класс причины указывает на природу возникновения проблемы, тип причины даёт общее понимание что произошло, общие причины характеризуют основную проблему, детальные причины дают точное обоснование несоответствия плановой добычи с действительной.

Существует 3 класса причин – геологические, технологические и технические. Геологические – изменения в работе пласта или изменения его параметров. Технологические – изменения режима работы оборудования (как внутрискважинного, так и поверхностного). Технические – чаще всего неисправности работы наземного оборудования.

В классе «геологические причины» главные для нас типы – НУР (неустановившийся режим), изменение $R_{пл}$ (давления пластового), изменение обводнённости, изменение $K_{прод}$ (коэффициента продуктивности скважины). Методика выявления – следить за параметрами ($R_{пл}$, обводнённость, $R_{заб}$ для НУР, $K_{прод}$ (дебит и $R_{заб}$)). Для детализирования требуется смотреть проводимые на скважине мероприятия в течение периода, сравнить с работой окружения для исключения его влияния, смотреть КВЧ для осыпания.

В классе «технологические причины» тип причин един для всех, различие начинается в общих причинах. Примеры общих причин – рост или снижение производительности ЭПО, проявление осложнений, периодический фонтан по затрубю, подземное оборудование ГЛ (газлифта), оборудование ГЛ, изменение $D_{шт}$ (диаметра штуцера), $R_{лин}$ (давления линейного), частоты работы электроцентробежного насоса, режима работы скважины. Для выявления изменения параметров – следить за самими параметрами, для изменения производительности – контроль дебита скважины. Для детализации причин при росте производительности проверить наличие мероприятий на скважине, при падении проверить состояние ЭЦН с подъёмом в случае

критического снижения или угрозы отказа в работе. Для частоты – смотреть переключения в системе, подклинки ЭЦН, обводнённость. Для штуцера и Рлин – смотреть их значения и зависимые давления в системе, также для газлифта, кроме подземного оборудования – проверить работоспособность самого оборудования газлифта вплоть до перерасчёта подъёмника.

Главные типы технических причин – технологические, технические причины и изменение обводнённости, что не даёт ясности проблемы. Общие причины – ПКВ режим, подземное оборудование, негерметичность ЭК (эксплуатационной колонны) или ЗКЦ (заколонные циркуляции), наземное оборудование инфраструктуры, наземное электрооборудование, некорректный предыдущий замер или текущий замер, отсутствие замера. Для определения общих причин в случае ПКВ требуется проверить сам режим ПКВ, для проверки негерметичности оборудования требуется проверить на падение дебита и рост затрубного давления, для определения негерметичности эксплуатационной колонны требуется проверить дебит и Рпл (давление примерно постоянное, а дебит снижен при отсутствии кольматации), выявление проблем с наземным оборудованием смотрится по данным дебита по участкам трубопровода, они не должны сходиться в пересчёте общем. Также стоит проверить давление в системе, при засорении трубопроводов или их заморозке оно неминуемо изменится. При проблемах с электрооборудованием могут быть неверные значения напряжения и силы тока или неоптимальный режим ЭЦН по мощности, при некорректном замере замер не будет принят в систему, ситуация с полным отсутствием замера трактуется однозначно. Для определения детальных причин требуется работа оператора на месте с осмотром и проверкой оборудования, возможно с проведением СПО (спускоподъёмных операций) для проверки негерметичности ЭК.

Одна из проблем - для нескольких причин одинаковы косвенные данные, указывающие на них. Для точного определения требуется ревизия оборудования на месте. Также есть проблема однозначного определения

причин из-за нехватки данных в ШТР. Поэтому необходимо рассмотрение других данных либо непосредственный осмотр и проведение исследований на месте.

В данной работе не рассматриваются причины, связанные с газлифтом, ПКВ режимом работы скважины, большинство технических проблем. Данных по имеющимся месторождениям по газлифту отсутствуют (нет скважин с газлифтом). Технические же поломки требуют экспертного решения на месте.

1.2. Причины отклонений в добыче

Ввиду несовершенства оборудования и пласта обеспечить идеально ровный уровень добычи невозможно. Пласт никогда не бывает идеально однороден, течение жидкости не идеально однородное – обязательно будут изменения в замерах. Поэтому важно отделить колебания добычи и настоящее снижение или увеличение добычи.[1]

Самым простым случаем падения добычи является снижение пластового давления в результате естественного истощения пласта. Если отсутствует система естественного поддержания давления притоком воды из законтурной зоны, то общий объём нефти в пласте снижается, также снижается пластовое давление из-за изменений насыщения зон и коэффициента упругости среднего по пласту. При этом какая-то часть воды всё равно будет прорываться к скважине с зоны водонефтяного контакта. ВНК будет подниматься при выработке запасов, доля воды в продукции скважины будет увеличиваться. Иллюстрация на рисунке 1.

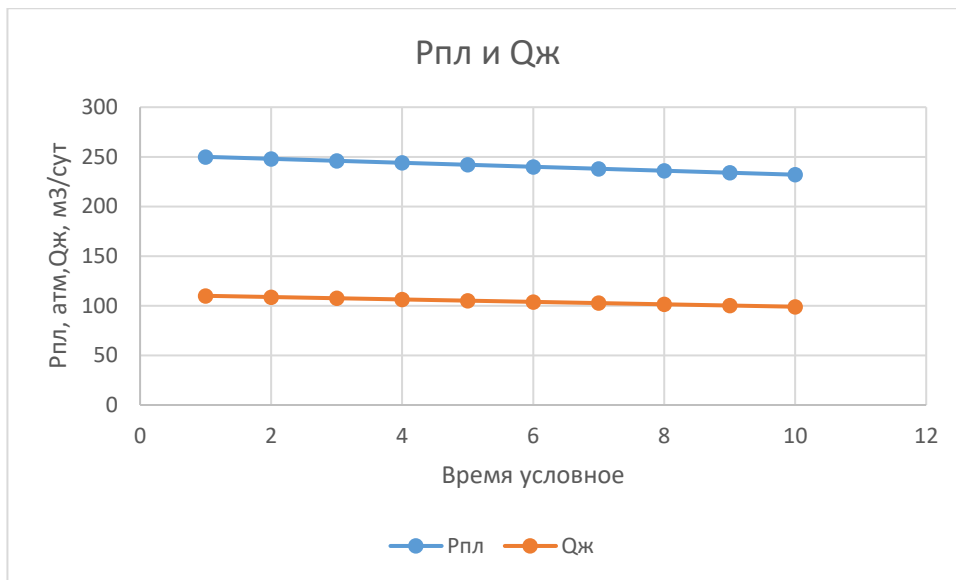


Рисунок 1. Снижение Рпл

Также снижение пластового давления может происходить из-за изменения режима работы скважин системы поддержания пластового давления (ППД). Это может быть недокомпенсация, ограничение закачки, несформированная в целом система закачки, интерференция между скважинами. Недокомпенсация вызвана недостаточным объёмом закачки жидкости в пласт, поступающего объёма не хватает на поддержание начальных условий по давлению по уравнению материального баланса. Как следствие данной проблемы – падение пластового давления. При падении пластового давления падает и дебит, это выводится при анализе формулы Дюпюи. [7]

$$Q = \frac{kh(P_{пл} - P_{заб})}{18,41\mu B(\ln \frac{r_k}{r_c} + S)} \quad (1)$$

где Q – дебит жидкости, м³/сут, $P_{пл}$ - давление пластовое, атм, $P_{заб}$ - давление забойное, атм, μ - коэффициент вязкости жидкости, сПз, h – продуктивная толщина пласта, м, k – коэффициент проницаемости, мД, r_k , r_c – радиусы контура питания и скважины, м.

Рост Рпл же даёт прирост дебита при условии постоянства остальных факторов расчёта. Для повышения давления пластового возможно увеличение закачки вытесняющей жидкости в пласт (чаще вода). Это вызовет перераспределение давления и приток жидкости в зону с упавшим давлением,

но при прорыве воды вызовет рост обводнённости. Также рост пластового давления будет при переводе добывающей скважины в фонд скважин ППД. Решение о переводе принимается либо из-за падения дебита по нефти до неликвидного уровня добычи, либо заблаговременно перед строительством скважины. То есть скважина вырабатывает до максимального уровня свой участок пласта, извлекая максимум нефти из доступных по технологиям запасов, затем переводится на закачку. Иллюстрация на рисунке 2.

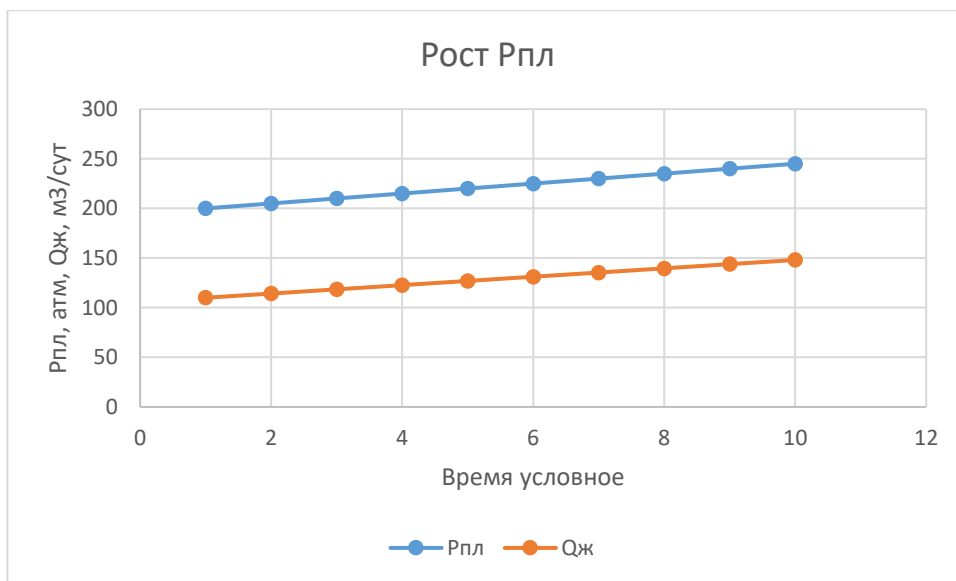


Рисунок 2. Рост Рпл

Также возможной проблемой при разработке месторождения нефти может быть рост обводнённости продукции скважины. Как главные причины рассматриваются прорыв фронта нагнетаемой воды (ФНВ), рост обводнённости по выработке запасов, подтягивание пластовой воды. Разберём последовательно каждую из них. Существует такое понятие как соотношение подвижности флюидов в пласте и коэффициент подвижности M . [2]

$$M = \frac{k_1 \mu_2}{k_2 \mu_1} \quad (2)$$

где k – коэффициенты относительной проницаемости породы по флюиду, μ – коэффициент вязкости флюида.

Обычно под индексом 1 берётся вода, под индексом 2 нефть. Если M меньше нуля, то вода движется с меньшей скоростью, чем нефть. В данном случае получается вытеснение нефти водой при отставании фронта нагнетания,

обводнённости продукции до прорыва фронта нагнетания не растёт. При равном соотношении подвижностей вода движется вместе с нефтью, так же стабильный процесс вытеснения. При $M > 1$ вода подвижнее нефти и может образовывать языки обводнённости, то есть прорываться в зону пласта раньше общего фронта нагнетания. В таком случае повышенную обводнённость с падением добычи по нефти мы получим раньше, к тому же есть шансы получения невыработанных участков пласта. [5] Это негативный сценарий.

При прорыве фронта воды зона контакта нагнетаемой воды и нефти в пласте смещается к забою скважины, вместо нефти с начальным содержанием воды на выходе получаем нефть с повышенным содержанием воды. Это требует большего внимания к подготовке нефти, ухудшение характеристик насоса ввиду роста средней плотности жидкости и изменения реологических свойств добываемой жидкости. Избежать данного сценария практически невозможно. Иллюстрация на рисунке 3.

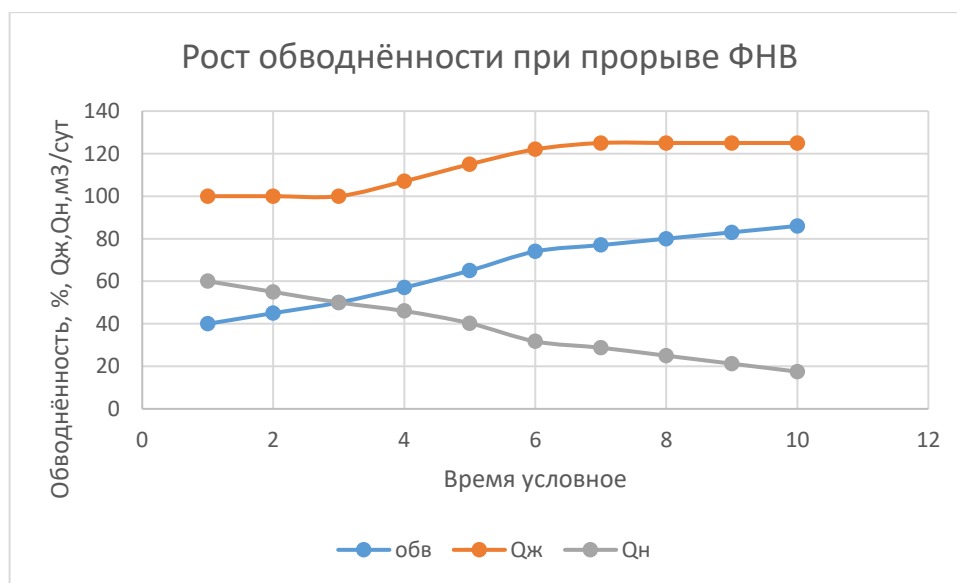


Рисунок 3. Прорыв ФНВ

При длительной разработке месторождения уже после прорыва ФНВ постепенно будет расти обводнённость за счёт постоянного притока жидкости с нагнетательных скважин. Количество же нефти в пласте будет снижаться, будет происходить процесс вымывания нефти за счёт потока воды, то есть

замещение объёма нефти водой. Обводнённость в данном случае растёт постепенно на большом отрезке времени (рисунок 4).

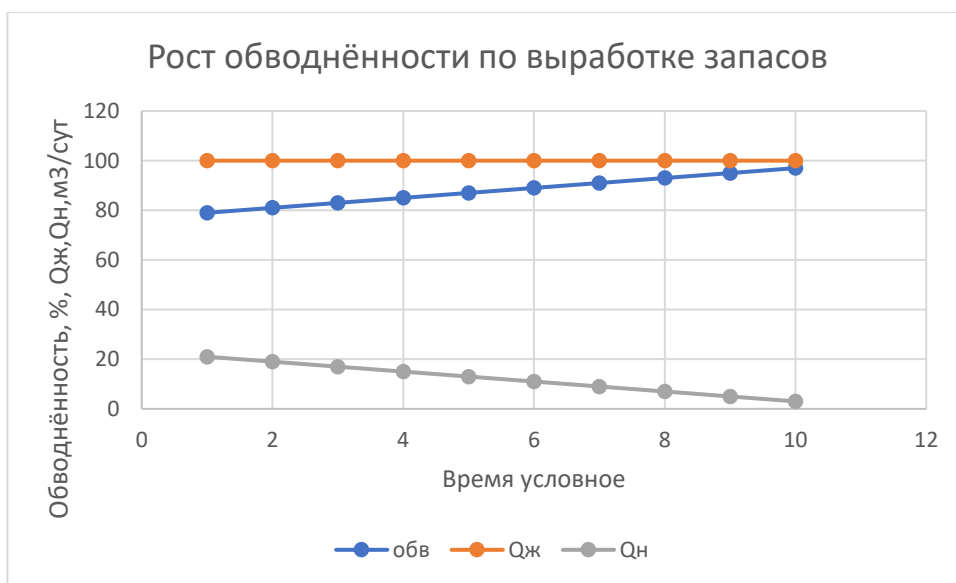


Рисунок 4. Выработка запасов

При истощении запасов нефти возможно подтягивание пластовой воды к нефти. Практически всегда в нефтяных залежах присутствует вода ниже нефти по пласту. При истощении запасов нефти данные объёмы воды замещают нефть и постепенно прорываются к скважине. В таком случае возможен пересмотр интервала перфорации скважины, а именно изоляция нижней части интервала перфорации, возможно даже с проведением новой перфорации выше по стволу скважины. [3]

Снижение обводнённости происходит из-за изменения режима работы скважин окружения из числа скважин системы ППД или из-за выхода скважины на режим после текущего или капитального ремонта скважины. В случае недокомпенсации пластового давления снижается не только само пластовое давление, но и обводнённость скважины. Объём закачиваемой воды снижается, за счёт этого снижается дебит жидкости и объём поступившей к скважине воды. Требуется соблюдать общий режим работы скважины для отсутствия перекосов как в сторону роста Рпл и роста обводнённости чрезмерного, так и падения Рпл и обводнённости ниже регламентированного уровня добычи. Снижение обводнённости после мероприятия может быть

связано с водоизоляционными работами. Для этого в пласт закачивают реагенты, отсекающие приток с определённых направлений. Это могут быть как органические материалы – полимеры, так и неорганические. Классические неорганические материалы – цемент и жидкое стекло. Среди органических соединений используются часто полиакриламид и различные смолы. При этом возможность повторного обводнения остаётся, может произойти перераспределение линий тока в пласте и вода пойдёт по новым каналам к добывающей скважине. [4]

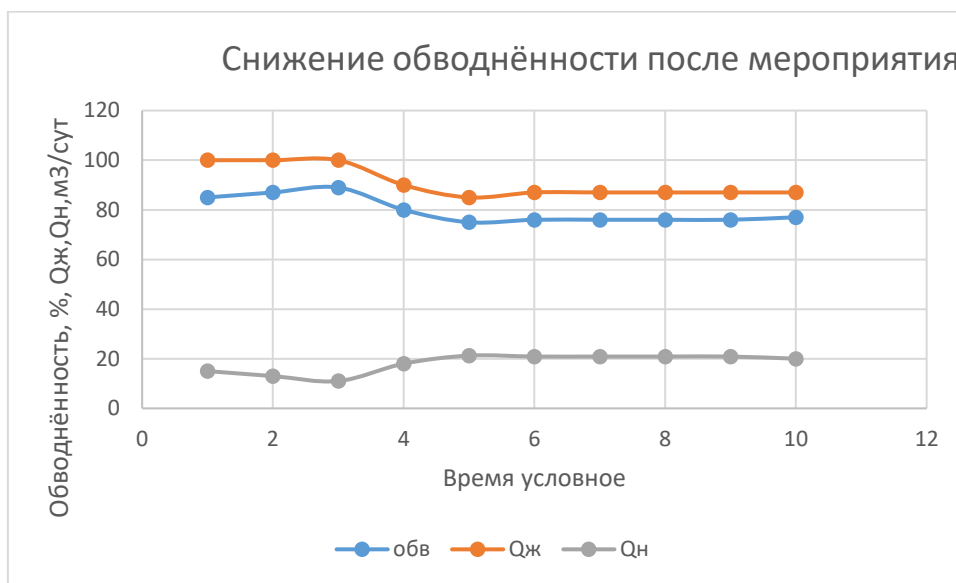


Рисунок 5. Снижение обводнённости после мероприятия

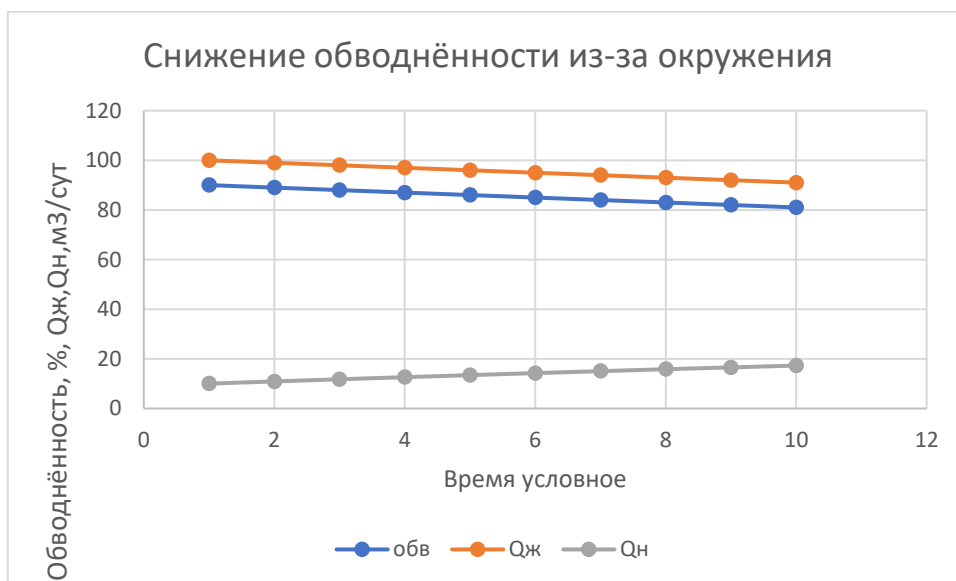


Рисунок 6. Снижение обводнённости и-за влияния окружения ППД

В целом же снижение обводнённости позволяет оптимизировать работу насосного оборудования, то есть не качать впустую воду, при этом снижается вероятность образования эмульсий воды и нефти, для разделения которых потребуются дополнительные установки. Также снижается скорость коррозии оборудования. [6]

Также существует такая причина снижения добычи как снижение коэффициента продуктивности скважины. Сам коэффициент продуктивности скважины считается как отношение дебита к разнице пластового и забойного давлений. Соответственно снижение может происходить как из-за снижения дебита, так и из-за повышения пластового или понижения забойного давлений при постоянстве остальных параметров. Поэтому часто снижение $K_{прод}$ идёт вместе с другими причинами. Падение забойного давления может произойти на скважине, оборудованной ЭЦН при изменении условий работы, например увеличена мощность насоса текущая. Также возможен вариант со снижением дебита и ростом забойного давления. Это либо проблемы с установкой ЭЦН, либо засорение скважины, то есть кольматация. Нас интересуют геологические причины, поэтому рассмотрим снижение $K_{прод}$ из-за кольматации.[1]

Под кольматацией понимается ухудшение проницаемости участка пласта в результате каких-либо действий. Это может быть ухудшение проницаемости при вскрытии пласта скважиной из-за оседания бурового раствора в призабойной зоне пласта и на стенках скважины. Также это может быть результат цементации скважины т.к. перекрывается полностью доступ к пласту для последующего вскрытия (перфорации) и вызова притока.

Часто перфорация проводится с использованием кумулятивных перфораторов. При достаточно низкой цене и большой глубине проникновения в пласт у данной технологии есть существенные минусы. Одновременно с большой дистанцией входа в пласт кумулятивная струя остаётся в пласте, то есть кумулятивный пест может перекрыть проделанное отверстие, при поступлении песка с пласта отверстие перфорации

окончательно перекрывается. При этом порода в районе отверстия деформируется и становится слабопроницаемой.[1]

Также кольматация может происходить в процессе добычи. При наличии большого количества глинистых элементов в пласте и попадании в данную зону воды глина набухает, сильно снижая проницаемость зоны пласта. Это может служить природным вариантом ремонтно-изоляционных работ по снижению обводнённости скважины, но запроектировать зону снижения фильтрационно-емкостных характеристик пласта невозможно заранее. Также при этом будет снижаться дебит скважины, то есть сценарий неприемлем. Возможный вариант кольматации призабойной зоны скважины может произойти при высоком уровне асфальтенов, смол и парафинов в нефти.[10] Отложения асфальтенов, смол и парафинов в призабойной зоне могут перекрыть фильтрационные каналы, по которым жидкость поступает в скважину. В таком случае дебит будет снижен. Иллюстрация кольматации на рисунке 7.

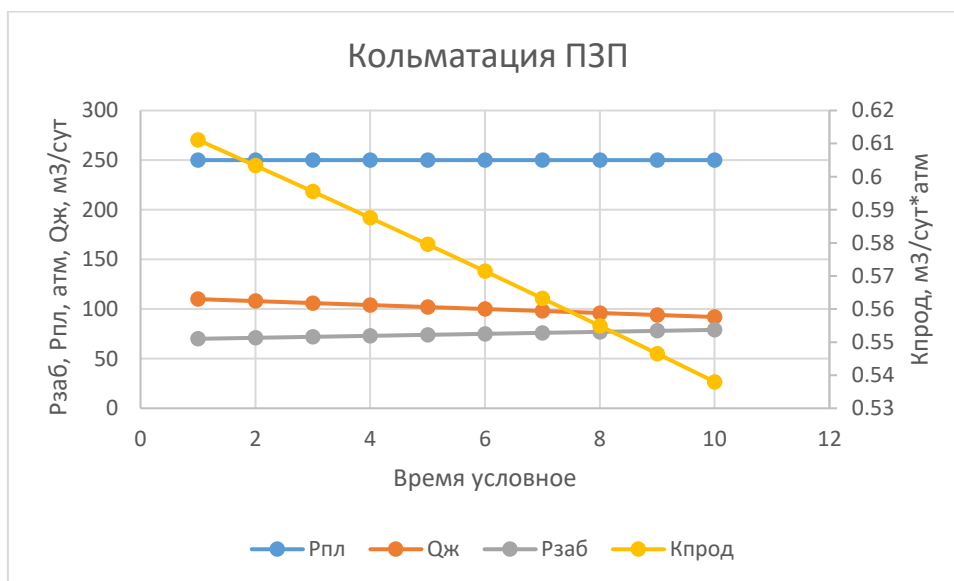


Рисунок 7. Снижение Kпрод из-за кольматации

При добыче нефти из пластов со слабосцементированными породами возможен вынос песка из пласта в саму скважину. Будет происходить пересыпание ствола скважины при скоплении достаточного количества песка. То есть данный процесс не происходит в считанные дни, он может растянуться

на месяцы. При этом если песок начнёт застревать возле отверстий перфорации, то он создаст дополнительные фильтрационные сопротивления для притока жидкости из пласта в скважину либо перекроет приток из отдельных отверстий перфорации. Это также приведёт к снижению дебита скважины.

Оперативное выявление кольматации позволит вовремя провести очистные мероприятия и вернуть проницаемость призабойной зоны пласта. Для этого проводятся промывки. Промывки могут быть просто нефтью лёгкой или водой для вымывания песка или иных механических примесей с отверстий перфорации и забоя скважины, также будет очищен фильтр, стоящий на входе в насосно-компрессорную трубу. Обычная промывка при АСПО (асфальто-смоло-парафинистых отложениях) неэффективна. Для вынесения смол и парафинов требуется нагреть их. Это растопит уже выпавшие парафины и снизит вязкость смол. При недостаточности обработки подогретым агентом могут применяться солянокислотная или глинокислотная обработки скважины (СКО и ГКО). [11] При этом в скважину закачивается раствор соляной или глинистой кислоты или их смесь с обязательным добавлением присадок. Присадки включают в себя ингибиторы коррозии для защиты насосно-компрессорных труб, стабилизирующие присадки для предотвращения выпадению осадков солей, которые могут повторно кольматизировать ПЗП, интенсификаторы для ускорения реакции кислоты с окружающей породой и отложениями, гидрофобизаторы для отсечения проникновения раствора кислоты в обводнённую зону, по которой преимущественно фильтруется вода. Тем самым исключается увеличение каналов фильтрации воды, что может существенно повысить обводнённость продукции скважины. При этом данная мера (добавление гидрофобизатора) актуальна для месторождений на последней стадии разработки. Для карбонатных пород больше подходит солянокислотная обработка, для силикатных – глинокислотная. [2] Может быть в варианте ванны, то есть закачки без продавливания в пласт и отстаивания в течение определённого времени. Также может для повышения

эффективности продавливаться под давлением в пласт для увеличения зоны охвата обработки. Также существуют варианты с пенокислотной обработкой, то есть вспенивание раствора перед закачкой. Данная мера позволяет более равномерно охватить призабойную зону обработкой и продлить эффект работы. Для ускорения реакции раствор может быть специально подогрет. [10]

Рост же коэффициента проницаемости может быть после кислотной обработки ПЗП или очистки забоя после гидроразрыва пласта (ГРП) или обработки призабойной зоны (ОПЗ). Очистка забоя после ГРП или ОПЗ позволяет вынести скопившиеся у забоя механические примеси (тот же песок) и снизить фильтрационные сопротивления течению жидкости. Как было описано выше, кислотная обработка позволяет повысить проницаемость призабойной зоны пласта. При повышении проницаемости согласно формуле Дюпюи приток к забою станет выше, то есть повысится дебит скважины. Снижение фильтрационных сопротивлений также ведёт к повышению дебита.

Также как возможный вариант повышения $K_{прод}$ – повышение пластового давления без роста давления на забое либо снижение забойного давления (например, установкой более мощного насоса). Но данные случаи относятся к другим причинам.

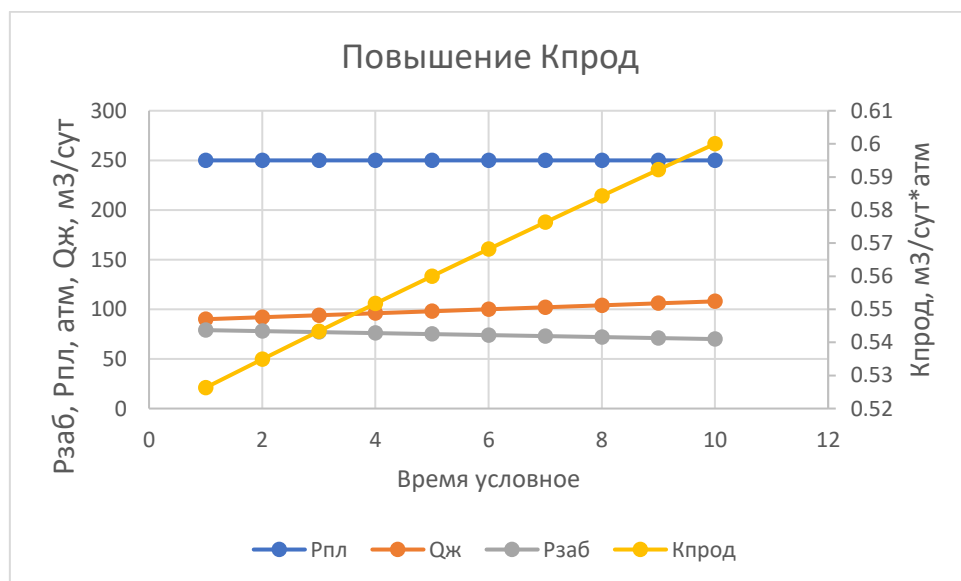


Рисунок 8. Повышение $K_{прод}$

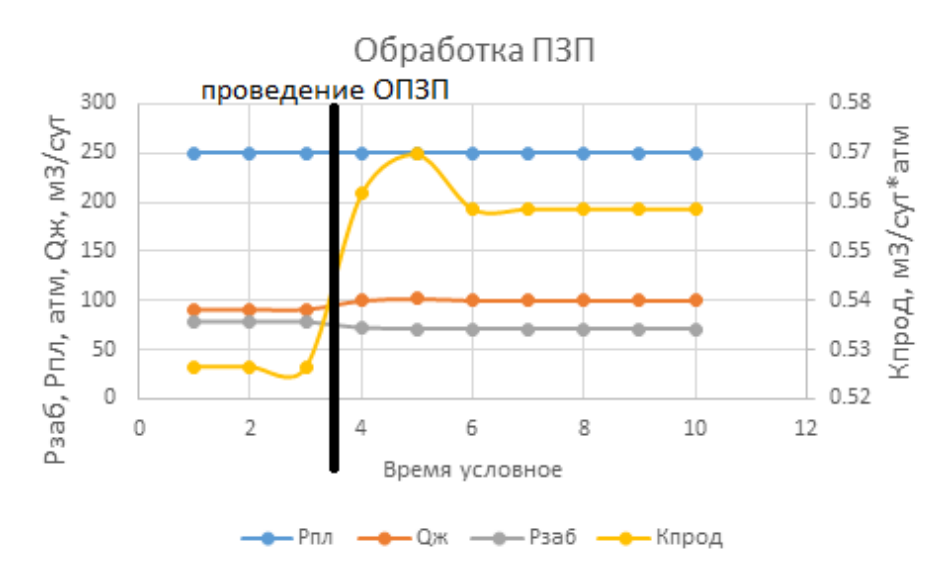


Рисунок 9. Обработка ПЗП

Основные выбранные причины отклонений из класса геологических причин рассмотрены. Далее будут рассмотрены причины из класса технологических.

Восстановление производительности электроцентробежного насоса после мероприятия подразумевает под собой восстановление плановых характеристик насоса. Это подразумевает регулирование частоты в случае смены непроизвольной (сбития настроек), промывку насоса от засорения или прочие работы без привлечения выездных бригад КРС (капитального ремонта скважин) и подъёма оборудования на поверхность. При этом производительность насоса вырастает, позволяя создать большую депрессию на забой. За счёт этого понижается забойное давление и растёт дебит скважины. Также сама некорректная работа оборудования снижает энергоэффективность системы (понижение КПД). [7]

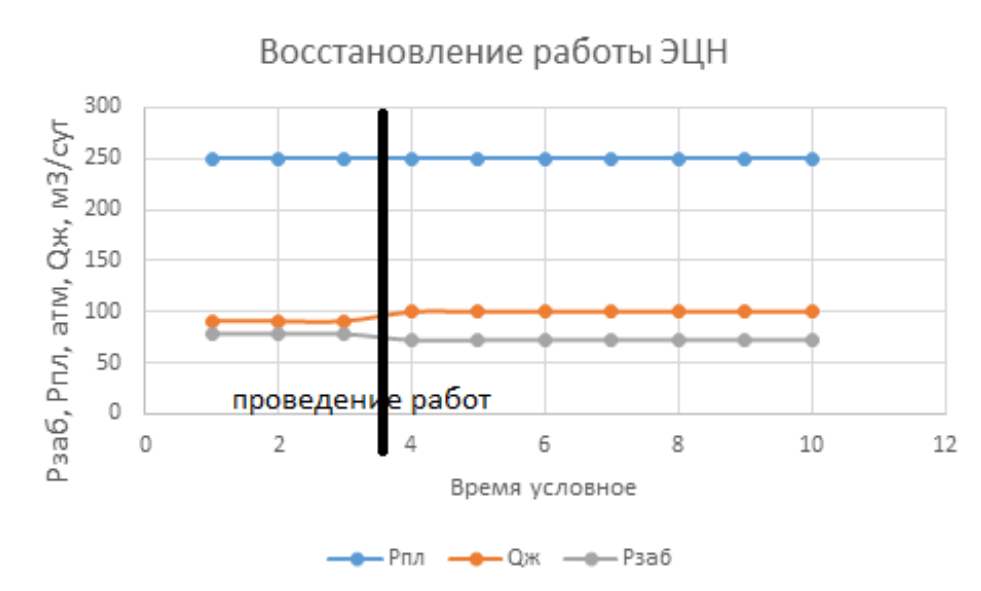


Рисунок 10. Восстановление производительности ЭЦН

Снижение производительности эксплуатационного подземного оборудования чаще всего связано с засорением ЭЦН механическими примесями, отложением солей на рабочих органах, отложением парафина, некорректным подбором ЭЦН как установки и износом ЭЦН.

Засорение ЭЦН примесями происходит при отсутствии фильтра на НКТ или его неверном подборе. Механические примеси снижают эффективность работы насоса за счёт снижения сечения каналов течения жидкости. Мех. примеси оседают на рабочих ступенях насоса, мешая как току жидкости, так и свободному вращению ступеней. Одновременно замечен результат в виде снижения дебита на текущий момент и абразивное повреждение деталей насоса, что скажется в будущем на его работоспособности. При забивании ЭЦН стоит провести промывку (даже просто водой) для вымывания всех примесей.

В случае отложения солей на рабочих органах растёт сопротивление течению жидкости и снижается проходное сечение. Это снижает дебит скважины и способствует росту забойного давления. При этом точно так же, как и в случае засорения механическими примесями, снижается КПД установки в целом. Для устранения данной неполадки точно так же требуется

промывка насоса. Для лучшего снятия налёта солей промывку делают кислотную.

В процессе добычи также могут выпадать парафины. При отборе нефти температура по стволу скважины и в насосе снижается, также понижается давление. К тому же при понижении давления ниже давления насыщения выделяется газ, то есть нарушается изначальный состав нефти в пласте. Парафин в виде мельчайших твёрдых кристаллов начинает выпадать по ходу движения жидкости от забоя. При попадании в насос частицы парафина могут прикрепляться к рабочим органам насоса и снижать проходное сечение течения жидкости. Дебит будет снижаться. Для устранения засорения отложениями парафинов насос промывают горячей нефтью. Парафин в горячей нефти достаточно хорошо растворяется и может быть легко вынесен на забой.[8]

В случае некорректного подбора оборудования ЭЦН может работать не в зоне оптимума добычи, возможно слишком большой расход энергии, недостаточность или избыточность мощности самого насоса для подъёма жидкости по стволу. Решается переходом на другой режим работы (периодическая эксплуатация с чередованием работа-простой, сменой частоты для выхода на нормальную мощность) или в крайнем случае сменой всего насоса.

При длительной работе даже в достаточно малопроблемной скважине ЭЦН изнашивается. Повреждаются рабочие колёса насоса, повреждаются рабочие органы сепаратора, причём повреждения как механические, так и коррозионные. Избежать полностью данного сценария нельзя, возможно снизить скорость износа оборудования правильным подбором темпа добычи.

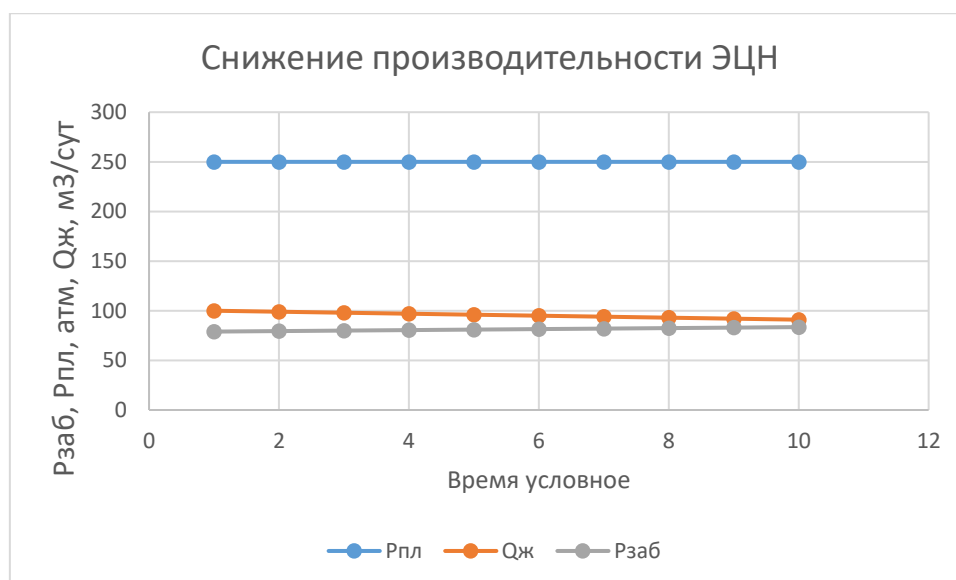


Рисунок 11. Снижение производительности ЭЦН

Регулирование добычи может вестись не только сменой режима работы УЭЦН, но и изменением диаметра штуцера. За счёт его увеличения или уменьшения в рамках возможных диаметров будет рост или снижение буферного давления скважины. Буферное же давление влияет на забойное давление скважины, в свою очередь забойное давление по формуле Дюпюи будет влиять на дебит жидкости.

Штуцер в процессе работы скважины может самопроизвольно разжаться из-за недостаточно прочных узлов регулировки его диаметра. При разжатию штуцера буферное давление будет снижаться, следом упадёт забойное давление. Дебит жидкости вырастет, нарушив установленный режим работы. Также штуцер может быть механически повреждён, т.н. размывание штуцера. Это потребует выезда операторов непосредственно на скважину и ручную регулировку с ремонтом штуцера.

Также штуцер может снизить свой диаметр. Следом повысится буферное давление. Это повлечёт за собой рост забойного давления и падение дебита. Снижение диаметра может произойти из-за засорения штуцера, образования гидратной пробки в нём или из-за самопроизвольного сжатия при некорректной работе механизма регулировки. Точно так же, как и в случае

разжатия штуцера, требуется выезд оператора на скважину и ручное исправление проблемы.

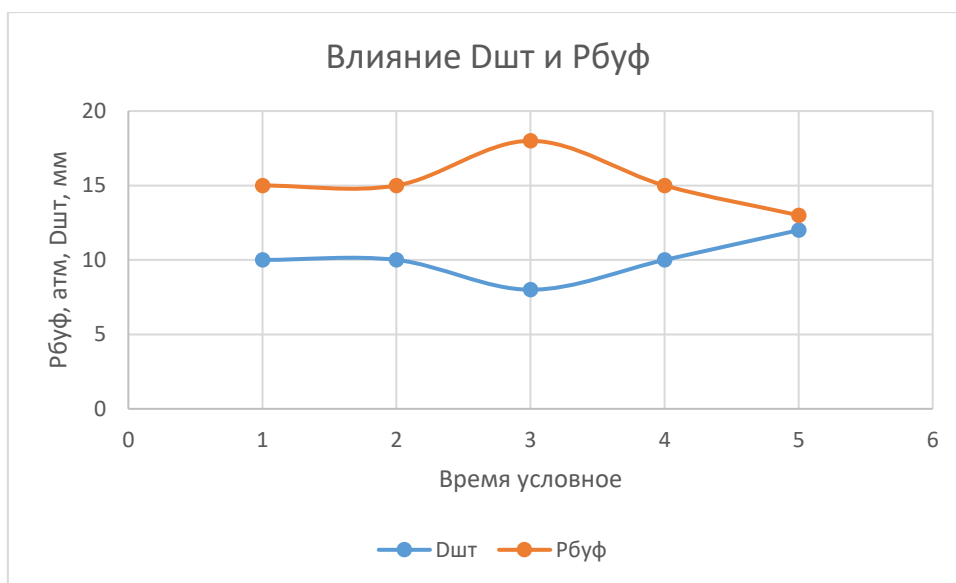


Рисунок 12. Влияние Дшт и Рбуф

Своё влияние на добычу имеет линейное давление, то есть давление на линейной задвижке фонтанной арматуры. Оно так же будет влиять на буферное давление – рост буферного вместе с линейным или совместное падение. По описанной сверху схеме следом будет падать или повышаться дебит. Линейное давление стоит смотреть вместе с возможностью ограничения штуцером и возможностью засорения трубопровода. Также возможна неисправность самой задвижки.

На работу УЭЦН влияет частота вращения насоса. При повышении частоты вращения будет фиксироваться увеличение дебита жидкости, при снижении – падение дебита. Рост и снижение запланированные технологом процессы, они официально вносятся в планы работы. В случае повышения удельного расхода электроэнергии (УРЭ) повышается цена каждой добытой тонны нефти. Неэффективность использования ресурсов непозволительна, поэтому УРЭ будут приводить в норму за счёт снижения частоты насоса. Также приходится снижать частоту вращения из-за подклинок. Подклинки происходят чаще всего на ПКВ (периодическое кратковременное включение) режиме из-за перегрева оборудования, работающего на высоких мощностях. В

таким случает требуется снизить частоту для сохранения работоспособности оборудования. При высокой обводнённости работа оборудования на больших частотах также может быть неэффективной и может потребовать пересмотра режима работы УЭЦН. [5]

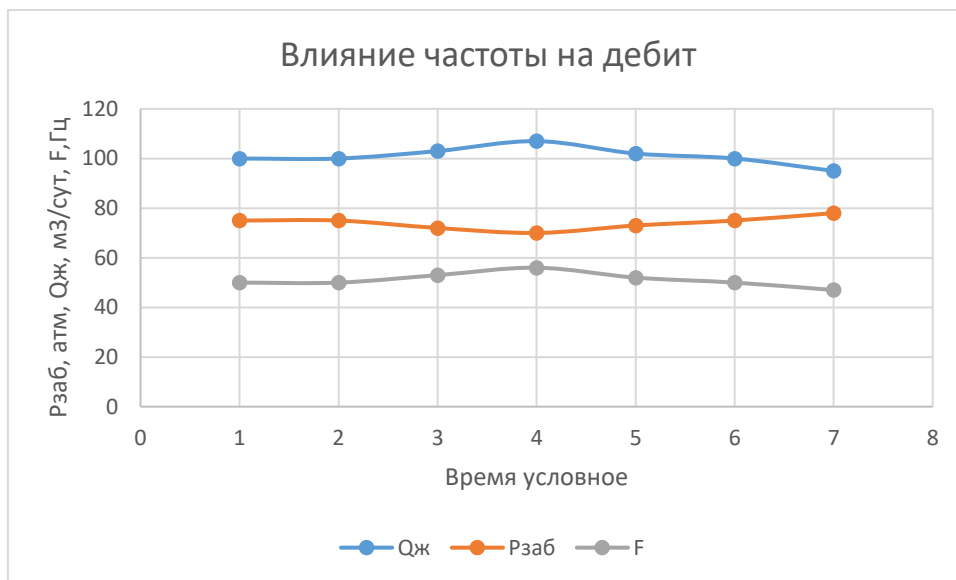


Рисунок 13. Влияние частоты на дебит

Среди технических причин очень много таких ситуаций, когда определить по параметрам работы скважины причину сложно. Это скорее аварии и поломки, определяется чаще всего технологом и геологом на месторождении.

По давлению в системе можно определить проблемы с наземным оборудованием инфраструктуры. При росте линейного давления без видимых причин стоит проверить возможность заморозки коллектора ФА-АГЗУ (фонтанная арматура – автоматическая групповая замерная установка). При этом «заморозка» может произойти и летом, а именно засорение коллектора. Зимой возможно отогреть замёрзший участок горячей водой, летом требуется промывка или чистка скребком. Рост затрубного давления может означать заморозку(засорение) или негерметичность обратного клапана фонтанной арматуры. Требуется ревизия клапана или его обогрев горячей водой.

ГЛАВА 2. ПРАКТИЧЕСКОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ И КЛАССИФИКАЦИЯ ОТКЛОНЕНИЙ

2.1. Алгоритм определения отклонений

Для определения и классификации в соответствии с утверждённым классификатором отклонений был разработан алгоритм. Средой разработки был выбран Jupiter (Python). Для работы были выбраны такие причины как Рост/снижение Рпл, Рост обводнённости, Рост/снижение Кпрод, Рост/снижение производительности ЭПО, увеличение/снижение частоты ПЭД, ограничение штуцером или его засорение, разжатие штуцера, снижение/рост Рлин, замороженный обратный клапан ФА, замороженный коллектор ФА-АГЗУ.

Классическое древо решений для выполнения нашего классификатора неприемлемо. Требуется параллельное определение причин. Не обязательно для какой-то ситуации причина будет только одна, возможно наложение ряда причин на одну ситуацию. Поэтому был выбран вариант с набором отдельных решений-веток, объединённых общими данными для проверки, одним циклом проверки и общей первичной проверкой данных.

Входные данные для проверки – давления забойное, буферное, линейное, затрубное, дебит жидкости среднесуточный, обводнённость и частота ПЭД. Первая и единственная общая проверка идёт на то, чтобы дебит скважины в даты анализа был не нулевой и чтобы строки проверяемые соответствовали одной скважине. Определителем скважины в данном случае выступает её ID в системе. Ненулевой дебит показывает то, что скважина в этот день работала и минимальный набор данных есть.

Отсчётной датой при начале проверки берётся первая дата по скважине за взятый период. Далее идёт постепенная проверка каждой последующей даты и сравнение значений параметров. При этом из значения последующего дня вычитается значение параметра в опорную дату. Разница данных значений должна выходить за пределы коридора.

Коридор значений – позволяемые отклонения, не считающиеся достаточно большими для их учёта и категоризации. Процесс добычи никогда не позволяет добывать идеально на одном уровне, обязательно будут небольшие колебания уровня. Чтобы не учитывать эти мелкие колебания и не реагировать на ситуации, не требующие реального вмешательства, и был создан коридор отклонений. Нами был выбран коридор отклонений в 10% от уровня показателей работы скважины в опорный день. Этого достаточно для выявления отклонений в добыче, при этом попавшие в коридор отклонения не являются критичными.

Также при проверке на попадание в коридор стоит проверить данные на нулевые значения. Если у нас параметр за опорный день не 0, а параметр в день последующий (день проверяемый) ноль, то их разница не даст нам фактических указаний к выводу причины. Чаще всего если какой-то параметр 0, то это отсутствие замера. Сравнивать с точкой отсутствия замера бесполезно, реального значения параметра в дату нет.

Можно было бы запоминать в опорное значение только параметры, без опоры на дату. Тогда бы все значения параметров в опорной точке были бы ненулевые. Но при этом параметры между собой связаны, и если взять параметры за разные даты, то полноценного анализа не будет. Дебит зависит от забойного давления, линейное давление и буферное также взаимосвязаны. Если их даты замеров не совпадают, то смысла анализировать такие данные нет. Поэтому за опорные значения берутся параметры в определённую дату вне зависимости есть ли среди них нулевые. При этом дебит точно ненулевой. Также если набор параметров за дату оказался со слишком большим количеством незамеренных параметров, то по данной дате не будет возможно найти причину и она автоматически будет заблокирована для назначения её как опорной даты.

После общей входной проверки проверяем разницу параметров, выход за коридор значений и ненулевые значения параметров. Для каждой причины проверяются свои параметры. При этом разница параметров может быть как

положительна, так и отрицательна. Абсолютные значения разницы нужны только для проверки на выпадение за коридоры значений.

Для предположения о росте пластового давления разница значений дебита и забойного давления за сравниваемые даты должна быть положительной. При росте пластового давления по формуле Дюпюи дебит скважины растёт. При этом забойное давление также связано с пластовым, оно так же растёт. И обратная ситуация для падения пластового давления – дебит и забойное давление начинают снижаться. То есть в проверяемые даты разница значений должна быть отрицательной.

При изменении коэффициента продуктивности скважины почти всегда меняется дебит, но при этом может поменяться и забойное давление, поэтому судить по 1 параметру нельзя. Если дебит скважины снижен, при этом отношение дебита к разнице пластового давления и забойного давления также падают, то причина – снижение $K_{\text{прод}}$. Если же отношение дебита к разнице давлений растёт, то $K_{\text{прод}}$ растёт.

При росте обводнённости скважины нужен только 1 параметр – сама обводнённость. Остальные параметры не влияют напрямую на обводнённость. Поэтому в ходе проверки параметр проверяется на наличие замера, на выход за пределы коридора и на рост/снижение обводнённости, то есть положительное или отрицательное значение разности показателей за проверяемый день и за опорную дату. Уточнения причин возможны только при наличии большого числа дополнительных данных, детализовать на имеющейся базе данных причину невозможно, это пока остаётся задачей инженера или геолога.

При росте разницы между датой проверяемой и опорной по параметру дебит жидкости и снижению по параметру давление забойное при учёте выполнения проверок на качество данных алгоритмом будет выводиться причина «Рост производительности ЭПО». За счёт роста производительности оборудования создаётся большая депрессия на пласт по сравнению с исходным периодом, забойное давление снижается и дебит растёт.[9]

Возможна и обратная ситуация, когда по какой-то причине подземное оборудование теряет свою мощность (засорение, отложение солей, парафинов, износ механическими примесями) и дебит падает при повышении забойного давления. В таком случае будет указана причина «Снижение производительности ЭПО», детализировать причину будут инженеры и геологи.

С учётом того, что на дебит скважины влияет частота ЭЦН, то и проверять надо вместе изменение частоты и дебита жидкости. Если оба параметра растут вместе – у скважины увеличение частоты ПЭД, положительное влияние на добычу. Если же дебит падает, при этом частота ПЭД снижается – причиной можно ставить «Снижение частоты ПЭД». Если одновременного роста или снижения не происходит, скорее всего ситуация описывается снижением коэффициента продуктивности скважины.

Для проверки на разжатие или ограничение штуцера проверяется дебит жидкости, забойное и буферное давления. При разжатии штуцера буферное давление падает, при этом буферное давление влияет на давление забойное, оно тоже снижается. При снижении забойного давления дебит должен расти. Проверки на нулевые значения и на выход за рамки коридоров значений также проводятся. Обратная ситуация – дебит снижен, давления выросли. Это значит, что штуцер ограничен.[4] Как возможный вариант также может быть засорение штуцера, поскольку точно установить причину снижения проходного сечения штуцера возможно только после его снятия на ремонт. Хотя данная причина и относится к техническим, а не технологическим, проверять их необходимо вместе.

Дебит скважины чаще всего замеряется на автоматических групповых замерных установках. При замерзании трубопровода, соединяющего фонтанную арматуру и АГЗУ, нормального замера не будет. За счёт снижения сечения трубопровода будет повышено линейное давление, как следствие повышено забойное давление, дебит будет снижен. Поверх проверки на выполнение данных условий накладываются проверки на вылет за коридор

значений и на отсутствие замера (актуально для давления линейного, далеко не всегда замеряется автоматически).

При заморозке обратного клапана фонтанной арматуры давление затрубное не стравливается, то есть на разнице давлений будет рост. Остальные параметры не столь важны, поскольку имеется прямой замер (хотя и нерегулярный). Также стоит проверить показания на нулевые значения и на выход за пределы коридора значений.

При негерметичности обратного клапана будет падать дебит скважины за счёт утечек и будет расти затрубное давление, забойное же давление будет расти за счёт столба жидкости и давления в межколонном пространстве.[4] То есть стоит проверить разницу значений дебита жидкости, забойного давления и давления затрубного. Давления должны расти, дебит падать. При этом все предыдущие типовые проверки должны быть пройдены.

При росте линейного давления из-за его влияния на забойное (при росте линейного растёт сначала буферное, а затем и забойное давление) снижается дебит жидкости по скважине. Для проверки будет достаточно проверить рост/снижение давления линейного и снижение/рост (обратная зависимость) дебита скважины по жидкости. И обязательно проверить данные на выход за коридоры значений и на наличие или отсутствие нулевых значений.

По результатам проверки Нивонского месторождения всего выявлено 5829 отклонений, из них рост обводнённости 1741, рост Кпрод 572, рост Рлин 265, рост Рпл 1581, увеличение частоты ПЭД 2, замороженный коллектор ФА-АГЗУ 56, замороженный обратный клапан ФА 794, снижение производительности ЭПО 144, снижение Кпрод 536, снижение Рлин 111, разжатие штуцера 16, ограничение штуцером или засорение штуцера 1. При проверке Вырандинского месторождения всего выявлено 15620 отклонений, из них рост Рпл 4260, рост обводнённости 2044, рост Кпрод 1785, рост Рлин 1805, снижение Кпрод 1560, снижение производительности ЭПО 116, снижение частоты ПЭД 639, снижение Рлин 1502, увеличение частоты ПЭД 885, замороженный коллектор ФА-АГЗУ 215, замороженный обратный клапан

ФА 796, ограничение штуцером или засорение штуцера 2, разжатие штуцера 11.

В целом по Вырандинскому месторождению количество отклонений выше, месторождение запущено в эксплуатацию сильно раньше Нивонского. Со временем на любом месторождении по мере истощения запасов становится больше проблем. Полученный результат можно считать успешным.

2.2. Применение машинного обучения для кластеризации

Для ускорения обработки данных и снижения вероятности ошибок было предложено применить методы машинного обучения для классификации и выявления отклонений в добыче углеводородов. В целом для этого существует много вариантов модулей. Задачу категоризации, то есть присвоения определённой категории (статуса) объекту. Кластеризация же занимается сбором, анализом и разделением данных на группы. То есть задачу выявления и классификации отклонений можно свести к задаче кластеризации с использованием методов машинного обучения.

Первый вариант применения машинного обучения для классификации отклонений представлял собой идею научить алгоритм определять и классифицировать отклонения на основе опыта экспертов. Под опытом экспертов подразумеваются оценки и категории, выставленные сотрудниками при ручном анализе данных.

Для обработки данных проводятся такие мероприятия:

1. Удаляются признаки, содержащие большое количество (более 60 %) пропущенных значений
2. Считается значение отклонения последнего замера параметров дебита жидкости, обводнения и других от исходных значений
3. Удаляются признаки с сильной корреляцией
4. Создаётся копия исходной выборки, но содержащая только численные признаки
5. Создаётся новый признак – кластер (итог шага 4)

На шаге 4 действия с копией данных:

1. Признаки масштабируются – то есть убирается среднее и дисперсия приводится к единице
2. Находится отображение пространства признаков на 2d плоскость с помощью алгоритма UMAP
3. Сжатые таким образом данные кластеризуются

Как язык программирования был использован Python, на текущий момент очень распространённый язык в сфере анализа больших данных. Средой разработки была выбрана среда JupyterLab как достаточно удобная в использовании и понятная. Инструментарий для работы с данными – sklearn, numpy, pandas. Для визуализации использовались популярные инструменты matplotlib и seaborn. Для реализации моделей градиентного бустинга использовались CatBoost и LightGBM. Оба алгоритма градиентного бустинга над деревьями решений, но первый является продуктом компании Яндекс, второй – Microsoft. Также рассматривалось применение метода случайного леса в библиотеке scikit-learn (sklearn.RandomForest). по итогу лучше всех себя показал LightGBM. Он показал сравнимые результаты по метрикам с оппонентом от Яндекса CatBoost (и лучшие чем sklearn.RandomForest) при значительно более высокой скорости работы.

Выбор алгоритма, основанного на деревьях решений был обоснован преимуществами схемы. Это позволило использовать такие положительные стороны, как относительную устойчивость к переобучению, широкие возможности настройки параметров, высокую скорость обучения, отличные показатели работы с табличными данными. Все данные по параметрам поступают в виде огромных таблиц, текста и иных форматов данных нет. Поэтому выбор пал на деревья решений.

Для обучения были взяты данные с фактическими объяснениями отклонений добычи нефти на месторождениях Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз за 2020 и 2021 года. При этом выборка делилась на 5 частей, 4 части для обучения, 1 часть для валидации. Всего 5 моделей, у каждой свой

набор данных. Ошибка считается как среднее между ошибками на валидационных частях. Данное разделение позволяет более глубоко охватить данные в процессе анализа. Получается, что при таком разделении каждая часть данных участвует в обучении, без выпадения из работы каких-то причин и ситуаций.

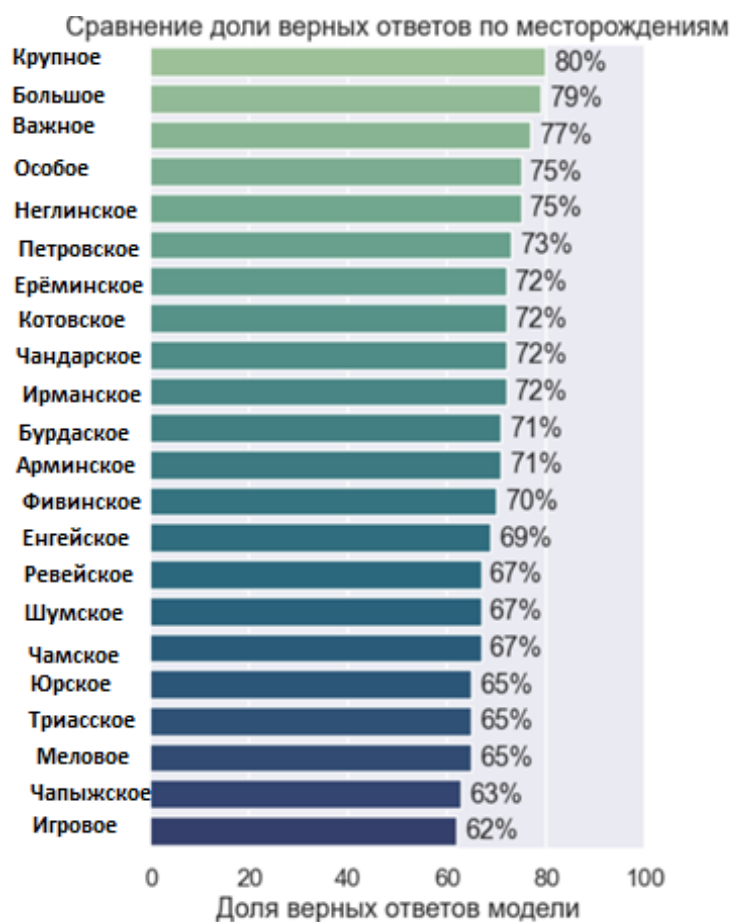


Рисунок 14. Результат обучения модели

По итогам обучения моделей выделились как удачные месторождения (Крупное с 80 % верных предсказаний), так и не очень удачные по итогам работы (Игровское месторождение с долей верных ответов 62%, что мало для применения на практике). Инфографика представлена на рисунке 14.

Модель LightGBM позволяет рассчитать «важность» признаков, то есть их вес. Чем более значим признак для модели, тем больше он влияет на результат классификации. Значимости признаков рассчитывались путём усреднения важности признаков пяти моделей по месторождению «Крупное». Представленные на рисунке 15 признаки созданы искусственно,

рассчитываются путём вычитания начального значения параметра из последнего взятого на анализ. Сама модель рассчитать разницу не может, для этого и требуется подготовка данных. При отсутствии разницы эффективность градиентного бустинга будет околонулевой.

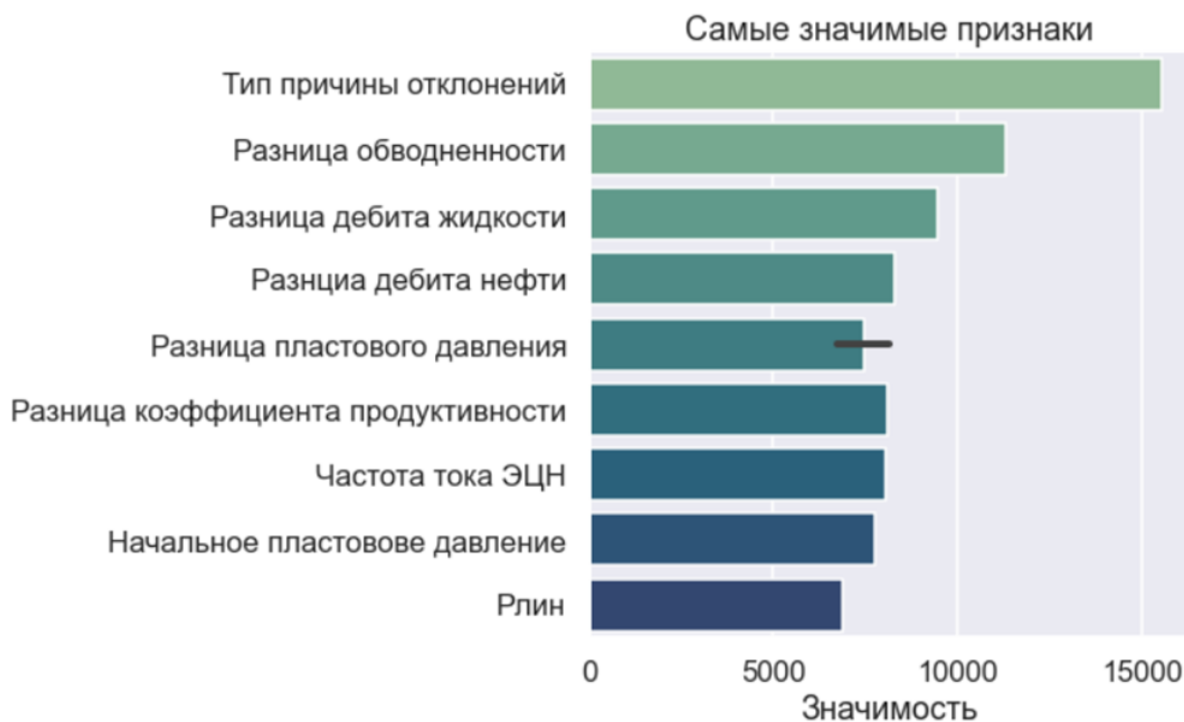


Рисунок 15. Самые значимые признаки

Самые же малозначимые признаки можно удалять без опасений снижения показателей работы модели. Их удаление позволит снизить сложность модели и увеличит её интерпретируемость. В целом у моделей с деревьями решений при слишком большом числе признаков значительно усложняется структура и работать с ними становится трудно.

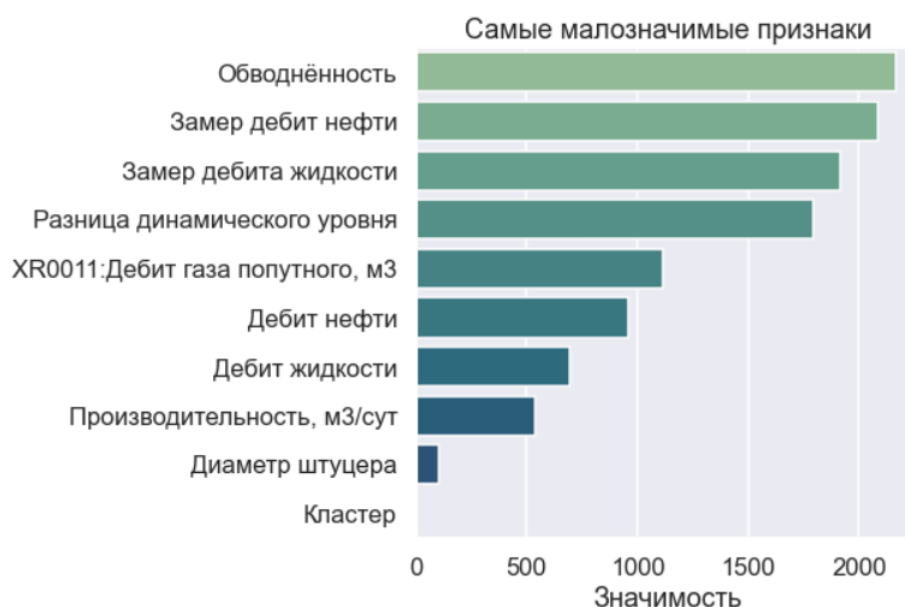


Рисунок 16. Самые малозначимые признаки

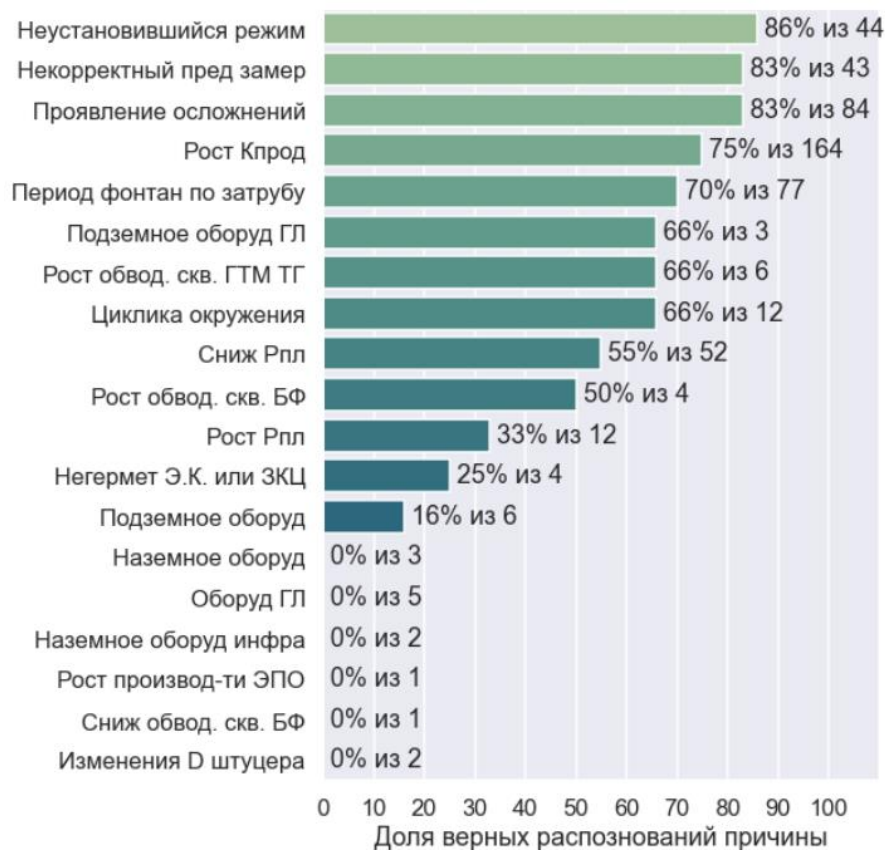


Рисунок 17. Результат выявления причин по Крупному месторождению

Инфографика результатов работы по месторождению «Крупное» приведена на рисунке 17. Из хорошо прогнозируемых причин отклонений стоит отметить проявление осложнений, неустановившийся режим и некорректный предыдущий замер. С учётом того, что простым алгоритмом

выявить данные причины не очень удобно, результат работы является положительным. Это позволит дополнить экспертную оценку. При этом часть причин имеют крайне низкую точность. К такому результату привёл недостаток данных по этим причинам. Их общее количество в выборке составило менее 5%. Обучить модели на основе выборки в 2 случая невозможно. Количественные результаты анализа причин приведены на рисунке 18. В целом же по технологическим причинам точность составила 73%, по геологическим причинам 70 % и по техническим причинам 65%.

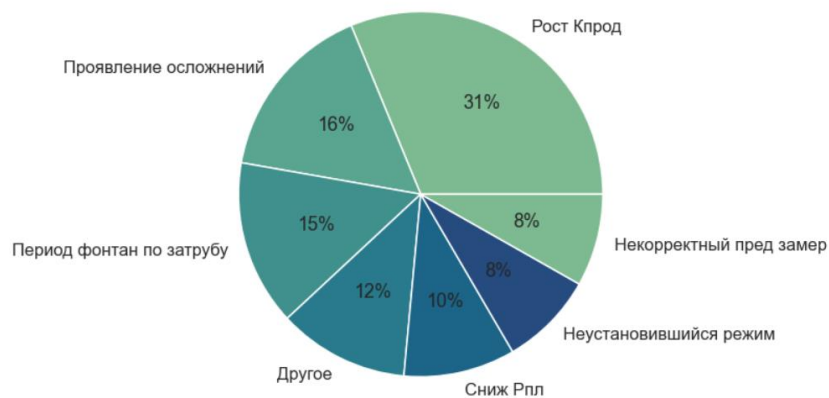


Рисунок 18. Результат работы модели на месторождении «Крупное»

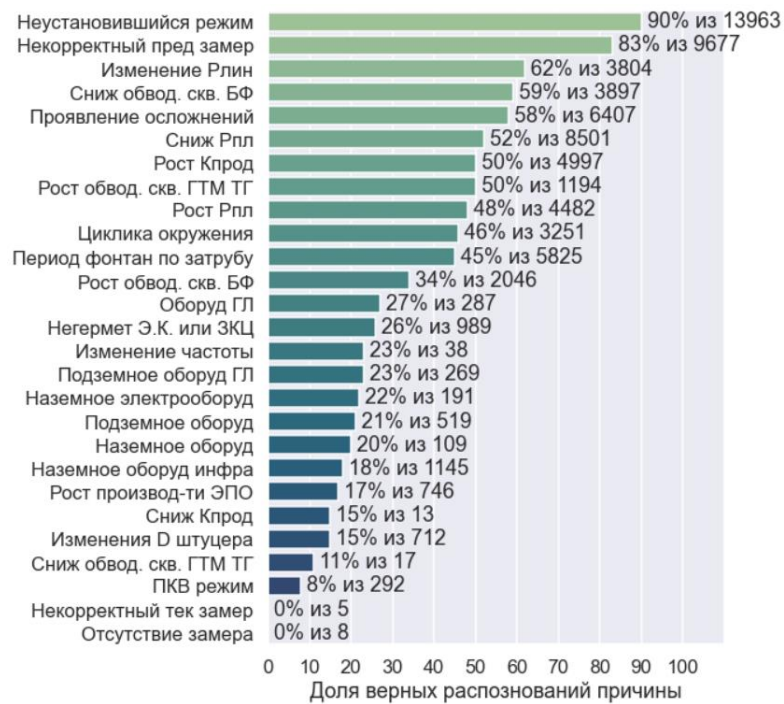


Рисунок 19. Результат поиска причин по всем месторождениям

В среднем по месторождениям лучше всего выявляются такие причины, как неустановившийся режим и некорректный предыдущий замер. Остальные причины не перешли порог в 62 %. При этом некоторые причины встречались менее 100 раз за весь период работы. При малом количестве ситуаций модель не смогла обучиться на такой выборке. Самые же две частые причины, указанные экспертами, оказались хорошо прогнозируемыми. На рисунке 20 указано распределение встречаемости причин по всем месторождениям.



Рисунок 20. Встречаемость причин по всем выбранным месторождениям

В среднем по месторождениям точность предсказания причины отклонений, относящихся к типу геологических, составила 63 % (70 на Крупном), технологических причин 50% против 73% на Крупном и 67 % против 65 % по техническим причинам.

Стоит отметить, что выбранная нами база данных содержала экспертную оценку причин отклонений добычи нефти. Эксперт, как и любой человек, может допустить ошибку при проверке работы системы. Перепроверить же эксперта способен только другой эксперт, более высококлассный специалист. Реализовать же такую проверку невозможно физически, эксперты старше рангом окажутся перегружены работой. При этом нет гарантии что такой эксперт также не совершит ошибку. Также стоит

отметить такую причину как проявление осложнений. Она максимально общая и не несёт в себе полезной информации, скорее показывает замешательство эксперта при выяснении причины отклонений. Поэтому использовать данную модель самостоятельно нельзя, возможно только в составе ансамблей моделей. При этом главная задача модели экспертной будет поиск НУР и некорректных предыдущих замеров.

Отдельно стоит упомянуть алгоритм UMAP. Расшифровывается как Uniform Manifold Approximation and Projection (аппроксимация и проекция однородного многообразия). Предназначен для нелинейного снижения размерности данных. Метод основан на трёх предположениях:

1. Данные равномерно распределены на римановом многообразии;
2. Риманова метрика локально постоянна (или может быть аппроксимирована как таковая);
3. Многообразие локально связано.

Исходя из этих предположений, можно моделировать многообразие с нечеткой топологической структурой. Вложение найдено путем поиска низкоразмерной проекции данных, которая имеет максимально возможную эквивалентную нечеткую топологическую структуру. Алгоритм плотно связан с классами `sklearn`, поэтому у них большая степень взаимосвязанности при работе. [15]

Прежде всего, UMAP быстр. Он может обрабатывать большие наборы данных и данные высокой размерности без особых трудностей, масштабируясь за пределы того, что может сделать большинство пакетов `t-SNE`. Это включает в себя разреженные наборы данных с очень высокой размерностью. UMAP успешно используется непосредственно для данных с более чем миллионом измерений.

Во—вторых, UMAP хорошо масштабируется в измерении встраивания — это не только для визуализации. Возможно использование UMAP как метода уменьшения размеров общего назначения в качестве предварительного

шага к другим задачам машинного обучения. При небольшой осторожности он хорошо сочетается с библиотекой кластеризации `hdbscan`.

В-третьих, UMAP часто лучше сохраняет некоторые аспекты глобальной структуры данных, чем большинство реализаций t-SNE. Это означает, что он часто может обеспечить лучшее представление “большой картины” ваших данных, а также сохранить местные соседские отношения.

В-четвертых, UMAP поддерживает широкий спектр функций расстояния, включая неметрические функции расстояния, такие как косинусное расстояние и корреляционное расстояние. Наконец-то вы можете правильно вставлять векторы слов, используя косинусное расстояние.

В-пятых, UMAP поддерживает добавление новых точек к существующему встраиванию с помощью стандартного метода преобразования `sklearn`. Это означает, что UMAP можно использовать в качестве трансформатора предварительной обработки в конвейерах `sklearn`.

В-шестых, UMAP поддерживает контролируемое и полууправляемое уменьшение размеров. Это означает, что если у вас есть информация о метке, которую вы хотите использовать в качестве дополнительной информации для уменьшения размера (даже если это просто частичная маркировка), вы можете сделать это — так же просто, как предоставить ее в качестве параметра у в методе `fit`.

В-седьмых, UMAP поддерживает множество дополнительных экспериментальных функций, включая: “обратное преобразование”, которое может аппроксимировать образец высокой размерности, который будет отображаться в заданную позицию в пространстве вложения; возможность встраивания в неевклидовы пространства, включая гиперболические вложения и вложения с неопределенностью; очень предварительная поддержка встраивания кадров данных также существует. [15]

На вход подаётся выборка из объектов, алгоритм рассчитывает расстояние между ними и формирует списки из ближайших соседей. Далее алгоритм строит рёбра связи между объектами, каждое ребро имеет

собственный вес. С учётом того, что рёбра строятся от одного объекта к соседям, возможно существование двух рёбер разного веса между объектами. Тогда строится новое ребро, учитывающее оба предыдущих. Получается так, что вес ребра – вероятность связи двух объектов, при объединении рёбер рассчитывается как существование хоть какой-то связи между объектами. После этого на основе полученного множества рёбер создаётся новое с пониженной размерностью. UMAP решает задачу минимизации с помощью стохастического градиентного спуска. [15] Полученное множество из ребер определяет новое расположение объектов и, соответственно, низкоразмерное отображение исходного пространства. За счёт этого получается большое множество взаимосвязанных данных, пригодных для обработки машинным обучением с повышенной скоростью.

Также был предложен алгоритм для «слепого» поиска отклонений. Его особенность в автоматическом распределении кластеров, которые эксперт позже проверяет и назначает причины.

Изначально были взяты данные по месторождению Отдельное. Для построения взаимосвязи данные были отгружены для работы в алгоритм UMAP. По итогу получены взаимосвязанные данные для анализа. Количество связей между элементами данных – 15. Столь много связей на один узел выбрано из-за отсутствия линейных закономерностей взаимосвязи данных и необходимости свести в единое целое множество показателей. Выбранные данные – дебит жидкости среднесуточный, обводнённость скважины, пластовое и забойное давления, дебит по нефти, также был рассчитан коэффициент продуктивности скважины. Данные представлены в виде таблицы, где каждый параметр сразу указан в виде «данные текущие» и «данные на начало события». За счёт этого возможно сразу рассчитать разницу за прошедший период. Данные по пластовому давлению подвергаются сомнению за счёт большого периода измерений между точками. Для расчёта пластового давления скважину требуется остановить, что неблагоприятно

складывается на общей добыче по месторождению. Данную процедуру поэтому выполняют нечасто.

Далее подготовленные данные были загружены в алгоритм кластеризации `AgglomerativeClustering` внутри `scikit-learn`. Каждый алгоритм кластеризации поставляется в двух вариантах: класс, реализующий метод изучения кластеров по данным учебной выборки, и функция, которая, учитывая данные учебной выборки, возвращает массив целочисленных меток, соответствующих различным кластерам. Для класса метки над обучающими данными можно найти в атрибуте `labels`. За счёт снижения размерности с помощью UMAP получилось подобрать 8 компонент для данных.

Иерархическая кластеризация (агломеративная) — это общее семейство алгоритмов кластеризации, которые создают вложенные кластеры путем их последовательного слияния или разделения. Эта иерархия кластеров представлена в виде дерева (или дендрограммы). Корень дерева - уникальный кластер, который собирает все образцы, листья - это кластеры только с одним образцом.

`AgglomerativeClustering` выполняет иерархическую кластеризацию с использованием подхода "снизу вверх": каждое наблюдение начинается в своем кластере, и кластеры последовательно объединяются вместе. Критерии связи определяют метрику, используемую для стратегии слияния. [12]

`Ward` минимизирует сумму квадратов различий внутри всех кластеров. Это подход, минимизирующий дисперсию, и в этом смысле он похож на целевую функцию `k-means`, но решается с помощью агломеративного иерархического подхода.

Максимальная или полная связь минимизирует максимальное расстояние между наблюдениями пар кластеров.

Средняя связь минимизирует среднее значение расстояний между всеми наблюдениями пар кластеров.

Одиночная связь минимизирует расстояние между ближайшими наблюдениями пар кластеров.

AgglomerativeClustering может также масштабироваться до большого количества выборок, когда он используется совместно с матрицей связности, но является дорогостоящим вычислением, когда между выборками не добавляются ограничения связности: он рассматривает на каждом шаге все возможные слияния. [13]

Интересным аспектом AgglomerativeClustering является то, что ограничения связности могут быть добавлены к этому алгоритму (только соседние кластеры могут быть объединены вместе) через матрицу связности, которая определяет для каждой выборки соседние выборки, следующие заданной структуре данных. Эти ограничения полезны для наложения определенной локальной структуры, но они также ускоряют алгоритм, особенно когда количество выборок велико. [12] Ограничения связности накладываются с помощью матрицы связности: разреженной матрицы *scipy*, которая имеет элементы только на пересечении строки и столбца с индексами набора данных, которые должны быть связаны. Эта матрица может быть построена из априорной информации.

По своей сути формирование кластеров по дереву начинается не как обычно, со ствола дерева, и снизу, через соединение отдельных листов. За счёт этого ставится ограничение на максимум кластеров. Постепенно более мелкие кластеры сливаются в большие при нахождении между ними зависимостей. По итогу работы алгоритма кластеризации получено 8 кластеров.

- 0 кластер – падение пластового давления и рост коэффициента продуктивности скважины
- 1 кластер – изменение обводнённости и давления пластового
- 2 кластер – НУР и снижение производительности ЭПО
- 3 кластер – стабильная добыча
- 4 кластер -рост обводнённости и снижение дебита по нефти, дебит по жидкости прежний

- 5 кластер - падение дебита и по жидкости, и по нефти, обводнённость слабо растёт
- 6 кластер – изменение забойного давления и дебита
- 7 кластер – некритичеральные причины, то есть смесь ситуаций

Если разобрать каждый кластер по отдельности, то получается, что точных причин общих кластер может и не дать. 0 кластер показывает нам на ситуацию со снижением пластового давления при росте $K_{прод}$, это возможно при улучшении фильтрационных характеристик пласта, причина – рост $K_{прод}$ и снижение $R_{пл}$ сразу. 1 кластер даёт снижение обводнённости при падении пластового давления, то есть система ППД не позволяет компенсировать падающее давление. Можно указать в причинах общих снижение $R_{пл}$, детальная – недокомпенсация ячеек. 2 кластер показывает неустановившийся режим работы скважины и изменения работы подземного оборудования, необходимо либо их отделять друг от друга, либо смотреть как на последовательные причины. 3 кластер указывает на стабильную добычу, отклонений почти нет, поэтому можно исключать. 4 кластер показывает рост обводнённости при снижении дебита по нефти, возможны детальные причины рост обводнённости по выработке запасов или прорыв подошвенных вод, уточнение по дате начала работы скважины и балансу запасов ячейки. 5 кластер показывает общее падение дебита и рост обводнённости медленный, это выработка запасов. 6 кластер показывает изменение забойного давления и дебита, стоит смотреть на направление изменения коэффициента продуктивности скважины. 7 кластер вместил в себя смесь причин, между которыми точной связи нет. По сути он стал «солянкой» причин, их определение точное возможно только вручную.

По итогу работы данный алгоритм классификации позволяет не в полной мере охватить все причины отклонений, заложенные в классификатор, но при этом позволяет определить причины, которые алгоритм прямой проверки не выявляет. Также стоит отметить выявление кластеров с

достаточно хорошо отобранными детальными причинами. Отдельно от алгоритма прямого поиска работать данный алгоритм не может, но прекрасно дополняет имеющиеся наработки с углублением степени обработки данных.

В рамках решения задач поиска причины отклонений решается задача классификации, что может быть решено с использованием нейронных сетей. Для этого в качестве обучающей выборки берутся данные, которые были проверены алгоритмом на основе классификатора отклонений. После же проверка проводится на тренировочной выборке по тем же месторождениям, но без причин (Вырандинское и Нивонское месторождения).

Если учесть, что в классификаторе применён принцип сравнения на основе изменения показателей в сторону роста, снижения или отсутствия значимости, то возможно применить методы машинного обучения с использованием нейронных сетей.

При решении задачи классификации по табличным данным не имеет смысла использовать свёрточные сети ввиду существующей ограниченности данных. Напротив, имеет смысл использовать схему со сжатием и экстраполяцией данных, что позволяет выделить только значимые признаки и произвести по ним расчёт. Также использование подобной архитектуры позволяет значительно экономить вычислительные ресурсы, так как расчёты будут проводиться на домашнем ПК. Пример архитектуры представлен ниже на рисунке 21

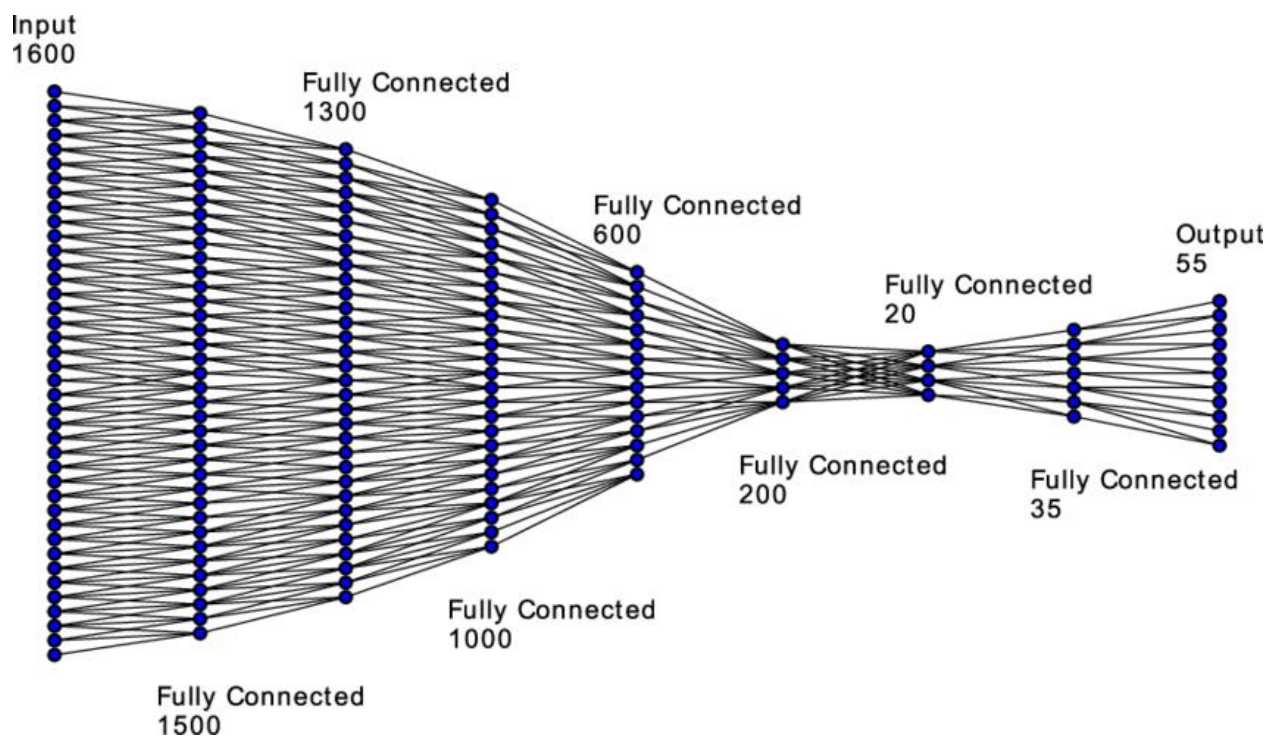


Рисунок 21. Архитектура нейронных сетей для классификации

Нейронная сеть со сжатием представляет собой композицию из входа, выхода и скрытых слоёв. При этом скрытые слои постепенно сужаются, создавая бутылочное горлышко для данных. На выходе размер фильтра уже больше. После прохождения такой сети данные сжимаются. [14]

В рамках модели в работе предлагается использовать несложную модель с входным и выходными слоями, а также 5 скрытыми слоями архитектуры encoder-decoder.

При решении задачи классификации требуется использовать соответствующие метрики ошибки. Для данной задачи предлагается использовать стандартную кросс энтропию по категориям, которые представляют собой разные причины. Формула и вид работы данной функции ошибки представлена ниже на рисунке 23

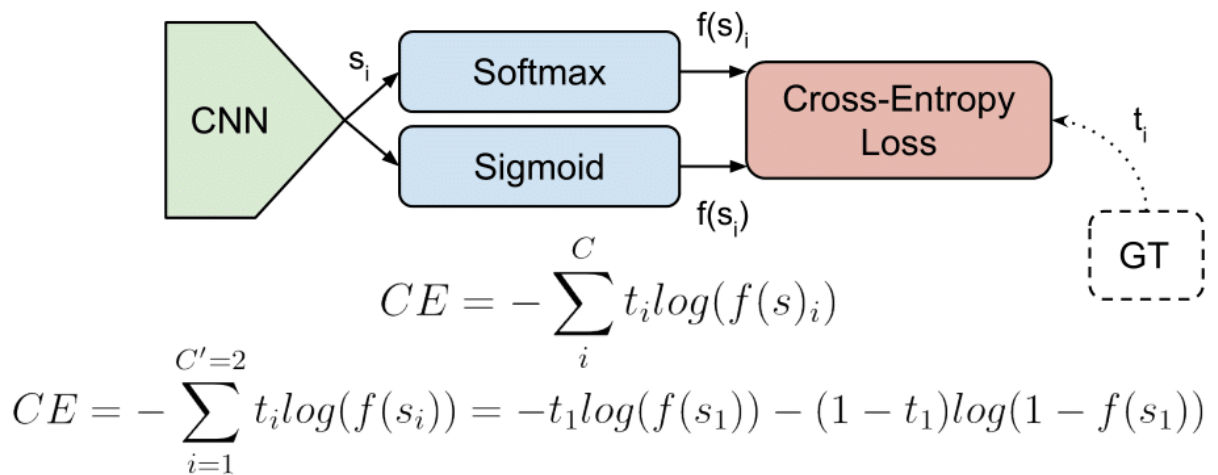


Рисунок 23. Функция categorical cross-entropy

Использование данных напрямую без учёта динамики даёт достаточно низкий результат с точки зрения точности, особенно на валидационной выборке, где совокупная точность составляет порядка 0.5, но со временем падает из-за переобучения модели, что можно видеть на рисунке 24

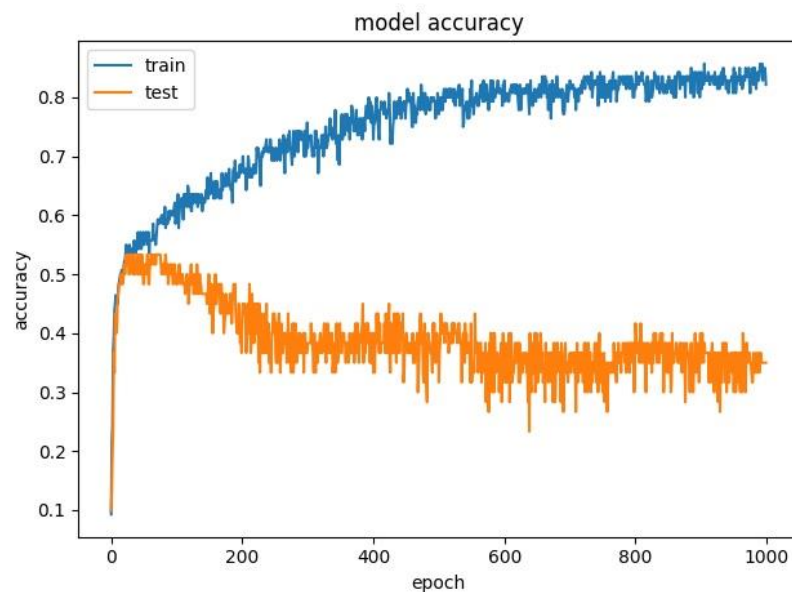


Рисунок 24. Точность на обучающей и валидационной выборках в модели

С точки зрения сути процесса поиска отклонений – нужна некая исходная точка, после выполнения сравнения с которой, можно судить о наличии отклонений и соответственно причине отклонений.

В связи с этим необходимо учесть динамику значений, на основе которых производится анализ. В данном случае предлагается брать в качестве

признака не только текущее значение показателя, но и 1 лаг значений за текущий день. Таким образом на вход в модель подаётся 6 признаков, на выход 15.

Из менее приятного – существует вероятность существования не только одной причины, а группы причин на один случай.при этом признаки возникновения некоторых причин достаточно близки друг к другу, что создаёт сложности в определении единственно верной причины. Такая ситуация могла привести к переобучению модели и более низкому уровню обучения. Для борьбы с переобучением было предложено использовать метрику, учитывающие 2 наиболее вероятные причины после проведённого расчёта. Это позволяет оператору экспертным методом заключить истинную причину отклонений, с учётом дополнительных обстоятельств и особенностей, которые не могут быть корректно формализованы в рамках модели нейронных сетей.

Всего было прогнано через модель 2 месторождения, одно использовалось также для обучения, одно только как валидационная выборка.



Рисунок 25. Валидация нейронной сети на новом месторождении

На рисунке 26 указана точность для выбора одной причины. В целом точность при выборе одной главной причины составила 0,78, точность при выборе двух причин составила 0,81. Возможно в дальнейшем точность будет повышаться, пока она находится на границе применимости.

2.3. Определение пересыпания ствола скважины

Для рассмотрения гипотезы поведения показателей скважины были выбраны месторождения Вырандинское, Суронское, Вынососовское и Нивонское. Были выгружены данные за два года. Были выбраны параметры: КВЧ, дебит по жидкости среднесуточный, забойное давление от Нд, от Рпр, расчётное забойное давление. Большой интерес представляют КВЧ и дебит.

Было сделано предположение, что при пересыпании скважин песок начинает скапливаться около фильтра на насосно-компрессорной трубе, при этом самые мелкие его фракции проникают через фильтр вместе с флюидом в трубу. По концентрации механических примесей (коэффициент взвешенных частиц) предполагается возможность выявления пересыпания ствола скважины. При этом необязательно наличие фильтра в скважине, при пересыпании ствола будут забиваться каналы, проводящие жидкость из пласта к забою, и дебит должен снижаться. [2] Эта причина относится к кольматации, то есть выявляется по коэффициенту продуктивности скважины и по дебиту. Дебит скважины при снижении проницаемости призабойной зоны пласта понижается, поэтому падает коэффициент продуктивности скважины. Это можно вывести из формулы Дюпюи, приведённой в главе 1 (формула 1). Поэтому наша задача сводится к выявлению максимумов показателя КВЧ, проверке тенденции показателя к росту и проверке дебита скважины – соответствует ли повышению КВЧ падение дебита. [1]

Для анализа были взяты выборки данных, содержащие КВЧ, дебит по жидкости среднесуточный, забойное давление. Забойное давление было выбрано с вариантом расчёта относительно динамического уровня жидкости в скважине за счёт большего количества замеров. Выгрузка данных ведётся поскважинно с последовательным переходом от ранней даты к поздней. Часто данные по КВЧ есть не на каждый день, по забойному давлению то же самое. Пороговым значением для отбора было выбрано значение КВЧ 300 мг/л.[11] Все данные ниже этого значения отсеиваются. Нами был введён коэффициент А линии тренда КВЧ за весь отобранный период. Представляет собой

коэффициент наклона линии тренда. Функция для линии тренда выбрана линейная для упрощения работы. Если A отрицателен, то КВЧ снижается. Нам подходят скважины с A больше нуля, требуются скважины с нарастанием КВЧ. При этом дебит должен упасть. Выбираем период с начала до момента максимума КВЧ, поскольку дебит после максимального значения нас не интересует. По аналогии рассчитываем коэффициент A для функции тренда дебита до даты максимума КВЧ, берём отрицательные значения – дебит падает. По аналогии с расчётом коэффициента A для дебита был рассчитан коэффициент A для забойного давления, но только для месторождений Нивонское, Сурунское и Вынососовское. Иллюстрация данного алгоритма на рисунке 26.

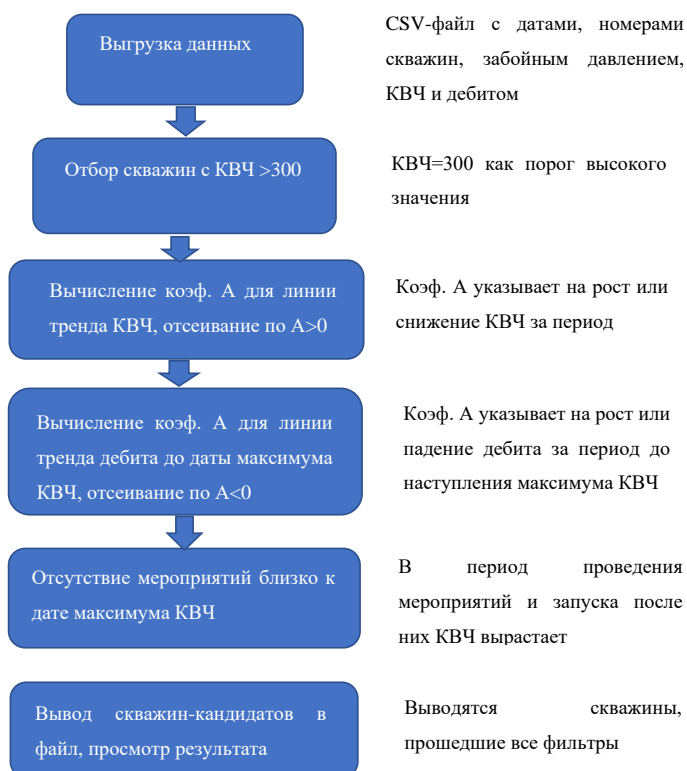


Рисунок 26. План-схема работы

По итогам работы были отобраны скважины с повышенным КВЧ, проверены на снижение дебита и проведена проверка правильности отбора скважин-кандидатов.

Для Вырандинского месторождения на этом отбор был завершён и была произведена проверка гипотезы по данным с ШТР. По результатам проверки из 61 отобранной скважины точно подошли 8 (скважина-кандидат), 9 условно подошли (скважина-полукандидат), 35 не подошли из-за проводимых на скважине мероприятий, вызвавших повышение КВЧ, остальные по большей части не подошли из-за ВНР и НУР.

Было решено при обработке данных исключить скважины с мероприятиями. При проведении мероприятия скважины выводятся в простой, при её запуске после мероприятия песок на забое начинает активно смешиваться с жидкостью и сильно завышает КВЧ. При этом такое повышение временное и после выхода на режим работы КВЧ снижается до адекватных значений. Также возможно влияние состава раствора глушения на КВЧ после запуска, поэтому стоит дождаться полного удаления раствора с забоя после запуска скважины. Скважины с повышением КВЧ после мероприятия составили большую долю от итогового результата по месторождению Вырандинское. Мероприятие должно было попадать во временные рамки ± 5 дней относительно момента повышения КВЧ до максимума. При отсутствии на скважине мероприятий в этот период она проходит.

Улучшенный отбор был проверен на Суронском месторождении. Из 25 полученных скважин 8 со сменой ЭЦН. Это не ошибка алгоритма, в исходном файле данных по мероприятиям на этих скважинах отсутствовали. 5 скважин подошли (кандидаты), 4 условно подошли (полукандидаты), 5 не прошли из-за ВНР. У остальных снижение дебита отсутствовало, колебания показателей.

Также были проверены месторождения Вынососское и Нивонское. Для Вынососского месторождения: отобрано 57 скважин, 12 подошло, 10 условно подошли (полукандидаты), 15 – смена ЭЦН, остальные – ВНР, колебания либо другие мероприятия. Для Нивонского: 26 скважин всего, 11 подходит, 2 условно подходит, 8 смена ЭЦН, 1 ВНР, 2 ввода нового ствола, 2 нестабильные по уровню добычи.

Ниже на рисунках предоставлены типовые графики для прошедших отбор скважин.



Рисунок 27. Скважина 1925 Суровского месторождения

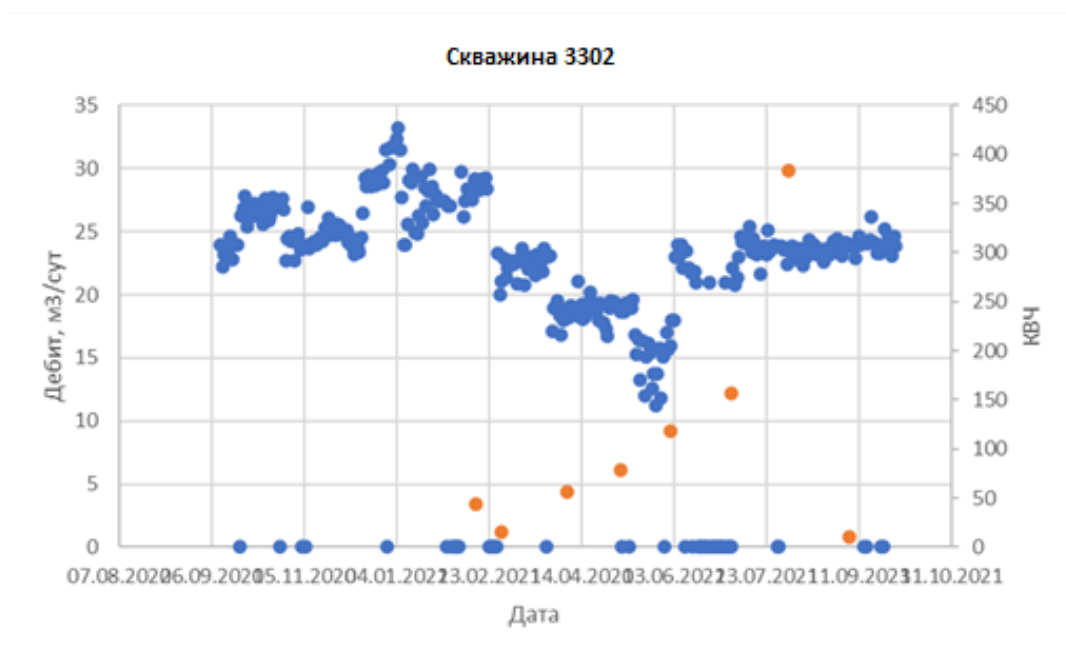


Рисунок 28. Скважина 3302 Вырандинского месторождения.

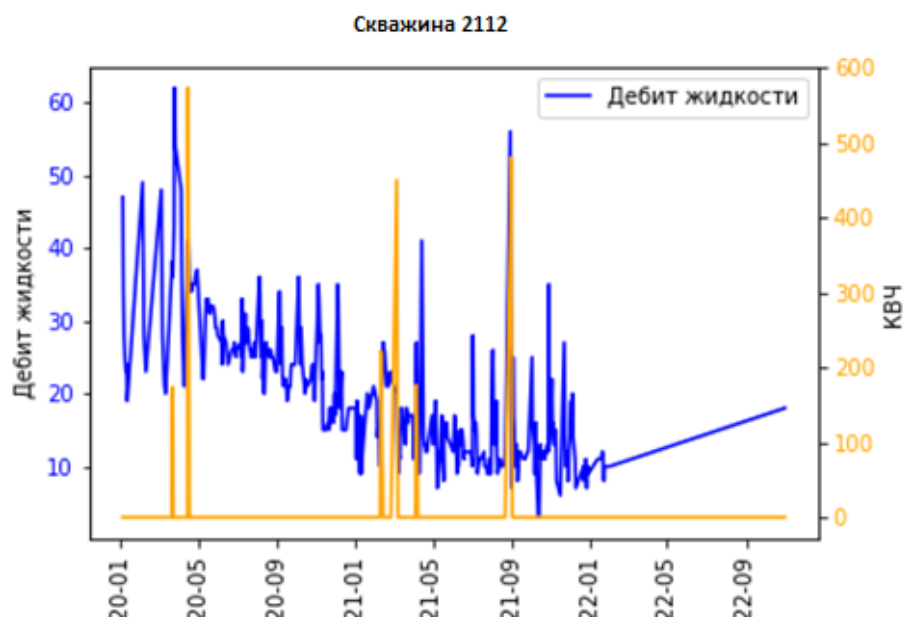


Рисунок 29. Скважина 2112 Выносковского месторождения.

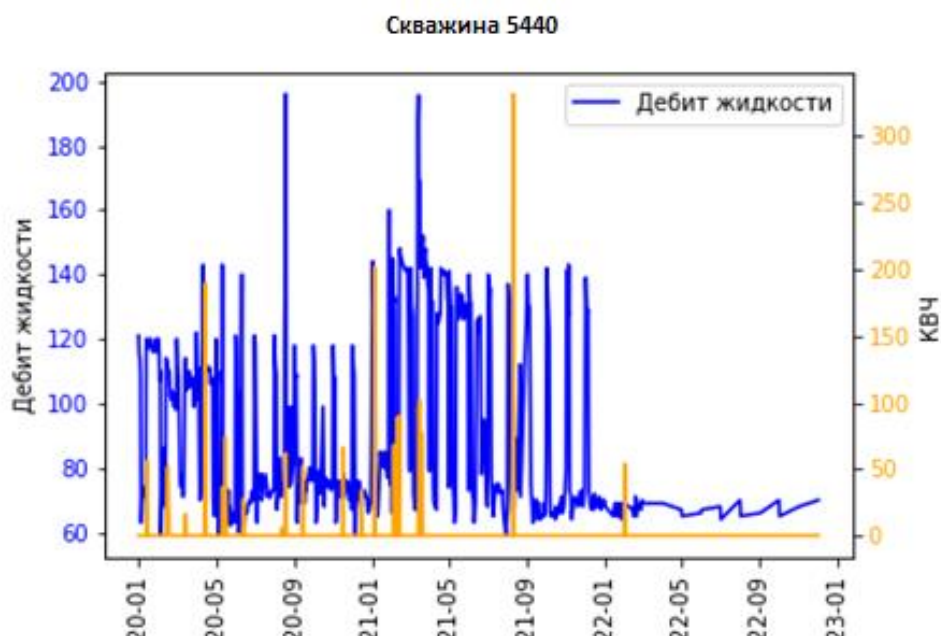


Рисунок 30. Скважина 5440 Ниворского месторождения.

Выгрузка была выполнена из ГРАДа, обработка в python (Jupyter notebook).

Итогом работы стали 36 скважин с подтверждением гипотезы, 25 условно подошедших (из-за малой скорости снижения дебита). Также замечено, что при проведении мероприятий с остановкой скважины (вроде смены ЭЦН) КВЧ повышается, также КВЧ повышается при запуске скважины

после остановки. В отдельных случаях снижение дебита это неравномерность работы скважины с минимальной разницей в значениях до и после. При удалении скважин с мероприятиями и ВНР, а также выставлении минимальной скорости снижения дебита в фильтр-программу, можно добиться хороших показателей выявления пересыпания ствола скважины. Также стоит отметить то, что база данных по мероприятиям оказалась неверной. Очень часто оказывалось, что скважина с повышенным КВЧ была введена после мероприятия, которого не оказалось в базе данных. Выявлялось это только в ходе проверки экспертом. Стоит более критично отнестись к выбранной базе данных по мероприятиям для исключения необходимости ручной проверки данных. По итогу работы можно заявить, что срок снижения дебита при начале пересыпания ствола скважины может составлять до 3 месяцев. Коэффициент А по дебиту жидкости можно брать ниже $-0,0015$ для гарантированного выявления.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы была рассмотрена классификация отклонений в добыче нефти, применяемая в производстве. По итогу рассмотрения данного классификатора было признано возможным определение общих причин по малому набору данных, включающему дебит, давления забойное, пластовое, линейное, буферное, затрубное, обводнённость, коэффициент продуктивности скважин. Детализировать причины отклонений возможно при наличии гораздо большей информации. Дополнительная информация часто собирается не в автоматизированном виде и не каждый день, что усложняет работу по уточнению причин отклонений. К тому же часть причин определяются экспертным методом.

На основе классификатора отклонений был создан алгоритм в среде Python, позволяющий определить большое количество общих причин по выгрузке данных за определённый период. В число причин вошли как геологические, так технологические и технические. Охватить причины, для которых нужны экспертные данные, не получилось.

Также была рассмотрена возможность определения отклонений и их причин с помощью методов машинного обучения. Было рассмотрено 3 модели. Модель, основанная на экспертных данных, может давать ошибочные данные из-за обучения на основе выставленных человеком причин (возможность ошибки эксперта). Часть выставленных причин встречалась достаточно редко для возможности обучения по ним, поэтому в итоговом виде хорошо определяются такие причины, как НУР и некорректный предыдущий замер. При «слепом» поиске с агломеративной кластеризацией данных было построено 8 кластеров, из них один это нормальная работа скважины, один – смесь причин. Остальные затрагивают даже некоторые детальные причины по примерно тому же набору данных, что позволяет использовать данную модель в производстве. Третья модель была обучена на результате анализа по классификатору отклонений. При проверке двух месторождений найдено 5829 и 15620 отклонений, все достаточно хорошо определяются. Точность по одной

причине составила 0,78, по двум причинам 0,81. Это достаточно близкий результат.

Также было проведено исследование по возможности выявления пересыпания ствола скважины по косвенным данным.

Предлагается использовать не каждую модель по отдельности, а их ансамбль. Первичная проверка с помощью алгоритма, основанного на классификаторе отклонений, далее проверки данных с помощью экспертной модели для выявления лучше всего определяемых причин, и финальная проверка по наиболее удачным кластерам агломеративной кластеризации.

В дальнейшем предлагается развивать определение и классификацию отклонений в направлении определения детальных причин отклонений с большой точностью и выявления причин, ранее не попавших в модели.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта - М.: «Недра», 1971 - 312 стр.
2. Ермилов О.М., Ремизов В.В., Ширковский Л.И., Чугунов Л.С. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа. М.: Наука, 1996. 541 с.
3. Желтов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. — М.: Недра, 1986. 332 с.
4. Каспарьянц К.С. Проектирование обустройства нефтяных месторождений. - Самара: ПО "Самвен", 1994.- 415 с.
5. Крец В.Г., Шадрина А.В. Основы нефтегазового дела. Учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 200 с.
6. Минханов, И. Ф., Долгих С. А., Варфоломеев М. А., Разработка нефтяных и газовых месторождений: учеб. пособие для вузов – Казань: Казанский федеральный университет., 2019. – 96с.
7. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. — М: М71 ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. — 816 с.
8. Назарова Л.Н. Разработка нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011 – 157 стр.
9. Юшков И.Р., Хижняк Г.П., Илюшин П.Ю.. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений : учеб.-метод. пособие. – Пермь : Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2013. – 177 с.
10. Долгов С.В., Гасумов Р.А., Липчанская Т.А. и др. Глинокислотные обработки слабосцементированных коллекторов: результаты и перспективы // Проблемы эксплуатации и капитального ремонта скважин на месторождениях и ПХГ : сб. науч. тр. СевКавНИПИгаз. Вып. 41. Ставрополь, 2004. С. 85 - 94.

11. Крезуб А.П., Яковенко В.И. Изменение проницаемости коллекторов в призабойной зоне пласта при заканчивании скважин // Нефтяное хозяйство. 1986. № 11. С. 44 - 46.
12. Abirami K., Mayilvahanan P. Performance Analysis of K-Means and Bisecting K-Means Algorithms in Weblog Data // International Journal of Emerging Technologies in Engineering Research (IJETER), - 2016, Vol. 4 – P. 119 -124.
13. Jian Di, Xinyue Gou. Bisecting K-means Algorithm Based on K-valued Selfdetermining and Clustering Center Optimization // Journal of Computers, - 2018, Vol.13 – P. 588 – 595.
14. Кластеризация // scikit - learn URL: <https://scikit-learn.org/stable/modules/clustering.html#hierarchical-clustering> (дата обращения: 01.06.2022).
15. How UMAP works // UMAP URL: https://umap-learn.readthedocs.io/en/latest/how_umap_works.html#topological-data-analysis-and-simplicial-complexes (дата обращения: 01.06.2022).
- 16.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1. КЛАССИФИКАТОР ПРИЧИН ОТКЛОНЕНИЙ

Таблица 1. Классификатор отклонений в добыче

	Общая причина	Класс причины	Qж		Рзаб		Кпр		Обв	
			↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑	↓
Геологические причины	НУР	НУР	-1	1	-1	1	0	0	0	0
Геологические причины	Сниж Рпл	Ограничение закачки для снижения компенсации	0	1	0	1	0	0	0	0
Геологические причины	Сниж Рпл	Недокомпенсация по ячейкам	0	1	0	1	0	0	0	0
Геологические причины	Сниж Рпл	Ограничение закачки под ГТМ на скв. окруж.	0	1	0	1	0	0	0	0
Геологические причины	Сниж Рпл	Ограничение закачки под ВСР на скв. окруж.	0	1	0	1	0	0	0	0
Геологические причины	Сниж Рпл	Несформированная система ППД	0	1	0	1	0	0	0	0
Геологические причины	Сниж Рпл	Естественное снижение Рпл	0	1	0	0	0	0	0	0
Геологические причины	Сниж Рпл	Интерференция после МУН на скв. окруж.	0	1	0	1	0	0	0	0
Геологические причины	Сниж Рпл	Интерференция после ГТМ на скв. окруж.	0	1	0	1	0	0	0	0
Геологические причины	Рост Рпл	Увеличение закачки	1	0	1	0	0	0	0	0
Геологические причины	Рост Рпл	Перевод в ППД (т.ч. ввод новой)	1	0	1	0	0	0	0	0
Геологические причины	Рост обвод.	прорыв ФНВ	1	-1	0	0	0	0	1	-1
Геологические причины	Рост обвод.	Рост %H2O по выработке запасов	0	0	0	0	0	0	1	-1
Геологические причины	Рост обвод.	Подтягивание пластовой воды	0	0	0	0	0	0	1	-1
Геологические причины	Сниж обвод.	Изменение режима работы окружения ППД	0	0	0	0	0	0	-1	1
Геологические причины	Сниж обвод.	Выход на режим после ГТМ/ТРС	0	0	0	0	0	0	-1	1
Геологические причины	Сниж Кпрод	Кольматация ПЗП	-1	1	0	0	-1	1	0	0
Геологические причины	Сниж Кпрод	Пересыпание ствола скважины	-1	1	0	0	-1	1	0	0
Геологические причины	Рост Кпрод	Обработка ПЗП	0	1	0	0	1	-1	0	0
Геологические причины	Рост Кпрод	Очистка ПЗП после ГРП или ОПЗ	0	1	0	0	1	-1	0	0
Геологические причины	Циклика окружения	Влияние циклического заводнения скв окруж	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 1. Классификатор отклонений в добыче (продолжение)

Технологические причины	Рост производ-ти ЭПО	Восстанов. Производ-сти ЭЦН после мероп	1	-1	-1	1	0	0	0	0
Технологические причины	Сниж производ-ти ЭПО	Засорение ЭЦН мех. Примесями	-1	1	1	-1	0	0	0	0
Технологические причины	Сниж производ-ти ЭПО	Отложение солей на рабочих органах	-1	1	1	-1	0	0	0	0
Технологические причины	Сниж производ-ти ЭПО	Отложения парафина	-1	1	1	-1	0	0	0	0
Технологические причины	Сниж производ-ти ЭПО	Некорректный подбор оборудования	0	0	0	0	0	0	0	0
Технологические причины	Сниж производ-ти ЭПО	Износ ЭЦН	-1	1	1	-1	0	0	0	0
Технологические причины	Проявление осложнений	Скопление газа под пакером	-1	1	0	0	0	0	0	0
Технологические причины	Проявление осложнений	Скапливание воды на забое	-1	1	0	0	-1	1	0	0
Технологические причины	Проявление осложнений	Гидратная пробка в затрубном пространстве	0	1	1	-1	0	0	0	0
Технологические причины	Проявление осложнений	Отложение АСПО в НКТ	0	1	0	0	0	0	0	0
Технологические причины	Период фонтан по затруб	Периодический фонтан по затруб	-1	1	1	-1	0	0	0	0
Технологические причины	Подземное оборуд ГЛ	Некорректная работа газлифтных клапанов	-1	1	1	-1	0	0	0	0
Технологические причины	Подземное оборуд ГЛ	Изменение/недостаточность ресурсов газлифтного газа	-1	1	1	-1	0	0	0	0
Технологические причины	Оборуд ГЛ	Гидрат на регулир.дросселе ГЛ	-1	1	0	0	0	0	0	0
Технологические причины		Увеличение расхода ГГ	1	-1	0	0	0	0	0	0

Таблица 1. Классификатор отклонений в добыче (продолжение)

Технологические причины		Снижение расхода ГГ	-1	1	0	0	0	0	0	0	0
Технологические причины	Ограничение штуцером	Ограничение штуцером	-1	1	0	0	0	0	0	0	0
Технологические причины	Разжатие штуцера	Разжатие штуцера	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0
Технологические причины	Рост Рлин	Рост Рлин	-1	1	0	0	0	0	0	0	0
Технологические причины	Снижение Рлин	Снижение Рлин	1	-1	0	0	0	0	0	0	0
Технологические причины	Увеличение частоты	Увеличение частоты ПЭД	1	-1	0	0	0	0	0	0	0
Технологические причины	Изменение частоты	Снижение частоты ПЭД	-1	1	0	0	0	0	0	0	0
Технологические причины	Изменение частоты	Снижения частоты вследствие высокого УРЭ	-1	1	0	0	0	0	0	0	0
Технологические причины	Изменение частоты	Снижения частоты вследствие подклинок	-1	1	0	0	0	0	0	0	0
Технологические причины	Изменение частоты	Снижения частоты вследствие роста обводненности	-1	1	0	0	0	0	0	0	0
Технологические причины	Изменение планового режима	Корректировка ПКВ режима	-1	1	1	-1	0	0	0	0	0
Технологические причины	Изменение планового режима	ВНР по программе	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Технические причины	ПКВ режим	Нестабильные показания в ПКВ	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Технические причины	Подземное оборуд	Негерметичность НКТ	-1	1	1	-1	0	0	0	0	0
Технические причины	Подземное оборуд	Негерметичен обратный клапан	-1	1	1	-1	0	0	0	0	0
Технические причины	Подземное оборуд	Негерметичность пакерной системы	1	0	1	-1	0	0	1	-1	-1
Технические причины	Негермет Э.К. или ЗКЦ	Негерметичность Э.К.	1	-1	1	-1	0	0	1	-1	-1
Технические причины	Негермет Э.К. или ЗКЦ	ЗКЦ	1	-1	1	-1	0	0	1	-1	-1

Таблица 1. Классификатор отклонений в добыче (продолжение)

Технические причины	Наземное оборуд инфра	Замороженный коллектор ФА-АГЗУ	-1	1	1	-1	0	0	0	0
Технические причины	Наземное оборуд инфра	Замороженный обратный клапан ФА	0	0	0	0	0	0	0	0
Технические причины	Наземное оборуд инфра	Негерметичность обратного клапана ФА	0	1	1	0	0	0	0	0
Технические причины	Наземное оборуд инфра	Засорение штуцера ФА	0	1	1	0	0	0	0	0
Технические причины	Наземное оборуд	Нестабильное энергоснабжение	0	1	0	0	0	0	0	0
Технические причины	Наземное оборуд	Ограничение отбора жидкости из-за отсутствия мощностей	0	1	0	0	0	0	0	0
Технические причины	Наземное электрооборуд	Сбой программы (АПВ, ПКВ)	0	0	0	0	0	0	0	0
Технические причины	Наземное электрооборуд	Сбой частотного преобразователя	0	0	0	0	0	0	0	0
Технические причины	Некорректный пред замер	Корректировка дебита после ремонта АГЗУ	0	0	0	0	0	0	0	0
Технические причины	Некорректный пред замер	Выявление индивид. дебита после пер. скв. в свой коллектор	0	0	0	0	0	0	0	0
Технические причины	Некорректный пред замер	Коррек. дебита после замера передвижной/этал. ЗУ/ГИС	0	0	0	0	0	0	0	0
Технические причины	Некорректный пред замер	Нерабочий пробоотборник	0	0	0	0	0	0	0	0
Технические причины	Некорректный пред замер	Корректировка данных после МГС	0	0	0	0	0	0	0	0
Технические причины	Некорректный тек замер	Неисправный ТМ	1	1	1	1	1	1	1	1
Технические причины	Некорректный тек замер	Некорректный текущий замер	1	1	1	1	1	1	1	1
Технические причины	Отсутствие замера	Отсутствует автоматический замер (ГЗУ без привода ПСМ)	1	1	1	1	1	1	1	1
Технические причины	Отсутствие замера	Отсутствует подъезд к ГЗУ (кусту)	1	1	1	1	1	1	1	1
Технические причины	Отсутствие замера	Отсутствие данных из-за ревизия АГЗУ	1	1	1	1	1	1	1	1

ПРИЛОЖЕНИЕ 2. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕРКИ ВЫНОСОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Таблица 2. Результаты проверки Выносковского месторождения

ID	Ak	Aq	Ap	Имя скважины	Статус после проверки
4890040100	330.1859	-0.74189	0	401	подходит
4890060200	2.288666	-0.00405	-0.02289	602	подходит
4890100300	0.117868	-0.00536	-0.0211	1003	подходит
4890100400	0.089012	-0.00779	-0.00449	1004	подходит
4890100500	1.287094	-0.00034	-5.69E-05	1005	смена ЭЦН
4890100600	0.851364	-0.01503	-0.00455	1006	смена ЭЦН
4890100700	0.999502	-0.0089	-0.0498	1007	колебания в добыче
4890100800	0.185454	-0.03301	-0.01361	1008	смена ЭЦН
4890100900	2.718521	-0.01229	0.00451	1009	смена ЭЦН
4890101000	0.880228	-0.04185	-0.10408	1010	+-, слабо падает
4890101100	2.092966	-0.01371	0.015323	1011	подходит
4890101200	0.060723	-0.01705	0.027487	1012	авария
4890101300	0.509504	-0.00537	0.006668	1013	подходит
4890201400	0.115059	-0.00099	-0.03757	2014	смена ЭЦН
4890201500	0.387862	-0.02598	-0.01601	2015	колебания
4890211200	0.124028	-0.04015	-0.09727	2112	подходит
4890201600	0.256094	-0.03921	-0.10933	2016	после ГРП нестабильна
4890201700	0.683279	-0.01207	-0.01827	2017	авария, НУР
4890201800	0.140736	-0.01392	-0.00952	2018	+-, колебания
4890201900	2.062379	-0.01541	-0.00593	2019	+-, колебания
4890202000	0.329834	-0.01135	-0.01024	2020	подходит
4890202100	0.04266	-0.00999	-0.04973	2021	смена эцн
4890202200	3.597143	-0.00844	-0.00293	2022	+, но мало
4890202300	0.022936	-0.00523	-0.01271	2023	колебания малы
4890202400	14.28846	-0.00944	-0.00694	2024	запуск после промывки
4890202500	0.748184	-0.0098	-0.00529	2025	резкая смена уровня добычи

Таблица 2. Результаты проверки Выносковского месторождения (продолжение)

4890302600	0.218115	-0.00456	0.023574	3026	+-, очень малое падение
4890402700	0.082127	-0.00856	-0.04152	4027	смена эцн
4890402800	13.13477	-0.00848	-0.07484	4028	последствия нур, на режим скважина не вышла
4890402900	0.462156	-0.00926	-0.01465	4029	смена эцн
4890403000	1.731301	-0.00071	-0.01397	4030	ГРП
4890403100	0.960592	-0.06079	-0.03013	4031	мелкие колебания
4890403200	0.805085	-0.00359	-0.04022	4032	подходит
4890403300	0.560356	-0.00155	-0.02108	4033	подходит
4890403400	0.372416	-0.0047	-0.00509	4034	колебания
4890503500	0.61756	-0.00146	-0.02658	5035	смена эцн
4890503600	0.592083	-0.01104	-0.16662	5036	не на режиме
4890503700	0.433091	-0.00185	-0.01122	5037	подходит
4890503800	0.267275	-0.0184	-0.07623	5038	колебания незначительны
4890503900	0.712805	-0.01382	-0.00695	5039	колебания
4890504000	0.844853	-0.03212	-0.03917	5040	+-, см 3 мес
4890504100	0.617581	-0.00529	-0.0126	5041	+-, 2 мес
4890504200	0.35963	-0.02427	-0.13205	5042	+-, 3 мес
4890504300	0.301961	-0.0311	0	5043	подходит
4890504400	0.269276	-0.00141	0.060369	5044	смена эцн
4890504500	12.67991	-0.01778	-0.04188	5045	смена эцн
4890604600	10.67564	-0.00061	0.016964	6046	колебания
4890604700	0.731653	-0.00938	-0.00349	6047	ВНР
4890604800	0.998254	-0.00239	0.008391	6048	колебания
4890604900	0.684685	-0.00312	-0.00873	6049	смена эцн
4890605000	0.043259	-0.02045	-0.03333	6050	смена эцн
4890605100	8.325034	-0.00705	-0.00641	6051	колебания
4890605200	0.404746	-0.00755	-0.08347	6052	+-, 3 мес
4890605300	2.49518	-0.02577	-0.01109	6053	простой
4890805400	7.475532	-0.00227	0.024363	8054	+-, колебания и снижение долгое

ПРИЛОЖЕНИЕ 3. РЕЗУЛЬТАТ ПРОВЕРКИ НИВОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Таблица 3. Результат проверки Ниворского месторождения

ID	ak	aq	ap	Скважина	статус
700200100	0.12372	-0.04282	-0.00689	2001G	Смена ЭЦН+ НУР
700200200	744.0017	-0.01288	-0.04692	2002G	+-, резко дебит с 90 до 25
700200300	1.084117	-0.01289	-0.09693	2003G	Смена ЭЦН
700200400	0.040673	-0.02976	-0.02328	2004G	+-, 3 месяца
700200500	0.125034	-0.01916	-0.11446	2005G	Смена ЭЦН
700544000	0.130724	-0.03567	0.07394	5440	Подходит
700543000	0.711687	-0.15806	-0.2728	5430G	Ввод ствола
700543000	0.711687	-0.15806	-0.2728	5430GFB3	
700543000	0.711687	-0.15806	-0.2728	5430GFB2	
700543000	0.711687	-0.15806	-0.2728	5430GFB1	
700400600	0.312413	-0.13353	-0.01888	4006G2	Смена ЭЦН
700400700	0.275408	-0.52114	-0.02314	4007G	Смена ЭЦН
700400800	0.567838	-0.5869	-0.05812	4008G	Подходит
700400900	0.842018	-0.37079	-0.09933	4009G2	Подходит
700401100	0.842018	-0.37079	-0.09933	4011G	
700501200	3.36199	-0.05476	-0.10853	5012G	Подходит
700501300	0.082524	-0.01094	-0.00163	5013G	Нестабильный уровень добычи
700501400	0.049084	-0.00585	-0.03487	5014G	Нестабильный уровень добычи
700701500	0.398592	-0.04163	-0.01686	7015G	Смена ЭЦН
700701600	0.118105	-0.06999	-0.04537	7016G	Подходит
700701700	0.176975	-0.15354	0.036717	7017G	ВНР
700801800	0.002106	-0.01832	-0.05645	8018G2	Подходит
700801900	0.002106	-0.01832	-0.05645	8019G	
700802000	0.103082	-0.00037	-0.05005	8020G	Подходит
700802000	0.103082	-0.00037	-0.05005	8020G2	
700802100	0.271095	-0.08214	0.119772	8021G2	Подходит
700802100	0.271095	-0.08214	0.119772	8021G	
700902200	0.005382	-0.25587	-0.09354	9022G	Подходит, но шанс на выработку с переводом в ППД
700902300	0.131706	-0.06581	-0.0822	9023G	Подходит, но фонтан
700902400	0.154589	-0.13993	-0.10033	9024G	Смена ЭЦН
700902500	0.353775	-0.31666	0.360414	9025G	Подходит
700902600	0.34832	-0.14468	0.123777	9026G	Смена ЭЦН
700902700	72.8921	-3.66232	4.815204	9027G	Ввод ствола

ПРИЛОЖЕНИЕ 4. ИТОГИ ПО МЕСТОРОЖДЕНИЮ ВЫРАНДИНСКОМУ

Таблица 4. Результаты проверки Вырандинского месторождения

Скважина	Подходит/не совсем	Ак	Аq	Ар
1001	подходит	0,118	-2,226	
4002	50/50	4,883	-4,5727	
2003	50/50	0,231	0,631	
2004	Подходит	1,004	1,005	
2005	50/50	0,333	0,453	
1006	50/50	1,133	0,33	
2007	Подходит	0,0153	0,845	
3302	50/50	4,752	13,038	
2008	50/50	0,104	1,106	
2009	Подходит	0,6003	1,183	
2010	Подходит	0,234	1,372	
3011	50/50	1,067	0,931	
3012	Подходит	0,494	0,59	
4013	50/50	0,212	2,577	
6014	Подходит	0,742	1,486	
7015	50/50	0,33	1,131	
7016	50/50	0,334	1,19	
8017	Подходит	0,23	0,67	
1018	Подходит	0,0146	2,171	

ПРИЛОЖЕНИЕ 5. ИТОГИ РАБОТЫ ПО СУРОВСКОМУ МЕСТОРОЖДЕНИЮ

Таблица 5. Результаты проверки по Суровскому месторождению

Скважина	Подходит/не совсем	Ак	Аq	Ар
1001	50/50	0,286	-5,449	-0,00227
1925	Подходит	1,945	-1,334	-0,00089
1003	Подходит	0,199	-0,0739	-0,03355
2004	50/50	0,0871	-4,663	-0,02367
4005	подходит	76,33	-0,769	-0,0006
4006	подходит	0,025	-0,472	0,011091
7007	50/50	0,0123	-0,4	-0,02996
8008	50/50	0,242	-1,196	0,018995
5009	подходит	0,147	-1,718	
3010	50/50	0,0779	-0,075	-0,01009
3011	50/50	0,194	-0,0162	-0,00909
8012	подходит	0,16	-0,01561	-0,02053