

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

РГУ НЕФТИ И ГАЗА (НИУ) ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА

Факультет	<u>Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений</u>
Кафедра	<u>Разработки и эксплуатации нефтяных месторождений</u>
Направление	<u>Нефтегазовое дело</u>
Программа	<u>Эксплуатация скважин в осложненных условиях</u>

Оценка: _____ Рейтинг: _____

Подпись секретаря ГЭК:

_____	_____
(подпись)	(фамилия, имя, отчество)
_____	_____
	(дата)

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему Анализ работы скважины и скважинного оборудования с учетом
неопределенности в исходных данных для условий месторождений
Западной Сибири

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ:
Доцент, к.т.н., Хабибуллин Ринат
Альфредович

(должность, степень; фамилия, имя, отчество)

(подпись)


(дата)

ВЫПОЛНИЛ:
Студент группы **РНМ-19-05**

(номер группы)

Кобзарь Олег Сергеевич

(фамилия, имя, отчество)



(подпись)

02.06.2021

(дата)

Москва, 20 21

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

РГУ НЕФТИ И ГАЗА (НИУ) ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА

Факультет Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
Кафедра Разработки и эксплуатации нефтяных месторождений

**ЗАДАНИЕ НА ВЫПОЛНЕНИЕ
ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЫ**

ДАНО студенту Кобзарю Олегу Сергеевичу группы РНМ-19-05
(фамилия, имя, отчество в дательном падеже) (номер группы)

Тема ВКР: Анализ работы скважины и скважинного оборудования с
учетом неопределенности в исходных данных для условий
месторождений Западной Сибири

Руководитель: Хабибуллин Р.А., доцент, к.т.н.
(фамилия И.О., должность, ученая степень)

Тема ВКР, руководитель и консультант(ы) (при наличии) закреплены приказом

№ 13-у от « 14 » января 20 21 года

Закрепление изменено приказом (при наличии):

№ от « » 20 года

Раздел ВКР: Методы учета неопределенности в нефтегазовой отрасли
(наименование раздела)

Задание и исходные данные по разделу:

Рассмотреть методы учета неопределенности в исходных данных на
основе научных статей

Раздел ВКР: Методология расчета скважин и скважинного
оборудования
(наименование раздела)

Задание и исходные данные по разделу:

Проанализировать методы построения модели скважины и скважинного
оборудования.

**Раздел ВКР: Подбор ЭЦН к скважине с учетом неопределенности в
исходных данных для условий месторождений Западной
Сибири.**

(наименование раздела)

Задание и исходные данные по разделу:

Протестировать алгоритм подбора ЭЦН с учетом неопределенности для
месторождения Западной Сибири

Рекомендуемая литература:

Дроздов А. Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложнённых условиях. – 2008.

2. Статьи SPE OnePetro

3. Мищенко И. Т. Скважинная добыча нефти. – 2003.

4. _____

5. _____

Задание выдал:

(подпись руководителя)

Хабибуллин Р.А.

(фамилия, имя, отчество)

Задание принял к исполнению:



(подпись студента)

Кобзарь О.С.

(фамилия, имя, отчество)

Аннотация

Кобзарь О.С. Анализ работы скважин и скважинного оборудования с учетом неопределенности в исходных данных для условий месторождений Западной Сибири, 2021 год – 65 страниц, 3 таблицы, 46 рисунков, 8 формул. Руководитель Хабибуллин Р.А., к.т.н., доцент. Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных месторождений.

В данной работе проводится анализ работы скважины и скважинного оборудования с учетом неопределенности с использованием метода Монте-Карло. С применением вероятностного подхода предлагается методика подбора ЭЦН, количественно учитывающая риски, связанные с неточностью в исходных данных. Разработан комплексный критерий для выбора оборудования, учитывающий энергоэффективность, ожидаемую наработку на отказ и прогноз по добыче. Предлагаемый подход является универсальным, гибким и легко расширяемым. Предложенная методология и ее реализация протестирована на скважине У месторождения Западной Сибири.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	6
ГЛАВА 1. МЕТОДЫ УЧЕТА НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ	7
1.1 Постановка проблемы и различные варианты решений	7
1.2. Варианты применения метода Монте-Карло	15
ГЛАВА 2. МЕТОДОЛОГИЯ РАСЧЕТА СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	23
2.1. Моделирование работы добывающей системы	23
2.2. Оценка неопределенности работы пласта.	28
2.3. Описание алгоритма подбора ЭЦН с учетом неопределенности в исходных данных	32
ГЛАВА 3. ПОДБОР ЭЦН К СКВАЖИНЕ С УЧЕТОМ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ В ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ УСЛОВИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.	48
3.1. Общая информация о месторождении X.....	48
3.2. Подбор насосного оборудования к скважине Y	50
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	62
Список использованных источников	63

ВВЕДЕНИЕ

Процесс разработки месторождений углеводородов сопровождается большими неопределенностями и отсутствием информации о многих важных факторах, таких как полная информация о фильтрационно-емкостных свойствах пласта, степени насыщения коллектора различными флюидами и их распределения, объема начальных извлекаемых запасов, наличия разломов и трещин, степени загрязненности призабойной зоны скважины и т.д. По этой причине существуют множество вариантов предлагаемых действий и решений, например для выбора системы расстановки скважин, обустройства месторождения, выбора способов эксплуатации и конкретных режимов работы. Особенно остро проблема возникает на ранних стадиях разработки, при отсутствии данных по добыче и малом количестве исследований неопределенность в параметрах работы пласта и скважины может быть запредельно высокой одновременно с ценой последствий, при условии принятий неправильных решений в данных жестких условиях. Для оценки неопределенности могут быть использованы различные методы, такие как стохастическое моделирование, метод Монте-Карло, многовариантные расчеты и др. Вероятностные методы позволяют грамотно оценить неопределенность в исходных данных и принять более обоснованное решение. В данной работе приведены и рассмотрены различные методы оценки неопределенности и на примере задачи подбора погружного оборудования к скважине предложен и реализован алгоритм, позволяющий принимать более обоснованные решения с учетом неполноты информации в исходных данных. Алгоритм протестирован для условий месторождений Западной Сибири.

ГЛАВА 1. МЕТОДЫ УЧЕТА НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

1.1 Постановка проблемы и различные варианты решений

При управлении процессом разработки и эксплуатации нефтяных месторождений имеет место быть фактор неопределенности практически при решении любых производственных задач. Неопределенность и вероятность негативных событий особенно критична при ранних стадиях разведки и разработки месторождений и постепенно снижается, но даже на поздних стадиях разработки зрелых месторождений остается высокой. Причина неопределенности очевидна – количество получаемой информации об изучаемых объектах, особенно пласте, мало. Количество промысловых исследования ограничено прежде всего экономическим затратами – дополнительно добытая информация может просто не окупить себя и поставить основной цели добывающей компании – получение максимальной прибыли – под угрозу. При этом даже при наличии ресурсов и желания некоторые параметры системы не могут быть измерены никаким образом – например, точное распределение пористости и проницаемости между двумя соседними скважинами, находящимися на расстоянии, например, 400 м, измерить напрямую невозможно. При этом проницаемость напрямую будет влиять на показатели эффективности разработки месторождений – высокопроводящий интервал или разлом может сильно нарушить систему разработки, если предварительно она составлялась без учета данной информации. Различные методы исследований: группы геофизических исследований скважин, гидродинамические исследования и исследования на установившихся режимах позволяют получить требуемые ориентиры для принятия правильных решений, но могут непосредственно сказываться на текущей добыче. Работа скважины, несмотря на возможность установки большого количества датчиков как на устье, так и на забое скважины, также подвержена условиям неопределенности, при этом безусловно меньшей, чем

связанной с пластом. Отсутствие забойных датчиков и устьевых, полного покрытия скважин замерными установками, приводят к ситуации полного непонимания состояния работы эксплуатационного фонда скважин, и, следовательно, неправильным мероприятиям по осуществлению контроля работы скважин и скважинного оборудования, системы сбора. В задаче подбора насосного оборудования к скважине, дизайна ЭЦН, наблюдается неопределенность в будущем коэффициенте продуктивности скважины и пластовом давлении, темпов падения добычи, вызванные неопределенностями в работах по качеству заканчивания скважины, степени загрязнения призабойной зоны скважины после подземного ремонта, или работы соседних нагнетательных скважин, и текущего распределения давления в пласте. Для борьбы с неопределенностью существует множество методов и подходов. Широкое распространения получили метрики оценки правильности решений, такие как VOI – value of information – ценность информации. Многие пакеты программ, такие как Silver Decisions (Kamiński, 2021) позволяют построить дерево решений, задаваясь вероятностью и стоимостью каждого их исходов и вариантов, и выбрать наиболее выигрышный вариант. Также широко применяют различные методы анализа чувствительности, которые внедрены практически в каждое программное обеспечение, (пример: системный анализ в ПО PipeSIM, компании Schlumberger для определения дебита скважины в зависимости от частоты), многовариантные расчеты для концептуального моделирования месторождения в ЭРА:ИСКРА, компания Modeltech позволяют в условиях жесткой неопределенности определить общее направления разработки месторождения и диапазон итоговых экономических показателей. Методы Монте-Карло хорошо себя зарекомендовали при применении в задачах интерпретации ГИС, а в гидродинамических моделях распределения проницаемости можно задавать с помощью стохастических методов. Подходы, учитывающие неопределенность в исходных данных, сегодня используются все чаще и чаще, т.к. правильное решение может быть

выбрано с большей уверенностью, если использовать не только средние значения, дисперсию данных.

Рассмотрим различные проблемы, которые возникают в нефтегазовой отрасли из-за отсутствия полной информации, и некоторые пути их решения. Одной из наиболее частных неопределенностей, которые возникают на промысле, это проблема отсутствия необходимых средств измерения и мониторинга работы скважин, таких как замерные установки АГЗУ и устьевые датчики давления. Кроме того, работа данного оборудования может быть подвержена жестким условиям эксплуатации и агрессивной внешней средой, в результате которого даже при наличии замеров они могут быть неверными и/или с высокой погрешностью, которую необходимо учитывать при принятии решения. Отсюда возникают задача восстановления пропущенных значений различных показателей, в данном случае дебита, по косвенным параметрам – виртуальная расходометрия. (Krylov, 2019) Восстановленные с помощью алгоритма дебиты, используя имеющуюся инфраструктуру мониторинга, позволяют более оперативно регулировать работу скважин и скважинного оборудования, быстрее реагировать на нежелательные события по скважинам, получать качественную информацию для других модулей и продуктов, данные для других задач – таких как моделирование пласта и системы сбора. В другой работе (Volkov, 2020) авторы используют вариационный автокодировщик, особенностью которого является его вероятностная природа, т.к. данная модель глубокого обучения способная вычислять распределения данных. Распределение на выходе модели используются для оценки степени аномальности объектов, в рассматриваемом случае – дебита жидкости.

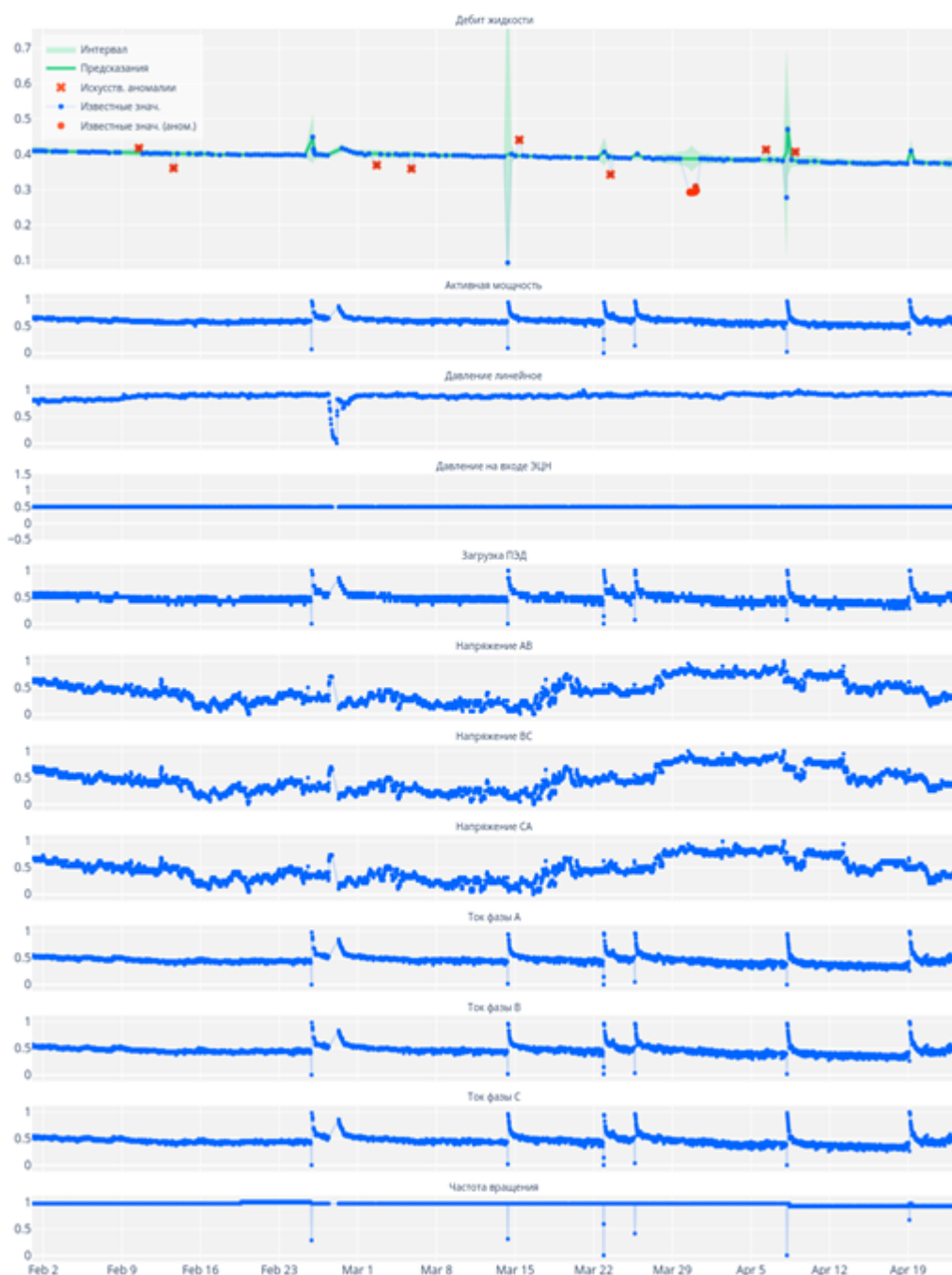


Рисунок 1 - Применение модели вариационного автокодировщика для верификации промышленных данных

В статье (Molinari, 2019) был разработан общий гибридный подход для анализа разработки всего месторождения, учитывающий PVT, свойства, модель скважины и пласта, падения давления и изменения коэффициента продуктивности. В связи с нестационарностью процессов авторы предложили использовать вероятностные подходы для оценки качества разрабатываемой модели и проверки устойчивости прогноза дебита скважин

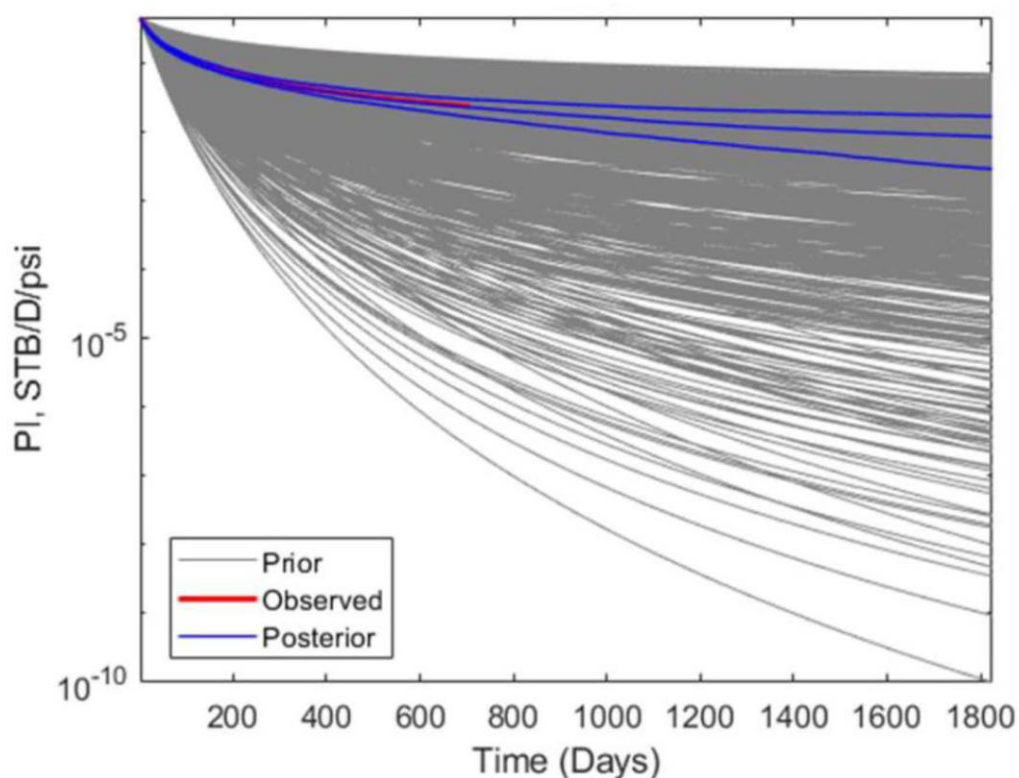


Рисунок 2 - Оценка разброса прогноза коэффициента продуктивности с течением времени по теореме Байеса

Возможность эффективного применения теоремы Байеса вместе с методом Монте-Карло по схеме цепей Маркова была показана в работе (Nazarenko M. Y., 2020) для прогнозирования добычи. В основе алгоритма были заложены характеристики вытеснения и модели кривой падения добычи по методу Арпса, которая включает в себя экспоненциальную, гиперболическую и гармоническую модели. В результате исследований был проведен ретроспективный анализ работы месторождения и осуществлен прогноз с количественным подсчетом рисков и неопределенности.

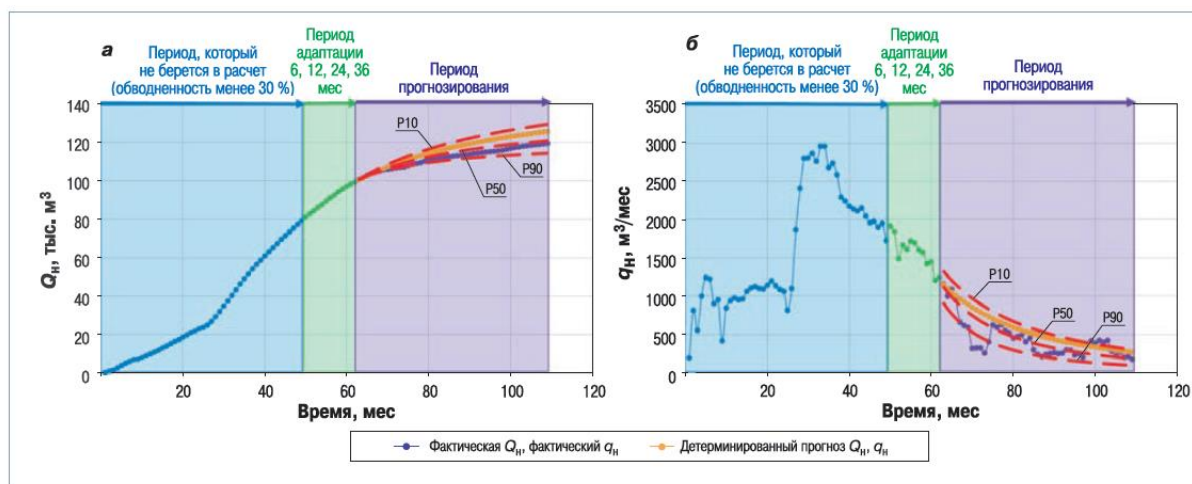


Рисунок 3 - Ретроспективный прогноз накопленной добычи (а) и дебита (б) нефти с использованием теоремы Байеса и моделирования Монте-Карло по схеме цепей Маркова с интегральными моделями характеристик вытеснения по скв. А месторождения W

В работе (Ороку D., 2020) используется квази-Монте-Карло метод для прогнозирования давления на забое скважины. Методология для определения забойного давления, предложенная авторами, заключается в последовательной выборке значений из латинского гиперкуба со распределением случайных величин, и получения весов для регрессионных моделей машинного обучения одновременно с коэффициентами для явно заданной функции пересчета забойного давления по известным данным устьевых давлений и добычи, вместе с последовательным приближением по целевым параметрам к фактически измеренным промысловым данным. Прямой подбор параметров модели позволяет получить устойчивую и простую модель, хорошо адаптированную к условиям конкретного месторождения.

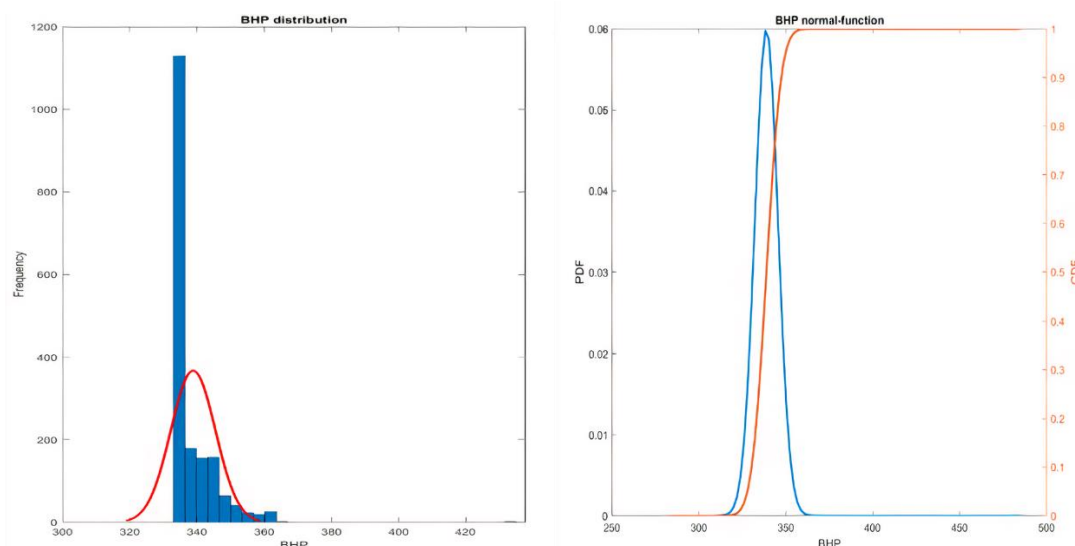


Рисунок 4 – Прогнозирование забойного давления

Классическое применение многовариативных расчетов по эффективности разработке зрелого месторождения с большим количеством сценариев и возможных действий для выбора подходов к решению задачи эффективной выработки остаточных запасов нефти описано в работе (Khisamov, 2020). Авторы предлагают использовать несколько прокси-моделей «Лазурит» объектов разработки для построения единой модели месторождения. Такой подход, вместе с использованием метода материального баланса, позволяет учитывать влияние геолого-технических мероприятий (ГТМ) на разработку месторождения, обеспечить приемлемую скорость расчетов, и следовательно, подбирать определенную расстановку ГТМ (плотность уплотняющей сетки) и строить прогнозы. При этом авторы предлагают варьировать дополнительно время проведения каждого ГТМ и их количество, а выбирать оптимальную стратегию через генерацию большого количества вариантов проведения и ранжирования по чистому дисконтированному доходу (ЧДД) и степени выработки остаточных запасов. Пример рассчитанного распределения прогнозной накопленной добычи для Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения представлено на рисунке ниже.



Рисунок 5 - Распределение прогнозной накопленной добычи нефти для 500 вариантов

Задача оптимизации работы газлифтных скважин в условиях неопределенности в обводненности добываемой продукции рассматривалась в (Chaves, 2020). Работа скважин ограничена возможностями сепараторов по обработке попутной воды, установленных на поверхности, и грамотным использованием газлифтного газа. Решение, полученное на основе стохастических процессов, вместе с моделированием работы скважины, позволило получить прирост по добыче нефти до 4,5%. В него входят как использование инфраструктуры для больших данных, так и последовательные шаги по предобработке данных, стохастического моделирования, выборки значений, моделирования с помощью многофазного симулятора потока и блока оптимизации по контролю работы скважин. Авторами для стохастического моделирования была выбрана регрессионная модель SVR (support-vector regression), позволяющая при прогнозе параметров оценить

степень уверенности в них и получить значение разброса.

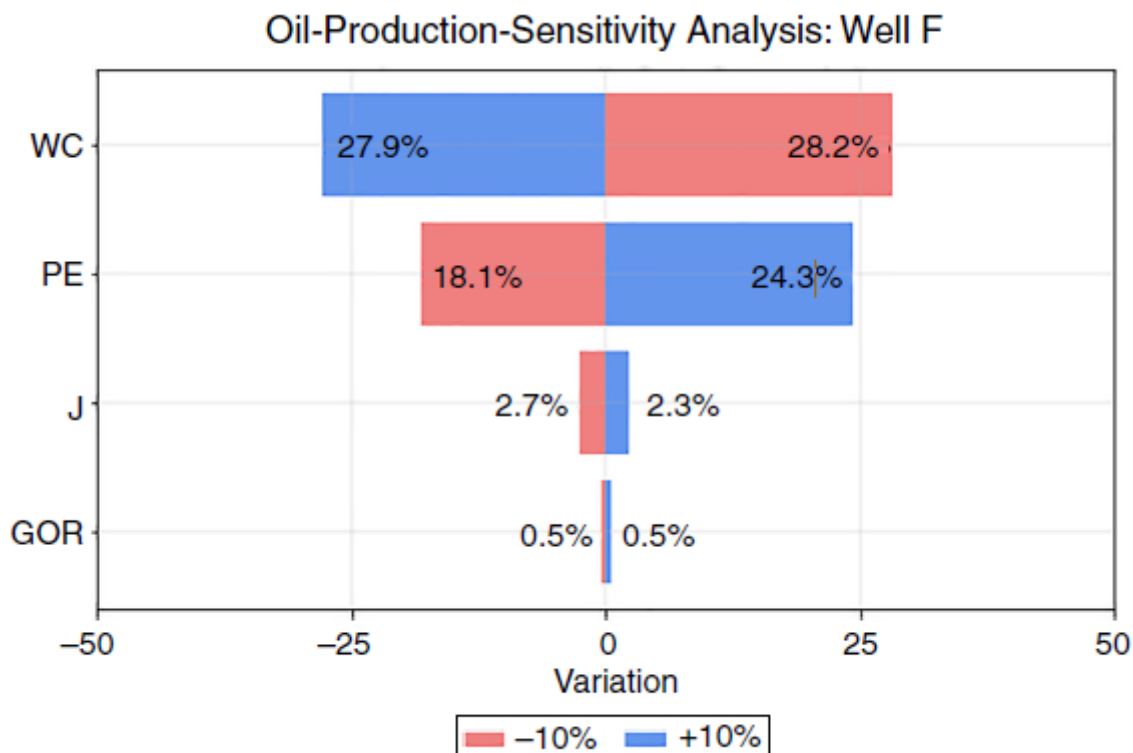


Рисунок 6 - Анализ чувствительности по дебиту нефти

Вместо моделирования вероятностных процессов с использованием метода Монте-Карло, авторы использовали выборки из латинского гиперкуба, что позволило снизить требуемое число итераций. Для описания модели скважины использовались кривые газлифта (зависимость дебита скважины от закачки газа), модель BlackOil, корреляции многофазного потока.

1.2. Варианты применения метода Монте-Карло

Метод Монте-Карло является одним из самых популярных для анализа неопределенности в исходных данных в нефтяной промышленности. Этот факт объясняется его простотой, надежностью и легкой интерпретируемостью, его также можно назвать «методом грубой силы». Метод Монте-Карло принадлежит к группе численных методов для изучения случайных процессов.

Суть метода заключается в описании какого-либо процесса математической моделью с использованием генератора случайных чисел и многократного

расчета модели. Таким образом, задав явно распределения входных параметров, можно получить вероятностное распределение искомых параметров. Аналогий использования метода Монте-Карло может быть задача об нахождении вероятности выпадения орла или решки при игре в монетки. Бросив монетку несколько тысяч раз и поделив количество выпадений орла или решки на общую сумму попыток можно с достаточной точностью определить вероятность выпадения орла – все что нужно, это провести значительное количество экспериментов. Другой пример использования: стохастический алгоритм для нахождения площади под графиком функции. Ограничив функцию прямоугольником, площадь которого известна $S_{\text{пря}}\text{м}$, случайно отметим точки внутри этого прямоугольника R , раз и посчитаем количество, которое оказалось под кривой N . Итоговая площадь под графиком функции – интеграл – при большом количестве экспериментов может быть определен с помощью следующей функции $S = S_{\text{пря}}\text{м} * \frac{R}{N}$. Существуют также другие полезные методы применения данного алгоритма, но в данной работе они затронуты не будут. Рассмотрим различные случаи применения методов Монте-Карло в случаях разработки нефтяных месторождений.

В работе (Наугольнов, 2016) было создана вероятностная модель технико-экономической оценки разработки нефтяного месторождения на режиме истощения. Для принятия качественных решений авторы выполнили вероятностную оценку запасов, профилей добычи нефти, операционных инфраструктурных затрат, запускные дебиты, а по ним – распределения технико-экономических показателей проекта. Созданный программный модуль, на языке Visual Basic for Application (VBA) позволяет оценивать распределения всех элементов, входящих в итоговый расчет ЧДД проекта, как кривые падения добычи, плотность сетки скважин, тип заканчивания, объемы извлекаемых запасов с помощью метода Монте-Карло. Авторы отмечают, что разработанный модуль позволяет наиболее полно использовать данные о месторождении и уйти от привязанности к экспертному мнению, влияния

которого велико при классическом подходе технико-экономической оценки. Для выбора оптимального решения - решения с максимальным чистым дисконтированным доходом (ЧДД) - авторы используют методы многомерной математической оптимизации – генетический алгоритм на основе дифференциальной эволюции для выбора числа скважин и длины горизонтального участка.

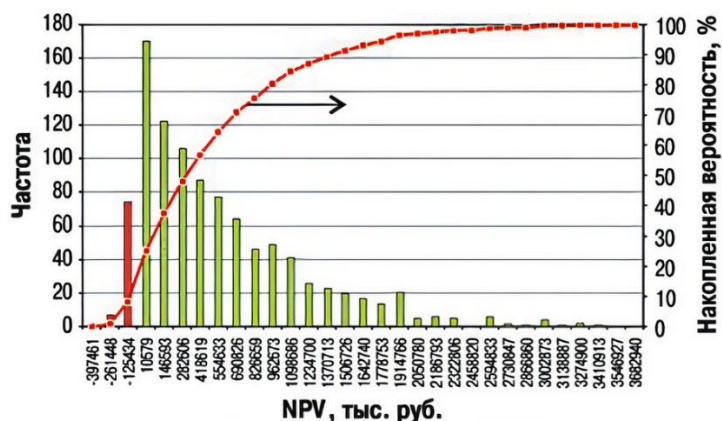


Рисунок 7 – Результаты вероятностной оценки ЧДД

Методология по учету геологической неопределенности при выборе целей бурений рассматривается в (Ситников, 2016). Авторы отмечают, что при работе с пространственными данными нужно учитывать тот факт, что массив данных представляет всего лишь выборку измерений изучаемого объекта в различных точках, число которых ограничено. Поэтому возникают задачи точного определения параметра, построения их по площади и оценки вероятности того, что значения будут больше или меньше ожидаемого. Вероятностная оценка выполняется для расчета начальных параметров работы скважин, профилей добычи нефти, геологических запасов, приходящихся на эти скважины. Для оценки запасов необходимо задать вероятностные распределения таких параметров, как пористость, нефтенасыщенность, эффективные нефтенасыщенные толщины. Для оценки дебитов новых скважин в дополнение к эффективной нефтенасыщенной толщине пласта задаются абсолютная проницаемость коллектора и начальная

водонасыщенность или обводненность. Для каждого параметра определяются свои виды распределений: нормальное для нефтенасыщенной толщины, пористости, нефтенасыщенности и обводненности, логнормальное – для проницаемости. Для сравнений дисперсий авторы предлагают использовать коэффициент вариации, который равен отношению среднеквадратичного отклонения к среднему значению параметра из выборки. Кроме того, рассмотрен вопрос ценности получаемой информации при новых исследованиях. Для оценки экономической целесообразности решений рассчитываются варианты ожидаемого денежного результата (EMV) с и без рассматриваемого исследования. (пример дерева решений для расчета представлено ниже)



Рисунок 8 - Дерево решений для оценки экономической целесообразности исследований на примере бурения куста скважин

Итоговый инструмент позволяет оценить P10, P50, P90 для начального дебита жидкости и нефти, геологические и извлекаемые запасы, профиль добычи по годам для различных вариантов начальных дебитов, экономические показатели, такие как чистый дисконтированный доход, внутреннюю норму

доходности, ожидаемый денежный результат, составить итоговый рейтинг и принять взвешенное решение.

Количественный анализ неопределенности по геологическим и добычным параметрам для циклической реализации гравитационного дренажа с использованием газа (GAGD) в гетерогенном терригенном коллекторе был проведен коллективом авторов, результаты которого описаны в (Al-Mudhafar, 2016). Оценка геологической неопределенности включает создание нескольких стохастических моделей коллектора при варьировании коэффициента горизонтальной проницаемости и анизотропии. На последующем этапе оценивалась неопределенность добычи по параметрам длительности закачки газа, добычи, депрессии и минимальном забойном давлении. После генерации большого количества геологических моделей они были ранжированы по проницаемости и анизотропии с выбором 9 реализаций P10...P90 с последующим расчетом в гидродинамическом симуляторе с использованием композиционной модели флюида и получением наиболее вероятной накопленной добычи нефти. Затем с помощью прокси-модели и метода Монте-Карло проводилась оценка неопределенности добычи по закачке газа, времени отборов и забойного давления. В итоге авторам удалось выбрать наиболее оптимальные параметры с учетом геологических факторов и неопределенности в исходных данных. Пример распределений накопленной добычи нефти от различных периодов откачке представлен на рисунке ниже.

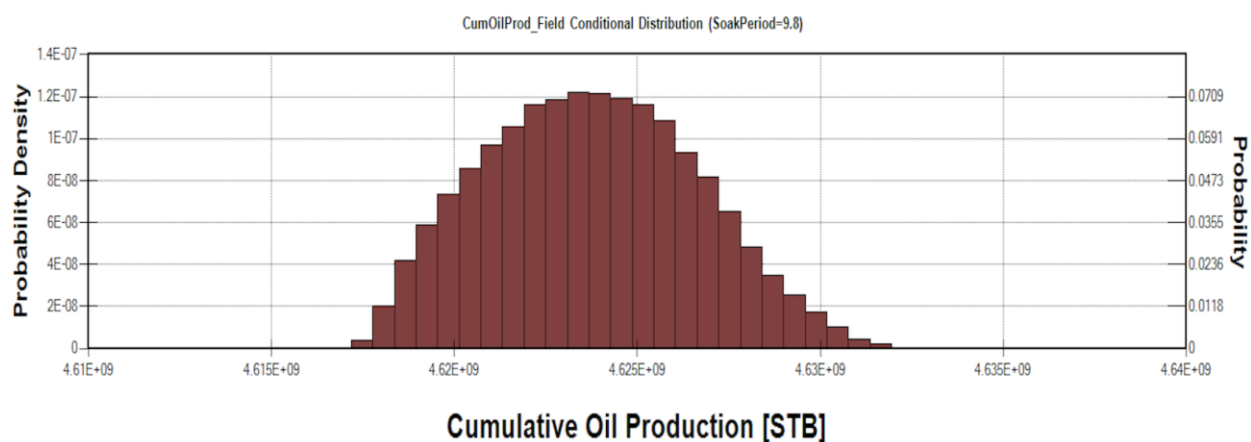
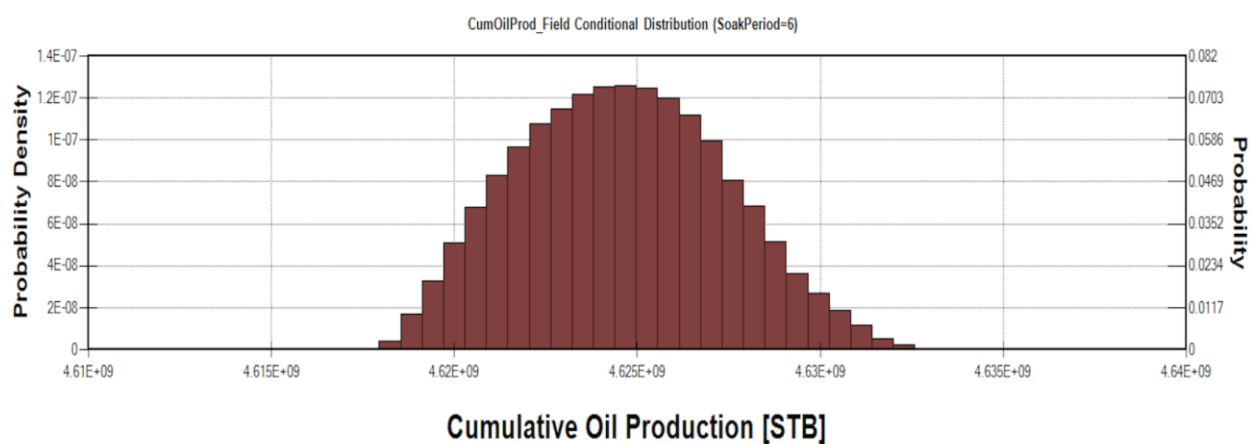
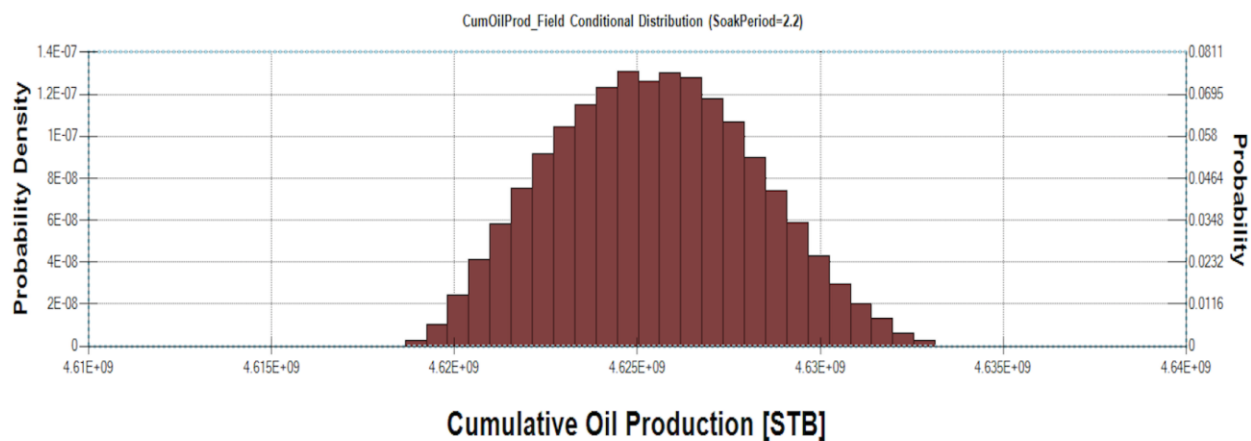


Рисунок 9 - Выбор периода работы скважины с учетом неопределенности.

Рассмотрим результаты вероятностного анализа добычи касательно выбора ЭЦН, представленные в статье (Cardona, 2016). Авторы отмечают, что задача выбора типоразмера ЭЦН весьма сложна в условиях недостатка качественной информации, резких темпов падения добычи и часто сопровождается применением инженерной интуиции. Неправильный подбор ЭЦН может привести к случаю постоянной работы в неоптимальной зоне, что

напрямую сказывается на время жизни оборудования. Для правильного подбора авторы предлагают комплексно рассматривать неопределенность в исходных параметрах, которые влияют на подбор оборудования. С помощью метода Планкета и Бурмана для факторного анализа дизайна предлагается снизить количество конфигураций параметров, которые необходимо рассмотреть. Затем после составление таблицы с параметрами для исследования, используется программное обеспечение для моделирования скважин Prosper и AutographPC для проведения узловых анализов и продвинутого расчета ЭЦН соответственно для каждой из конфигураций. Модель линейной регрессии, реализованной на языке R, используется для аппроксимации всех рассчитанных значений и получения количественной оценки важности параметров. Одним из результатов расчета является распределения дебита скважины и определение вероятностных режимов работы погружного оборудования.

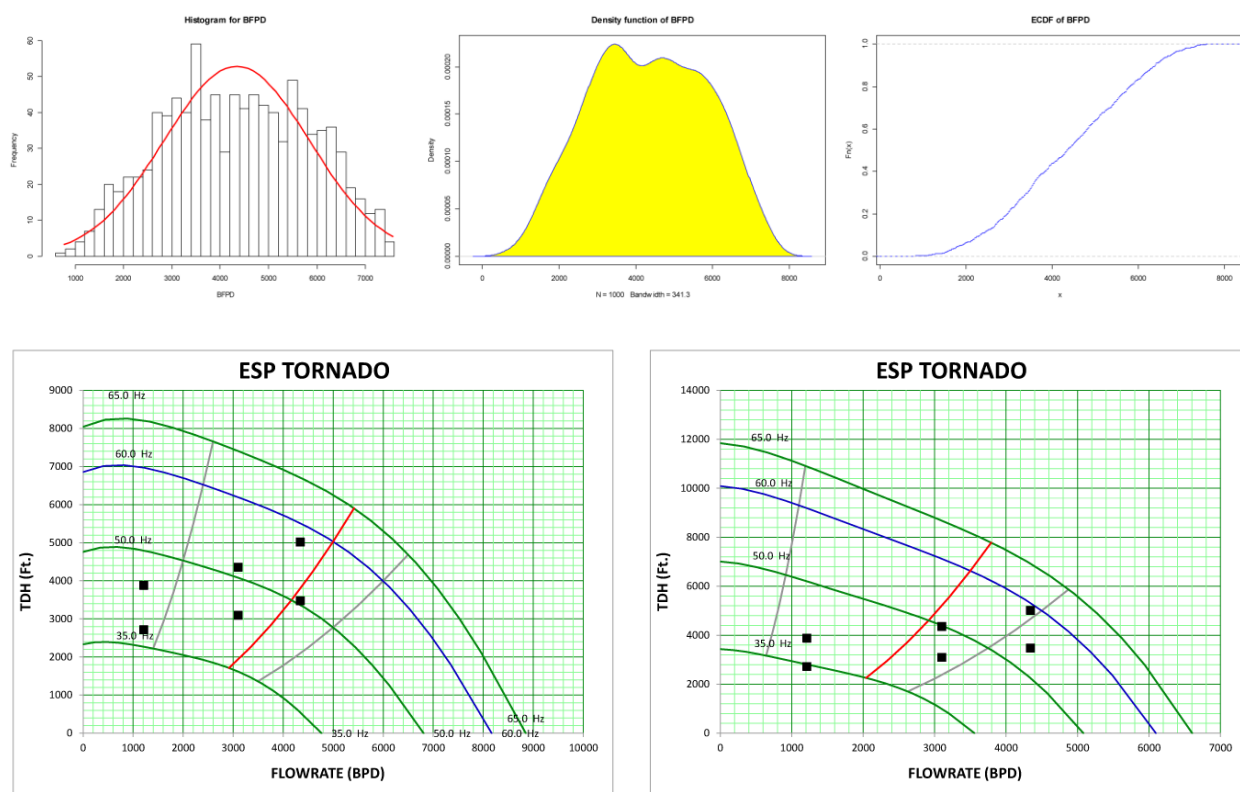


Рисунок 10 - Распределение различных возможных режимов работы скважины с рассматриваемым ЭЦН

Рассматриваемая методология подбора была успешно применена в условиях низкопроницаемых коллекторов, шельфа и скважин с высоким газовым фактором.

Подводя итог данной главы, напрашивается вывод об актуальности количественной оценки рисков с помощью различных методов, учитывающих неопределенность в исходных данных. Одним из самых популярных и надежных методов является Метод-Карло, использование которого будет описано в следующей главе.

ГЛАВА 2. МЕТОДОЛОГИЯ РАСЧЕТА СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

2.1. Моделирование работы добывающей системы

Прежде чем переходить к алгоритму подбора оборудования, рассмотрим способ расчета скважины – модели, которая лежит в основе вероятностного расчета.

Основным инструментом, ядром для моделирования работы скважины и скважинного оборудования в данной работе является расчетный модуль Unifloc VBA (Хабибуллин, 2021). Данный расчетный модуль, написанный на языке Visual Basic for Application, предназначен для проведения инженерных расчетов добывающих скважин. Отличительной особенностью данного инструмента является его открытость, т.к. возможно «заглянуть внутрь» расчетных модулей для подробного изучения предметной области и модифицировать его под свои задачи без каких-либо ограничений. Данный инструмент позволяет выполнить подробный расчет многофазного потока для любых конфигураций добывающих систем. (Дроздов, 2008) (Мищенко, 2003)

Безусловно, использование IT-инструментов не являются главной темой диссертации по направлению «Нефтегазовое дело», однако без них данный расчет был бы невозможен, поэтому перечислим их вкратце далее. Большая часть алгоритмов была написана на языке Python версии 3.9 – высокоуровневом языке программирования общего назначения с динамической типизацией. Широкая экосистема данного языка программирования позволяет решать огромный спектр задач. В данной работе были использованы библиотеки: `scipy` и `numpy` – для проведения численных расчетов по методу Монте-Карло, `shapely` – для поиска решения при узловом анализе, `matplotlib` – для визуализации, `pandas` – для работы с данными в табличном формате, `json` – для работы с json-строками с данными и конфигурациями, `numba` – для выполнения jit-компиляции и ускорения

расчетов, multiprocessing – для выполнения параллельных расчетов, а также python_api для запуска расчетных макросов UniflocVBA через python.

Рассмотрим модель скважины, используемая для проведения расчетов. В модели, при отсчете снизу-вверх, идут следующие элементы.

- Характеристика пласта описана композитной кривой Вогеля, учитывающая разгазирование нефти в призабойной зоне скважины, однофазный поток выше давления насыщения и обводненность.
- При расчете от забоя до приема погружного оборудования используются модели для описания движения многофазного потока в трубах с расчетом распределения давления (Ансари, Беггз-Брилл, Сахаров-Мохов) и модели эмиссии тепла в окружающее пространство для учета температурных эффектов
- На приеме ЭЦН моделируется сепарация газа в затрубное пространство естественная – по корреляции Маркеза. Также учитывается искусственная сепарация газосепаратора с помощью постоянного коэффициента $K_{сеп}^{гс} = 0.7$
- Расчет ЭЦН ведется с использованием напорно-расходных характеристик из БД, в которую входят насосы разных производителей. В модели ЭЦН учитываются: вредное влияние свободного газа, влияние вязкости и плотности ГЖС на работу погружного оборудования, а также нагрев проходящей газожидкостной смеси. Кроме того, учитывается возможность явления фонтанирования через насос – режим работы ЭЦН с отрицательным перепадом давления при подачах больших, чем максимальная подача данного насоса.
- После ЭЦН ведется расчет НКТ с учетом модификации свойств флюида после сепарации
- Система сбора моделируется постоянным давлением на устье скважины при отсутствии устьевого штуцера, т.е. $P_{буф} = P_{лин}$

Для решения задачи определения режима работы добывающей системы – определения значения дебита, при которой система «пласт-скважина-система» сбора согласуется, используется метод узлового анализа. Метод узлового анализа заключается в разбиении системы на отдельные элементы с определенным узлом по пути движения потока, для каждой из которых строится характеристика (зависимость давления в точке от дебита). Пересечения кривых и будет являться решением для данных условий. Преимущество метода также заключается в том, что для анализа системы удобно проводить анализ чувствительности, варьируя параметры только для одной подсистемы.

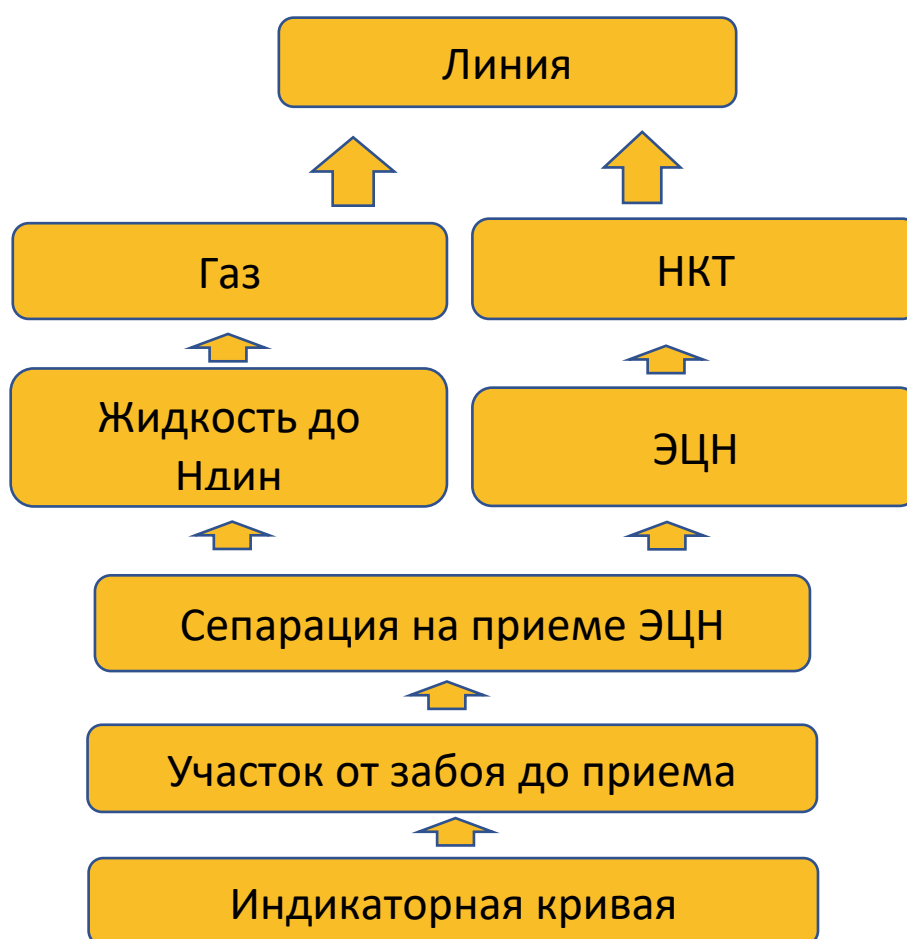


Рисунок 11 - Модель добывающей системы

Рассмотрим пример выполнения узлового анализа на выкиде ЭЦН для тестовой скважины. Скважину примем вертикальной, глубиной 2000 м, оборудованной ЭЦН, установленном на глубине 2000 м. Остальные свойства флюидов и данные о режиме работы представлены ниже в таблице.

Таблица 1 - Основные параметры для тестовой скважины

Параметр	Размерность	Значение
Относительная плотность газа	д.ед.	0,7
Плотность нефти	кг/м ³	830
Плотность воды	кг/м ³	1
Газосодержание	м ³ /м ³	100
Давление насыщения	МПа	120
Температура пласта	С	90
Глубина ВДП	м	2000
Глубина спуска ЭЦН	м	1800
Диаметр НКТ	м	0,067
Диаметр ОК	м	0,159
Дебит жидкости	м ³ /сут	75,52
Обводненность	%	20
Газовый фактор	м ³ /м ³	100
Коэффициент продуктивности	м ³ /сут/МПа	0,7
Пластовое давление на ВДП	МПа	180
Буферное давление	МПа	20
Давление на приеме	МПа	48
Забойное давление	МПа	70

Положение узловой точки выбрано с учетом того фактора, что при расчете НКТ необходимо учитывать сепарацию на приеме погружного оборудования, а также возможностью избегания нулевых давлений при определении давления на устье, т.е. давления в точке будут с высокой вероятностью положительные. Кроме того, для обеспечения точности расчета, число точек в

правой зоне кривой увеличено, по причине увеличения угла наклона кривой притока («пласт-обсадная колонна – ЭЦН»)

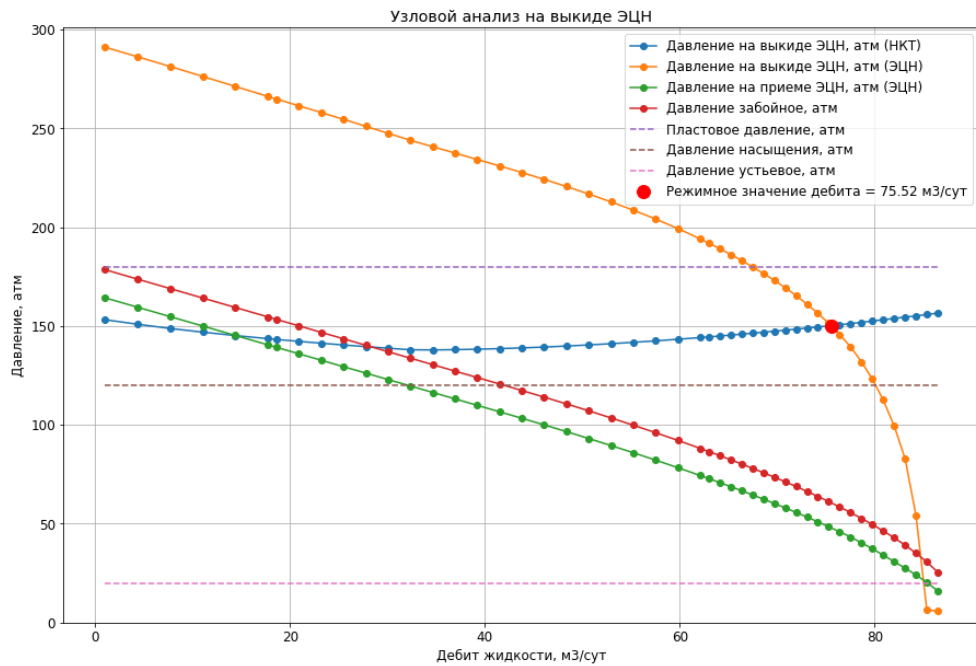


Рисунок 12 - Пример узлового анализа скважины с узлом на выходе ЭЦН

Распределение давления для данного режима работы скважины выглядит следующим образом.

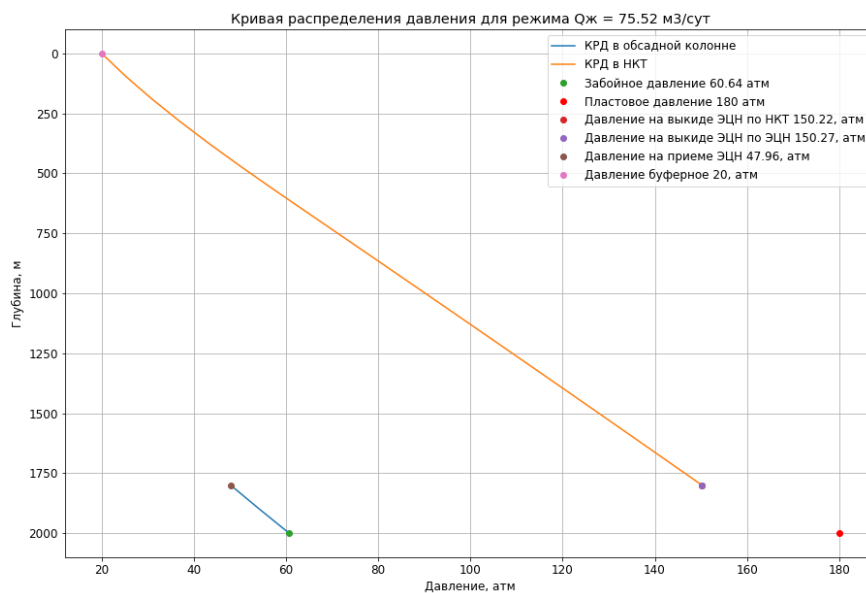


Рисунок 13 - Кривая распределения давления в скважине для данного режима работы

Кроме того, для каждой скважины можно увидеть информацию о текущей рабочей точке по НРХ с учетом всех влияющих факторов: давления и температуры на приеме, доли газа в потоке ГЖС, средний расход ГЖС через насос и вязкости.

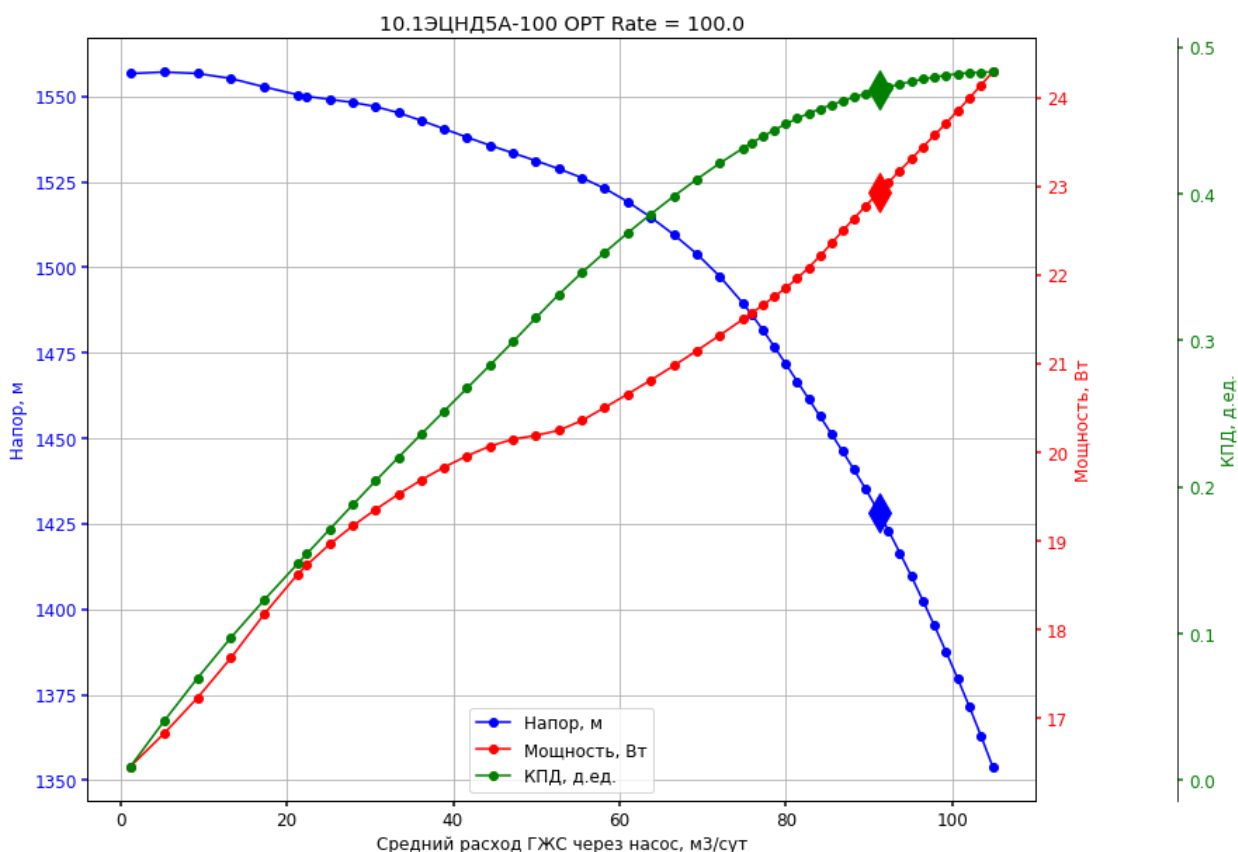


Рисунок 14 – Скорректированная напорно-расходная характеристика ЭЦН для данного режима работы (условий на приеме насоса)

Таким образом используемая в вероятностном расчете модель полно и подробно описывает работу скважины и ЭЦН и пригодна для использования в задаче по подбору погружного оборудования.

2.2. Оценка неопределенности работы пласта.

Как уже было отмечено ранее, моделирование работы пласта производится с помощью композитной индикаторной кривой с поправкой Вогеля. В изначальном виде кривая притока может выглядеть так:

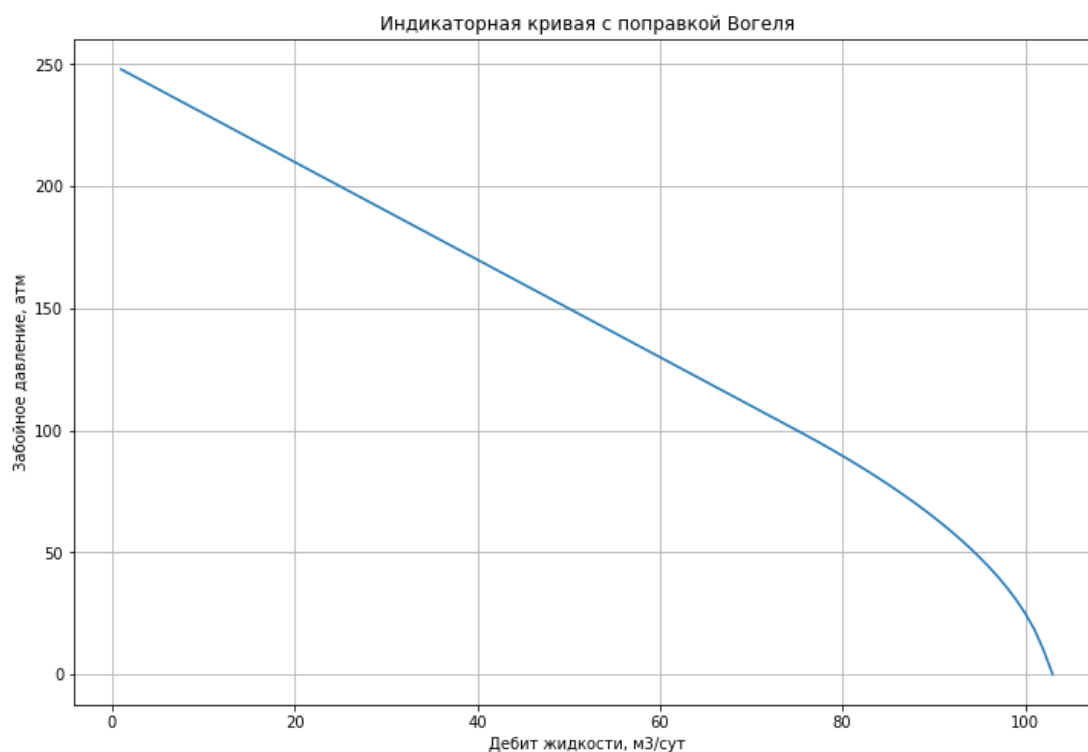


Рисунок 15 – Пример индикаторной кривой с поправкой Вогеля

Как известно, в уравнения входят параметры $Q_{\text{ж}}$, B_o , $P_{\text{пл}}$, $P_{\text{заб}}$, $P_{\text{нас}}$, $K_{\text{прод}}$. При этом, если рассматривать неопределенность в этих параметрах, то выяснится следующее:

- Неопределенность $P_{\text{заб}}$ обусловлена погрешностью забойным манометром при проведении исследований на установившемся режиме.
- $P_{\text{нас}}$ – качеством лабораторных исследований и условиями залегания в пласте
- $Q_{\text{ж}}$ и B_o – погрешностью замера АГЗУ, которые как правило в среднем составляют 5% и 10% для дебита жидкости и обводненности
- $P_{\text{пл}}$ – степенью понимания распределения давления в пласте и наличии карт-изобар, пьезометрических скважин и исследований методами КВД и пр.
- $K_{\text{прод}}$ – историей работы скважины на различных режимах при наличии данных по добыче и неопределенностью после вывода из бурения или после проведения ремонтных работ.

Как видно из анализа, наибольшей неопределенностью обладают параметры, которые редко замеряются или которые трудно оценить, а именно пластовое давление $P_{пл}$ и коэффициент продуктивности $K_{прод}$. Оценить неопределенность в этих параметров предлагается с помощью задания их с помощью нормального распределения (Валиахметова, 2019), которое описывается формулой:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{1-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2} \quad (1)$$

Где

$f(x)$ – функция плотности вероятности

σ – стандартное отклонение

μ - среднее значение

Таким образом можно оперировать не только средним значением μ , полученное, например, по результатам последних исследований, но и степенью уверенности с помощью учета разброса σ в качестве замеров, времени с момента исследования, влияние факторов, влияющую на работу пласта (загрязнение ПЗС после бурения или ремонта).

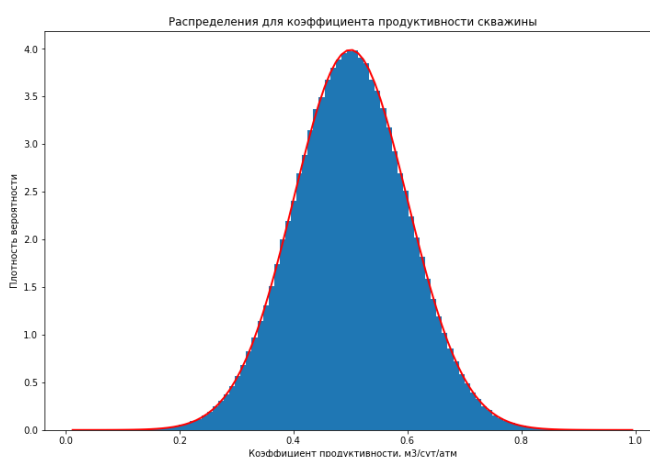


Рисунок 16 - Пример нормального распределения для коэффициента продуктивности с $\mu = 0,5$ и $\sigma = 0,1$

Далее, аналогично задав степень распределения для пластового давления в зависимости от наличия и качества информации о нем можно, воспользовавшись методом Монте-Карло, определить распределения дебита жидкости при текущей неопределенности в входных данных, построив распределения дебита для выбранного забойного давления. Например, сделав N итераций, на каждой случайно выбирая значения из сгенерированных распределений коэффициента продуктивности, пластового давления и др. рассчитать индикаторную кривую для выбранного набора параметров и поместить их на один график.

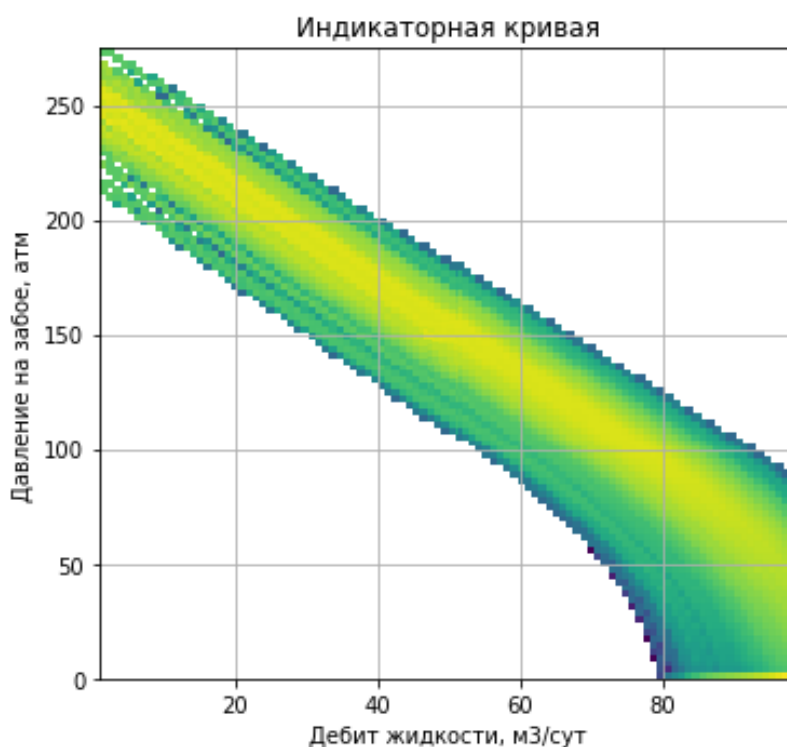


Рисунок 17 - Индикаторная кривая с учетом неопределенности во входных данных. (Чем ближе цвет к желтому (теплым тонам), тем больше вероятность)

Как можно заметить из графика, итоговый разброс зависимости забойного давления от дебита жидкости высок, что может привести к неправильному определению режима работы скважины. Поэтому в данном случае

необходимо либо провести исследования, чтобы снизить неопределенность, либо подобрать ЭЦН с учетом текущего разброса значений.

А итоговое распределение дебита жидкости $P_{заб}=100$ атм может выглядеть следующим образом.

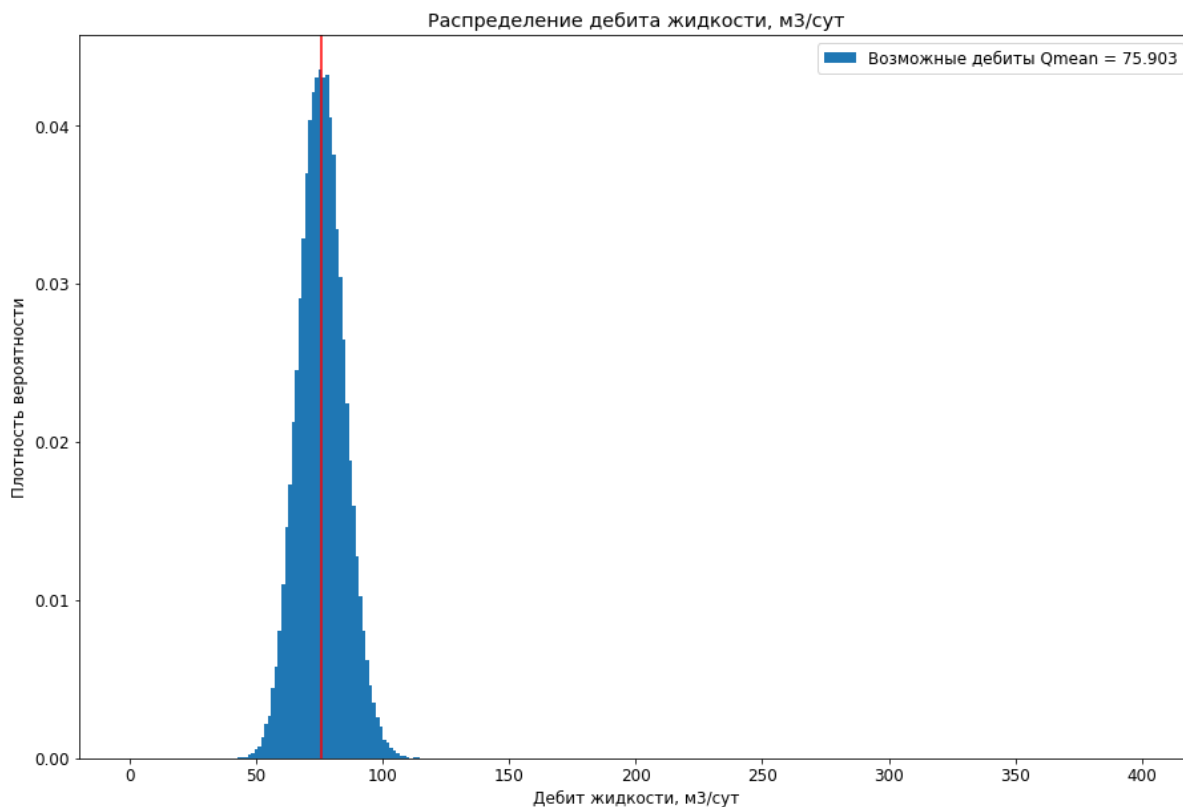


Рисунок 18 - Распределение дебита жидкости скважины с учетом неопределенности работы пласта

Использование данного подхода будет входить в общий алгоритм подбора погружного оборудования к скважине с учетом неопределенности в исходных данных. Описание данной методологии будет дано в следующей разделе.

2.3. Описание алгоритма подбора ЭЦН с учетом неопределенности в исходных данных

В текущей работе проводится анализ работы скважины и скважинного оборудования с учетом неопределенности в исходных данных на примере задачи подбора ЭЦН к скважине. Основная идея заключается в использовании

распределения входных параметров вместо дискретных значений, которые задаются с помощью нормального распределения через среднее значение и стандартное отклонение в зависимости от количества и качества входных данных. При рассмотрении нескольких подходящих ЭЦН в результате расчета получают распределения таких важных параметров, как КПД и дебит скважины, которые может обеспечить рассматриваемая установка. Далее, ориентируясь не только на средние значения, (как в классическом методе подбора), но и на дисперсию в результатах расчета, можно задать условную функцию для ранжирования ЭЦН по общим условиям применимости и таким образом, принять более взвешенное решение. Рассмотрим алгоритм подбора ЭЦН более подробно.

Первым этапом расчета будет задание необходимой информации о работе пласта и степени уверенности во входных данных, требуемых для построения кривой притока по композитной кривой с поправкой Вогеля. Как уже было отмечено выше, параметры, о которых меньше всего качественной информации это коэффициент продуктивности $K_{\text{прод}}$ и пластовое давление $P_{\text{пл}}$. Путем определения среднего значения и стандартного отклонения для этих параметров определяется распределения для данных величин. При этом в алгоритме заложена возможность произвольного учета неопределенности и в других параметрах, таких как обводненность и давления насыщения, а также любых других параметров пласта, скважины, ЭЦН. При этом стоит понимать, что использование вместо дискретных значений их распределения требует увеличения количества итераций в методе Монте-Карло, чтобы на выходе получилось интерпретируемое и качественное распределение параметров

Затем необходимо задать целевое забойное давление, которое будет определяться, во-первых, проектом разработки, а во-вторых возможностью обеспечения требуемых отборов с помощью глубиннонасосного оборудования – ЭЦН, т.е. свободной долей газа на приеме погружного оборудования.

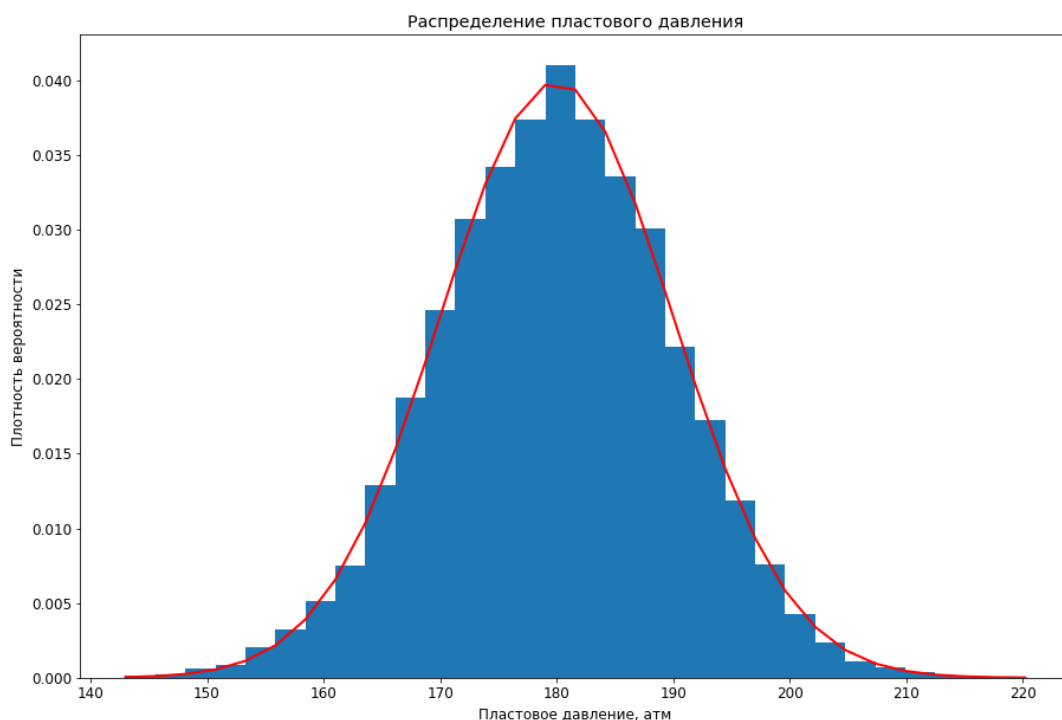


Рисунок 19 - Пример задания распределения пластового давления через нормальное распределение

Третий этапом расчета будет являться моделирование возможности работы пласта с помощью метода Монте-Карло. Суть метода заключается в многократном расчете модели притока. Т.е. для каждой из N выбранных итераций (в текущем расчете $N = 10^5$) рассчитывается дебит жидкости по модели притока, используя постоянные дискретные значения обводненности, давления насыщения, выбранного забойного давления и равновероятное выборочное значение из сгенерированных ранее распределений для пластового давления и коэффициента продуктивности. Таким образом на данном этапе можно получить распределение дебита жидкости, которое может обеспечить работа пласта.

Следующим шагом (четвертым по очереди) будет выбор компоновок ЭЦН, обеспечивающих покрытие полученного диапазона распределения дебитов. Количество насосов K можно задать произвольно с учетом необходимости детального рассмотрения. Для каждого из ЭЦН выбирается L напоров, которые будут обеспечиваться своим количеством ступеней.

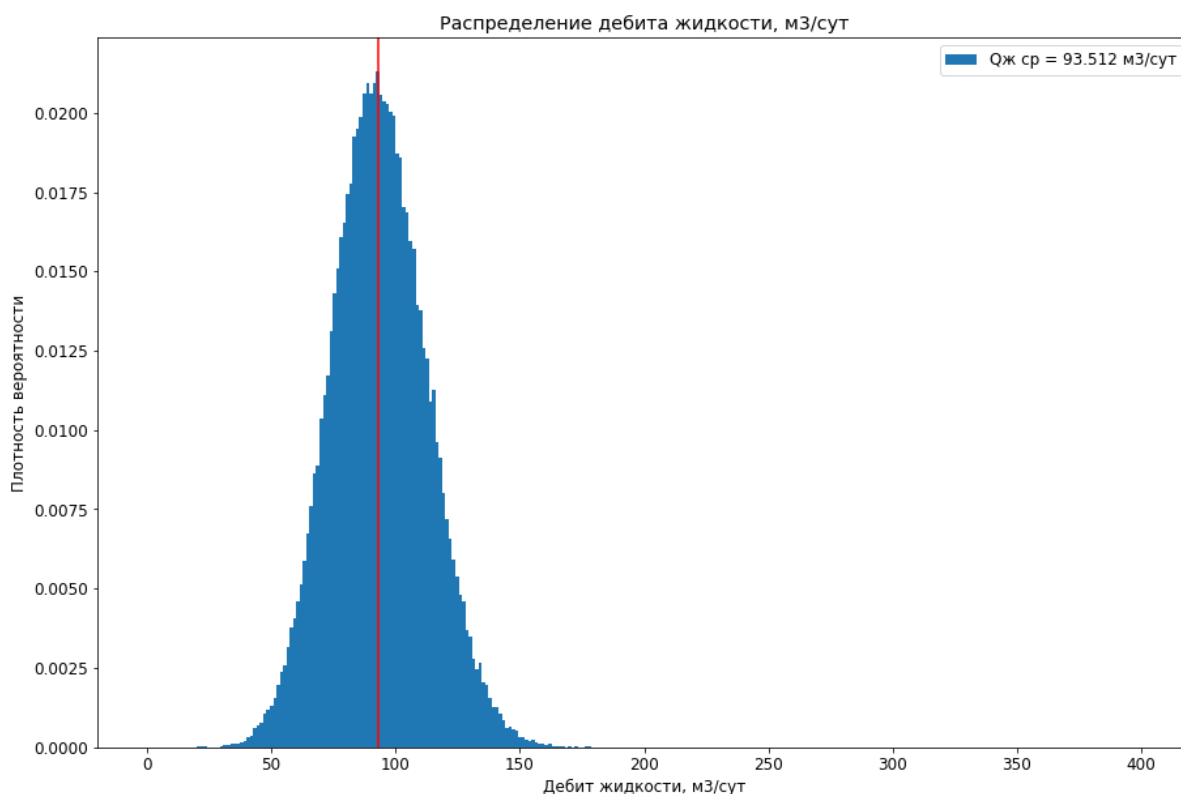


Рисунок 20 - Рассчитанное распределение дебита жидкости по модели притока с помощью метода Монте-Карло, учитывающее неопределенность в замеры коэффициента продуктивности и пластовом давлении

Т.к. процесс ручного выбора насосов из базы данных, содержащих около 3500 единиц оборудования, может оказаться утомительным, было принято решения автоматизировать этот процесс. Первым этапом фильтрации является выборка таких ЭЦН, в которых номинальная подача находится в пределах диапазона перцентилей p_{10} и p_{90} для полученного распределения дебитов жидкости. Пример распределения выбранных насосов представлен ниже. После выбранные насосы распределяются на Т групп по подаче, в каждой из которых выбираются несколько ЭЦН (по выбранному количеству) с максимальным КПД (минимально по одной насосу из каждой группы). Количество выбранных насосов, группы, может быть также опционально расширено.

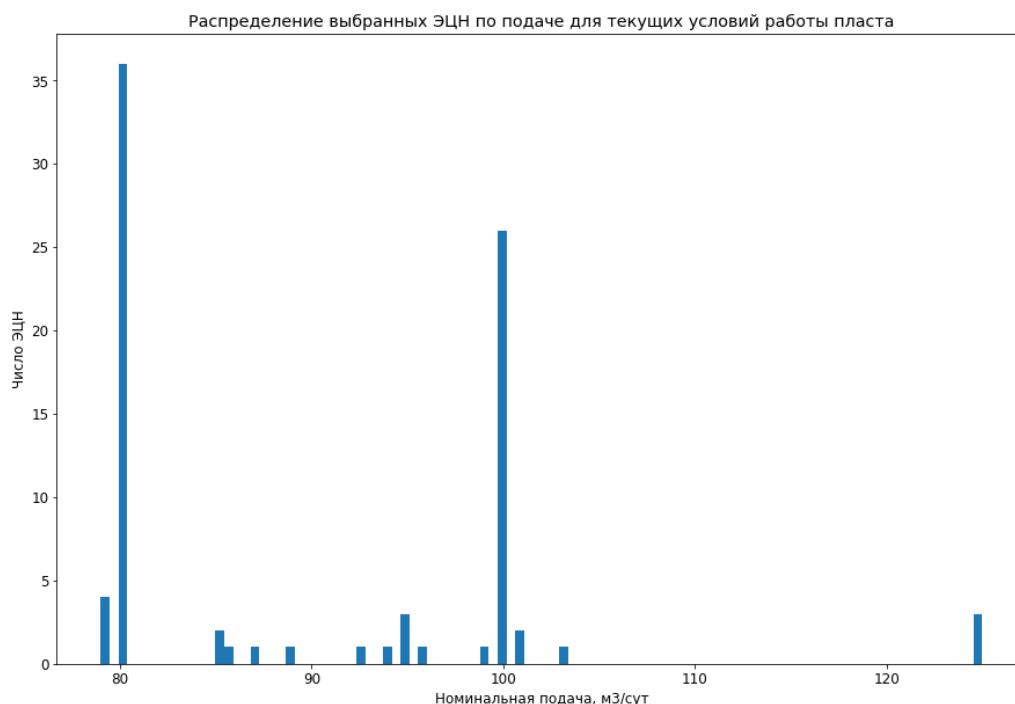


Рисунок 21 - Выбранные ЭЦН по подаче для данного распределения продуктивности пласта

В пятой части происходит непосредственно расчет каждого насоса для выбранных условий. Задается количество итераций для метода Монте-Карло. В каждом из симуляций происходит использование постоянных дискретных значение и делается случайный выбор значения из распределений давления и коэффициента продуктивности для получение дискретного значения параметров с последующих их использованием в модели скважины UniflocVBA. Результаты расчетов сохраняются в отдельные файлы для последующей обработки. Также стоит отметить важную техническую подробность о скорости расчета. Дело в том, что при количестве итераций на каждый насос в количестве 1000 раз при 5 насосах с 5 различными напорами количество проведенных узловых анализов для определения режима работы для каждого набора входных данных будет составлять 25000, при этом еще в каждом узловом анализе скважина будет рассчитываться 20-30 раз. Таким образом существует необходимость в оптимизации расчетов и применения конфигурации для запуска анализа в многопоточном варианте, что было

сделано с использованием инструментов языка python. Кроме того, число итерации в количестве 1000 раз выбрано из ограничений сверху по времени расчета и из ограничения снизу по качеству итогового распределения. Как видно из рисунка ниже выборка из 1000 значений достаточно подробно описывает сгенерированную совокупность с исходным количеством значений $N = 10^5$

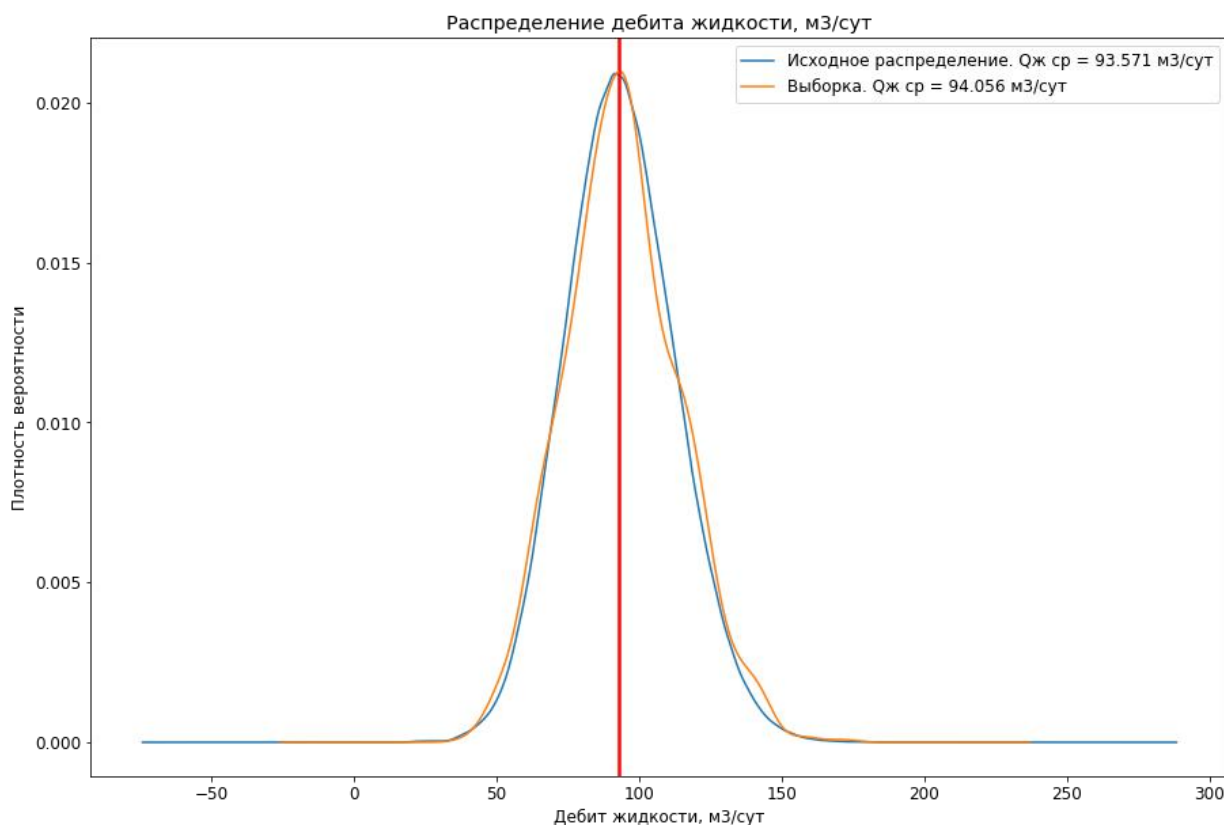


Рисунок 22 - Сравнение исходного распределения и выборки с количеством значений 1000 единиц

Далее для каждого из насосов можно рассмотреть получившиеся распределения дебита, КПД и прочих параметров. Как мы видим на следующих рисунках распределение дебита жидкости и КПД различаются как по средним значениям, так и по разбросу. Например, при установке насоса серии 600 (оранжевая кривая) производства компании Weatherford, при работе с данным ЭЦН скважина имеет меньшее значения дебита жидкости по сравнению с другими компоновками, однако обладает наименьшим разбросом

– степень уверенности в том, что во время реальной эксплуатации не будут наблюдаться больших отклонений – высока. Другие ЭЦН могут обеспечить большие дебиты, однако с увеличением номинальной подачи разброс также увеличивается, что говорит о сомнительных перспективах установки большего типоразмера в данных условиях.

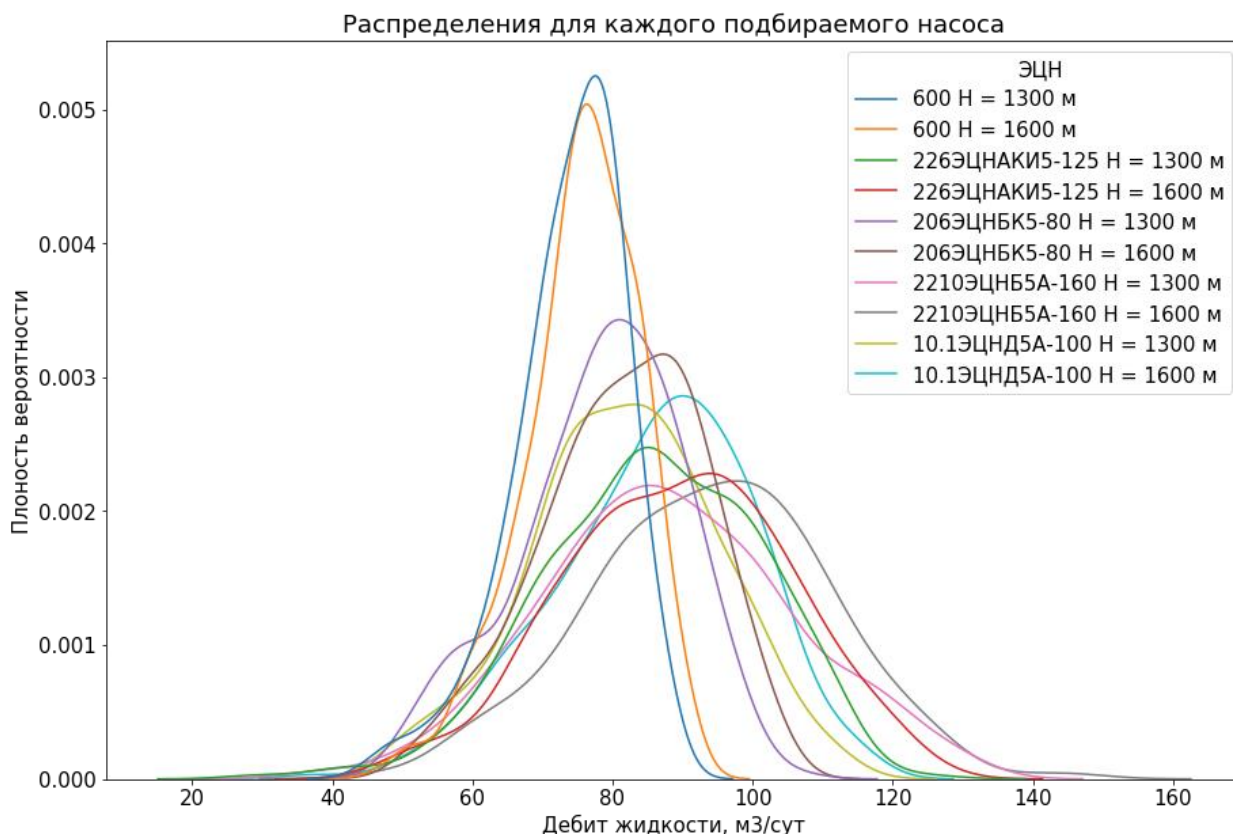


Рисунок 23 - Результирующее распределение дебита жидкости для рассматриваемых насосов

Аналогичный анализ можно провести и по распределениям КПД, оценив не только средние значения, но и их разброс.

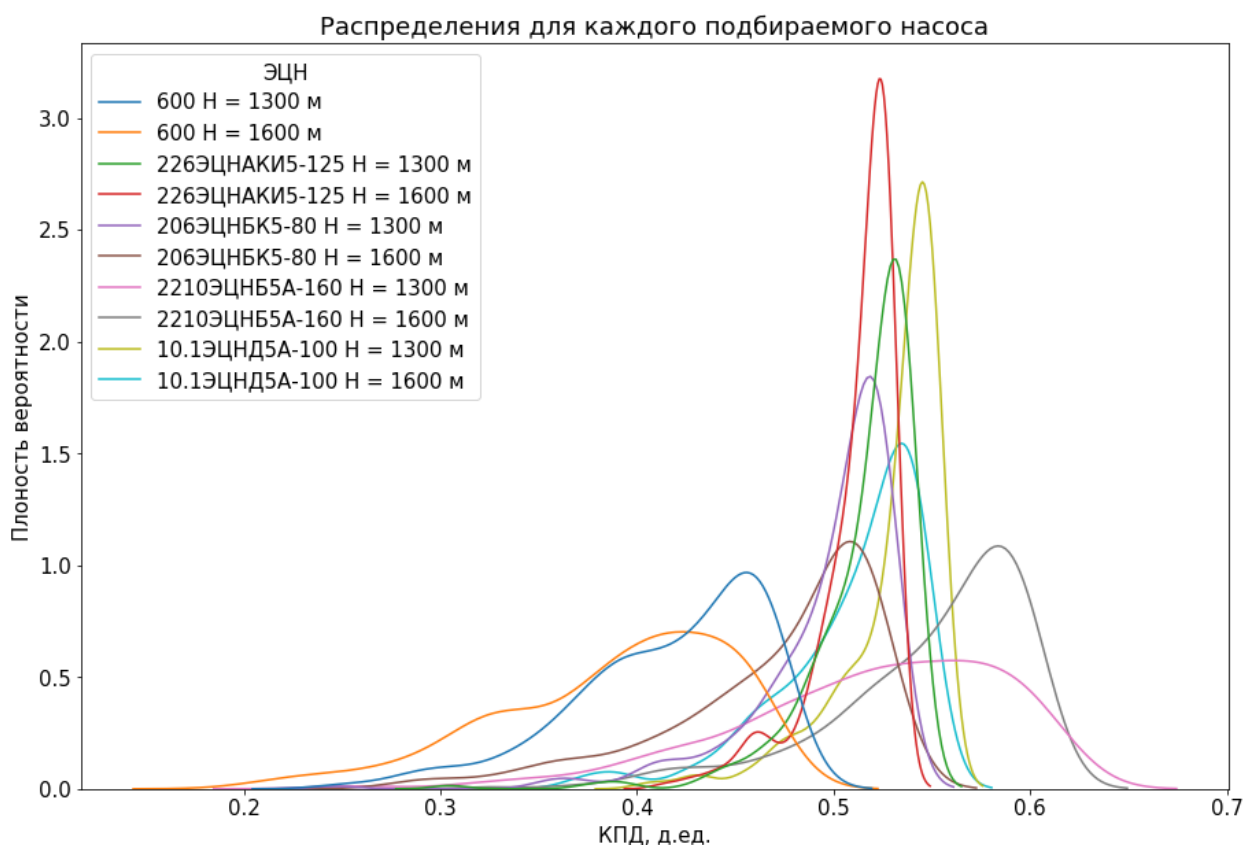


Рисунок 24 - Результирующее распределение КПД ЭЦН для рассматриваемых насосов

Однако очевидно, что ручной процесс рассматривания распределений может быть утомительным. По этой причине предлагается ввести комплексный параметр – показатель эффективности работы оборудования K_3 - для оценки каждого подбираемого ЭЦН, учитывающий как возможный рабочий режим по дебиту данной скважины, так и энергоэффективность эксплуатации, так и влияние отягчающих факторов эксплуатации на наработку на отказ. Безусловно, данный критерий должен учитывать не только средние значения, но и разброс по результатам моделирования. Ввод комплексного параметра не только позволит отсортировать насоса от лучших к худшим, но и в перспективе определить функцию для максимизации для полного автоматического подбора оборудования для неопределенных условий эксплуатации.

Для расчета данного коэффициента воспользуемся следующей формулой, состоящей из трех коэффициентов:

$$K_{\Sigma} = K_{\eta}^{\text{норм}} \cdot K_Q^{\text{норм}} \cdot K_{\text{ННО}}^{\text{норм}} \quad (2)$$

$K_{\eta}^{\text{норм}}$ - коэффициент эффективности по КПД, учитывающий энергоэффективность работы каждого насоса. Т.к. результатом подбора каждого оборудования является дискретное распределение, то для расчета математического ожидания КПД можно воспользоваться формулой:

$$M(\eta) = \sum \eta_i \frac{1}{N} \quad (3)$$

Где N – число рассчитанных значений в выборке (число итераций по методу Монте-Карло)

Для оценки разброса

$$\sigma(\eta) = \sum \frac{(\eta_i - \eta_{\text{ср}})^2}{N} \quad (4)$$

Отразим результаты данных вычислений на столбчатой диаграмме (математическое ожидание и разброс). Как видно из рисунка, наибольшим КПД обладает насос с наибольшей подачей (ЭЦН-160), однако видно, что стандартное отклонение КПД значительно. Достаточно часто ЭЦН-160 может работать с КПД меньшим, чем ЭЦН-125, среднее значения которого меньше, но вероятность работы с таким КПД – выше.

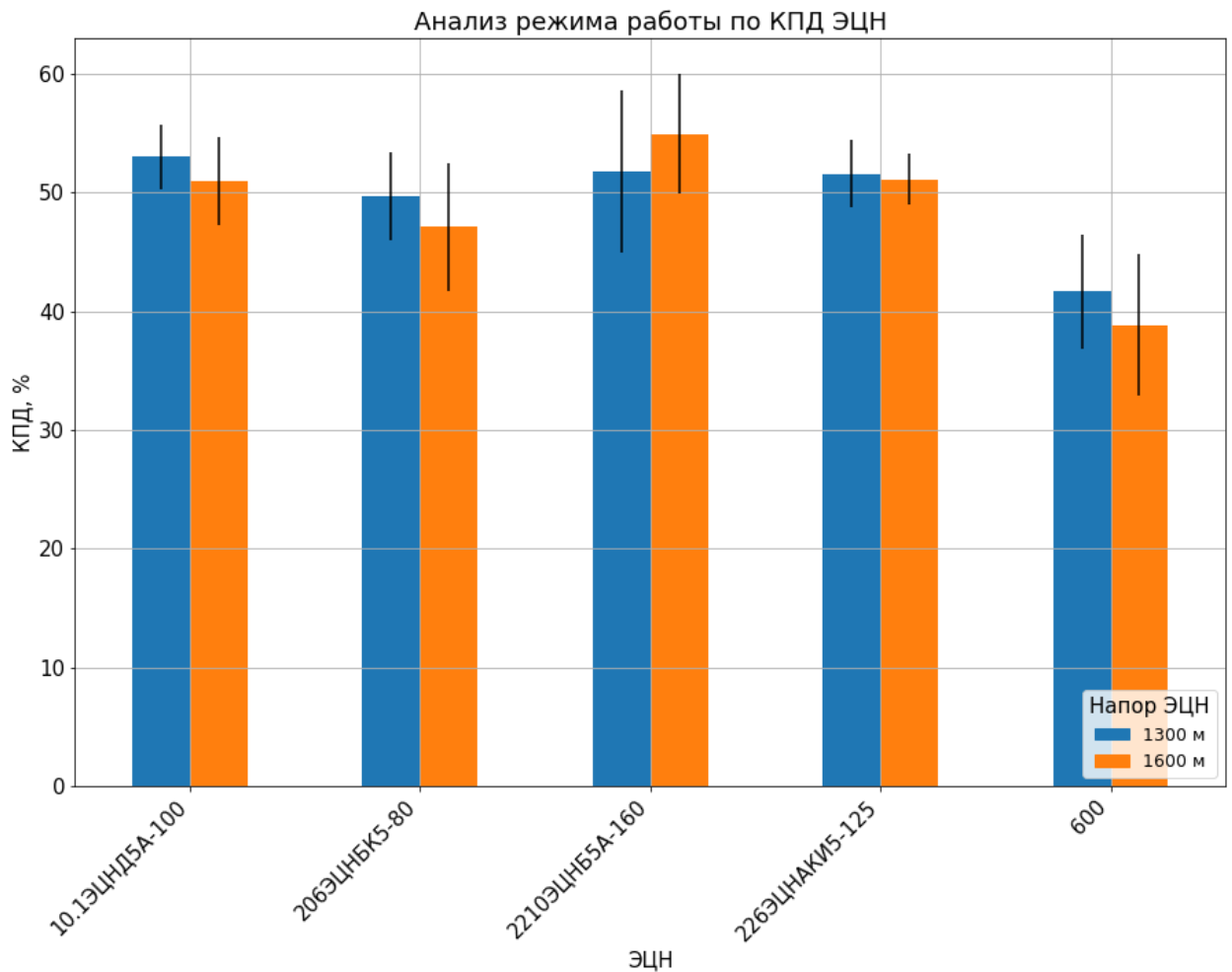


Рисунок 25 - Анализ подбираемых ЭЦН по КПД

Далее для корректного учета энергоэффективности в общей формуле коэффициента эффективности математическое ожидания для каждого насоса $M(\eta)_{\text{ЭЦН}}$ нормируется на максимальное значение математического ожидания для рассматриваемых ЭЦН $M(\eta)_{\text{ЭЦН}}^{\max}$. Аналогично нормируются значения разброса по максимальному значению разброса из подбираемых ЭЦН.

$$K_{\eta_i}^{\text{норм}} = \frac{M(\eta)_{\text{ЭЦН}_i}}{M(\eta)_{\text{ЭЦН}}^{\max}} \quad (5)$$

$$\sigma_{\eta_i}^{\text{норм}} = \frac{\sigma(\eta)_{\text{ЭЦН}_i}}{\sigma(\eta)_{\text{ЭЦН}}^{\max}} \quad (6)$$

Аналогичные расчеты можно провести для определения коэффициентов для режимного значения параметра системы, определенного на каждой итерации с помощью численного метода.

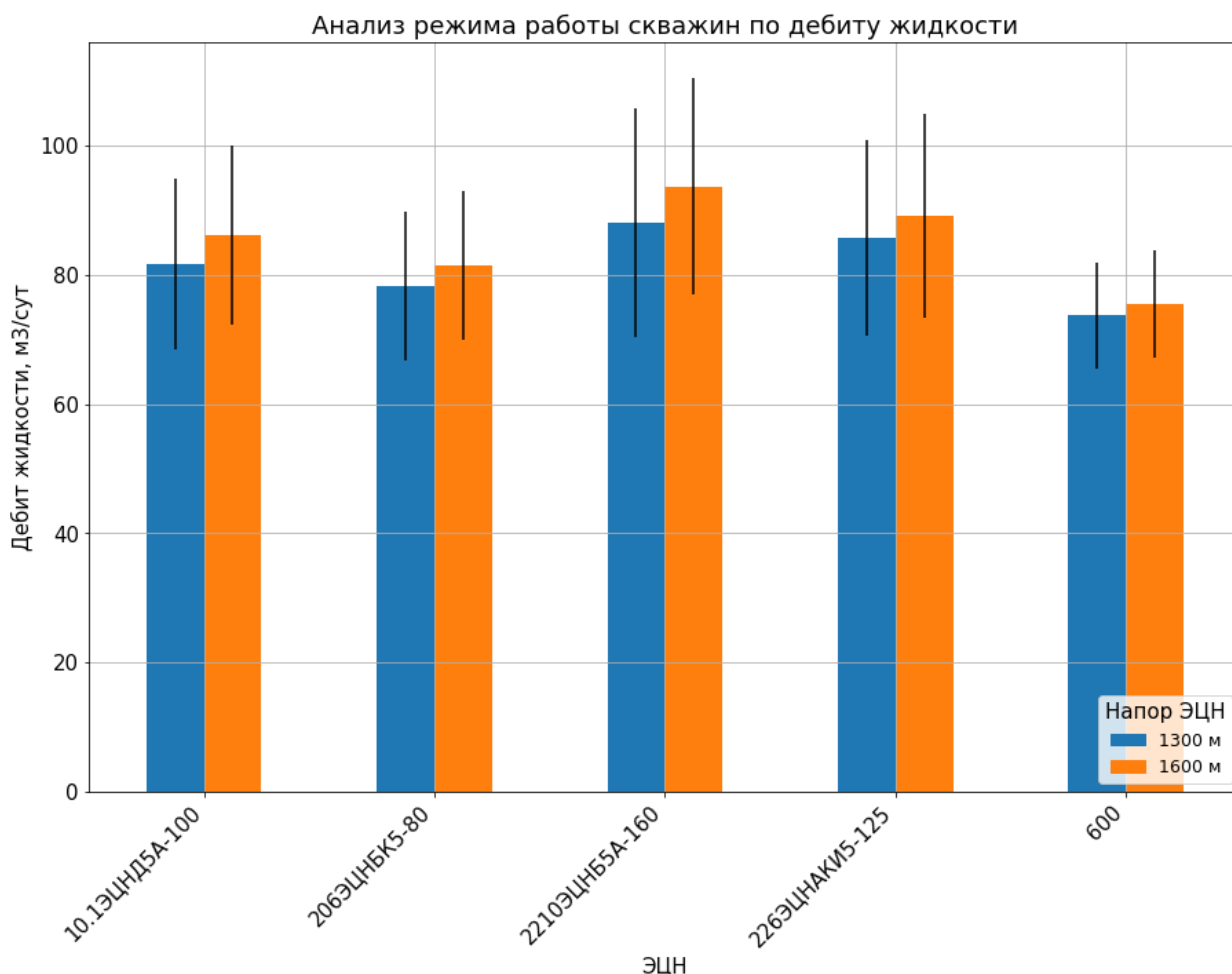


Рисунок 26 - Анализ подбираемых ЭЦН по дебиту жидкости.

Для определения коэффициента, учитывающего наработку на отказ, рассчитаем коэффициент деградации по КПД ЭЦН $K_{\eta}^{\text{дегр}}$ для конкретных условий работы по отношению к максимально возможному КПД ЭЦН, полученному в результате стендовых испытаний. Таким образом чем больше этот коэффициент, тем лучше – что позволяет использовать его вместе с другими коэффициентами по КПД и дебиту жидкости. Стоит отметить, что в коэффициент деградации заложена не только вредное влияние свободного газа и вязкости, но и неоптимальный режим работы погружного оборудования при его наличии

$$K_{\eta}^{\text{дегр}} = \frac{\eta}{\eta_{\text{max}}} \quad (7)$$

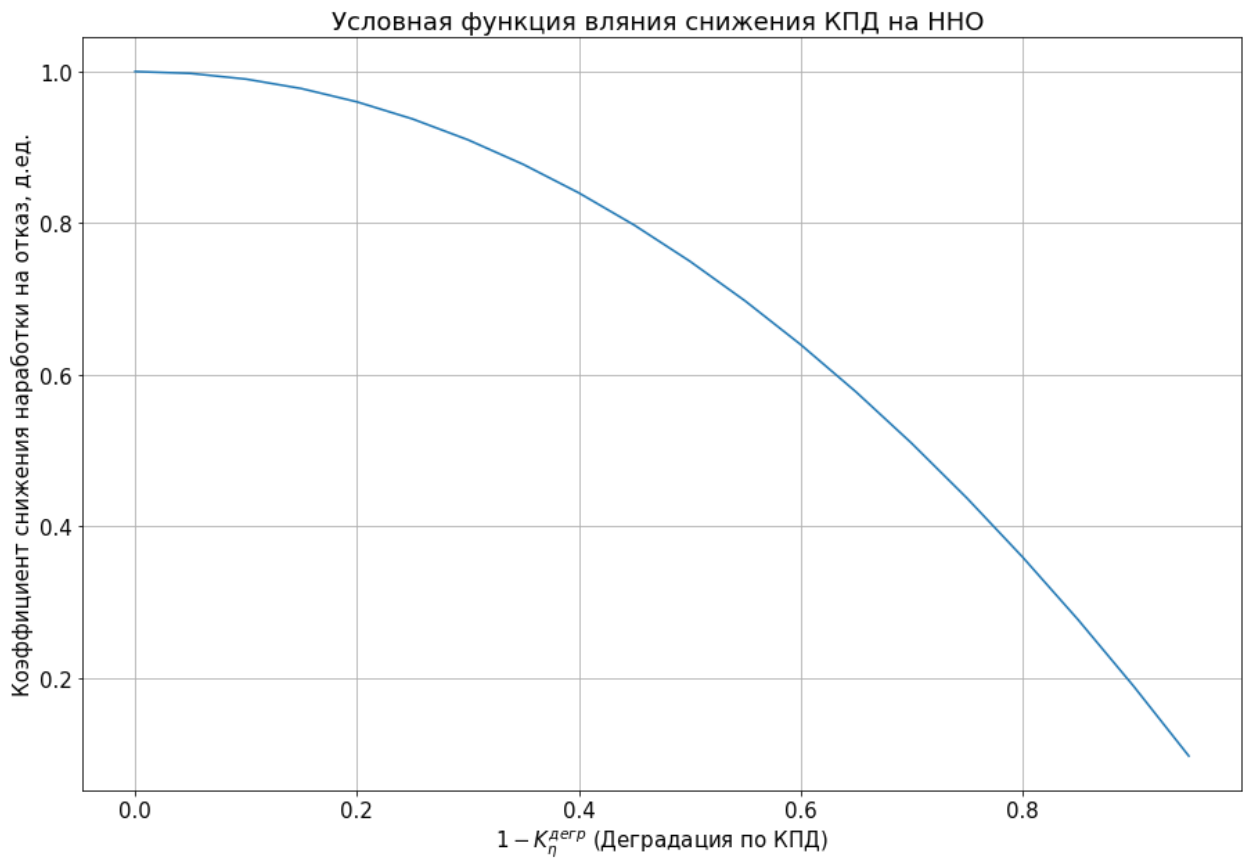


Рисунок 27 - Условная зависимость изменения наработки на отказ от деградации ЭЦН

Далее, учитывая факт, что при снижении КПД ЭЦН по тем или иным причинам уменьшается наработка на отказ (Хиа, 2021) (в простейшем случае дополнительный нагрев ЭЦН может пойти на активизацию коррозионных процессов, солеотложения, привести к увеличению вибрации за счет расширения металла), введем условную функцию зависимости коэффициента снижения наработки на отказ $K_{\text{ННО}}^{\text{дегр}}$ от деградации ЭЦН. Итоговый коэффициент, учитывающий снижение времени жизни ЭЦН в зависимости от условий эксплуатации, может быть вычислен по формуле. Также стоит отметить, что он аналогично нормирован на максимальное значение среди всех рассматриваемых ЭЦН

$$K_{\text{ННО}}^{\text{норм}} = \frac{K_{\eta}^{\text{дегр}} \cdot K_{\text{ННО}}^{\text{дегр}}}{\max_{\text{ЭЦН}} (K_{\eta}^{\text{дегр}} \cdot K_{\text{ННО}}^{\text{дегр}})} \quad (8)$$

После перемножение всех коэффициентов итоговый график с учетом разброса величин и средних значений может иметь следующий вид.

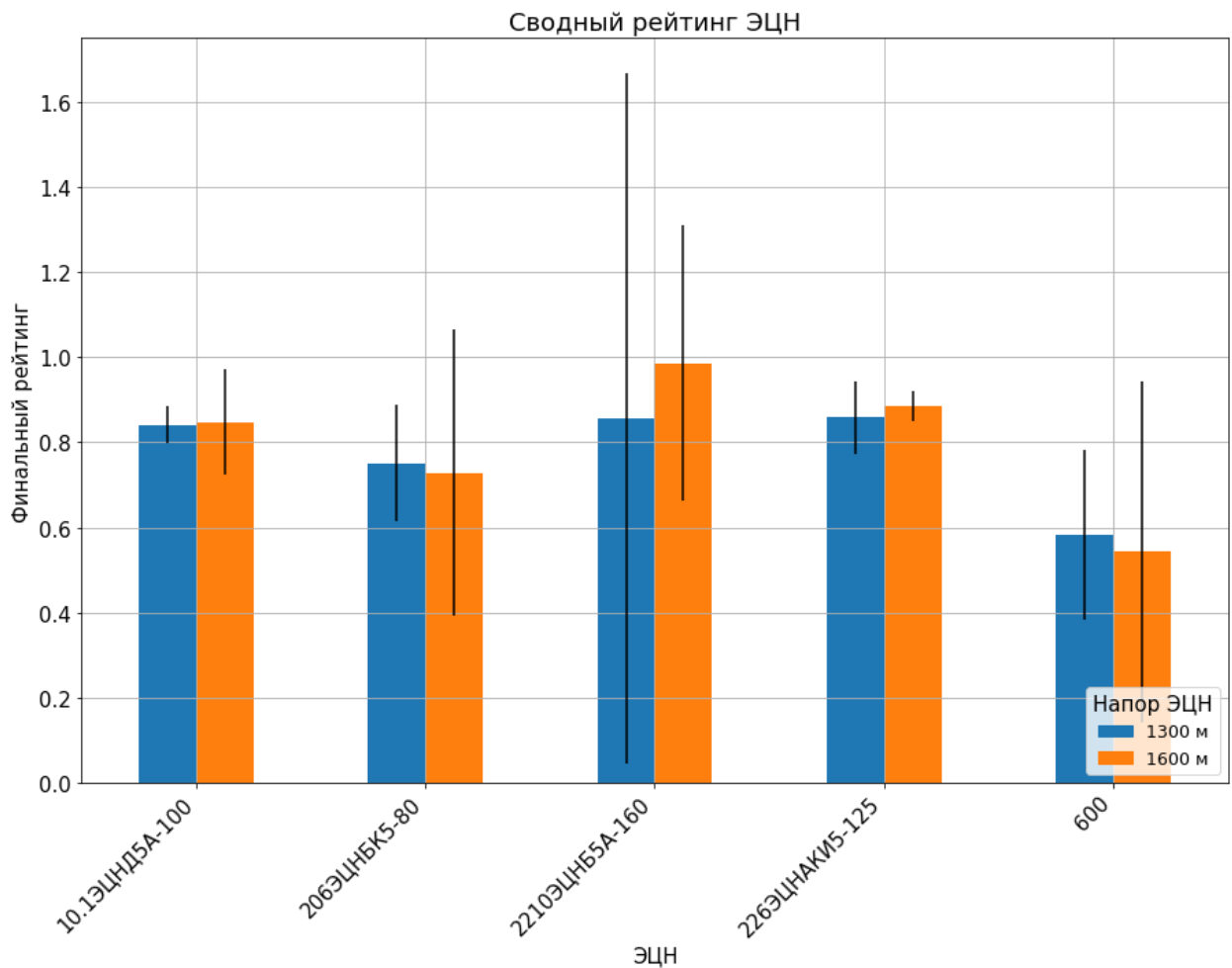


Рисунок 28 - Сводный рейтинг ЭЦН, основанный на коэффициенте эффективности работы скважины

На рисунке отчетливо видно важность учета влияния неопределенности в исходных данных. Если рассматривать только средние значения, то по математическому ожиданию ЭЦН-160 наиболее предпочтительный насос для данных условий. Однако по разбросу видно, что данная оценка сильно варьируется от различных значения коэффициента продуктивности и

пластового давления. А ЭЦН-125, в свою очередь имеющий чуть меньший рейтинг, имеет малый разброс, что в свою очередь дает обоснования для выбора данного ЭЦН для работы в данной скважине – при заданных разбросав в исходных данных работа оборудования большую часть времени будет на качественном уровне.

При этом еще поделив матожидания коэффициента эффективности на разброс можно получить общий рейтинг – 1 значение – учитывающие все фактора эксплуатации.

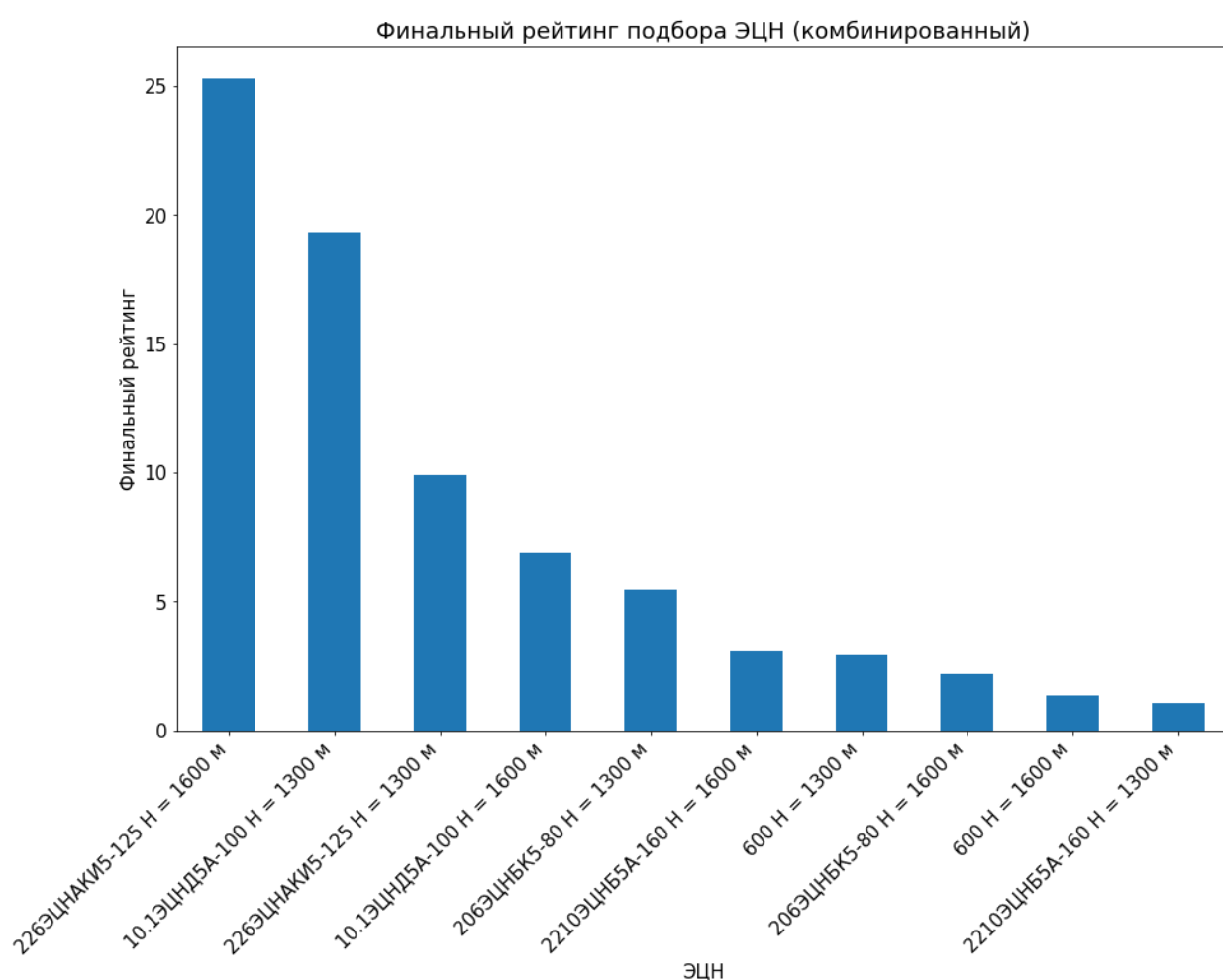


Рисунок 29 - Финальный комбинированный рейтинг с учетом разброса во входных данных

Как видно из рейтинга, со значительный преимуществом к установке рекомендован ЭЦН-125. А ЭЦН-160 в силу неустойчивости работы находится

на последнем месте. Прежде всего это объясняется формой напорно-расходной характеристики и близостью значений дебита к оптимальной подаче. На рисунке ниже представлено распределения КПД ЭЦН от дебита жидкости для различных насосов, в котором изолиниями представлены возможные значения (Чем ближе к центру фигуры, составленной изолиниями, тем выше вероятность работы ЭЦН в рассматриваемом режиме).

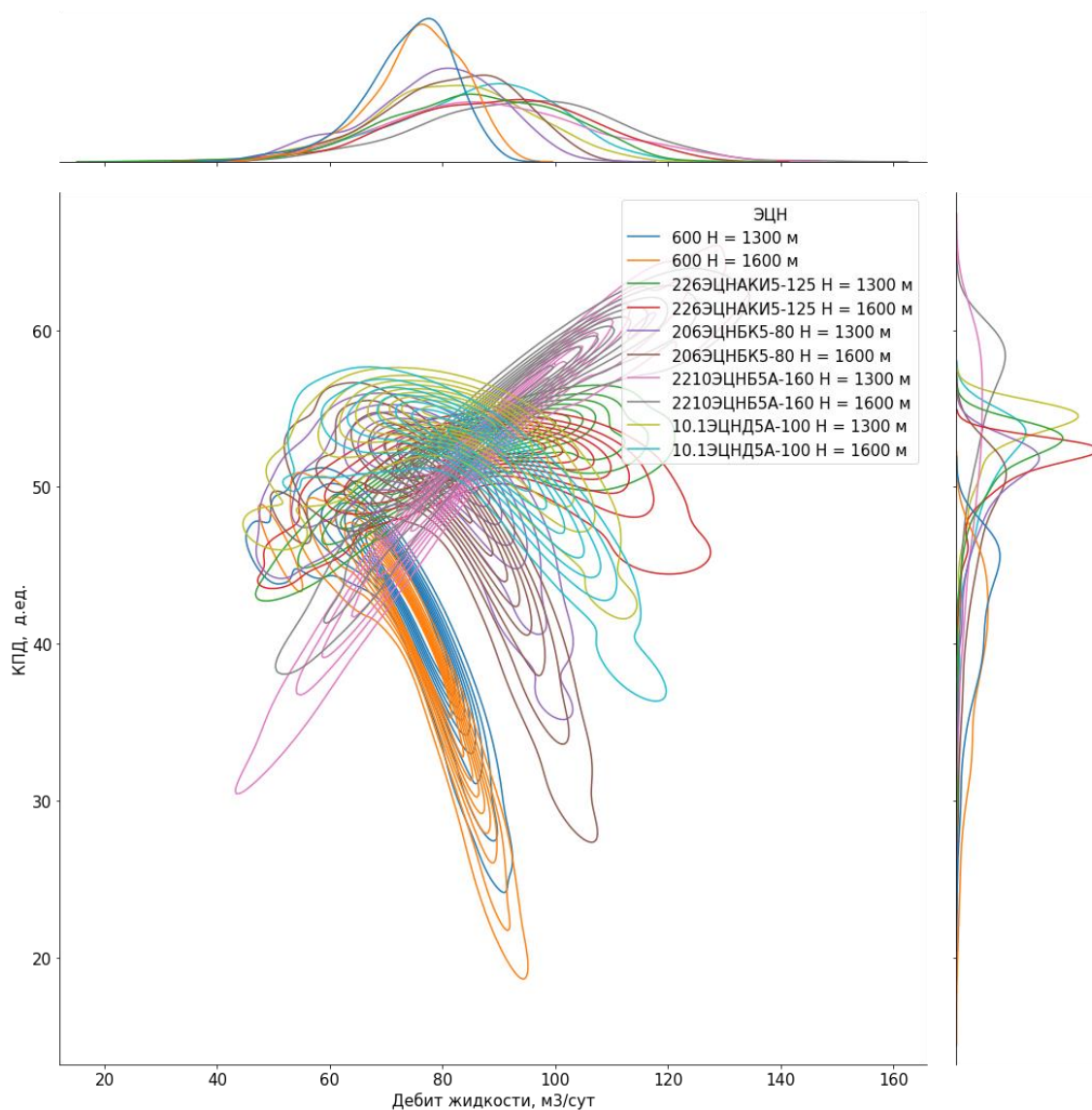


Рисунок 30 - Комбинированное представление распределения дебита жидкости и КПД для исследуемых ЭЦН

Как видно по распределениям ЭЦН-160 работает в левой зоне и несмотря на то, что он способен обеспечить поднятие больших объемов продукции при значительных коэффициентах продуктивности или пластовом

давлении с высоким КПД, при малых подачах его эффективность значительно падает. Для оптимального ЭЦН-125 КПД при изменении рабочего режима меняется незначительно. Также ясно видно работу в правой зоне характеристики для ЭЦН 600 производства Weatherford

В итоге разработанная схема решения позволяет в комплексе решить проблему подбора ЭЦН в условиях неопределенности во входных данных. Рассмотренный алгоритм подробно описывает процесс обработки данных, начиная от задания входных параметров и заканчивая выбором наиболее подходящего ЭЦН по рейтингу с помощью применения комплексных параметров. Также алгоритм может быть применен в условиях ограниченного выбора оборудования по причине истощения складских запасов для выбора наиболее подходящего ЭЦН. Модель скважины легко расширяется, не составит трудности добавить электрическую часть. В тестовом примере рассматривалось несколько напоров для каждого ЭЦН, что аналогично может быть расширено, как и вариация любого другого параметра.

ГЛАВА 3. ПОДБОР ЭЦН К СКВАЖИНЕ С УЧЕТОМ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ В ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ УСЛОВИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.

3.1. Общая информация о месторождении X

Месторождение X в Западной Сибири находится на 3 стадии разработки – период падающей добычи. Месторождение многопластовое – основные запасы находятся в двух объектах БС₁₀² и БС₉, нижнемеловых отложениях.

По товарной характеристике нефть из пласта БС₁₀² легкая плотностью 0,845 г/см³, незначительной вязкости (вязкость составляет 1,09 мПа×с), среднесернистая (0,68%), малосмолистая (содержание смол и асфальтенов 4,8%), парафинистая (2,3%). Объемный выход светлых фракций при разгонке до 300°С – 48,0%. Пластовое давление по данным глубинных проб равно 27,7 МПа, пластовая температура - 84,0°С. Давление насыщения в среднем составляет 10,9 МПа, газосодержание – 63,0 м³/т.

Для БС₉, по товарной характеристике нефть легкая плотностью 0,844 г/см³, незначительной вязкости (вязкость составляет 1,01 мПа×с), малосернистая (0,46%), смолистая (содержание смол и асфальтенов 10,0%), парафинистая (3,9%). Объемный выход светлых фракций при разгонке до 300°С – 45,0%.

По проницаемости месторождение относится к категории среднепроницаемых. Разработка осуществляется с применением поддержания пластового давления с закачкой воды. На текущий период разработки месторождения безводных добывающих скважин нет.

Основные геолого-физические характеристики продуктивных залежей и пластов, представлены в таблице ниже

Таблица 2 Основные геолого-физические характеристики продуктивных залежей и пластов

Параметры	Размерность	БС ₉	БС ₁₀ ²
Относительная плотность газа	д.ед.	0,7	0,71
Плотность нефти	кг/м ³	844	845
Плотность воды	кг/м ³	1,014	1,011
Газосодержание	м ³ /м ³	85,54	74,52
Давление насыщения	МПа	12,3	10,9
Температура пласта	С	86	84
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1,166	1,138
Вязкость нефти	мПа*с	1,01	1,09
Содержание серы в нефти	%	0,46	0,68
Содержание парафина в нефти	%	3,9	2,3
Коэффициент пористости	доли ед.	0,18	0,17
Проницаемость	мкм ²	0,022	0,013
Начальное пластовое давление	МПа	28,2	27,7

Добыча ведется механизированным способом с помощью горизонтальных и наклонно-направленных скважин. Основной способ механизированной добычи – ЭЦН. Технологии, направленные на совершенствования разработки залежей и повышения коэффициента

извлечения нефти, применяемые на месторождении: бурение горизонтальных скважин, зарезка и бурения боковых стволов, включая горизонтальные, соляно- и глинокислотные обработки, оптимизация насосного оборудования, водо- и ремонтно-изоляционные работы (ВИР и РИР), проведение гидроразрыва пласта (ГРП), выравнивание профиля приемистости и потокоотклоняющие технологии.

3.2. Подбор насосного оборудования к скважине Y

Для тестирования алгоритма по подбору оборудования с учетом неопределенности рассмотрим скважину номер Y месторождения X. Скважина является вертикальной, установлен ЭЦН5-80-2800 работающий на частоте тока $F=50$ Гц. Прочие параметры скважины, информация о флюидах, конструкция, технологическом режиме, представлены в таблице.

Таблица 3 – Основные параметры скважины Y

Параметр	Размерность	Значение
Относительная плотность газа	д.ед.	0,7
Плотность нефти	кг/м ³	844
Плотность воды	кг/м ³	1,014
Газосодержание	м ³ /м ³	85,54
Давление насыщения	МПа	12,3
Температура пласта	С	86
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1,166
Вязкость нефти	мПа*с	1,01
Глубина ВДП	м	2776
Глубина спуска ЭЦН	м	2661
Диаметр НКТ	м	0,0678
Диаметр ОК	м	0,159

Дебит жидкости	м3/сут	77,8
Обводненность	%	22
Газовый фактор	м3/м3	85,54
Коэффициент продуктивности	м3/сут/МПа	9
Пластовое давление на ВДП	МПа	18,8
Буферное давление	МПа	1,5
Давление на приеме	МПа	8,9
Забойное давление	МПа	10,1

Прежде чем переходить к подбору ЭЦН для данной скважины, рассчитаем модель для текущих условий эксплуатации, чтобы удостовериться в корректности выбранных методик расчета. Как видно по результату узлового анализа, разница между расчетными и фактическими значениями не превышает 5%

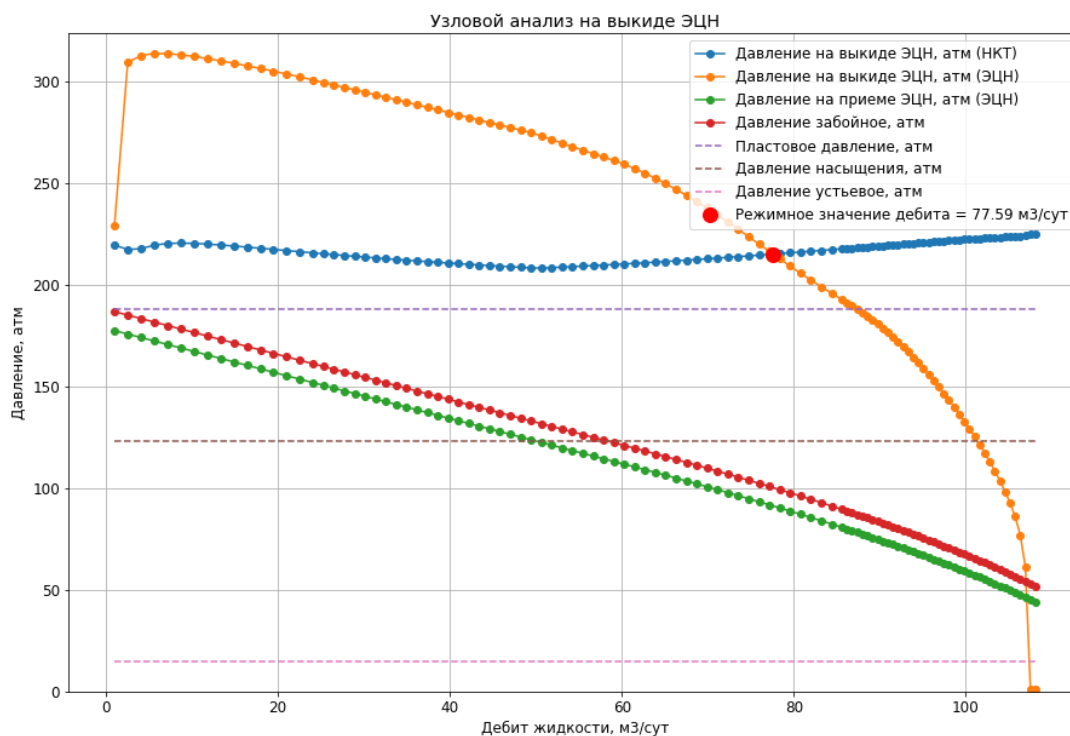


Рисунок 31 - Текущий режим работы скважины

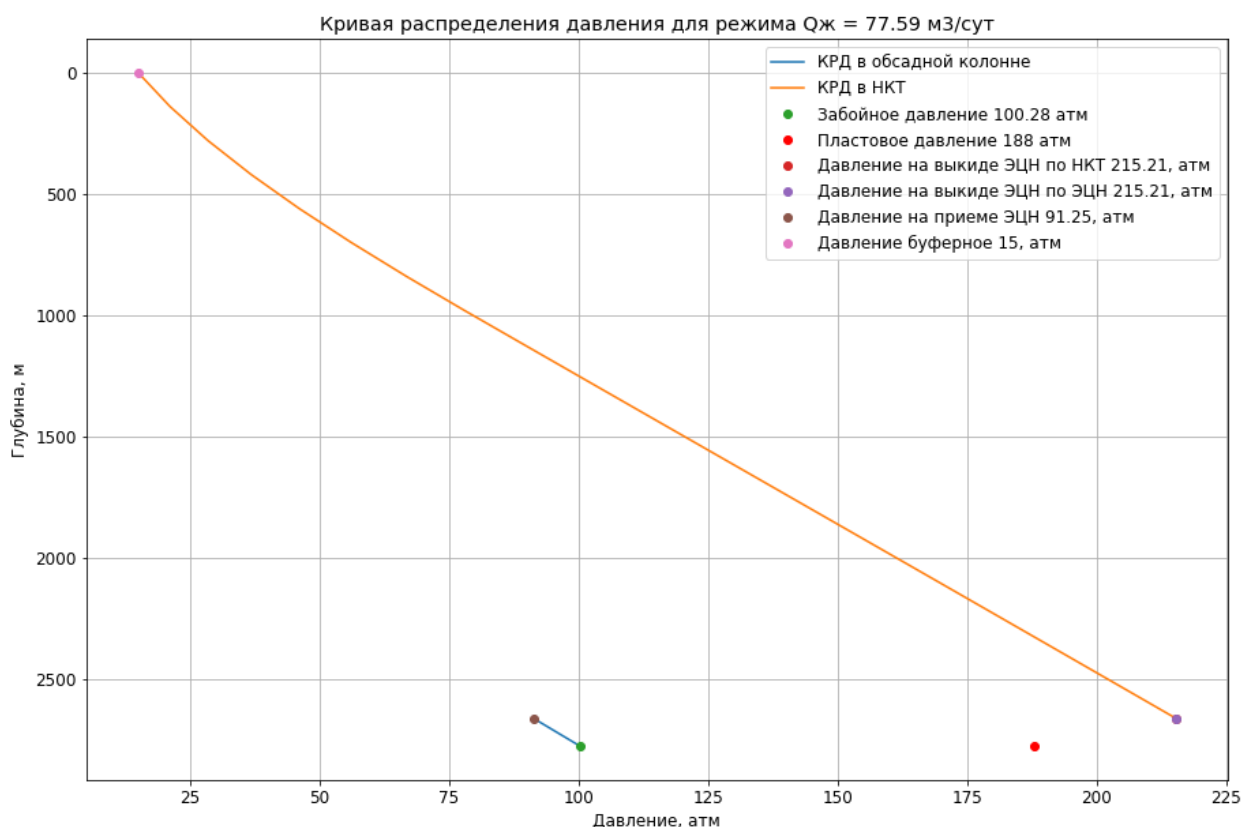


Рисунок 32 - Кривая распределения давления в скважине для текущего режима работы

Для учета неопределенности работы пласта примем величину среднеквадратичного отклонения для коэффициента продуктивности и пластового давления равным 1 м³/сут/МПа и 10 МПа соответственно. Данный выбор величин является экспертным, однако может быть вычислен напрямую с помощью анализа истории — данных по определению коэффициента продуктивности за предыдущие месяцы либо по кривым падения добычи с использованием уравнения Арпса по методике, описанной в (Molinari, 2019) Для средних значений возьмем средние значения из текущих данных эксплуатации. Итоговое распределение возможного притока из пласта имеет следующий вид.

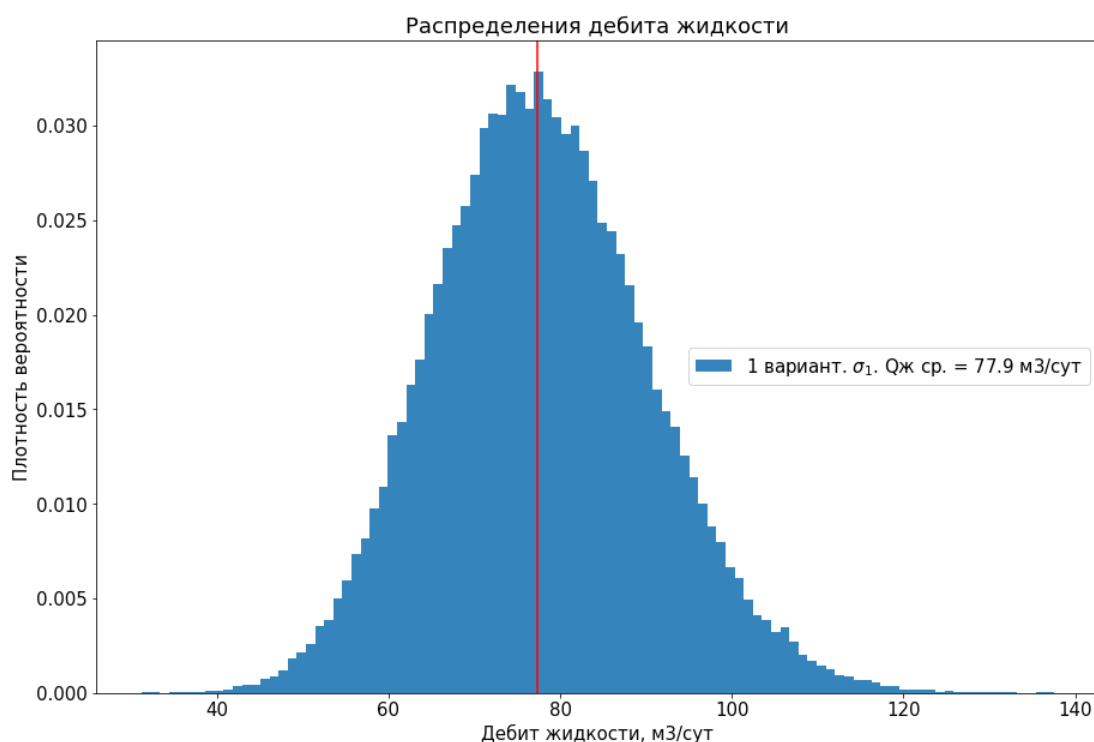


Рисунок 33 - Распределение дебита жидкости (работа пласта)

Согласно распределению дебита жидкости подберем несколько ЭЦН. У каждого ЭЦН при расчете будем определять по 3 напора: 2800 м – как у установленного ЭЦН, 2600 м и 3000 возможные. Для каждого ЭЦН произведем 1000 итераций. Заметим, что в списке присутствует 2 вручную выбранных насоса с номинальными подачами на границах распределения дебита жидкости из пласта: 338G5 и 0215ЭЦНАКИ5А-125И. Кроме того, в списке сохраняется исходных ЭЦН5-80. Также в силу универсальности будет рассчитывать все ЭЦН на одной частоте – 60 Гц.

	Производитель	Имя ЭЦН	Номинальная подача, м3/сут	Частота, Гц
226	Centrilift	338G5	66	50
412	Centrilift	FC650	83.3333	50
649	ODI	R-7	95	50
684	Reda	AN550	74.1667	50
685	Reda	AN550	89	60
1093	Weatherford	420	72	60
1111	Weatherford	660	103	60
1162	Алмаз	0П0ЭЦНДН5-80-эталон	80	50
1185	Алмаз	ЭЦН5-80	80	50
1258	Алмас	0215ЭЦНАКИ5А-125И	125	50

Рисунок 34 - Подбираемые ЭЦН

Рассмотрим сводные таблицы по результатам расчетов. Как видно из графика, в среднем с максимальным КПД работает ЭЦН R7 компании ODI, при этом разброс его значений в 2 раза выше, чем у насоса с чуть меньшим КПД Weatherford 660. С точки зрения КПД ЭЦН5-80 не является предпочтительным вариантом.

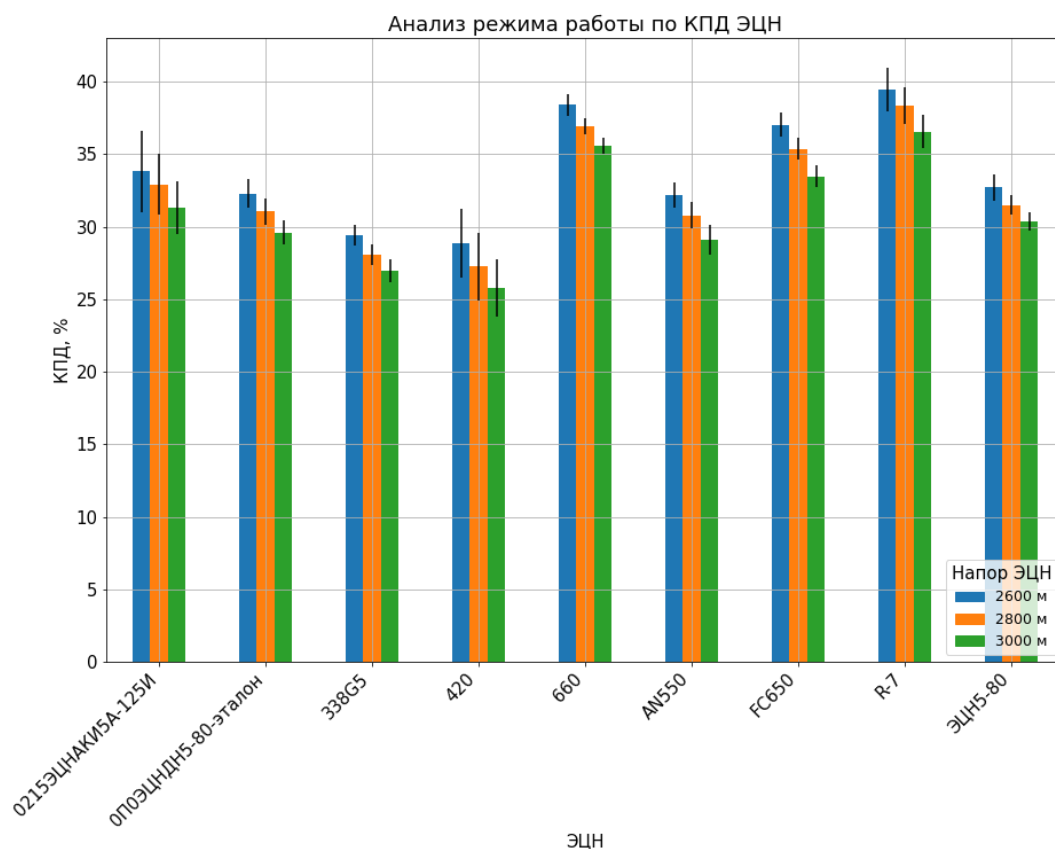


Рисунок 35 - Сводная таблица по анализу КПД

Если сравнивать насосы по деградации, то ожидаемо имеют низкий рейтинг 338G5 и 0215ЭЦНАКИ5А-125И из-за того, что работают в неоптимальном режиме. Также с высокой деградацией и разбросом работает Weatherford 420.

Если сравнивать погружное оборудование по обеспечению отборов, то можно заметить примерную схожесть в итоговых значениях дебита – различия минимальны (за исключением Weatherford 420). Т.е. можно сделать вывод о том, что обеспечить должный отбор могут большинство насосов, но между ними могут быть большие различия по КПД и энергоэффективности.

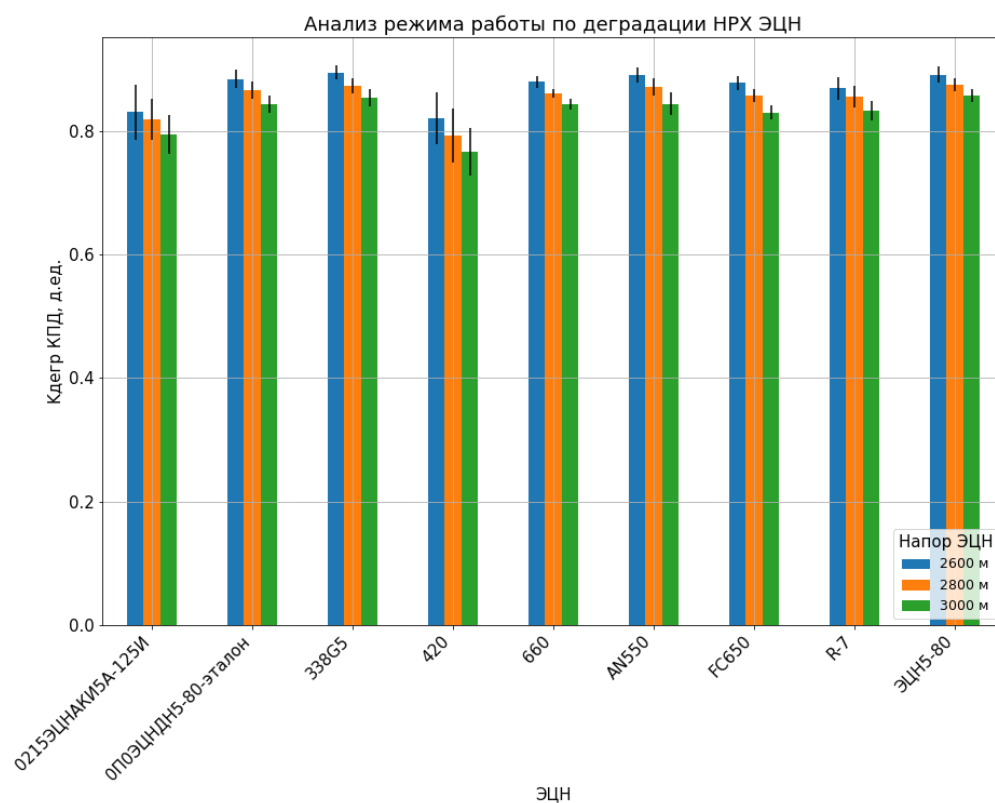


Рисунок 36 - Сводная таблица по деградации ЭЦН

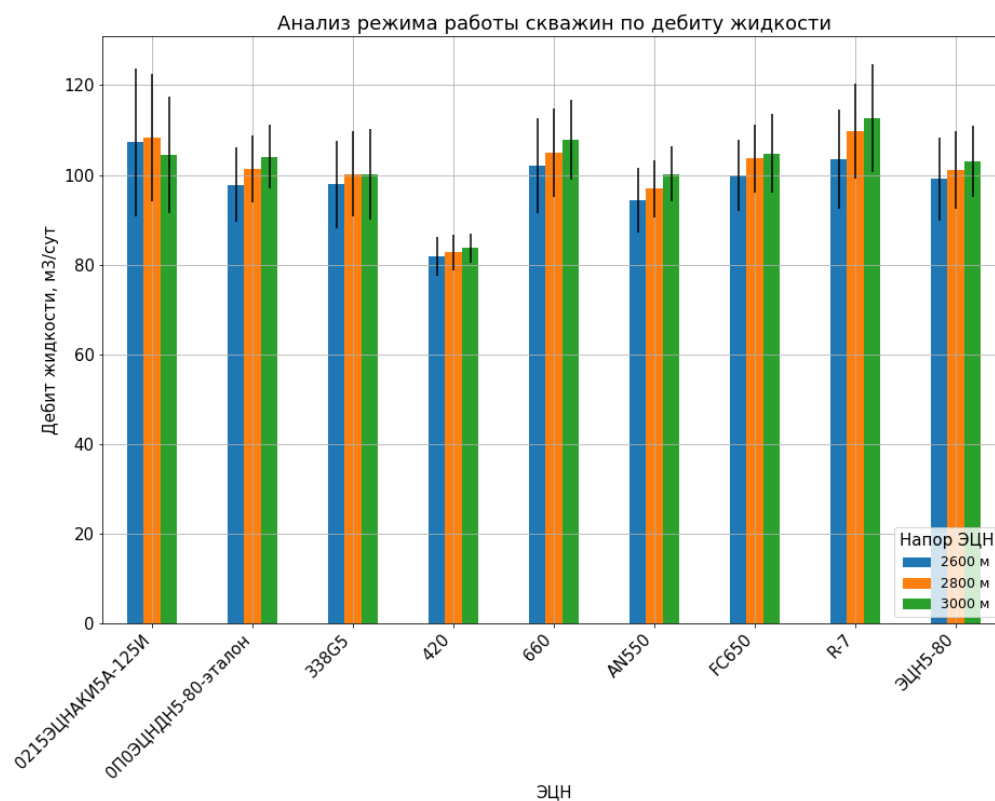


Рисунок 37 - Сводная таблица по дебиту жидкости

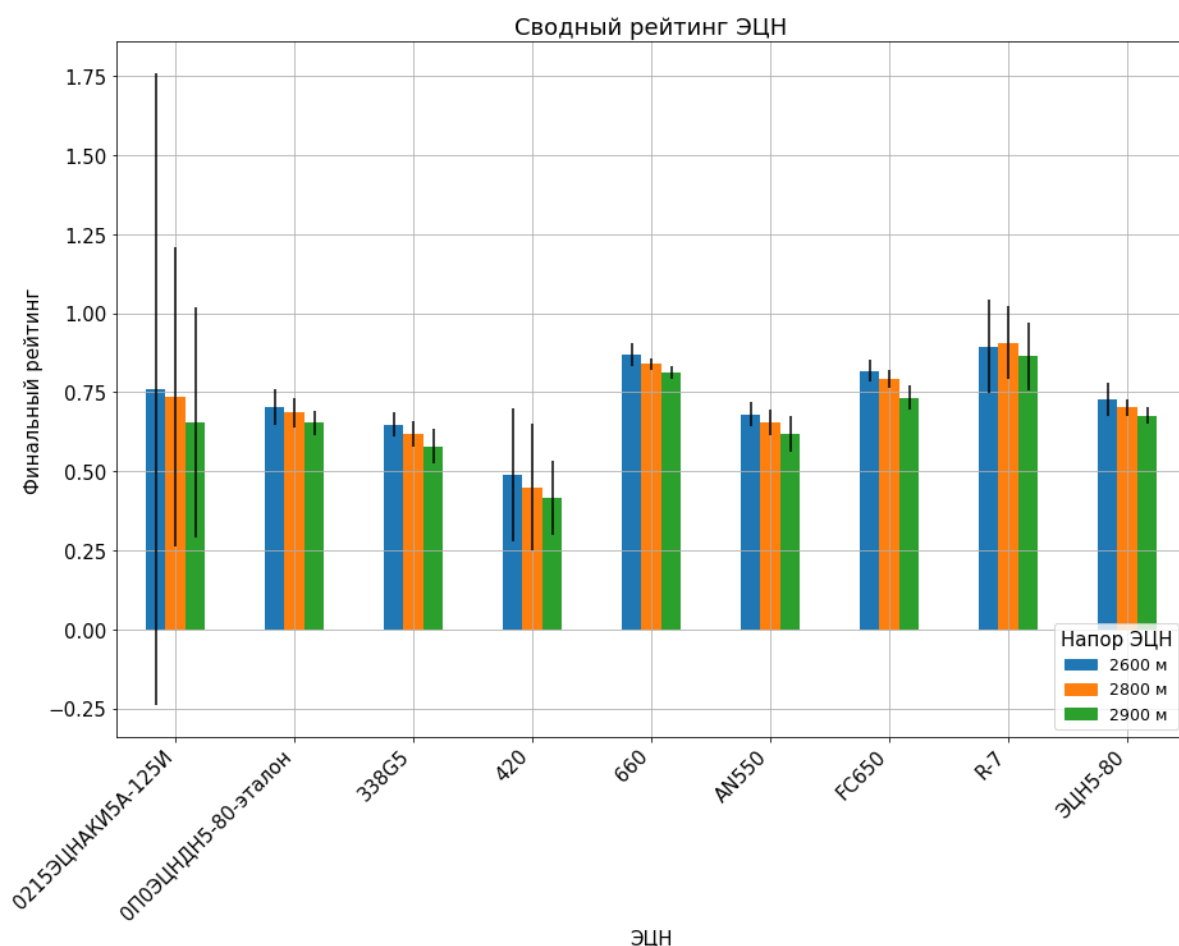


Рисунок 38 - Сводный рейтинг ЭЦН

Таким образом график выше показывает значимость учета разброса в данных. Несмотря на то, что R-7 имеет больший рейтинг, большой разброс склоняет сделать выбор к 660, с чуть меньшими значениями математического ожидания вместе со значительно меньшим разбросом. Финальный комбинированный рейтинг (значения математического ожидания деленные на разброс) позволяют сделать выбор в сторону Weatherford 660 с напором 2800. Как можно увидеть на графике зависимости КПД от дебита жидкости для разных насосов, данный насос работает в оптимальной зоне с наивысшим КПД.

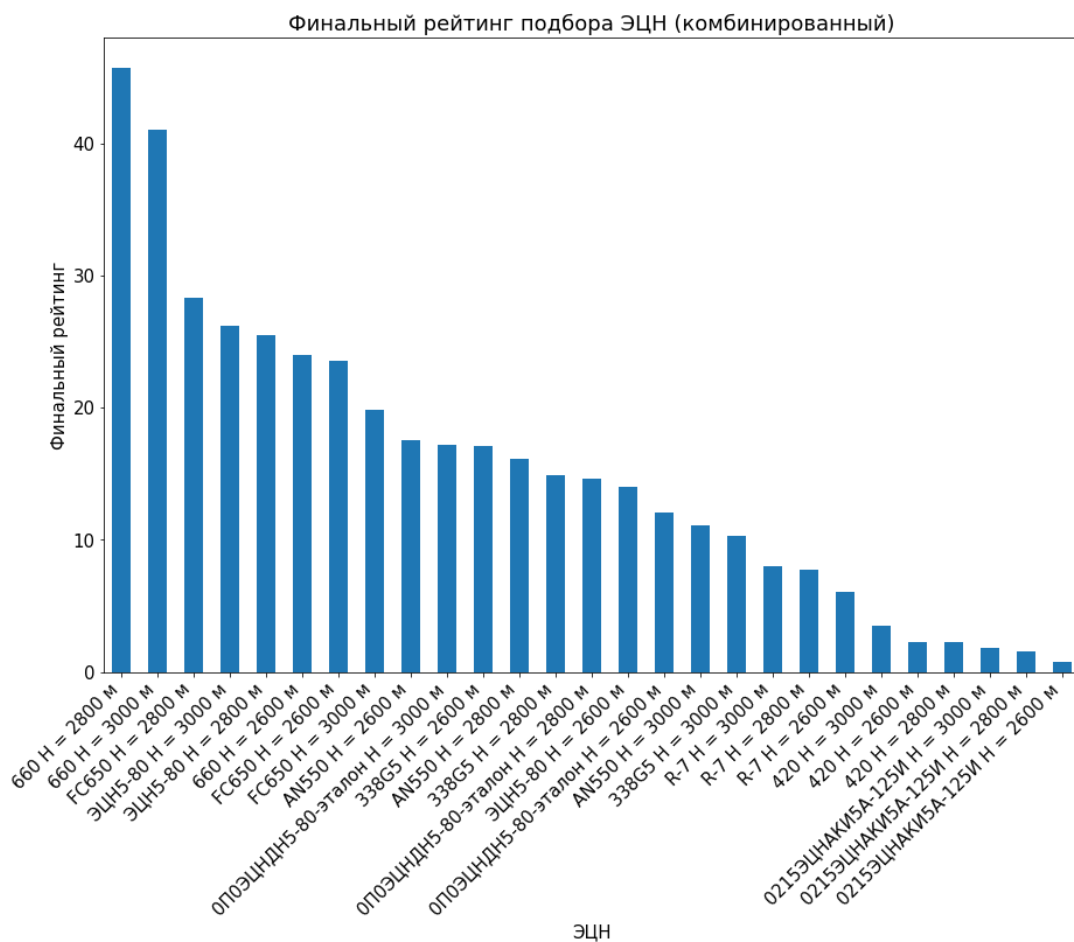


Рисунок 39 - Финальный рейтинг для подбора ЭЦН

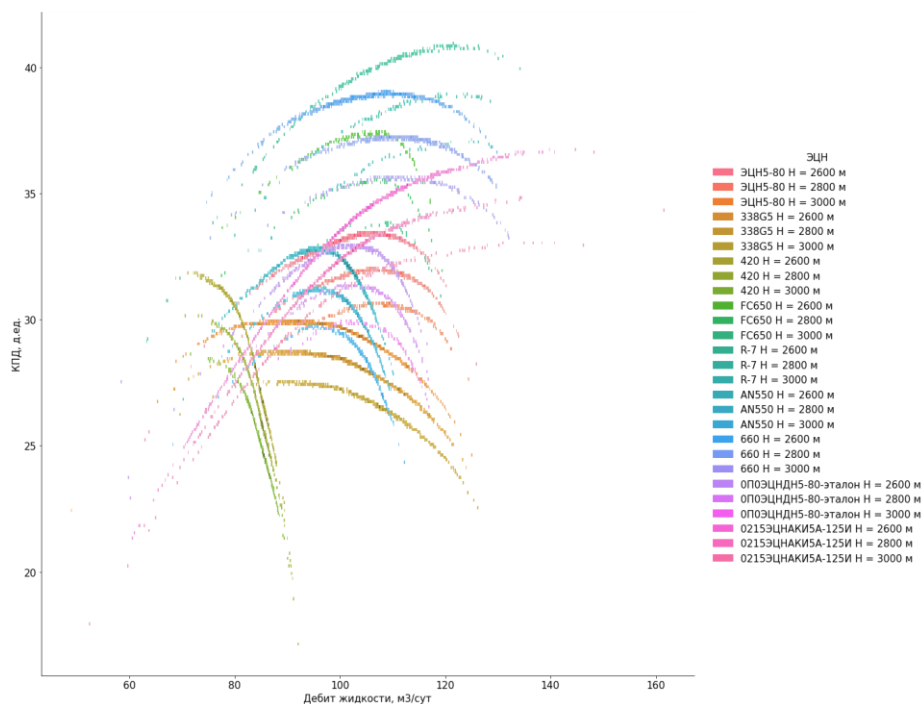


Рисунок 40 - Зависимость КПД от дебита жидкости

Рассмотрим теперь второй вариант расчета, при котором неопределенность в данных снижена в 4 раза (дисперсия по коэффициенту продуктивности и пластовому давлению значительно уменьшилась). Это могло произойти после проведения исследований на скважине на установившихся режимах либо при снятии кривой восстановления давления (КВД) или кривой стабилизации давления (КСД) – для определения, в т.ч. продуктивности и пластового давления. При этом средние (медианные) значения остаются неизменными. Также для корректности сравнения оставим тот же набор насосов

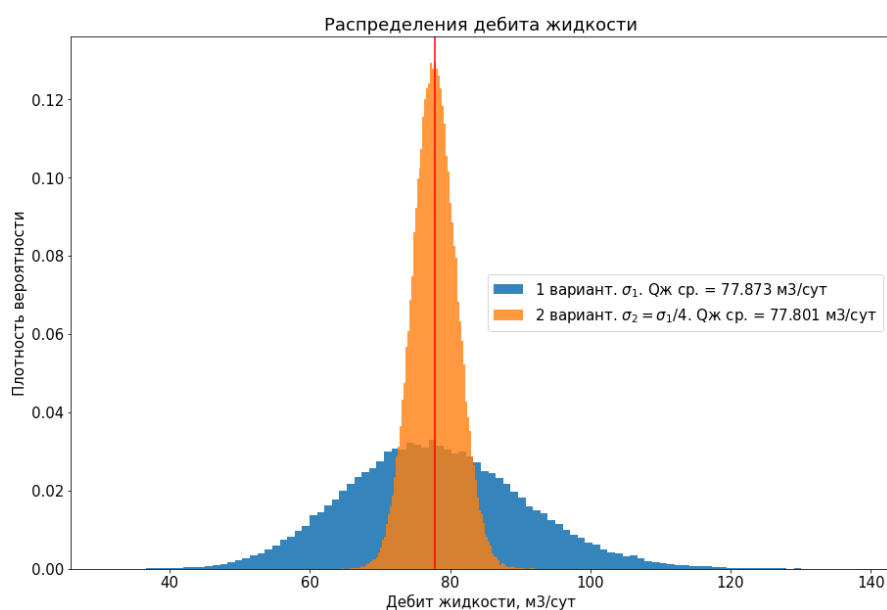


Рисунок 41 - Сравнение высокой и низких неопределенностей
 (среднеквадратичные отклонения отличаются в 4 раза)

Как можно рассмотреть на рисунке ниже насосы в данном случае работают в одном режиме с небольшими отклонениями. В пределе при уменьшении дисперсии распределения параметров превратятся в точку.

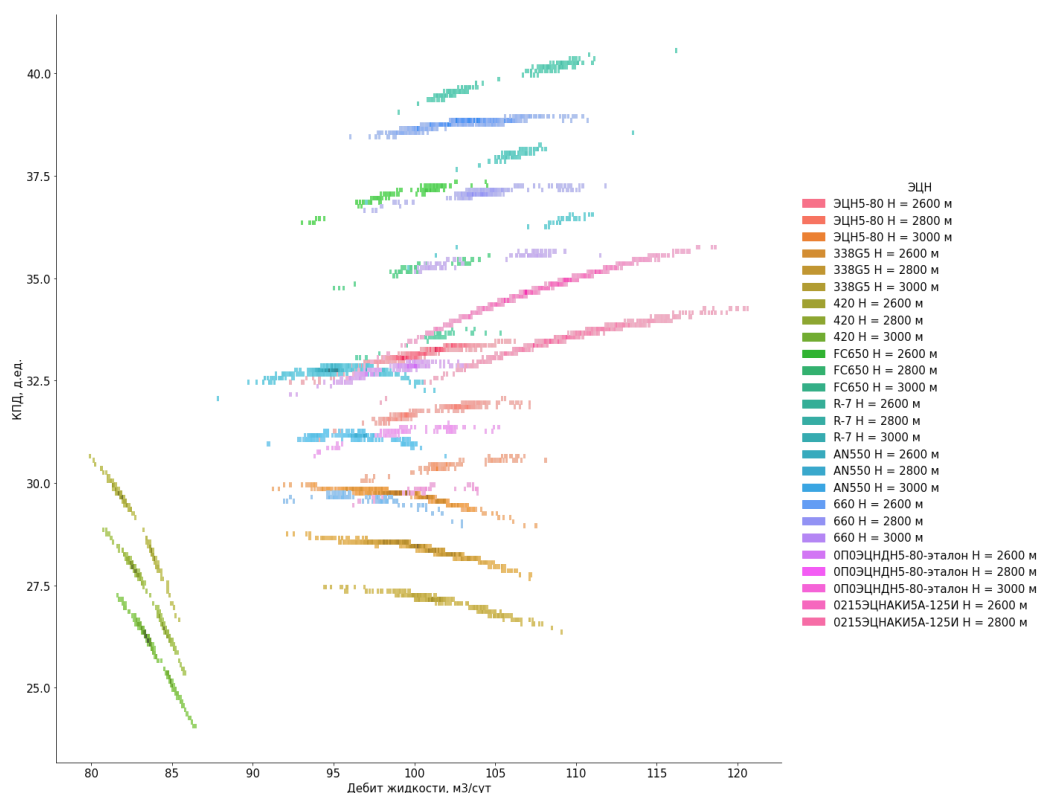


Рисунок 42 - Зависимость КПД от дебита жидкости

Если рассматривать общий рейтинг и дисперсии, то можно сделать следующие выводы:

- Значительно уменьшился разброс в финальном рейтинге – степень уверенности в решении увеличилась.
- Изменился выбор - лучший ЭЦН –Weatherford 660 - его напор – снизился на 200 м до 2600
- В верх рейтинга переместился насос AN550 2600 м, который ранее работал с высоким КПД, но с большим разбросом
- Текущий установленный ЭЦН не является оптимальным согласно предложенной методике

Весь расчетный код, использованный в текущей работе, можно найти в открытом репозитории проекта Unifloc (Кобзарь, 2021)

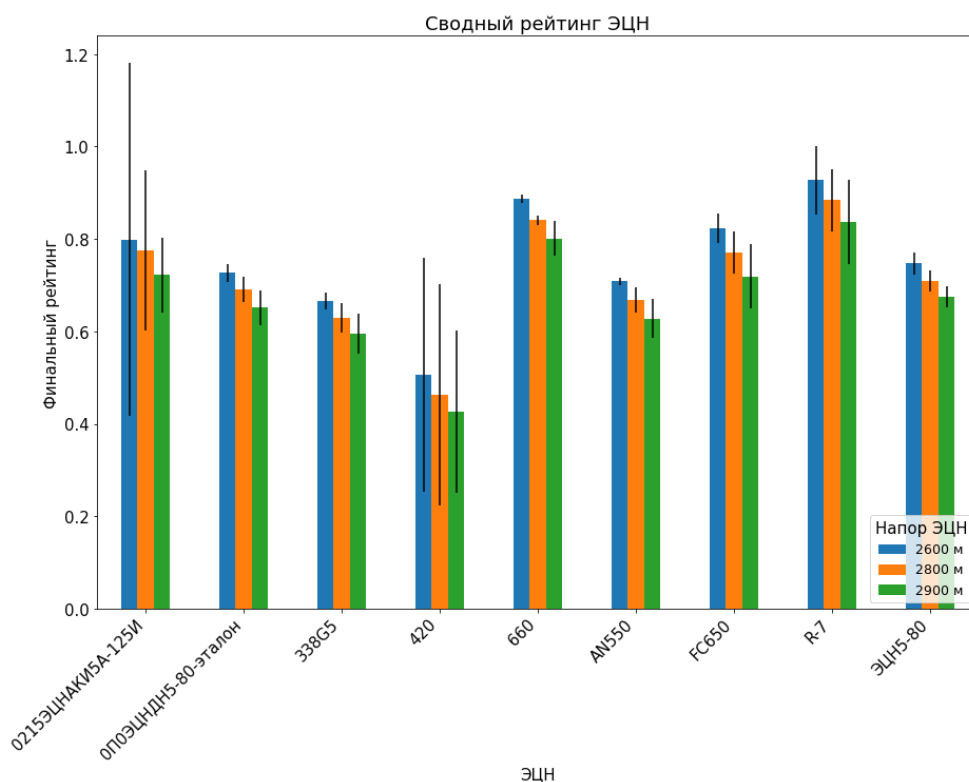


Рисунок 43 - Сводный рейтинг ЭЦН для случая малых дисперсий

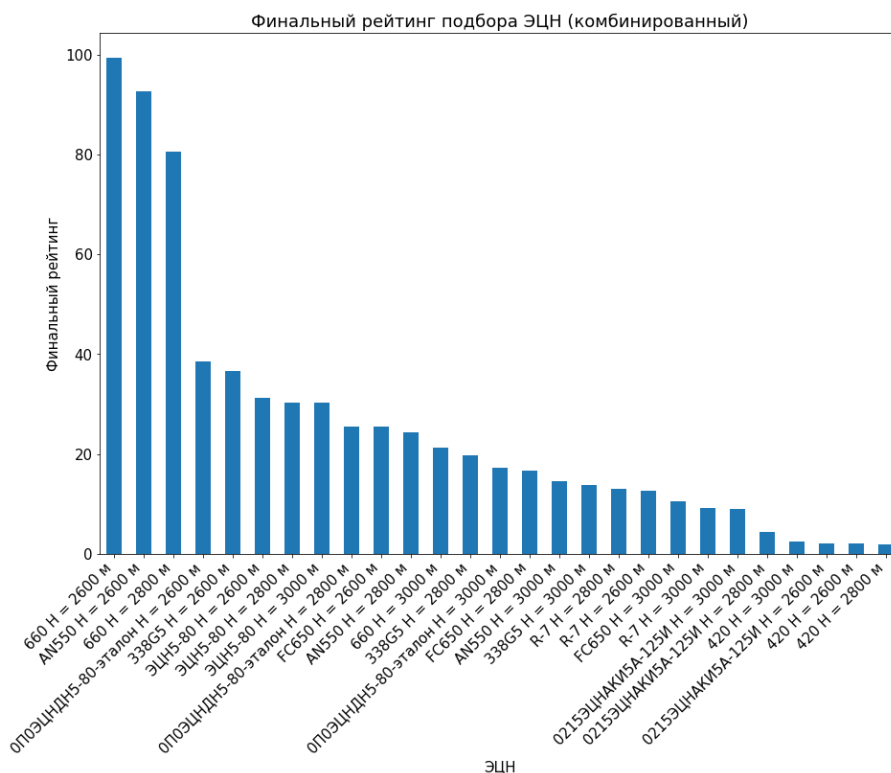


Рисунок 44 - Финальный рейтинг подбора ЭЦН

Таким образом в текущей главе был описан процесс тестирования алгоритма на промысловых данных месторождения Западной Сибири. Результатом является вывод о не оптимальном выборе погружного оборудования для текущих условий эксплуатации. Кроме того, подтверждена важность учета неопределенности в исходных данных при подборе ЭЦН к скважине, т.к. при изменении уверенности (разброса) в исходных данных (коэффициента продуктивности и пластового давления), меняется решение по выбору ЭЦН.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе была предложена новая методика по анализу работы скважины и скважинного оборудования в условиях недостатка информации и с помощью нее решена задача по подбору ЭЦН с учетом неопределенности в исходных данных – коэффициенту продуктивности скважины и пластовом давлении. Данный вероятностный подход позволяет учитывать не только средние значения, но и разброс, тем самым количественно оценивая риски в процессе расчета. Был предложен вид комплексной зависимости, учитывающий энергоэффективность подбираемого ЭЦН, снижение наработки на отказ из-за различных факторов, способности ЭЦН по поднятию продукции. В результате тестирования алгоритма в условиях месторождения Западной Сибири удалось определить ценность алгоритма в качестве продвинутого инструмента для анализа чувствительности, общего анализа работы скважин и скважинного оборудования, неопределенности исходных данных, в рассматриваемом случае коэффициента продуктивности скважины и пластовом давлении, и принятия обоснованных решений по выбору ЭЦН. Методология может быть расширена с точки зрения использования более продвинутых моделей скважины и скважинного оборудования, использования распределений для прочих входных параметров (в текущей работе варьировались коэффициент продуктивности, напор, пластовое давление). Особенностью подхода является требование к высокой скорости расчета физических моделей и необходимости тесной интеграции с промысловой базой данных и другими инструментами для автоматического определения разброса в исходных данных на основе статистических зависимостей.

Список использованных источников

1. **Al-Mudhafar W. J., & Rao, D.** Integrating Design of Experiments, Proxy Modeling, and Monte-Carlo Simulation for Combined Uncertainty Quantifications of Geological and Production Data in the Cyclic GAGD Process. [Conference]. - [s.l.] : SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, 2016.
2. **Cardona A., Kadio-Morokro, B., & Knight, J.** Probabilistic Production Data Analysis Applied to ESP Selection [Conference]. - [s.l.] : SPE North America Artificial Lift Conference and Exhibition, 2016.
3. **Chaves G., Monteiro, D., Duque, M. C., Ferreira Filho, V., Baioco, J., & Ferreira Vieira, B** Short-Term Production Optimization Under Water-Cut Uncertainty [Journal]. - [s.l.] : SPE Journal, 2020.
4. **Kamiński Przemysław Szufel, Michał Wasiluk, Michał Jakubczyk, Marcin Czupryna, Anna Wiertelowska** Silver Desicions [Online] // Построение дерева решений. - 2021. - <http://silverdecisions.pl/>.
5. **Khisamov R. S., Ganiev, B. G., Galimov, I. F., Nasybullin, A. V., Sattarov, R., & Sharifullina, M. A.** Computer-aided generation of development scenarios for mature oil field (Russian) [Journal]. - [s.l.] : Oil Industry Journal, 2020.
6. **Krylov I., Budenny, S., Khabibullin, R., Loginov, A., Andrianova, A., Kobzar, O., & Margarit, A.** Efficiency Analysis of ESP Lifted Wells in the Context of Virtual Flow Metering. [Conference]. - [s.l.] : Society of Petroleum Engineers, 2019.
7. **Molinari D., Sankaran, S., Symmons, D., & Perrotte, M** A Hybrid Data and Physics Modeling Approach Towards Unconventional Well Performance Analysis [Conference]. - [s.l.] : In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers., 2019.

8. **Molinari D., Sankaran, S., Symmons, D., & Perrotte, M.** A Hybrid Data and Physics Modeling Approach Towards Unconventional Well Performance Analysis [Conference]. - [s.l.] : SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2019.
9. **Nazarenko M. Y. Zolotukhin A. B. .** Application of machine learning for probabilistic production forecasting and ultimately recoverable reserves estimation [Journal]. - [s.l.] : Neftyanoe khozyaystvo-Oil Industry, 2020.
10. **Opoku D. Al-Ghamdi A., Osei A.** Novel Method to Estimate Bottom Hole Pressure in Multiphase Flow Using Quasi-Monte Carlo Method [Journal]. - [s.l.] : OnePetro, 2020.
11. **Volkov N. A., Dakhova, E. Y., Adrianova, A. M., & Budennyi, C** Verification of Field Data and Forecast Model Based on Variational Autoencoder in the Application to the Mechanized Fund [Conference]. - [s.l.] : SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers., 2020.
12. **Xia J., Feng, Y., Lu, C., Fei, C., & Xue, X.** STM-based multi-layer self-attention method for remaining useful life estimation of mechanical systems [Journal]. - [s.l.] : Engineering Failure Analysis, 2021.
13. **Валиахметова А. Р., Павельева, Ю. Н., Григорьев, А. С., & Котежеков, В. С.** Оптимальное планирование гидродинамических исследований скважин на основе ценности информации [Journal]. - [s.l.] : ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти, 2019.
14. **Дроздов Н.А.** Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложнённых условиях [Book]. - 2008.
15. **Кобзарь О.С.** esp_design [Online]. - 2021. - https://github.com/unifloc/esp_design.
16. **Мищенко И.Т.** Скважинная добыча нефти [Book]. - 2003.

17. **Наугольников М. В., Тепляков, Н. Ф., Пислегин, М. Н., & Бородкин, А. А**
Создание вероятностной модели технико-экономической оценки
разработки нефтяного месторождения на режиме истощения. [Journal]. -
[s.l.] : Нефтяное хозяйство, 2016.
18. **Ситников А. Н., Пустовских, А. А., Маргарит, А. С., Белоногов, Е. В.,
Зулькарниев, Р. З., & Коровин, А. Ю** методология принятия решений по
выбору целей бурения в условиях геологической неопределенности
[Journal]. - [s.l.] : Нефтяное хозяйство, 2016.
19. **Хабибуллин** [Online]. - 2021. - https://github.com/unifloc/unifloc_vba.