

# Изменение состава пластового газа при разработке на истощение пластовой энергии Ен-Яхинского НГКМ

**Г.С. Ли**

к.т.н., заместитель директора по геологии и разработке месторождений  
g.s.li@gd-urengoy.gazprom.ru

**О.А. Шигидин**

начальник отдела исследования скважин  
o.a.shigidin@gd-urengoy.gazprom.ru

**А.С. Голованов**

ведущий инженер отдела исследования скважин  
a.s.golovanov@gd-urengoy.gazprom.ru

ИТЦ ООО «Газпром добыча Уренгой»,  
Новый Уренгой, Россия

**Представлены результаты комплексного анализа параметров работы эксплуатационного фонда газоконденсатных скважин Ен-Яхинского НГКМ, разрабатываемого на истощение пластовой энергии. Показаны особенности изменения состава пластового газа, количества и потенциального содержания компонентов C<sub>5+В</sub> в добываемой продукции, необходимые для планирования добычи углеводородов и внесения корректив в проектные документы.**

**Материалы и методы**

Газ сепарации, газовый конденсат, пластовый газ; комплексные промысловые и лабораторные газоконденсатные исследования.

**Ключевые слова**

Ен-Яхинское НГКМ, пластовое давление, депрессия на пласт, газ сепарации, конденсат газовый нестабильный, потенциальное содержание конденсата, газоконденсатная характеристика, состав пластового газа

Промышленная разработка нижнемеловых отложений Ен-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) начата в декабре 2003 г. вводом в эксплуатацию газоконденсатных залежей пластов БУ<sub>8</sub><sup>1-2</sup> и БУ<sub>10</sub><sup>2</sup>, выделенных в два самостоятельных объекта — II и III. Продукция скважин поступает на установку комплексной подготовки газа — УКПГ-11В.

Начальные параметры газоконденсатных систем Ен-Яхинского НГКМ определены в периоды геологоразведочных работ и опытно-промышленной эксплуатации. По результатам промысловых и лабораторных исследований установлено, что данные системы насыщены углеводородами C<sub>5+В</sub>. Газовый конденсат — метанового типа. Начальное потенциальное содержание C<sub>5+В</sub> (ПС<sub>5+В</sub>) в пластовом газе БУ<sub>8</sub><sup>1-2</sup> — 289 г/м<sup>3</sup> при пластовом давлении 29,1 МПа, а в БУ<sub>10</sub><sup>2</sup> — 262 г/м<sup>3</sup> при пластовом давлении 30,8 МПа. Залежи пластов характеризуются средними значениями пористости 15÷16 %, проницаемости 26÷36 мД, газонасыщенными толщинами 2÷14 м [1].

Разработка газоконденсатных залежей на истощение пластовой энергии сопровождается закономерными физическими процессами ретроградной конденсации высококипящих компонентов пластовой углеводородной смеси, что приводит к монотонному уменьшению C<sub>5+В</sub> в добываемом пластовом газе по мере снижения пластового давления.

Сравнение основных фактических и проектных показателей разработки Ен-Яхинского НГКМ свидетельствует о существенном их различии. Несмотря на превышение фактических устьевых (+10%) и пластовых давлений (+5%) над проектными значениями, скважины эксплуатируются с большими в сравнении с проектом депрессиями на пласт (+36%). В этих условиях дебит скважин ниже проектного показателя на 5%. В данной ситуации фактором, определяющим уровни добычи газа и газового

конденсата, является число действующих скважин, которое меньше проектного значения на 12%. Следовательно, отставание от проектных уровней добычи (на 11–12% по газу сепарации и нестабильному газовому конденсату) обусловлено меньшим количеством фактически действующих скважин. При этом поддержание удельного выхода конденсата достигнуто после внедрения в технологическую схему УКПГ-11В системы двойного дросселирования и оптимизации параметров низкотемпературной сепарации. Увеличение добычи нестабильного конденсата достигнуто за счет роста в его составе легких углеводородных фракций.

Невыполнение проектных решений по увеличению действующего фонда скважин делает затруднительным обеспечение проектных уровней добычи газа и конденсата — на середину 2015 г. действующий фонд составил 72 скважины, что на 18 ед. меньше проекта.

На рис. 1 показано изменение средних значений устьевого и пластового давлений по скважинам Ен-Яхинского НГКМ, добычи газа сепарации (ГС) и нестабильного конденсата (НК) в 2011÷2014 гг., прогнозные их величины на 2015÷2016 гг., рассчитанные по ретроспективному анализу массива данных.

На середину 2015 г. накопленная добыча пластового газа составила 29% от запасов, а потенциальное содержание C<sub>5+В</sub> в добываемой продукции снизилось более чем в два раза от начальных значений.

Начиная с 2007 г., прослеживается несоответствие фактических и проектных значений ПС<sub>5+В</sub> по объектам эксплуатации Ен-Яхинского НГКМ. На данной стадии эти отклонения достигли 10÷15% от текущей величины конденсатосодержания. Фактические пластовые потери C<sub>5+В</sub> оказались выше, чем принятые при подсчете запасов и коэффициентов извлечения конденсата. Данное обстоятельство связано с комплексом причин: с сорбционными свойствами пористой

Экспл. объект	Пластовые условия		Компонентный состав пластового газа, % мольные									ПС <sub>5+В</sub> г/м <sup>3</sup>
	P <sub>пл</sub> , МПа	T <sub>пл</sub> , °C	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12+</sub>		
Начальные составы, принятые при проектировании												
II	29,1	80	0,27	1,05	80,84	6,04	3,76	0,79	0,92	6,31	289,2	
III	30,8	84	0,32	0,84	84,08	4,53	2,98	0,81	0,80	5,47	262,4	
Текущие составы по результатам исследований скважин												
II	17,8	80	0,14	1,03	83,50	5,81	3,95	1,04	1,37	3,15	133,8	
III	16,4	84	0,44	0,68	86,78	4,41	2,97	1,06	1,10	2,56	108,2	
УКПГ-11В	17,4	83	0,23	0,93	84,57	5,35	3,63	1,05	1,28	2,96	125,5	

Таб. 1 — Компонентные составы пластовых газоконденсатных систем эксплуатационных объектов Ен-Яхинского НГКМ

среды, наличием остаточной нефти или оторочек в пласте, связанной воды и другими факторами, которые не учитываются при лабораторных экспериментах, моделирующих на PVT-установках процессы контактной дифференциальной конденсации, происходящих в пластовых газоконденсатных системах.

На рис. 2 и 3 дано сравнение проектных зависимостей  $PC_{5+B} = f(P_{пл})$  по II и III объектам эксплуатации УКПГ-11В с зависимостями  $PC_{5+B} = f(P_{пл})$ , построенными по данным газоконденсатных исследований скважин (ГКИ).

В результате ретроградных процессов в газоконденсатной системе при снижении пластового давления изменяются состав и физико-химические свойства добываемой продукции — уменьшаются плотность и содержание компонентов  $C_{5+B}$ , растет количество легких компонентов [2].

В таб. 1 даны начальные и текущие компонентные составы пластовых газоконденсатных систем объектов эксплуатации Ен-Яхинского НГКМ.

На рис. 4 представлено изменение количества  $C_{5+B}$  (в мольных долях) в составе добываемого пластового газа и потенциального содержания  $C_{5+B}$  (в  $г/м^3$ ) в продукции скважин с начала разработки Ен-Яхинского НГКМ, а также прогнозные значения на 2015–2016 гг. Для построения графика использованы результаты исследований скважин на газоконденсатную характеристику.

Из рис. 4 видим, что с 2005 г. потенциальное содержание  $C_{5+B}$  в пластовом газе монотонно снижается и в 2016 г. составит  $103 г/м^3$ .

В заключение необходимо отметить, что текущее состояние разработки нижнемеловых залежей Ен-Яхинского НГКМ требует пересмотра проектного документа с учетом фактического геолого-технического состояния фонда скважин, уровней добычи газа и газового конденсата, состава и физико-химических свойств добываемого пластового газа.

### Итоги

По итогам комплексного анализа данных промышленных и лабораторных исследований сделан краткосрочный прогноз состава пластового газа Ен-Яхинского НГКМ, необходимый для планирования добычи углеводородной продукции.

### Выводы

Текущее состояние разработки Ен-Яхинского НГКМ требует внесения корректив в проектные документы для рационального доосвоения месторождения.

### Список литературы

1. Технологическая схема разработки нижнемеловых отложений Ен-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения. Тюмень: ООО «ТюменьНИИгазпрогаз», 2012.
2. 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.

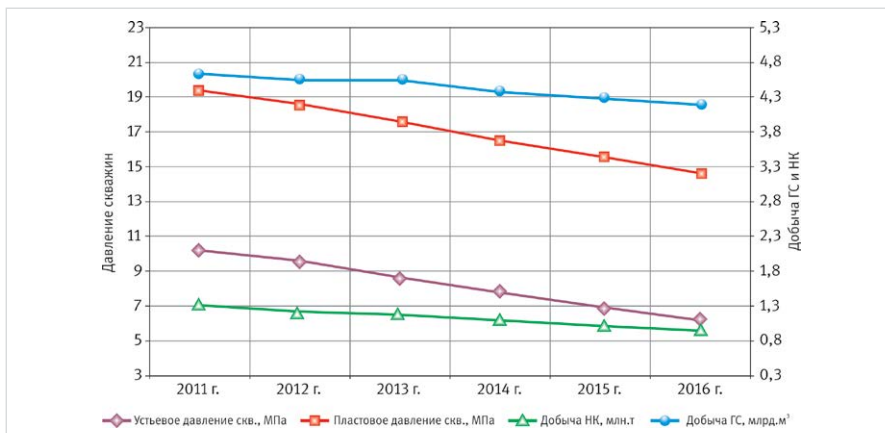


Рис. 1 — Изменение показателей разработки Ен-Яхинского НГКМ

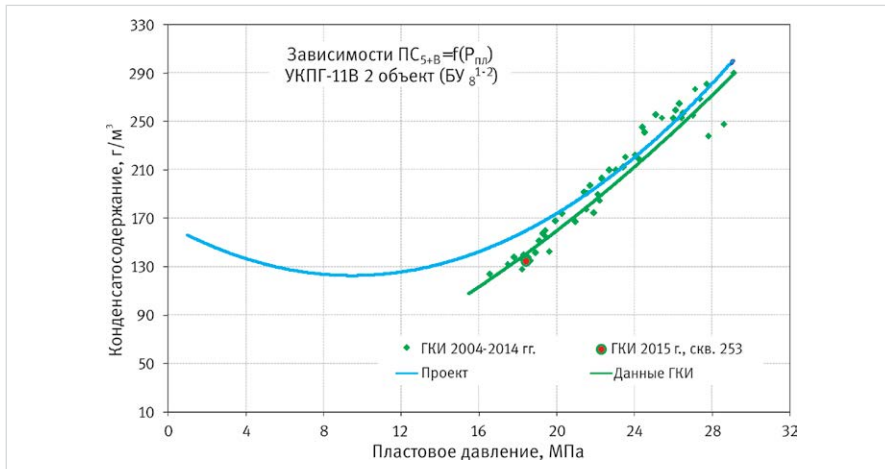


Рис. 2 — Проектная и фактическая зависимости  $PC_{5+B} = f(P_{пл})$  по II эксплуатационному объекту Ен-Яхинского НГКМ

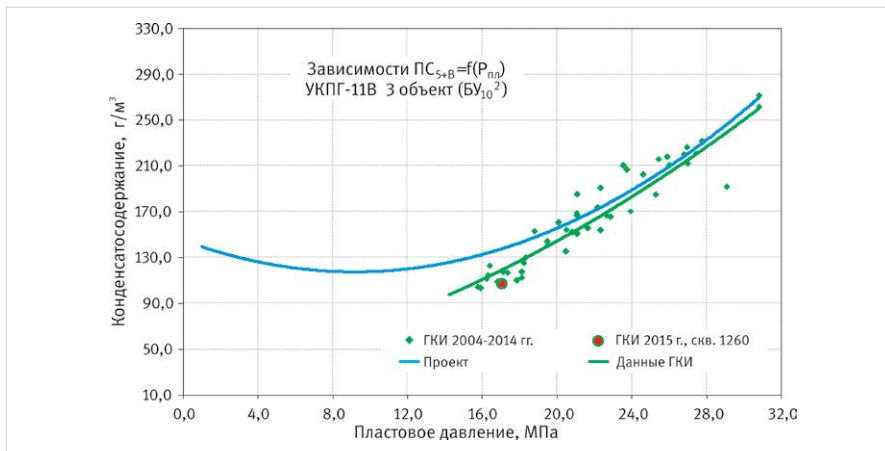


Рис. 3 — Проектная и фактическая зависимости  $PC_{5+B} = f(P_{пл})$  по III эксплуатационному объекту Ен-Яхинского НГКМ

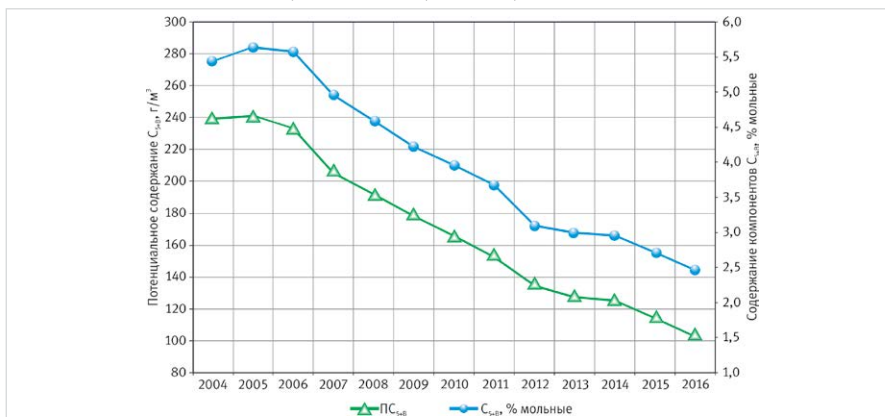


Рис. 4 — Изменение количества и потенциального содержания газового конденсата по Ен-Яхинскому НГКМ

## Formation gas composition changing during Yen-Yakhinsky OGCF development for the depletion of reservoir energy

UDC 622.279

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

Engineering and Technical Centre, Gazprom dobycha Urengoy LLC, Novy Urengoy, Tyumen, Russian Federation

### Abstract

The results of a comprehensive analysis are shown on the parameters of the operational gas-condensate well stock on Yen-Yakhinsky oil gas condensate field, which is under development for the depletion of reservoir energy. Demonstrated are the peculiarities of the composition changing of the formation gas, the amount and potential content of  $C_{5+B}$  components in the extracted products necessary for planning and production of hydrocarbons, also for adjustments in the design documents.

### Materials and methods

Separation gas, gas condensate, formation gas; comprehensive field and laboratory surveys of gas condensate.

### Results

As a result of a comprehensive analysis of the field and laboratory surveys' data a short-term forecast was made on the composition of the formation gas on Yen-Yakhinsky oil gas condensate field, which is necessary to plan hydrocarbon production.

### Conclusions

The current state of Yen-Yakhinsky oil gas condensate field development requires an adjustment in the design documents for the rational additional development of the field.

### Keywords

Yen-Yakhinsky oil gas condensate field, formation pressure, differential pressure, separation gas, unstable condensate, potential condensate content, gas-condensate characteristics, formation gas composition

### References

1. Reservoir development plan of Lower Cretaceous deposits, Yen-Yakhinsky oil/gas/condensate

field. Tyumen: TyumenNIlgiprogas, 2012.

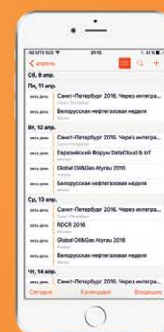
2. Aliev Z.S., Berdin T.G., Li G.S. Experience of Lower Cretaceous deposits wells survey

on Urengoy field. Background information: Development and operation of gas and gas condensate fields. - M.: IRC, 2002, 43 p



## НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ ВАК



Доступно в  
App Store

Google play

ТЕХНОЛОГИИ И ПУТИ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМ, СТОЯЩИХ ПЕРЕД  
ГЛАВНЫМ ИНЖЕНЕРОМ, ТЕХНОЛОГОМ, КОНСТРУКТОРОМ, МЕТРОЛОГОМ.

Авторы и подписчики — Татнефть, Лукойл, Сургутнефтегаз, Роснефть, Газпром, Газпром нефть, Новатэк, Русснефть, Транснефть, ведущие нефтяные и технические университеты, проектные институты и профильные предприятия.

Журнал распространяется на 90% нефтегазовых выставках и конференциях субъектов России и СНГ.

RUNEFT.RU

Реклама с умом