

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.3.204-221>

EDN ZBFZAP

УДК 622.276.43

Реконструкция системы поддержания пластового давления (СППД) с автоматизацией процессов принятия решений при помощи цифровой модели

Алиев М.М., Дьяконов А.А., Исмагилова З.Ф., Гимранов А.М.

ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет» - «Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия

Reconstruction of reservoir pressure maintenance system (RPMS) with automation of decision-making processes using a digital model

M.M. Aliev, A.A. Dyakonov, Z.F. Ismagilova, A.M. Gimranov

Almetyevsk State University of Technology – Higher Petroleum School, Almetyevsk, Russia

E-mail: ismagilovazf@agni-rt.ru

Аннотация. Эффективное планирование поддержания пластового давления способствует получению выгоды не только за счет дополнительной добычи нефти, но и за счет снижения капитальных и эксплуатационных вложений при строительстве и реконструкции. В нефтяных компаниях удельный расход электроэнергии на добычу одной тонны сырой нефти достигает 49,3 кВт ч/т. и более. Больше половины, а именно 51 % электроэнергии, приходится на механизированную добычу, 34 % на систему поддержания пластового давления, а на общепромысловые расходы и подготовку нефти приходится 9 и 6 % соответственно.

Основная цель работы заключается в создании инструмента, позволяющего производить оптимизацию системы поддержания пластового давления при реконструкции с минимальными трудозатратами на принятие решений. В работе рассматривается целесообразность использования стеклопластиковых трубопроводов и объемного насосного оборудования. Для автоматизации процессов принятия решений используется программное обеспечение Petroleum Experts. На базе данного программного обеспечения построены модели систем поддержания пластового давления, разработаны и реали-

зованы алгоритмы подбора диаметра трубопроводов и расчета капитальных и эксплуатационных затрат для различных вариантов реконструкции.

Ключевые слова: *поддержание пластового давления, реконструкция СППД, оптимизация СППД, непроизводительные затраты, стеклопластиковые трубы, цифровая модель*

Для цитирования: Алиев М.М., Дьяконов А.А., Исмагилова З.Ф., Гимранов А.М. Реконструкция системы поддержания пластового давления (СППД) с автоматизацией процессов принятия решений при помощи цифровой модели // Нефтяная провинция.-2024.-№3(39).-С. 204-221. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.3.204-221>. - EDN ZBFZAP

Abstract. The main purpose of reservoir pressure maintenance planning is not only additional production, but also the reduction of capital and operating costs. For example in PJSC TATNEFT, the specific electricity consumption for the production of one ton of crude oil is 49.3 kWh/t. Basically, electricity is spent on: artificial oil lift – 51 %; reservoir pressure maintenance system – 34 %; costs associated with the organization of production at the enterprise – 9 %; oil treatment – 6 %.

The key issue of the article is to create a tool that allows to optimize the system of pressure maintenance during reconstruction with minimal efforts. The text gives a valuable information on the use of fiberglass pipelines and volumetric pumping equipment. Petroleum Experts software is used to automate decision-making processes.

In the process of research created models of reservoir pressure maintenance systems, developed and implemented algorithms for selecting the diameter of pipelines and calculating capital and operating costs for various reconstruction option. Approbation of the developed methods and models was carried out at the PJSC TATNEFT objects.

Key words: *reservoir pressure maintenance, reservoir pressure reconstruction, reservoir pressure optimization, non-productive costs, fiberglass pipes, digital model*

For citation: M.M. Aliev, A.A. Dyakonov, Z.F. Ismagilova, A.M. Gimranov Rekonstruktsiya sistemy podderzhaniya plastovogo davleniya (SPPD) s avtomatizatsiyey protsessov prinyatiya resheniy pri pomoshchi tsifrovoy modeli [Reconstruction of reservoir pressure maintenance system (RPMS) with automation of decision-making processes using a digital model]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(39), 2024. pp. 204-221. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.3.204-221>. EDN ZBFZAP (in Russian)

Введение

В настоящее время наблюдается неминуемое устаревание трубопроводов системы поддержания пластового давления (СППД), результатом чего является увеличение числа отказов водоводов, увеличение непроизводительных затрат, значительную часть которых составляют потери энергии на штуцирование нагнетательных скважин и энергоэффективность насо-

сов, что подтверждается работами (Коннов, 2010, 2012), оценивающие непроизводительные затраты электроэнергии.

На диаграмме рис. 1 показано три группы основных потерь: связанных за счет несовершенства конструкции насосов, штуцированием нагнетательных скважин и гидравлическими потерями в трубопроводах, что составляют около 90 % всех потерь электроэнергии.

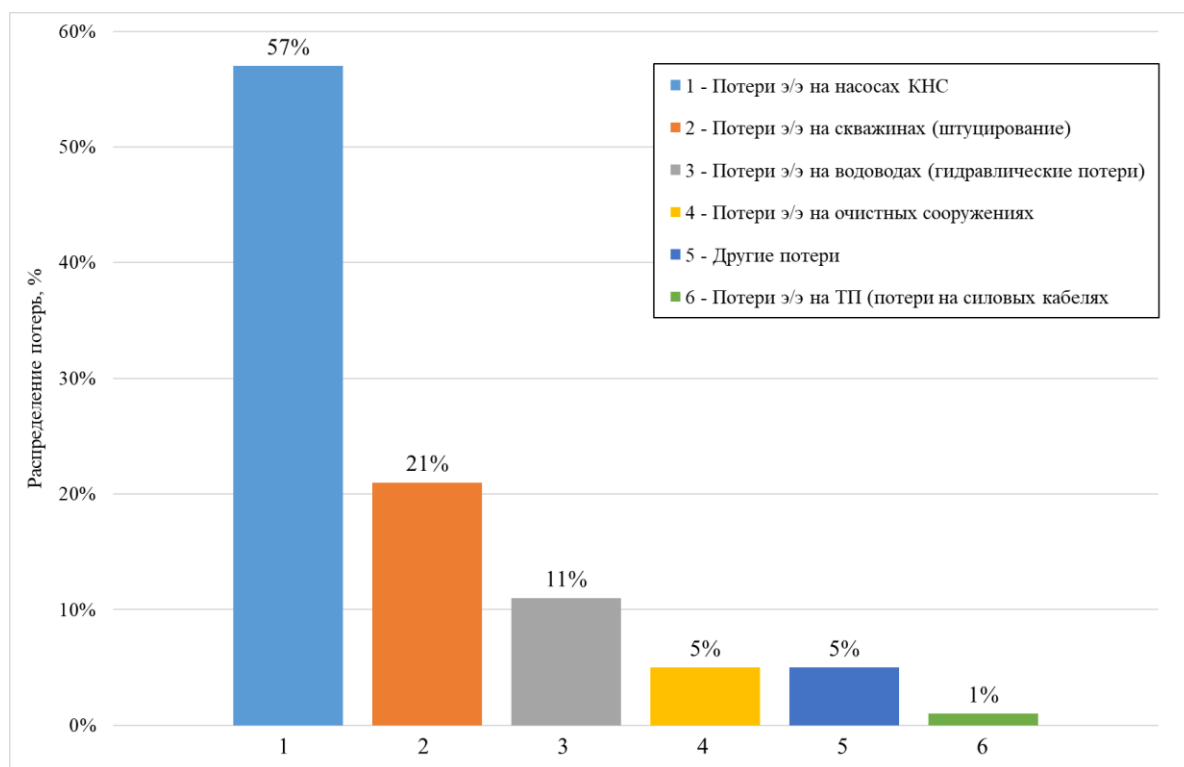


Рис. 1. Распределение потерь электроэнергии в СППД

Износ насосного оборудования и трубопроводов, изменение эксплуатационного фонда скважин, а также большие потери энергии от штуцирования скважин являются причинами необходимости реконструкции СППД, которая в свою очередь служит наиболее благоприятным условием для проведения оптимизации системы, внедрения передовых технологий и применение новейших материалов.

На сегодняшний день большую популярность в различных областях инженерных коммуникаций набирает использование стеклопластиковых труб (СПТ). Благодаря своим свойствам, конкурентной стоимости (Рис. 2) и удобству монтажа СПТ широко применяются в нефтяной промышленно-

сти в составе нефте- и продуктопроводов, в качестве насосно-компрессорных труб (НКТ) и обсадных труб в добывающих скважинах, а также в скважинах СППД (Халимов А.Г., 2020).

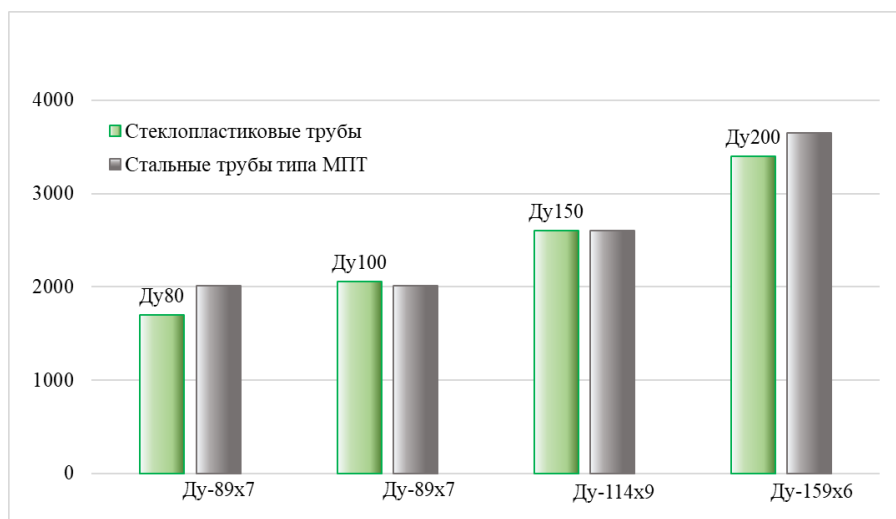


Рис. 2. Сравнение стоимости строительства 1 км нефтепровода из СПТ и труб типа МПТ, тыс. руб.

Оптимизация СППД является трудоемким процессом, связанным с большим количеством объектов, подлежащих реконструкции с учетом множественных факторов, возможность которых учитывать можно, применяя цифровые инструменты, тем самым уменьшая трудозатраты и увеличивая качество выполняемых работ.

Основная цель работы заключается в том, что при помощи спроектированной цифровой модели системы выработана общая методика, придерживаясь которой можно оптимизировать большое число объектов СППД с меньшими трудозатратами.

В работе Стрекалова А.В. рассмотрены возможности использования унифицированной модели системы поддержания пластового давления. Описаны причины сложности моделирования систем и факторы, влияющие на расчет (Стрекалов А.В., 2011).

При моделировании стоит также рассмотреть оптимизацию системы. Оптимизация производится за счет выбора трассы, подбора диаметра на

основе потерь энергии и т.д. Соколов Д.В. и Барахтенко Е.А. (2020 г.) рассматривают оптимизацию за счет подбора диаметра трубопровода. Alexandros Skretas, Sotirios Gyftakis, Effie Marcoulaki (2022 г.) рассматривают на основе выбора оптимальной трассы. В работах Mohamad Mohamadi (2014 г.), Jun Zhou (2009 г.) рассматривается оптимизация с использованием искусственного интеллекта на основе потерь энергии в трубопроводе. Королев М.С., Королев С.С. (2009 г.) производят оптимизацию за счет оценки операционных затрат насосов на суммарную закачку, но не оценивают изменение приемистости скважин со временем. В работе Гильмиянова А.А. и др. (2018 г.) описывают к чему может привести закачка в скважины без учета их приемистости.

Исходя из этого можно сделать вывод, что в перечисленных работах излагаются варианты оптимизации отдельно, но не рассматриваются в комплексе, что не позволяет максимально точно описать поведение модели.

Объект и методы исследования

Объектом исследования является СППД нефтегазового месторождения. В настоящее время на объекте в основном эксплуатируются трубы, принятые по ГОСТ 18599-2001, сталь В10 по ГОСТ 8731-74, диаметром 89х6,0 мм, 89х7,0 мм и 114х9,0 мм с наружным антикоррозионным покрытием и включающие внутреннюю футерованную оболочку из полиэтилена высокого давления. Исполнение труб – МПТ и МПТ-К. Срок эксплуатации данной системы подходит к предельному, что требует проведения либо капитального ремонта, либо реконструкции. В качестве закачиваемого агента используется сточная вода, имеющая следующие характеристики: удельный вес до 1165 кг/м³, минерализация 248,88 г/дм³, значение водородного показателя 6,37 единиц рН.

Как было отмечено выше, из-за большого объема объектов подлежащих реконструкции, для увеличения производительности выполнения

проектных работ используется программное обеспечение Petroleum Experts, а именно модули GAP, Resolve и Prosper. Модуль GAP позволяет установить максимальное ограничение приемистости по скважинам и рассчитать значения перепада давления для обеспечения объемов целевой закачки. Модуль Resolve, при помощи своих внутренних алгоритмов, экспортирует результаты из GAP в Excel, тем самым позволяет получить значения непроизводительных затрат при штуцировании нагнетательных скважин и оценить их в денежном эквиваленте, также осуществляется автоматическое построение и подгрузка моделей. Подгрузка моделей скважин в СППД является несильно трудозатратной операцией, однако при значительном количестве объектов автоматизации привязки и внесение части параметров может сократить производительное время специалиста. На рис. 3 показана схема из Resolve, позволяющая автоматически вносить такие параметры, как путь к модели скважины, целевую закачку, активацию штуцирования, а также возможность реализации автоматической генерации кривых IPR и VLP. Принцип работы достаточно прост, реализуемый алгоритм действия прописывается в Workflow (“Welltransport+dP+maxQ”), а далее программа, используя модуль Openserver, выполняет команды по переносу данных из Excel в GAP.



Рис. 3. Схема автоматического переноса скважин в Resolve

Рассмотрим Workflow, блок-схема которого показана на рис. 4 более детально. Условно блок схему можно разделить на 2 цикла. Первым является цикл с постусловием, в нем происходит подсчет ненулевых ячеек, содержащих номер скважин. Во втором цикле с заданным шагом осуществляется установка штуцера в модели на «calculated», задается значение ограничения по целевой закачке, а также указывается директория расположения файла модели скважины. Важно, чтобы модель скважины в названии файла содержала номер.

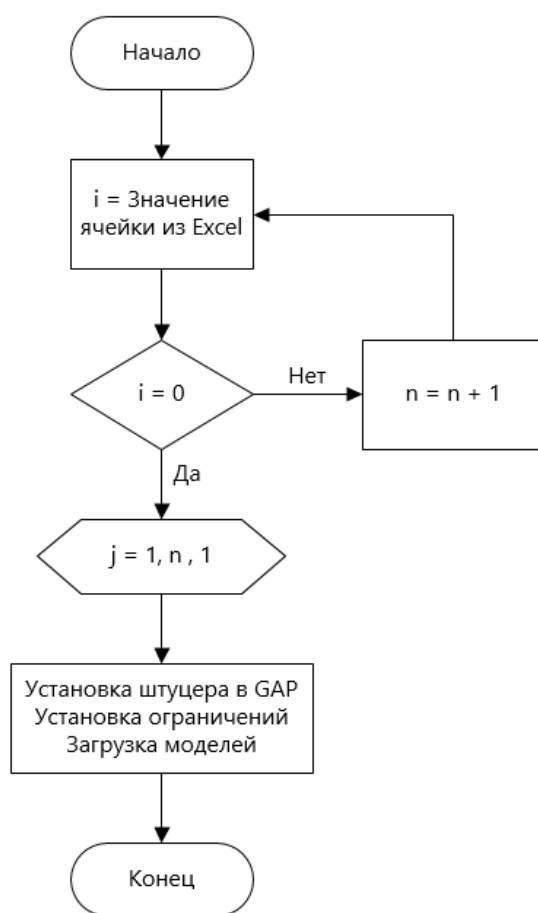


Рис. 4. Блок-схема автоматического переноса скважин

После успешного запуска Workflow выполняется генерация кривых IPR и VLP для GAP, данная операция в нашем случае не автоматизирована, так как происходит повторная верификация исходных данных, а также уточнение действующего фонда скважин. Построенная действующая

щая цифровая модель системы ППД в модуле GAP, с учетом скорректированных моделей нагнетательных скважин, представлена на рис. 5.

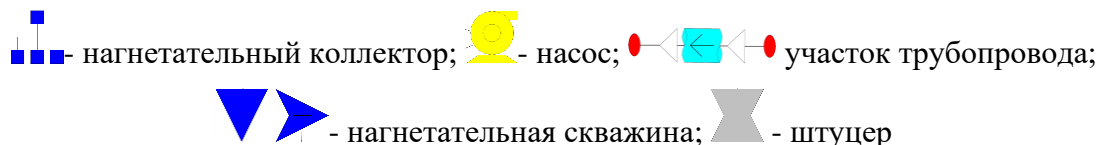
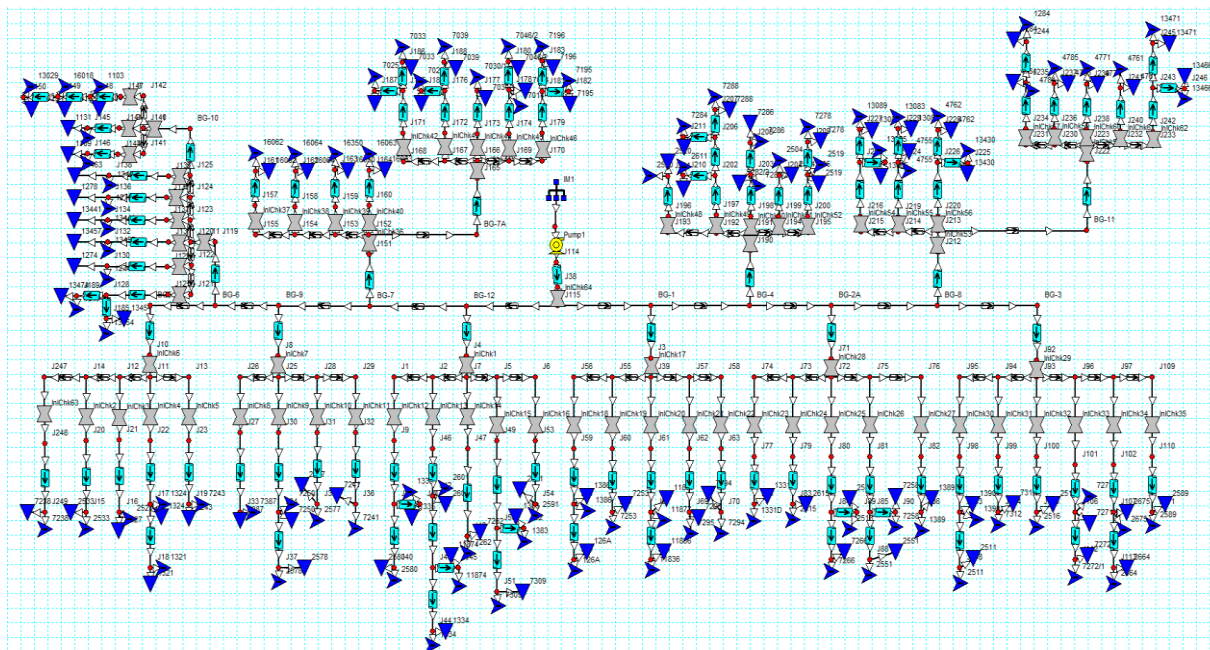


Рис. 5. Цифровая модель системы ППД

Для оптимизации трубопроводной системы ППД также использовался Resolve, однако в данном случае количество взаимодействий между модулями значительно больше, нежели в предыдущих разделах.

С целью детального описания алгоритма оптимизации системы и энергетического расчета условно может быть разделен на три крупных блока (Рис. 6):

- Блок подбора диаметров;
- Блок экспорта результатов расчета скважин;
- Блок экспорта результатов расчета трубопроводов.

Для анализа действующей системы выполнен ручной гидравлический расчет и произведено сравнение его с программным расчетом построенной модели в программном комплексе Petroleum Experts.

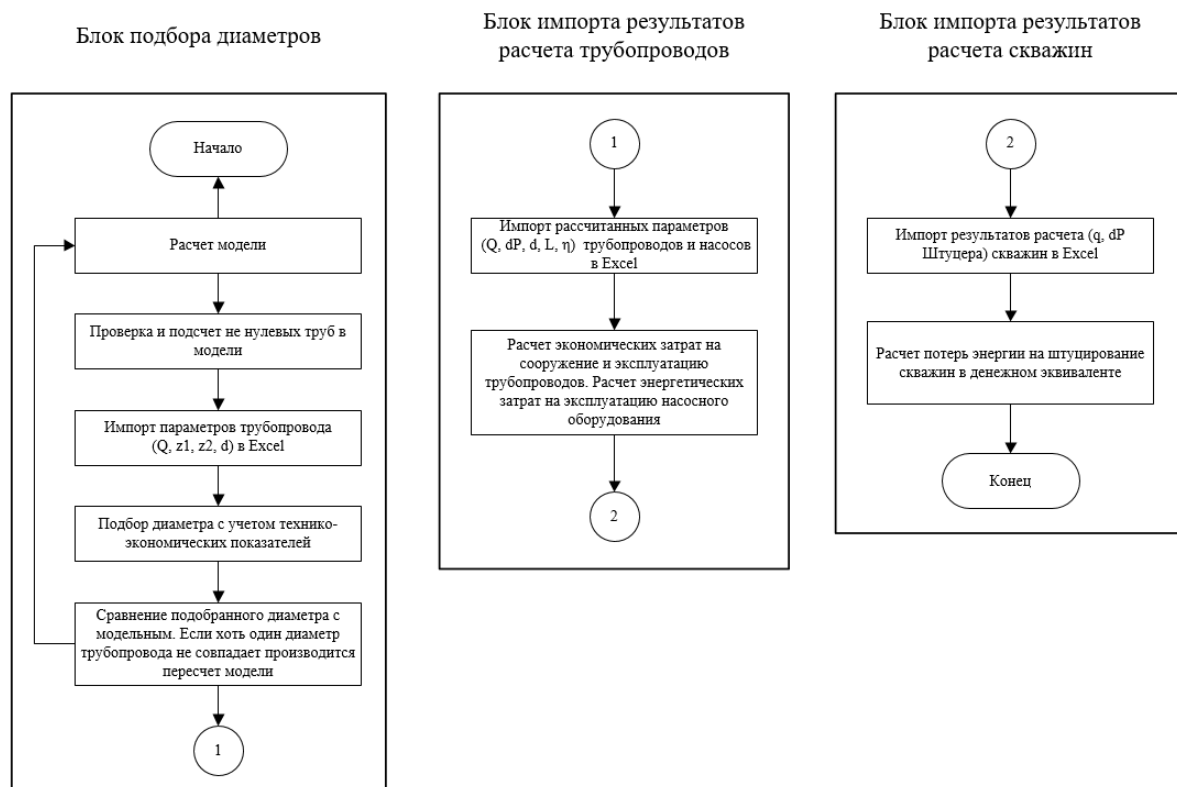


Рис. 6. Схема оптимизации модели СПД в Resolve

Вначале определялись расход жидкости по участкам, начиная с конца, и рассчитывались нижние и верхние пределы диаметров трубопроводов:

$$D = (0,8 - 1,2) \cdot Q^{0,42}, \quad (1)$$

где Q – расход на участке трубопровода, м³/с;

D – диаметр трубопровода, м.

Далее с учетом скорости движения жидкости определялось гидравлическое сопротивление в трубопроводе и общие потери напоров с учетом ВЫСОТНЫХ ОТМЕТОК:

$$k = 1,05 \cdot \frac{0,00111}{d_{ВН}^{5,226} \cdot g^{0,226}} \cdot L, \quad (2)$$

$$H_{тр} = k \cdot Q^2 + \Delta Z \quad (3)$$

Абсолютное давление на блоке гребенки (БГ) составляет 13,1 МПа, далее происходит его снижение за счет линейных потерь и разности высотных отметок начальной и конечной точки нагнетания к устью. Кроме

того, на устьях скважин установлены штуцеры для регулирования давления и расхода жидкости. В связи с этим необходимо учесть не только давление, которое обеспечивается на устье скважины до штуцера, но и после, так как от его воздействия на поток нагнетаемой жидкости зависит дальнейшая характеристика, влияющая на продуктивность пласта.

Из табл. 1 видно, что расчетные показатели, вычисленные традиционным способом, используя законы гидравлики, практически не отличаются от значений, представленных в программном модуле GАР.

Таблица 1

Сравнение результатов гидравлического и программного расчета

Скважины	Расчетное давление на устье скважины исходя из гидравлического расчета трубопровода, МПа.	Устьевое давление, рассчитанное в модуле GАР, МПа.	Абсолютная погрешность, МПа.	Относительная погрешность, %
1	12,9156	12,912	-0,0036	0,028
2	12,9569	12,958	0,0011	0,008
3	12,8729	12,858	-0,0149	0,116

Как говорилось ранее, реконструкция является идеальным моментом для проведения оптимизации системы. Объективным будет утверждение, что каждая конкретная кустовая насосная станция (КНС) требует отдельного рассмотрения, а количество и распределение непроизводительных затрат индивидуально для каждого объекта. Методику подсчета данных потерь и пересчета их в денежный эквивалент можно принять универсальной, основываясь на потерях давления и среднесуточной закачке.

Для оценки эксплуатационных затрат необходимо учитывать ряд факторов, включающих в себя планируемый срок эксплуатации трубопроводов, периодичность работ скважин, корректность выбора коэффициента приёместности и пластового давления, диаметры трубопроводов, параметры надежности системы и т.д.

Данный список достаточно обширен, а попытки количественной оценки этих факторов нецелесообразны с точки зрения трудозатрат, однако интегрированное моделирование способно существенно упростить данные задачи и учесть взаимовлияние элементов в системе, что является преимуществом.

Для оценки капитальных и эксплуатационных затрат разработана методика, укрупненный алгоритм которой представлен ниже:

1. Анализ коэффициентов приемистости и пластового давления.

Для анализа использовались исторические данные давлений и расходов скважин.

2. Оптимизация прокладки трасс трубопроводов. Трасса трубопроводов должна выбираться на основе вариантной оценки экономической целесообразности и экологической безопасности из нескольких возможных вариантов. При выборе трасс необходимо учитывать перспективное развитие месторождения, условия строительства трубопроводов и их обслуживания в период эксплуатации (СП 284,1325800,2016, Трубопроводы промышленные для нефти и газа, Правила проектирования и производства работ, 2017). Выбор трасс трубопроводов должен производиться по одному или нескольким критериям оптимальности (Ведомственные строительные нормы "Проектирование промышленных стальных трубопроводов" (ВСН 51-3-85, 1985)

Основными критериями оптимальности, на основе которых производится первичный выбор вариантов трассы трубопроводов, являются наименьшая стоимость владения и капитальные затраты на строительство. При этом учитываются следующие факторы:

а) экономические факторы (минимальная протяженность трубопроводов; пересечение трубопроводов различных преград; возможность и рентабельность переключения скважин; текущий срок эксплуатации трубопроводов). При построении схемы:

- оцениваются расстояния от начальной до конечной точки для снижения себестоимости строительства трубопроводов;
- учитываются стоимости пересечения трубопроводов для более точного определения капитальных затрат на строительство, взаимные пересечения промысловых трубопроводов, которые должны выполняться под углом не менее 60° (СП 284,1325800,2016, Трубопроводы промысловые для нефти и газа, Правила проектирования и производства работ, 2017);
- учитывается стоимость проведения работ при пересечении трубопровода автомобильных и железных дорог, пересечение которых должно быть максимально приближено к 90° , но не менее 60° (СП 284,1325800,2016, Трубопроводы промысловые для нефти и газа, Правила проектирования и производства работ, 2017).
- учитывается стоимость прокладки трубопровода при пересечении водных препятствий;
- учитывается стоимость прокладки трубопровода в лесных зонах;
- учитывается возможность и рентабельность переключения отдаленных скважин на другие объекты (КНС, ВРП);
- учитывается текущий срок эксплуатации трубопровода. Подлежат реконструкции только существующие трубопроводы с возрастом эксплуатации более 15 лет.

б) Эксплуатационные факторы (количество скважин; геодезические отметки). При построении схемы:

- учитываются среднесуточный целевой объем закачки рассматриваемых скважин и максимальная пропускная способность трубопроводов (по имеющемуся сортаменту) со страховым запасом для определения допустимого числа скважин, подключаемых в одну ветвь;

– учитываются геодезические отметки в точках врезки трубопроводов, принимаются по профилям близлежащих существующих трубопроводов, а в случаях отсутствия данных – принимаются методом линейной интерполяции.

3. Подбор диаметра и построение модели СППД. Диаметры труб подбираются по имеющемуся сортаменту, которые предварительно оценены с точки зрения совокупной стоимости владения. Подбор насосного оборудования осуществляется под суммарную целевую закачку всех скважин.

4. Установка целевых объемов. В качестве ограничения по приемистости моделей скважин устанавливаются целевые объемы закачки.

5. Расчет системы и экспорт результатов расчета. Для оценки выгружаются следующие параметры:

- давление, развиваемое насосно-силовым оборудованием и расход жидкости;
- перепады давления на участках трубопроводов, а также их диаметр, длина и расход жидкости;
- перепады давления и расходы на штуцерах скважин.

6. Оптимизация диаметров трубопроводов, пересмотр выбора насосного оборудования. Оптимизация диаметров производится по денежным затратам на потери энергии, на основе пропускной способности трубопровода производится гидравлический расчет с целью определения перепадов давления на участке. В итоге по формуле 4 найденный перепад давления пересчитывается в потери энергии:

$$\Delta E \sim \frac{\Delta P Q}{\eta}, \quad (4)$$

- где ΔE – дополнительные затраты электроэнергии, кВт·ч;
 ΔP – разница давлений на выходе насоса и выходе БГ, МПа;
 Q – объем закачки, м³;
 η – КПД насосного агрегата, %.

Полученные непроизводительные энергозатраты пересчитываются в денежный эквивалент, с учетом стоимости электроэнергии руб/кВт.

7. Расчет выбранных вариантов ССПД в GAP. Экспорт результатов расчета для технико-экономического анализа. На каждом этапе алгоритма возникают спорные моменты, которые приводят к возникновению вариантов расчета, подлежащих рассмотрению.

Результаты исследований

В качестве примера реализации рассмотрим несколько возникших вариантов оптимизации одной из КНС (Табл. 2) и их результаты расчета (Табл. 3).

Таблица 2

Варианты оптимизации системы

Вариант	Описание
Вариант 0	Вариант для сравнения. Включает в себя затраты на ремонт существующей трассы без ее оптимизации.
Вариант 1	Вариант с оптимизацией трассы и подбором диаметров исходя из предельно-допустимых скоростей без подбора насосного оборудования.
Вариант 2	Вариант с оптимизацией трассы и диаметров на основе непроизводительных затрат с подбором насосного оборудования.

Таблица 3

Результаты расчета затрат на предложенные варианты

Вид затрат	Затраты для варианта		
	0	1	2
1	2	3	4
Эксплуатационные затраты (тыс. руб./год)	27 047	28 838	24 888
На штуцерование скважин	9 420	3 109	7 669
На гидравлические потери в трубопроводе	1 575	2 501	-94
На насосы	16 052	23 227	17 282
Капитальные затраты (тыс. руб.)	163 488	150 787	186 725
Прокладка трубопроводов	163 488	131 717	110 373
Внедрение насоса на КНС	0	0	76 352
Внедрение индивидуальных насосов	0	19 072	0
Итого за 20 лет тыс. руб.	704 440	727 557	684 497

Исходя из полученных данных можно сделать вывод, что вариант с оптимизацией трассы и диаметров на основе непроизводительных затрат с подбором насосного оборудования является более выгодным.

Заключение

Таким образом, в ходе работы построены модели СППД и адаптированы с учетом действующих режимов при помощи инструментов программного комплекса Petroleum Experts. Выполнена оптимизация трасс трубопроводов из стеклопластиковых труб и подбор насосного оборудования. Разработана методика для оценки капитальных и эксплуатационных затрат. Исходя из результатов расчета затрат можно сделать выводы, что самым экономичным вариантом является второй вариант, где производится оптимизация системы по методике, описанной выше. Есть отличие в капитальных затратах на строительство трубопровода между вариантами, так как в расчете менялись параметры трубопровода такие как диаметр и длина в зависимости от комбинации.

Список литературы

1. Коннов В.А. Разработка энергоэффективных методов и технологических схем поддержания пластового давления при разработке нефтяных месторождений: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Бугульма, 2012. – 26 с.
2. Коннов, В.А. О направлениях развития системы поддержания пластового давления [Текст] / Р.Б. Фаттахов, А.А. Арсентьев, В.А. Коннов // Ученые записки АГНИ. - Альметьевск.: - 2010. - С. 98-102.
3. Халимов А.Г. Применение стеклопластиковых труб в качестве трубопроводов в добывающих скважинах и скважинах системы ППД // Инженерная практика. – 2020. - №02
4. Стрекалов А.В. Модель системы поддержания пластового давления // Известия Томского политехнического университета. 2011. – Т. 318 - №1.
5. Dmitry V. Sokolov, Evgeny A. Barakhtenko. Optimization of transmission capacity of energy water pipeline networks with a tree-shaped configuration and multiple sources // Energy. 2020. – Volume 210. – Article 118469.
6. Alexandros Skretas, Sotirios Gyftakis, Effie Marcoulaki. A demonstration of sustainable pipeline routing optimization using detailed financial and environmental assessment // Journal of Cleaner Production. – 2022. – Volume 362. – Article 132305.
7. Mohamad Mohamadi, Baghmolaei Mohamad Mahmoudy, Dariush Jafari Rezvan, Mohamad iBaghmolaei, Firooz Tabkhi. Assessing and optimization of pipeline system per-

- formance using intelligent systems // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2014. – Volume 18. – Pages 64-76.
8. Jun Zhou, Guangchuan Liang, Tao Deng, Jing Gong. Route Optimization of Pipeline in Gas-Liquid Two-Phase Flow Based on Genetic Algorithm // *Hindawi*. 2017. – Article 1620303.
 9. Королев М.С., Королев С.С. Оценка эффективности и оптимизация систем поддержания пластового давления // *Территория нефтегаз*. 2009. - №8. – С.74-78.
 10. Гильмиянова А.А., Кардопольцев А.С., Гарипов А.Р., Мироненко А.А., Максимов А.А. Комплексный подход к оптимизации системы поддержания пластового давления ачимовских отложений // *Оборудования и технологии для нефтегазового комплекса*. 2018. - №8. – С. 56-62.
 11. РД 153-39.0-751-12, Инструкция по выбору и расчету экономически обоснованного комплекса мероприятий по оптимизации потребления электроэнергии в системе ППД ОАО «Татнефть» [Текст]: утв. ОАО «Татнефть» : ввод, в действие с 01.03.12, - Бугульма: ТатНИПИнефть, — 2011, -136 с.
 12. СП 284.1325800.2016, Трубопроводы промысловые для нефти и газа, Правила проектирования и производства работ, - Введен 2017-06-07, - М.: Стандартинформ, 2017, - 109 с.
 13. Ведомственные строительные нормы "Проектирование промысловых стальных трубопроводов" (ВСН 51-3-85 Мингазпром, ВСН 2.38-85 Минтефтепром), М.: 1985, 97 с.

References

1. V.A. Konnov Razrabotka energoeffektivnyh metodov i tekhnologicheskikh skhem podderzhaniya plastovogo davleniya pri razrabotke neftyanyh mestorozhdenij [Development of energy-saving methods and technical plans for reservoir pressure maintenance]. Abstract of a PhD thesis. Bugulma, 2012, 26 p. (in Russian)
2. V.A. Konnov, R.B. Fattakhov, A.A. Arsentev O napravleniyah razvitiya sistemy podderzhaniya plastovogo davleniya [On areas of reservoir pressure maintenance system development]. *Almetyevsk State Oil Institute scientific papers*. Almetyevsk, 2010, pp. 98-102. (in Russian)
3. A.G. Khalimov Primenenie stekloplastikovykh trub v kachestve truboprovodov v dobyvayushchih skvazhinah i skvazhinah sistemy PPD [Application of fiberglass pipes as pipelines for producing wells and reservoir pressure maintenance systems]. *Inzhenernaya Praktika [Engineering Practice]*. 2020, No.2. (in Russian)
4. A.V. Strekalov Model sistemy podderzhaniya plastovogo davleniya [A model of reservoir pressure maintenance system]. *Tomsk Polytechnical University Review*. 2011, Vol.318, No.1. (in Russian)
5. Sokolov D.V., Barakhtenko E.A. Optimization of transmission capacity of energy water pipeline networks with a tree-shaped configuration and multiple sources. *Energy*. 2020, Vol.210, Article 118469. (in English)
6. Alexandros Skretas, Sotirios Gyftakis, Effie Marcoulaki. A demonstration of sustainable pipeline routing optimization using detailed financial and environmental assessment. *Journal of Cleaner Production*. 2022, Vol. 362, Article 132305. (in English)
7. Mohamad Mohamadi, Baghmolaei Mohamad Mahmoudy, Dariush Jafari Rezvan, Mohamad iBaghmolaei, Firooz Tabkhi. Assessing and optimization of pipeline system performance using intelligent systems. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2014, Vol. 18, pp. 64-76. (in English)
8. Jun Zhou, Guangchuan Liang, Tao Deng, Jing Gong. Route Optimization of Pipeline in

- Gas-Liquid Two-Phase Flow Based on Genetic Algorithm. *Hindawi*. 2017, Article 1620303. (in English)
9. M.S. Korolev, S.S. Korolev Ocenka effektivnosti i optimizaciya sistem podderzhaniya plastovogo davleniya [Performance evaluation and optimization of reservoir pressure maintenance systems]. *Territoriya Neftegaz [Oil and Gas Territory]*. 2009, No.8, pp.74-78. (in Russian)
 10. A.A. Galimyanova, A.S. Kardopoltsev, A.R. Garipov, A.A. Mironenko, A.A. Maksimov Kompleksnyj podhod k optimizacii sistemy podderzhaniya plastovogo davleniya achimovskih otlozhenij [Integrated approach to optimization of reservoir pressure maintenance system in the Achimovsky deposits]. *Oborudovaniya i Tekhnologii Dlya Neftegazovogo Kompleksa [Equipment and Technologies for Oil and Gas Sector]*. 2018, No. 8, pp. 56-62. (in Russian)
 11. RD 153-39.0-751-12. Guidelines for selection and calculation of economically feasible package plan for optimization of energy consumption by Tatneft's reservoir pressure maintenance system. Bugulma, TatNIPIneft Institute, 2011, 136 p. (in Russian)
 12. CR 284.1325800.2016. Field pipelines for oil and gas: design and work rules. Moscow, Standartinform, 2017, 109 p. (in Russian)
 13. Industry-specific building regulations "Field steel pipeline layout and planning" (VSN 51-3-85 Mingazprom, VSN 2.38-85 Minnefteprom), Moscow, 1985, 97 p. (in Russian)

Сведения об авторах

Алиев Мехрали Мирзали оглы, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой «Транспорт и хранение нефти и газа», ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет» - «Высшая школа нефти»
Россия, 423458, Альметьевск, ул. Ленина, 2
E-mail: mmaliev@rambler.ru

Дьяконов Александр Анатольевич, доктор технических наук, профессор, ректор ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет» - «Высшая школа нефти»
Россия, 423458, Альметьевск, ул. Ленина, 2
E-mail: dyakonovaa@agni-rt.ru

Исмагилова Зульфия Фаритовна, кандидат технических наук, доцент кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа», ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет» - «Высшая школа нефти»
Россия, 423458, Альметьевск, ул. Ленина, 2
E-mail: ismagilovazf@agni-rt.ru

Гимранов Азат Маратович, аспирант, ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет» - «Высшая школа нефти»
Россия, 423458, Альметьевск, ул. Ленина, 2
E-mail: gimranovam@agni-rt.ru

Authors

M.M. Aliev, Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of the Department "Transport and Storage of Oil and Gas", Almet'yevsk State University of Technology – Higher Petroleum School

2, Lenin Str., Almet'yevsk, 423462, Russian Federation

E-mail: mmaliev@rambler.ru

A.A. Dyakonov, Doctor of Technical Sciences, Professor, Rector of Almet'yevsk State University of Technology – Higher Petroleum School

2, Lenin Str., Almet'yevsk, 423462, Russian Federation

E-mail: dyakonovaa@agni-rt.ru

Z.F. Ismagilova, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Department of Transport and Storage of Oil and Gas, Almet'yevsk State University of Technology – Higher Petroleum School

2, Lenin Str., Almet'yevsk, 423462, Russian Federation

E-mail: ismagilovazf@agni-rt.ru

A.M. Gimranov, post-graduate student, Almet'yevsk State University of Technology – Higher Petroleum School

2, Lenin Str., Almet'yevsk, 423462, Russian Federation

E-mail: gimranovam@agni-rt.ru

Статья поступила в редакцию 07.07.2024

Принята к публикации 14.09.2024

Опубликована 30.09.2024