

УДК 622.279

СОЗДАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ИНТЕГРИРОВАННОЙ МОДЕЛИ, УЧИТЫВАЮЩЕЙ ОСОБЕННОСТИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ЗАЛЕЖИ

Зипир Владислав Геннадьевич¹,
Vladislav.Zipir@lukoil.com

Менгалиев Александр Генрихович^{1,2},
mengaliev.alexandr@gmail.com

Рясный Александр Геннадьевич³,
RyasnyiAG@tmn.lukoil.com

Курбатова Марина Николаевна³,
KurbatovaMN@tmn.lukoil.com

Рудая Оксана Михайловна³,
RudayaOM@tmn.lukoil.com

¹ ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ–Западная Сибирь»,
Россия, 629008, г. Салехард, ул. Матросова, 24.

² Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
Россия, 614990, г. Пермь, пр. Комсомольский, 29.

³ Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени,
Россия, 625026, г. Тюмень, ул. Республики, 143А.

Актуальность исследования обусловлена тем, что на современном этапе развития нефтегазовой отрасли основные подходы при прогнозировании уровней добычи углеводородов и принятии концептуальных проектных решений по активам основываются на использовании интегрированных моделей, учитывающих полный процесс добычи и транспортировки углеводородов от пласта до пунктов подготовки, а иногда и до точки экспорта в магистральный трубопровод. При этом важно не превзойти реальный потенциал основного узла – гидродинамической модели, особенно на трудноразрабатываемых автономных арктических месторождениях, где ошибка проектирования может обойтись многократно дороже относительно классических месторождений.

Цель: создать интегрированную модель газоконденсатного промысла, обладающую удовлетворительной прогнозной способностью с учетом особенностей конкретного месторождения и получить реальный эффект от использования расчетов на базе интегрированной модели.

Объект: газоконденсатная залежь сортымской свиты одного из арктических месторождений.

Методы: аналитическое моделирование разработки газоконденсатной залежи, вероятностные подходы к параметрам неопределенности геологической модели, использование гидродинамического симулятора Schlumberger Eclipse, интегрированное моделирование газоконденсатного актива арктического месторождения.

Результаты. Описаны подходы по созданию и актуализации гидродинамической модели газоконденсатной залежи, позволяющей воспроизвести темпы снижения пластового давления, продуктивности и выполнить расчет уровней добычи УВ с учетом существующих рисков. Также на созданной интегрированной модели выполнены расчеты, учитывающие неопределенности геологического строения залежи. Выполнено сравнение предыдущей версии интегрированной модели и новой с учетом комплексирования использованных подходов. При помощи расчетов на интегрированной модели обоснована номинальная производительность дожимной компрессорной станции.

Ключевые слова:

Интегрированная модель, постоянно действующая геолого-технологическая модель, адаптация модели, долгосрочное планирование уровней добычи углеводородов, газоконденсатное месторождение, материальный баланс, гидродинамические исследования пластов и скважин.

Введение

Сегодня все передовые нефтегазовые компании применяют интегрированное моделирование для выполнения как оперативных, так и стратегических расчетов по наиболее перспективным месторождениям [1–8]. Основу интегрированной модели всегда составляет модель пласта, в частности постоянно действующая геолого-технологическая модель (ПДГТМ). В данной статье речь пойдет о полноценной неупрощенной модели для задач стратегических долгосрочных расчетов. Данный узел является основополагаю-

щим, наиболее трудоёмким, с наибольшими геологическими неопределенностями. Модель пласта позволяет решать множество задач [9–12]. Поэтому именно подход к созданию и адаптации ГДМ имеет ключевую роль при прогнозировании добычи углеводородов.

Фильтрационная модель (ФМ) газовых и газоконденсатных пластов должна воспроизводить исторический темп снижения пластового давления как в целом по залежи, так и индивидуально по каждой скважине, при этом важно выполнить точную адаптацию факти-

ческих замеров по гидродинамическим исследованиям (ГДИ), дополнительно нужно проверить модель на нефизичный характер поведения тренда пластового давления (чередование роста и падения, резкие провалы давления при запуске, остановке или изменении режима работы скважины). Также гидродинамическая модель должна прогнозировать внедрение пластовой воды в коллектор, особенно для массивных залежей. В расчетах на прогноз при заданных ограничениях адекватно настроенная модель воспроизводит темп снижения дебитов добывающих скважин.

Объект исследования

Исследуемым объектом выступает гидродинамическая модель газоконденсатной залежи БУ₁₈¹⁻² сортовой свиты меловой системы. Терригенный, поровый коллектор представляет собой низкопроницаемый песчаник со средним значением 4 мД и высокой начальной водонасыщенностью. Залежь пластовая, сводовая. Лучшие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), обуславливающие высокие начальные дебиты добывающих скважин, находятся в купольной части объекта. Также пласты характеризуются неоднородностью свойств как по площади, так и по разрезу.

По состоянию на 01.01.2021 г. объект практически полностью разбурен и находится на стадии интенсивного снижения пластового давления и добычи газа спустя 4 года после ввода в промышленную эксплуатацию. Для разработки объекта используются скважины сложной конструкции – многозабойные и горизонтальные с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (МГРП). В результате весь объект охвачен воздействием в процесс дренирования. Высокие отборы в начальный период эксплуатации рассматриваемой сложнопостроенной низкопроницаемой залежи оказали негативное воздействие на энергетическую характеристику системы, темп снижения

добычи и, как следствие, привели к возникновению дополнительных проблем при эксплуатации скважин и газовых шлейфов.

В работе рассматривается применение альтернативного подхода по созданию и адаптации ГДМ с целью формирования достижимых и научно обоснованных прогнозных уровней добычи газа.

Применение метода материального баланса

На начальной стадии разработки газовых и газоконденсатных месторождений важно правильно оценить объем запасов газа, от которого будет зависеть темп снижения пластового давления и величина отборов газа. В научной работе в качестве альтернативного метода по оперативной оценке запасов газа применена методика материального баланса. Механизм вытеснения флюидов до конца не ясен (влияние геостатического давления, активный или неактивный напор воды, упругий режим), однако для качественного понимания диапазона значений запасов данная методика показывает удовлетворительные результаты. Суть методики заключается в построении графической зависимости накопленной добычи газа от замеров пластового давления по скважинам с корректировкой на коэффициент сверхсжимаемости газа и дальнейшая экстраполяция значений. Таким образом, методика применима только при наличии исторических замеров пластового давления, и точность рассматриваемой методики зависит от количества данных замеров. График материального баланса имеет преимущество перед оценкой запасов объемным методом, позволяя оценить как геологические, так и извлекаемые запасы в зависимости от нижнего значения давления – атмосферного или конечного при разработке [13–15].

Для оценки использовались все имеющиеся актуальные данные по материалам ГДИ и промысловой добыче. Аналитическая модель представлена на рис. 1.

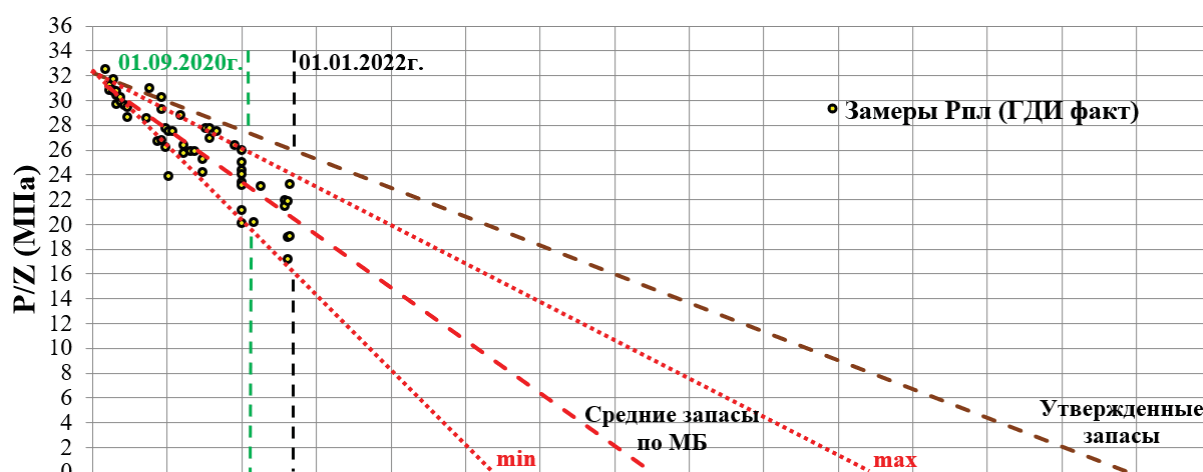


Рис. 1. График материального баланса газоконденсатного объекта БУ₁₈¹⁻² нефтегазоконденсатного месторождения
 Fig. 1. Material balance graph of gas condensate layer БУ₁₈¹⁻² of oil-gas condensate field

Применение аналитической модели позволило выявить неопределенности по геологическим запасам газа, которые могут быть меньше в среднем на 44 %

от утвержденных. При этом разброс значений достаточно большой, и вероятное снижение запасов может находиться в интервале от 29 до 62 %. Однако приме-

нение метода материального баланса для оценки величины запасов (п. 60 «Методических рекомендаций по применению Классификации запасов...») возможно при выработке более 30 %. На данный момент количество исследований по рассматриваемому месторождению не позволяет однозначно судить о необходимости снижения запасов, поэтому принято решение выполнить построение альтернативной геологической и гидродинамической модели с целью подтверждения выдвинутой гипотезы.

Гидродинамическая модель настроена на 01.09.2020 г., спустя год актуализированная гидродинамическая модель подтвердила материальный баланс, что говорит о правильности выбранного подхода.

Корректировка газоводяного контакта

В ряде скважин объекта БУ₁₈ при эксплуатации выявлены высокие дебиты воды, в результате выдвинут ряд вероятных причин появления воды в продукции скважин:

- межпластовые перетоки после гидравлического разрыва пласта (ГРП). На некоторых скважинах, вскрывших верхнюю часть залежи, проводился МГРП. Между пластами БУ₁₇ и БУ₁₈ в разрезе выделяется небольшая глинистая перемычка. Так как вышележащий пласт БУ₁₇ в районе данных скважин водонасыщен, возможны межпластовые перетоки (рис. 2). Однако проведенные промыслово-геофизические исследования с ГНКТ указали, что данная версия не нашла своего подтверждения, поскольку притока воды из верхних интервалов ГРП не получено (заколонные перетоки не выявлены);

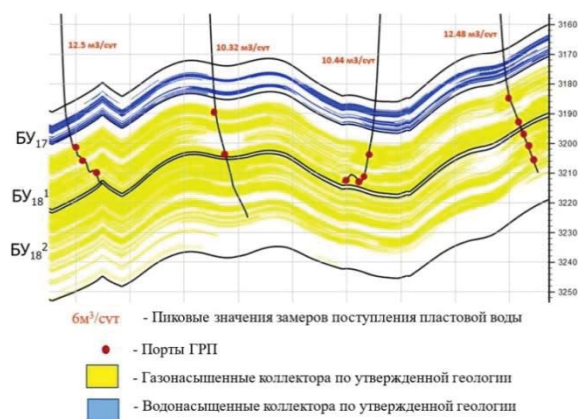


Рис. 2. Разрез по кубу насыщенности

Fig. 2. Saturation cube section

- фильтрация остаточной воды. Пласты характеризуются высокой начальной водонасыщенностью (до 0,8 д.ед). Вероятно, остаточная вода подвижна с начала разработки, критическая водонасыщенность равна начальной;
- неопределенность флюидального контакта. Газоводяной контакт (ГВК) по пластам БУ₁₈ принимался по результатам испытания поисково-разведочных скважин, однако эти испытания противоречивы: местами получена смесь газоконденсата с водой от планируемого ГВК. Смоделирова-

ны различные версии уровня ГВК в альтернативной модели для вариативности анализа оценки притока воды на практике и выбора глубины контакта, который позволит настроить фактическую добычу воды по скважинам, а также не противоречит геологической информации и результатам испытания. Неопределенность контакта по скважинам связана также с высоким значением удельного электрического сопротивления.

Одновременно с уточнением запасов стоит задача воспроизведения добычи пластовой воды. Поэтому принято решение в альтернативной геологической модели учесть возможное изменение глубины газоводяного контакта с целью настройки фактической добычи пластовой воды.

В результате выбран наиболее подходящий вероятный ГВК, который позволяет более точно воспроизвести фактические дебиты воды.

Пересмотр относительных фазовых проницаемостей

При детальном гидродинамическом моделировании газоконденсатных залежей необходимо учитывать процессы ретроградной конденсации (выпадения газоконденсата в пласте). При снижении пластового давления в призабойных зонах скважин образуются скопления газоконденсата (конденсатные пробки), которые дополнительно ухудшают фильтрацию газа к забоям добывающих скважин, снижая насыщенность по газу. Это является дополнительным фактором, влияющим на темп снижения дебита добывающих скважин.

Долгосрочные стратегические расчеты на интегрированной модели подразумевают значительную выработку запасов, поэтому важно понимать, сколько в газоконденсатной залежи геологических запасов, а сколько подвижных и извлекаемых.

Чтобы решить выше обозначенные задачи, выполнялся пересмотр подхода задания относительных фазовых проницаемостей. Собственных исследований в целом на месторождении относительно немного.

На первом шаге корректировки нормировались все исследования по определению относительных фазовых проницаемостей на керне по месторождению для оценки возможного диапазона разброса фазовых проницаемостей. Далее выделили пласты сортынской свиты со значением проницаемости не более 30 мД, которое для данных залежей является практически максимальной величиной согласно результатам керновых и гидродинамических исследований. По этим данным были построены итоговые кривые относительных фазовых проницаемостей (ОФП) с помощью аппроксимации Corey, соответствующие средним значениям пластов БУ. Кривые относительных фазовых проницаемостей в системе «конденсат–газ» представлены на рис. 3, для системы «конденсат–вода» процесс создания ОФП аналогичен. По зависимости критической газонасыщенности от проницаемости для данной свиты задано ее среднее значение, а также другие концевые точки. Остаточная нефтенасыщенность и реликтовая водонасыщенность заданы с помощью зависимостей от абсолютной проницаемости.

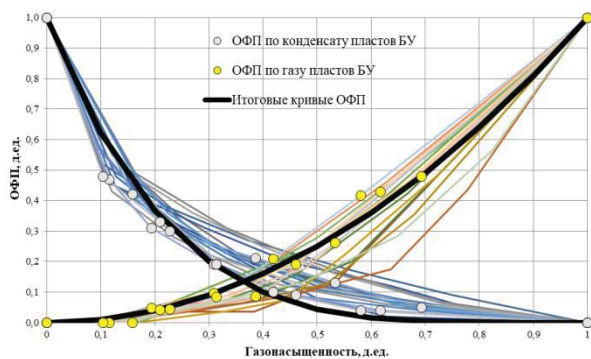


Рис. 3. Кривые относительных фазовых проницаемостей в системе «конденсат–газ»

Fig. 3. Relative phase permeability curves in the «condensate–gas» system

Создание и адаптация гидродинамической модели

В результате комплексного анализа выполнено построение и адаптация альтернативной версии геолого-гидродинамической модели пластов БУ₁₈. В качестве исходных данных применялись результаты интерпретации ГДИ, замеры пластовых давлений, мероприятия на скважинах и фактическая добыча углеводородов. Модель с высокой прогнозной способностью должна удовлетворять требованиям к качеству настройки, воспроизводить и адекватно прогнозировать темп снижения пластового давления и добычи газа в целом по объекту, а также индивидуально по каждой скважине. В случае отсутствия прямых замеров пластового давления можно воспользоваться методикой [16]. Для целей интегрированного моделирования в ГДМ каждая скважина настраивалась на замер пластового давления с отклонением не более 3 % за последние 12 месяцев и не более 10 % за весь пе-

риод разработки. Забойное давление на дату актуализации адаптируется с погрешностью не более 3 %. По суммарной добыче газа отклонения не допускаются.

Начальным этапом настройки модели газовых объектов является воспроизведение исторической добычи по скважинам и в целом по месторождению, которая является управляющим параметром. При невозможности отборов корректируется абсолютная проницаемость пласта, относительные фазовые проницаемости, параметры вскрытия.

Следующим этапом идет корректировка общего темпа снижения пластового давления по залежи – модифицируют параметры законтурной области, сжимаемость коллектора. Далее идет детальная адаптация темпов снижения давления индивидуально по каждой скважине. В отличие от нефтяных моделей необходимо найти баланс между корректировкой проницаемости и порового объема, поскольку добиться удовлетворительного темпа снижения пластового давления за счет корректировки только проницаемости не представляется возможным. Корректировка производится по оценочной области дренирования скважин. Данная область определяется как половина расстояния между забоями скважин при хорошей сообщаемости пласта, геологическими нарушениями, с помощью методики Э.Б. Чекалюка или по гидродинамическим исследованиям. Важна не только сходимость исторических замеров, но и само поведение давления, без «разрывных нарушений» и необоснованных скачков. На рис. 4 представлены примеры настройки пластового давления. Альтернативная корректировка позволила уйти от хаотичного поведения пластового давления и его роста в процессе работы скважины.

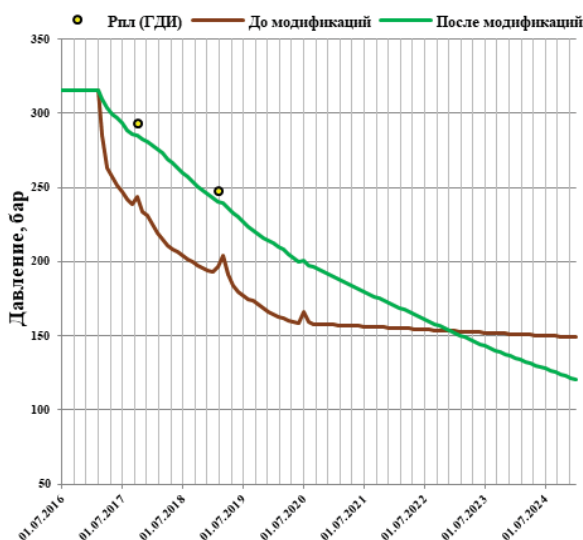
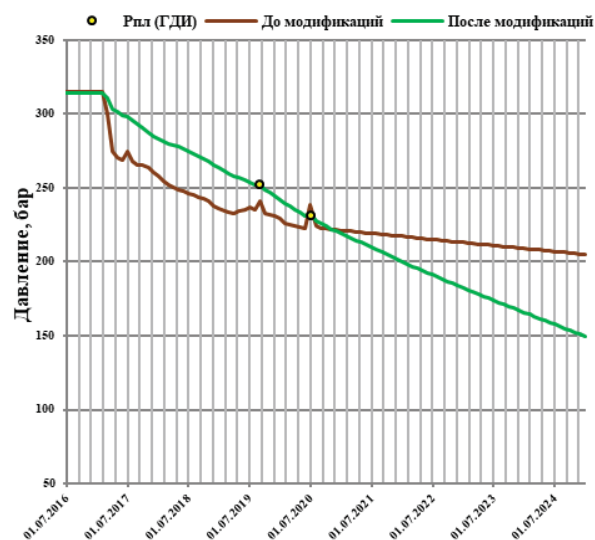


Рис. 4. Результаты адаптации пластовых давлений по скважинам

Fig. 4. Results of reservoir pressure adaptation by wells

На последнем этапе производится настройка продуктивности на результаты актуальных ГДИ. В случае полноценных замеров с найденными коэффициентами фильтрационного сопротивления А и В со-

здаются искусственные ГДИ с различными режимами (рис. 5), корректируется множитель проводимости и угол наклона индикаторной диаграммы, выбор режимов делается исходя из ожидаемых минимальных и

максимальных дебитов. Например, для гидродинамического симулятора Eclipse компании Schlumberger за это отвечают ключевые слова WPIMULT и WDFAC. Если исследование проводилось с одним стабильным режимом, то модель настраивается на единственный режим.

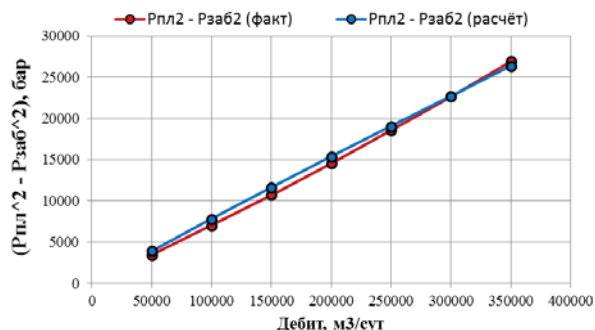


Рис. 5. Настройка индикаторной диаграммы газовой скважины

Fig. 5. Correction of the inflow performance curve of a gas well

Опыт эксплуатации рассматриваемого газоконденсатного месторождения подтверждает интенсивное

снижение продуктивности добывающих скважин со временем. Под продуктивностью в данном случае понимается отношение дебита газа к разности квадратов пластового и забойного давления. Проводился анализ продуктивности скважин на прогноз с заданными ограничениями, в ходе которого установлен рост продуктивности. Однако без проведения каких-либо мероприятий по интенсификации добычи на скважинах с учетом выпадения конденсата в призабойной зоне пласта (ПЗП) это недопустимо. Для решения данной проблемы использовалась таблица уплотнения породы ROCKTAV. Поскольку на объекте отсутствует необходимая выборка из результатов ГДИ, а также керновые исследования, на данном этапе развития модели принято решение использовать зависимость множителя проводимости от давления таким образом, чтобы параметр продуктивности не возрастал на прогноз. Также учитывался терригенный тип разреза и поровая структура пустотного пространства, т. к. для карбонатов зависимость имеет другой вид [17, 18].

Настроенная альтернативная ГДМ представлена на рис. 6.

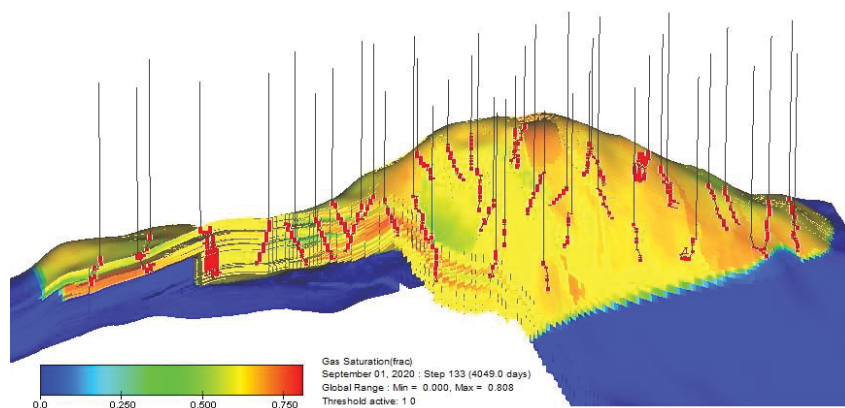


Рис. 6. Внешний вид геолого-гидродинамической модели объекта БУ₁₈ на примере куба текущей газонасыщенности

Fig. 6. Exterior view of the geological and hydrodynamic model of the BU₁₈ object by the example of the current gas saturation cube

В результате проделанной работы по созданию и актуализации ГДМ выполнена:

- экспресс-оценка запасов газа методом материального баланса;
- корректировка запасов в модели путем пересмотра ГВК и порового объема в межскважинном пространстве;
- трансформация подхода к определению и заданию кривых ОФП;
- настройка темпа снижения пластового давления и продуктивности на прогнозный период.

Интегрированное моделирование

Настроенная фильтрационная модель удовлетворяет всем вышеуказанным требованиям и может быть использована в составе интегрированной модели для дальнейшей оценки прогнозной способности в рамках ретроспективного анализа.

Интегрированная модель с учетом прогнозного периода 10 лет состоит из 6 гидродинамических моделей (2 эксплуатируемых объекта разработки и 4 проектных), моделей скважин и модели сети сбора. Модели добывающих скважин настроены на результаты ГДИ, при этом настраивается градиент давления и температуры по стволу во время стабильного режима перед закрытием на КВД.

В случае наличия записи градиента давления и температуры по стволу подбирались обоснованные опытом настройки корреляция с поправочными коэффициентами и воспроизводилось распределение параметров по ГДИ до удовлетворительной погрешности [19–21]. При отсутствии замеренных по стволу скважины градиентов давления и температуры настройка модели выполнялась на фактическую замеренную точку на глубине исследования. При прочих равных условиях необходимо отдавать предпо-

чение той корреляции, которая учитывает проскальзывание газа, поскольку даже если на сегодняшний день скважина безводная, то на дальний горизонт планирования ситуация поменяется, и, вероятно, будет завышена добыча газа со скважины при выборе корреляции без эффекта проскальзывания.

Газосборная сеть спроектирована по коллекторно-лучевой схеме для оптимальной загруженности трубопроводов и снижения металлоемкости. Конечной точкой сети является цех запорно-переключающей аппаратуры, представляющий собой гребенку из задвижек и трубопроводов, позволяющий объединить потоки со

всех эксплуатируемых коллекторов и распределить потоки по цехам подготовки газа. Модель газосборной сети (ГСС) настроена на фактический режим, сопоставлялись давления и температуры на кустовых площадках, выгруженные из телемеханической системы промысла, а также дебиты по скважинам и в целом.

Корректность и удовлетворительная прогнозная способность созданной интегрированной модели оценивалась по выполненному ретроспективному анализу как в целом по месторождению, так и по каждой скважине в отдельности. На рис. 7, 8 показана сходимость интегрированной модели.

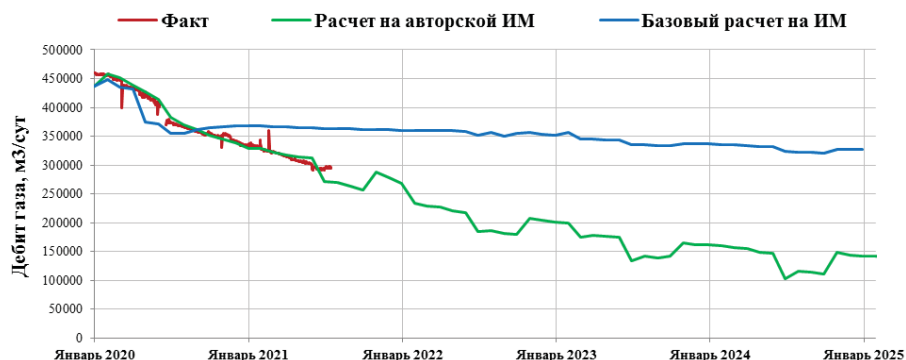


Рис. 7. Ретроспективный анализ по одной из газоконденсатных скважин

Fig. 7. Retrospective analysis for one of the gas condensate wells

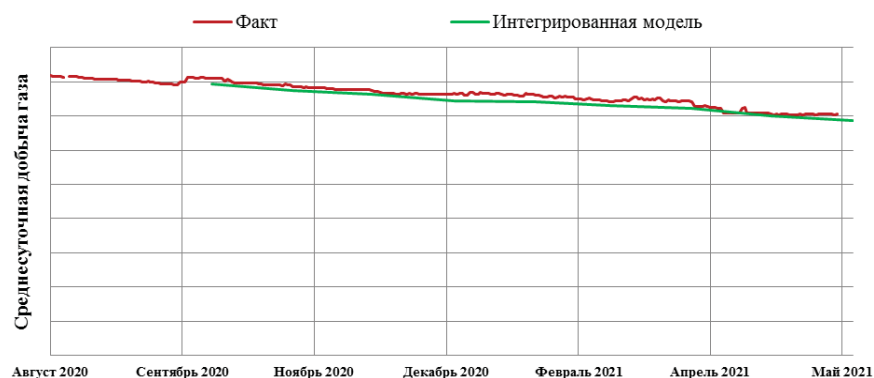


Рис. 8. Сравнение суточной добычи газа

Fig. 8. Comparison of daily gas production

В прогнозных расчетах учитывался парковый коэффициент, который входит в общий коэффициент эксплуатации. Парковый коэффициент на газоконденсатных объектах возникает по причине разницы в суммарных замерах дебитов скважин и выходной добыче на пункте измерения расхода газа (ПИРГ), поскольку на скважинах замеряется газоконденсатная смесь, а на ПИРГ – подготовленный сухой газ. В ГДМ извлекается газоконденсатная смесь, поэтому прогнозную добычу из модели необходимо умножать на парковый коэффициент. На данный момент парковый коэффициент составляет 3–4 %.

Созданная интегрированная модель воспроизводит добычу газа за 9 месяцев в пределах погрешности 1–3 %. Следовательно, можно сделать вывод, что адаптированная модель готова к долгосрочным концептуальным расчетам для планирования добычи и поиска принятия проектных решений.

Выполнение прогнозных расчетов

Прогнозный расчет выполнялся на период длительностью 10 лет, в котором учитывалась актуальная программа ввода скважин и принятые проектные решения. Схема интегрированной модели в программном комплексе IAM Schlumberger представлена на рис. 9.

Выполненные расчеты позволили определить производительность проектируемой ДКС. В результате создания альтернативной модели рассчитан максимальный годовой уровень добычи газа и темп падения пластового давления.

При расчете компрессорного оборудования с выбранной номинальной производительностью учитывалось возможное неподтверждение добычи по второстепенным объектам как в меньшую, так и в большую сторону. При снижении добычи газа ниже но-

минальной подачи на 31 % существует возможность замены сменной проточной части (СПЧ) на узел с меньшей производительностью и дальнейшая эксплуатация ДКС. При увеличении добычи на 27 % относительно номинальной предполагается изменить схему работы газоперекачивающих агрегатов. Расчет на новой ИМ позволил обоснованно определить объем газа для компримирования на ДКС с учетом возможных рисков.

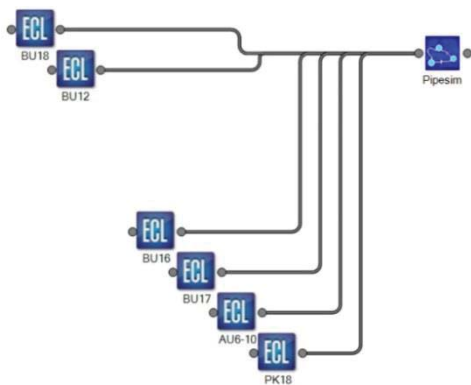


Рис. 9. Интегрированная модель газовой части нефтегазоконденсатного месторождения

Fig. 9. Integrated model of the gas part of oil-gas condensate field

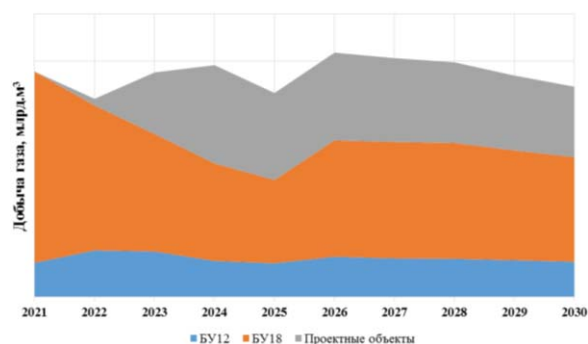


Рис. 10. Профиль добычи природного газа по объектам на новой интегрированной модели

Fig. 10. Natural gas production profile by objects based on the new integrated model

Рассматриваемый объект разработки является основным по запасам месторождения. Вклад добычи газа основного объекта в общем профиле добычи представлен на рис. 10. Согласно расчетам, объект БУ₁₈ обеспечивает добычу от 41 до 85 % от всего объема в

зависимости от года, поэтому требует значительного внимания при актуализации и эксплуатации моделей.

Выполненные долгосрочные расчеты позволили определить, что на одном из участков газосборной сети – шлейфе № У – значительно снижается загрузка по сравнению с проектными значениями, данное уточнение позволит скорректировать проектные решения по строительству нового шлейфа при детальной проработке вопроса.

Созданная интегрированная модель позволила уточнить уровни добычи газа, при этом учитывая необходимое количество гидродинамических исследований для доизучения потенциала газовой части исследуемого арктического нефтегазоконденсатного месторождения.

Заключение

- Опыт эксплуатации газоконденсатных объектов Большехетской впадины позволил пересмотреть подходы по созданию интегрированной модели для целей долгосрочного планирования уровней добычи углеводородов.
- Выполнена оценка рисков, создана альтернативная постоянно действующая геолого-технологическая модель по основному объекту разработки, которая позволила учесть особенности эксплуатации объекта и существующие неопределенности.
- При создании альтернативной гидродинамической модели использовались следующие допущения и корректировки: вероятностная оценка запасов методом материального баланса, корректировка газовой контактной поверхности и запасов газа, пересмотр относительных фазовых проницаемостей.
- Созданная гидродинамическая модель настроена с требуемой погрешностью и использована в составе интегрированной модели для оценки прогнозной способности на основании фактического опыта эксплуатации актива.
- Согласно ретроспективному анализу интегрированная модель подтвердила свою прогнозную способность.
- Планируется ежегодная актуализация интегрированной модели с учетом получения новых исследований по скважинам.
- Модель нашла своё применение при выполнении долгосрочных расчетов уровней добычи, а также для повышения точности принимаемых решений в рамках проектирования дожимной компрессорной станции.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Интегрированная модель как фундамент для выбора способа эксплуатации на месторождении с высоким содержанием газа / К.И. Повышев, С.А. Вершинин, А.Н. Блябляс, О.С. Верниковская // Экспозиция Нефть и Газ. – 2019. – № 4. – С. 60–63.
2. Almedallah M.K., Branch G., Walsh S.D.C. Combined well path, submarine pipeline network, route and flow rate optimization for shallow-water offshore fields // Journal of Applied Ocean Research. – 2020. – V. 105 (4).
3. Применение интегрированного моделирования в нефтегазовой отрасли / Е.В. Филиппов, Г.Н. Чумаков, И.Н. Пономарева, Д.А. Мартюшев // Недропользование. – 2020. – Т. 20. – № 4. – С. 386–400.
4. Development of an integrated dynamic model for supply security and resilience analysis of natural gas pipeline network systems / H. Su, E. Zio, Z.-J. Zhang et al. // Petroleum Science. – 2022. – V. 19. – P. 761–773.
5. Решение комплексных задач на интегрированной модели с применением средств алгоритмизации процессов / Д.Н. Жигалов, А.В. Беслик, К.Е. Кордик, О.Ю. Забродин, В.И. Шаламова, И.В. Вершинина, А.В. Елизаров, А.А. Ахмадеев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2021. – № 10. – С. 41–46.

6. An integrated model for asphaltene deposition in wellbores/pipelines above bubble pressure / Q. Guan, A. Goharzadeh, J.C. Chai, F.M. Vargas, S.L. Biswal, W.G. Chapman, M. Zhang, Y.F. Yap // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – V. 169. – P. 353–373.
7. Практическое применение интегрированных моделей для решения задач оптимизации процессов добычи нефти и газа / К.В. Андреев, М.А. Агупов, И.А. Кадыков, Е.Н. Рязанова // Нефтепромысловое дело. – 2021. – № 1. – С. 55–57.
8. Методика обоснования технологических режимов газовых и газоконденсатных скважин с применением интегрированных моделей / А.Н. Харитонов, Т.А. Поспелова, О.А. Лознюк, Ю.А. Архипов, М.А. Скоробогач, А.Ю. Юшков, А.В. Стрекалов, А.С. Заборина, В.П. Павлов, А.Л. Назаров // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 4. – С. 41–47.
9. Horsholt S., Nick H.M., Jorgensen J.B. Oil production optimization of BlackOil models by integration of Matlab and Eclipse E300 // IFAC-Papers Online. – 2018. – V. 51. – P. 88–93.
10. Гереш Г.М., Гафаров А.Ш., Исхаров Р.Р. Использование результатов гидродинамического моделирования для оценки прогнозного состояния газовой залежи // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2014. – № 4. – С. 45–49.
11. Комплексный подход к оценке эффективности проектируемой соляно-кислотной обработки с использованием результатов лабораторных исследований и гидродинамического моделирования / С.Н. Кривошеков, Н.Д. Козырев, К.А. Вяткин, К.А. Равелев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 7. – С. 43–53.
12. Modeling temperature-based oil-water relative permeability by integrating advanced intelligent models with grey wolf optimization: application to thermal enhance oil recovery process / N.A. Menad, Z. Noureddine, A. Hemmati-Sarapardeh, S. Shamshirband // Fuel. – 2019. – V. 242. – P. 649–663.
13. Анализ выработки запасов газа и конденсата Западно-Яряхинского лицензионного участка / С.И. Шиян, Х.Н. Нассер, П.А. Суховерова, И.И. Шаблий // Нефтепромысловое дело. – 2021. – № 9. – С. 5–17.
14. Havlena D., Odeh A.S. The material balance as an equation of a straight line // Journal of petroleum technology. – 1963. – V. 15. – P. 896–900.
15. Reservoir performance analysis using material balance method in gas field / I. Widiyaningsih, P.S. Widiatoro, S. Suwardi, R.F.N. Karimah // Journal of Petroleum and Geothermal Technology. – 2021. – V. 2. – P. 75–87.
16. Зипир В.Г. Виртуальный замер пластового давления в режиме реального времени // Нефтегазовое дело. – 2020. – Т. 18. – № 3. – С. 37–42.
17. Обоснование режимов эксплуатации скважин сеноманской газовой залежи Харампурского месторождения по результатам геомеханического моделирования / В.А. Павлов, Н.А. Павлюков, М.Д. Субботин, А.П. Коваленко, А.Н. Янтудин, В.С. Абдуллин, Р.С. Шехонин, А.Ю. Головинин // Экспозиция Нефть и Газ. – 2021. – № 2. – С. 41–46.
18. Мартюшев Д.А. Оценка влияния напряженного состояния горных пород на проницаемость карбонатных коллекторов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 8. – С. 24–33.
19. Менгалиев А.Г., Зипир В.Г. Применение модели добывающей скважины для верификации гидродинамических исследований // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых: XIII Всероссийская конференция. – Пермь: Пермский национальный исследовательский политехнический университет, 2020. – С. 272–278.
20. Mukherjee H., Brill J.P. Pressure drop correlations for inclined two-phase flow // Journal of Energy Resources Technology. – 1985. – V. 107 (4). – P. 549–554.
21. Modified Mukherjee–Brill prediction model of pressure gradient for multiphase flow in wells / Y. Lei, R. Liao, M. Li, Y. Li, W. Luo // International Journal of Heat and Technology. – 2017. – V. 35 (1). – P. 103–108.

Поступила 26.04.2022 г.

Прошла рецензирование 21.06.2022 г.

Информация об авторах

Зипир В.Г., руководитель группы внедрения и сопровождения интегрированной модели ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ–Западная Сибирь»

Менгалиев А.Г., ведущий инженер группы внедрения и сопровождения интегрированной модели ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ–Западная Сибирь»; аспирант кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Рясный А.Г., начальник управления гидродинамического моделирования филиала ООО «ЛУКОЙЛ–Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени.

Курбатова М.Н., начальник отдела моделирования газовых и газоконденсатных объектов филиала ООО «ЛУКОЙЛ–Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени.

Рудая О.М., ведущий специалист отдела моделирования газовых и газоконденсатных объектов филиала ООО «ЛУКОЙЛ–Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени.

UDC 622.279

CREATION AND EXPLOITATION OF THE INTEGRATED MODEL, TAKING INTO ACCOUNT THE FEATURES OF THE GAS CONDENSATE DEPOSIT

Vladislav G. Zipir¹,
Vladislav.Zipir@lukoil.com

Alexandr G. Mengaliev^{1,2},
mengaliev.alexandr@gmail.com

Alexandr G. Ryasny³,
RyasnyiAG@tmn.lukoil.com

Marina N. Kurbatova³,
KurbatovaMN@tmn.lukoil.com

Oksana M. Rudaya³,
RudayaOM@tmn.lukoil.com

¹ TPP «Yamalneftegaz» LLC «LUKOIL-Western Siberia»,
24, Matrosov street, Salekhard, 629008, Russia.

² Perm National Research Polytechnic University,
29, Komsomolskiy avenue, Perm, 614990, Russia.

³ Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «KogalymNIPIneft» in Tyumen,
143A, Respubliki street, Tyumen, 625026, Russia.

The relevance of the study is caused by the fact that at the present stage of the oil and gas industry evolution the main approaches to forecasting hydrocarbon production levels and making conceptual design decisions on assets are based on using the integrated models, taking into account the full process of hydrocarbon production and transportation from reservoir to preparation points, and sometimes to the point of export to the main pipeline. At the same time, it is important not to exceed the real potential of the main node – the hydrodynamic model, especially on the hard-to-develop autonomous Arctic fields, where the design error can cost many times more relative to the classic fields.

The main aim of the research is to create an integrated model of the gas condensate field, which has a satisfactory predictive ability of the specific field and get a real effect from the use of calculations based on the integrated model.

Object of the research is the gas condensate deposit of the Sortym formation of one of the Arctic fields.

Methods: analytical simulation of the gas condensate reservoir development, probabilistic approaches to the geological model uncertainty parameters, using the Schlumberger Eclipse hydrodynamic simulator, integrated simulation of the gas condensate asset of the arctic field.

Results. The work describes approaches to create and update the hydrodynamic model of the gas condensate reservoir, which allows reproducing the rate of declining reservoir pressure, productivity and performing calculations of hydrocarbon production levels, taking into account the existing risks. Using this integrated model the calculations were made, taking into account the uncertainty of the geological structure of the reservoir. The previous version of the integrated model was compared with the new one, considering the combination of the used approaches. Using the calculations of the integrated model, the nominal capacity of the gas compressor unit for the designed booster compressor station was substantiated.

Key words:

Integrated model, permanent geological and technological model, model adaptation, long-term planning of hydrocarbon production levels, gas condensate field, material balance, well tests.

REFERENCES

1. Povyshev K.I., Verzhinina S.A., Blyabiyas A.N., Vernikovskaya O.S. Integrated model as a foundation for choosing the method of operation at a gas-rich field. *Exposition Oil and Gas*, 2019, no. 4, pp. 60–63. In Rus.
2. Almedallah M.K., Branch G., Walsh S.D.C. Combined well path, submarine pipeline network, route and flow rate optimization for shallow-water offshore fields. *Journal of Applied Ocean Research*, 2020, vol. 105 (4).
3. Filippov E.V., Chumakov G.N., Ponomareva I.N., Martyshev D.A. Application of Integrated Modeling in the Oil and Gas Industry. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2020, vol. 20, no. 4, pp. 386–400. In Rus.
4. Su H., Zio E., Zhang Z.-J. Development of an integrated dynamic model for supply security and resilience analysis of natural gas pipeline network systems. *Petroleum Science*, 2022, vol. 19, pp. 761–773.
5. Zhigalov D.N., Beslik A.V., Kordik K.E., Zabrodin O.Y., Shaloma V.I., Verzhinina I.V., Elizarov A.V., Akhmadeev A.A. Solution of complex problems on an integrated model using process algorithmization means. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2021, no. 10, pp. 41–46. In Rus.
6. Guan Q., Goharzadeh A., Chai J.C., Vargas F.M., Biswal S.L., Chapman W.G., Zhang M., Yap Y.F. An integrated model for asphaltene deposition in wellbores/pipelines above bubble pressure. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 169, pp. 353–373.
7. Andreev K.V., Agupov M.A., Kadykov I.A., Ryazanova E.N. Practical application of integrated models for solving the problems of optimization of oil and gas production processes. *Oilfield engineering*, 2021, no. 1, pp. 55–57. In Rus.
8. Kharitonov A.N., Pospelova T.A., Loznyuk O.A., Arkhipov Y.A., Skorobogach M.A., Yushkov A.Y., Strekalov A.V., Zavorina A.S., Pavlov V.P., Nazarov A.L. Procedure for justifying process condi-

- tions of gas and gas condensate wells using integrated models. *Oilfield engineering*, 2020, no. 4, pp. 41–47. In Rus.
9. Horsholt S., Nick H.M., Jorgensen J.B. Oil production optimization of BlackOil models by integration of Matlab and Eclipse E300. *IFAC-Papers Online*, 2018, vol. 51, pp. 88–93.
 10. Geresh G.M., Gafarov A.S., Iskhakov R.R. Use of hydrodynamic modeling results for evaluation of the forecast condition of the gas deposit at the latest development stage. *Scientific-Technical Collection book Vesti gazovoy nauki*, 2014, no. 4, pp. 45–49. In Rus.
 11. Krivoshechekov S.N., Kozyrev N.D., Vyatkin K.A., Ravelev K.A. Complex approach to estimating the efficiency of the designed hydrochloric acid treatment using the results of laboratory studies and hydrodynamic simulation. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 7, pp. 43–53. In Rus.
 12. Menad N.A., Noureddine Z., Hemmati-Sarapardeh A., Shamsheerband S. Modeling temperature-based oil-water relative permeability by integrating advanced intelligent models with grey wolf optimization: application to thermal enhance oil recovery process. *Fuel*, 2019, vol. 242, pp. 649–663.
 13. Shiyani S.I., Nasser H.N., Sukhoverova P.A., Shably I.I. Analysis of gas and condensate reserves development of the Zapando-Yaroyakhinsky license area. *Oilfield engineering*, 2021, no. 9, pp. 5–17. In Rus.
 14. Havlena D., Odeh A.S. The material balance as an equation of a straight line. *Journal of petroleum technology*, 1963, vol. 15, pp. 896–900.
 15. Widiyaningsih I., Widiatoro P.S., Suwardi S., Karimah R.F.N. Reservoir performance analysis using material balance method in gas field. *Journal of Petroleum and Geothermal Technology*, 2021, vol. 2, pp. 75–87.
 16. Zipir V.G. Reservoir pressure calculation on a real time basis. *Petroleum engineering*, 2020, vol. 18, no. 3, pp. 37–42. In Rus.
 17. Pavlov V.A., Pavlyukov N.A., Subbotin M.D., Kovalenko A.P., Yantudin A.N., Abdullin V.S., Shekhonin R.S., Goloviznin A.Y. Justification of the wells production conditions of the cenomanian gas reservoir of the Kharampurskoe field based on the results of geomechanical modeling. *Exposition Oil and Gas*, 2021, no. 2, pp. 41–46. In Rus.
 18. Martyushev D.A. Rock stress state influence on permeability of carbonate reservoirs. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 8, pp. 24–33. In Rus.
 19. Mengaliev A.G., Zipir V.G. Primenenie modeli dobyvayushey skvazhiny dlya verifikatsii gidrodinamicheskikh issledovaniy [Application of the production well model for well test verification]. *XIII Vserossiiskaya konferentsiya. Problemy razrabotki mestorozhdeniy uglevodородnykh i rudnykh poleznykh iskopaemykh* [XIII All-Russian Conference. Problems of mining of carbonaceous and ore-bearing deposits]. Perm, Perm National Research Polytechnic University Publ., 2020. pp. 272–278.
 20. Mukherjee H., Brill J.P. Pressure drop correlations for inclined two-phase flow. *Journal of Energy Resources Technology*, 1985, vol. 107 (4), pp. 549–554.
 21. Lei Y., Liao R., Li M., Li Y., Luo W. Modified Mukherjee-Brill prediction model of pressure gradient for multiphase flow in wells. *International Journal of Heat and Technology*, 2017, vol. 35 (1), pp. 103–108.

Received: 26 April 2022.

Reviewed: 21 June 2022.

Information about the authors

Vladislav G. Zipir, head of the integrated model implementation and maintenance group, TPP «Yamalneftegaz» LLC «LUKOIL-West Siberia».

Alexandr G. Mengaliev, leading engineer of the integrated model implementation and maintenance group, TPP «Yamalneftegaz» LLC «LUKOIL-West Siberia»; postgraduate student, Perm National Research Polytechnic University.

Alexandr G. Ryasny, head of hydrodynamic modeling direction, branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «KogalymNIPIneft» in Tyumen.

Marina N. Kurbatova, head of gas and gas condensate objects modeling department, branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «KogalymNIPIneft» in Tyumen.

Oksana M. Rudaya, leading specialist of gas and gas condensate objects modeling department, branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «KogalymNIPIneft» in Tyumen.