

## НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Оригинальная статья

УДК 622.276.6

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-1.art4>

### Создание комплексной многовариантной интегрированной модели системы межпромыслового транспорта нефти

В.А. Волков, Д.А. Сайфутдинова ✉, К.И. Мурыськина

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Пермь, Россия

**Аннотация.** *Актуальность.* В условиях изменчивости внешних и внутренних факторов, напрямую влияющих на загрузку существующей системы транспорта углеводородов, возникают риски, связанные с производительностью мощностей существующей инфраструктуры и несоблюдением требований качества сдаваемой нефти. *Цель работы.* Создание инструмента, позволяющего оценить степень загрузки существующих объектов инфраструктуры и показатели товарного качества нефти на коммерческих узлах сдачи продукции в ближайшей и долгосрочной перспективе, наличие которого является необходимым условием для минимизации рисков. *Материалы и методы.* Интегрированная модель в комплексе со средствами автоматизации является эффективным инструментом для принятия стратегических решений по активам компании-недропользователя. *Результаты.* В работе на примере транспортной инфраструктуры описан подход к использованию модели-компоненты «система сбора», которая совместно с алгоритмами автоматизации позволяет решать ряд стратегических задач нефтегазодобывающего общества, таких как выполнение многовариантных гидравлических расчетов и мониторинг качества нефти с целью проверки на соответствие предъявляемым требованиям. *Выводы.* Интегрированная модель совместно с разработанными средствами автоматизации является вспомогательным инструментом для принятия управленческих решений. Инструмент помогает значительно сократить трудозатраты на выполнение расчетов и первичную обработку результатов. Реализованные подходы могут быть использованы для проведения гидравлических расчетов и мониторинга ограничений транспортных сетей схожей конфигурации.

**Ключевые слова:** интегрированное моделирование, автоматизация, товарное качество нефти, система межпромыслового транспорта, многовариантные расчеты

**Финансирование:** источники финансирования отсутствовали.

**Для цитирования:** Волков В.А., Сайфутдинова Д.А., Мурыськина К.И. Создание комплексной многовариантной интегрированной модели системы межпромыслового транспорта нефти // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 1. С. 48–59. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-1.art4>

✉ Сайфутдинова Дарья Александровна, e-mail: [Darya.Sayfutdinova@lukoil.com](mailto:Darya.Sayfutdinova@lukoil.com)

© Волков В.А., Сайфутдинова Д.А., Мурыськина К.И., 2024



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

### Введение<sup>1</sup>

Для повышения эффективности процессов добычи и транспортировки углеводородов был разработан инструмент для оценки загрузки инфраструктуры с учетом имеющегося потенциала и с выдачей рекомендаций по корректировке принятых проектных решений. Инструмент опирается на интегрированную модель и на средства автоматизации, написанные на языке программирования Visual Basic. В рамках существующей модели выделено два узла сдачи товарной продукции, которые имеют ограничения, приведенные в технологических регламентах. Особое внимание уделяется качеству подготовки нефти: показатель зависит от свойств продукции, поступающей с действующих и перспективных месторождений/структур.

### Основная часть

При оценке развития активов важно учитывать неопределенности, связанные с изменчивостью внешних и внутренних факторов:

- ограничение добычи по ОПЕК+;
- изменение технических условий на сдачу продукции;
- ввод/отмена льгот на добычу трудноизвлекаемых запасов;
- ввод новых структур и месторождений;
- и другие.

Данные факторы напрямую влияют на степень загрузки системы магистрального транспорта региона и, следовательно, могут приводить к различным рискам [2], связанным с нехваткой мощностей существующей инфраструктуры и

несоблюдением требований качества сдаваемой нефти.

В связи с этим, с целью минимизации рисков был разработан инструмент в виде интегрированной модели [3] в комплексе с разработанными средствами автоматизации, позволяющий комплексно и заблаговременно выявлять потенциально возможные риски, проводить своевременный анализ проблемных мест при эксплуатации магистральных нефтепроводов и на раннем этапе принимать решение о расширении инфраструктуры, о корректировке плановых уровней добычи и другое.

Инструмент помогает в решении следующих задач [4]:

- заблаговременное выявление потенциально возможных проблем при эксплуатации магистральных нефтепроводов и проведение их своевременного анализа;
- определение реального потенциала системы;
- формирование программы оптимизации загрузки существующих мощностей;
- формирование комплексной программы геолого-технических мероприятий;
- комплексный мониторинг существующих ограничений и выполнение анализа параметров работы объектов поверхностного обустройства;
- гидравлический расчет с учетом изменения ключевых параметров (объемов нефти, узлов врезки и т. д.) на любом шаге прогноза;
- оценка влияния ввода проектных объектов на систему в целом;
- ввод в эксплуатацию перспективных структур и т. д.

---

<sup>1</sup> Статья написана по материалам тезисов конференции [1]

Любые изменения входных данных в пределах горизонта планирования будут закладывать фундамент для формирования того или иного потенциально возможного сценарного варианта в процессе поиска наилучшего решения для обеспечения качества продукции [5].

В ходе создания инструмента на основе интегрированной модели

был выстроен рабочий процесс, включающий следующие этапы (рис. 1):

- сбор исходных данных (ИД) для моделирования;
- адаптация интегрированной модели (ИМ) на фактические данные;
- выполнение расчета;
- выгрузка и анализ результатов.



Рис. 1. Рабочий процесс использования инструмента

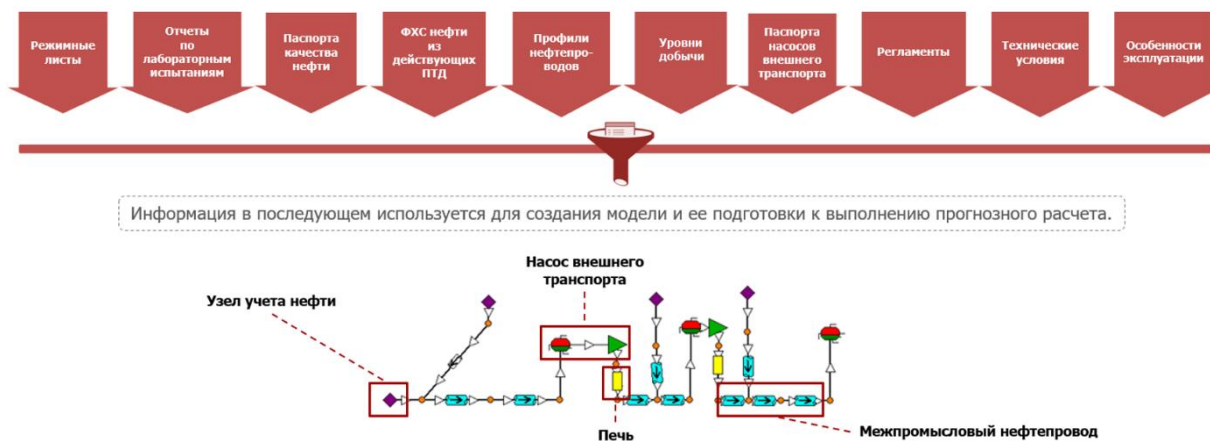
Fig. 1. Workflow of the tool

После этапа выгрузки и анализа результатов происходит их обсуждение внутри мультидисциплинарной команды, и на этапе выдачи рекомендаций по дозагрузке/расширению инфраструктуры формируется новый сценарий расчета. Данный цикл продолжается до тех пор, пока не будет определен перспективный вариант с точки зрения минимизации необходимых для его реализации капитальных затрат и соблюдения необходимых требований к качеству.

Многообразие сценариев обусловлено корректировкой плановых уровней добычи и возможным учетом перспективных структур, вводом в эксплуатацию проектных трубопроводов, пунктов сбора и подготовки нефти, либо пересмотру сценарных условий ввиду несоблюдения существующих в системе ограничений [6].

Такая многовариантность дает возможность выявить преимущества и недостатки каждого из рассматриваемых сценариев и остановиться на оптимальном. Каждый вариант прорабатывается с использованием инструмента на базе интегрированной модели.

Интегрированная модель создана в соответствии с принципиальной схемой транспортировки товарной нефти в масштабе от узлов учета подготовленной до 1 группы качества товарной нефти (ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия») до конечных узлов сдачи. Текущая конфигурация интегрированной модели учитывает транспортировку продукции с более чем 70 месторождений. Такой масштаб предполагает работу с достаточно большим набором исходных данных в части их сбора и предобработки [7] (рис. 2).



**Рис. 2.** Перечень исходных данных для моделирования

**Fig. 2.** List of input data for modeling

*Источник:* Мурыськина К.И. и др. [1]

*Source:* Muryskina K.I. et al. [1]

Из режимных листов по всем рассматриваемым пунктам была сформирована выборка фактических параметров по давлениям, температурам, объемами перекачки и температурам окружающей среды, используемая для последующей калибровки модели. Отчеты по лабораторным испытаниям проб, паспорта качества нефти, соответствующие разделы проектно-технической документации помогли описать свойства флюида в рамках рассматриваемой системы. С помощью профилей нефтепроводов из исполнительной документации или отчетов по внутритрубной диагностике была задана геометрия нефтепроводов протяженностью 50 км и более.

Данные о профилях добычи по месторождениям были предварительно стандартизированы [8] для автоматической загрузки в модель необходимых параметров и дополнены информацией по ключевым физико-химическим свойствам (ФХС) объектов разработки месторождений (плотность, сера) из действующих проектно-технических документов.

После загрузки параметров по каждому месторождению, участвующему в расчете, осуществляется автоматическое суммирование уровней добычи по узлам учета пунктов подготовки, на которые транспортируется продукция данных месторождений. Кроме того, в соответствии с закрепленными подходами по прогнозированию серы и плотности модель позволяет рассчитать и эти характеристики в динамике.

После того, как данные по уровням добычи и ФХС подготовлены для каждого из узлов учета, заданы сценарные условия в виде подключения/отключения трубопроводов на установленных временных интервалах, указывается горизонт проведения прогноза и модель запускается на расчет. Далее инструмент итерационно, с шагом 1 год, запускает рабочие процессы в следующей последовательности:

- 1) автоматизированная загрузка данных в модель;
- 2) расчет на текущий временной шаг;
- 3) выгрузка результатов в табличную форму;
- 4) переход на следующий расчетный шаг.

После проведения серии расчетов отображается динамика изменений ключевых контролируемых параметров: уровни на конечных и промежуточных пунктах системы, плотность сдаваемой нефти и массовое содержание серы, а также ряд параметров, относящихся к гидравлическому расчету трубопроводов [1].

Поскольку функционал интегрированной модели не позволяет проводить расчеты по определению содержанию серы, парафинов и температуры застывания при работе с упрощенными моделями флюида (для расчета температуры застывания на текущий момент на рынке отсутствуют готовые программные решения в существующих PVT-симуляторах), для решения данной задачи были разработаны самостоятельные расчетные модули, позволяющие учитывать данные параметры в динамике на узлах учета нефти (УУН) начальных, промежуточных и конечных пунктов внешнего транспорта (узлах сдачи продукции) [9]. Дополнительные программные модули реализованы в виде скрипта на языке программирования Visual Basic и встроены в существующий инструмент на базе интегрированной модели.

Ключевые параметры контроля качества товарной продукции определяются в динамике как средневзвешенные значения: для температуры застывания – по объему нефти и содержанию парафинов в нефти, для массового содержания серы и парафинов – по объему нефти по объектам разработки месторождений, сдающих продукцию через рассматриваемый УУН пункта подготовки по следующим формулам [10]:

– Массовое расчетное содержание парафина на УУН  $w_i$  (в %) определяется как средневзвешенное значение по массе добычи нефти объектов разработки месторождений,

сдающих продукцию через рассматриваемый УУН пункта подготовки:

$$w_i = \frac{\sum_1^k w_j}{\sum_1^k q_j} \cdot 100\%; \quad (1)$$

– Массовое расчетное содержание серы на УУН  $s_i$  (в %) определяется как средневзвешенное значение по массе добычи нефти объектов разработки месторождений, сдающих продукцию через рассматриваемый УУН пункта подготовки:

$$s_i = \frac{\sum_1^k s_j}{\sum_1^k q_j} \cdot 100\%; \quad (2)$$

– Расчетное значение температуры застывания на УУН  $t_i$  (в °С) определяется как средневзвешенное значение по содержанию парафинов в нефти по объектам разработки месторождений, сдающих продукцию через рассматриваемый УУН пункта подготовки:

$$t_i = \frac{\sum_1^k (0,01w_j \cdot q_j \cdot t_j)}{\sum_1^k (0,01w_j \cdot q_j)} \cdot 100\%, \quad (3)$$

где  $w_j$  – содержание парафинов в нефти  $j$ -го объекта разработки, подключенному к УУН, тыс. т (определяется через процентное содержание парафинов по данному объекту разработки согласно действующему проектно-технологическому документу – ПТД);

$s_j$  – содержание парафинов в нефти  $j$ -го объекта разработки, подключенному к УУН, тыс. т (определяется через процентное содержание парафинов по данному объекту разработки согласно действующему ПТД);

$t_j$  – температура застывания нефти  $j$ -го объекта разработки, подключенному к УУН, °С (согласно действующему ПТД);

$w_j$  – содержание парафинов в нефти  $j$ -го объекта разработки, подключенному к УУН, тыс. т (определяется через процентное содержание парафинов по данному объекту разработки согласно действующему проектному документу);

$q_j$  – масса нефти  $j$ -го объекта разработки, подключенному к УУН, тыс. т;

$k$  – количество объектов разработки месторождений, транспорт нефти которых осуществляется на пункт сбора и подготовки данного УУН.

Расчетный показатель может отличаться от фактического значения, которое фиксируется в отчетах по лабораторным испытаниям по отобранным на УУН пробам. В связи с этим, при расчете показателей расчетные значения приводятся к фактическим на дату старта прогнозного расчета путем ввода коэффициентов.

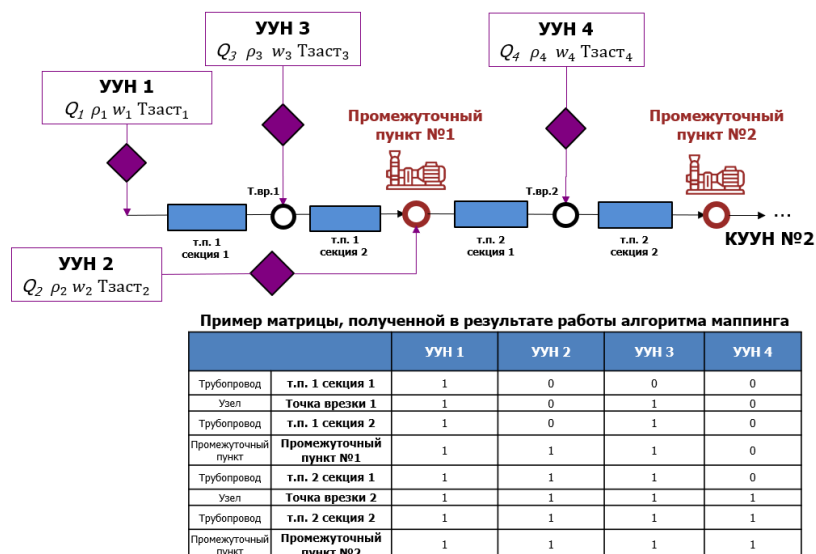
Для определения показателей товарного качества на промежуточных пунктах необходимо четкое представление о распределении долей объемов транспортируемого флюида с каждого УУН в общем объеме потока на рассматриваемом промежуточном пункте. С целью однозначной инициализации долей объема потока и составляющих ФХС на промежуточных пунктах разработан алгоритм маппинга (описания соответствия между исходными и импортируемыми данными – *прим. ред.*) [1].

Алгоритм маппинга интегрированной модели выполняет каждую итерацию расчета и позволяет определить, через какие трубопроводы, точки врезки и промежуточные пункты в текущем расчетном году проходит поток каждого из узла учета нефти. В ходе выполнения

итерации расчета инструмент создает матрицу инцидентности, содержащую в строке заголовков УУН, в столбце заголовков – все промежуточные элементы, встретившиеся по пути течения потока. На пересечении узлов содержится информация о наличии или отсутствии связи между начальным и промежуточным пунктом, где «1» – «элементы связаны», «0» – «элементы не связаны». Пример матрицы инцидентности на примере упрощенной схемой одного из участков представлен на рис. 3.

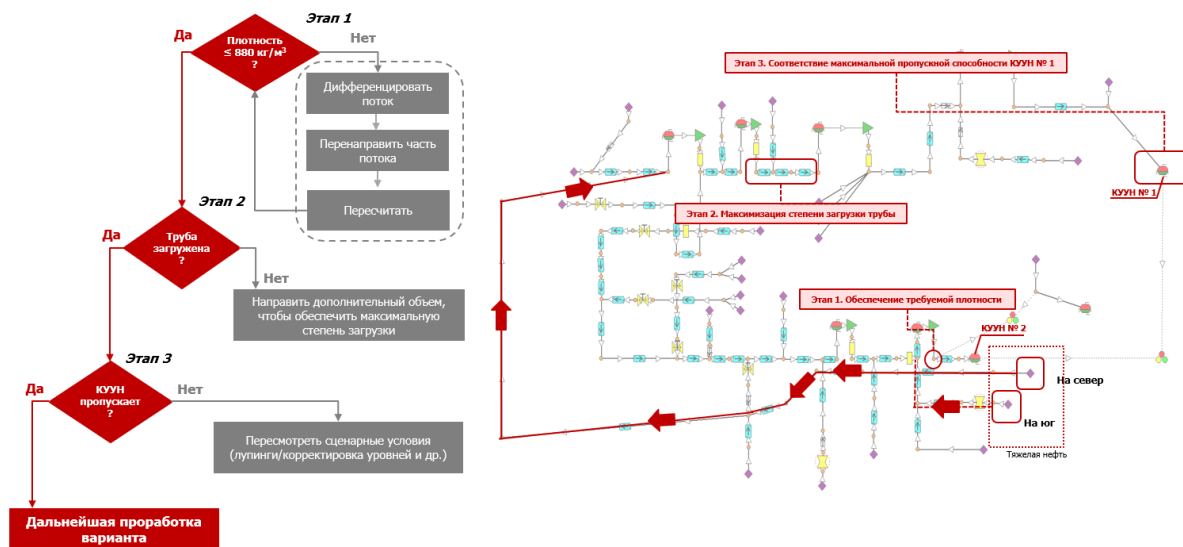
Матрица является «путеводителем» по модели при определении параметров массового содержания серы, парафинов и температуры застывания. Благодаря данному функционалу возможно автоматическое определение процентного содержания парафинов и температуры застывания в любом трубопроводе, узле или промежуточном пункте системы сбора согласно предложенному подходу с возможностью автоматического учета ввода проектных трубопроводов, строительства луппингов (параллельных линий нефтепроводов), изменения точек врезок, реверсивного движения потоков и любых других изменений в существующую конфигурацию транспортной инфраструктуры [8].

В случае если очевидно, что текущий сценарный вариант неэффективен с точки зрения соблюдения требуемых ограничений, то дополнительно к рабочему процессу можно использовать расширенный функционал, позволяющий подбирать необходимый и достаточный объем высоковязкой нефти, т. е. дифференцировать поток для поэтапного регулирования целевых показателей (рис. 4). Такими показателями могут выступать: плотность сдаваемой продукции, пропускная способность системы сбора, пропускная способность терминала.



**Рис. 3.** Результат автоматизированного маппинга интегрированной модели, используемого при расчете параметров контроля качества товарной продукции

**Fig. 3.** The result of integrated model automated mapping used in the quality control calculation of commercial product



**Рис. 4.** Пример пошаговой дифференциации потоков между коммерческими узлами сдачи

**Fig. 4.** Example of step-by-step differentiation of flows between commercial delivery nodes

На Этапе 1 «сигналом» к началу дифференциации потока выступает параметр плотности на узле сдачи в систему коммерческого узла учета нефти (КУУН) № 2. Согласно требованиям к качеству, данный параметр не должен превышать  $880 \text{ кг/м}^3$ . Алгоритм в автоматическом режиме фиксирует дату превышения ограничения и начинает осуществлять подбор

оптимального объема тяжелой нефти, которая в базовом сценарии сдается на КУУН № 2 в южном направлении, чтобы поддерживать плотность в допустимом диапазоне значений. Таким образом, оставшаяся часть объема тяжелой нефти из потока южного направления отделяется и направляется в северном направлении – на КУУН № 1, где ограничение по плотности не превышено.

Аналогичным образом на Этапе 2 регулируется пропускная способность объектов транспортной инфраструктуры. В частности, на рис. 4 приведен пример магистрального трубопровода, который в данный момент недозагружен. Инструмент позволяет перераспределить объемы таким образом, чтобы максимизировать загрузку трубы при наличии резервного потенциала. В качестве объекта контроля может выступать любой трубопровод в пределах рассматриваемой системы.

На Этапе 3 по тому же принципу осуществляется перераспределение потоков для контроля пропускной способности КУУН № 1 с целью обеспечения его устойчивой загрузки.

На блок-схеме (см. рис. 4) приведен лишь один из возможных вариантов поэтапной дифференциации. В действительности параметры контроля для дифференциации можно выбирать индивидуально или комбинировать, выстраивая некую очередность подборов. Пользователь сам прописывает необходимую ему логику сценарного варианта. Все это делает созданную модель адаптивной к изменяющимся сценарным условиям. Полученные результаты используются для оценки возможных капитальных затрат при необходимости реконструкции существующей инфраструктуры.

Следующим крупным блоком рабочего процесса является проверка ограничений. В качестве ограничивающих параметров могут выступать: требования к качеству товарной нефти и степень загрузки конечных узлов сдачи нефти (КУУН № 1, КУУН № 2); максимально разрешенное давление, скорость потока и пропускная способность

трубопроводов; производительность оборудования на промежуточных пунктах. Разработанный инструмент сигнализирует о несоблюдении заданных ограничений с помощью предупреждения в виде индикатора напротив соответствующего параметра, что акцентирует на нем внимание пользователя и помогает при проведении анализа. Для более детальной проработки результаты расчета на интегрированной модели передаются специалистам направления проектно-изыскательских работ. Особое внимание уделяется рассмотрению тех объектов, которые не прошли проверку ограничений, в результате чего выдаются соответствующие рекомендации и оцениваются дополнительные затраты на необходимую реконструкцию объектов. По итогам проведения всесторонней оценки принимается решение о целесообразности реализации того или иного сценария [1].

Ключевая роль в данном проекте отведена внедрению средств автоматизации в виде набора скриптов на языке Visual Basic. Эффективность от использования инструмента в первую очередь оценивается в сокращении трудозатрат. Значительно сократить трудозатраты специалистов, которые занимаются выполнением сценарных расчетов, удалось за счет автоматизации ряда процессов:

- по загрузке/выгрузке данных;
- по дифференциации потоков, позволяющей в ходе расчета подобрать оптимальный объем тяжелой нефти на контрольном узле, чтобы войти в требуемые рамки по плотности;
- по расчетным модулям для прогнозирования параметров товарного качества нефти;
- и других.



Благодаря использованию созданных алгоритмов, в среднем на выполнение одного расчета специалисту требуется 2 часа, в то время как на выполнение аналогичной работы в ручном режиме потребовалось бы

не менее 16 часов (рис. 5). Таким образом, автоматизация рутинных операций позволяет высвободить ресурс пользователя и помогает рассматривать множественные сценарии в оперативном режиме.

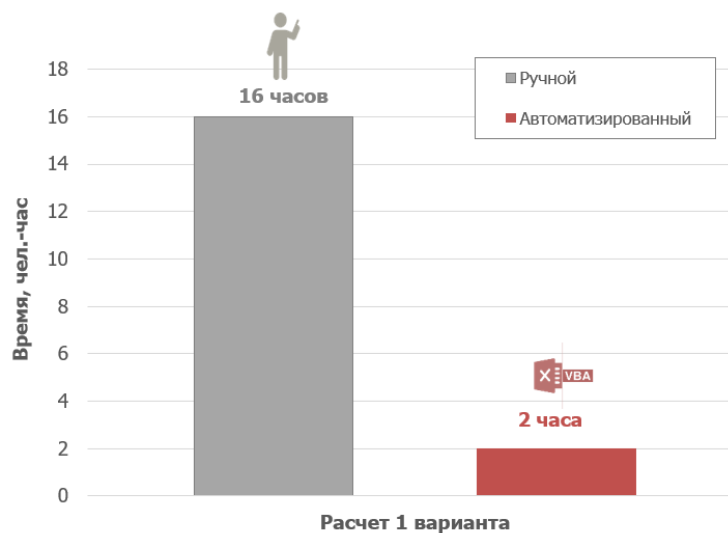


Рис. 5. Временные трудозатраты специалистов при работе с инструментарием

Fig. 5. Time expenditures when working with the tool

### Выводы

Разработанный инструмент, включающий в себя интегрированную модель и средства автоматизации, является важной основой для принятия управленческих решений по развитию активов компании-недропользователя и позволяет решать задачи контроля, прогнозирования ключевых

параметров, а также учитывать существующие ограничения системы транспорта. Внедрение инструмента позволило значительно сократить трудозатраты, а также заблаговременно идентифицировать возможные риски при эксплуатации наземной инфраструктуры и внесения изменений в стратегию развития.

### Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

### Список источников

1. *Мурыськина К.И., Новиков А.Н., Донских Д.А.* Создание и применение концептуальной интегрированной модели системы межпромышленного транспорта товарной продукции с целью контроля ограничений наземной инфраструктуры // Актуальные проблемы нефти и газа: Сб. трудов V Всероссийской молодежной научной конференции. М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2022. С. 205–207.

2. *Кожухова О.С.* Исследование рисков, влияющих на деятельность российских нефтегазовых компаний // Управление экономическими системами: электронный научный журнал. 2011. № 12(36). С. 22.
3. *Ushmaev O.S., Apasov R.T., Chameyev I.L.* et al. Integrated modeling as a tool for evaluating the effects of well production rates and surface gathering system performance on development of oil rim // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 24–26 October 2016. Paper SPE-182007-MS. <https://doi.org/10.2118/182007-MS>
4. *Батрашкин В.П., Исмагилов Р.Р., Панов Р.А.* и др. Интегрированное концептуальное проектирование как инструмент системного инжиниринга // Нефтяное хозяйство. 2016. № 12. С. 80–83.
5. *Шакурова Ал.Ф., Шарафутдинов Э.М.* Анализ технических решений по организации системы внутрипромыслового сбора, подготовки и учета продукции на Кислорском месторождении // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2018. № 2(112). С. 23–27. <https://doi.org/10.17122/ntj-oil-2018-2-23-27>
6. *Насыбуллин А.В., Чирикин А.В., Гирфанов Р.Г.* и др. Применение оптимизационных алгоритмов при формировании долгосрочной программы геолого-технических мероприятий в условиях ограничений // Нефтяная провинция. 2020. №3(23). С. 113–123. <https://doi.org/10.25689/NP.2020.3.113-123>
7. *Рычков А.Ф., Агунов М.А., Вишняков А.Ю.* Подготовка геолого-промысловых данных для интегрированного моделирования нефтяных месторождений // Нефтепромысловое дело. 2022. № 9(645). С. 25–28. [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-9\(645\)-25-28](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-9(645)-25-28)
8. *Хасанов М.М., Сугаитов Д.А., Жагрин А.В.* и др. Повышение точности оценки капитальных вложений на ранних стадиях реализации проектов // Нефтяное хозяйство. 2014. № 12.
9. *Шакурова Ай.Ф., Шакурова Ал.Ф., Закиров А.И.* Анализ эффективности применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на Поточном месторождении // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2018: Сб. трудов Международной научно-технической конференции: В 2 т. Уфа: Изд-во Уфимского государственного нефтяного технического университета, 2018. Т. 1. С. 229–231.
10. *Веревкин А.П., Ельцов И.Д., Кирюшин О.В.* К решению задачи оперативного управления процессами подготовки нефти // Территория Нефтегаз. 2007. № 2. С. 12–15.

#### **Информация об авторах**

*Владимир Аркадьевич Волков* – начальник отдела, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Пермь, Россия; e-mail: [Vladimir.Volkov3@lukoil.com](mailto:Vladimir.Volkov3@lukoil.com)

*Дарья Александровна Сайфутдинова* – ведущий инженер, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Пермь, Россия; e-mail: [Darya.Sayfutdinova@lukoil.com](mailto:Darya.Sayfutdinova@lukoil.com)

*Кристина Игоревна Мурыськина* – инженер 1-й категории, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Пермь, Россия; e-mail: [Kristina.Muryskina@lukoil.com](mailto:Kristina.Muryskina@lukoil.com)

Поступила в редакцию 20.10.2023

**NEW TECHNOLOGIES AND APPROACHES TO OIL AND GAS FIELD DEVELOPMENT**

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-1.art4>**Creation of a complex multivariate integrated model of the oil interfield transport system**

V.A. Volkov, D.A. Sayfutdinova ✉, K.I. Muryskina

LUKOIL-Engineering LLC, Perm, Russia

**Abstract.** *Background.* In conditions of variability of external and internal factors that directly affect the loading of the existing hydrocarbon transport system, the risks arise associated with the productive capacity of the existing infrastructure and noncompliance with the requirements for the quality of delivered oil. *Objective.* To create a tool allowing to assess the degree of loading of existing infrastructure facilities and indicators of the commercial quality of oil at commercial delivery sites in the near and long term, the availability of which is essential for risk minimization. *Materials and methods.* An integrated model in combination with automation tools is an effective tool for making strategic decisions in order to develop the assets of a subsurface user company. *Results.* By the example of transport infrastructure, the paper describes an approach to using the gathering system model, which jointly with automation algorithms allows solving a number of strategic tasks of oil and gas producers, such as performing multivariate hydraulic calculations and monitoring oil quality in order to verify compliance with the requirements. *Conclusions.* An integrated model in combination with the developed automation tools is an auxiliary tool for management decision-making. The tool helps to significantly reduce the labor costs for performing calculations and primary processing of the results. The implemented approaches can be used for hydraulic calculations and monitoring of limitations of transportation networks of similar configuration.

**Keywords:** integrated modeling, automation, commercial quality of oil, interfield transport system, multivariate calculations

**Funding:** the work received no funding.

**For citation:** Volkov V.A., Sayfutdinova D.A., Muryskina K.I. Creation of a complex multivariate integrated model of the oil interfield transport system. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 1. P. 48–59. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-1.art4>

---

✉ Daria A. Sayfutdinova, e-mail: [Darya.Sayfutdinova@lukoil.com](mailto:Darya.Sayfutdinova@lukoil.com)

© Volkov V.A., Sayfutdinova D.A., Muryskina K.I., 2024



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

**Conflict of interests**

The authors declare no conflict of interests.

**References**

1. Muryskina K.I., Donskikh D.A., Novikov A.M. Creation and application of a conceptual integrated model of a system of interfield transport of commercial products in order to control the limitations of ground infrastructure. In: *Actual Problems of Oil and Gas: Proceedings of the 5th All-Russian Youth Scientific Conference*. Moscow: Oil and Gas Research Institute of the RAS, 2022. P. 205–207. (In Russ.).
2. Kozhukhova O.S. Research of risks affecting the activities of Russian oil and gas companies. *Upravlenie ekonomicheskimi sistemami: Online Scientific Journal*. 2011. No. 12(36). P. 22. (In Russ.).
3. Ushmaev O.S., Apasov R.T., Chameyev I.L. et al. Integrated modeling as a tool for evaluating the effects of well production rates and surface gathering system performance on development of oil rim. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*, Moscow, Russia, 24–26 October 2016. Paper SPE-182007-MS. <https://doi.org/10.2118/182007-MS>
4. Batrashkin V.P., Ismagilov R.R., Panov R.A. et al. The integrated conceptual design as a tool of systematic engineering. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2016. No. 12. P. 80–83. (In Russ.).
5. Shakurova A.I.F., Sharafutdinov E.M. Analysis of technical decisions for gathering, treatment and product account system organization at Kislorskoye oil field. *Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*. 2018. No. 2(112). P. 23–27. (In Russ.). <https://doi.org/10.17122/ntj-oil-2018-2-23-27>
6. Nasybullin A.V., Chirikin A.V., Girfanov R.G. et al. Application of optimization algorithms in the formation of a long-term program of production enhancement operation under conditions of constraints. *Neftyanaya provintsiya*. 2020. No. 3(23). P. 113–123. (In Russ.). <https://doi.org/10.25689/NP.2020.3.113-123>
7. Rychkov A.F., Agupov M.A., Vishnyakov A.Yu. Preparation of geological and production data for integrated modeling of oil fields. *Oilfield Engineering*. 2022. No. 9(645). P. 25–28. (In Russ.). [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-9\(645\)-25-28](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-9(645)-25-28)
8. Khasanov M. M., Sugaipov D.A., Zhagrin A.V. et al. Improvement of capex estimation accuracy during early project stages. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2014. No. 12. P. 22–27. (In Russ.).
9. Shakurova A.I.F., Shakurova A.I.F., Zakirov A.I. Analysis of efficiency of application of physico-chemical methods of increase of oil on Potochnom deposit. In: *Current Technologies in Oil and Gas Industry–2018: Proceedings of the International Scientific and Technical Conference*. Vol. 1. Ufa: Ufa State Petroleum Technical University, 2018. P. 229–231. (In Russ.).
10. Verevkin A.P., Eltsov I.D., Kiryushin O.V. On the solution of the problem of the operational control of oil preparation processes. *Territorija Neftegaz*. 2007. No. 2. P. 12–15. (In Russ.).

**Information about the authors**

Vladimir A. Volkov – Head of Department, LUKOIL-Engineering LLC, Perm, Russia; e-mail: [Vladimir.Volkov3@lukoil.com](mailto:Vladimir.Volkov3@lukoil.com)

Daria A. Sayfutdinova – Leading Engineer, LUKOIL-Engineering LLC, Perm, Russia; e-mail: [Darya.Sayfutdinova@lukoil.com](mailto:Darya.Sayfutdinova@lukoil.com)

Kristina I. Muryskina – First Category Engineer, LUKOIL-Engineering LLC, Perm, Russia; e-mail: [Kristina.Muryskina@lukoil.com](mailto:Kristina.Muryskina@lukoil.com)

Received 20.10.2023