

вых вод, испарения влаги с поверхности земли, а также эффекты, связанные с температурными процессами. В целом статистическая обработка реальных и расчетных данных по их средним значениям и дисперсиям отклонений откликов моделей и натуральных систем подтверждает удовлетворительную адекватность математического описания рассматриваемых процессов.

## **ПРИНЦИПАЛЬНЫЕ ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КАСПИЯ**

**Г.А.Гамидов, Н.Д.Джафаров, М.С.Ягубов**

*ПО по добыче нефти и газа на море, ГосНИПИ "Гипроморнефтегаз"  
Республика Азербайджан*

В докладе изложены принципиальные основы проектирования разработки нефтегазовых месторождений Азербайджанского сектора южного Каспия.

В настоящее время в этом секторе открыты 27 месторождений нефти и газа, из которых 17 находятся в разработке, характеризующиеся сложным геологическим строением и многоэтажностью разреза. Глубина залегания нефтеносных объектов на месторождениях Сангачалы-Дуванный-Хара-Зира адасы, Булла-дениз и других достигает до 6500 м, глубина же моря на разрабатываемых месторождениях достигает 60 м, а на месторождении Гюнешли и Чираг – 300 м.

При составлении проектов разработки месторождений за основу принимаются геолого-физические и технологические принципы, которые разделяют их на три группы: 1) месторождения Апшероно-Прибалханский зоны (месторождения Зыря, Пираллахи, Нефт Дашлары, Гюняшли); 2) месторождения центрально-апшеронские (месторождения Гум-дениз, Бахар) и 3) месторождения южно-бакинские (месторождения Сангачалы-Дуванный-Хара-Зира адасы, Аляты-дениз, Булла-дениз).

Месторождения первой группы характеризуются многопластовостью. Многопластовость месторождений, начиная от Пираллахи, увеличивается

в направлении увеличения глубины моря и глубины залегания залежей и в Нефть Дашлары достигает 26 горизонтов. Также увеличивается насыщенность породы углеводородами (Гюнешли, Чираг, Азери, Кыпаз). Также улучшаются геолого-физические и энергетические свойства коллекторов и насыщающих флюидов этих месторождений, начиная от Пираллахы, б. Дарвина, Палчыг тапеси на юго-восток на месторождениях Нефть Дашлары, Гюнешли, Чираг, Азери.

Месторождения второй группы (Говсаны, Зых, Гум-дениз, Бахар) характеризуются аналогичными свойствами, как и в первой группе, причем в направлении увеличения глубины моря нефтяные горизонты переходят в нефтегазоконденсатные и являются глубокозалегающими ниже 4000 м.

Третья группа месторождений (Сангачалы-Дуванны-Хара-Зира адасы, 8 Марта, Алят-дениз, Булла-дениз) в отличие от месторождений первой и второй групп являются малопластовыми, глубокозалегающими и характеризуются сравнительно худшими коллекторскими свойствами, а также аномально высокими пластовыми давлениями. Специфические условия морских нефтяных месторождений с точки зрения экономической эффективности потребовали особого подхода к выбору принципиальных схем их разработки и создания соответствующих методов геолого-технологического проектирования. В частности, ограниченность сроков службы гидротехнических сооружений требует обеспечения более высоких темпов разработки морских месторождений по сравнению с аналогичными месторождениями на суше. Темпы разбуривания морских месторождений зависят от темпов и техники строительства гидротехнических сооружений, от глубины моря, глубины залегания объектов и др. Сетки скважин проектировались в связке с размещением приэстакадных площадок, с учетом предельно возможных отклонений забоя наклонно-направленных скважин при кустовом разбуривании площади. При разбуривании таких скважин в многопластовых месторождениях Гюнешли, Нефть Дашлары, Бахар и др. соблюдались условия минимального искажения сетки скважин по возвратным объектам.

При составлении проектов разработки глубокозалегающих морских месторождений разработана и внедрена методика определения темпа и по-

рядка разбуривания площадей в зависимости от следующих факторов: продуктивности скважин, ожидаемого коэффициента конечного нефтеизвлечения, планируемого общего числа скважин на морской стационарной платформе, сроков и технико-экономических показателей разработки.

Комплексное изучение вопросов проектирования разработки нефтяных месторождений требует рассматривать проблему выбора расчетных моделей и обоснования способов добычи нефти и газа. Ряд предложенных гидродинамических и статистических моделей, совместно учитывающих работу пласта и скважины, были использованы в практике технологического проектирования месторождений Гюнешли, Сангачалы-Дуванный-Хара-Зира адасы, Алят-дениз и др. Были применены гидродинамические модели фильтрации трехфазных смесей в двухмерных и трехмерных однородных и неоднородных пористых средах. Для оценки начальных извлекаемых запасов нефти и конечного коэффициента нефтеотдачи пластов была использована зависимость между накопленной добычей нефти и суммарной добычей флюидов.

К бесспорным преимуществам содержательных моделей перед эмпирическими относятся следующие: во-первых, они описывают все стадии разработки, во-вторых, основной для них в большинстве случаев служит гидродинамическая теория фильтрации многофазных жидкостей в однородных и неоднородных пористых средах.

Развитие нефтяной промышленности в Азербайджане связано в основном с выявлением перспективных нефтегазовых структур на южном Каспии. Прогнозные запасы нефти и газа в глубоководной части южного Каспия в настоящее время изучены недостаточно. В этих зонах продуктивные объекты находятся ниже глубины 5000-6000 м.

Многие эксперты оценивают запасы углеводородов в азербайджанском секторе южного Каспия в условном топливе от 4 до 10 миллиардов тонн, и это привлекает многие нефтяные компании к региону Южно-Каспийского бассейна.

Освоение глубокозалегающих морских месторождений связано с рядом сложных технических и технологических проблем, которые требуют крупных капитальных вложений. Вовлечение в разведку и разработку новых

участков (структур) акватории со сложными условиями требует дополнительных денежных средств. Эффективность указанных капвложений прежде всего определяется оптимальностью вариантов разработки месторождений. При составлении проектов разработки новых структур необходимо учитывать вышеуказанные геолого-технологические особенности разрабатываемых месторождений.

## **ТОРМОЖЕНИЕ СВЕРХЗВУКОВОГО ПОТОКА ВЯЗКОГО ГАЗА В ПЛОСКОМ КАНАЛЕ ПРИ НАЛИЧИИ ТЕПЛООБМЕНА ЧЕРЕЗ БОКОВЫЕ СТЕНКИ КАНАЛА**

**А.Н.Гильманов, Т.С.Гусева**

*Институт механики и машиностроения КазНЦ РАН  
420111, Казань, ул. Лобачевского, 2/31  
gilmanov@dionis.kfti.kcn.ru*

**Введение.** Торможение сверхзвуковых потоков вязкого газа в плоских каналах широко применяется в авиационной и космической технике. Известно, что этот процесс в реальном движении с трением происходит не непрерывно, а путем образования скачков уплотнения. Однако непрерывный переход через критическую скорость теоретически возможен при наличии еще хотя бы одного воздействия, которое могло бы компенсировать трение [1]. В данной работе основное внимание направлено на тепловое воздействие, осуществляемое посредством теплообмена через боковые стенки канала.

Цель работы – установление закономерностей, описывающих влияние теплообмена на процесс торможения.

**Метод решения и результаты расчетов.** На первом этапе исследований построена одномерная модель явления торможения, основанная на системе нестационарных уравнений Эйлера.

Второй этап численного моделирования представляет развитие исследований, результаты которых опубликованы в [2], и заключается в двумерном моделировании торможения сверхзвукового потока вязкого газа в плоском канале при наличии теплообмена через боковые стенки канала.