

КОНЦЕПЦИЯ СОЗДАНИЯ РЕГЛАМЕНТА ИНТЕГРИРОВАННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Шпуров Игорь Викторович

Генеральный директор ФБУ «ГКЗ»
доктор технических наук, профессор

октябрь 2023



После утверждения Регламента по созданию ПДГТМ 2000г. принято 15 различных нормативных и 14 методических документов, регулирующих разные аспекты и разработки нефтяных и газовых месторождений геологии. В настоящее время требуется создание принципиально нового регламента

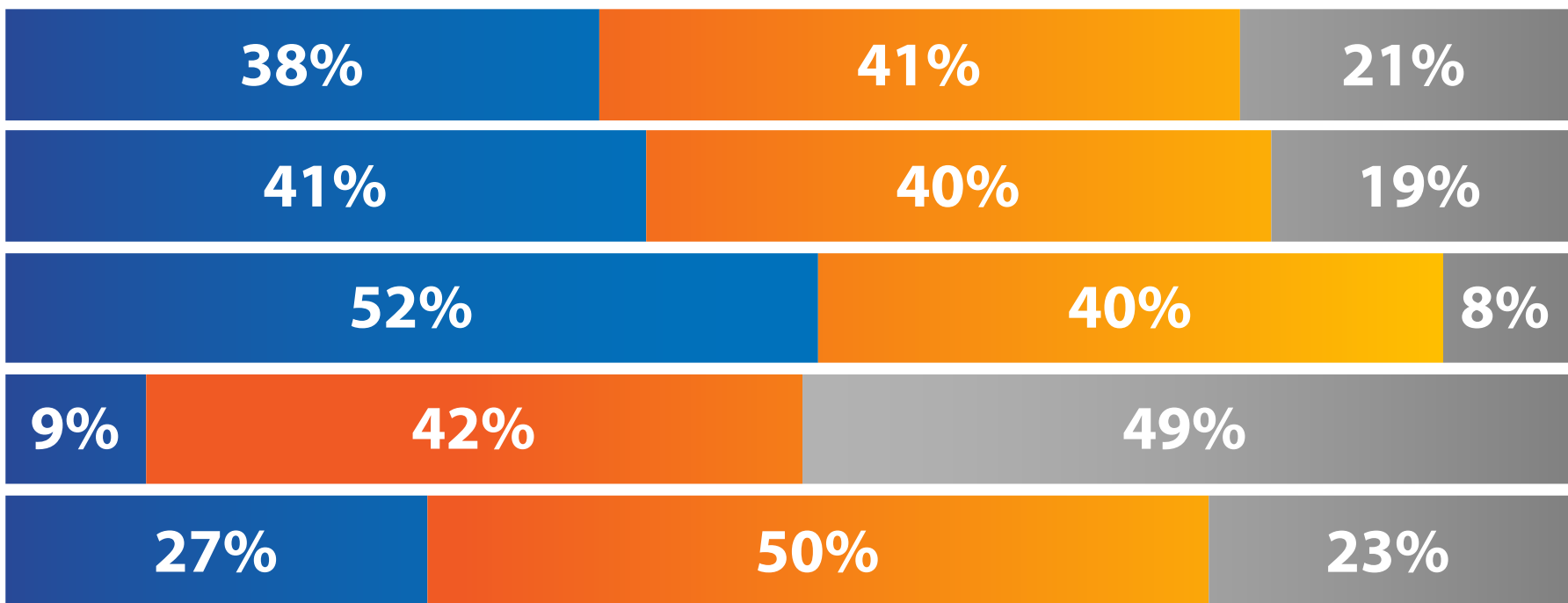
- Временный регламент оценки качества и приемки трехмерных цифровых ГТМ, представляемых пользователями недр в составе технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья на рассмотрение ЦКР Роснедр по УВС, 2012 г.
- Рекомендации к методике построения геологических моделей при подсчете запасов углеводородного сырья, 2015 г.
- Методические рекомендации по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, 2016 г.
- «Об установлении видов трудноизвлекаемых полезных ископаемых, в отношении которых право пользования участком недр может предоставляться для разработки технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых» (с изм. и дополнениями) (Постановление Правительства РФ от 19 сентября 2020 г. №1499)
- «Правила проведения государственной экспертизы запасов полезных ископаемых и подземных вод, геологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, об определении размера и порядка взимания платы за ее проведение» (Постановление Правительства РФ от 1 марта 2023 г. №335)
- «Правила подготовки, согласования и утверждения технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых, технических проектов строительства и эксплуатации подземных сооружений, технических проектов ликвидации и консервации горных выработок, буровых скважин и иных сооружений, связанных с использованием недрами, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами» (с изменениями и дополнениями) (Постановление Правительства РФ от 30 ноября 2021 г. №2127)
- «Стратиграфические характеристики (система, отдел, горизонт, пласт) залежей углеводородного сырья для целей их отнесения к баженовским, абалакским, хадумским, доманиковым продуктивным отложениям, а также продуктивным отложениям тюменской свиты в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых» (приказ Минприроды России от 02.11.2021г. №824) дублируется частично с пунктом 5
- «Стратиграфические характеристики (система, отдел, горизонт, пласт) залежей углеводородного сырья для целей их отнесения к баженовским, абалакским, хадумским, доманиковым, ачимовским продуктивным отложениям в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых» (приказ Минприроды России от 12.12.2022г. №867)
- «Требования к структуре и оформлению проектной документации на разработку месторождений твердых полезных ископаемых, ликвидацию и консервацию горных выработок и первичную переработку минерального сырья» (приказ Минприроды РФ от 25.06.2010 г. №218) это твердые, а в теме доклада УВС.
- «Правила разработки месторождений углеводородного сырья» (приказ Минприроды России от 14.06.2016г. №356)
«Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» (приказ Минприроды России от 20.09.2019 г. №639)
- «Правила подготовки проектной документации на разработку технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых» (приказ Минприроды России от 27.11.2020 г. №978)
- «Правила разработки технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых» (приказ Минприроды России от 27.11.2020г. №977)
- «Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов» (распоряжение Минприроды России от 1 февраля 2016 г. №3-р)
- «Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (приказ Минтопэнерго России от 10.03.2000г. №67)
- Результаты апробации программных продуктов, применяемых при ГГДМ (протокол ЭТС ГКЗ от 10.06.2015 г.)
Методика оценки запасов ценных компонентов из вод попутно добываемых (нефтяных вод) из недр при добыче УВС, рекомендации по обеспечению правовых оснований реализации добычи полезных компонентов из вод попутно добываемых (нефтяных вод) из недр при добыче УВС
- Методические рекомендации по подсчету запасов нефти в отложениях баженовской свиты (направлены в Роснедра для утверждения в установленном порядке)
- Временные методические рекомендации по подсчёту запасов свободного газа в залежах берёзовской свиты и её аналогов сроком действия до 31.12.2024 года
- Методические подходы формирования критериев создания подземных хранилищ нефти или стабильного конденсата (ПХН) в пористых пластах и мониторинга их эксплуатации
- Требования к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу запасов полезных ископаемых и подземных вод, геологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов
- Методических рекомендации по подсчету запасов сверхвязких нефтей (СВН) месторождений
- Методические подходы по применимости ГДК-ОПК для постановки на учёт и перевода запасов УВС в категории С1В1
- Временные методические рекомендации подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья в части экономической оценки вариантов разработки
Методические рекомендации по определению подсчетных параметров, характеризующих компонентный состав и физико-химические свойства углеводородного сырья.
- Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений
- Временные методические рекомендации по 4 D сейсмомониторингу разработки нефтегазоконденсатных шельфовых месторождений сроком на три года (до октября 2026г.)
- Методические рекомендации по геологическому изучению и выделению первоочередных объектов для постановки дальнейших геологоразведочных работ с целью создания подземных хранилищ CO₂
- Критерии создания подземных хранилищ нефти или стабильного газового конденсата (ПХН) в пористых пластах и мониторинга их эксплуатации - проведено 3 заседания ЭТС;

В 2015 созданы и утверждены ЭТС ГКЗ матрицы апробации программных комплексов по геологическому и гидродинамическому моделированию

Геологическое моделирование. Апробировано 10 ПК

Матрица оценки включает 49 показателей, в том числе:

- Межскважинная корреляция (9 показателей)
- Геологическое моделирование при работе с данными (10 показателей)
- Картопостроение (4 показателя)
- Моделирование в области создания каркаса и кубов свойств (15 показателей)
- Подготовка графических приложений (11 показателей)



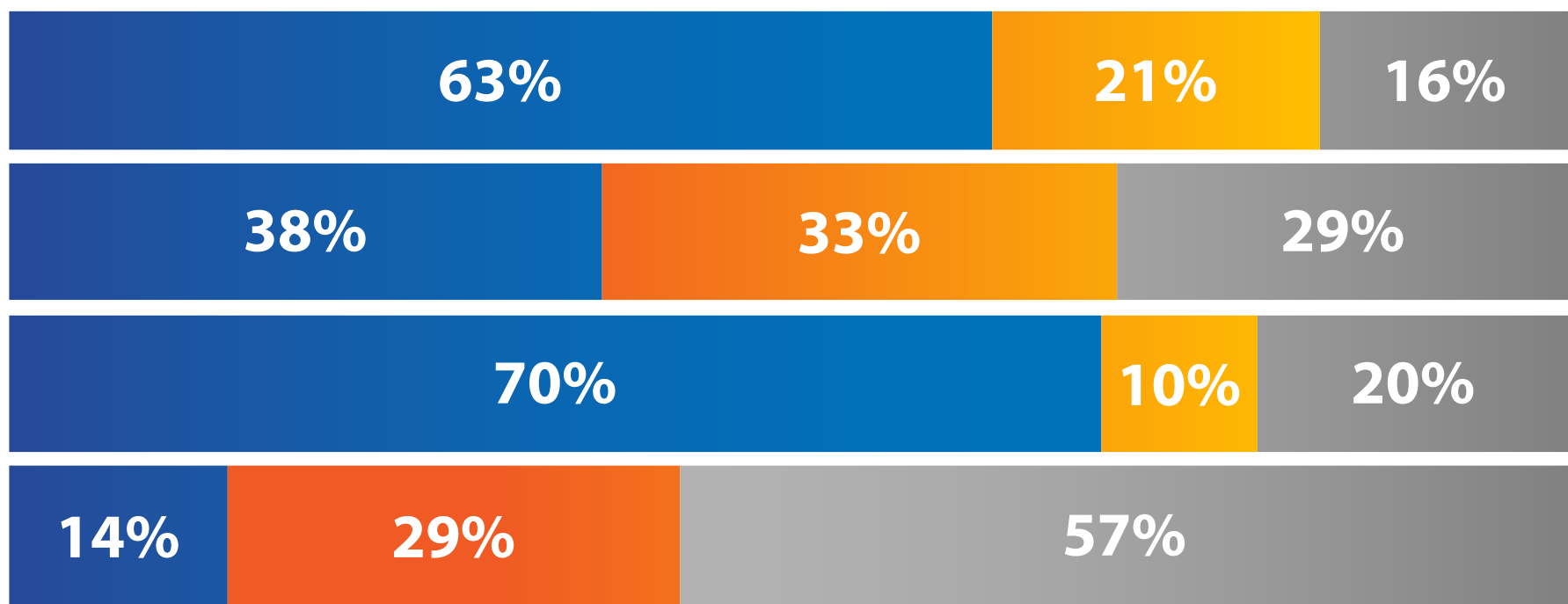
Результаты апробации 2015 года

Готовый функционал Находится в развитии Требуется разработки

Гидродинамическое моделирование. Апробировано 8 ПК

Матрица оценки включает 55 показателей, в том числе:

- Общие требования (42 показателя)
- Моделирование разработки месторождений высоковязкой нефти (3 показателя)
- Моделирование разработки месторождений с естественной трещиноватостью (6 показателей)
- Моделирование разработки месторождений в нетрадиционных коллекторах (4 показателя)



Результаты апробации 2015 года

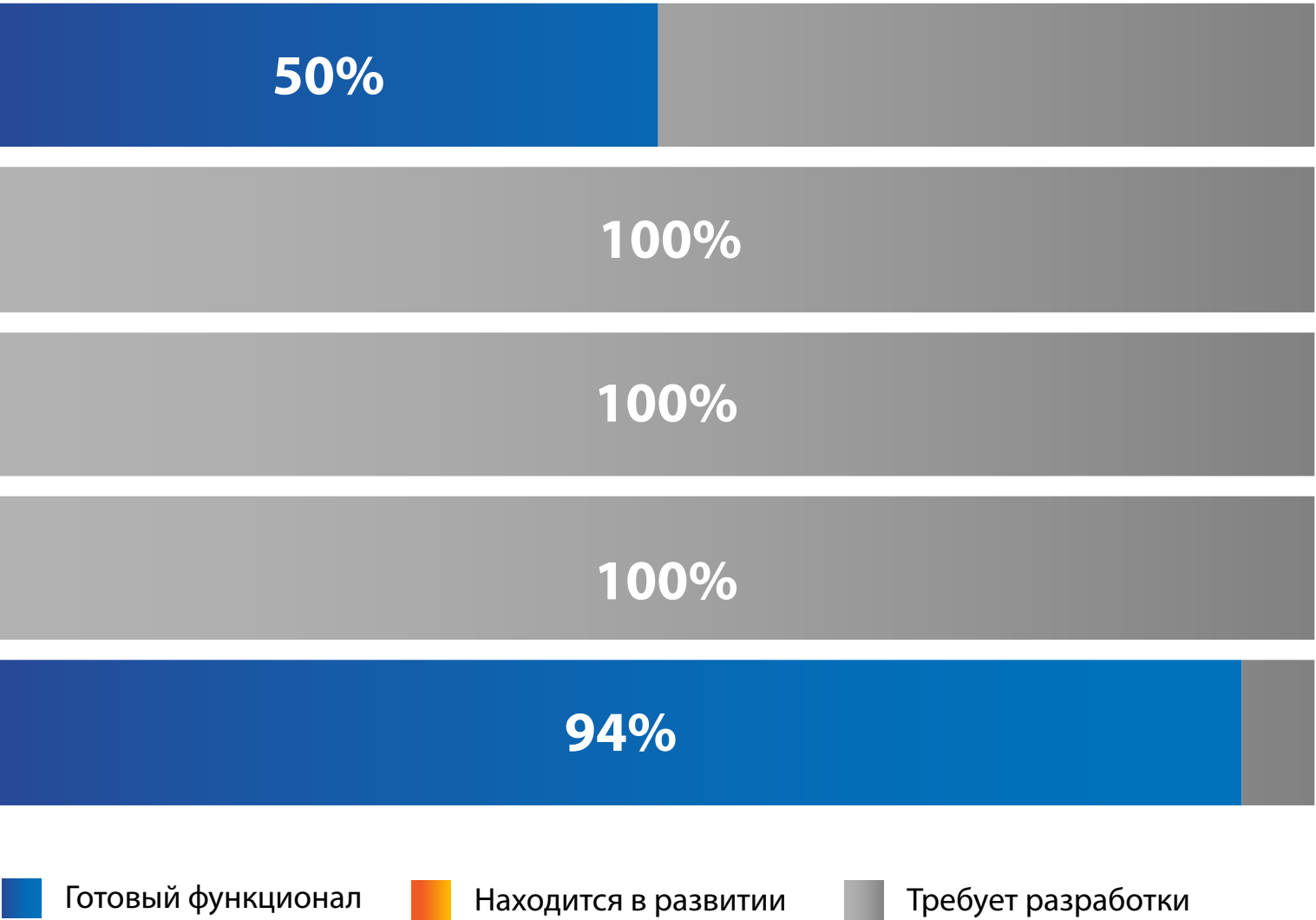
Готовый функционал Находится в развитии Требуется разработки

В 2022 создана и утверждена ЭТС ГКЗ матрица апробации программных комплексов по геомеханическому моделированию

Геомеханическое моделирование. Апробирован 1 ПК.

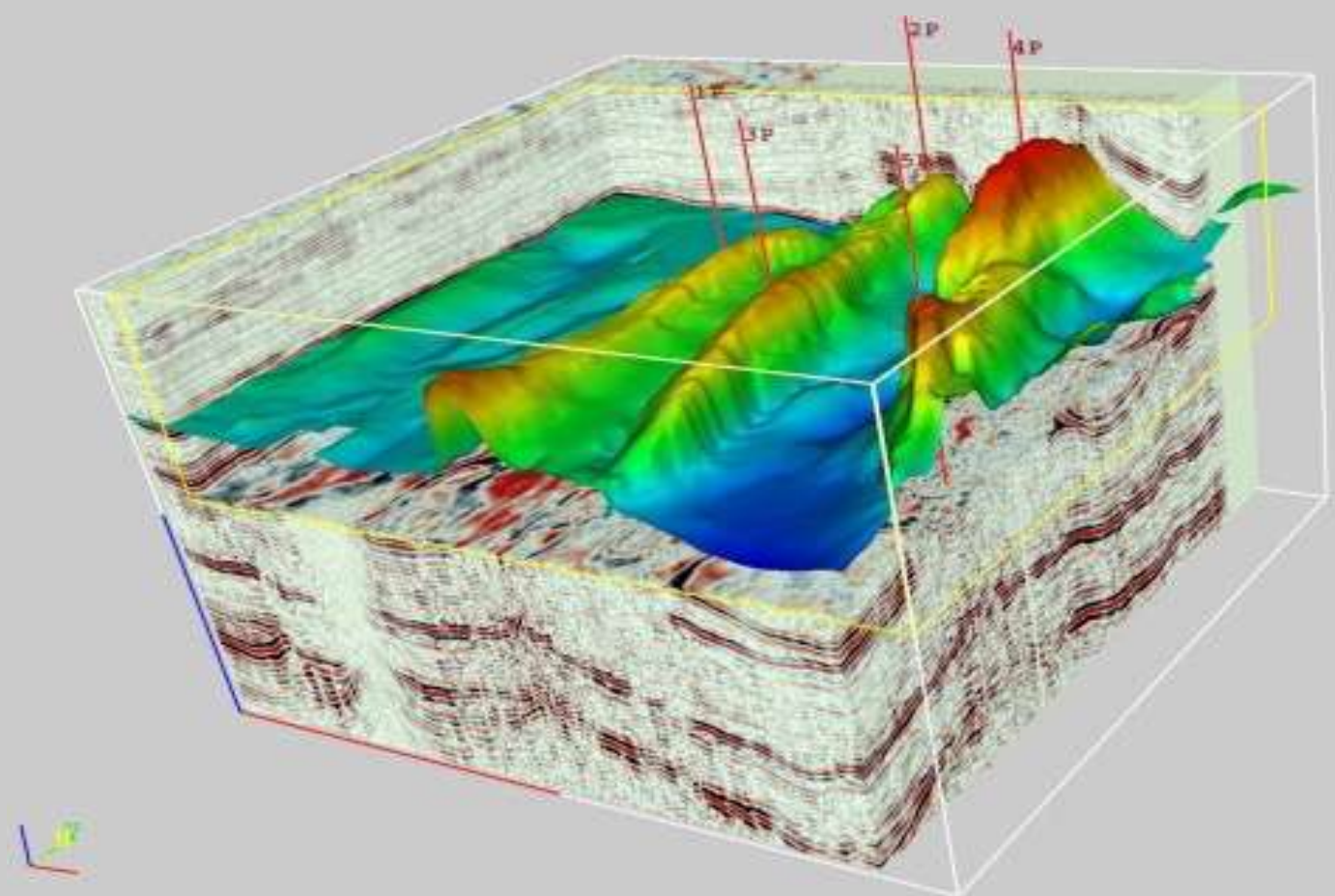
Матрица оценки включает 59 показателей, в том числе:

- Геомеханическое сопровождение в режиме реального времени (сопряжение с датчиками) (4 показателя)
- Инструментарий трехмерного статического моделирования геомеханических параметров (3Д геомеханическая модель) (5 показателей)
- Инструментарий трехмерного динамического моделирования геомеханических параметров, напряженно-деформированного состояния (4Д геомеханическая модель) (5 показателей)
- Инструментарий оптимизации дизайна ГРП. Фрак-дизайны (27 показателей)
- Инструментарий одномерного геомеханического моделирования (1Д геомеханическая модель устойчивости ствола скважины) (18 показателей)



Сейсмогеологическое моделирование

В настоящее время ЭТС ГКЗ организует работу по разработке требований к техническим возможностям программного обеспечения для целей обработки и интерпретации данных сейсморазведки, и геофизических исследований скважин и созданию матрицы апробации такого ПО



Матрица (Методика) апробации ПК утверждена на расширенном заседании ЭТС ГКЗ в 2015г.
В заседании приняли участие 94 специалиста из 16 компаний

Геологическое моделирование

Параметры моделирования	Зарубежные				Отечественные				
	Itap RMS	Paradigm SKUA	Petrel	Landmark	Геоплат Про	Auto Corr	ПК Недра	АТЛАС	ПК Сфера
Межскважинная корреляция									
Геологическое моделирование									
Двухфазные модели									
Модели литолого-фациальных типов пород									
Модели пространственного распределений ФЕС									
Создание сети трещин для трещиноватого коллектора									
Проектирование скважин									
Создание графа моделирования									
Анализ неопределенности									
Графические приложения									

Гидродинамическое моделирование

Параметры моделирования	Зарубежные			Отечественные		
	Tempest	Eclipse	Landmark	Техсхема	ПК Сфера	iNavigator
Общие требования						
Эффект ГРП						
закачка полимеров						
конденсатной банки						
PVT свойства УВС						
Залежей высоковязкой нефти						
Естественной трещиноватости						
Геомеханика						
Разработки залежей в нетрадиционных коллекторах						

После завершения апробации в течение 2015-2023 годов на ЭТС было представлено и апробировано по матрицам тестирования еще 17 программных продуктов

21 отечественный и 8 зарубежных программных комплексов прошли апробацию на ЭТС ГКЗ

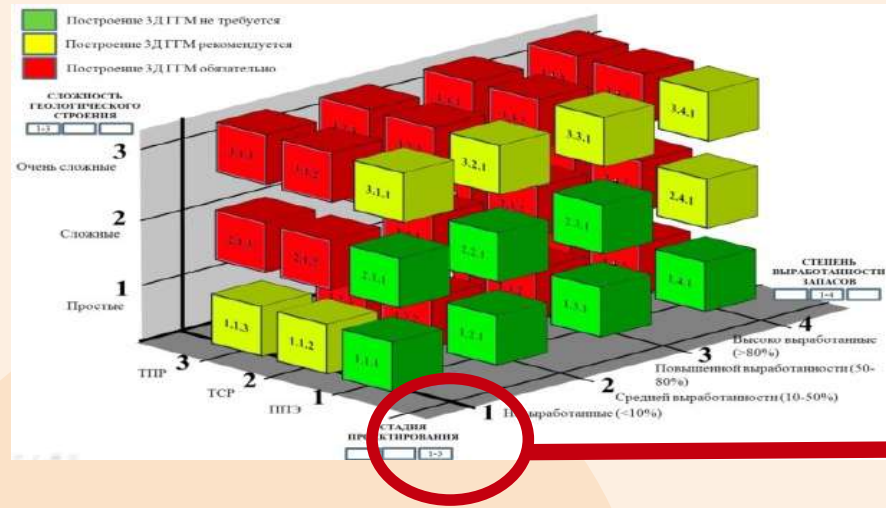
Область применения	Количество	Наименование ПО (Компания-разработчик)
Отечественные		
Геологическое моделирование	6	«ПК Недра»; «АТЛАС» (ООО «ТИНГ»); «РН-КИМ» (ПАО «НК «Роснефть»); «РН-ГЕОСИМ» (ООО «РН-БашНИПИнефть»); «RFD Дизайнер геологии» («Rock Flow Dynamics»); «ArtGeo» (ООО «Актуальные технологии» ООО «Нефтегазовый НИЦ МГУ имени М.В. Ломоносова»)
Гидродинамическое моделирование	5	«Техсхема» (ПАО «Сургутнефтегаз»); «РН-КИН» (ПАО «НК «Роснефть»); «ПК Сфера» (НЦ РИТ «Дельта»); «FLOW ZOOM» («НОВА Технолоджис»); «Tnavigator» («Rock Flow Dynamics»)
Гидродинамическое и геологическое моделирование	4	«Геоплат Про» («ГридПоинт Дайнамикс»); «Nemesis» («Hydrasym»); «СОЮЗ (МКТ)» (ФГУП «ПО «Октябрь»); «AutoCorr» (ООО «ИПНЭ»);
Геомеханическое моделирование	1	LithoStudio (ПО «Геомеханика») (ООО «Литосфера»)
Гидрогеологическое моделирование	1	«РН-Аква» (ЗАО «ИННЦ»)
Комплекс обработки данных сейсморазведки	1	«SPS-PC» (ООО «КЛАУДНЕТ»)
Оценка затрат нефтегазовых проектов	1	«Ingenix Cost Manager» («Ingenix Group»)
Разработка и применение программных продуктов для подсчета запасов	1	«СКИФ-ГГД» («СКИФ недр»)
Оценка экономической части проектов на разработку месторождений УВС	1	ПО «СМАРТЭК» (ООО «СМАРТЭК ДЕВЕЛОПМЕНТ»)
Зарубежные		
Геологическое моделирование	3	«Petrel» («Schlumberger»); «IRAP RMS» («Roxar»), «Landmark» («Halliburton Landmark Graphics Corporation»); «Paradigm SKUA» («Paradigm»)
Гидродинамическое моделирование	5	«ECLIPSE» («Schlumberger»); «Tempest (ResView)» («Roxar»); «Landmark» (VIP) («Halliburton Landmark Graphics Corporation»); «CMG» («CMG»); «PumaFlow» («Бейсип-Франлаб»)



По данным апробации Российских программных комплексов по гидродинамическому моделированию представлены ПК на 100% соответствующие требованиям, по геологическому моделированию не более чем на 70%

Новый регламент интегрированного моделирования должен определять степень соответствия функционала ПО решаемым задачам:

Стратегия разработки



Качество запасов

Тонкие нефтяные оторочки

Высоковязкие нефти

Низкая проницаемость (<4 мД)

Средняя и высокая проницаемость (>4 мД)

Кавернозные

Порово-трещиноватые

Трещиновато-поровые

Трещиноватые

Поровые

Режим разработки

Метод воздействия

Применяемые МУН и ГТМ

Фазовое состояние системы

Нефтяные

Газовые

Нефтегазовые

Газонефтяные

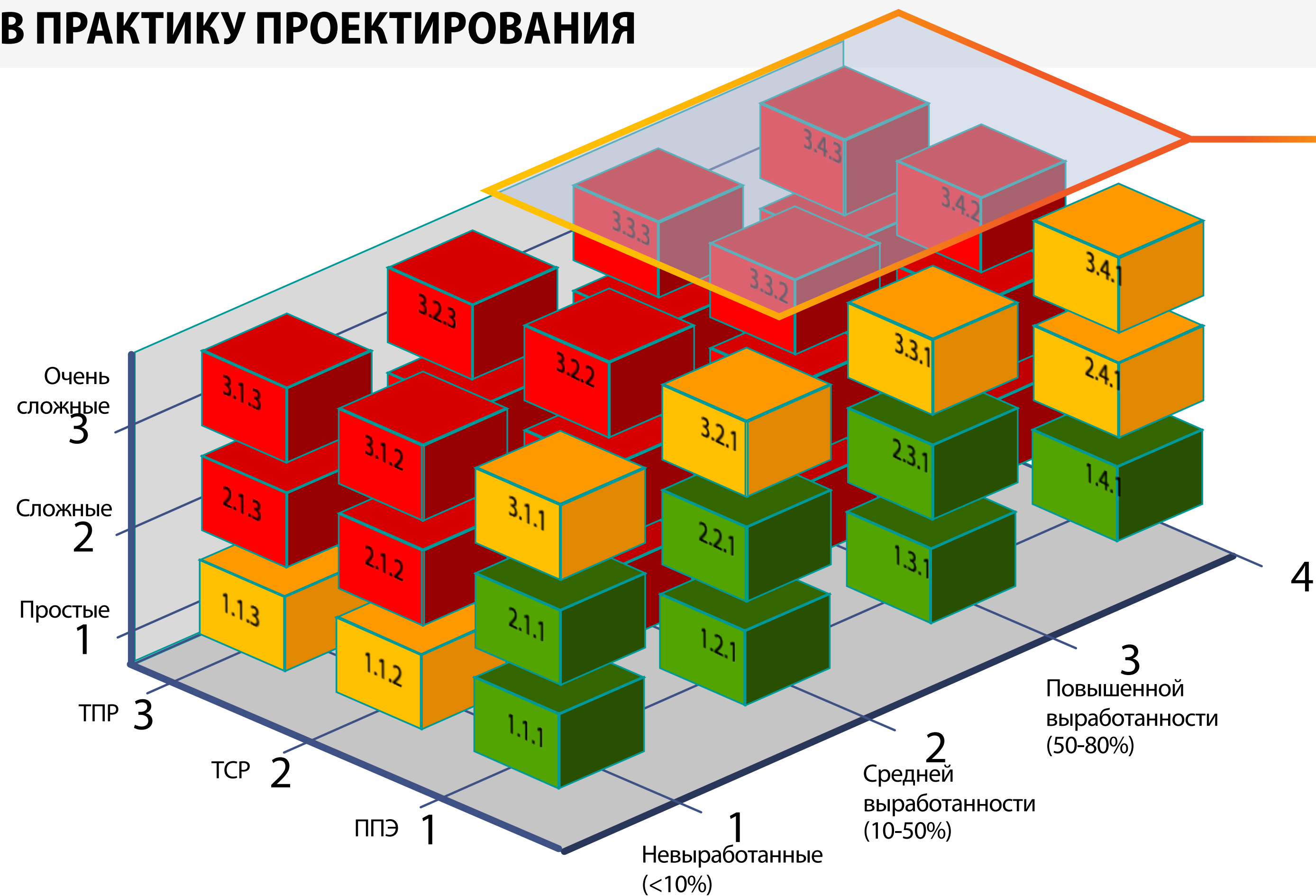
Газоконденсатные

Нефтегазо-конденсатные

Структура пустотного пространства

- технологии существуют и апробированы ГКЗ
- технологии существуют или в разработке, но не апробированы ГКЗ
- технологий и методик решающих данные задачи не существует

ИНТЕГРАЦИЯ ГИБРИДНЫХ МОДЕЛЕЙ В ПРАКТИКУ ПРОЕКТИРОВАНИЯ



Проектирование нефтяных месторождений, разрабатываемых с ППД, характеризующихся высокой степенью истощения запасов, должно сопровождаться созданием **гибридных моделей** (ИНС+3ДГДМ)

Гибридные решения при проектировании обеспечивают **объективное обоснование** извлекаемых запасов с применением

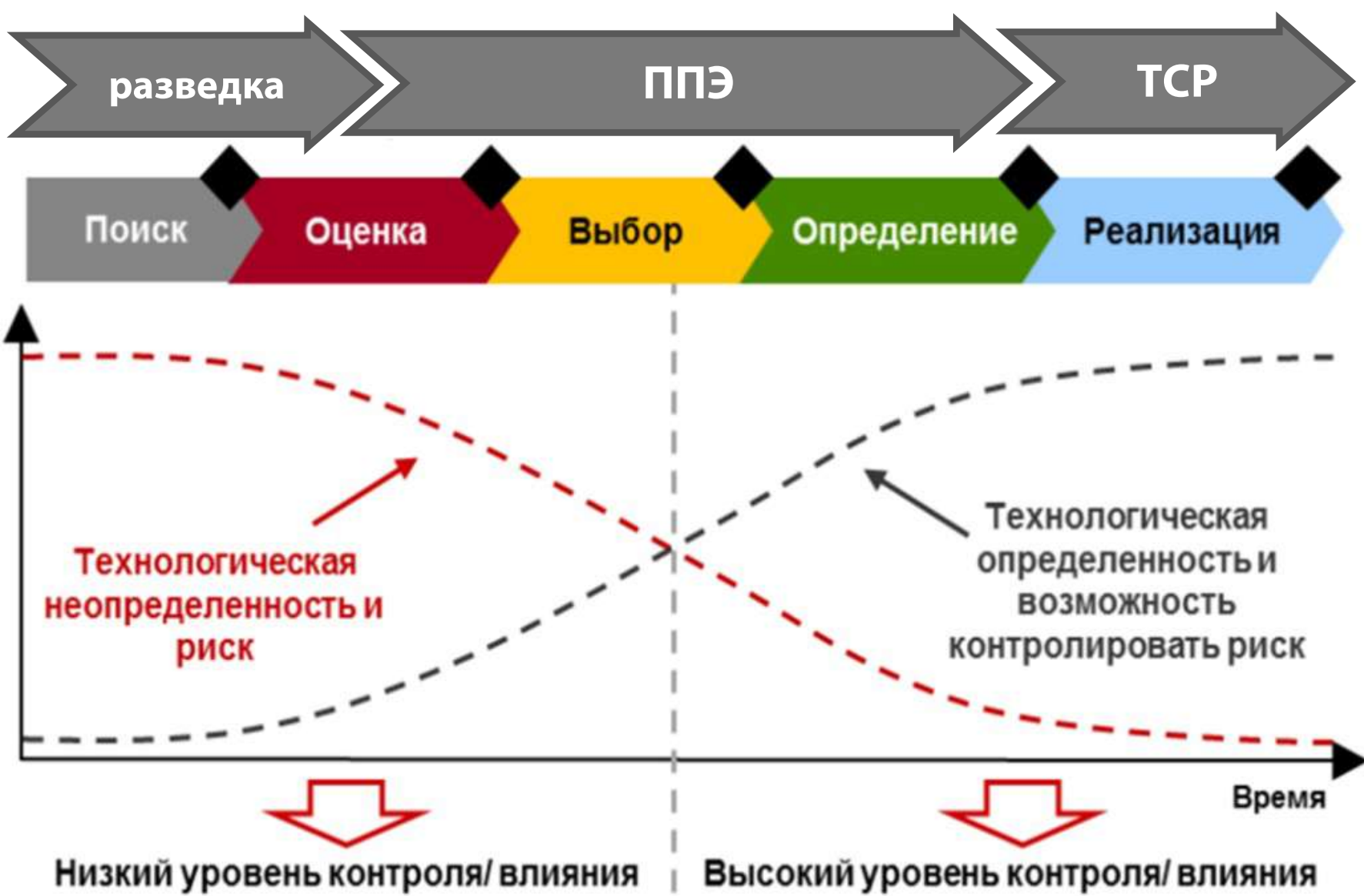
■ Построение 3Д ГДМ не требуется ■ Построение 3Д ГДМ рекомендуется ■ Построение 3Д ГДМ обязательно
■ Рекомендуется применения гибридных моделей (ИНС+3Д ГДМ)

* по материалам доклада «Требования к использованию программных продуктов для подсчета запасов и проектирования разработки месторождений УВС», Санкт-Петербург, 06.2016 г.

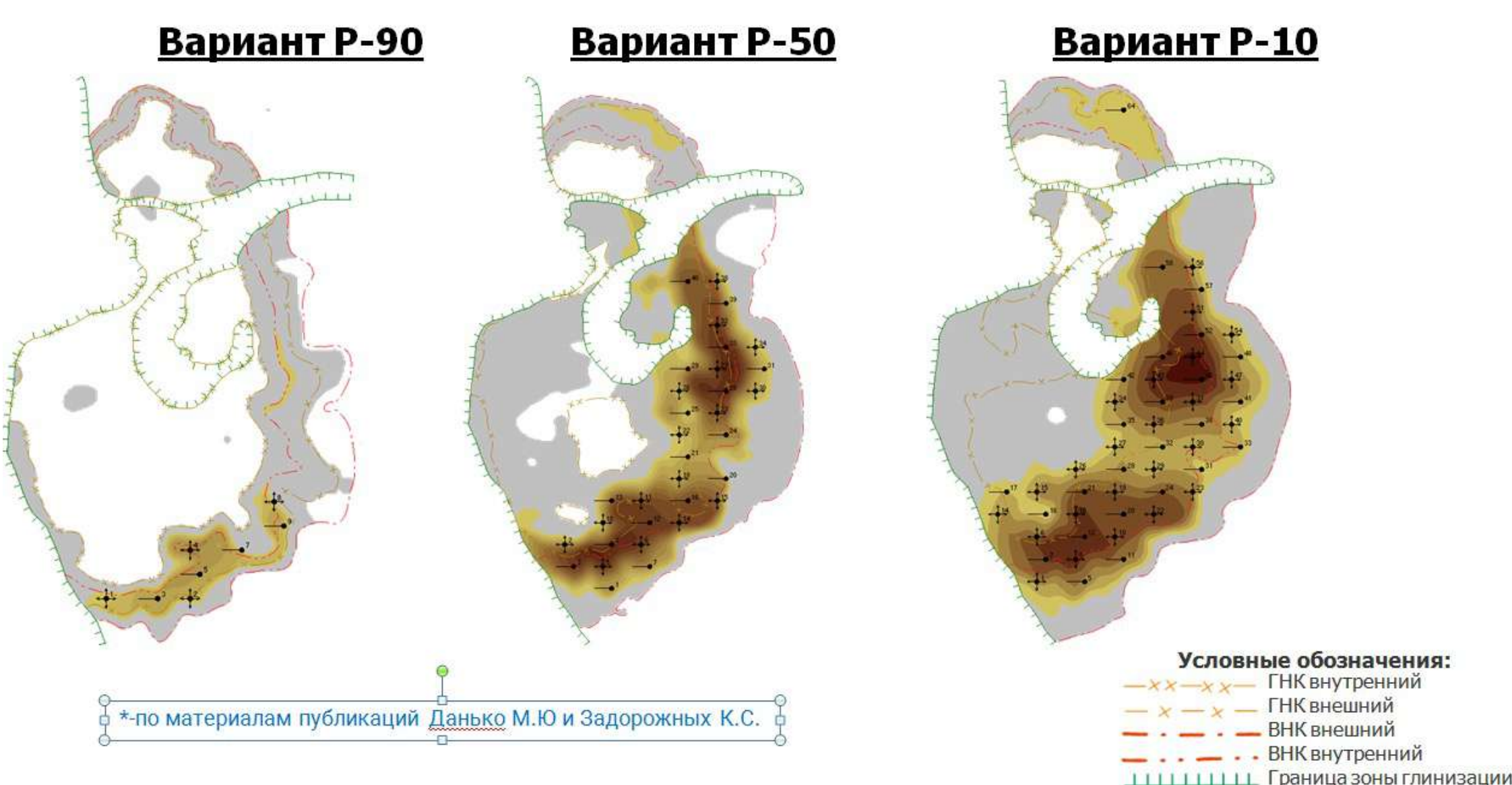
Регламент интегрированного моделирования должен содержать требования к элементам по обустройству месторождений, в том числе на стадии ППЭ

РИСКИ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА (АНАЛИЗ ПОДТВЕРЖДАЕМОСТИ)

НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ И РИСКИ ИЗМЕНЯЮТСЯ С ХОДОМ ПРОЕКТА



РАЗЛИЧНЫЕ СЦЕНАРИИ РАССТАНОВКИ ПРОЕКТНОГО ФОНДА



ПРИМЕНЕНИЕ МОБИЛЬНОГО И БЛОЧНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОЗВОЛИТ НАЧИНАТЬ ПОЛУЧАТЬ ИНФОРМАЦИЮ В ПРОЕКТЕ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ РАНЬШЕ, БЕЗ РИСКА ОШИБКИ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ ПРОГРАММЫ ИССЛЕДОВАНИЙ И МОБИЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОЗВОЛИТ УВЕЛИЧИТЬ ЭФФЕКТИВНЫЙ СРОК ПОЛУЧЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ

МЕТОДОЛОГИЯ ПРИМЕНЕНИЯ МОБИЛЬНОГО И МОДУЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ЭТАПЕ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1 Разработка плана пробной эксплуатации/проекта пробной эксплуатации

2 Монтаж мобильного и модульного оборудования и подключение скважин

- подготовка площадки к монтажу
- завоз оборудования
- подключение скважин согласно ТУ
- подключение факельной линии
- интеграция в систему транспорта

3 Эксплуатация скважин в соответствии с планом/проектном пробной эксплуатации с применением мобильного и модульного оборудования

«Классические» коллектора

- Забойные давления – один раз в месяц
- Дебит жидкости - один раз в 7 дней
- Газовый фактор – один раз в год/месяц (при $P < P_{нас}$)
- Обводненность – один раз в месяц ($F < 2\%$ или $F > 90$) – один раз в 7 дней

Низкопроницаемые коллектора

- Забойные давления – один раз в сутки
- Дебит воды и нефти - один раз в сутки
- Газовый фактор – один раз в сутки

4 Подготовка и транспорт добытой продукции

5 Оперативное расширение производительности мобильных и блочных установок при превышении проектного потенциала

6 Комплексование промысловой информации с результатами ГРП

- Подсчет запасов
- Технологическая схема разработки
- Технико-экономическое обоснование варианта разработки
- Подготовка программы исследовательских работ, мониторинга и контроля разработки и доразведки месторождения

7 Проект обустройства месторождения, ввод в промышленную разработку

ПОСТОЯННО-ДЕЙСТВУЮЩАЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ИНТЕГРИРОВАННАЯ МОДЕЛЬ (ПДГТИМ)

Постоянно-Действующая Геолого-Технологическая Интегрированная Модель (ПДГТИМ) - это модель процесса добычи скважинной продукции (нефть, газ, конденсат, вода), включающая в себя все элементы производственной цепочки в виде последовательно связанных моделей компонентов: пласт, скважины, систем сбора и транспорта и поддержания пластового давления

Основное отличие ПДГТИМ от геолого-гидродинамических моделей - возможность учета интерференции скважин не только по узлу пласта, но и по системе сбора и транспорта

Состав ПДГТИМ зависит от решаемых задач и может включать компоненты:

- модель пласта,
- модель скважины,
- модель системы сбора и транспорта,
- модель системы поддержания пластового давления,
- модель завода (установка предварительного сброса воды (УПСВ), установка подготовки и перекачки нефти (УППН)),
- модель экспорта,
- экономическая модель.



ПДГТИМ- инструмент ежедневного использования для решения производственных задач, что предъявляет более жесткие требования по качеству адаптации и настройке всех компонентов, в том числе модели пласта, настраиваемой на оперативные данные (текущий режим работы), добыча газа и значение газового фактора настраивается по каждой скважине.

В процессе интеграции качество исходных данных для настройки отдельных компонентов проходит дополнительную валидацию за счет соотнесения параметров друг с другом.

ТРЕБОВАНИЯ К ПОСТОЯННО-ДЕЙСТВУЮЩЕЙ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ИНТЕГРИРОВАННОЙ МОДЕЛИ (ПДГТМ)

1. Необходимость обоснования дискретности данных (добыча, давление) выбирается сообразно решаемым задачам.
2. Необходимость настройки на дебиты газа или газовый фактор, как в целом по месторождению, так и по каждой скважине.
3. Особые требования для настройки на забойные давления
4. Обязательная настройка на устьевые давления.
5. Настройка на давления и расходы флюидов (нефть газ вода конденсат) в ключевых точках системы сбора и подготовки.
6. Расчет и валидация интервалов образования асфальтено-смоло-парафиновых веществ (АСПВ) по стволу скважины.
7. Расчет и валидация интервалов образования АСПВ в системе сбора.
8. Расчет и валидация интервалов образования газовых гидратов по стволу скважины и в системе сбора.
9. Необходимость обоснования модели ограничений добычи поверхностной инфраструктуры.
10. Достижение материального баланса в системе «сеть сбора-скважина-пласт»



ГКЗ

ГОСУДАРСТВЕННАЯ КОМИССИЯ
ПО ЗАПАСАМ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ