

Проблемы прогнозирования показателей разработки морских газонефтеконденсатных месторождений

Д.В. Люгай

д.т.н., ген. директор

М.Н. Мансуров

д.т.н., профессор, зав. отделением научно-технического обеспечения морских проектов
M_Mansurov@vniigaz.gazprom.ru

С.А. Бородин

к.т.н., и.о. главного инженера

О.В. Николаев

к.т.н., начальник лаборатории моделирования газожидкостных потоков в системах добычи газа

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
Московская обл., Россия

Одной из основных проблем разработки морских газоконденсатных месторождений, в которых доступ к устьям скважин ограничен, является адекватный учёт изменения продуктивности скважин в процессе их длительной эксплуатации. Для решения этой проблемы необходимо проведение комплексных экспериментальных и теоретических исследований. На основе экспериментальных исследований прогнозируются: параметры газожидкостных потоков в вертикальных, наклонных и горизонтальных участках труб при течении многофазных потоков «газ–вода–конденсат»; параметры пульсационных процессов и волновых воздействий в мультифазных потоках. Результаты экспериментальных исследований позволяют создавать и адаптировать расчетные математические модели, обеспечить их необходимую точность, а также максимальное извлечение газа из залежи.

Материалы и методы

Для исследований характеристик газожидкостных потоков в скважинах, шлейфах и промысловых коммуникациях в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработан и построен экспериментальный

Разработка морских месторождений имеет ряд принципиальных методических отличий по сравнению с углеводородными месторождениями на суше. Эти отличия связаны с малыми объемами поисково-разведочного бурения, высокой стоимостью строительства эксплуатационных скважин, большим уровнем риска, более серьезными последствиями внештатных ситуаций, связанных с морскими операциями, а также органической взаимосвязью разработки и обустройства морского месторождения, поскольку в этом случае систему «пластовый коллектор–скважины–объекты морского обустройства–газопромысловые трубопроводы–технологическая производственная инфраструктура» следует рассматривать как единый комплекс.

В настоящее время проектирование разработки месторождений углеводородов осуществляется с использованием информационных технологий путем создания геологических и гидродинамических моделей резервуара и промысловых систем. В частности, в России эксплуатируется большое число интегрированных систем, объединяющих геолого-геофизические и промысловые характеристики месторождений, получаемые в результате сейсмических и геофизических исследований, гидродинамических и лабораторных исследований пластовых флюидов и отобранного при бурении скважин керна.

К сожалению, программные пакеты, используемые сегодня, являются в большинстве случаев «черными ящиками», а пользователи-специалисты невольно оказываются в положении ведомых партнеров, вынужденно ограниченных расчетными моделями, заложенными в эти пакеты математиками-разработчиками. Причина такой ситуации, как видно из схемы на рис. 1, предложенной Н.Н. Боженюк и А.В. Стрекаловым, обусловлена сложной картиной взаимосвязи методов исследования и обработки исходных данных, необходимых для построения геологической и фильтрационной моделей [1]. По мнению А.Х. Мирзаджанзаде и др. [2], низкая степень обоснованности технологических режимов связана с тем, что для большинства определяющих факторов соответствующие теоретические основы, доступные для промысловиков, практически отсутствуют, в то время как существующие теоретические подходы не всегда адекватно отражают совокупность реальных физических процессов, происходящих в пласте и стволе скважины, при этом принимаемые критерии оказываются весьма условными [2].

Выбор технологического режима работы скважин морских нефтегазоконденсатных месторождений относится к числу наиболее важных решений, принимаемых при проектировании и в процессе их эксплуатации. Технологический режим работы наряду с типом скважины (вертикальная или горизонтальная) предопределяет их количество и, следовательно, промысловое обустройство, и в конечном

счете — объем капиталовложений в освоение месторождения при заданном отборе из залежи.

Как отмечается в [2], трудно найти такие проблемы при проектировании, которые бы имели столь многовариантное и сугубо субъективное решение, как выбор и обоснование технологического режима. Как следствие, в настоящее время в разных проектах разработки, выполненных различными организациями, технологические режимы могут существенно отличаться даже при практически идентичных исходных данных.

Целостность процесса разработки месторождения — от моделирования пласта до выбора схемы заканчивания скважин, получения первой продукции и последующей эксплуатации месторождения — обуславливает требование гибкости и адаптивности проектных решений, поскольку любая новая информация о продуктивном пласте и необходимость постоянного совершенствования технологий, а также множество других существенных факторов, которые зачастую выявляются лишь в ходе реализации проекта, приводят к расширению и развитию представлений об оптимальной разработке месторождения. При этом игнорирование данных факторов почти всегда имеет негативные последствия, в частности, неоправданно завышенные денежные расходы и потери углеводородного сырья. Таким образом, исследуя каждый аспект разработки на стадии проектирования, необходимо в ходе формирования проекта рассмотреть всю совокупность возможных вариантов [2]. Типовой проект разработки морского месторождения включает в себя следующие взаимообусловленные элементы:

- геологическая модель залежи;
- гидродинамическая модель месторождения;
- выбор варианта отбора пластовых флюидов и местоположение забоев скважин;
- технико-технологические показатели рекомендуемого варианта разработки месторождения;
- проектирование скважин;
- методика проведения внутрискважинных работ;
- проектирование технологических объектов, трубопроводов и платформ.

Основной целью геолого-геофизического моделирования является обеспечение надежной основы для подсчета запасов, проектирования разработки и создания постоянно действующей модели месторождения для его последующего мониторинга на протяжении всей жизни объекта. Высокая стоимость буровых работ на шельфе обусловила малое количество морских поисковых и разведочных скважин на месторождениях, в связи с чем возникает задача максимально точного моделирования залежи при минимальном количестве фактического геологического материала. Новые продуктивные пласты оценивает многопрофильная группа квалифицированных

комплекс, в состав которого входят специализированные стенды для исследований: вертикальных потоков; наклонных и субгоризонтальных потоков; потоков в трубопроводах сложной конфигурации (воспроизводящей рельеф местности, в том числе профиль морского дна для подводных трубопроводов); методов промысловой диагностики газожидкостных потоков; распространения скорости упругих колебаний в многофазных потоках; влияния различных воздействий на поток с целью улучшения его гидродинамических характеристик.

Ключевые слова

морские газоконденсатные месторождения, обработка исходных данных, экспериментальные исследования, теоретические исследования, продуктивность скважин, многофазные вертикальные потоки, наклонные потоки, субгоризонтальные потоки

специалистов по петрофизике, геологии, геофизике, сейсмической инверсии и физике горных пород, что, однако, не исключает многовариантность и субъективность принимаемых решений.

Гидродинамические модели базируются на совокупности геолого-геофизических и промысловых данных, результатах разведочного бурения, а также на данных по фактической истории разработки. Используемые для построения гидродинамических моделей параметры пластов и флюидов определяются по результатам геофизических и лабораторных исследований, испытаний разведочных скважин и продуктивных пластов. Число вариантов разработки, рассчитываемых при обосновании системы освоения месторождения, исчисляется, как правило, сотнями. Многообразие вариантов разработки морских месторождений обусловлено как возможностями использования различных технологий обустройства (скважинами с большим отходом от вертикали, совокупностью вертикальных и многоствольных скважин, «интеллектуальными» скважинами, с возможностью настройки режимов добычи), так и возможностями изменения практически всех параметров разработки (расположения скважин, типа заканчивания и дебитов скважин), которые могут уточняться с помощью гидродинамической модели по информации, получаемой со скважины в ходе разведочного, оценочного и эксплуатационного бурения.

Эффективное дренирование продуктивного пласта — с использованием минимально возможного количества скважин для добычи максимального объема нефти и газа с наиболее выгодным темпом отбора — играет ключевую роль в обеспечении рентабельности при планировании работ на морских месторождениях. Однако комплексный подход включает в себя не только простое обеспечение максимальной площади контакта вскрытого участка ствола скважины с пластом-коллектором, что является наиболее распространенным решением при строительстве скважин с большими отходами от вертикали. Схемы заканчивания таких скважин должны также учитывать оптимальный дебит в долгосрочной перспективе, для чего необходимо соблюдение баланса между накопленной добычей и общей прибылью, а также обеспечение высокого коэффициента извлечения продукции. Хорошо спланированная стратегия разработки и обустройства всего месторождения играет ключевую роль в обеспечении эффективного конечного суммарного извлечения нефти и газа, включает в себя: обоснование конфигурации заканчивания и местоположения скважин, типов и размеров промысловых объектов и технологического оборудования, а также решения о проведении внутрискважинных работ.

К сожалению, практически все месторождения российского шельфа расположены в районах с экстремальными

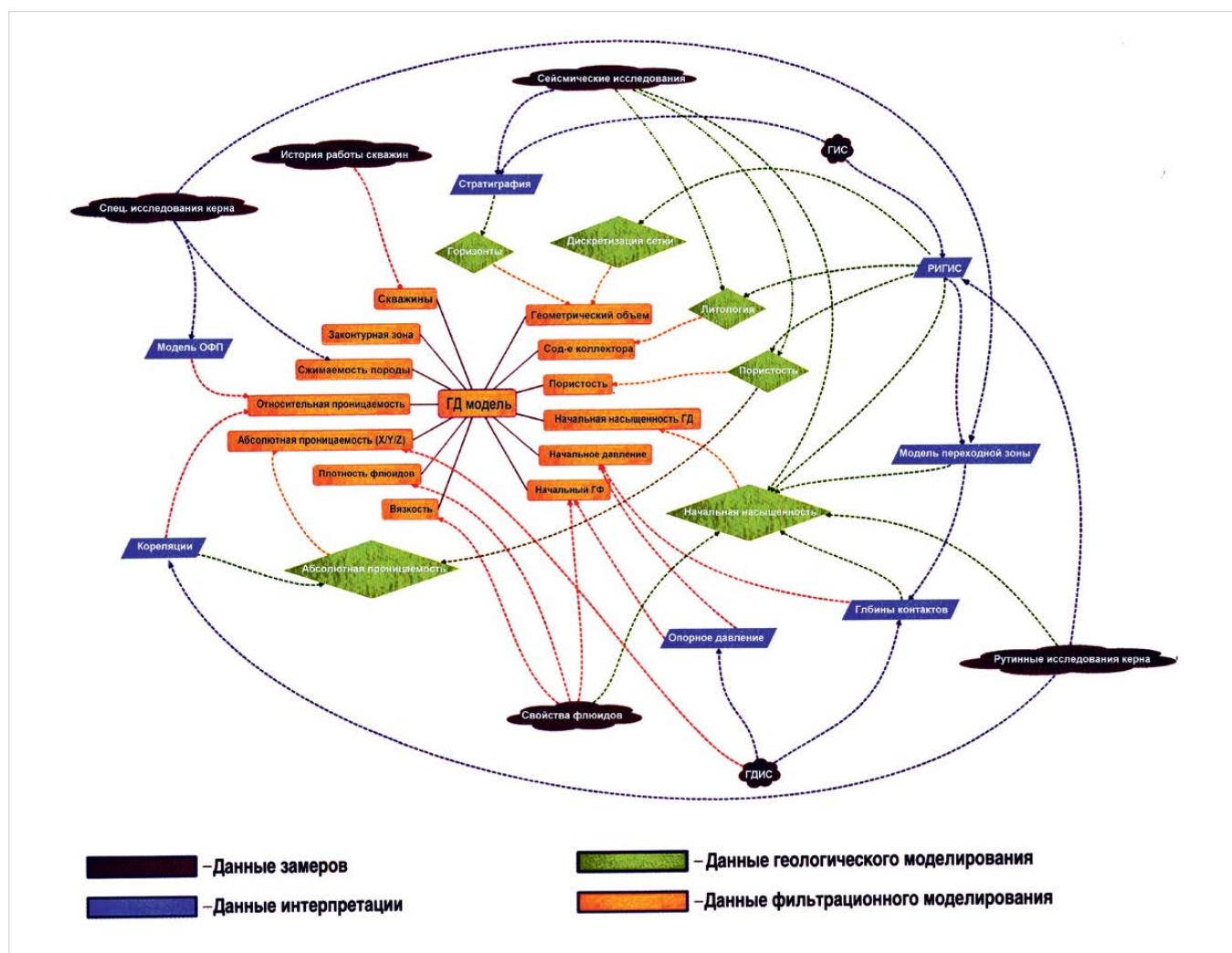


Рис. 1 — Схема взаимодействия источников данных и методов построения моделей
Fig. 1 — The interaction of data sources and methods for constructing models

природно-климатическими условиями. Например, длительность навигационного периода, в течение которого возможен доступ к скважинам и другим подводным промышленным объектам, составляет около 3 мес. В таких условиях при невозможности прямого доступа к подводным объектам обустройства в течение длительного времени возрастает актуальность достоверного прогноза параметров термогидродинамических процессов по всей технологической цепочке «пласт–скважина–шлейф–межпромысловый трубопровод–УКПГ–система переработки–потребитель». В связи с этим особую

трудность вызывает обоснование технологического режима работы горизонтальных скважин, для которого требуются, как минимум, два главных элемента: результаты специальных исследований, проведенных для обоснования режима работы скважин при стационарных режимах фильтрации, и теоретические основы процессов, происходящих в пласте (в том числе, в условиях деформации и разрушения призабойной зоны), во вскрытых интервалах и лифтовых трубах скважин в условиях обводнения подошвенной водой, образования пробок, коррозии и т.д. Адекватный прогноз параметров

этих процессов непосредственно в рамках применяемых моделей практически неосуществим даже при сгущении расчётных сеток, поэтому при прогнозировании показателей разработки необходимо ориентироваться на результаты экспериментальных исследований.

Для проведения широкого спектра исследований в области многофазной гидродинамики в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» был разработан и построен специализированный исследовательский комплекс, состоящий из группы независимо функционирующих экспериментальных стендов, объединенных единой коммуникационной системой и позволяющих проводить работы по следующим направлениям:

1) Исследования закономерностей многофазной гидродинамики:

- вертикальных, наклонных и горизонтальных потоков;
- потоков в шлейфах сложного профиля;
- потоков в трубах не круглого (кольцевого и др.) и переменного сечения;
- потоков углеводородных смесей различного состава;
- многофазных потоков «газ–вода–конденсат» и «газ–жидкость–твёрдые включения»;
- локальной структуры и пульсационных процессов в потоках;
- волновых воздействий на характеристики многофазных потоков;
- гидродинамики однофазных газов в трубах промышленного сортамента и т.д.

2) Отработка технологий эксплуатации промысловых систем:

- колтюбинговые технологии;
- транспортирование газожидкостных смесей и их компонентов по нескольким разделяющимся каналам (концентрический лифт и др.);
- увеличение скорости потока путем дополнительной подачи газа с целью улучшения условий выноса жидкой фазы (газlift и др.);
- воздействие ПАВ на многофазные течения;
- исследования работы плунжерного лифта;
- моделирование совместной работы призабойной зоны и скважины;
- моделирование эксплуатации нескольких скважин общим шлейфом и т.д.

3) Испытания оборудования:

- исследование влияния свойств внутренних поверхностей стенок труб на гидродинамические характеристики многофазных потоков;
- исследование гидравлических характеристик запорно-регулирующей арматуры;
- испытания скважинного и наземного оборудования, в том числе, измерительного в условиях многофазности потоков;
- исследование абразивного износа оборудования и т.д.

4) Создание банка экспериментальных данных по многофазной гидродинамике.

В таб. 1 указаны общие технические характеристики экспериментального комплекса.

Стенд для исследований вертикальных, наклонных и горизонтальных потоков (рис. 2) позволяет изучать потоки в трубах промышленного сортамента, а также в трубах некруглого сечения, в том числе, в межтрубных кольцевых пространствах, что актуально для разработки нетрадиционных технологий эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений, в продукции которых содержится жидкость. В последнее время актуальность исследований наклонных и субгоризонтальных потоков резко возросла, поскольку существующая тенденция увеличения количества горизонтальных скважин требует



Рис. 2 — Стенд для исследований вертикальных, наклонных и горизонтальных газожидкостных потоков

Fig. 2 — The stand for research of vertical, inclined and horizontal gas-liquid flows

Диаметры испытываемых труб, см	6,2–22,0
Длина испытываемых труб, м	10–50
Зенитный угол наклона труб, градусы	0–90
Дебиты газа, тыс. м³/сут	10–180
Дебиты жидкости, м³/сут	0,0–10,0
Давление, МПа	0,1–4,0

Таб. 1 — Характеристики экспериментального комплекса
Tab. 1 — Characteristics of the experimental complex

новых технических и технологических решений, обеспечивающих их эксплуатацию без накопления жидкости во вскрытых субгоризонтальных участках. Оборудование стенда позволяет менять угол наклона исследуемого потока в пределах от 0 до 90 градусов к вертикали.

Возросла также значимость исследований потоков в трубопроводах (шлейфах) сложного профиля, что связано с тенденцией увеличения времени доставки продукции скважины к местам переработки и необходимостью разработки способов эксплуатации промысловых систем, исключающих накопление жидкости на всех участках транспортного тракта. Стенд для таких исследований состоит из секций труб промыслового сортамента, соединенных между собой гибкими полимерными трубами соответствующего диаметра, позволяющими независимо изменять углы наклона отдельных секций трубопровода (рис. 3).

Большое практическое значение имеют исследования способов очистки различных участков тракта движения продукции скважин (забоев, стволов скважин, шлейфов) от накопленной жидкости. Исследования такого характера проводятся в вертикальных, наклонных и субгоризонтальных трубах.

Изучение распространения упругих колебаний в динамических газожидкостных потоках имеет две цели: с одной стороны, изучение влияния волновых воздействий на структуры и характеристики потоков с целью создания новых технологий, облегчающих транспортировку многофазных смесей по всему тракту от пласта до УКПГ, с другой стороны, создание новых методов получения оперативной промысловой информации и контроля характеристик потоков в скважинах и промысловых системах.

В числе воздействий на газожидкостные потоки, улучшающие их гидродинамические характеристики, особое место занимает искусственное изменение физико-химического состава потока путем добавления в него дополнительных компонентов, направленное на изменение свойств отдельных фаз и/или динамики их взаимодействия. В качестве таких компонентов часто выступают поверхностно-активные вещества (ПАВ). Несмотря на значительный опыт их использования в газодобывающей отрасли, эффект от применения ПАВ до сих пор преимущественно основывается на эмпирике «проб и ошибок». Данное направление исследований

является актуальным и перспективным, в связи с чем в состав экспериментального комплекса включен специальный блок, обеспечивающий добавление в поток различных жидких компонентов, а также формирование равномерной структуры газожидкостной смеси и ее подачу в исследуемый трубопровод.

На основе экспериментальных результатов проводится цикл аналитических работ.

1) Усовершенствование и разработка расчетных моделей:

- анализ особенностей гидродинамики многофазных потоков в промысловых условиях;
- разработка новых расчетных моделей и повышение точности существующих;
- разработка гидродинамических моделей потоков с твердыми частицами;
- изучение условий устойчивости динамических многофазных систем;
- расширение спектра математических методов для описания многофазной гидродинамики (теории фракталов, случайных процессов, хаоса, нечетких множеств и т.д.) и т.д.

2) Разработка программных средств:

- разработка программных комплексов для расчетов технологических режимов работы скважин, шлейфов, наземных коммуникаций, УКПГ, промыслов;
- разработка алгоритмов и программных комплексов для управления системами промысла;
- разработка алгоритмов управления работой многозайных скважин и т.д.

3) Методические разработки:

- методические работы по выбору и обоснованию наиболее эффективных технологий эксплуатации скважин и промысловых систем, таких как оптимизация диаметров лифтовых труб и шлейфов, газлифт, концентрический лифт, применение гибких полимерных труб, плунжерный лифт, добавление ПАВ, дополнительное компримирование газа;
- теоретические и методические работы в области снижения рисков аварий по причине абразивного износа оборудования и т.д.

Итоги

Проведенные в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» комплексные экспериментальные и аналитические исследования многофазной гидродинамики на ряде месторождений суши позволили повысить прогнозную эффективность эксплуатации

скважин и промысловых систем при наличии в продукции жидкой фазы [3]. Анализ полученных результатов показывает, что даже малое количество жидкости накладывает существенные ограничения на диапазоны допустимых режимов эксплуатации, обостряя требования рационального использования упругой энергии пластового газа на всех этапах разработки месторождений. В частности, на Ковыктинском НГКМ, где содержание конденсата составляет всего 45–70 г/м³, наличие жидкости в продукции приводит к дополнительным ограничениям величин дебитов и давлений, а также выдвигает требования к оптимизации конструкций: стволов скважин — по диаметрам и углам наклона; вскрытых интервалов — по углам наклона, диаметрам и длинам; шлейфов — по диаметрам, длинам и рельефу укладки и т.д.

Выводы

Описанный исследовательский процесс обеспечивает повышение эффективности разработки морских газовых и газоконденсатных месторождений и предусматривает применение его результатов на стадиях проектирования, выбора конструкции скважин и элементов промыслового обустройства, определения режимов эксплуатации и алгоритмов управления промысловыми системами при конкретных геолого-промысловых и технических условиях со снижением влияния возможных негативных факторов, снижающих производительность скважин, трубопроводов и промыслов в целом.

Список литературы

1. Боженик Н.Н., Стрекалов А.В. Параметры неопределенности гидродинамических моделей – допустимость варьирования и степень влияния на конечный результат // Бурение и нефть. 2016. №7–8. С. 18–22.
2. Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С. Основы технологии добычи газа. М.: Недра, 2003. 880 с.
3. Федулов Д.М., Истомин В.А., Николаев О.В., Моисейкин П.А. Изменение свойств нестабильного углеводородного конденсата при движении флюида газоконденсатных месторождений в системе «пласт – скважина – шлейф» // Вести газовой науки. М.: Газпром ВНИИГАЗ. 2017. №2 (30).



Рис. 3 — Стенд для исследований газожидкостных потоков в шлейфах сложной конфигурации

Fig. 3 — Test bench for gas-liquid flows in complex flowline configuration

Predicting problems of offshore gas–oil–condensate fields development

UDC 622.691

Authors:

Dmitriy V. Lugay — Sc.D., general director of Gazprom VNIIGAZ, LLC

Marat N. Mansurov — Sc.D., professor, head of the department of R&D support of offshore projects; M.Mansurov@vniigaz.gazprom.ru

Sergey A. Borodin — Ph.D., acting the chief engineer

Oleg V. Nicolaev — Ph.D., head of the laboratory of gas-liquid flows modeling in gas production systems

Gazprom VNIIGAZ LLC, Moscow region, Russian Federation

Abstract

One of the most important problems of offshore gas-condensate field development (were an access to a well head is restricted) — is the accurate record of wells efficiency changes during continuous exploitation. In response to this problem it is necessary to do complex experimental and theoretical researches. On the basis of experimental researches it is possible to predict: gas-liquid flows parameters in vertical, inclined and horizontal pipe sections, in accordance with multiphase “gas-water-condensate” flows; parameters of oscillatory process and the wave effect in multiphase flows. The results of experimental researches make it possible to construct and specialize mathematical models, to provide them with the required accuracy and the ultimate gas recovery.

Materials and methods

The experimental unit, constructed in Gazprom VNIIGAZ LCC and designed to analyze gas-liquid flow characteristics in wells and flowlines, consists of special stands for the exploration: vertical flows; inclined and subhorizontal flows; pipe flows of complex configuration (reproducing the landscape, including sea-bottom, profile for offshore pipelines); methods of oilfield gas-liquid flows diagnostics; the elastic vibration speed extension in multiphase flows; the influence of different effects on the flow for the purpose of properties amplification. The article provides information about technical characteristics of experimental unit.

Results

The investigative and experimental researches of multiphase hydrodynamics in some onshore fields, that had been done by Gazprom VNIIGAZ LCC, made it possible to increase the predictive

efficiency of well operation and field systems in case of availability of fluid phase in the production [3].

The analysis of the results shows that even a little amount of fluid imposes significant constraints on the range of valid operating modes, focusing attention on requirements for rational use of reservoir gas elastic energy in the development stages.

In the Kovyktinskoe oil and gas-condensate field the concentration of the condensate is only 45–70 g/m³, the availability of fluid in the production leads to additional restrictions on the rate of recovery and pressures, and presses for the optimization of structures: in a well bores — diametrically and according to the inclination; in the opened-up zones — diametrically, according to the inclination of sizes and lengths; in the flowline — diametrically, according to the lengths and topography of the laying and etc.

Conclusions

The described research process provides efficiency of the development of offshore gas and condensate fields; the application of the results is necessary during different stages of design, choosing the downhole and field arrangement, operation conditions, management algorithms, under the specific geological and technical conditions, that is able to reduce possible negative influences on the field productivity of wells, pipelines.

Keywords

offshore gas condensate fields, the source data elaboration, experimental research, theoretical research, well productivity, multiphase vertical flows, inclined flows, subhorizontal flows

References

1. Bozhenyuk N.N., Strekalov A.V. *Parametry neopredelennosti gidrodinamicheskikh modeley – dopustimost' var'irovaniya i stepen' vliyaniya na konechnyy rezul'tat* [Uncertainty parameters of hydrodynamic models — the validity of the variation and the degree of influence on the final result]. *Burenie i nef't*, 2016, issue 7–8, pp. 18–22.
2. Mirzadzhanzade A.Kh., Kuznetsov O.L., Basniev K.S., Aliev Z.S. *Osnovy tekhnologii dobychi gaza* [Foundations of Gas Recovery Technology]. Moscow: Nedra, 2003, 880 p.
3. Fedulov D.M., Istomin V.A., Nikolaev O.V., Moiseykin P.A. *Izmenenie svoystv nestabil'nogo uglevodorodnogo kondensata pri dvizhenii flyuida gazokondensatnykh mestorozhdeniy v sisteme “plast–skvazhina–shleyf”* [A Change of properties of unstable hydrocarbon condensate during the movement of a fluid at gas-condensate fields in the system “reservoir–well–flowline”]. *Vesti gazovoy nauki*, Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017, issue 2 (30).

СЕМИНАР- КОНФЕРЕНЦИЯ

«Эксплуатация-добыча
нефти и газа, ремонт и
бурение горизонтальных
скважин»

11 -15 сентября 2017

г. Севастополь, Республика Крым, РФ



Инновационные
Технологии

+7 (3452) 534 009

togc@bk.ru, in_tech@bk.ru

WWW.TOGC.INFO