

УДК 532.546

ЦЕНТР МОДЕЛИРОВАНИЯ ПАО «ТАТНЕФТЬ» – ИСТОРИЯ УСПЕХА И СОВРЕМЕННЫЕ ВЫЗОВЫ В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ

Лощева З.А., Ганиев Т.И., Дехтярев В.А., Магдеев М.Ш., Хисанов Р.М.,
Шайхутдинов Д.К. (Альметьевск)

Нефтяная промышленность во многих регионах мира сегодня переживает позднюю стадию разработки месторождений нефти, когда запасы сохраняются локально, поиск которых порой требует бурения скважин и проведения других дорогостоящих мероприятий. Как показывает практика, использование современных цифровых инструментов, таких как моделирование, позволяет существенно сузить области поиска запасов, а также минимизировать и оптимизировать объем инвестиций, тем самым повысить успешность добычи углеводородов и снизить себестоимость добываемой продукции. В данной работе представляется реализованная концепция к выполнению инженерных работ в компании ПАО «Татнефть» по поиску и локализации остаточных запасов углеводородов, разработке мероприятий по их извлечению, а также созданию оптимального сценария по реализации данных мероприятий. Учитывая формат конференции, в конце работы на обсуждение выносятся вызовы нефтегазового сектора, которые, по мнению авторов, могут быть решены с применением имитационного моделирования.

Процесс создания комплексных планов развития активов

Месторождения компании ПАО «Татнефть» находятся на поздней стадии разработки с многолетней историей добычи. Поэтому оптимальный экономически обоснованный сценарий разработки может быть получен исключительно только с использованием моделирования. А проекты, определяющие объем инвестиций должны учитывать множество факторов. Центр моделирования официально создан в 2016 году и включает полный спектр работ, связанных с моделированием:

- Сбор и подготовка данных;
- Обработка и интерпретация сеймики;
- Петрофизика и геофизические исследования скважин (ГИС);
- Геология и геологическое моделирование;
- Гидродинамическое моделирование и разработка комплексного плана развития актива (КПРА);
- Подсчет запасов и разработка проектной технологической документации;
- Подбор участков для бурения и сопровождение;
- Проекты за пределами Татарстана и России;
- Интегрированное моделирование (модель пласта + модель скважин + модель наземных сетей добычи и закачки + экономика)
- Оптимизация системы поддержания пластового давления (ППД);
- Экономическое обоснование;
- Интеллектуальное месторождение. Управление разработкой.

Такой подход позволяет гибко и комплексно подходить к задачам бизнеса. Сегодня главное направление развития Центра моделирования – это Комплексные планы развития активов.

Комплексный план развития активов направлен на создание сценария разработки в подземной части, скважинного оборудования, наземной сети с учетом экономической оценки (Рисунок 1). Для решения столь сложной задачи используются

лабораторные исследования, достижения в области науки и техники, направленные на ускорение работ современные ИТ решения.



Рис. 1. Принципиальная схема взаимодействия участников процесса в рамках создания Комплексного плана развития активов (КПРА)

В зависимости от размеров объектов, давности выполнения подобных работ и наличия или отсутствия информации, этапы в рамках конкретного проекта могут быть представлены частично, но преимущественно в работах выполняется именно такой набор этапов, который позволяет снизить риски, связанные с уровнем неопределенностей, погрешностей измерений и человеческим фактором.

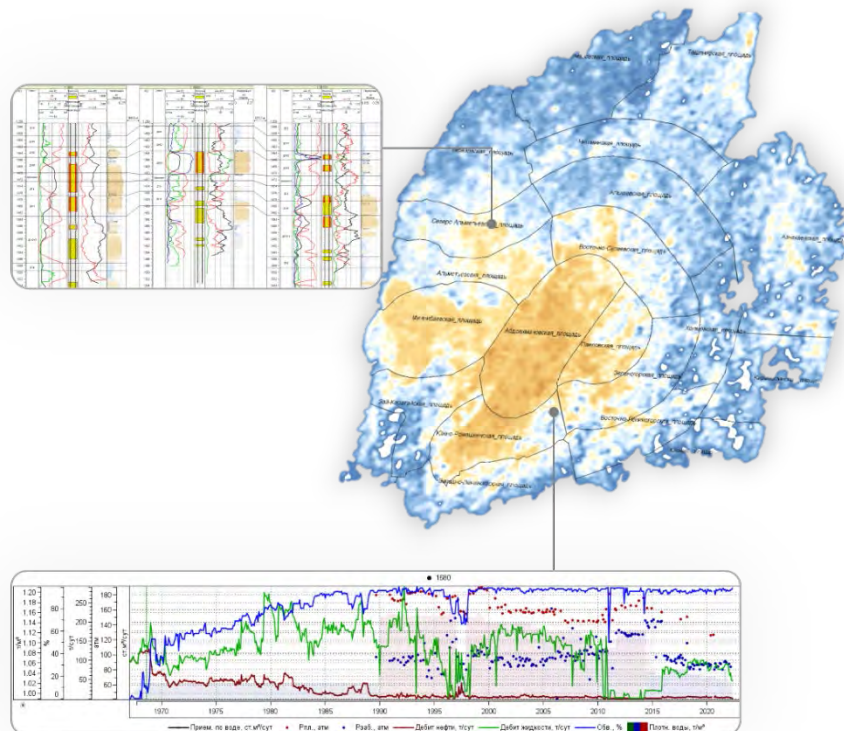


Рис. 2. Визуализация системы хранения исходных данных и результатов моделирования одного из месторождений компании ПАО «Гатнефть»
Основой любой цифровизации являются данные. Единая база данных позволяет работать с такими месторождениями как Ромашкинское и Ново-Елховское, которые

насчитывают более 30 тысяч скважин и более 70 лет истории разработки (Рисунок 2). В компании созданы инструменты по верификации этих данных, что увеличивает точность прогнозирования моделей.

Этап интерпретации данных ГИС включает в себя сбор и анализ исходного материала, построение петрофизической модели с целью дальнейшей интерпретации данных ГИС и определения фильтрационно-емкостных свойств (Рисунок 3). Учитывая многолетнюю историю разработки, важным является единый подход к интерпретации данных – в разные годы интерпретация данных выполнялась по разным методикам, что в ряде случаев дает искажения (некоторые участки «кажутся» более перспективными). Единый подход к интерпретации данных позволяет оценивать участки «используя одну линейку для всех».



Рис. 3. Принципиальная схема этапа интерпретации данных ГИС

Интерпретация сейсмических данных позволяет разработать концептуальную модель, понять структуру, особенности тектонического строения, а динамическая интерпретация выделяет зоны улучшенных фильтрационных свойств и даже в некоторых случаях определяет характер насыщения (Рисунок 4). По мере разработки месторождений недропользователи все больше уходят в осложненные условия, где успешность мероприятий снижается по причине наличия зон с низкими фильтрационными свойствами и структурой запасов. Поэтому актуальным становится выделение перспективных зон с помощью сейсмических данных, которые позволяют локализовать участки как по глубине, так и по площади.

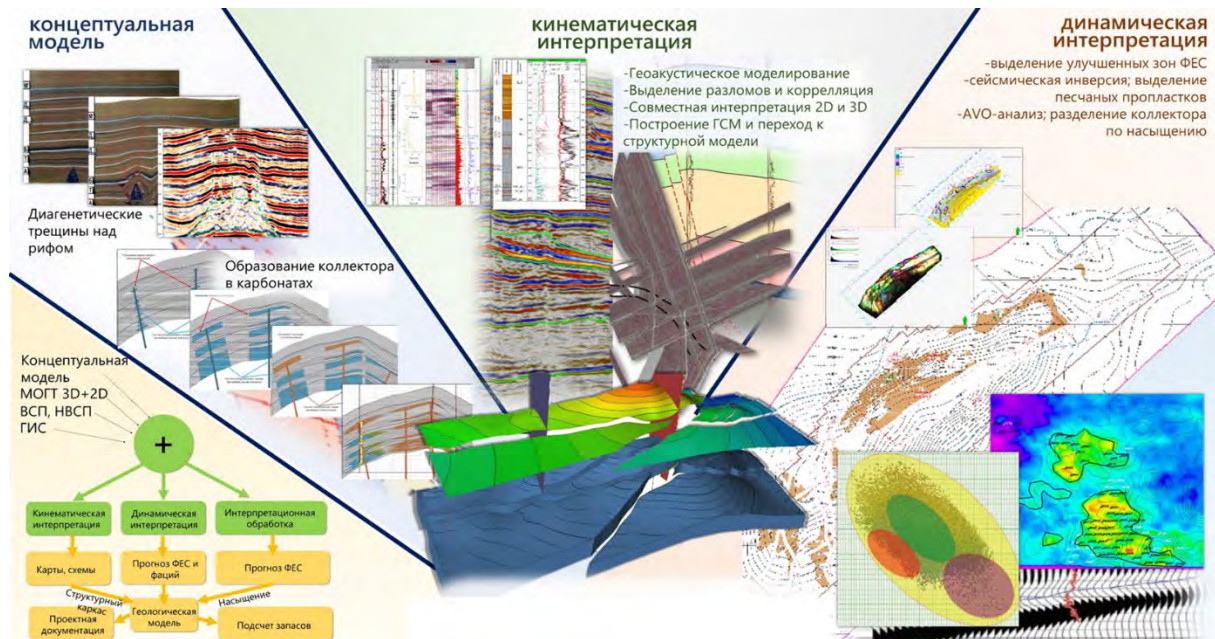


Рис. 4. Принципиальная схема этапа интерпретации данных сейсмоки

Геологические модели являются совокупностью знаний о начальном состоянии, запасах объекта и по своей сути позволяют увязывать данные скважин, сейсмоки и концептуального представления об объекте (Рисунок 5). Практика показывает, что от верности представления геологии объекта зависит прогностическая способность моделей.

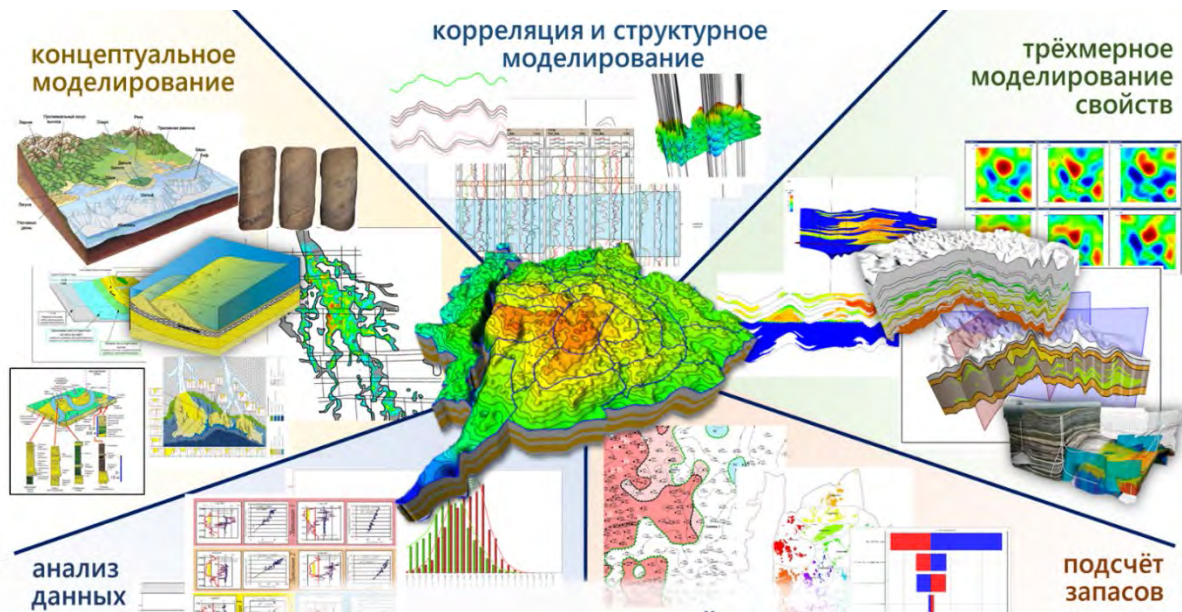


Рис. 5. Принципиальная схема этапа геологического моделирования

Длительность истории разработки месторождений ПАО «Татнефть» требует детального анализа истории работы скважин, проведенных мероприятий, восстановления хронологии событий, определения текущего состояния, а также сложным вопросом всегда является определение оптимальных с экономической точки зрения вариантов разработки месторождений (Рисунок 6). Для этого, по результатам работ, выполненных на предыдущих этапах, то есть на основе построенной статической модели резервуара, характеризующей объект до начала разработки,

следует этап построения гидродинамической модели. На данном этапе на статическую модель резервуара накладываются данные по физико-химическим свойствам флюидов и истории разработки, включающей в себя данные по показателям разработки, архиву проводившихся перфораций, данных по замерам пластовых, забойных давлений, архиву ГТМ и т.д. Полученная динамическая модель резервуара позволяет составить представление о текущем состоянии разработки объекта и с учетом этого подготовить и выбрать обоснованный с технологической и экономической точек зрения сценарий развития актива.

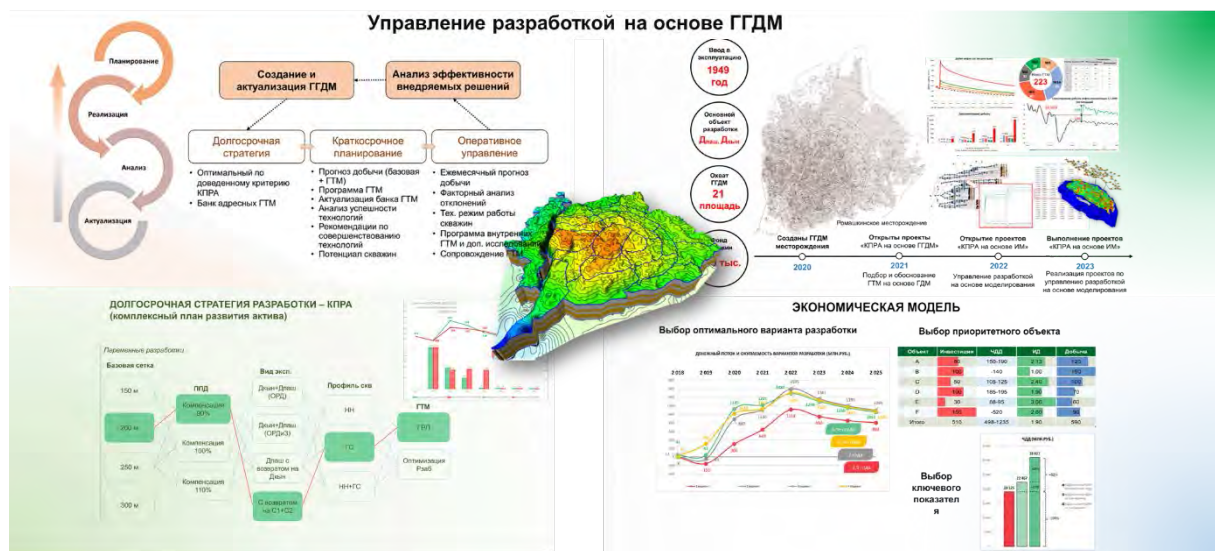


Рис. 6. Принципиальная схема этапа управления разработкой на основе геолого-гидродинамических моделей

Отдельно авторы останавливаются на относительно новом направлении моделирования, которое называется интегрированным. Отмечается, что успех подземной разработки требует определения текущего состояния, характеристик и параметров наземной сети трубопроводов, в том числе их пропускной способности. В процессе настройки моделей наземных сетей выявляется текущее состояние трубопроводов (Рисунок 7).

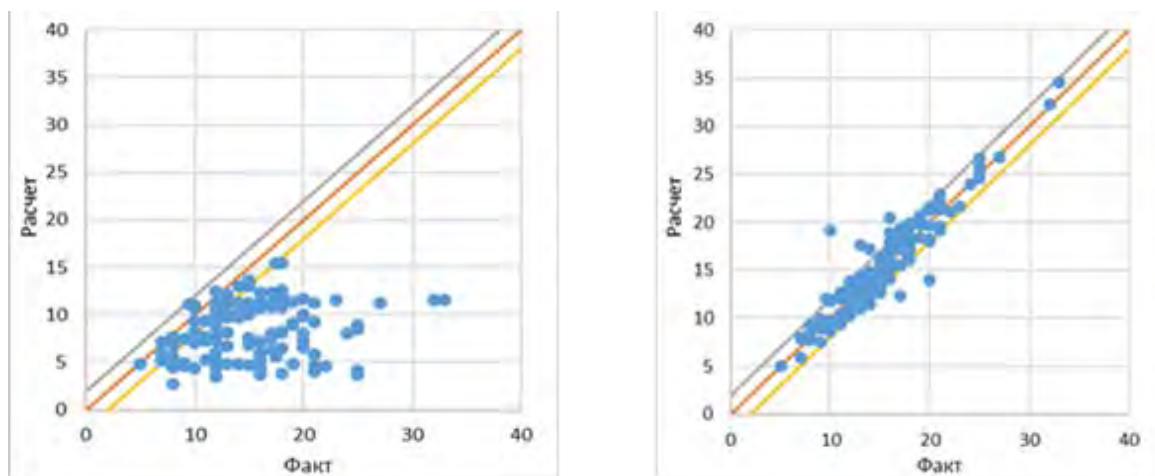


Рис. 7. Кроссплот расчетных и фактических показателей устьевых давлений до (слева) и после (справа) адаптации сетей добычи

Учитывая длительность разработки месторождений, большинство трубопроводов на сегодняшний день имеют отличную от практики пропускную способность, что подтверждается при эндоскопии и анализе отложений при реконструкции участков трубопроводов (Рисунок 8).



Рис. 8. Иллюстрация отложений на внутренних стенках труб систем сбора (слева) и нагнетания агента (справа).

Интегрированные модели (Рисунок 9) позволяют объединять в один расчет три типа моделей: геолого-гидродинамические, модели скважин, модели наземных сетей. Мероприятия в подземной части влияют на давления в системе трубопроводов и работе скважин, а реконструкция трубопроводов влияет на подземные процессы. Поэтому данный подход, помимо того, что позволяет обосновывать стоимость реконструкции трубопроводов в эквиваленте дополнительной добычи нефти, позволяет уточнять расчеты, что в некоторых случаях снижает риски на порядок.



Рис. 9. Принципиальная схема взаимодействия моделей наземных сетей, моделей скважин и моделей пласта в рамках интегрированного моделирования

Выявление узких мест наземной сети на интегрированной модели (ИМ) позволяет уточнить прогнозы добычи по сравнению с расчетами только на геолого-гидродинамической модели (ГГДМ) (Рисунок 10). Мероприятия по реконструкции участков (Рисунок 11) позволяют разгрузить проблемные места там, где это действительно требуется и получить дополнительную добычу с месторождений. Это становится еще более актуальным на поздней стадии разработки месторождений с высокой обводненностью и высокими дебитами жидкости скважин, а также одновременного использования разных типов скважинного оборудования и разных режимов работы.

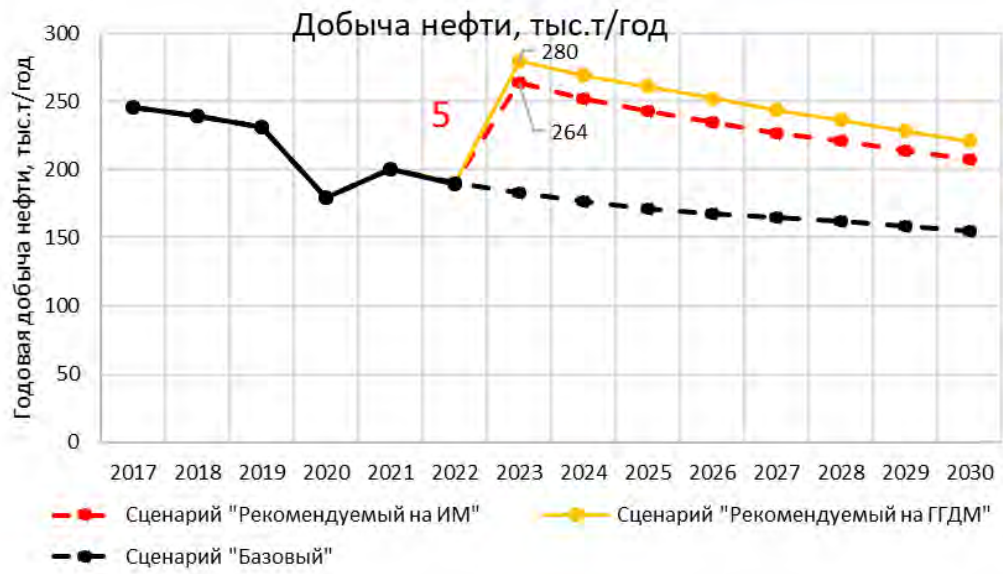


Рис. 10. Сопоставление результатов моделирования с учетом и без учета влияния наземной сети на добычу нефти

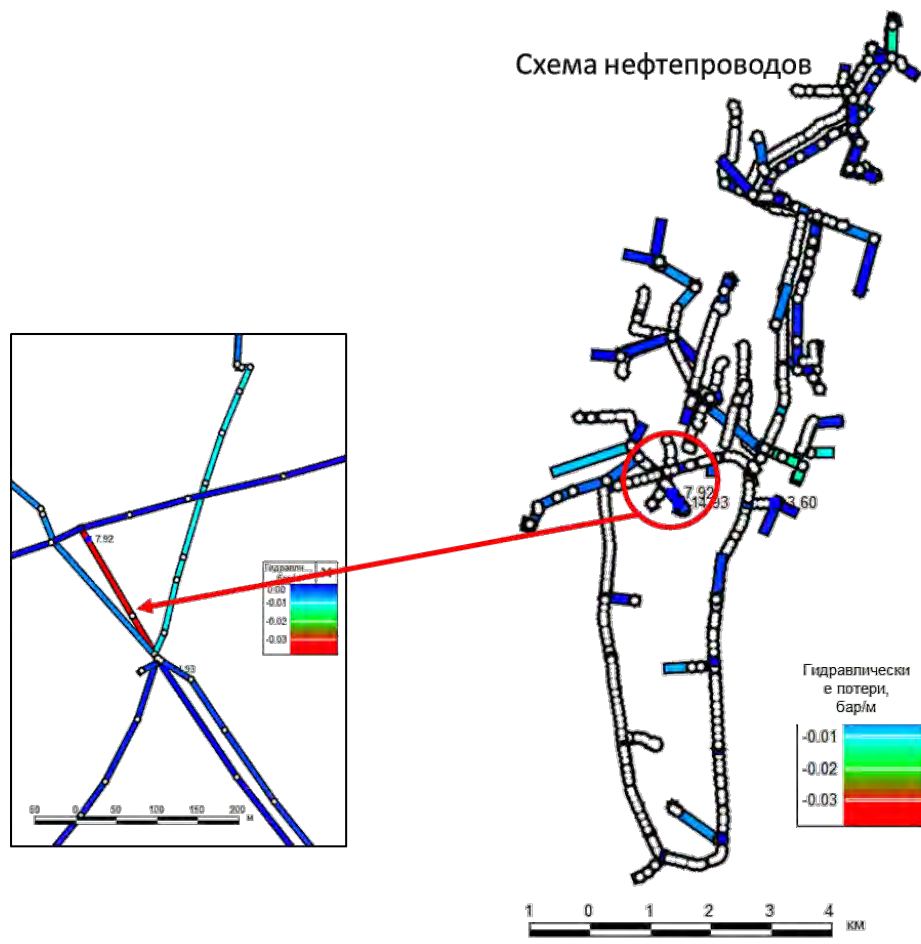


Рис. 11. Иллюстрация процесса поиска участка наземной сети с наибольшими потерями с целью реконструкции системы сбора продукции

Постоянный рост объемов работ и сжатые сроки во всех областях, а также гибкие требования бизнеса и рынка требуют от компаний идти в ногу со временем и использовать современные ИТ решения. Изначально программирование в Центре моделирования использовалось как встроенный язык внутри коммерческих программ, что и сегодня активно используется для автоматизации ряда задач. Но за счет собственных разработок авторам удалось создать единую систему управления моделями и данными, что имеет ряд преимуществ и выходит за границы возможностей коммерческих продуктов, тем самым дополняя их (Рисунок 12).

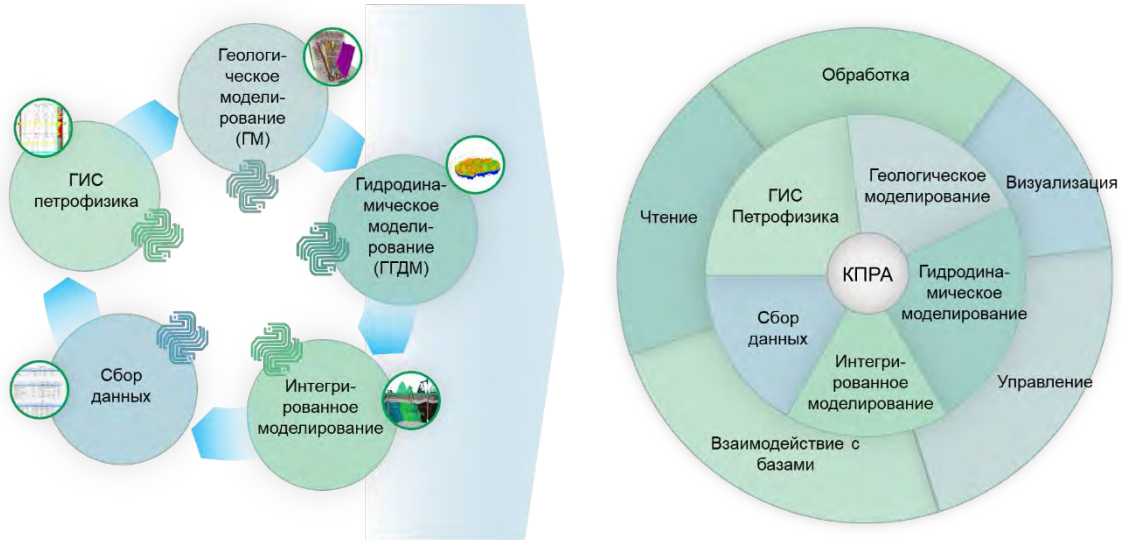


Рис. 12. Принципиальная схема перехода от отдельных цифровых систем внутри коммерческих программных продуктов к единой системе взаимодействия с коммерческими продуктами

В рамках продукта «ТН-НейроКРАМ» разработана библиотека, которая позволяет считывать результаты моделей и оперировать с ними так, как требуют того решаемые задачи (Рисунок 13). Запасы вокруг скважин по пластам, нефтенасыщенность, пористость, динамика скважин до и после мероприятий, текущее состояние, вскрытые пласты и их выработанность – любые алгоритмы доступны, когда выполнена интеграция всех моделей, а также промысловая информация компании.

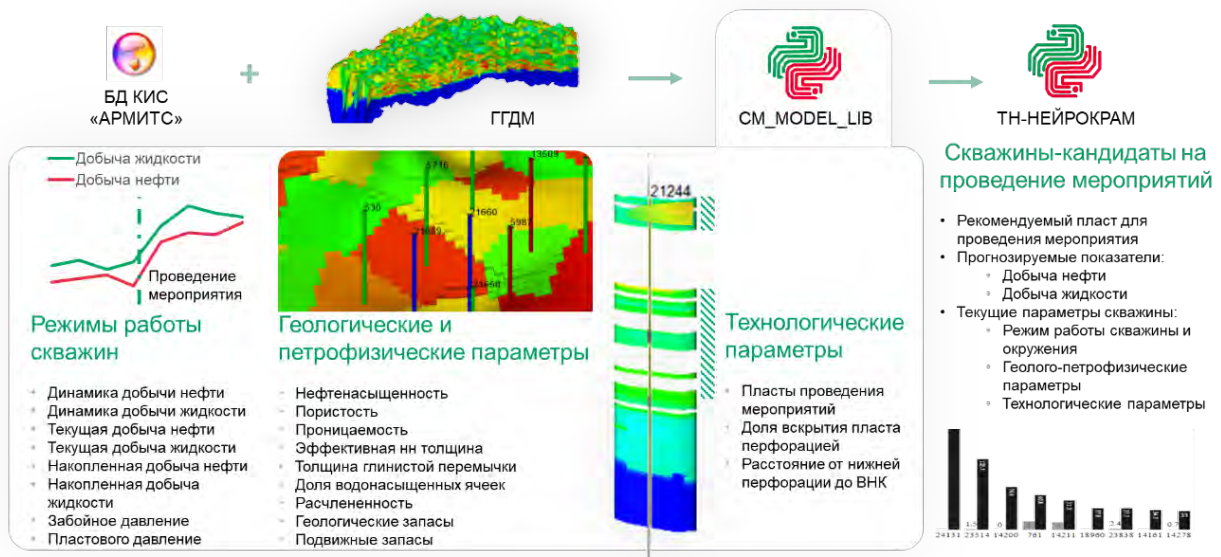


Рис. 13. Принципиальная схема работы продукта «ТН-НейроКРАМ»

Далее авторами приводятся два кейса использования разработанной библиотеки «ТН-НейроКРАМ».

Кейс 1. Подбор скважин-кандидатов на проведение мероприятий

Ежегодно с целью определения оптимального пула мероприятий на объектах анализируются тысячи скважин (Рисунок 14), а если учесть, что на скважине могут быть проведены различные мероприятия – объем анализируемой информации вырастает в разы.

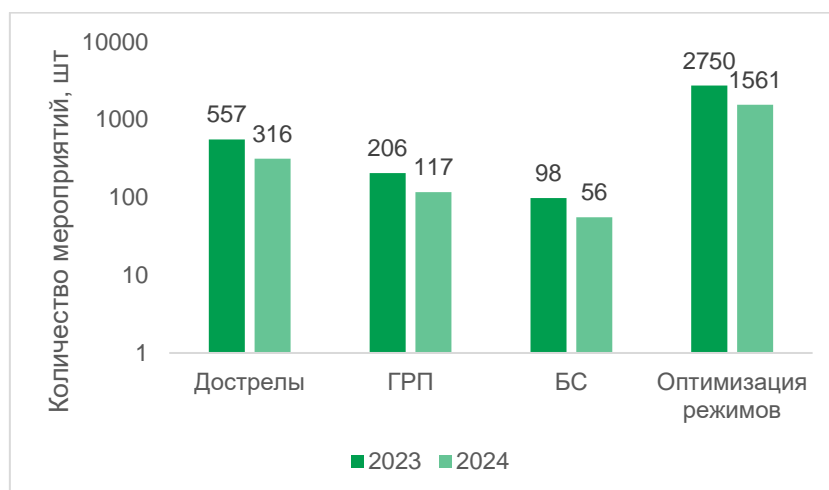


Рис. 14. Прогнозируемые объемы мероприятий на основе статистики прошлых лет

Учитывая ограниченность человеческих ресурсов, помогают современные решения в области машинного обучения, нейросетей и классического программирования. Все эти методы направлены по своей сути на ранжирование скважин-кандидатов, как советники специалистам. После работы алгоритмов гипотезы дополнительно проверяются на геолого-гидродинамических моделях, основанных на физических принципах течения пластовых сред и закона сохранения масс, что дополнительно снижает риски проводимых мероприятий.

По данной задаче на текущий момент внедрены 4 инструмента подбора скважин-кандидатов (Таблица 1): бурение боковых стволов, проведение гидроразрывов пласта, дострелов пласта и оптимизации режимов работы скважин. Опробование этих цифровых инструментов показывает, что от 30 до 80% предложенных мероприятий в итоге принимается для реализации в комплексных планах развития активов. Особое внимание уделяется мероприятиям, которые упущены автоматизированной системой, поэтому алгоритмы постоянно дорабатываются.

Таблица 1. Результаты применения продукта «ТН-НейроКРАМ»

Мероприятие	Используемые методы обработки	Подобрано мероприятий, шт	Согласовано на реализацию, %
Бурение боковых стволов	Метод аналогий (ближайших соседей), компьютерное зрение	467	33
Гидроразрыв пласта	Нейросети	923	35
Дострел пласта	Дерево решений	3114	28
Оптимизация режимов	Заданная логика (классическое программирование)	5528	78

Кейс 2. Автоматизация процесса создания сети трубопроводов

Следующая задача, которая также сопровождалась с большим приростом трудозатрат это переход на интегрированное моделирование. Количество трубопроводов компании ПАО «Татнефть», их разветвленность, а также сложность системы и сроки эксплуатации этих систем при решении задачи с использованием человеческих ресурсов делает эту задачу практически не выполнимой в желаемые сроки (Рисунок 15).

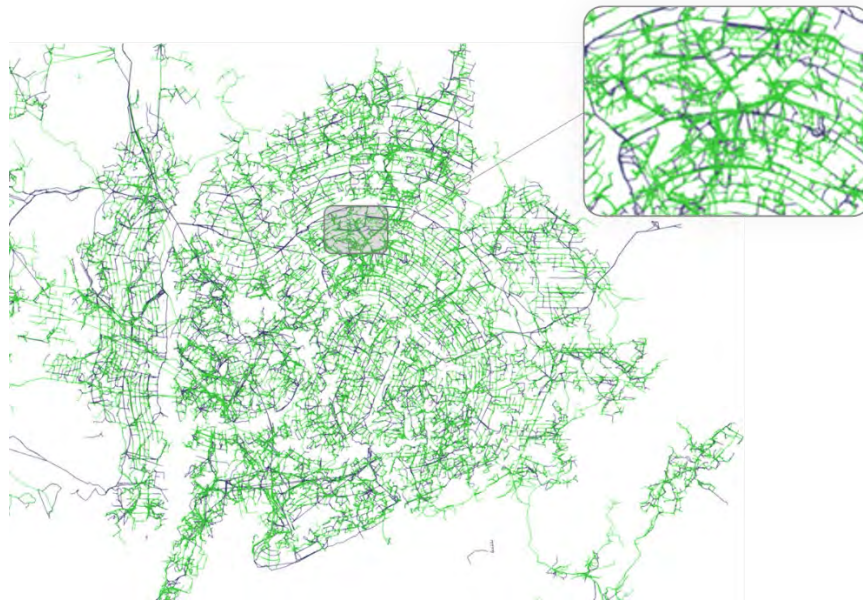


Рис. 15. Визуализация сетей трубопроводов объектов ПАО «Татнефть»

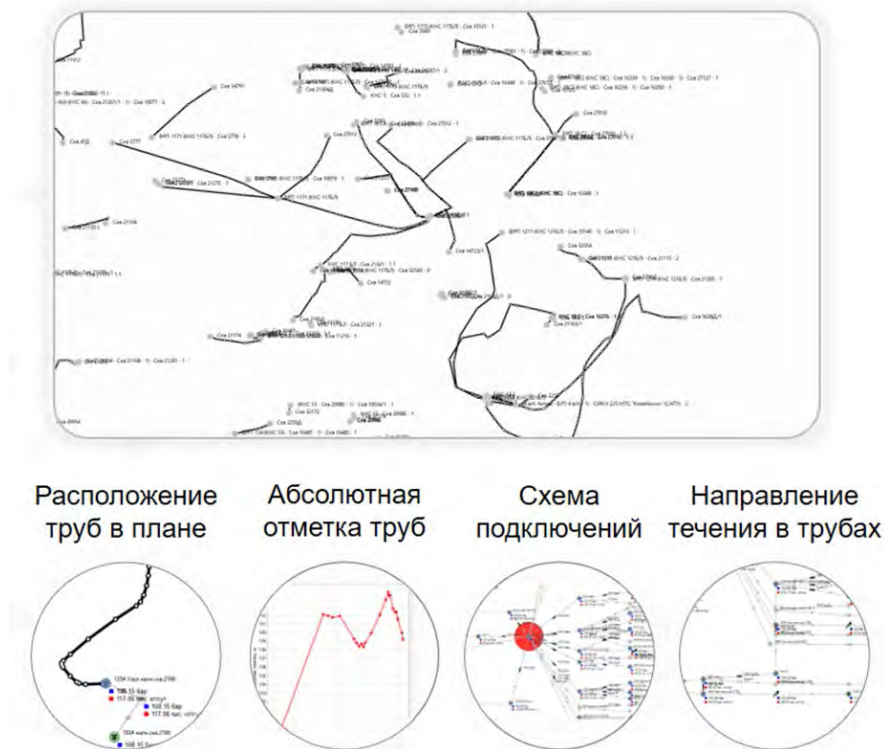


Рис. 16. Пример автоматизированного создания объектов системы трубопроводов и принципиальная схема работы продукта

Данная задача не была бы решена без инструментов по автоматическому построению каркаса наземных сетей, которая взаимодействует с данными компании и преобразует ее в математическую модель с учетом всей сложности взаимодействий элементов сети (Рисунок 16).

В любой автоматизированной системе требуется контроль и работа специалистов высокого уровня. Авторами отмечается, что в процессе адаптации моделей специалистами верифицируются данные и устраняются неточности, что не может быть решено с использованием автоматических систем (Таблица 2).

Таблица 2. Результаты применения продукта автоматизированного создания моделей наземных сетей трубопроводов

Этап	Текущий статус	Время ручного выполнения	Время автоматизированного выполнения	Сокращение трудозатрат
Геометрия и расположение трубопроводов, скважин в соответствии с представлением в Геокаталоге и в Технологической схеме	Автоматизировано	3000* минут	915** минут	-69,5%
Соответствие альтитуд (Z координаты) в соединительных узлах для предотвращения разобшения по высотам.				
Направление течения жидкости в трубах				
Статус работы трубопроводов				
Технологические параметры труб, скважин, КНС, штуцеров и т.д. из базы данных АРМИТС	Ручное	300 минут		
История работы скважин				
Определение фактических потерь по телу трубопровода (фактический диаметр). Адаптация модели наземной сети	ОПИ проведены – решение об использовании и специалиста			
Итого		3300 минут	1215 минут	-63,2%

* - определено экспертно на примере отдельного участка трубопровода (время указано для типового объекта с количеством трубопроводов равным 200)

** - программа строит модель за 15 минут, 900 минут – работа специалиста по проверке и доработке

Помимо аналитического аппарата также разрабатываются инструменты визуализации, что в ряде случаев позволяет ускорять работу специалистов, а также смотреть на задачи более комплексно. А также запрос визуализации данных часто поступает от менеджеров и специалистов смежных областей, когда надо проанализировать объект, не обладая компетенциями в области моделирования. И, конечно же, мы не стоим на месте и открыты ко всему новому. На рисунках 17-19 авторами представляются примеры визуализации данных моделирования с использованием продукта «ТН-НейроКРАМ» в веб-интерфейсе.

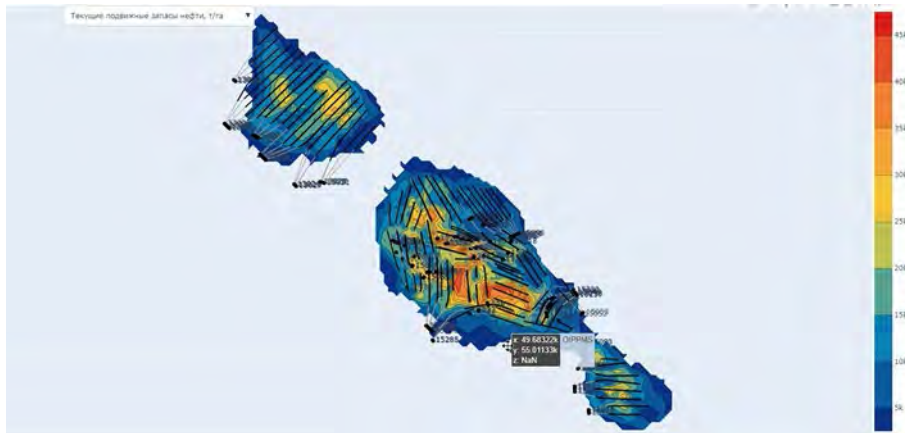


Рис.17. Пример отображения карты состояния разработки с помощью системы «ТН-НейроКРАМ»

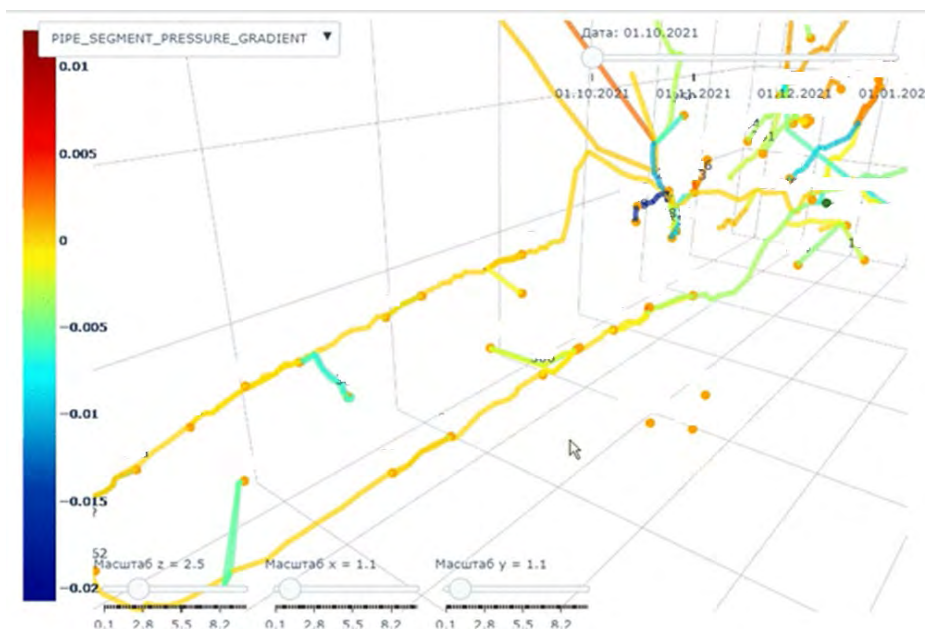


Рис. 18. Пример трехмерного отображения сети трубопроводов с помощью системы «ТН-НейроКРАМ»

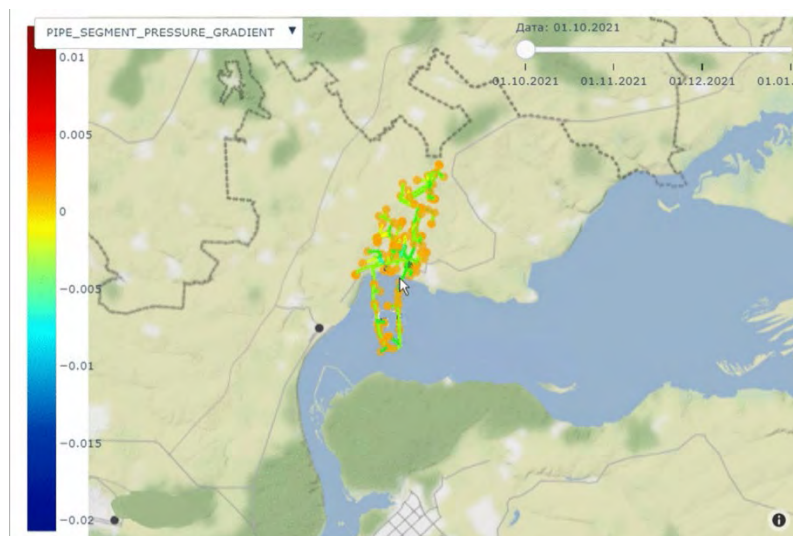


Рис. 19. Пример отображения сети трубопроводов на спутниковой карте с помощью системы «ТН-НейроКРАМ»

Итогом всего комплекса работ, моделей, анализа данных, прогноза эффективности мероприятий является экономически обоснованный сценарий. Экономическая модель позволяет принимать решения по инвестированию в активы. Запросы бизнеса сегодня требуют быстрого реагирования, именно поэтому авторы видят перспективы развития собственных ИТ решений с объединением их с коммерческим ПО, что позволяет решать задачи так, как это требуется в рамках бизнес-вызовов компаний.

Вызовы имитационного моделирования в нефтегазовом секторе

Авторами работы, в качестве обсуждения представляются вызовы нефтегазового сектора, которые, по их мнению, могут быть решены с использованием имитационного моделирования:

- При выполнении любых мероприятий, от бурения скважин до оптимизации режимов, существуют бригады исполнителей работ, которые перемещаются от точки к точке и выполняют работы в соответствии с намеченным планом. Проблема заключается в том, что с одной стороны есть время переезда и развертывания оборудования на новой локации, с другой – плановая эффективность мероприятий на скважинах может существенно отличаться. Задачей имитационного моделирования является распределить мероприятия и разработать логистику их реализации и перемещений персонала, оборудования на месторождениях таким образом, чтобы они были выполнены за максимально короткий срок, а также быстро реагировать на возможные изменения в плане в связи с оценкой успешности уже проведенных мероприятий в процессе выполнения плана.

- В процессе создания комплексных планов развития активов одной из задач является подбор и обоснование новых проектных точек для бурения. На следующих этапах выполняется кустование и привязка их к узлам наземной инфраструктуры. Данная задача зависит от комплекса факторов, таких как необходимость учета топографической основы местности, ограничений по санитарно-защитным зонам, гидравлических параметров и т.д. На основе имитационного моделирования видится перспективным и актуальным развитие инструментов автоматизации данного процесса с целью сокращения затрат и подбора оптимальных вариантов.

Заключение

В современных реалиях развитие цифровых инструментов внутри любого производственного процесса является неизбежным. С другой стороны, авторами работы отмечается, что порой путь создания собственных цифровых инструментов компаниями является тупиковым по причине высокой стоимости в совокупности с низкой конкурентностью получаемых продуктов, что отождествляется с «изобретением велосипеда». Авторы разрабатывают продукты, которые позволяют интегрировать современные коммерческие программные продукты (созданные другими компаниями и распространяемые по лицензии) в производственные процессы с использованием программирования, тем самым достигается синергия самых лучших решений рынка и собственных инструментов, присущих решению конкретных задач компании.

Информация о финансовой поддержке

Работы Центра моделирования выполняются на основе заказов и вызовов компании ПАО «Татнефть».

Благодарности

Авторы благодарят руководство компании ПАО «Татнефть» за возможность развивать моделирование и объективную оценку вклада моделирования в

эффективность добычи углеводородов на месторождениях, а также специалистов Центра моделирования, внесших существенный вклад в развитие моделирования и цифровых инструментов, в том числе продукта «ТН-НейроКРАМ».

Литература

1. **Фаттахов И.Г., Хисанов Р.М., Грезина О.А., Гарифуллина З.А.** Встраивание в производственный процесс модели управления разработкой нефтяных и газовых месторождений на основе геолого-гидродинамической модели // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – 7 (367). – С. 48-52.
2. **Хисамов Р.С., Габдрахманов Р.А., Беспалов А.П., Зубарев В.В., Самойлов В.В., Свильпов Д.Ю.** Создание «Интернета вещей» в нефтедобыче // Нефтяное хозяйство. – 2017. – 10. – С. 120-124.
3. **Боркова Е.А.** Цифровизация, автоматизация и интеллектуальный анализ данных в нефтегазовой промышленности // Техничко-технологические проблемы сервиса. – 2021. – № 4 (58). – С. 52-56.