

КЛАССИФИКАЦИЯ ПО ПОДБОРУ КОНФИГУРАЦИЙ ИНТЕГРИРОВАННЫХ МОДЕЛЕЙ

Ким В.В.

Научный руководитель профессор О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На текущий момент в современной нефтегазовой практике наблюдается все больше объектов, 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 [1].

В нефтегазовой практике для пластовых систем применяют сложные и детализированные гидродинамические или прокси-модели, 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 [2]. 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.

Данная классификация будет являться инструментом позволяющей нивелировать неоправданные затраты временных и экономических ресурсов. Рекомендуется проведение классификации по трем композитным критериям – значимость месторождения в портфеле компании и его потенциал, сложность коллектора и интенсивность разработки, сложность и загрузка наземной инфраструктуры. 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. Классификация состоит из 4-х 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 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.

Пример реализации группировки отдельных месторождений/активов представлен на рисунке ниже.

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.

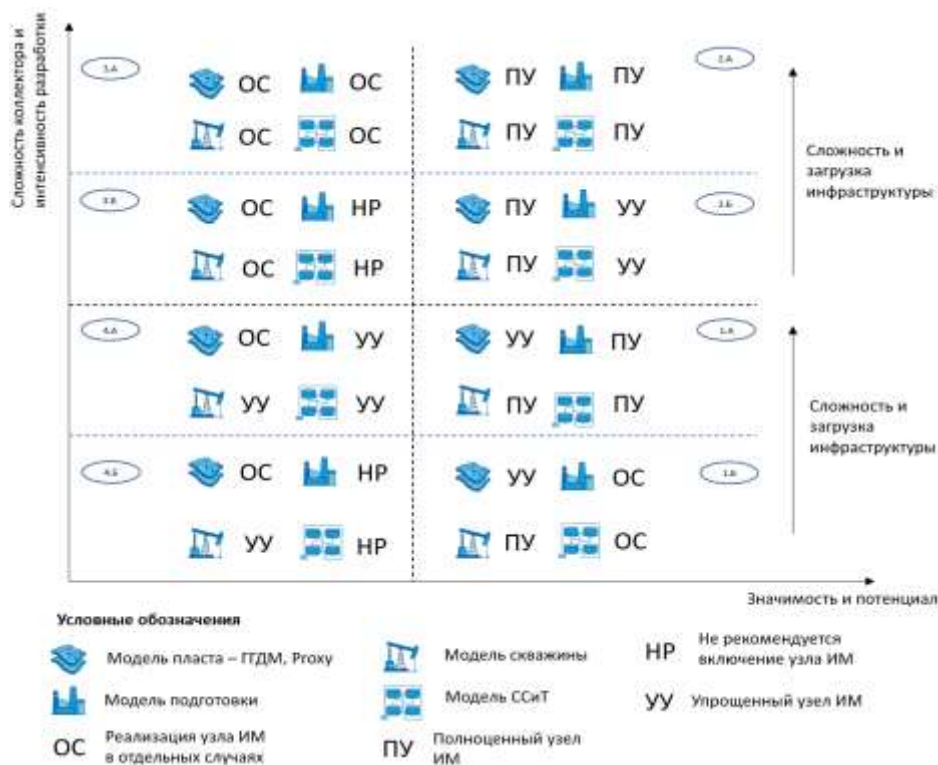


Рис. Классификация по подбору конфигураций интегрированных моделей

Литература

1. Повышев К. И. и др. Интегрированная модель как фундамент для выбора способа эксплуатации на месторождении с высоким содержанием газа // Экспозиция нефть газ. – 2019. – №. 4 (71). – С. 60-63.
2. Филиппов Е. В. и др. Применение интегрированного моделирования в нефтегазовой отрасли // Недропользование. – 2020. – Т. 20. – №. 4. – С. 386-400.

АНАЛИЗ ПРОЦЕССА ДРОССЕЛИРОВАНИЯ ГАЗА И РАСЧЕТ НЕОБХОДИМОГО РАСХОДА МЕТАНОЛА ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ НА ЯМБУРГСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Киселева Д.К.

Научный руководитель доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Распространенным способом борьбы с гидратами при добыче газа является использование ингибиторов, а именно введение метанола (CH_3OH) в транспортируемый газовый поток. В нашей стране наибольшее распространение CH_3OH получил на месторождениях, расположенных за Полярным кругом. В других странах чаще всего применяют моноэтиленгликоль (МЭГ) [3]. ООО «Газпром добыча Ямбург» применяет метанол по следующим причинам: легкая смешиваемость с газом из-за его высокого давления паров, низкой температуры замерзания (до минус 90 °С), малой вязкости, слабой коррозионной активности, сравнительно низкой стоимости, высокой эффективности в качестве ингибитора гидратообразования.

К недостаткам применения метанола относятся высокая токсичность, потери с товарным газом (до 0,4 г/м³), пожарная опасность, возможность выпадения солей при контакте с минерализованной пластовой водой, ускорение роста гидратов при водометанольном растворе недостаточной концентрации, высокая упругость паров.

Метанол при взаимодействии с паром и влагой образует смесь спирта и воды, которая имеет температуру замерзания ниже 0 °С. Эффективность метанола заключается в снижении содержания влаги в потоке газа и снижении температуры точки росы.

Наибольший эффект применения метанола в качестве ингибитора гидратообразования достигается в случае его применения для предупреждения гидратообразования, а не для борьбы с уже отложенными скоплениями гидратов. Метанол вводят в газовый поток, обеспечивая его слияние с транспортируемой средой [2].

На УКПГ 1-В ЯНГКМ метанол применяется не только для закачки в скважины, но и в технологии подготовки добытого газа. Подача осуществляется практически перед каждой ступенью, где будет происходить охлаждение как в зимний период времени, так и в летний. Минерализованная вода, присутствующая в подготавливаемом газе, приводит к коррозии и эрозии лопаток турбины турбодетандера, поэтому жидкость из газового потока перед подачей