

# Опыт газоконденсатных исследований скважин Ачимовской толщи Уренгойского месторождения

**Г.С. Ли**

к.т.н., заместитель директора по геологии и разработке месторождений  
[g.s.li@gd-urengoy.gazprom.ru](mailto:g.s.li@gd-urengoy.gazprom.ru)

**О.А. Шигидин**

начальник отдела исследования скважин  
[o.a.shigidin@gd-urengoy.gazprom.ru](mailto:o.a.shigidin@gd-urengoy.gazprom.ru)

**А.С. Голованов**

ведущий инженер отдела исследования скважин  
[a.s.golovanov@gd-urengoy.gazprom.ru](mailto:a.s.golovanov@gd-urengoy.gazprom.ru)

ООО «Газпром добыча Уренгой»,  
 Новый Уренгой, Россия

**Представлен опыт проведения и интерпретации результатов комплексных исследований скважин по изучению газоконденсатной характеристики пластовой углеводородной системы залежей участка 2А опытно-промышленной разработки на истощение пластовой энергии уникальных по геолого-физическим параметрам Ачимовских отложений Уренгойского месторождения.**

**Материалы и методы**

Газ сепарации, газовый конденсат, пластовый газ; комплексные промысловые газоконденсатные исследования; компонентный состав и физико-химические свойства пластового газа.

**Ключевые слова**

Уренгойское месторождение, Ачимовские отложения, комплексные исследования, газоконденсатная характеристика

Залежи углеводородов Ачимовской толщи Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (УНГКМ) открыты в 1976 г. в результате бурения разведочной скважины №99. Продуктивные пласты имеют сложное геологическое строение, anomalно-высокое пластовое давление (АВПД), низкие фильтрационно-ёмкостные свойства, значительную неоднородность пород-коллекторов по площади и разрезу. Пластовая газоконденсатная система характеризуется высоким содержанием газового конденсата ( $C_{5+B}$ ), наличием высококипящих углеводородов — парафинов, асфальтенов, смол.

Площадь Ачимовских отложений Уренгойского и Северо-Самбургского месторождений составляет более 12 тыс. км<sup>2</sup> и разделена на 11 лицензионных участков между восемью недропользователями. ООО «Газпром добыча Уренгой» принадлежит право разработки западной части этой площади — около 50% от общей лицензионной территории [1].

В 2008 г. совместным российско-немецким предприятием ЗАО «Ачимгаз» был введен в опытно-промышленную разработку участок 1А, а в октябре 2009 г. ООО «Газпром добыча Уренгой» начало разрабатывать участок 2А Ачимовских залежей УНГКМ.

На участке 2А в процессе геологоразведочных работ и пробной эксплуатации скважин выполнен большой объём промысловых и лабораторных исследований. При этом установлено, что газоконденсатная система залежей пластов Ач<sub>34</sub> и Ач<sub>5</sub> участка 2А, залегающих в условиях АВПД на глубинах 3500–3700 м, недонасыщена углеводородами  $C_{5+B}$ . Основные запасы газа и газового конденсата сосредоточены в залежах Ач<sub>5</sub>. Пластовое давление в диапазоне 57–61 МПа. Пластовая температура — 106–112°C. Потенциальное содержание  $C_{5+B}$  в пластовом газе  $PC_{5+B}$  равно 370–420 г/м<sup>3</sup>. Результаты экспериментальных термодинамических исследований рекомбинированных проб газа и конденсата показали, что

давление начала конденсации составляет 49–52 МПа, а коэффициент извлечения конденсата из недр — 0,46–0,53. Продуктивные пласты низкопроницаемые — от 1 до 10 мД. Эксплуатация скважин с проектными параметрами возможна после проведения в них гидроразрыва пласта [1, 5].

При проектировании промышленной разработки и обустройстве месторождения, планировании добычи и подготовки продукции скважин большое значение имеют результаты исследований пластовой углеводородной системы на газоконденсатную характеристику (ГКХ). Основными задачами данных газоконденсатных исследований (ГКИ) являются:

1. Изучение компонентного состава пластового и добываемого газа, его изменения при разработке на истощение пластовой энергии.
2. Определение физико-химических свойств газа и газового конденсата.
3. Оценка фазового состояния пластовой газоконденсатной системы.
4. Уточнение запасов газа и газового конденсата.
5. Обоснование коэффициента извлечения конденсата (КИК).
6. Оптимизация технологического режима эксплуатации скважин.

Результаты ГКИ зависят от комплекса факторов: технологии проведения исследования, термодинамического состояния газоконденсатной системы, конструкции скважины и её продуктивной характеристики, качества работы сепарационного оборудования и др. Из многообразия методов ГКИ наиболее представителем является метод промышленных отборов, при котором вся продукция скважины направляется в устьевой исследовательский сепаратор. Методы ГКИ с отбором части потока, бессепарационные и комбинированные имеют большую погрешность определения ГКХ. ГКИ на УНГКМ в настоящее время проводятся методом промышленных отборов через устьевой сепаратор.

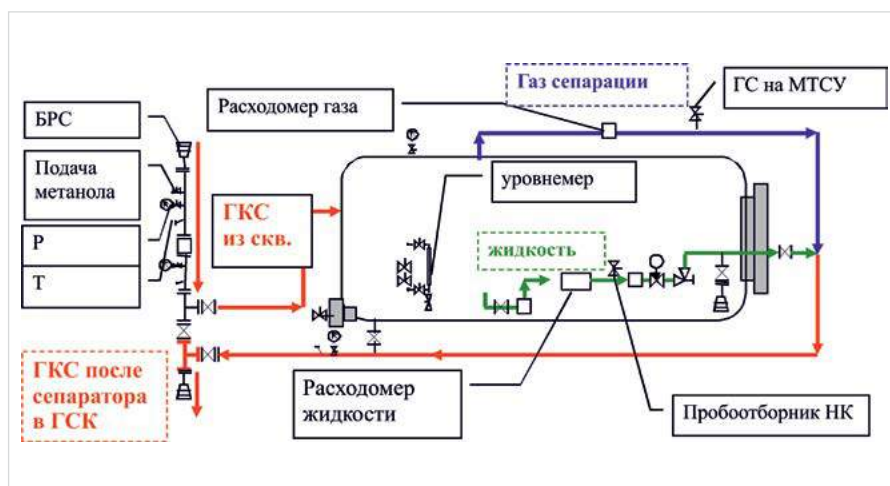


Рис. 1 — Схема ГКИ скважины без выпуска газа в атмосферу  
 Fig. 1 — The diagram of gas condensate studies of wells, without gas popping

Результаты ГКИ определяются уровнем установившегося выноса жидкости (газового конденсата и воды) из подъёмника скважины в сепаратор — скоростью восходящего газожидкостного потока. Величина критической скорости этого потока зависит от забойного давления, физико-химических свойств газоконденсатной смеси и дебита воды. Согласно Р Газпром 086-2010, значение минимально необходимой скорости для обеспечения выноса жидкости — 4 м/с [2]. Однако по результатам специальных исследований скважин УНГКМ установлено, что для этого достаточно скорости потока в подъёмнике более 2 м/с [3].

С целью получения необходимой и достаточной геолого-промысловой информации на УНГКМ проводятся комплексные газогидродинамические и газоконденсатные исследования скважин, при интерпретации которых используются и данные промыслово-геофизических исследований. При этом основными задачами ГДИ скважин являются следующие определения:

- текущей продуктивной характеристики скважины;
- значений пластового и забойного давлений;
- распределения термодинамических параметров по стволу;
- депрессии на пласт и условий выноса жидкости;
- уровня столба жидкости в работающей и остановленной скважине;
- фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов.

Вышеуказанные цели и задачи ГКИ и ГДИ были реализованы в полном объёме при комплексных исследованиях скважин Ачимовского участка 2А: с 2011 г. проведено 60 исследований скважин методом промышленных отборов без выпуска углеводородной продукции в атмосферу [4]. Промысловые работы проводились ООО «ИЦ ГазИнформПласт» (г. Томск). Химико-аналитические исследования проб газа, газового конденсата и воды, а также обработка результатов ГКИ выполнялись специалистами Инженерно-технического центра ООО «Газпром добыча Уренгой».

ГКИ с отбором проб газа, конденсата и воды проводятся на установившемся режиме эксплуатации скважины в газосборный

коллектор с использованием мобильного полнопоточного тест-сепаратор (ПТС).

Режим работы исследуемой скважины задается устьевым регулятором. Термобарические параметры на устье, линии скважины и сепараторе фиксируются электронными манотермометрами. Продолжительность работы скважины на режиме составляет в среднем 48–72 ч. Непрерывное измерение дебита газа сепарации проводится вихревым расходомером, а измерение дебита нестабильной жидкости — массовым кориолисовым расходомером. С выходов массового расходомера сигналы, соответствующие расходу, плотности и температуре жидкости, поступают в контроллер. Вычисление расходов газового конденсата и воды производится в контроллере по данным, измеренным массомером. Режим работы ПТС поддерживается с помощью работы регулируемого клапана и электронного уровнемера. Продукция скважины после ее замера на ПТС подается в трубопровод куста. Давление сепарации на режимах ГКИ составляет 12–14 МПа, а температура — 25–45°C. В этих условиях отбор представительных проб газа сепарации и дальнейшее достоверное определение его компонентного состава затруднительно из-за потери тяжелых компонентов при переводе пробы из пробоотборника в хроматограф. С целью моделирования II ступени сепарации используется малогабаритная сепарационная установка (МТСУ), с помощью которой проводится разделение газа сепарации I ступени ПТС на жидкостную и газовую составляющие.

Подача малой части потока газа сепарации I ступени в МТСУ выполняется через «щелевой пробоотборник» ПТС. Удельный выход нестабильного конденсата II ступени (МТСУ) определяется как отношение объёмов накопившегося в сепараторе МТСУ сырого конденсата и прошедшего через счётчик газа сепарации. Объём газа, проходящий через МТСУ, замеряется с помощью газового счётчика РГ-40. В МТСУ поддерживается давление сепарации, близкое к давлению максимальной конденсации (4,5–5,0 МПа). В процессе исследований в контейнеры из МТСУ (II ступень) отбираются пробы нестабильного конденсата и газа сепарации. Из ПТС (I ступень)

отбираются пробы нестабильного конденсата. Физико-химические свойства нестабильного конденсата и газа сепарации определяются лабораторными методами. Через дренажную линию ПТС отбирается проба воды для определения ее химического состава и свойств.

По полученным составам и физико-химическим свойствам газа сепарации, нестабильного конденсата и воды выполняются корректировка и пересчет расходных параметров, после которых проводятся окончательные расчеты ГКХ. Определяется потенциальное содержание  $C_{5+B}$  в добываемом пластовом газе, а также его компонентный состав и физико-химические свойства.

Эксплуатация газоконденсатных скважин на истощение пластовой энергии в режиме, близком к режиму постоянного дебита, неизбежно приводит со временем к снижению устьевых и забойных рабочих давлений. Не исключение и эксплуатационные скважины, вскрывшие залежи Ачимовской толщи в пределах участка 2А УНГКМ. В качестве примера на рис. 2 приведены зависимости  $P_y = f(Q_{пл.г.})$  скв. №2083, построенные по результатам ГДИ и ГКИ в 2011–2013 гг. Поддержание достигнутого уровня добычи пластового газа по скв. №2083 достигается за счет снижения устьевого рабочего давления.

Исследования скважин участка 2А ачимовских отложений УНГКМ свидетельствуют о зависимости состава добываемого газа от режима их работы — с увеличением депрессии на пласт снижается содержание компонентов  $C_{5+B}$ . На рис. 3 показаны зависимости  $PS_{5+B} = f(P_{заб.г.})$  по участку 2А. Красным маркером отмечены результаты первичных исследований скважин 2010–2012 гг. до начала их эксплуатации, зеленым — первичные исследования 2015–2016 гг. при эксплуатации скважин на УКПГ-22, синим — результаты исследований действующих скважин в 2012–2016 гг. (текущие исследования).

### Итоги

Результаты исследований позволяют прогнозировать содержание конденсата  $C_{5+B}$  в добываемом пластовом газе. При этом установлено, что для предотвращения значительного падения удельного выхода конденсата

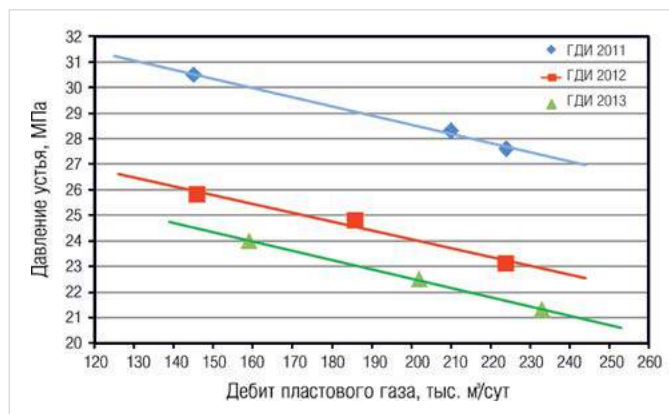


Рис. 2 — Зависимости  $P_y = f(Q_{пл.г.})$  скв. №2083

Fig. 2 — Dependences of  $P_{wellhead} = f(Q_{formation\ gas})$  of the well №2083

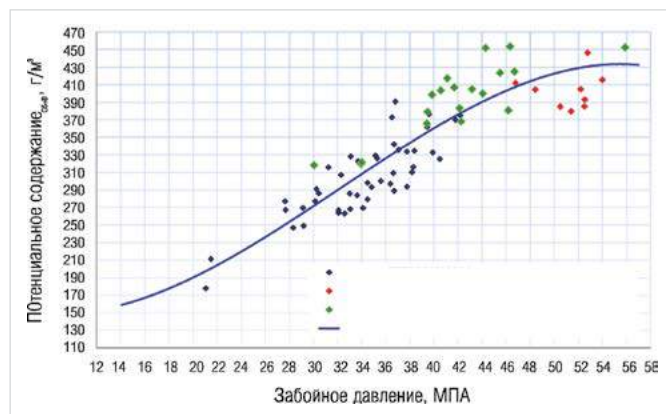


Рис. 3 — Зависимость  $PS_{5+B} = f(P_{заб.г.})$  по данным ГКИ скважин 2А участка Ачимовских отложений УНГКМ

Fig. 3 — Dependences of  $PS_{5+B} = f(P_{bottomhole})$  in accordance with the GCS of wells, on the area 2А (the Achimov deposits of the Urengoy oil and gas condensate field)

и выполнения плановых уровней его добычи, скважины должны эксплуатироваться с депрессией на пласт не более 30% от пластового. Применение современных методов исследований скважин без выпуска газа в атмосферу предотвращают потери углеводородной продукции и снижают техногенную нагрузку на окружающую среду.

#### Выводы

Результаты комплексных исследований скважин на газоконденсатную характеристику являются базовыми для обоснования и составления технологического режима эксплуатации скважин, проектирования разработки, уточнения коэффициента извлечения конденсата и планирования добычи углеводородов Ачимовских отложений Уренгойского месторождения.

#### Список литературы

1. Дополнение к Единой технологической схеме разработки залежей углеводородного сырья Ачимовских отложений Уренгойского месторождения по лицензионному участку ООО «Газпром добыча Уренгой». Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 2015.
2. Р Газпром 086-2010 «Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин». М.: Газпром экспо, 2011.
3. Алиев З.С., Бердин Т.Г., Ли Г.С. Опыт исследования скважин нижнемеловых залежей Уренгойского месторождения. Обзорная информация: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М.: ИРЦ Газпром, 2002. 43 с.
4. Ставицкий В.А., Ли Г.С., Шигидин О.А. Продуктивность газоконденсатных скважин Ачимовских отложений Уренгойского НКМ. Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: НТС. М.: Газпром экспо, 2012. №2. С. 20–25.
5. Сафронов М.Ю., Ли Г.С., Стасенков И.В. Опыт строительства скважин в сложных горно-геологических условиях II участка Ачимовских отложений Уренгойского НКМ. Материалы научно-практических конференций молодых учёных и специалистов ОАО «Газпром» – призёров 2011 года. М.: ООО «Газпром экспо», 2012. С. 5–10.

## Gas condensate tests of wells in the Achimovskaya strata of the Urengoyское field

UDC 622.691+551

#### Authors:

**Gerasim S. Li** — Ph.D., deputy director for geology and fields development; [g.s.li@gd-urengoy.gazprom.ru](mailto:g.s.li@gd-urengoy.gazprom.ru)

**Oleg A. Shigidin** — head of wells' survey division; [o.a.shigidin@gd-urengoy.gazprom.ru](mailto:o.a.shigidin@gd-urengoy.gazprom.ru)

**Anton A. Golovanov** — leading engineer, wells survey division; [a.s.golovanov@gd-urengoy.gazprom.ru](mailto:a.s.golovanov@gd-urengoy.gazprom.ru)

Gazprom добыча Уренгой, LLC, Novy Urengoy, Russian Federation

#### Abstract

The article describes tests and the results of the integrated exploration of formation hydrocarbon system gas-condensate characteristics of wells of the Achimov deposits of the Urengoyское field, situated in the area 2A of the experimental program, concerning with the depletion of the reservoir energy, taking into account their unique geological and physical parameters.

#### Materials and methods

Separator gas, gas condensate, formation gas, field complex gas condensate studies, compositional analysis, physical and chemical properties of the formation gas.

#### Results

Research results make it possible to predict the condensate yield  $C_{s+B}$  in the recovered reservoir gas.

It was also found, that wells should be operated under the differential pressure not more than 30% from formation pressure in order to prevent considerable the specific yield of the condensate and to reach the planning production volume.

The application of modern methods of well survey exploration without gas popping prevent from hydrocarbons wastage and lower the environmental footprint.

#### Conclusions

The results of the integrated exploration of formation hydrocarbon system gas-condensate characteristics are considered to be the basic ones for substantiating and drawing up operating practices of well operation, updating the condensate recovery factor and hydrocarbons planning production of the Achimov deposits (Urengoyское field).

#### Keywords

Urengoyское field, Achimov deposits, integrated exploration, gas-condensate characteristics

#### References

1. *Dopolnenie k Edinoj tekhnologicheskoy skheme razrabotki zalezhey uglevodorodnogo syr'ya achimovskikh otlozheniy Urengoyского mestorozhdeniya po litsenZIONnomu uchastku ООО «Газпром добыча Уренгой»* [Addition to the Unified technological scheme of the development of hydrocarbon reserves of the Achimov deposits of the Urengoy field on the license area of Gazprom добыча Urengoy]. Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 2015.
2. Р Газпром 086-2010 «*Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин*» [Instruction on comprehensive studies of gas and gas condensate wells]. Moscow: *Gazprom экспо*, 2011.
3. Алиев З.С., Бердин Т.Г., Ли Г.С. *Опыт исследования скважин нижнемеловых залежей Уреngoyского месторождения. Обзорная информация: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений* [Experience of studies of the wells of the Lower Cretaceous deposits of the Urengoy field. Overview: Development and operation of gas and gas condensate fields]. Moscow: *IRTs Gazprom*, 2002, 43 p.
4. Ставицкий В.А., Ли Г.С., Шигидин О.А. *Продуктивность газоконденсатных скважин ачимовских отложений Уреngoyского НКМ* [Productivity of gas condensate wells of Achimov deposits of Urengoy oil, gas and condensate field. Geology, drilling, development and operation of gas and gas condensate fields: NTC]. Moscow: *Gazprom экспо*, 2012, issue 2, pp. 20–25.
5. Safronov M.Yu., Li G.S., Stasenkov I.V. *Опыт строительства скважин в сложных горно-геологических условиях II участка ачимовских отложений Уреngoyского НКМ* [Experience in well construction in difficult mining and geological conditions of the area II of Achimov deposits of Urengoy oil, gas and condensate field]. Materials of scientific and practical conferences of young scientists and specialists of ОАО Gazprom, prizewinners 2011. Moscow: *Gazprom экспо*, 2012, pp. 5–10.