

МЕТОД АДАПТАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В УСЛОВИЯХ ОТСУТСТВИЯ ИНФОРМАЦИИ ПО ДОБЫЧЕ ГАЗА

Аббасова С.А.

Ташкентский государственный технический университет им. И.Каримова – Ташкент: Узбекистан.

АННОТАЦИЯ

В статье приведены результаты адаптации гидродинамической модели газоконденсатного месторождения Эрназар в условиях отсутствия информации о запасах и состоянии разработки по участку месторождения, расположенного за пределами границы Республики Узбекистан. Актуальность исследования обусловлена тем, что основные подходы при прогнозировании уровней добычи углеводородов и принятии концептуальных проектных решений основывается на использовании интегрированных геолого-гидродинамических моделей. По причине отсутствия полного объёма необходимых геолого-промысловых данных на момент построения, созданная цифровая фильтрационная модель имеет ряд ограничений применимости и в дальнейшем, по мере поступления дополнительных исходных данных, необходимо ее обновление и актуализация. Полученные результаты позволяют рекомендовать использованный метод адаптации расчетной к фактической добыче газа при создании гидродинамических моделей газоконденсатных месторождений, разрабатываемых в аналогичных условиях.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Месторождение, углеводороды, модель, разработка, факт, расчет, давление, скважина, отклонение.

ABSTRACT

The article presents the results of adapting the hydrodynamic model of the Ernazar gas condensate field in the absence of information on reserves and the state of development of the field section located outside the border of the Republic of Uzbekistan. The relevance of the study is due to the fact that the main approaches to predicting hydrocarbon production levels and making conceptual design decisions are based on the use of integrated geological and hydrodynamic models. Due to the lack of the full volume of necessary geological and field data at the time of construction, the created digital filtration model has a number of limitations of applicability and in the future, as additional initial data becomes available, it needs to be updated and updated. The results obtained allow us to recommend the used method of adapting the calculated to the actual gas production when creating hydrodynamic models of gas condensate fields developed under similar conditions.

KEYWORDS: Field, hydrocarbons, model, development, fact, estimation, pressure, well, deviation.

В настоящее время разработка месторождений углеводородов осуществляется на основе трёхмерного геологического и гидродинамического моделирования. Гидродинамические модели месторождений углеводородов, полученные на основе геологических моделей требуют коррекции фильтрационно-емкостных пара-

метров для повторения истории разработки. Процесс расчетов по восстановлению истории разработки на гидродинамических симуляторах с целью приближения результатов моделирования к промысловым данным называют «history matching» или «адаптация модели к промысловым данным» [1-2].

На основе накопленного опыта построения гидродинамических моделей сформулированы три принципа проектной адаптации гидродинамических моделей к промысловым данным [3-4]:

1) фактические, промысловые данные не могут быть изменены или отбракованы после начала процесса адаптации;

2) отклонения между расчетными и фактическими промысловыми данными в течении истории разработки должен быть минимальным;

3) коэффициент жесткости гидродинамической модели должен быть больше единицы.

Выполнение этих принципов позволяют избежать некоторых распространенных ошибок и заблуждений, возникающих в практической работе.

При решении задач гидродинамической теории фильтрации выделяют прямые и обратные задачи. Важнейшие прямые активные задачи – задачи определения полей давлений, нефти и газонасыщенности и водонасыщенности в пласте – объекте разработки с системой скважин. Важнейшие прямые пассивные задачи – определение конфигурации подвижной границы нефтяной или газовой зоны и скорости их продвижения с целью установления сроков прорыва вытесняющего флюида в скважины и вычисления текущего коэффициентов извлечения нефти или газа. «Активные» обратные задачи – задачи управления, регулирования процесса разработки пласта или месторождения.

Для построения геологических и гидродинамических моделей, адекватных реальным объектам, необходим большой объем достоверных исходных данных. Все известные компьютерные системы моделирования исходят из наличия таких данных. Для построения геологических моделей необходимы данные сейсморазведки и исследований промысловой геофизики, результаты их интерпретации, данные инклинометрии скважин, количественные определения коэффициента пористости, проницаемости, водонасыщенности и качественные исследования и описание керна, сведения о составах и минерализации грунтовых вод [5].

Для построения гидродинамических моделей необходимы результаты интерпретации исследований керна, месячная история разработки месторождения, режимы работы и забойные давления скважин.

Однако на практике вследствие объективных и субъективных причин нередко случаи недостаточности или отсутствия необходимых исходных данных для построения геологических и гидродинамических моделей. Например, ряд месторождений находятся и разрабатываются различными недропользователями, а часть некоторых находятся на территории сопредельных стран, что является причиной отсутствия информации по значительной части объекта моделирования.

Рассмотрим решение этой проблемы на примере газоконденсатного месторождения Эрназар, открытого в 2009 г. и введенного в опытно-промышленную эксплуатацию в 2010 г. Часть данного месторождения находится за пределами территории Республики Узбекистан по которой не имеется геолого-промысловая информация для построения геолого-гидродинамической модели.

Общие сведения о газоконденсатном месторождении Эрназар:

- продуктивные XV+XVa горизонты, представленные известняками верхнеюрских карбонатных отложений;
- начальное пластовое давление – 61.02 МПа;
- начальная пластовая температура – 399.9° К;
- плотность газа – 0.7895 кг/м³;
- коэффициент сверхсжимаемости газа при начальном пластовом давлении 1.31;
- начальное содержание конденсата в сухом газе – 0.0367 г/м³;
- плотность пластовой конденсата – 800.3 кг/м³;
- плотность пластовой воды – 1065 кг/м³.

Показатели разработки газоконденсатного месторождения Эрназар по состоянию на 01.06.2023 г.:

- общий фонд пробуренных скважин – 16 ед., в том числе действующих – 8 ед., в капитальном ремонте – 1 ед., в ожидании капиталь-

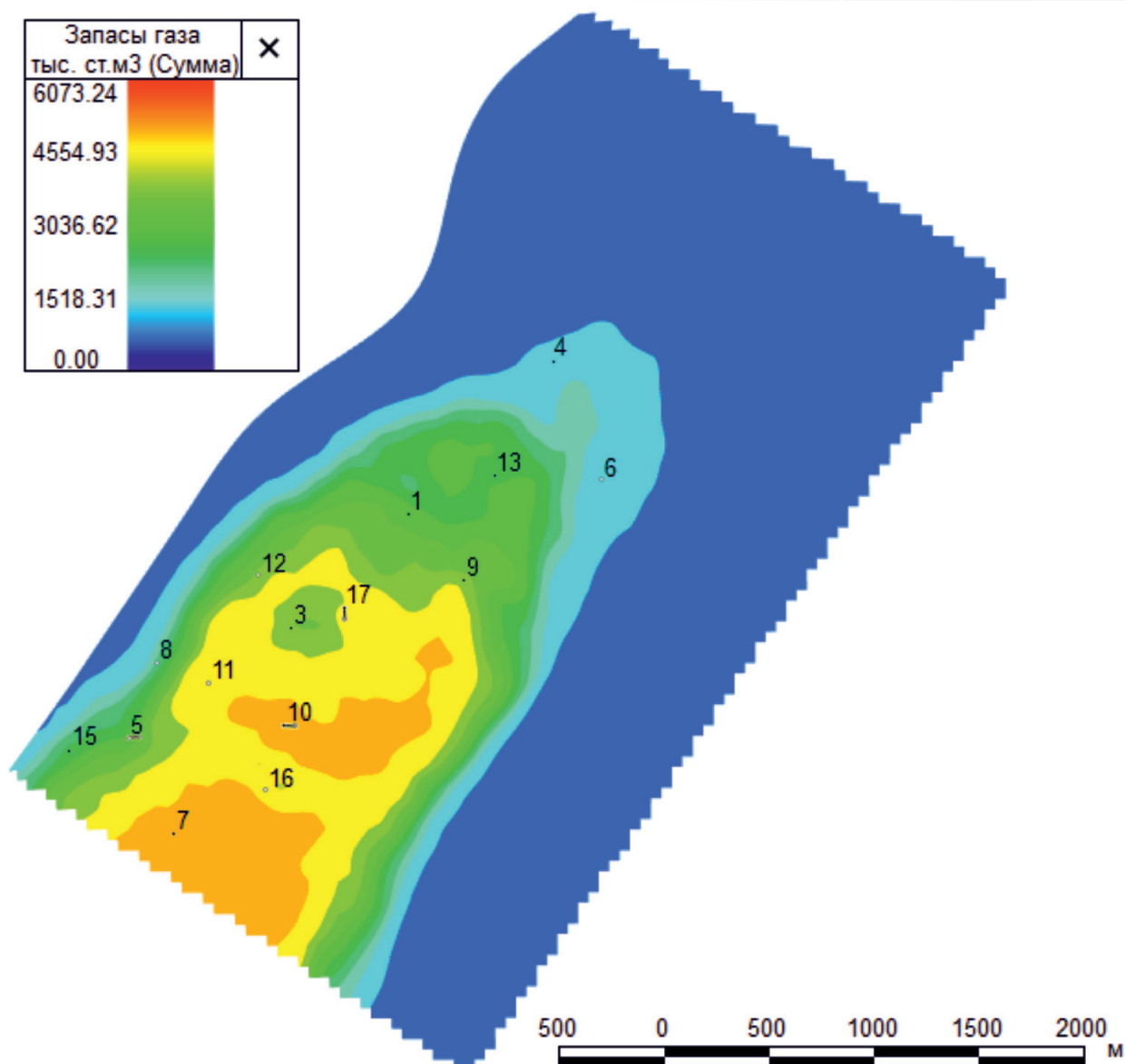


Рис. 1. Карта распределения начальных запасов газа месторождения Эрназар.

ного ремонта – 1 ед., контрольные – 5 ед., ликвидированные – 1 ед.;

– накопленная добыча газа – 3734.8 млн.м³;

– накопленная добыча конденсата – 126.3 тыс.т.;

– текущий дебит газа по месторождению – 243.3 тыс.м³/сут;

– текущий дебит конденсата по месторождению – 6.1 т/сут;

– текущий коэффициент извлечения газа – 0.569;

– текущий коэффициент извлечения конденсата – 0.528;

С использованием программного продукта «Petrel» построена геологическая модель и со-

ставлена карта распределения начальных запасов газа по площади газоносности (рис.1).

По результатам построенной геологической модели подсчитаны начальные запасы газа, объемы которого расходятся от величины утвержденных, подсчитанных объемным методом, менее 1%, что свидетельствует о высокой достоверности созданной геологической модели газоконденсатного месторождения Эрназар.

На основе созданной геологической модели с использованием гидродинамического симулятора «Eclipse» от Schlumberger построена гидродинамическая (фильтрационная) модель газоконденсатного месторождения Эрназар.

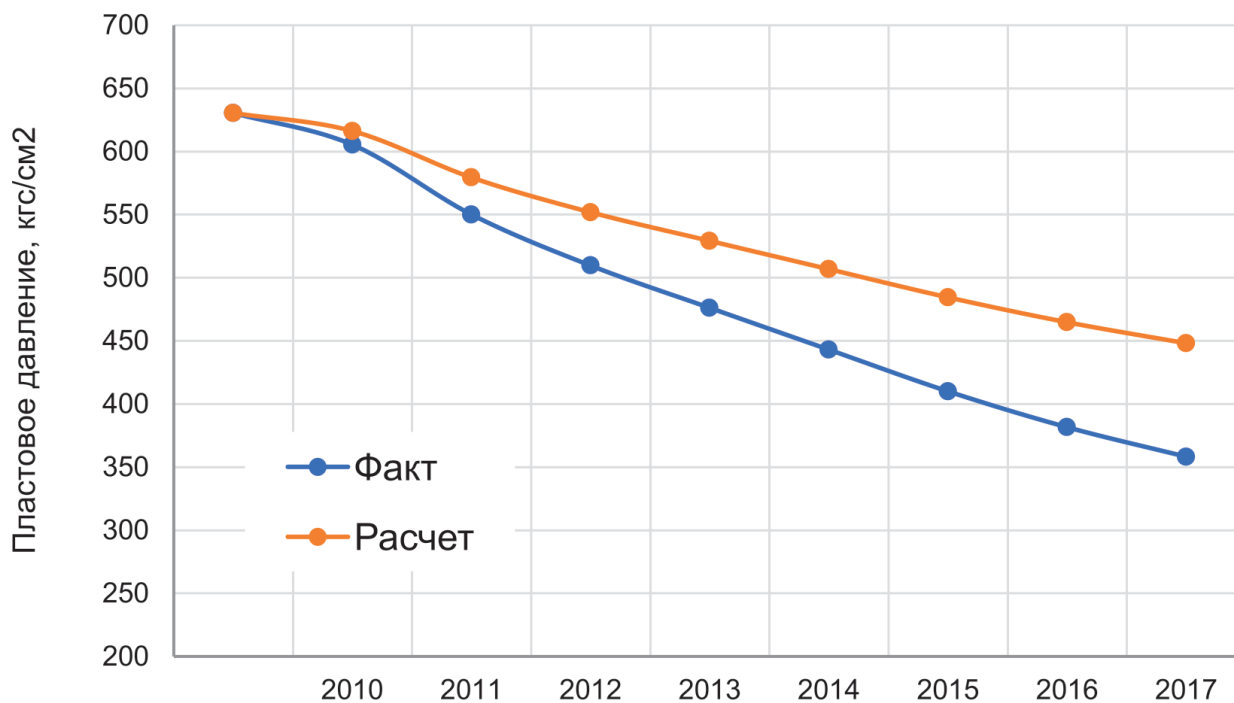


Рис. 2. Сопоставление величины расчетного и фактического пластового давления месторождения Эрназар.

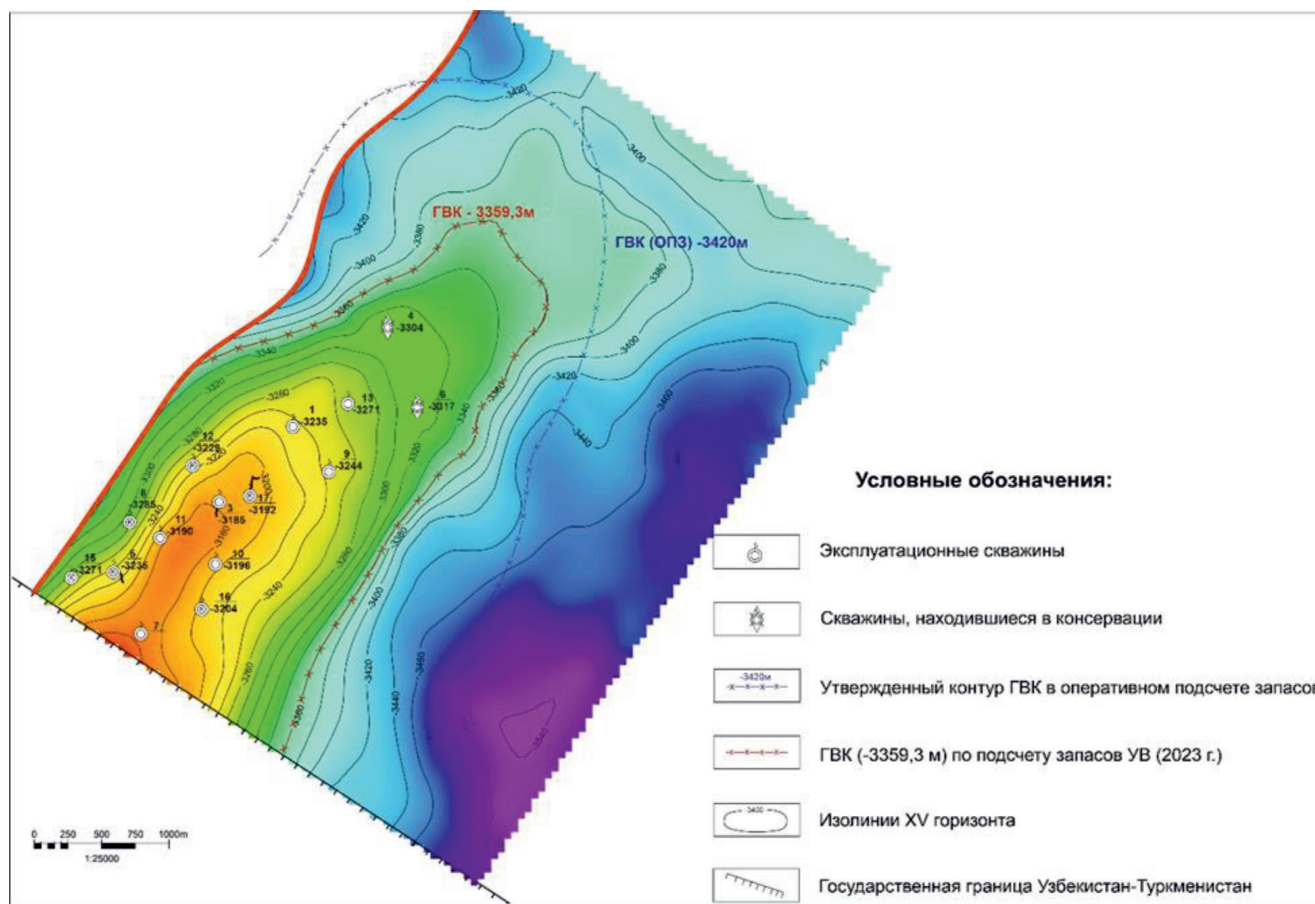
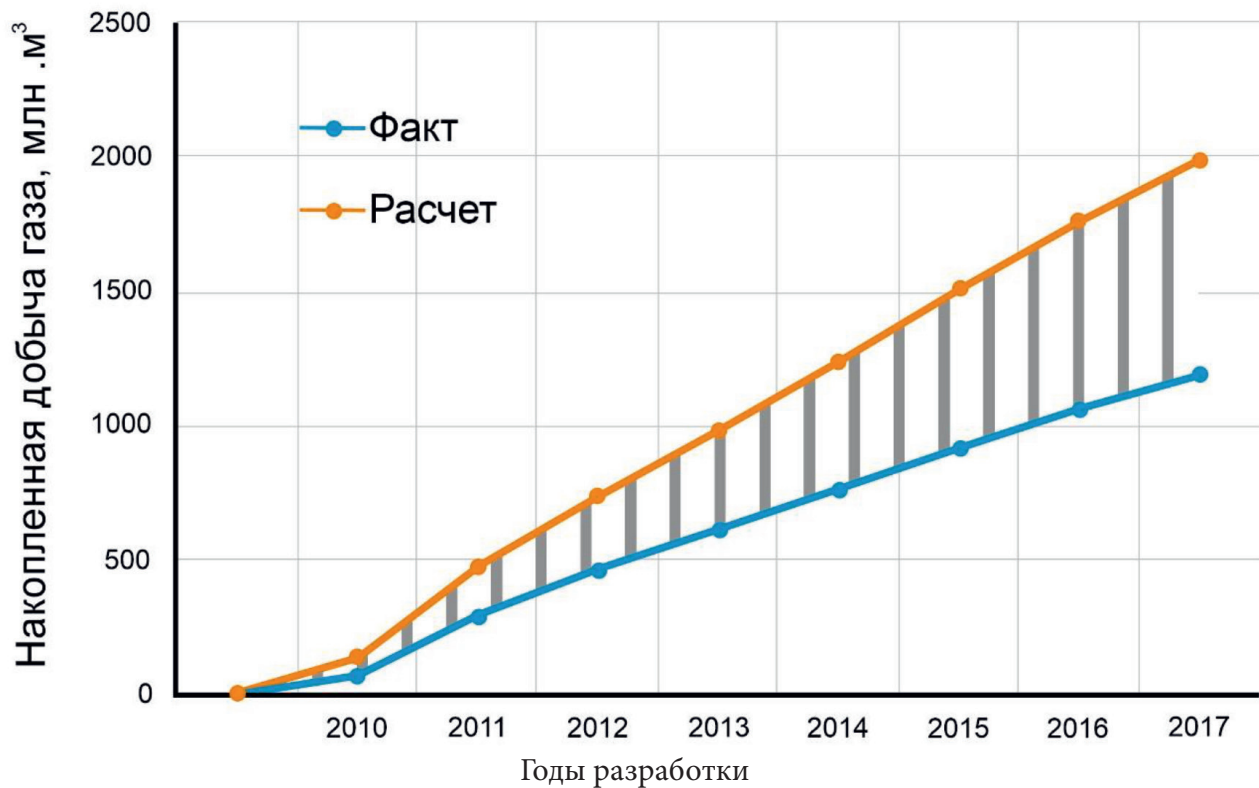


Рис. 3. Структурная карта по кровле XV горизонта месторождения Эрназар.



Объем газа отобранный из заграничного участка месторождения

Рис. 4. Сопоставление расчетной и фактической добычи газа.

Адаптация гидродинамической модели с по динамике пластового давления. Сопостав- фактическими показателями осуществлено ление расчетного и фактического пластового

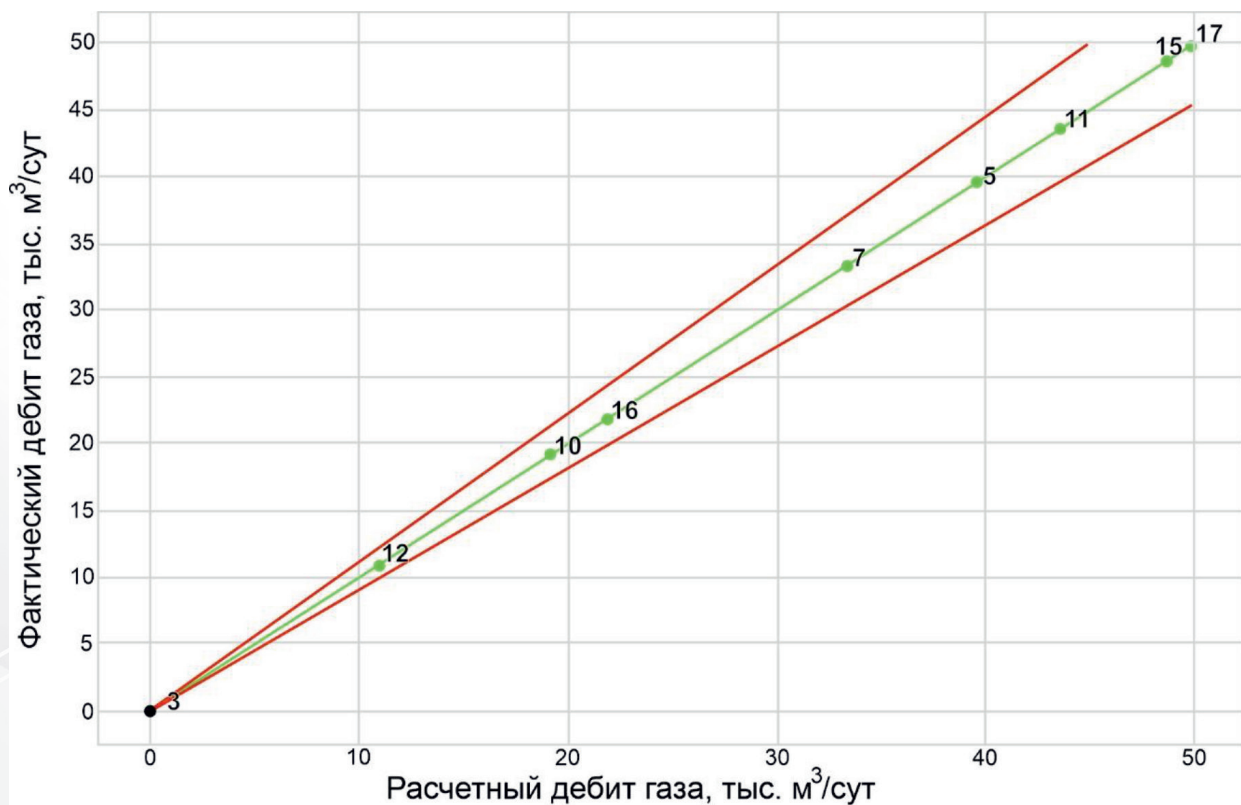


Рис. 5. Зависимость расчетной и фактической добычи газа.

давления показывает на значительное их расхождение (рис. 2). Основной причиной такого большого расхождения, при достоверности начальных запасов газа, может быть объяснено перетоком и отбором газа на заграничной зоне месторождения (рис.3).

В связи этим по величине расхождения пластового давления, методом материального баланса были определены годовые и накопленные объемы газа, соответствующие фактическому изменению пластового давления по годам разработки (рис. 4).

Результаты расчетов методом материального баланса показывает, что расхождение расчетной и фактической накопленной добычи газа за рассматриваемый период разработки (2010-2017 гг.) составило 793 млн. м³. Разница

расчетной и фактической накопленной добычи газа 33.4%, что свидетельствует о существенном влиянии недостающих данных по отбору газа из заграничной части месторождения. Высокая достоверность примененного метода адаптации гидродинамической модели к истории разработки подтверждается высокой корреляционной зависимостью между расчетной и фактической накопленной добычей газа не только по месторождению, но и отдельно по каждой скважине (рис.5).

Полученные результаты позволяют рекомендовать использованный метод адаптации расчетной к фактической добыче газа при создании гидродинамических моделей газоконденсатных месторождений, разрабатываемых в аналогичных условиях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Плынин В.В. *Четыре принципа корректной адаптации гидродинамической модели к промысловым данным*// Нефтяное хозяйство, 2006. - №10.-С.50-56.
2. Батулин А.Ю., Посохова В.Н. *Обеспечение адекватности фильтрационной модели начальному состоянию залежи на стадии упрощенной детальной геологической модели*// Нефтяное хозяйство, 2007. - №7. С. 128-131.
3. *Анализ неопределённостей на примере адаптации модели реального месторождения*// Нефтепромысловое дело, 2013.- №2.-С.8-12.
4. Cheng Hao, Wen Xian-Huan, William Milliken, Datta-Gupta Akhil// *Field Experiences with Assisted and Automatic History Matching Using Streamline Models*//SPE 89957.Houston, Sep. 26-29. 2004.
5. *Гладков, Е. А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа: Учебное пособие* / Е. А. Гладков; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 99 с.