

**СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ИНФОРМАЦИИ
ПРИ ПРОГНОЗИРОВАНИИ ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА
ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ
ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ**

SYSTEM ANALYSIS OF GEOLOGICAL-AND-PRODUCTION DATA
FOR PREDICTION TEMPERATURE REGIME OF GAS WELLS OPERATION
USING A GEOLOGO-TECHNOLOGICAL MODEL

А. В. Кустышев, А. В. Красовский, Е. С. Зимин, Д. А. Татариков

A. V. Kustyshev, A. V. Krasovskii, E. S. Zimin, D. A. Tatarikov

ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень

Ключевые слова: геолого-технологическая модель; температурный режим эксплуатации газовых скважин; устьевая температура; гидродинамическое моделирование; сеноманская залежь
Key words: geologo-technological model; temperature regime of gas wells operation; wellhead temperature; hydrodynamic simulation; Cenomanian deposit

На сегодняшний день крупные газовые месторождения Западной Сибири расположены в пределах распространения многолетних мерзлых грунтов, что накладывает дополнительные условия при выборе технологического режима работы скважин. Наличие зоны многолетней мерзлоты в совокупности с обводнением продукции и интенсив-

ным охлаждением газа при снижении давления образуют благоприятные условия для образования газовых гидратов в стволе и на устье скважин [1].

Температурный режим работы газовых скважин является важным параметром при формировании прогнозных технологических показателей разработки на долгосрочную перспективу. Его учет при обосновании технико-экономических показателей разработки газовых месторождений позволит прогнозировать необходимые финансовые вложения на мероприятия по предотвращению гидратообразования в стволе скважин, вызывающего серьезные осложнения при эксплуатации газовых месторождений. Поэтому на данный момент разработка методики расчета прогнозных температурных показателей газовых скважин является весьма актуальной задачей.

В данной работе на примере сеноманской залежи одного из месторождений Западной Сибири авторами предложен метод расчета температурного режима газовых скважин на прогнозный период разработки. Данный подход основан на создании моделей скважин с последующей их интеграцией в формате зависимости изменения температуры на устье от дебита, устьевого давления и водогазового фактора в геолого-технологическую модель для расчета прогнозных технологических показателей, включающих данные по температурному режиму работы скважин [2].

Для реализации данного подхода авторами в специализированном программном комплексе созданы модели скважин эксплуатационного фонда сеноманской залежи месторождения Западной Сибири. При создании моделей использовалась инклинометрия скважины, геотермальные данные по всей пробуренной толщине, геометрические и механические характеристики лифтовой и обсадной колонн. Для учета фактических параметров при решении задачи теплообмена между газожидкостным потоком и окружающими ствол скважины многолетнемерзлыми породами выполнена адаптация температуры газа на устье на результаты газодинамических исследований [3].

Для достоверного расчета устьевой температуры модель скважины должна достоверно воспроизводить гидравлические потери давления от забоя до устья. Поэтому на первом этапе адаптации модели скважины на результаты ГДИ необходимо добиться соответствия фактических гидравлических потерь давления на различных режимах работы скважины с результатами модельных расчетов.

Для адаптации гидравлических потерь от забоя до устья модели скважины итерационно просчитывались с факторами, имеющими наибольшую неопределенность: методика расчета градиента давления, коэффициенты трения и шероховатости труб.

Выбор методики расчета градиента давления по стволу скважины выполнен согласно рекомендациям, предложенным в работах [4, 5], в которых авторами установлено, что наиболее достоверными методами, описывающими течение смеси жидкости и газа в стволе вертикальных газовых скважин, являются комплексная механистическая модель Ansari [6], корреляционные методы Govier&Aziz [7], и Hagedorn&Brown [8], которые и варьировались при расчетах.

Следующим параметром, имеющим достаточную неопределенность при расчете гидравлических потерь от забоя до устья, является коэффициент шероховатости труб. Неоднозначность значения коэффициента шероховатости труб возникает в связи с постоянным износом труб, образованием на них налета или жидкостной пленки из-за присутствия в продукции скважины конденсационной или пластовой воды. Для адаптации потерь давления по стволу скважины граница варьирования коэффициента шероховатости труб установлена согласно данным, приводящимся в справочнике по гидравлическим сопротивлениям (табл. 1) [9].

Шероховатость стальных труб в зависимости от времени эксплуатации

Материал труб	Состояние поверхности труб и условия эксплуатации	Шероховатость, мм
Стальные	Новые, не бывшие в употреблении	0,02–0,1*
Стальные	После нескольких лет эксплуатации НКТ на газовой скважине	0,04–0,22
Стальные	После многих лет эксплуатации магистральных газопроводов	≈ 0,5

Примечание: *В зависимости от времени хранения на складе

Последним параметром, используемым при адаптации потерь давления по стволу скважины, является коэффициент трения. При расчете давления по стволу скважин потери давления на трение составляют, как правило, от 5 до 20 % общих потерь давления в скважине [5]. На данный момент существует множество эмпирических уравнений, применяемых для расчета коэффициента трения в трубах, но данные уравнения не позволяют установить точного соответствия расчетных потерь давления промышленным данным. Для адаптации потерь давления по стволу скважины использовался поправочный множитель коэффициента трения, изменяемый в пределах 10 %.

Таким образом, путем определения описанных выше параметров выполнена настройка моделей скважин на результаты фактических гидравлических потерь давления на различных режимах работы скважин.

Второй этап адаптации модели скважины заключался в настройке соответствия фактических устьевых замеров температуры на различных режимах работы скважины результатам модельных расчетов. Адаптация устьевых замеров итерационно просчитывалась при помощи изменения геотермического градиента по разрезу осадочной породы (рис. 1).

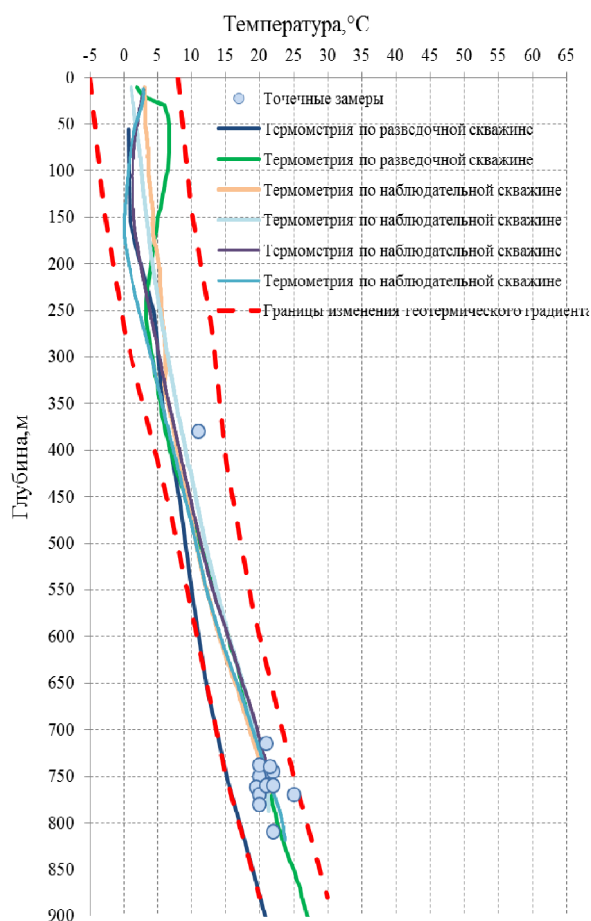


Рис. 1. Границы изменения геотермического градиента при адаптации модели скважины

Адаптированные в специализированном программном продукте модели скважин выгружены в формате зависимости изменения температуры на устье от дебита, устьевого давления и водогазового фактора скважины (рис. 2) для последующей загрузки в гид-

родинамический симулятор. Алгоритм адаптации устьевой температуры на результаты газодинамических исследований представлен в блок-схеме на рис. 3.

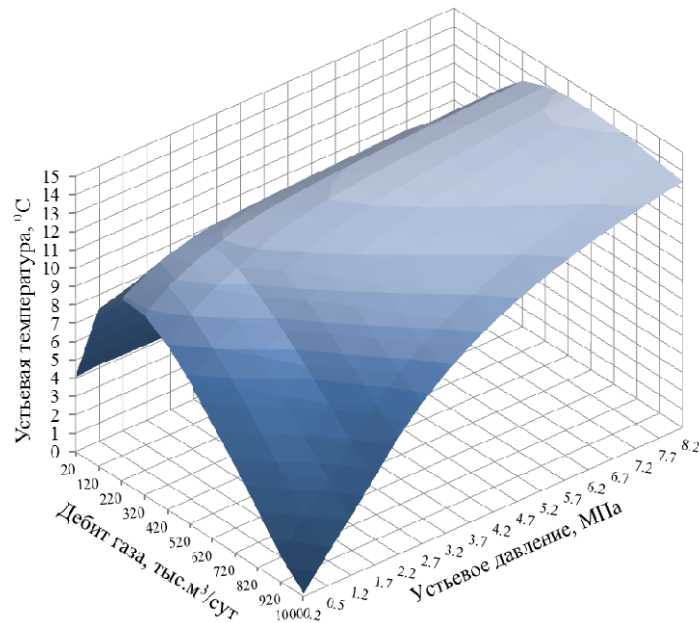


Рис. 2. Пример зависимости изменения температуры на устье для скважины месторождения Западной Сибири при водогазовом факторе равном нулю

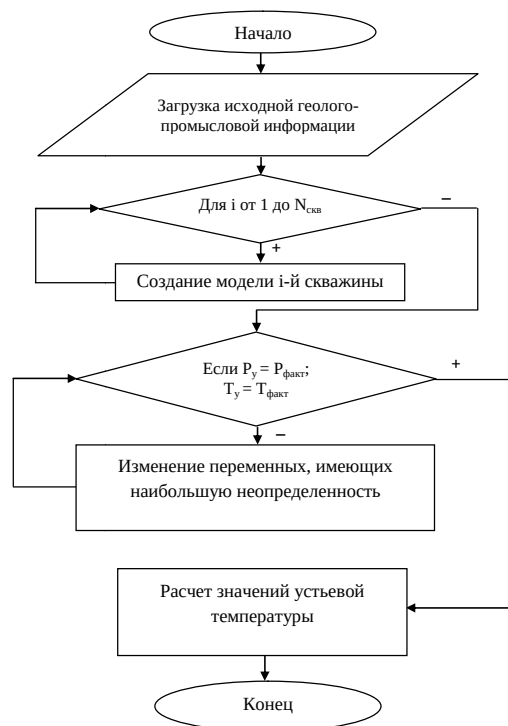


Рис. 3. Блок-схема разработанного алгоритма

В результате расчетов устьевой температуры в гидродинамическом симуляторе по зависимостям устьевой температуры от устьевого давления, дебита и водогазового фактора расхождение фактической устьевой температуры и вычисленной в гидродинамическом симуляторе на каждую дату расчета составило менее 1°C за исторический период по всему фонду скважин.

На рис. 4 представлены результаты расчета устьевой и равновесной температуры гидратообразования для одной из скважин сеноманской залежи месторождения Западной Сибири. Равновесная температура гидратообразования определялась с помощью расчетной методики, предложенной в «Инструкции по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин» [3].

Как видно из графика, фактическая и модельная устьевые температуры имеют приемлемую сходимость, что означает успешную настройку модели скважины.

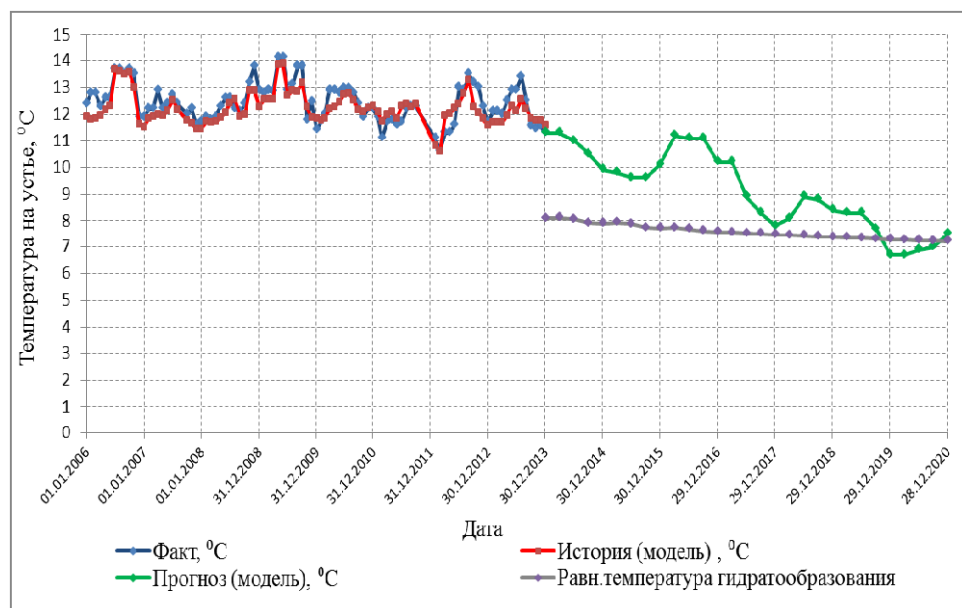


Рис. 4. Сравнение устьевой температуры по модели и данным месячных эксплуатационных рапортов для скважины месторождения Западной Сибири

Для оценки температурного режима работы скважины выполнены расчеты динамики устьевой температуры в прогнозный период (см. рис. 4).

В связи с падением отборов газа по рассматриваемой скважине на 01.01.2020 отмечается снижение устьевой температуры ниже равновесной температуры гидратообразования, что предопределяет возможность образования гидратов на устье скважины.

Для предотвращения образования гидратов в стволе скважины необходимо переключить технологический режим работы скважины либо выполнить мероприятия по использованию ингибиторов.

Таким образом, в данной работе авторами получены следующие результаты:

- разработан метод расчета прогнозных технологических показателей, включающих данные по распределению температурного режима работы скважин;
- этот метод позволяет с помощью геолого-технологической модели определить температуру газа на устье в прогнозный период расчета;
- применяя данный подход, можно заблаговременно рассчитать прогнозную дату образования гидратов на устье скважин, что позволяет своевременно дать рекоменда-

дации по изменению температурного режима работы скважины и использованию различных ингибиторов.

Список литературы

1. Вяхирев Р. И., Гриценко А. И., Тер-Саркисов Р. М. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. – М.: Недра, 2002. – 880 с.
2. Черепанов В. В., Красовский А. В., Лапердин А. Н., Ахмедсафин С. К., Скрылев С. А. Моделирование продуктивности газовых скважин. – М.: ООО «Газпром экспо», 2013. – 264 с.
3. Зотов Г. А., Алиев З. С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. – М.: Недра, 1980. – С. 50-59.
4. Бикбулатов С. М., Пашали А. А. Анализ и выбор методов расчета давления в стволе скважины // Нефтегазовое дело. – 2005. – № 2.
5. Дж. П. Брилл, Х. Мукерджи. Многофазный поток в скважинах. – Москва — Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 384 с.
6. Ansari, A.M. et al.: «A Comprehensive Mechanistic Model for Two-Phase Flow in Wellbores» SPEPF (1994) 143; Trans., AIME, 297
7. Aziz K., Govier, G. W., and Fogarasi M.: «Pressure Drop in Well Producing Oil and Gas», J. Cdn. Pet. Tech. 1972 11, 38
8. Hagedorn A. R. and Brown K. E: «Experimental Study of Pressure Gradients Occuring During Continuous Two-Phase Flow in Small-Diameter Vertical Conduits», JPT (april 1965) 475.
9. Идельчик И. Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям: учебник /под ред. М. О. Штейнберга. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 1992. – 671с.

Сведения об авторах

Кустышев Александр Васильевич, д. т. н., профессор, главный научный сотрудник, ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень, тел. 8(3452)200989, e-mail: kustishev@tngg.info

Красовский Александр Викторович, к. т. н., заместитель генерального директора, ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень, тел. 8(3452)274049, e-mail: info@tngg.ru

Зимин Евгений Сергеевич, заведующий лабораторией, ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень, тел. 8(3452)200989

Татариков Даниил Александрович, инженер 2 категории, ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень

Information about the authors

Kustyshev A. V., Doctor of Engineering, professor, chief scientific worker of LLC «TyumenNIIgiprogas», Tyumen, phone: 8(3452)200989, e-mail: kustishev@tngg.info

Krasovskii A. V., Candidate of Science in Engineering, Deputy General Director of LLC «TyumenNIIgiprogas», phone: 8(3452)274049, e-mail: info@tngg.ru

Zimin E. S., head of laboratory at LLC «TyumenNIIgiprogas», phone: 8(3452)200989

Tatarikov D. A., engineer of LLC «TyumenNIIgiprogas»