



Казанцев М.А.
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
m_kazantsev@vniigaz.gazprom.ru

ПОДХОД К ФОРМИРОВАНИЮ СТРАТЕГИИ ОСВОЕНИЯ СЛОЖНО ПОСТРОЕННЫХ МНОГОКУПОЛЬНЫХ МНОГОПЛАСТОВЫХ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

В настоящее время перспективы развития газовой отрасли страны связаны с газоконденсатными месторождениями Севера Тюменской области и полуострова Ямал. Большинство этих месторождений уникальны по запасам углеводородов (УВ) и обладают рядом характерных особенностей, а именно значительным количеством продуктивных пластов в разрезе месторождений, в том числе с низкими коллекторскими свойствами и разнообразным фазовым составом насыщающих их флюидов. Изученность газоносных объектов имеет значительную неравномерность по площади и разрезу месторождений. Освоение месторождений в таких условиях сопряжено с возможными ошибками в принятии технологических решений по их разработке. Для обеспечения экономической эффективности разработки таких объектов необходимо принимать максимально эффективные технико-технологические решения на основе как имеющихся собственных геолого-промысловых данных, так и опыта освоения аналогичных запасов УВ. В работе представлен подход к формированию стратегии освоения сложно построенных многокупольных многопластовых газоконденсатных месторождений на основе комплексного анализа изученности газоносных пластов, а также ранжирования газоносных комплексов по ряду параметров, таких как уровни добычи УВ и удаленность от потенциального места расположения инфраструктурных объектов. При этом расчет прогнозных технологических показателей разработки производится с применением современных методов гидродинамического моделирования и учитывает не только единичные пласты, объекты или кусты, а позволяет добиться технологической эффективности при комплексной оценке с учетом как индивидуальных особенностей каждого разрабатываемого объекта, так и влияния режимов работы совместной наземной системы сбора и подготовки скважинной продукции.

Ключевые слова: газоконденсатные месторождения, гидродинамическая модель, интегрированная модель, стратегия освоения, сложное геологическое строение, оценка изученности.

В настоящее время одним из значимых регионов для развития газодобывающей отрасли страны является полуостров Ямал, на территории которого сосредоточены уникальные по запасам нефтегазоконденсатные месторождения, такие как Бованенковское, Харасавэйское, Тамбейское, Южно-Тамбейское, Крузенштернское, Малыгинское и ряд других. По разным оценкам запасы свободного газа месторождений суши полуострова Ямал и прилегающего шельфа составляют порядка 15-17 трлн м³.

В геологическом строении нефтегазоконденсатных месторождений полуострова Ямал принимают участие породы палеозойского складчатого фундамента и терригенные песчано-глинистые отложения платформенного мезозойско-кайнозойского чехла. Нефтегазоносная продуктивная толща на месторождениях составляет более 2000 м: от сеноманского комплекса, залегающего на глубинах от 900 до 1000 м, до юрских отложений с глубиной залегания от 3000 до 3500 м. Месторождения многокупольные, многопластовые, в пределах отдельных их куполов насчитывается до 45 продуктивных пластов, содержащих до 140 залежей различного фазового состояния, в т. ч. газовых, газоконденсатных и нефтяных с газоконденсатными шапками. Значительное количество залежей УВ массивного типа с обширными газодынными зонами. Разведанность запасов УВ как по месторождениям, так и по продуктивным отложениям в пределах месторождений характеризуется крайней неравномерностью. В качестве примера, на **рис. 1** представлено схематичное расположение продуктивных пластов и нефтегазовых комплексов в разрезе одного из таких месторождений.

Полуостров Ямал находится в арктической климатической зоне со значительным влиянием Карского моря на природные условия. Инфраструктура района – малоразвита: на огромной территории имеются лишь отдельные населенные пункты. При этом, в рассматриваемом районе имеется железная дорога с несколькими станциями, два аэропорта расположенные в пос. Сабетта и на Бованенковском НГКМ, а также морской порт в пос. Сабетта и речные пристани в г. Салехард и пос. Сеяха. На полуострове Ямал действует магистральный газопровод «Бованенково-Ухта» от Бованенковского месторождения.

Указанные выше особенности геолого-физической характеристики месторождений и географического положения, а также отсутствие достаточно развитой инфраструктуры в регионе необходимо учитывать при разработке стратегии освоения месторождений региона. Также на стратегию освоения месторождений оказывает влияние ряд факторов, связанных с потребно-

стями в объемах добычи УВ по месторождениям региона в общей структуре добычи УВ в Российской Федерации, предусмотренными этапами освоения месторождений региона, а также существующей программой развития МСБ региона на последующие 25-летний период.

В связи с вышеописанным возникает необходимость в организации комплексного подхода к формированию стратегии освоения сложно построенных многокупольных многопластовых газоконденсатных месторождений.

Формирование стратегии освоения многокупольных многопластовых месторождений

Под стратегией освоения необходимо понимать последовательность ввода эксплуатационных объектов (ЭО), обеспечивающую суммарную добычу, увязанную с потребностями добычи по месторождениям региона, с учетом уровня изученности каждого ЭО, для чего требуется решение комплекса задач, включающего:

- анализ состояния изученности месторождения с целью учета неопределенностей параметров пластов;
- выработка общих подходов к разработке месторождения с учетом распределения запасов УВ по площади и разрезу месторождения;
- обоснование выделения ЭО и вариантов их разработки;
- формирование общей концепции обустройства месторождения;
- анализ вариантов внешнего транспорта с учетом объемов добычи газа и конденсата;
- определение оптимальных объемов добычи газа на месторождении в период постоянных отборов газа и возможности достижения годовых отборов по месторождению, определяемых потребностью в обеспечении баланса добычи газа в целом по дочерним обществам ПАО «Газпром».

При этом, следует подчеркнуть, что указанные задачи взаимосвязаны, в связи с чем непрерывным условием эффективного освоения уникальных многопластовых нефтегазоконденсатных месторождений является выбор оптимального «рабочего процесса» (workflow) по выработке стратегии освоения месторождения.

На **рис. 2** представлена схема «рабочего процесса», которая была сформирована и использована при выработке стратегии освоения одного из уникальных многопластовых нефтегазоконденсатных месторождения полуострова Ямал.

Как видно из этого рисунка основными этапами «рабочего процесса» являлись:

- анализ изученности основных нефтегазовых комплексов месторождения и выявление ключевых неопределенностей в геолого-физической характеристики месторождения,

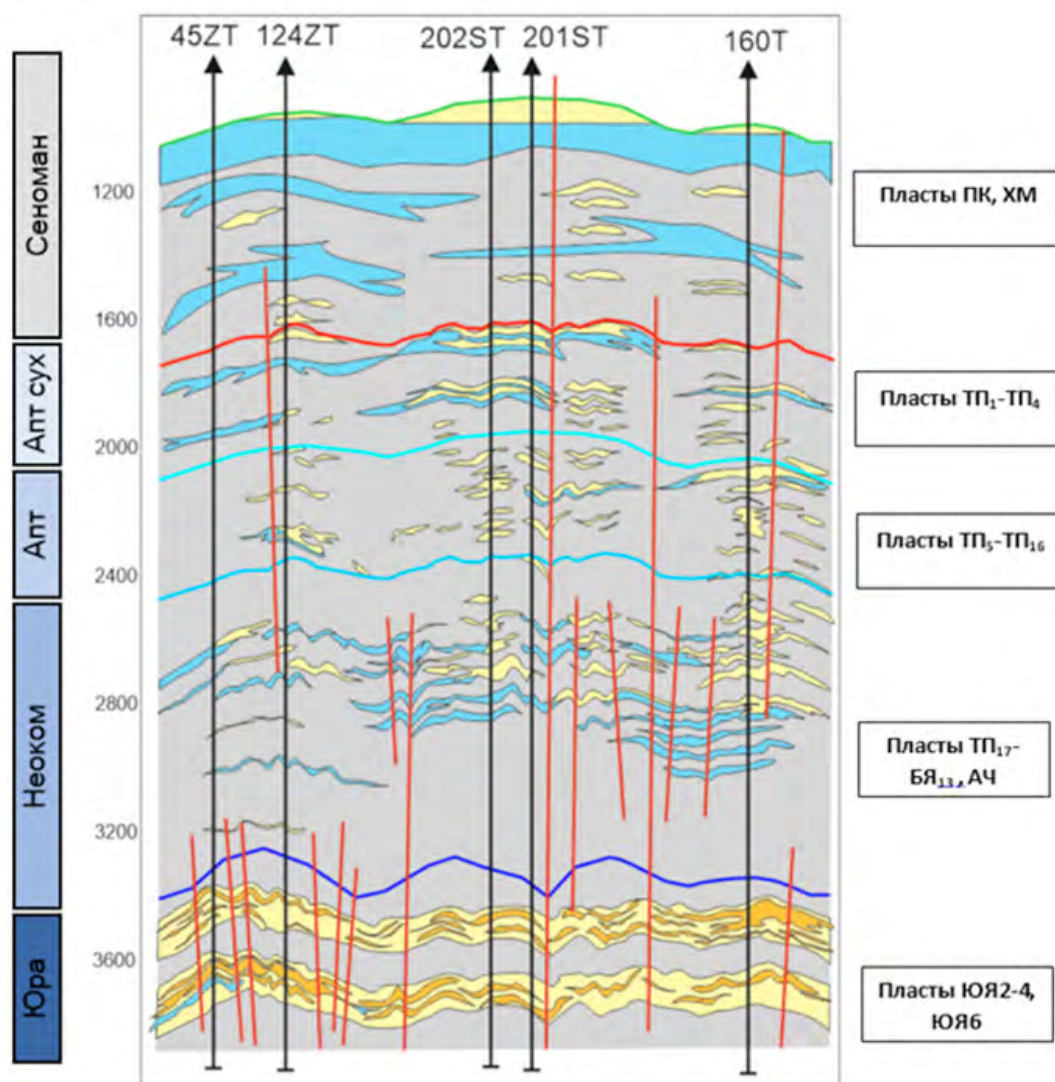


Рис. 1. Схематичное расположение продуктивных пластов и нефтегазовых комплексов в разрезе месторождения

– выделение ЭО на месторождении с учетом начальных запасов УВ и степени изученности нефтегазоносных комплексов,

– предварительная оценка добычных возможностей ЭО и темпов отбора по ним УВ с учетом ФЕС пластов в ЭО и данных, если таковые имеются, по месторождениям-аналогам,

– проработка схемы обустройства месторождения: в первую очередь оценка оптимального положения площадки размещения промышленной системы подготовки

– обоснование вариантов разработки ЭО и выбор рекомендуемого варианта на основе технико-экономической оценки

– формирование очередности ввода ЭО.

Следует подробнее остановиться на особенностях выполнения исследований на отдельных этапах «рабочего процесса» выработки стратегии рассматриваемого месторождения.

С целью проведения корректной оценки состояния изученности объектов месторождения необходимо проводить комплексный анализ, включающий оценку:

– данных сейсморазведки по площади;

– данных разведочного бурения (в том числе опробования и ГДИ);

– геофизических исследований;

– данных керновых исследований;

– данных лабораторных исследований флюидов.

Комплексирование результатов оценки изученности необходимо формировать в разрезе ЭО или газоносных комплексов. При этом возможно использование собственных исследований соседних по глубине или площади пластов, являющихся аналогами друг для друга. Такой подход позволит с достаточно небольшой погрешностью расширить применимость собственных исследований месторождения.



Рис. 2. Схематичное представление «рабочего процесса» по выработке стратегии освоения месторождения

Для упрощения подхода к относительной количественной оценке возможно использовать трехбалльную систему, где: 0 – низкая изученность, либо отсутствие исследований; 1 – средняя изученность, частично достаточна для начала промышленной эксплуатации; 2 – изученность выше средней, достаточна для начала промышленной эксплуатации. Для учета влияния изученности на риски, связанные с обеспечением уровней отборов, возможно применение множителей к каждому из оцениваемых параметров. Например, риски обеспечения уровней отборов, связанные с изученностью данными о проведенных сейсморазведочных работах менее значимы в сравнении с рисками, связанными с получением промышленных притоков УВ.

С использованием данных о степени изученности месторождения необходимо выполнение

оценки рисков в разработке месторождения, связанных с неопределённостью параметров ФЕС (коэффициентов пористости, начальной насыщенности и проницаемости), структурного фактора и величины начального потенциального содержания C5+ пластовых газоконденсатных систем. Оценку влияния каждого из указанных параметров на добычу газа и конденсата при изменении этих параметров необходимо проводить в пределах их достоверной оценки по данным геофизических исследований, керновых исследований и газоконденсатных исследований.

Результаты проведенного анализа неопределенности геолого-физической характеристики месторождения используются в том числе при выделении ЭО. В соответствии с [1]. ЭО выделяются на основе: анализа карт совмещенных контуров, величин начальных геологических запасов

и плотности запасов УВ, значений эффективных газонасыщенных толщин и фильтрационных характеристик пластов, типа и фазового состояния залежей УВ, а также характера их насыщения и потенциального содержания C5+. При этом внутри одного газоносного комплекса может быть выделено несколько ЭО. Таким образом, по рассматриваемому месторождению, в рамках трёх куполов – лицензионных участков (ЛУ), выделено 22 ЭО. На **рис. 3** приведен пример карты совмещенных контуров выделенного ЭО.

Для корректного формирования суммарного профиля добычи по месторождению, на этапе разработки стратегии освоения необходима предварительная оценка достижимых уровней отборов по ЭО, возможно с применением двумерных балансовых моделей. Для таких оценок необходимо привлечение данных объектов-аналогов, в частности достигнутых или запроектированных темпов отборов по ЭО или газоносным комплексам. На **рис. 4** приведены принятые в проектной документации или фактически достигнутые темпы отборов по газоносным комплексам месторождений-аналогов.

После анализа приведенных данных отмечается, что темпы отбора, принятые по сеноманским залежам аналогичных объектов, в целом согласуются и варьируются от 4,0 до 4,3 %. Аналогичная ситуация обстоит и с неоконскими отложениями, где темп отбора варьируется от 2,7 до 3,2 %. Тогда как по аптским и юрским отложениям темпы отбора изменяются от 2,5 до 3,8 % и от 2,2 до 3,1 %, соответственно, что связано с двумя факторами: меньшими газонасыщенными мощностями аптских отложений рассматриваемого месторождения, чем по месторождениям-аналогам, а также худшим состоянием начальных геологических запасов по степени изученности и доли запасов высоких категорий. В соответствии со схожестью рассматриваемых отложений, а также оценки уровня изученности, принимаются соответствующие темпы отбора по аналогичным объектам. На основе принятых темпов отбора по газоносным комплексам и данным о начальных геологических запасах рассчитываются предварительные значения уровней отборов газа по ЭО.

График ввода ЭО согласовывается со схемой обустройства месторождения, которая в свою очередь оптимизируется исходя из объемов добываемого газа и конденсата, вариантов размещения на территории кустовых оснований для скважин и площадок для производственного оборудования, а также рассматриваемых вариантов внешнего транспорта продукции с месторождения. Таким образом, необходимо ранжирование ввода объектов эксплуатации с целью снижения капитальных вложений на начальном



Рис. 3.
Пример карты совмещенных контуров по выделенному эксплуатационному объекту

этапе на строительство инфраструктуры, в зависимости от удаленности от основных объектов подготовки скважинной продукции. При этом ранжирование необходимо проводить от ЭО самого удаленного от объектов подготовки, которому присваивается коэффициент 0, до объектов в непосредственной близости, которым присваивается максимальное значение коэффициента, соответственно.

Комплексирование вышеописанных подходов к формированию стратегии освоения позволяет обоснованно выбрать первоочередные к вводу ЭО в рамках многокупольного многопластового газоконденсатного месторождения.

На основе комплексной оценки рассчитанных для каждого эксплуатационного объекта итоговых относительных коэффициентов необходимо произвести объединение ЭО в совместные системы сбора и подготовки скважинной продукции с учетом принятых к проектированию

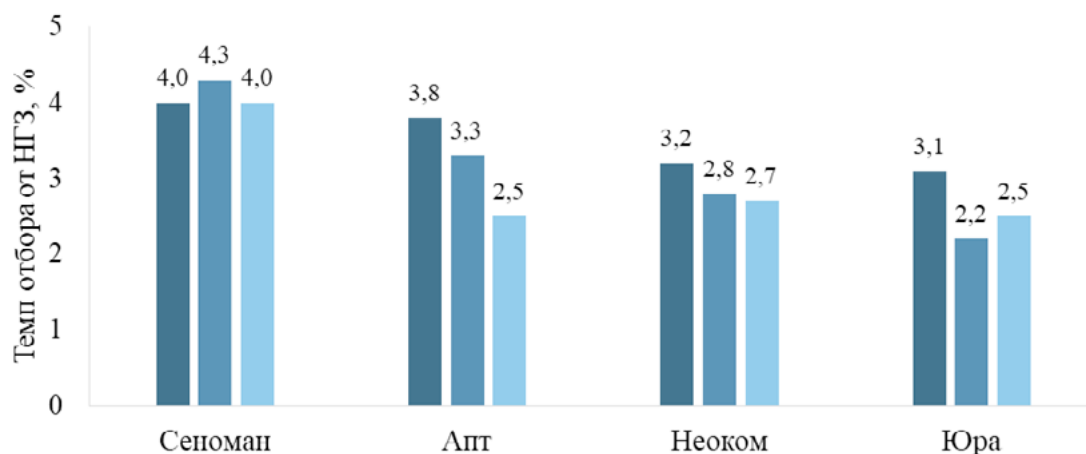


Рис. 4.
Темпы отбора принятые или достигнутые по месторождениям-аналогам

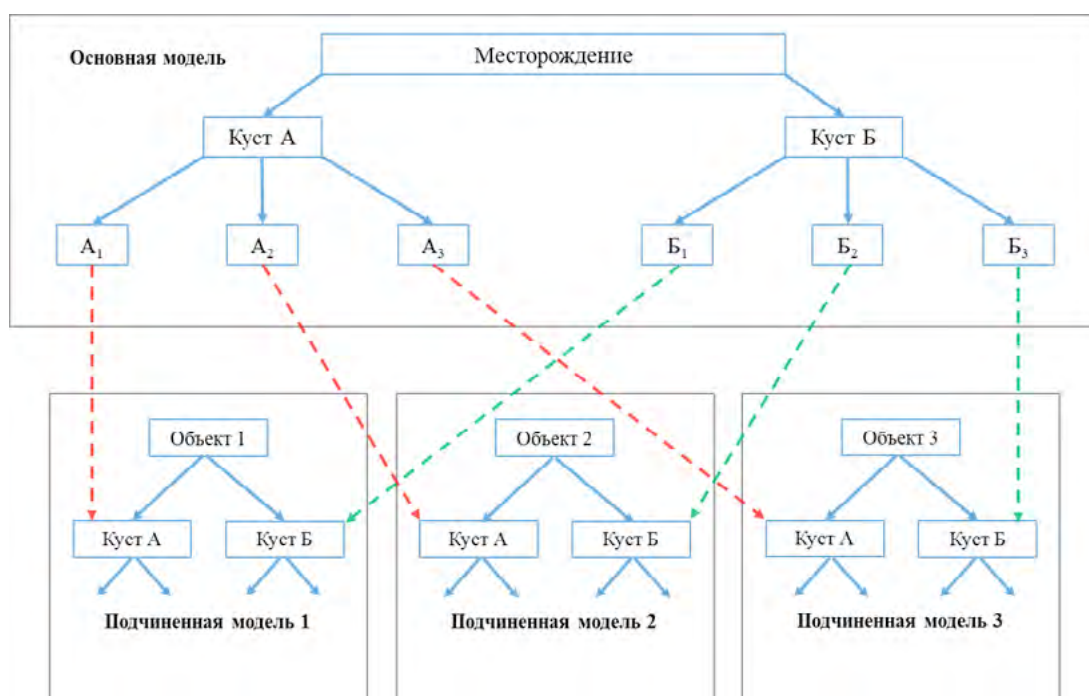


Рис. 5.
Принципиальная схема объединенной интегрированной модели

термобарических условий и составов пластовых флюидов. При этом необходимо выделение в единую систему объектов, характеризующихся большим давлением и потенциальным содержанием конденсата и в самостоятельную систему объектов с меньшим давлением и содержанием конденсата соответственно.

Для прогноза показателей разработки по каждому объекту строятся самостоятельные гидродинамические модели. Однако для проведения корректного прогноза необходимо создать объединенную интегрированную модель с общей поверхностной сетью. Такая интегрированная модель представляет собой единую систему уравнений, включающую в себя описа-

ние физических процессов, протекающих в пластах, потерь давления при движении флюидов в скважинах и системе сбора и технологических ограничений режимов работы скважин и оборудования наземной сети (**рис. 5**).

Особенностями объединения моделей в единую интегрированную (**рис. 6**) являются следующие аспекты:

- расчет проводится по полностью неявной схеме;
- возможна комбинация моделей (композиционной и модели черной нефти);
- возможно задание ограничений по дебиту, забойному и устьевому давлениям как на группах, так и на отдельных скважинах;

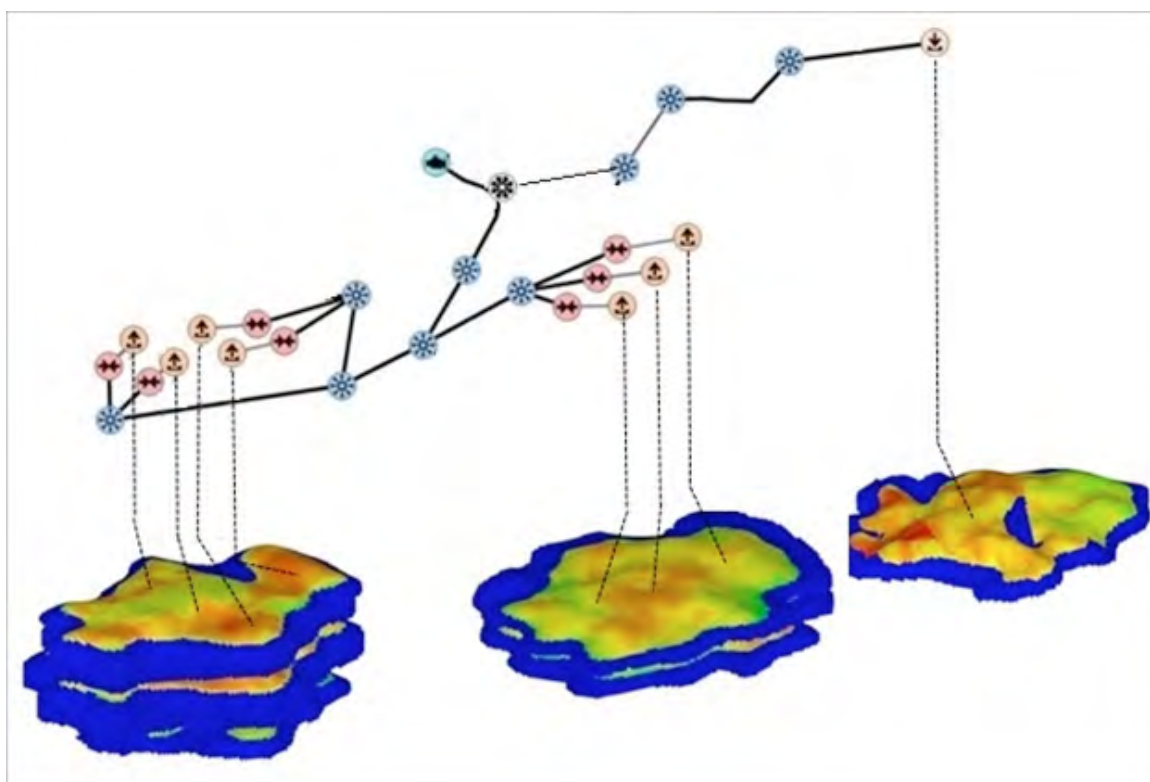


Рис. 6.
Внешний вид трехмерной объединенной интегрированной модели

- возможен учет технологических ограничений, накладываемых системой сбора и компримирования продукции;

- доступен функционал группового контроля добычи.

Интегрированный подход к моделированию процессов разработки многопластовых многокупольных месторождений позволяет устанавливать переменные ограничения на устьевые давления как по группам, так и по отдельным скважинам, которые могут изменяться в процессе разработки пропорционально изменению дебитов в соответствии с потерями давления в трубах и продуктивностью скважин. Данный подход динамически вычисляет ограничения на устьевые давления скважины путем выравнивания расхода потоков и потерь давления в сети. Таким образом достигается балансировка оптимальных уровней отборов из каждой скважины с учетом распределения ФЕС вскрываемых ей пластов, текущих запасов УВ этих пластов, продуктивности скважин, состояния лифтовых труб, а также влияния наземной системы, что позволяет проводить расчет оптимальных прогнозных технологических показателей разработки по ЭО и каждой отдельной скважине. Принципиальная схема совместного расчета моделей приведена на **рис. 7**.

Последним этапом с учетом полученных ранее результатов является расчет технологических показателей по вариантам по группам объеди-

ненных ЭО в единой интегрированной модели. Для определения наиболее эффективных технологических решений по разработке выделенных ЭО и уточнения достижимых и наиболее эффективных уровней отбора рассматривается несколько вариантов разработки различающихся типом скважин (наклонно-направленные и горизонтальные) и их количеством. При этом продуктивность проектных скважин определяется по методике [2] и оценивается возможность совместной эксплуатации пластов с применением комбинированной технологии добычи (использование вертикальных и горизонтальных скважин, перевод с одного объекта на другой). Рекомендуемые варианты разработки выбираются на основе расчетов технологических показателей разработки и технико-экономической их оценки.

Заключение

На примере одного из месторождений полуострова Ямал рассмотрен процесс выработки стратегии разработки уникальных многокупольных многопластовых нефтегазоконденсатных месторождений. Выбор стратегии разработки производится на основе решения целого комплекса задач, включая: анализ геолого-физической характеристики месторождения с целью определения основных неопределенностей и рисков при разработке месторождения, обоснования выделения ЭО, определение возможных сцена-

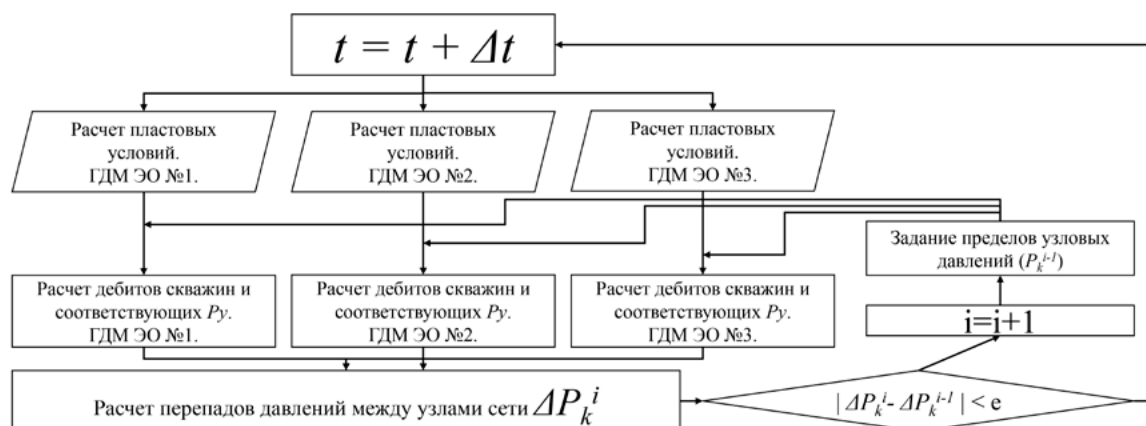


Рис. 7.
Принципиальная схема совместного расчета моделей

риев очередности и времени ввода этих объектов исходя из достижения оптимальных уравнений добычи УВ по месторождению, а также определения наиболее эффективных схем внутрипромыслового обустройства месторождения.

Предлагаемая стратегия разработки месторождения учитывает особенности его геологического строения, геолого-физической характеристики и степени изученности, значение месторождения в ресурсной базе ПАО «Газпром» и формирующуюся

систему внешнего транспорта товарной продукции с месторождений полуострова Ямал.

С применением современных подходов к гидродинамическому моделированию процессов разработки проведено обоснование оптимальных уровней добычи по газоносным комплексам многокупольного многопластового газоконденсатного месторождения, с учетом их работы в единую систему сбора и обеспечения максимизации технологической эффективности. ^{XXXI}

Литература

1. Приказ МПР России от 20.09.2019 г. № 639 «Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья».
2. Шандрыгин А. Н., Казанцев М. А., Морев М. В., Бадалов Э. З. Методология определения продуктивности горизонтальных скважин по данным ГДИ разведочных скважин при гидродинамическом моделировании газоконденсатных месторождений // Наука и техника в газовой промышленности. 2021. №2. С. 52-59.

UDC 622.279

M.A. Kazantsev Gazprom VNIIGAZ LLC, m_kazantsev@vniigaz.gazprom.ru

RESERVOIR SIMULATION APPROACH FOR THE DEVELOPMENT STRATEGY OF COMPLEX MULTI-DOME MULTI-ZONE GAS-CONDENSATE RESERVOIRS

Abstract: Currently, the development prospects of the country's gas industry are associated with gas condensate fields in the North of the Tyumen Region and the Yamal Peninsula. Most of these field's reservoirs are unique in terms of hydrocarbons in place volumes (HIIP) and may be characterized by the following features: multi-layering with the presence of the layers with relatively low poro-perm properties and multi-phase saturation of the reservoirs. The exploration status of the gas reservoirs has non-uniform areal and in-depth distribution. The development of such reservoirs in the conditions like this may lead to possible decision-making errors. It is required to consider both the available data of the reservoir as well as the data of the analogous hydrocarbon fields to maximize the economic performance of the development of such fields through adequate decision-making. The work presents an approach to the development strategy creation of complex multi-dome multi-zone gas-condensate reservoirs. The approach is based on comprehensive gas-condensate reservoirs data analysis and hydrocarbon formations ranking by production levels and the remoteness from potential infrastructure facilities. The reservoir performance forecasts are obtained with virtues of the modern reservoir simulation techniques. Such techniques consider the formation-production facility system as an integrated network rather than a bunch of independent reservoirs, production wells and well groups. That allows to carry out a sophisticated assessment with respect to the specific features of the prospect reservoirs and take into the consideration the mutual influence between the elements of the gas-processing network, which permits to achieve the field development efficiency increase.

Keywords: gas-condensate fields, reservoir simulation model, integrated reservoir simulation model, development strategy, complicated geological structure, exploration status.