

Определение уровней отбора газа в сеноманских залежах с учетом геолого-технологических ограничений газодобывающего комплекса

А.В. Красовский

к.т.н.¹

AKrasovskiy@gazpromproject.ru

С.Л. Голофаст

д.т.н., профессор¹

SGolofast@gazpromproject.ru

Е.С. Зимин²

EZimin@gazpromproject.ru

¹ООО «Газпром проектирование», Санкт-Петербург, Россия

²Тюменский филиал ООО «Газпром проектирование», Тюмень, Россия

Выполнен анализ рисков, возникающих при разработке газовых месторождений на завершающей стадии. На основе геолого-технологического моделирования выполнен расчет прогнозных технологических показателей разработки. Рассмотрена возможность интеграции алгоритмов по определению минимальных и максимальных уровней отбора газа в геолого-технологическую модель. Выполнен расчет минимальных и максимальных уровней отбора с учетом оптимального режима эксплуатации фонда скважин и технологического оборудования типового газового промысла Западной Сибири.

Материалы и методы

Для построения трехмерной геологотехнологической модели использовался симулятор Eclipse Schlumberger, оптимальные режимы работы наземного оборудования промысла определены на основе норм технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа (СТО Газпром НТП 1.8-001-2004).

Ключевые слова

геолого-технологическая модель, технологический режим работы скважин, газовые месторождения, газодобывающий комплекс

Стратегия развития предприятий ТЭК заключается в гарантированном и бесперебойном удовлетворении спроса на газ [1]. В настоящее время основная часть добычи природного газа Российской Федерации приходится на сеноманские отложения Западной Сибири. Большинство месторождений на сеноманских залежах введено в эксплуатацию более 25 лет назад, и на сегодняшний день они вступили в стадию падающей добычи. Для данной стадии характерны условия разработки, связанные с обводнением залежи [4], интенсивными водо- и пескопроявлениями. Внедрение пластовых вод в газонасыщенную часть залежи приводит к частичному заземлению запасов газа, увеличению обводненности, «самозадавливание» эксплуатационных скважин, разрушению призабойной зоны пласта, образованию песчаных и газогидратных пробок на забое, а также выносу механических примесей. В случае отсутствия мероприятий по снижению влияния водо- и пескопроявлений в процессе эксплуатации промысла, увеличивается вероятность возникновения аварийных ситуаций, связанных с абразивным износом устьевого оборудования. Следствием этого является уменьшение численности эксплуатационного фонда и снижение добычных возможностей промысла в целом. Снижение рисков возникновения приведенных выше проблем в процессе разработки газовых месторождений возможно на основе регулирования режимов работы газовых скважин и перераспределения отборов между промыслами, кустами скважин даже без проведения геолого-технологических мероприятий. Особую актуальность имеет проблема регулирования уровней отбора газа с кустов и даже с конкретных скважин на месторождениях, находящихся на завершающем этапе разработки, путем поддержания минимально и максимально допустимых уровней отбора газа с соблюдением принципа рациональной разработки недр.

Для выбора оптимальных уровней отбора газа по сеноманским газовым залежам необходимо обоснование допустимых минимальных и максимальных суточных отборов в каждый момент времени с учетом всех геолого-технологических ограничений на весь газовый промысел, включающий в себя объект разработки, эксплуатационные скважины с устьевым оборудованием и обвязкой, системе сбора, транспорта и подготовки продукции, комплекс компримирования, на основе утвержденного сценария развития разработки с применением геолого-технологического моделирования.

Учитывая опыт разработки и эксплуатации сеноманских газовых залежей, минимальные отборы газа необходимо

определять с учетом минимально допустимых скоростей течения газожидкостной смеси в стволе эксплуатационных скважин, необходимых для выноса пластовой и конденсационной воды с забоя скважин [2]. В случае снижения скорости меньше необходимой, возможно «самозадавливание» скважины, что подразумевает необходимость применения технологических решений по предотвращению проявления этого эффекта. Как правило, при снижении скорости потока газа на устье скважин, наблюдается аналогичный эффект газосборных сетях (далее — ГСС), что в последствии увеличит риск перекрытия сечения трубопровода водой и, в результате, увеличит риск коррозии промысловых трубопроводов либо перемерзания части коллектора при отрицательных температурах.

Помимо эксплуатационных режимов работы фонда скважин, необходимо рассмотреть также минимальную пропускную способность комплекса промысловой дожимной компрессорной станции (далее — ДКС) для оптимального режима работы наземного оборудования промысла.

Максимальные отборы газа необходимо определять, исходя из максимальной пропускной способности установки комплексной подготовки газа (УКПГ) и мощности комплекса ДКС. Ограничением на скважинах будет являться максимальная скорость газожидкостного потока, величина которой, при наличии в продукции механических примесей, определяет вероятность проявления абразивного износа как устьевого оборудования эксплуатационных скважин, так и элементов ГСС — собственно трубопроводов, соединительных элементов, задвижек и регуляторов [3].

В настоящее время гидродинамическое моделирование повсеместно используется для анализа, контроля и прогнозирования процессов разработки с возможностью учета практически всех геолого-технологических ограничений, снижения вероятности возникновения отрицательных последствий при разработке газовых залежей на неоптимальных режимах эксплуатации скважин. При проектировании разработки месторождений, расчете сценариев развития газовых промыслов как единой системы, необходим комплексный подход к определению минимальных и максимальных отборов газовых залежей с учетом оптимальных режимов работы эксплуатационных скважин, устьевого оборудования, системы сбора, транспорта, подготовки и компримирования продукции. Данный подход в явном виде не реализован в гидродинамических симуляторах для газовых месторождений. В связи с этим авторами работы разработаны и реализованы

алгоритмы определения минимальных и максимальных уровней отбора газа с помощью применения геолого-технологического моделирования. Блок-схемы разработанных алгоритмов приведены на рис. 1–2. Определены величины минимально допустимых суточных отборов на основе предложенного алгоритма реализуется с учетом следующих условий:

- необходимость поддержания величины скорости газожидкостного потока не ниже минимального значения ($V_{\text{нкт_выноса}}$) по всем эксплуатационным скважинам для обеспечения процесса выноса жидкости с забоя скважины и снижения риска возникновения эффекта самозадавливания скважин, образования песчаных пробок на забое;
- исключение явления помпажа на ДКС ($Q_{\text{промысла}} \geq Q_{\text{минДКС}}$) на основе корректировки дебита скважины ($Q_{\text{скв}}$) согласно расчетным параметрам всего газового комплекса, включая работу скважин, ГСС, ДКС.

При определении величины максимальных допустимых суточных отборов учтены следующие условия:

- дожимные возможности ДКС ($Q_{\text{максДКС}}$), полученные на основе технических характеристик оборудования, установленного на промысле, в условиях работы промысла в целом;
- максимальная пропускная способность абсорберов согласно техническим характеристикам, представленным

заводом-изготовителем, а также режиму работы всего промысла в целом;

- максимальные скорости газожидкостного потока на устье ($V_{\text{уст}}$), не превышающие ограничения, установленные индивидуально по каждой скважине на основе геолого-промысловой информации либо по объекту разработки в целом;
- максимальные скорости газожидкостного потока в системе ГСС.

В основе разработанного подхода лежит действующая геолого-технологическая модель залежи, в которой с помощью добавления дополнительных опций и функций реализован алгоритм определения максимальных и минимальных уровней отбора по газовой залежи.

Таким образом, на основе геолого-технологического моделирования с учетом применения выше описанного алгоритма для одной из скважин типового газового месторождения Западной Сибири, определены минимальные и максимальные величины дебита газа с учетом снижения рисков водо- и пескопроявления [4], возникновения эффекта самозадавливания эксплуатационного фонда скважин, абразивного износа как устьевой обвязки, так и элементов ГСС, эффекта помпажа ДКС при разработке на завершающей стадии эксплуатации с учетом возможностей системы сбора, транспорта, подготовки и компримирования продукции (рис. 3).

Итоги

Анализ оценки прогнозных добычных возможностей газового промысла позволяет создать несколько сценариев разработки месторождения на перспективу, обеспечивающих минимальные риски при эксплуатации. В том случае, если недропользователь обладает несколькими лицензиями на добычу газа, представленные расчеты являются основанием для перераспределения добычи между несколькими объектами разработки либо промыслами для получения максимального экономического эффекта в случае изменения поведения топливно-энергетического рынка.

Выводы

1. При проектировании разработки газовых месторождений на стадии падающей добычи требуется не только текущий контроль, но и прогнозирование состояния эксплуатационного фонда, режимов работы мощностей по переработке и компримированию газа, что возможно обеспечить расчетами различных сценариев работы промысла.
2. Разработанные алгоритмы позволяют учесть при геолого-технологическом моделировании оптимальные технологические режимы для всего газодобывающего комплекса (эксплуатационные скважины, система сбора, транспорта, подготовки и компримирования продукции), в результате чего снизить риски

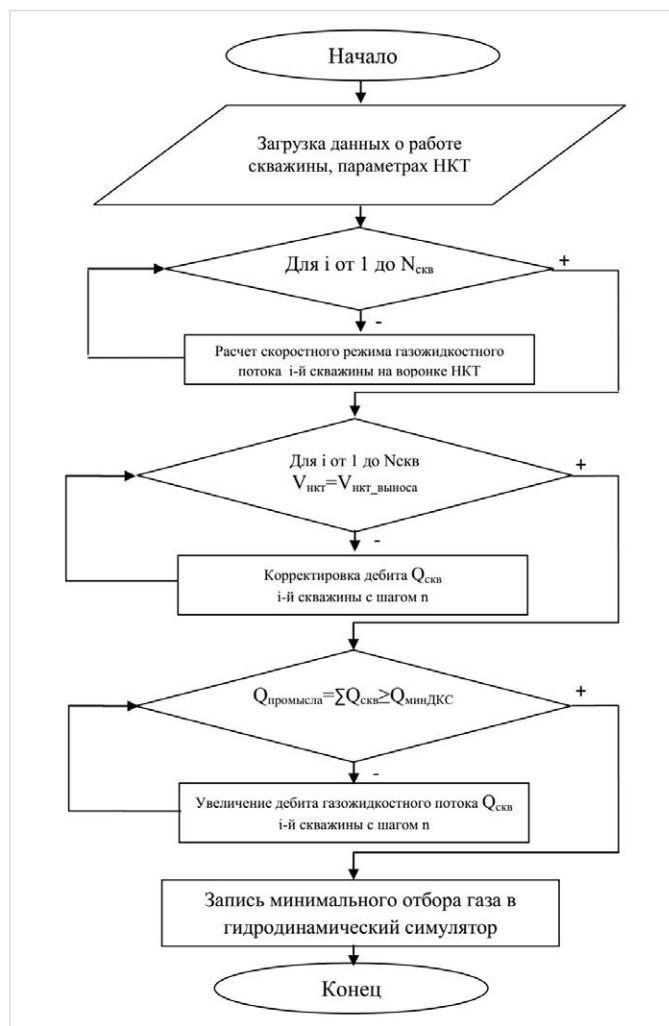


Рис. 1 — Блок-схема алгоритма определения минимальных отборов газа

Fig. 1 — Minimum gas extraction rate determination flowchart

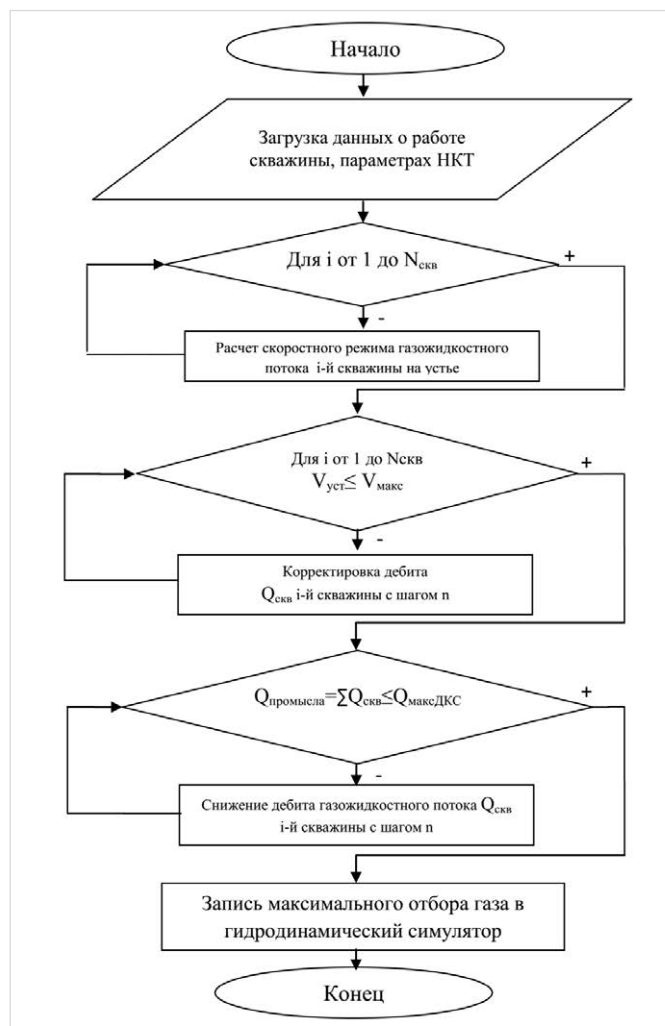


Рис. 2 — Блок-схема алгоритма определения максимальных отборов газа

Fig. 2 — Maximum gas extraction rate determination flowchart

водо- и пескопроявления, эффекта самоза-
давливания скважин, абразивного износа
промыслового оборудования.

3. Результаты расчетов по определению ми-
нимальных и максимальных уровней от-
бора газа позволят недропользователю
перераспределить либо скорректировать
добычу газа без увеличения технологи-
ческих рисков при разработке газовых про-
мыслов на падающей стадии.

Список литературы

1. Энергетическая стратегия России на пе-
риод до 2030 года. [Электронный
ресурс]. Режим доступа: [http://www.
minenergo.gov.ru/node/1026](http://www.minenergo.gov.ru/node/1026) (дата
обращения: 01.01.2017).
2. Turner R.G., Hubbard M.G., Dukler A.E.
Analysis and Prediction of Minimum Flow
Rate for the Continuous removal of Liquids
from Gas Wells. Journal of Petroleum
Technology, 1969, issue 21, pp. 1475–1482.
3. СТО Газпром НТП 1.8-001-2004 «Нормы
технологического проектирования



Рис. 3 — Расчет минимального и максимального уровня отборов газа
Fig. 3 — Calculation of minimum and maximum gas extraction rates

- объектов газодобывающих предприятий
и станций подземного хранения газа». М.:
2004. 169 с.
4. Кирсанов С.А., Зинченко И.А., Красовский

А.В., Голофаст С.Л. Учет геологических
рисков при проектировании разработки
Семаковского газового месторождения //
Экспозиция Нефть Газ. 2017. №2. С. 94–97.

ENGLISH

GAS INDUSTRY

Determination of gas extraction levels in the Cenomanian deposits considering geological and technological constraints of the gas producing complex

UDC 622.691

Authors:

Aleksandr V. Krasovskiy — Ph.D.¹; AKrasovskiy@gazpromproject.ru
Sergey L. Golofast — Sc.D., professor¹; SGolofast@gazpromproject.ru
Evgeniy S. Zimin²; EZimin@gazpromproject.ru

¹“Gazprom-Project”, Saint-Petersburg, Russian Federation

²Tyumen' branch “Gazprom-Project”, Tyumen', Russian Federation

Abstract

An analysis is carried out in relation to risks occurring when developing gas fields at the closing stage. A calculation of the estimated development parameters is carried out based on the geological process modeling. An opportunity is reviewed to integrate the algorithms of determination of the minimum and maximum levels of gas extraction into the geological process model. Minimum and maximum levels of the extraction are calculated considering the optimal operating mode for the well stock and process equipment of standard gas field of the West Siberia.

Materials and methods

Eclipse Schlumberger simulator was used for 3D geological and technological modeling. The technological design standards for project sites of gas-producing enterprises and underground gas storage stations (Gazprom Company Standard - Technological Design

Standard 1.8-001-2004) were a basis to determine optimum operation of the surface equipment.

Results

Analyzing gas field capacity evaluation allows creating several long-term field development scenarios ensuring that the operation risks are minimum. If a subsoil user possesses several gas production licenses, the provided calculations are a basis to distribute the production between several production targets, or fields in order to obtain maximum cost advantage in case of a change in the fuel and energy market behavior.

Conclusions

1. When planning exploitation of a gas field at the stage of declining production, it is not only an ongoing monitoring required, but also forecasting operating well stock condition, operation mode of gas processing and compressing facilities,

which can be ensured by computing different field operation scenarios.

2. Developed algorithms allow considering optimum operation for the whole gas producing complex during geological and technological modeling (producing wells, collection, transportation, processing and compressing systems), which results in decrease of water and sand ingress risks, risks of self-kill effect, and field equipment abrasive wear.
3. Minimum and maximum gas production rate calculation data will let the subsoil user re-distribute or correct gas production without increasing technological risks when developing gas fields at the stage of declining production.

Keywords

geological and technological model, well process flow pattern, gas fields, gas producing complex

References

1. *Energeticheskaya strategiya Rossii na period do 2030 goda* [Energy Strategy of Russia for the period until 2030]. Available at: <http://www.minenergo.gov.ru/node/1026> (accessed 01.01.2017).
2. Turner R.G., Hubbard M.G., Dukler A.E. Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for the Continuous removal of Liquids from Gas Wells. Journal of Petroleum Technology, 1969, issue 21, pp. 1475–1482.
3. СТО Газпром НТП 1.8-001-2004 «Нормы технологического проектирования объектов газодобычывающих предприятий и станций подземного хранения газа» [Technological design standards for project sites of gas-producing enterprises and underground gas storage stations]. Moscow, 2004, 169 p.
4. Kirsanov S.A., Zinchenko I.A., Krasovskiy A.V., Golofast S.L. Uchet geologicheskikh riskov pri proektirovanii razrabotki Semakovskogo gazovogo mestorozhdeniya [Risk assessment when planning the development of the Semakovskoye gas field]. Exposition Oil Gaz, 2017, issue 2, pp. 94–97.