

Метод определения критериев для подбора конфигураций интегрированных моделей на различных месторождениях

В.В. Ким¹,
И.О. Ходаков²,
С.М. Бикбулатов³

¹Научно-образовательный центр
«Газпромнефть НТЦ» – «УГНТУ»

²Научно-Технический центр «Газпром нефти»
(ООО «Газпромнефть НТЦ»)

³ПАО «Газпром нефть»

Адрес для связи: KimVVI@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: интегрированная модель, конфигурация интегрированной модели, классификация месторождений

В современной нефтегазовой практике наблюдается рост количества активов, которые содержат в себе трудноизвлекаемые запасы, скважины осложненного фонда, а также высокую себестоимость добычи нефти. Для их эффективной разработки и высоких экономических показателей необходимо повысить требования к точности учета и прогноза добычи. Стандартные способы геолого-гидродинамического моделирования не позволяют учитывать многофакторность оценки перспектив активов, однако на помощь приходит инструмент интегрированного моделирования активов (ИМА). Под этим термином понимают модель процесса добычи углеводородов, которые включают в себя все узлы производственной цепочки в виде связанных компонент модели пласта, скважин системы сбора и подготовки нефти. Именно данное системное моделирование нефтегазовых процессов позволяет наиболее точно осуществлять прогноз как добычи скважинной продукции, так и подсчета экономических показателей, таких как NPV, IRR, DPP. Однако перед тем, как принять решение использования и построения интегрированной модели необходимо понять, будет ли целесообразно строить детальные, полномасштабные интегрированные модели (ИМ) для определенного месторождения.

В нефтегазовой практике для пластовых систем могут применяться как сложные, детализированные гидродинамические модели, так и упрощенные модели материального баланса или кривые падения (Decline Curves). Для систем от забоя до устья генерируют VLP таблицы с помощью моделей скважин. Для систем сбора и транспортировки используют модели, учитывающие особенности топологии сети сбора, а для проектирования технологических установок и контроля производственных показателей могут использовать модели подготовки скважинной продукции. Различные вариации таких решений и их детализация называются конфигурацией интегрированной модели. В зависимости от целей и задач проектирования мы можем использовать различные

Method of determining criteria for the selection of configurations of integrated models at various fields

V.V. Kim¹,
I.O. Khodakov²,
S.M. Bikbulatov³

¹SEC Gazpromneft STC – USNTU, RF, Ufa

²LLC Gazpromneft STC, RF, Saint-Petersburg

³PJSC Gazpromneft, RF, Saint-Petersburg

E-mail: KimVVI@gazpromneft-ntc.ru

Keywords: integrated model, configuration of integrated model, classification of fields

In modern oil and gas practice, there is an increase in the number of assets that contain hard-to-recover reserves, wells of a complicated fund, as well as the high cost of oil production. For its effective development and high economic indicators, it is necessary to increase the requirements for the accuracy of accounting and production forecast. Standard methods of static and reservoir simulation do not allow taking into account the multifactorial assessment of asset prospects, but the integrated Asset Modeling tool (IMA) comes to the rescue. This term is understood as a model of the hydrocarbon production process, which includes all the nodes of the production chain in the form of connected components of the reservoir model, wells of the oil collection and treatment system. It is this system modeling of oil and gas processes that allows the most accurate prediction of both well production and calculation of economic indicators, such as NPV, IRR, DPP. However, before deciding to use and build an integrated model, it is necessary to understand whether it would be appropriate to build detailed, full-scale integrated models (IM) for a particular field.

In petroleum practice, complex and detailed reservoir simulation or proxy models, simplified models of material balance or Decline Curves are used for reservoir systems. For systems from the bottom to the wellhead, VLP tables are generated using well models. For collection and transportation systems, models are used that take into account the features of the topology of the network, and for the design of technological installations and control of production indicators, models for the preparation of well products can be used. Various variations of such solutions and their details are called the configuration of the integrated model. Depending on the design goals and objectives, we can use various variations of such configurations from the most detailed reservoir simulation models, infrastructure that takes into account the operation of all elements of the system to the most simplified reservoir models in the form of decline curves or even just indicator curves with infrastructure that takes into account a minimum of elements. Accordingly, depending on the choice of

вариации таких конфигураций от максимально детализированных гидродинамических моделей пласта, инфраструктуры, которая учитывает работу всех элементов системы до максимально упрощенных моделей пласта в виде кривых падения или даже просто индикаторных кривых с инфраструктурой, учитывающей минимум элементов. Соответственно, в зависимости от выбора конфигурации будет зависеть скорость расчетов и качество прогнозирования.

На данный момент нет какой-либо единой классификации или рекомендаций по применению интегрированных моделей различной детализации к определенным объектам разработки с уникальными наборами характеристик. В связи с чем возникает необходимость создания метода по оценке критериев определения конфигураций интегрированных моделей на различных объектах с учетом особенностей месторождений и группирования активов Компании согласно данной методике. В работе мы попытаемся дать такую универсальную классификацию, которая позволит определить подходящую конфигурацию для любого актива.

Польза такой классификации заключается в возможности найти идеальный баланс между временными, материальными затратами на создание/расчет моделей и качеством получаемого результата.

В качестве основы для принятия решения предлагается использовать набор композитных критериев, которые позволяют определить, насколько тот или иной актив является приоритетным и значимым в портфеле компании. Затем рекомендуется понять сложность актива с точки зрения наземной и подземных составляющих и, наконец, определить, на сколько детализированные модели-компоненты ИМА необходимы для данного актива. Очевидно, что чем выше сложность того или иного показателя, тем сложнее достоверно спрогнозировать его потенциал.

Благодарность: коллектив авторов выражает благодарность сотрудникам компании ООО «Газпромнефть НТЦ» за помощь в проработке материалов данной статьи и за поддержку в проведении данной классификации.

configuration, the speed of calculations and the quality of forecasting will depend.

At the moment, there is no single classification or recommendations for the application of integrated models of various details to certain development objects with unique sets of characteristics. In this connection, there is a need to create a method for evaluating the criteria for determining the configurations of integrated models at various facilities, taking into account the characteristics of the fields and grouping the Company's assets according to this methodology. In this paper, we will try to give such a universal classification that will allow us to determine the appropriate configuration for any asset. The advantage of such a classification is the ability to find the perfect balance between the time, material costs of creating / calculating models and the quality of the result.

As a basis for making a decision, it is proposed to use a set of composite criteria that allow you to determine how much an asset is a priority and significant in the company's portfolio. Then it is recommended to understand the complexity of the asset in terms of ground and underground components and, finally, to determine how much detailed IMA component models are needed for this asset. Obviously, the higher the complexity of a particular indicator, the more difficult it is to reliably predict its potential.

Acknowledgments: The authors express thanks to the employees of Gazpromneft STC LLC for supporting in developing the materials of this article and for their support in carrying out this classification.

Введение

Интегрированное моделирование на текущий момент все больше используется инженерами при решении задач по разработке нефтегазовых месторождений. Оно позволяет объединить в себя сразу несколько моделей тем самым повысить точность оценки ключевых показателей и качество принятия решений. Основными входящими элементами интегрированной модели являются модель пласта (расчет показателей разработки на краткосрочный и долгосрочный горизонт), модели скважин (расчет многофазного потока по стволу скважины, анализ и дизайн способов эксплуатации скважин), модель системы сбора, транспортировки и модель поддержания пластового

давления (гидравлические расчеты, оптимизационные расчеты), модель системы подготовки (расчет параметров работы технологических установок, оптимизация эксплуатационных показателей, модель логистики (расчет сроков поставки/отгрузки с учетом возможностей и ограничений) и экономическая модель (расчет экономических показателей по сценариям разработки). Однако перед тем, как принять решение использования и построения интегрированной модели необходимо понять, будет ли целесообразно строить детальные, полномасштабные интегрированные модели (ИМ) для определенного месторождения. Однако на данный момент нет какой-либо единой классификации или рекомендации по применению интегрированных моделей различной детализации к определенным объектам разработки с уникальными наборами характеристик. В связи с чем возникает необходимость создания метода по оценке критериев определения конфигураций интегрированных моделей на различных объектах с учетом особенностей месторождений и группирования активов Компании согласно данной методике. В качестве основы для принятия решения предлагается использовать набор композитных критериев, которые позволяют определить, насколько тот или иной актив является приоритетным и значимым в портфеле компании. Затем рекомендуется понять сложность актива с точки зрения наземной и подземных составляющих и, наконец, определить, на сколько детализированные модели-компоненты ИМА необходимы для данного актива. Очевидно, что чем выше сложность того или иного показателя, тем сложнее достоверно спрогнозировать его потенциал. При правильном подборе конфигураций интегрированных моделей у инженера появится возможность сэкономить как материальные, так и временные ресурсы получив при этом оптимальные сценарии разработки своего месторождения. И как следствие, данная классификация активов будет являться инструментом балансировки затрат и результата.

Материалы и методы

В качестве объектов исследования были использованы активы портфеля компании представленных на территориях ЯНАО, ХМАО, Томской и Оренбургской Области.

Каждый из них содержит ряд, эксплуатируемых месторождений. Всего в выборке было использовано порядка 89 месторождений.

Для данной методики использовалась классификация месторождений по трем композитным критериям – значимость месторождения в портфеле компании и его потенциал, сложность коллектора и интенсивность разработки, сложность и загрузка наземной инфраструктуры. Данные критерии подразделялись на показатели месторождения.

Предлагаются следующие составляющие каждого из критериев, которые приведены ниже:

1. Значимость месторождения в портфеле Компании и его потенциал
 - 1.1) среднегодовой объем добычи (СОД) текущий, тыс. т. нефти
 - 1.2) среднегодовой объем добычи (СОД) прогнозный на 5 лет, тыс. т. нефти
 - 1.3) остаточные извлекаемые запасы (ОИЗ) нефти на первое число текущего года, тыс. т. нефти
 - 1.4) средний дебит нефти за прошлый год по действующим добывающим скважинам, т нефти/сут
 - 1.5) ввод новых скважин (ВНС) средний прогнозируемый на 5 лет, скважин в год
 - 1.6) среднедействующий фонд добывающих скважин (СДФДС) за ближайший закрытый месяц, ед.
 - 1.7) показатель приоритетности проекта (да/нет)
2. Сложность коллектора и интенсивность разработки
 - 2.1) количество пластов в составе м/р, кол-во
 - 2.2) динамика обводненности (отклонение от базовой кривой), %
 - 2.3) текущее среднегодовое количество геолого-технологических мероприятий (ГТМ), текущее кол-во (ЗБС, ГРП, ГРП на ВНС, прочие)
 - 2.4) прогнозное среднегодовое количество геолого-технологических мероприятий (ГТМ), среднее прогнозируемое на 5 лет кол-во (ЗБС, ГРП, ГРП на ВНС, прочие)
 - 2.5) газовый фактор, м³/т

- 2.6) удельный ОРЕХ, тыс. руб/т нефти
- 2.7) средняя проницаемость (Осложняющие разработку ФЕС), мД
- 2.8) наличие аномально высокого/низкого давления и температуры (АВ(Н) Р/Т), (да/нет)
- 2.9) наличие неоднородности фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) (вариативность проницаемости), мД
- 2.10) наличие тектонических нарушений, (да/нет)
- 2.11) наличие многофазного потока (МФП): пластовое давление меньше чем давление насыщения ($p_{пл} < p_{нас}$), (да/нет)
- 2.12) наличие МФП: конусообразования и прорыва воды, (да/нет)
- 2.13) наличие МФП: газовой шапки, (да/нет)
- 2.14) наличие МФП: значительное изменение проводимости призабойной зоны пласта (ПЗП), (да/нет)

3. Сложность и загрузка наземной инфраструктуры

- 3.1) загрузка системы сбора за ближайший закрытый месяц, (% кустов с $p_{лин} > 20$ атм)
- 3.2) загрузка установок подготовки нефти дожимной насосной станции (ДНС) за ближайший закрытый месяц, (% от проектной производительности)
- 3.3) загрузка центрального пункта сбора (ЦПС) за ближайший закрытый месяц, (% от проектной производительности)
- 3.4) загрузка установок нагнетания кустовой насосной станции (КНС) и горизонтальной насосной установки (ГНУ), % от проектной мощности
- 3.5) выпадение солей, (да/нет)
- 3.6) выпадение асфальто-смолисто парафинистых отложений (АСПО), (да/нет)
- 3.7) выпадения гидратов, (да/нет)
- 3.8) вынос механических примесей, (да/нет)
- 3.9) сложность системы сбора (линейная, лучевая, групповая, лучевая или групповая, кольцевая)

3.10) сложность установок подготовки нефти (без подготовки, разделение 3-х фаз, разделение 3-х фаз с подготовкой 1-й из фаз, разделение 3-х фаз с подготовкой нескольких фаз, наличие колонного оборудования в составе системы подготовки (СП)

3.11) химический состав нефти (малосернистая нефть – менее 0,6%, сернистая нефть – 0,6–1,8%, высокосернистая нефть – 1,8–3,5 % или сернистая нефть с углекислым газом, высокосернистая нефть с углекислым газом, высокосернистая нефть с несколькими коррозионными компонентами)

3.12) химический состав газа (содержание H_2S или CO_2 отсутствует, содержание H_2S или CO_2 менее 1%, содержание H_2S+CO_2 от 1 до 5%, содержание H_2S или CO_2 более 5%, содержание H_2S+CO_2+Hg и другие)

Данные ряд критериев особенностей месторождения был приведен в удобную форму 10-ти бальной системы ранжирования. Ниже приведен поэтапный процесс присвоения баллов к тому или иному подкритерию показателя месторождения.

Конфигурации интегрированных моделей

Интегрированное моделирование активно применяется для планирования во многих компаниях. ИМ различаются своей детализацией, выбор которой зависит от целей и срока планирования. На практике реализуются как очень сложные системы, с гидродинамическими моделями, полноценными моделями скважин, моделями систем сбора и транспортировки, учитывающими максимальное количество элементов, а также детальную топологию сети, так и упрощенные системы, где пласт может быть смоделирован с помощью кривых падения или индикаторных кривых, а система сбора учитывает минимум элементов. Известно, что на начальных этапах разработки месторождения рекомендуется применять более простые интегрированные модели (модель материального баланса, кривые падения) в силу постоянных уточнений геологии и гидродинамики, а в более поздних стадиях напротив рекомендуются более детальные инструменты планирования (гидродинамическая модель, прокси-модель, модель скважины, модель ССiТ, модель подготовки нефти). В отдельных случаях интегрированная модель может включать в себя модель логистики и экономическую

модель, для оценки рентабельности разработки того или иного месторождения. В связи с этим возникает вопрос как распределить активы по представленным конфигурациям (рис.1).



Рис. 1. Конфигурации интегрированных моделей

Определение баллов показателей месторождения

Каждый показатель месторождения был проранжирован от 1 до 10. Вариация значения представляет собой геометрическую прогрессию. В качестве исходных данных требуется минимальное значение (b_1), которое представляет собой первое значение прогрессии и максимальное, которое будет последним (b_9). Расчет каждого последующего значения рассчитан по формуле геометрической прогрессии.

$$b_n = b_1 * q^{n-1}$$

Исходя из исходных данных можно определить знаменатель геометрической прогрессии. Знаменатель геометрической прогрессии – это число равное отношению второго или любого последующего члена к предыдущему члену прогрессии.

$$q = \sqrt[8]{\frac{b_9}{b_1}}$$

В скобках каждого параметра ниже будет указан соответствующий ему номер из шага 1.

Определение баллов для 1.1) среднегодового объема добычи нефти (текущий)

Критерий	$0 < b < b_1$	$b_1 < b < q * b_1$	$q * b_1 < b < q^2 * b_1$	$q^2 * b_1 < b < q^3 * b_1$	$q^3 * b_1 < b < q^4 * b_1$
Балл	1	2	3	4	5
Критерий	$q^4 * b_1 < b < q^5 * b_1$	$q^5 * b_1 < b < q^6 * b_1$	$q^6 * b_1 < b < q^7 * b_1$	$q^7 * b_1 < b < q^8 * b_1$	$q^8 * b_1 < b$
Балл	6	7	8	9	10

Данный подход определения балла будет применен соответственно и для показателей:

- 1) среднегодового объема добычи нефти прогнозного на 5 лет (№ 1.2)
- 2) остаточных извлекаемых запасов нефти на первое число текущего года (№ 1.3)
- 3) среднего дебита нефти за прошлый год по действующим добывающим скважинам (№ 1.4)
- 4) ввода новых скважин, прогнозируемых на 5 лет (№ 1.5)
- 5) количества пластов в составе м/р (№ 2.1)
- 6) текущего среднегодового количества геолого-технологических мероприятий (№ 2.3)
- 7) прогнозного среднегодового количества геолого-технологических мероприятий (№ 2.4)
- 8) газового фактора (№ 2.5)

Похожий подход, но в противоположную сторону применим относительно:

- 9) среднедействующего фонда добывающих скважин за ближайший закрытый месяц (№ 1.6)
- 10) средней проницаемости (№ 2.7)

**Определение баллов для среднедействующего фонда добывающих скважин
за ближайший закрытый месяц**

Критерий	$q^8 * b_1 < b$	$q^7 * b_1 < b < q^8 * b_1$	$q^6 * b_1 < b < q^7 * b_1$	$q^5 * b_1 < b < q^6 * b_1$	$q^4 * b_1 < b < q^5 * b_1$
Балл	1	2	3	4	5
Критерий	$q^3 * b_1 < b < q^4 * b_1$	$q^2 * b_1 < b < q^3 * b_1$	$q * b_1 < b < q^2 * b_1$	$b_1 < b < q * b_1$	$0 < b < b_1$
Балл	6	7	8	9	10

Ниже представлены показатели, для которых будет использована система присвоения балла, указанная ниже (да/нет):

- 11) приоритетность проекта (№ 1.7)
- 12) наличие аномально высокого/низкого давления и температуры (№ 2.8)
- 13) наличие неоднородности фильтрационно-емкостных свойств (№ 2.9)
- 14) наличие тектонических нарушений (№ 2.10)

- 15) наличие многофазного потока (МФП) где пластовое давление меньше, чем давление насыщения (№ 2.11)
- 16) наличие МФП где характерно конусообразование и прорыв воды (№ 2.12)
- 17) наличие МФП с газовой шапкой (№ 2.13)
- 18) наличие МФП со значительным изменением проводимости призабойной зоны пласта (№ 2.14)
- 19) выпадение солей (№ 3.5)
- 20) выпадение асфальто-смолисто парафинистых отложений (№ 3.6)
- 21) выпадения гидратов (№ 3.7)
- 22) вынос механических примесей (№ 3.8)

Определение баллов для показателя приоритетности проекта

Критерий	да	нет
Балл	10	0

Еще один характерный тип определения балла приведен для параметров:

- 23) сложности системы сбора (№ 3.9)
- 24) сложности установок подготовки нефти (№ 3.10)
- 25) химического состава нефти (№ 3.11)
- 26) химического состава газа (№ 3.12)

Определение баллов для сложности системы сбора

Критерий	линейная	лучевая	групповая	лучевая или групповая	кольцевая					
Балл	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Определение баллов для сложности установок подготовки нефти

Критерий	без подготовки	разделение 3-х фаз	разделение 3-х фаз с подготовкой 1-й из фаз	разделение 3-х фаз с подготовкой нескольких фаз	наличие колонного оборудования в составе СП					
Балл	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Определение баллов для показателя химического состава нефти

Критерий	малосернистая нефть - менее 0,6%	сернистая нефть – 0,6-1,8%	высокосернистая нефть - 1,8-3,5% или сернистая нефть с углекислым газом	высокосернистая нефть с углекислым газом	высокосернистая нефть с несколькими коррозионными компонентами					
Балл	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Определение баллов для показателя химического состава газа

Критерий		содержание H ₂ S или CO ₂ отсутствует		содержание H ₂ S или CO ₂ менее 1%		содержание H ₂ S+CO ₂ от 1 до 5%		содержание H ₂ S или CO ₂ более 5%		содержание H ₂ S+CO ₂ +Hg и другие
Балл	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Для показателей ниже будет использован принцип разбиения на 9 равных частей с линейным изменением этих значений:

- 27) динамика обводненности (№ 2.2)
- 28) удельный ОПЕХ (№ 2.6)
- 29) загрузка системы сбора (№ 3.1)
- 30) загрузка установок подготовки нефти (ДНС) (№ 3.2)
- 31) загрузка установок подготовки нефти (ЦПС) (№ 3.3)
- 32) загрузка установок нагнетания (КНС + ГНУ) (№ 3.4)

$$n = \frac{b_9}{9}$$

Критерий	$0 < b < b_1$	$b_1 < b < b_1 + n$	$b_1 + n < b < b_1 + 2n$	$b_1 + 2n < b < b_1 + 3n$	$b_1 + 3n < b < b_1 + 4n$
Балл	1	2	3	4	5
Критерий	$b_1 + 4n < b < b_1 + 5n$	$b_1 + 5n < b < b_1 + 6n$	$b_1 + 6n < b < b_1 + 7n$	$b_1 + 7n < b < b_1 + 8n$	$b_1 + 8n < b < b_1 + 9n$
Балл	6	7	8	9	10

Данный подход является универсальным и носит рекомендательный характер, на основе которого каждая компания сможет применить предлагаемую разбалловку по вышеуказанному методу на базе своих активов.

В случае если новое месторождение внутри выборки является крупным в сравнении с остальными и промысловых данных мало, рекомендуется произвести предварительную оценку планируемых промысловых показателей по месторождениям аналогам и произвести разбалловку показателей с учетом этих косвенных данных.

На основе применения данного метода, на рис. 2, 3 и 4 были приведены итоговые рассчитанные таблицы по каждому из критериев в качестве примера.

научно-практическая конференция
**«Математическое моделирование и компьютерные технологии
 в процессах разработки месторождений»**

Балл	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Среднегодовой объем добычи (прогноз), тыс. т. нефти	0	100	200	300	500	700	1000	1500	3000	7000
ОИЗ, тыс. т. нефти	0	3000	5000	10000	20000	30000	40000	50000	70000	100000
СОД (текущий), тыс. т. нефти	0	100	200	300	500	700	1000	1500	3000	7000
Средний дебит, т/сут нефти	0	5	10	15	20	25	30	40	50	70
ВНС (прогноз), ед	0	5	10	15	20	30	40	50	70	100
ДФ добывающих скважин, ед	3000	1000	500	400	300	250	200	150	100	50
Приоритетный проект	нет									да

Рис. 2. Значения соответствующих баллов для дополнительных подкритериев для критерия «Значимость и потенциал»

Балл	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Многопластовость, кол-во	1	2	3	5	7	10	15	25	35	50
Ср. проницаемость, мД	500	200	100	70	50	30	20	15	10	5
Обводненность, % (Отклонение от б-й кривой)	-100	5	10	15	20	25	30	35	40	50
Ср. год-е кол-во операций ГТМ (прогноз)	0	3	5	10	15	20	30	40	50	70
АВ(Н) Р/Т	нет									да
Газовый фактор, м3/т	0	50	75	100	125	150	200	300	400	600
Неоднородность ФЕС	нет									да
МФП: Рпл < Рнас	нет									да
МФП: Конусобр-е и прорывы воды	нет									да
МФП: Газовая шапка	нет									да
Знач. Изм-е проводимости ПЗП	нет									да
Удельный ОРЕХ, тыс. Руб/т нефти	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ср. год-е кол-во операций ГТМ (текущее)	0	3	5	10	15	20	30	40	50	70
Тектонические нарушения	нет									да

Рис. 3. Значения соответствующих баллов для дополнительных подкритериев для критерия «Сложность коллектора и интенсивность разработки»

Балл	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Слож-ть сис-мы сбора		Линейная		Лучевая		Групповая		Лучевая или групповая		Кольцевая
Загр-ка сис-мы сбора, %	0	10	15	20	25	30	40	60	80	100
Загр-ка установок нагн-я (КНС + ГНУ), %	0	50	60	70	80	85	90	95	100	120
Загр-ка установок подг-ки нефти (ДНС), %	0	50	60	70	80	85	90	95	100	120
Слож-ть установок подг-ки нефти		Без подготовки		Разд-е 3-х фаз		Разд-е 3-х фаз с подг-й 1-й из фаз		Разд-е 3-х фаз с подг-й 1-й из фаз		Наличие колонного об-я в составе СП
Хим-й состав нефти		H2S и CO2 отсутствуют		H2S и CO2 < 1%		H2S и CO2 1%-5%		H2S и CO2 > 5%		H2S+CO2+H2g
Выпадение солей	нет									да
Выпадение АСПО	нет									да
Выпадение гидратов	нет									да
Вынос мех. Примесей	нет									да
Загр-ка установок подг-ки нефти (ЦПС), %	0	50	60	70	80	85	90	95	100	120

**Рис. 4. Значения соответствующих баллов для дополнительных подкритериев для критерия
 «Сложность и загрузка наземной инфраструктуры»**

Выбор весовых коэффициентов

Весовой коэффициент показателя месторождения был предварительно оценен, в зависимости от характерных особенностей анализируемого портфеля активов. На рис. 5 представлены сводные диаграммы весовых коэффициентов для трех основных критериев.



Рис. 5. Весовые коэффициенты трех основных критериев классификации активов

После процесса присвоения балла необходимо далее перейти к процессу подсчета взвешенного бала. Формула для его расчета представляет собой произведение весового коэффициента внутри группы на его балл, определенный выше.

Взвешенный балл показателя = Весовой коэффициент * Балл показателя

Процесс подбора весовых коэффициентов в каждом конкретном случае осуществляется самостоятельно в зависимости от особенностей месторождений отдельного актива.

Расчет баллов по всем трем критериям для каждого месторождения

Далее для каждого из трех критериев производится подсчет суммы всех его соответствующих взвешенных баллов. Ниже на рис. 6, приведен наглядный процесс подсчета балла критерия.

Взвешенный балл показателя = Весовой коэффициент показателя * Балл показателя

$$\text{Балл 1 критерия} = \sum \text{Взвешенный балл показателя}$$

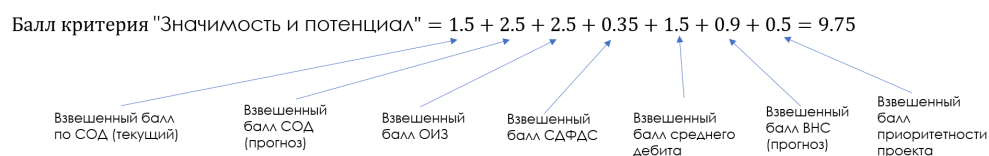


Рис. 6. Определение балла критерия «Значимость и потенциал» для месторождения X

Данный процесс будет повторяться для всех остальных критериев. В конце концов выведется три балла по трем ключевым критериям. Они будут необходимы для определения принадлежности к группе определенного месторождения.

Группировка по медианному показателю

Для того, чтобы определить группу месторождения необходимо задать ряд условий по трем баллам критериев. Для этого сначала необходимо рассчитать медианный показатель для каждого критерия соответственно. Затем произвести сравнение отдельного значения критерия определенного месторождения с рассчитанным медианным показателем и соотнести его в соответствующую группу. Например, если показатель значимости и потенциала для отдельного месторождения выше медианного, то он автоматически попадает в группу 1 или 2. Информация о характеристиках групп указана ниже. Затем сравнивается показатель сложности коллектора с медианным значением, в случае его превышения актив попадает конкретно в группу 2. В конце концов наступает последнее сравнение третьего показателя сложности и загрузки наземной инфраструктуры со средним значением, от чего зависит принадлежность месторождения к подгруппе, а или б. Данный подход позволяет соотнести и классифицировать месторождения по дальнейшим рекомендациям применения инструментов интегрированного моделирования активов.

Группировка представляет собой создание отдельных групп месторождений, учитывающих сразу три ключевых критерия. По оси ординат учитывается показатель сложности коллектора и интенсивности разработки, по оси абсцисс значимость и потенциал, третьим и не менее важным учитывается показатель сложности и загрузки инфраструктуры, который так же, как и первый показатель влияет на ось ординат (рис. 7).

Классификация состоит из 4 групп каждая из которых подразделяется еще на две подгруппы а и б.

Первая группа представляет собой высокий показатель значимости и потенциала и низкий показатель сложности коллектора и интенсивности разработки. К ней будут относиться значения больше медианного показателя по критерию «Значимость и потенциал» и меньше по критерию «Сложность коллектора и интенсивность разработки». Для нее рекомендуется внедрять инструменты ИМА средней сложности, поскольку за счет более простой геологии предлагается внедрять упрощенные модели пласта вместо детальных геолого-гидродинамических моделей. В зависимости от сложности и загрузки инфраструктуры можно внедрять более детальные модели системы сбора и подготовки нефти. В противном случае решение о реализации узла системы сбора и подготовки нефти принимается в индивидуальном порядке.

Вторая группа представлена наибольшим количеством детальных узлов, и именно она несет в себе наибольшую ценность от применения ИМА. К ней будут относиться значения больше медианного показателя по обоим критериям «Значимость и потенциал» и «Сложность коллектора и интенсивность разработки». Она характеризуется высокими показателями значимости активов в портфеле компании, а также сложностью коллектора и интенсивностью разработки. Данные месторождения с применением ИМА рекомендуется строить с помощью детальных геолого-гидродинамических или прокси моделей, учитывающих неоднородность коллектора, а также сложность тектонических нарушений множества пластов. Здесь так же, как и для первой группы рекомендуется применять только детальные модели скважин. Модели систем сбора и подготовки нефти при стандартной загрузке представляют собой упрощенные модели, в случае сложности поверхностной инфраструктуры лучше использовать полноценные варианты данных моделей.

Третья группа представлена высокими показателями геологической сложности и при этом не несет в себе высокой значимости и потенциала вследствие чего принятие решения по применению ИМА осуществляется в индивидуальном порядке применительно ко всем узлам интегрированной модели вне зависимости от сложности и загрузки

инфраструктуры. К ней будут относиться значения меньше медианного показателя по критерию «Значимость и потенциал» и больше по критерию «Сложность коллектора и интенсивность разработки». В отдельных случаях при низкой загрузке систем сбора и подготовки существует возможность не строить для них отдельные модели.

Четвертая и одна из самых многочисленных групп имеет низкие показатели по значимости и сложности строения коллектора. К ней будут относиться значения меньше медианного показателя по обоим критериям «Значимость и потенциал» и «Сложность коллектора и интенсивность разработки». Здесь при высокой степени загрузки инфраструктуры рекомендуется строить упрощенные узлы моделей скважин, систем сбора и подготовки нефти, а модель пласта можно реализовать в отдельных случаях. С другой стороны при более низкой загрузке будет достаточно построить упрощенную модель скважины и модель пласта в отдельных случаях, при отсутствии моделей сети сбора и подготовки.

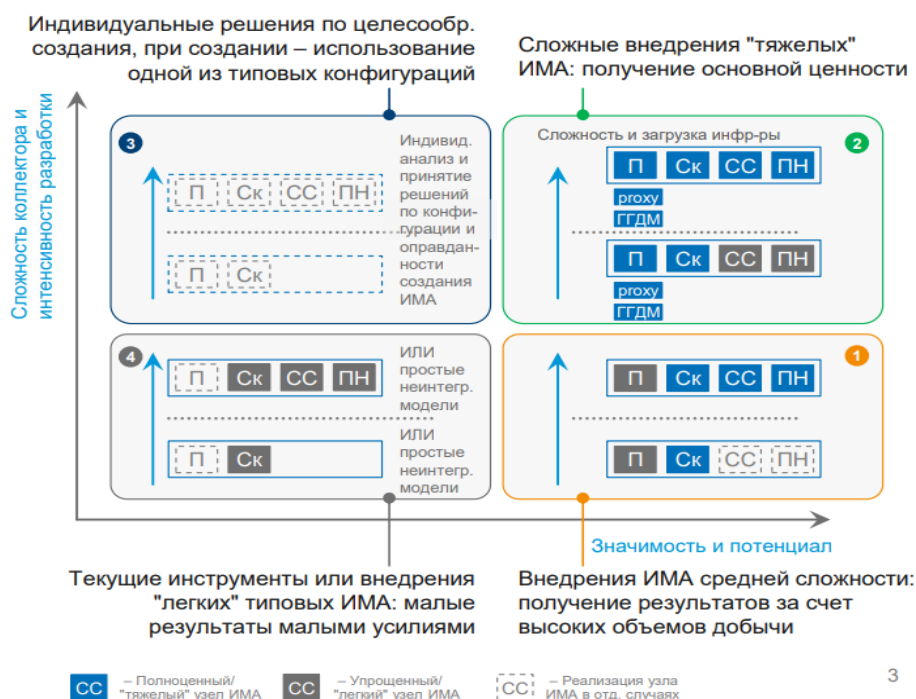


Рис. 7. Пример реализации группировки активов/месторождений

Результаты

Данный метод определения баллов макрокритерев позволили на представленной выборке произвести отдельные классификации конфигураций интегрированных моделей.

Рассмотрим применение классификации только по двум критериям – «Сложность коллектора» и «Значимость и потенциал» для всех выборки активов (рис. 8). Наибольшее количество месторождений представлено в группах 3 и 4. Самыми значимыми активами и сложными с геологической точки зрения являются месторождения с Активов 5 и 6, соответственно для них в первую очередь рекомендуется в качестве узлов использовать максимально детализированные модели пласта, скважин и сети сбора и подготовки скважинной продукции.



Рис. 8. Группировка по двум критериям всей выборки

После применения группировки по трем критериям произошло изменение положения месторождений по оси ординат из-за влияния показателя сложности и загрузки инфраструктуры. Таким образом некоторые объекты могли поменять свою группу. Результаты окончательной принадлежности той или иной группе и подгруппе отражают влияние сразу трех основных критериев классификации (рис. 9).



Рис. 9. Группировка по трем критериям для всех исследуемых активов



На примере полученных результатов была проведена классификация и получено первое приближение по промысловым данным. В свою очередь оно будет носить рекомендательный характер и для его реализации должна произойти верификация на уровне бизнес-экспертизы.

Выводы

Как показывает практика, на текущий момент нет единого и общепринятого метода по подбору конфигурации в зависимости от характерных особенностей месторождений внутри активов компании. В связи с чем был предложен унифицированный метод позволяющий наглядно дать инженеру рекомендации к подбору той или иной конфигурации интегрированной модели для конкретных активов и месторождений. Кластеризация месторождений входящих в портфель дочерней компании рекомендуется разбивать по 4-м основным группам. Основной границей этих групп будет являться медианное значение критериев «Значимость и потенциал» и «Сложность коллектора и интенсивность разработки». Каждая из групп в свою очередь разделена на две подгруппы «а» и «б» для учета третьего критерия «Загруженность системы сбора и подготовки». Очевидно, что кластеризация будет напрямую зависеть от выборки месторождений в дочерней компании и тем станет универсальным инструментом, который позволит лучше учесть особенности активов при выборе конфигурации интегрированной модели.

Основные рекомендации данного метода по детализации конфигураций представлены в табл. 1.

Табл. 1. Конфигурации узлов интегрированной модели в зависимости от принадлежности к группе

Критерий	Группа							
	1		2		3		4	
	Подгруппа							
	а	б	а	б	а	б	а	б
Значимость и потенциал	✓	✓	✓	✓	—	—	—	—
Сложность коллектора и интенсивность разработки	—	—	✓	✓	✓	✓	—	—
Сложность и нагрузка инфраструктуры	✓	—	✓	—	✓	—	✓	—
Узел интегрированной модели								
Пласт	 Легкий	Легкий	Проху, ГГДМ	Проху, ГГДМ	В отдельных случаях	В отдельных случаях	В отдельных случаях	В отдельных случаях
Скважина	 Полноценный	Полноценный	Полноценный	Полноценный	В отдельных случаях	В отдельных случаях	Легкий	Легкий
ССИТ	 Полноценный	В отдельных случаях	Полноценный	Легкий	В отдельных случаях	Не рекомендуется	Легкий	Не рекомендуется
Система подготовки	 Полноценный	В отдельных случаях	Полноценный	Легкий	В отдельных случаях	Не рекомендуется	Легкий	Не рекомендуется