

# Разработка Программы для расчета влагоемкости газа в программе Борланд Делфи 7.0

**А.А. Паранук**  
аспирант<sup>1</sup>, см. инженер 2 кат.<sup>2</sup>  
rambi.paranuk@gmail.com

**А.В. Никулин**  
главный инженер<sup>2</sup>

<sup>1</sup>кафедра Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов, Кубанский государственный технологический университет (КубГТУ), Краснодар, Россия

<sup>2</sup>Береговое ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Краснодар», Краснодар, Россия

**Созданная программа позволяет прогнозировать возможное образование гидратов, производить расчет влагоемкости природного газа, и его изменение в пределах 15°C. Определении влагоемкости газа при практических расчетах выдает допустимую ошибку 4%.**

**Материалы и методы**  
Использован язык программирования Borland Delphi 7.0

**Ключевые слова**  
влагоемкость, аппроксимация, влагосодержания, фактическая температура, целый тип данных, диапазон значений

Современные представления о генезисе углеводородов на нашей планете позволяют утверждать, что залежи природного газа и нефти сформировались в водонасыщенных пластах при вытеснении воды из пористых пластов-коллекторов. Генерируемые газы или нефть в земной коре постоянно контактируют с поровой водой и насыщаются ее парами. Содержание их определяется составом газа, минерализацией воды, давлением, температурой и параметрами пористой среды пласта. В пластовых условиях газ находится в контакте с водой, поэтому природные газы всегда насыщены влагой. Количество влаги в газе зависит от его давления, температуры и состава. Чем выше температура контакта газа с водой, тем больше количество паров воды переходит в газовую фазу. Давление оказывает обратное воздействие. Тяжелые углеводородные газы содержат меньше количество воды, чем легче. Наличие CO<sub>2</sub> и H<sub>2</sub>S увеличивает содержание воды, присутствие N<sub>2</sub> уменьшает. Максимальное количество влаги, необходимое для насыщения газа при заданном давлении и температуре называется влагоемкостью газа.

Влагоемкость природного газа определяют различными методами. Наиболее простой, но вполне достаточный для газопромисловой практики графический метод — определение влагосодержания природного газа по графику, которая получена в результате обработки многочисленных определений влагосодержания природного газа относительной плотности по воздуху Δ 0,6 прямыми методами. Определение влагосодержания по данной программе дает погрешность, не превышающую 4%, что вполне допустимо для практических расчетов.

График аппроксимации для программы производится по следующему уравнению:

$$W = \left(\frac{0,457}{p}\right) \exp(0,0735t - 0,00027t^2) + 0,0418 \exp(0,054t - 0,0002t^2)$$

где: W — влагоемкость, г/м<sup>3</sup>; p — давление, МПа; t — температура, °C.

Присутствие влаги в газе осложняет процессы транспортировки и переработки. Поэтому пары воды из газа рекомендуется извлекать на возможно ранних стадиях его переработки. Чем ниже температура, до которой охлаждается газ при транспортировке, тем более жесткие требования предъявляются к его точке росы.

Точкой росы называется наивысшая температура, при которой при данных давлениях и составе газа могут конденсироваться капли воды.

Влагосодержание газа на устье, в сепараторах в газосборном коллекторе и в магистральных газопроводах постоянно, определяется заданным режимом каждого звена системы обустройства. Влагосодержание природных газов при движении по газопроводам зависит от изменения давления и температуры.

Влагоемкость газа очень важный параметр, который позволяет строить расчет на гидратообразование. Тем более, что в составе продукции газовых скважин всегда присутствует вода. Когда она находится в паровой (газовой) фазе, то никаких осложнений при эксплуатации не происходит. Однако при движении добываемой смеси от забоя до устья термодинамические характеристики потока значительно меняются и часть паровой фазы превращается в жидкость и поток становится двухфазным. В некоторых случаях это составляет проблему, особенно, если скважины работают в большую газосборную сеть.

Основываясь на данных проблемах, была разработана программа, которая позволяет строить и отображать график влагосодержания природного газа при нормальных условиях. Данная программа позволяет считать влагосодержание газа, определить в каких точках и при какой влагоемкости и температуре может быть образование гидратов, также учитывать поправки на солёность. Единственное, что требуется это ввести солёность воды в процентах.

На рис. 1 представлена работа программы. Для начала работы с программой необходимо ввести следующие данные, это



Рис. 1 — Окно работы программы

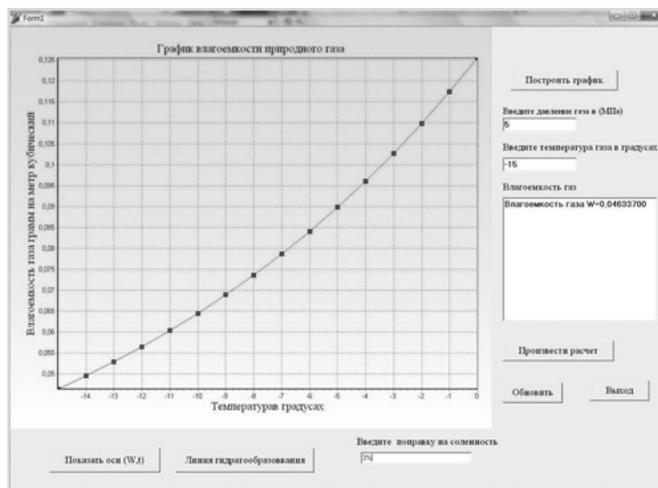


Рис. 2 — Пример работы программы

давление в Мпа и температуру газа в градусах, после ввода данных необходимо нажать кнопку «расчет», и далее кнопку «показать оси (W, t) по оси Y» у нас откладывается влагоёмкость, а по оси x температура. Если есть, потребность чтобы программа учитывала соленость, то не обходимо ввести его в процентах. Кнопка «обновить» позволяет, не выходя из программы удалить введенные данные в «полях ввода» программы.

Одним из преимуществ программы является то, что она рассчитывает начало координат для осей, что позволяет увидеть изменение влагоёмкости для введенных данных, она отображает очень существенные диапазоны температур. На рис. 2 отображена работа программы для следующих данных: P = 5МПа, t = -15°C, W = 0,0464 г/м<sup>3</sup>.

#### Итоги

Программа помогает определить влагоёмкость газа, а также учитывать соленость воды.

#### Выводы

Внедрение и использование данной программы облегчит работу и время для определения

влагоёмкости газа, ее изменение, в зависимости от давления и температур, поможет учитывать соленость воды, с которой может контактировать газ в пластовых условиях. Особенность программы — определение возможных термобарических параметров, при которых возможно образование гидратов.

#### Список используемой литературы

1. Архангельский А.Я. Интегрированная среда разработки DELPHI. М.: Бином, 1999. С. 34–54.
2. Буч Г. Объектно-ориентированное проектирование с примерами применения. Иркутск: Конкорд, 1992. С. 54–76.
3. Кенту М. DELPHI-4 для профессионалов. СПб: Питер, 1999. С. 63–78.
4. Орлик С.В. Секреты DELPHI на примерах. М.: Бином, 1996. С. 13–24.
5. Стефен Моррис. Объектно-ориентированное программирование. Серия. Ростов-на-Дону: Феникс, 1997. С. 28–45.
6. Стефен Моррис. Объектно-ориентированное программирование. Серия. Ростов-на-Дону: Феникс, 1997. С. 65–74.
7. Фаронов В.В. DELPHI 5. Москва: Нолидж, 1999. С. 56–65.
8. Фаронов В.В. DELPHI 6. Москва: Нолидж, 2001. С. 76–85.
9. Гриценко А.И., Истомин В.А., Кульков А.Н., Сулейманов Р.С. Сбор и промышленная подготовка газа на северных месторождениях России. М.: Недра, 1999. С. 473.
10. Истомин В.А. Предупреждение образования газовых гидратов в системах сбора и промышленной подготовки газа. М.: ИРЦ Газпром, 1996. № 12. С. 23–31.
11. Катц Д.Л., Корнелл Д., Кобаяши Р., Поеттманн Ф.Х., Вери Дж. А, Еленбаас Дж., Уайнауг Ч.Ф. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа. М.: Недра, 1965. С. 531.
12. Мустафин Ф.М., Коновалов Н.И., Гильметдинов Р.Ф. и др. Машини и оборудование газонефтепроводов: Учеб. пособие М38 для вузов, 2-е изд., перераб. и доп. Уфа. С. 60–65.
13. Макогон Ю.Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование. М.: Недра, 1985. С. 232.

ENGLISH

GAS INDUSTRY

## Development program for the calculation of gas moisture capacity in Borland Delphi 7.0

UDC 622.691

#### Authors:

**Arambiy A. Paranuk** — graduate student<sup>1</sup>, 2-nd category engineer<sup>2</sup>; [rambi.paranuk@gmail.com](mailto:rambi.paranuk@gmail.com)  
**Aleksandr V. Nikulin** — chief engineer<sup>2</sup>;

<sup>1</sup>Machinery and equipment of oil and gas fields, Kuban State Technological University (KubSTU), Krasnodar, Russian Federation

<sup>2</sup>Beregovoe branch for operation & maintenance of main gas pipelines, Gazprom transgaz Krasnodar LLC, Krasnodar, Russian Federation

#### Abstract

Created program allows predict possible hydrate formation produce calculation of natural wetness gas and its variation within 15°C. determination of water capacity gas in practical calculations gives the allowable error of 4%.

#### Materials and methods

Borland Delphi 7.0

#### Results

The program helps to determine gas moisture capacity and water salinity.

#### Conclusions

Implementation and use of this program will facilitate the work and time to determine the moisture capacity of gas, its change, depending on the pressure and temperature, salinity will

consider, which may be contacted gas in situ. Feature of the program — to identify possible thermobaric parameters under which the formation of hydrates.

#### Keywords

moisture capacity, approximation, moisture content, actual temperature, data type, range of values

#### References

1. Arkhangelsk A.Ya. *Integrirovannaya sreda razrabotki DELPHI* [Integrirovannaya sreda razrabotki DELPHI]. Moscow: Binom, 1999, pp. 34–54.
2. Buch G. *Ob"ektno-orientirovannoe proektirovanie s primerami primeneniya* [Object-oriented design with application examples]. Irkutsk: Konkord, 1992, pp. 54–76.
3. Kentu M. *DELPHI-4 dlya professionalov* [DELPHI-4 M for professionals]. SPb: Piter, 1999, pp. 63–78.
4. Orlik S.V. [DELPHI secrets on examples]. Moscow: Binom: 1996, pp. 13–24.
5. Stefen Morris. *Ob"ektno-orientirovannoe programmirovaniye. Seriya* [Object-oriented programming]. Rostov-on-Don: Feniks, 1997, pp. 28–45.
6. Stefen Morris. *Ob"ektno-orientirovannoe programmirovaniye. Seriya* [Object-oriented programming]. Rostov-on-Don: Phoenix, 1997, pp. 65–74.
7. Faronov V.V. DELPHI 5. Moscow: Nolidzh, 1999, pp. 56–65.
8. Faronov V.V. DELPHI 6. Moscow: Nolidzh, 2001, pp. 76–85.
9. Griitsenko A.I., Istomin V.A., Kulkov A.N., Suleimanov R.S. *Sbor i promyslovaya podgotovka gaza na severnykh mestorozhdeniyakh Rossii* [Collection and preparation of fishing on the northern gas fields in Russia]. Moscow: Nedra, 1999, 473 p.
10. Istomin V.A. *Preduprezhdenie obrazovaniya gazovykh gidratov v sistemakh sbora i promyslovoy podgotovki gaza* [Preventing the formation of gas hydrates in the systems of collection and preparation of commercial gas]. Moscow: IRTS Gazprom, 1996, issue 12, pp. 23–31.
11. Katz D.L., Cornell D., Kobayashi R., Poettmann F.H., Verri A.J., Elenbaas J., Uaynaug C.F. *Rukovodstvo po dobyche, transportu i pererabotke prirodnogo gaza* [Guidelines for the extraction, transport and processing of natural gas]. Moscow: Nedra, 1965, 531 p.
12. Makogon Y.F. *Mashiny i oborudovanie gazonefteprovodov: Ucheb. posobie M38 dlya vuzov 2-e izd., pererab. i dop.* [Machinery and equipment for oil and gas pipelines: Textbook. M38 manual for university. 2nd ed., rev. and add]. Moscow: Nedra, 1974, 232 p.
13. Mustafin. F.M Konovalov N.I. Gilmtdinov R.F. *Gazovye gidraty, preduprezhdenie ikh obrazovaniya i ispol'zovanie* [Hydrates of natural gases: prevention of their formation and utilisation]. Ufa. pp. 60–65.