

## ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ЗАКАЧКИ ВЫХЛОПНЫХ ГАЗОВ НА КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ КОНДЕНСАТА

УДК  
622.279.42

### RESEARCH OF INFLUENCE INJECTION EXHAUST ON CONDENSATE RECOVERY FACTOR

Еске Г.А., Волик А.И.

ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический университет», г. Ухта, Российская Федерация

G.A. Eske, A.I. Volik

FSBEI HPE «Ukhta State Technical University», Ukhta, the Russian Federation

Основной проблемой разработки газоконденсатных месторождений является потеря большого количества ретроградного конденсата. Существует ряд методов повышения конденсатоотдачи, основанных либо на поддержании пластового давления, либо на извлечении уже выпавшего конденсата путем его испарения, конденсации или вытеснения закачанным агентом.

В качестве нагнетаемого агента чаще всего используется собственный отсепарированный газ, что ведет к консервации ценного углеводородного сырья. Также для вытеснения уже выпавшего конденсата применяют углеводородные растворители. Постоянное нагнетание таких растворителей экономически нецелесообразно из-за их дороговизны, поэтому закачка осуществляется в виде оторочек.

Из неуглеводородных газов наибольшее распространение получили азот и диоксид углерода. Применение данных газов обладает рядом недостатков: изменением параметров пластовой газоконденсатной смеси, ухудшением товарных качеств продукции и дополнительными расходами на очистку добываемого газа. Несмотря на изученность процессов, происходящих при закачке тех или иных агентов, поиск эффективных технологий добычи конденсата остается актуальным. Одним из способов повышения конденсатоотдачи пластов может быть закачка выхлопных газов, сочетающих в себе преимущества азота и диоксида углерода. Для исследования такой возможности были проведены численные эксперименты закачки выхлопных газов в истощенную газоконденсатную залежь на модуле композиционного моделирования GEM, входящего в программный комплекс компании CMG.

Было исследовано влияние времени начала закачки рабочего агента, вид воздействия и степень вскрытия пласта на коэффициент извлечения конденсата. Результаты расчетов показали, что нагнетание выхлопных газов обеспечивает дополнительную добычу конденсата.

The main problem of gas condensate field development is the loss of a large number of retrograde condensate. There are a few of methods for increasing condensate, based either on maintaining reservoir pressure, or have already fallen on the extraction of condensate by its evaporation, condensation or displacement of whole downloaded agent.

As the discharge is most commonly used agent own the separated gas, which leads to the preservation of valuable hydrocarbons. Also, to displace the condensate used has fallen hydrocarbon solvents. The constant injection of such solvents is not economically feasible due to their high cost, so downloading is carried out in the form of fringes.

Of non-hydrocarbon gases most widely used nitrogen and carbon dioxide. The use of these gases has several drawbacks: changes in the parameters of reservoir gas-condensate mixture, the deterioration of commodity products quality and additional costs for cleaning of the produced gas.

Despite the study of the processes that occur when downloading or those and other agents, the search for effective technologies for the extraction of condensate remains relevant. One way to improve condensate recovery can be pumped exhaust, combining the advantages of nitrogen and carbon dioxide. To study this possibility were carried out numerical experiments injection exhaust gas in depleted gas condensate deposits on the module compositional simulation GEM, included in the software package of CMG.

Investigated the effect of the start of injection of working agent, type of exposure and the degree of opening of the reservoir on the condensate recovery factor. Results showed that the injection of the exhaust provides additional condensate production.

**Ключевые слова:** газоконденсатное месторождение, ретроградный конденсат, коэффициент извлечения конденсата, закачка, выхлопные газы, испарение.

**Key words:** gas condensate field, retrograde condensate, condensate recovery factor, injection, exhaust, evaporation.

Разработка газоконденсатных месторождений может осуществляться на истощение или с воздействием на пласты [1]. Наиболее распространенным

и простым способом является разработка на истощение, которая предполагает использование только естественной энергии пластов, что обусловлено технологическими и общеэкономическими факторами.

Характерной особенностью указанного способа является ретроградная конденсация в пласте высококипящих углеводородов, ведущая к снижению коэффициента извлечения конденсата. Разработка на истощение в наименьшей степени подвержена влиянию таких факторов, как неоднородность строения коллектора, литолого-геологические характеристики

залежи, схема расположения и параметры сетки скважин, а также темпы разработки залежи. Самые серьезные недостатки данного способа – низкая конденсатоотдача (30-60% от потенциальных запасов) и резкое ухудшение продуктивности скважин в процессе разработки.

Для повышения углеводородоотдачи газоконденсатных месторождений используют различные методы воздействия на пласты [2], которые могут быть разделены на две группы:

- методы, предполагающие поддержание в залежах пластового давления для уменьшения выпадения в пластах ретроградного конденсата;
- методы извлечения уже выпавшего конденсата в частично или полностью истощенных залежах.

Методы поддержания давления в газоконденсатных пластах различаются по типу нагнетаемого рабочего агента (углеводородные и неуглеводородные газы, вода), степени охвата залежи воздействием (глобальное или локальное), а также по интенсивности воздействия.

Методы извлечения уже выпавшего конденсата, в основном, можно разделить по типу протекаемого в истощенных пластах физического процесса [3]:

- испарение ретроградного конденсата в нагнетаемый газообразный агент;
- конденсация закачиваемого газообразного агента на фронте вытеснения им пластового газа и повышение тем самым насыщенности порового пространства жидкостью до уровня подвижности жидкой фазы;
- вытеснение ретроградного конденсата жидкими углеводородными и неуглеводородными агентами.

Наиболее широкое распространение в промышленной практике получил сайклинг-процесс, который предусматривает закачку в пласт отсепарированного газа с целью поддержания пластового давления.

Данный способ воздействия на пласт предотвращает процессы ретроградной конденсации пластовой смеси. Однако, он имеет и некоторые недостатки: большие капитальные затраты, необходимые для осуществления обратной закачки сухого газа в пласт; длительная консервация запасов природного газа (10–15 лет) и др.

К настоящему времени разработаны различные модификации сайклинг-процесса [4]. Одной из таких является частичный сайклинг-процесс, предложенный канадскими исследователями. Сущность его заключается в следующем: в процессе циркуляции газа в пласт возвращается только часть добываемого газа, что ведет к снижению объемов законсервированных газов и обеспечивает достаточно полное извлечение конденсата. Тем не менее, при частичном сайклинг-процессе происходит снижение давления в залежи, что приводит к выпадению конденсата в пласте.

Методы воздействия, применяемые на начальной стадии разработки газоконденсатных месторождений, малоэффективны для истощенных залежей, разработка которых усложнена низкими давлениями (область давлений максимальной конденсации или ниже её) и низкой насыщенностью продуктивных коллекторов залежи ретроградной углеводородной жидкостью.

В качестве нагнетаемого агента можно использовать углеводородные газы (метан или газ сепарации) и растворители, а также неуглеводородные газы (азот, диоксид углерода).

Технология использования газа сепарации в качестве рабочего агента основана на замещении пластовой газовой фазы, богатой промежуточными углеводородами  $C_{2-4}$ , газом закачки, состоящим практически из метана, а также на вовлечении в разработку жидкой фазы путем интенсивного испарения растворенных в ней углеводородов в прокачиваемый через пласт неравновесный газ [5]. Эта технология позволяет поддерживать в течение длительного времени энергетическое состояние объекта, тем самым обеспечивая стабильные дебиты эксплуатационных скважин.

Для повышения компонентоотдачи истощенных газоконденсатных месторождений может быть использовано нагнетание в них углеводородных растворителей [6], таких, как этан, этан-пропановая фракция, ШФЛУ (широкая фракция легких углеводородов) и обогащенного газа. Все эти растворители состоят практически из одних промежуточных углеводородных компонентов.

Типичные для промежуточных углеводородов свойства обеспечивают хорошую смесимость их с ретроградным конденсатом и достаточно высокую эффективность вытеснения выпавшего конденсата растворителями. Нагнетание растворителей в газоконденсатные пласты по экономическим соображениям может производиться исключительно в виде их оторочек, продвигаемых по пласту газом (углеводородным или неуглеводородным).

Процесс вытеснения ретроградного конденсата обогащенным газом заключается в закачке в пласты газа, содержащего метан, этан, пропан и бутан ( $C_1-C_4$ ), с последующим вытеснением смеси пластовых углеводородов и обогащенного газа сухим газом. Механизм вытеснения ретроградного конденсата обогащенным газом может быть представлен на основе результатов исследований, описанных в работах Р.М. Тер-Саркисова [7].

Механизм извлечения выпавших в пласте жидких углеводородов при закачке обогащенного газа включает следующие основные этапы:

После закачки обогащенного газа выпавший конденсат начинает поглощать компоненты  $C_{2-4}$ , что связано с превышением данных компонентов в газовой фазе. В результате насыщенность пласта жидкой

углеводородной фазой увеличивается, но конденсат остается неподвижным. На первом этапе обеспечивается однофазная фильтрация газовой фазы.

На втором этапе наблюдается двухфазная фильтрация закачанного газа и жидкой углеводородной фазы. Данный эффект обеспечивается за счет превышения насыщенности жидкой фазой критического значения.

Данный этап характеризуется однофазной фильтрацией газовой фазы. Насыщенность жидкой углеводородной фазой уменьшается до критических значений из-за перехода промежуточных компонентов в газовую фазу.

Дальнейший переход компонентов  $C_{2-4}$  в газовую фазу приводит к снижению насыщенности жидкой углеводородной фазой до начальных значений.

В значительно меньшей мере исследованы вопросы воздействия закачкой неуглеводородных газов на газоконденсатные месторождения. Использование данных газов обладает существенными недостатками: значительными изменениями параметров пластовой газоконденсатной системы при взаимодействии с нагнетаемыми агентами, сложностью разделения отбираемых из пластов углеводородной системы и нагнетаемых неуглеводородных газов, что ведет к ухудшению товарных качеств добываемого газа.

При нагнетании двуокиси углерода для поддержания пластового давления в залежи на ранней стадии разработки месторождения будет осуществляться вытеснение конденсата при тех же режимах, как в случае вытеснения конденсата углеводородными растворителями. Основными проблемами такого метода являются отсутствие источников диоксида углерода и отделение диоксида углерода от газоконденсатной смеси.

Г.Р. Гуревич и П.Т. Шмыгля [8] предложили новую модификацию способа частичного поддержания давления, при котором наряду с отбором и реализацией большей части (до 70%) добываемого газа предотвращается выпадение конденсата в пласте при снижении давления. Сущность способа заключается в закачке в пласт части отсепарированного газа (30–40%) и двуокиси углерода в предусмотренном расчетном количестве. Добавление к закачиваемой углеводородной смеси углекислого газа создает двойной эффект. Во-первых, двуокись углерода способствует удержанию высококипящих углеводородов в газовой фазе и, тем самым, снижению давления начала конденсации. Во-вторых, закачка углекислого газа обеспечивает поддержание такого темпа падения давления, который необходим для выполнения условия превышения пластового давления над давлением начала конденсации пластовой углеводородной системы. Таким образом, на протяжении всего периода воздействия обеспечивается предотвращение пластовых потерь конденсата.

Перспективность применения азота в качестве рабочего агента для повышения конденсатоотдачи пластов вместо природного газа и диоксида углерода объясняется несколькими факторами [9]:

- доступность источников получения азота в промышленных масштабах (наиболее отработано производство азота из воздуха криогенным способом с расположением установки по производству непосредственно на месторождении);

- меньшие затраты на производство азота по сравнению с двуокисью углерода (в 2–3 раза) и природными углеводородными газами (в 4–8 раз);

- меньшая сжимаемость азота при высоких давлениях по сравнению с двуокисью углерода и природными углеводородными газами.

К недостаткам азота как агента нагнетания обычно относят: меньшую растворимость его в жидких углеводородах и относительно малые испаряющие способности промежуточных компонентов из ретроградной жидкости, а также повышение давления начала конденсации газоконденсатной смеси при добавлении в нее азота.

Искусственное заводнение как метод повышения компонентоотдачи газоконденсатных месторождений следует рассматривать как для поддержания пластового давления на начальных этапах разработки, так и для извлечения ретроградного конденсата из истощенных залежей [10]. Однако, несмотря на доступность и сравнительную дешевизну данного агента нагнетания, в практике разработки газоконденсатных месторождений закачка воды не нашла применения.

Комбинированной закачкой сухого газа и воды [11] можно избежать недостатков, характерных для сайклинг-процесса и искусственного заводнения. Разработаны различные варианты данного способа повышения конденсатоотдачи залежей. Наиболее простой вариант закачки газа и воды заключается в создании в газоконденсатных залежах оторочки сухого газа, продвигаемой по пласту водой. Второй вариант предполагает наряду с созданием в пласте оторочки сухого газа еще и выравнивание фронта вытеснения жирного газа сухим. В этом случае первым этапом воздействия на пласты будет являться предварительная закачка небольшой порции воды.

Такой метод воздействия имеет ряд преимуществ: сокращение сроков и объемов закачки сухого газа, а также сроков консервации запасов газа в залежи, уменьшение энергетических затрат на компримирование и закачку газа в залежь, простота поддержания и регулирования давления в залежи на этапе нагнетания воды. У данного метода комбинированной закачки сухого газа и воды есть свои недостатки: необходимость определенного переоборудования промысла после закачки газа под нагнетание в пласт воды, а также опасность обводнения скважин.

Несмотря на изученность процессов, происходящих при закачке тех или иных агентов, поиск эффективных технологий добычи конденсата остается актуальным. Одним из способов повышения конденсатоотдачи пластов может быть закачка выхлопных газов, сочетающих в себе преимущества азота и диоксида углерода.

Для прогнозирования показателей разработки участка газоконденсатной залежи был использован модуль композиционного моделирования GEM, входящий в программный комплекс компании CMG. Залежь представляет собой условный элемент пятиточечной системы со слоисто-неоднородным строением. Основные параметры модели приведены в таблице 1.

Таблица 1. Основные параметры модели

Параметр	Значение
Количество ячеек по оси X, шт.	51
Количество ячеек по оси Y, шт.	51
Количество ячеек по оси Z, шт.	7
Размер ячеек по оси X, м	30
Размер ячеек по оси Y, м	30
Максимальный размер ячеек по оси Z, м	4,61
Минимальный размер ячеек по оси Z, м	1,15
Глубина залегания, м	3940
Пористость, %	8,6 %
Проницаемость низкопроницаемых пластов, мкм <sup>2</sup>	$5 \cdot 10^{-3}$
Проницаемость высокопроницаемых пластов, мкм <sup>2</sup>	$42 \cdot 10^{-3}$
Водонасыщенность, доли ед.	0,09
Начальное пластовое давление, МПа	35

Для эксперимента был выбран следующий состав пластовой смеси: азот – 2,6 мол. %, метан – 77,96 мол. %, этан – 8,21 мол. %, пропан – 3,61 мол. %, изо-бутан – 0,43 мол. %, н-бутан – 0,75 мол. %, н-октан – 1,7 мол. %, н-нонан – 4,74 мол. %. Молекулярная масса  $C_{5+}$  составляет 124,6.

Вариант 1 предусматривает разработку залежи на истощение пластовой энергии в течение 50 лет.

В варианте 2 моделируется закачка выхлопных газов с 10 года разработки в объеме, равном объему добычи сухого газа из добывающих скважин. Закачка проводится в течение 20 лет, затем залежь разрабатывается на истощение еще 20 лет.

Вариант 3 отличается от второго тем, что закачка начинается с 20 года разработки, а период доработки на истощение составляет 10 лет.

Варианты 4 и 5 предполагают циклическую закачку выхлопных газов в течение 20 лет: один год производится закачка в двойном объеме добычи сухого газа добывающими скважинами; второй год нагнетательная скважина не работает. Время начала закачки и доработки соответствуют 2 и 3 вариантам.

Все варианты были рассчитаны при полном и частичном вскрытии пластов. При частичном добывающие скважины вскрывают два верхних пласта, а нагнетательная – два нижних.

В таблице 2 приведены результаты расчетов рассмотренных вариантов. Следует отметить, что за расчетный период сухой газ извлекается почти полностью.

Таблица 2. Результаты расчетов рассмотренных вариантов

Характеристики	Номер вариантов				
	1	2	3	4	5
Полностью вскрытый пласт					
Срок разработки, год	50	50	50	50	50
Период закачки, год	-	20	20	20	20
Закачанный объем выхлопных газов, млн м <sup>3</sup>	-	1695	1695	1695	1695
Накопленный отбор конденсата, тыс. т	135,5	165,4	164,9	167,2	164,6
Частично вскрытый пласт					
Срок разработки, год	50	50	50	50	50
Период закачки, год	-	20	20	20	20
Закачанный объем выхлопных газов, млн м <sup>3</sup>	-	1695	1695	1695	1695
Накопленный отбор конденсата, тыс. т	130,2	175,9	167,5	177,5	168,2

Полученные результаты для наглядности представлены графически (рисунки 1 и 2).

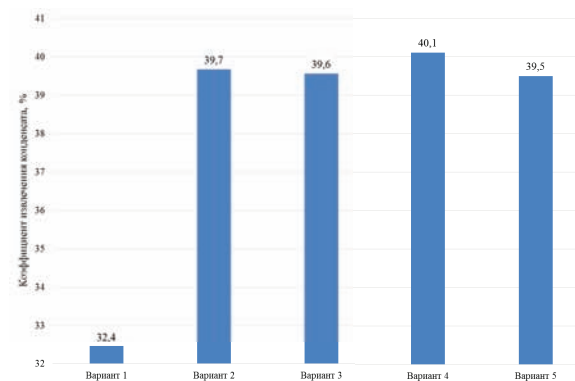


Рисунок 1. Коэффициент извлечения конденсата при полностью вскрытом пласте

Из рисунка 1 видно, что коэффициенты извлечения конденсата по вариантам 2-5 различаются на 0,6%. Это свидетельствует о том, что время начала закачки и вид воздействия для полностью вскрытого пласта не оказывают значительного влияния на

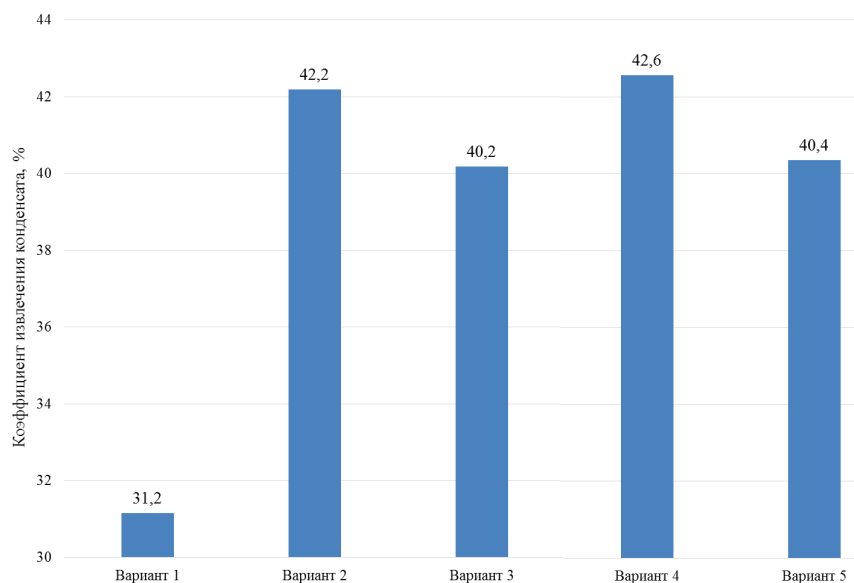


Рисунок 2. Коэффициент извлечения конденсата при частично вскрытом пласте

коэффициент конденсатоотдачи. Наилучший результат достигается при циклической закачке с 10 года разработки, когда пластовое давление снизилось до 10 МПа.

Однако, при частично вскрытом пласте (рисунок 2) время начала закачки оказывает существенное

влияние. Разница коэффициентов извлечения конденсата между вариантами 2-5 составляет 2,4%, а по сравнению с вариантом 1, когда залежи разрабатывается на истощение, – 9-11,4%. Это связано с тем, что пластовое давление снижается не так быстро, как при полностью вскрытом пласте.

влияние. Разница коэффициентов извлечения конденсата между вариантами 2-5 составляет 2,4%, а по сравнению с вариантом 1, когда залежи разрабатывается на истощение, – 9-11,4%. Это связано с тем, что пластовое давление снижается не так быстро, как при полностью вскрытом пласте.

На основе проведенных численных экспериментов можно сделать следующие **выводы**:

Выхлопные газы могут быть использованы как агент закачки в истощенные залежи с целью повышения конденсатоотдачи пластов.

Наибольший коэффициент извлечения конденсата достигается при циклической закачке.

При частично вскрытом пласте можно добиться наилучших результатов вследствие уменьшения темпа разработки залежи.

### СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Закиров С. Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений: учеб. пособие для вузов. М.: Недра, 1989. 334 с.

2 Гуревич Г. Р. Способы повышения конденсатоотдачи пластов // Разработка нефтяных и газовых месторождений. Итоги науки и техники. М.: ВИНТИ, 1985. № 16. С. 132–184.

3 Методическое руководство по применению методов извлечения конденсата, выпавшего в пласте в процессе разработки (вторичные методы повышения конденсатоотдачи) / Гриценко А. И. [и др.]. М.: ВНИИГАЗ, 1987. 106 с.

4 Развитие сайклинг-процесса с использованием в качестве рабочих агентов углеводородных и неуглеводородных газов / Гуревич Г. Р. [и др.]. // М.: ВИНТИ, 1990. вып. 22 С. 1–151.

5 Шандрыгин А. Н. Мировой опыт повышения конденсатоотдачи газоконденсатных месторождений // Современные проблемы разработки газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений: материалы науч.-практ. сессии (г. Салехард, 14–17 февраля 2007 г.). Новосибирск: Сибирское отделение РАН, 2007. С. 61–71.

6 Тер-Саркисов Р. М., Соловьев О. Н., Петров Г. В. О воздействии легкими углеводородными растворителями на истощенную газоконденсатную залежь // Разработка и эксплуатация газоконденсатных месторождений на завершающей стадии: тез. докл. конф. Коми филиала ВНИИГАЗ, Москва, октябрь 1990 г. М., 1990. С. 42–44.

7 Тер-Саркисов Р. М., Гриценко А. И., Шандрыгин А. Н. Разработка газоконденсатных месторождений с воздействием на пласт. М.: Недра, 1996. 239 с.

8 Гуревич Г. Р., Соколов В. А., Шмыгля П. Т. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления. М.: Недра, 1976. 186 с.

9 Использование азота и дымовых газов в процессах повышения нефте- и конденсатоотдачи / Сургучев М. Л. [и др.] М.: ВНИИОЭНГ, 1990. вып. 21. 56 с.

10 Кондрат Р. М. Экспериментальные исследования извлечения выпавшего в пористой среде углеводородного конденсата путем закачки в газоконденсатные залежи воды и других вытесняющих агентов // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений (Львов). 1988. № 25. С. 81–84.

11 Бураков Ю. Г., Уляшев В. Е., Гужов Н. А. Анализ эффективности и механизма водогазового воздействия на

выпавший в пласте конденсат // Газовая промышленность. 1991. № 7. С. 29–30.

### REFERENCES

1 Zakirov S. N. Teoriya i proektirovanie razrabotki gazovyih i gazokondensatnyih mestorozhdeniy: ucheb. posobie dlya vuzov. M.: Nedra, 1989. 334 s. [in Russian].

2 Gurevich G. R. Sposobyi povyisheniya kondensatootdachi plastov // Razrabotka neftyanyih i gazovyih mestorozhdeniy. Itogi nauki i tehniki. M.: VINITI, 1985. № 16. S. 132–184. [in Russian].

3 Metodicheskoe rukovodstvo po primeniyu metodov izvlecheniya kondensata, vyipavshego v plaste v protsesse razrabotki (vtorichnyie metodyi povyisheniya kondensatootdachi) / Gritsenko A. I. [i dr.]. M.: VNIIGAZ, 1987. 106 s. [in Russian].

4 Razvitie saykling-protssessa s ispolzovaniem v kachestve rabochih agentov uglevodorodnyih i neuglevodorodnyih gazov / Gurevich G. R. [i dr.]. // M.: VINITI, 1990. vpy. 22 S. 1–151. [in Russian].

5 Shandryigin A. N. Mirovoy opyt povyisheniya kondensatootdachi gazokondensatnyih mestorozhdeniy // Sovremennyye problemyi razrabotki gazokondensatnyih i neftegazokondensatnyih mestorozhdeniy: materialyi nauch.-prakt. sessii (g. Salehard, 14–17 fevralya 2007 g.).



Novosibirsk: Sibirskoe otdelenie RAN, 2007. S. 61–71. [in Russian].

6 Ter-Sarkisov R. M., Solovov O. N., Petrov G. V. O vozdeystvii legkimi uglevodorodnymi rastvoritelyami na istoschennuyu gazokondensatnyuyu zalezhi // Razrabotka i ekspluatatsiya gazokondensatnyih mestorozhdeniy na zavershayuschey stadii: tez. dokl. konf. Komi filiala VNIIGAZa, Moskva, oktyabr 1990 g. M., 1990. S. 42–44. [in Russian].

7 Ter-Sarkisov R. M., Gritsenko A. I., Shandyrikin A. N. Razrabotka gazokondensatnyih mestorozhdeniy s vozdeystviem na plast. M.: Nedra, 1996. 239 s. [in Russian].

8 Gurevich G. R., Sokolov V. A., Shmyiglya P. T. Razrabotka gazokondensatnyih mestorozhdeniy s podderzhaniem plastovogo davleniya. M.: Nedra, 1976. 186 s. [in Russian].

9 Ispolzovanie azota i dymovyyih gazov v protsessah povyisheniya nefte- i kondensatootdachi / Surguchev M. L. [i dr.] M.: VNIIOENG, 1990. vyip. 21. 56 s. [in Russian].

10 Kondrat R. M. Eksperimentalnyie issledovaniya izvlecheniya vyipavshogo v poristoy srede uglevodorodnogo kondensata putem zakachki v gazokondensatnye zalezhi vody i drugih vyitesnyayuschih agentov // Razvedka i razrabotka neftyanyih i gazovyih mestorozhdeniy (Lvov). 1988. № 25. S. 81–84. [in Russian].

11 Burakov Yu. G., Ulyashev V. E., Guzhov N. A. Analiz effektivnosti i mehanizma vodogazovogo vozdeystviya na vyipavshiy v plaste kondensat // Gazovaya promyshlennost. 1991. № 7. S. 29–30. [in Russian].

*Eske G. A., aspirant, ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический университет», г. Ухта, Российская Федерация*

*G. A. Eske, Post-graduate Student, FSBEI HPE "Ukhta State Technical University", Ukhta, the Russian Federation*

*Волк А. И., аспирант, ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический университет», г. Ухта, Российская Федерация*

*A. I. Volik, Post-graduate Student, FSBEI HPE "Ukhta State Technical University", Ukhta, the Russian Federation  
e-mail: eskegalina@yandex.ru, volik.a@inbox.ru*

## RESEARCH OF INFLUENCE INJECTION EXHAUST ON CONDENSATE RECOVERY FACTOR

UDC  
622.279.42

### ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ЗАКАЧКИ ВЫХЛОПНЫХ ГАЗОВ НА КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ КОНДЕНСАТА

G.A. Eske, A.I. Volik

FSBEI NPE «Ukhta State Technical University», Ukhta, the Russian Federation

Еске Г.А., Волик А.И.

ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический университет», г. Ухта, Российская Федерация

The main problem of gas condensate field development is the loss of a large number of retrograde condensate. There are a few of methods for increasing condensate, based either on maintaining reservoir pressure, or have already fallen on the extraction of condensate by its evaporation, condensation or displacement of whole downloaded agent.

As the discharge is most commonly used agent own the separated gas, which leads to the preservation of valuable hydrocarbons. Also, to displace the condensate used has fallen hydrocarbon solvents. The constant injection of such solvents is not economically feasible due to their high cost, so downloading is carried out in the form of fringes.

Of non-hydrocarbon gases most widely used nitrogen and carbon dioxide. The use of these gases has several drawbacks: changes in the parameters of reservoir gas-condensate mixture, the deterioration of commodity products quality and additional costs for cleaning of the produced gas.

Despite the study of the processes that occur when downloading or those and other agents, the search for effective technologies for the extraction of condensate remains relevant. One way to improve condensate recovery can be pumped exhaust, combining the advantages of nitrogen and carbon dioxide. To study this possibility were carried out numerical experiments injection exhaust gas in depleted gas condensate deposits on the module compositional simulation GEM, included in the software package of CMG.

Investigated the effect of the start of injection of working agent, type of exposure and the degree of opening of the reservoir on the condensate recovery factor. Results showed that the injection of the exhaust provides additional condensate production.

Основной проблемой разработки газоконденсатных месторождений является потеря большого количества ретроградного конденсата. Существует ряд методов повышения конденсатоотдачи, основанных либо на поддержании пластового давления, либо на извлечении уже выпавшего конденсата путем его испарения, конденсации или вытеснения закачанным агентом.

В качестве нагнетаемого агента чаще всего используется собственный отсепарированный газ, что ведет к консервации ценного углеводородного сырья. Также для вытеснения уже выпавшего конденсата применяют углеводородные растворители. Постоянное нагнетание таких растворителей экономически нецелесообразно из-за их дороговизны, поэтому закачка осуществляют в виде оторочек.

Из неуглеводородных газов наибольшее распространение получили азот и диоксид углерода. Применение данных газов обладает рядом недостатков: изменением параметров пластовой газоконденсатной смеси, ухудшением товарных качеств продукции и дополнительными расходами на очистку добываемого газа. Несмотря на изученность процессов, происходящих при закачке тех или иных агентов, поиск эффективных технологий добычи конденсата остается актуальным. Одним из способов повышения конденсатоотдачи пластов может быть закачка выхлопных газов, сочетающих в себе преимущества азота и диоксида углерода. Для исследования такой возможности были проведены численные эксперименты закачки выхлопных газов в истощенную газоконденсатную залежь на модуле композиционного моделирования GEM, входящего в программный комплекс компании CMG.

Было исследовано влияние времени начала закачки рабочего агента, вид воздействия и степень вскрытия пласта на коэффициент извлечения конденсата. Результаты расчетов показали, что нагнетание выхлопных газов обеспечивает дополнительную добычу конденсата.

**Key words:** gas condensate field, retrograde condensate, condensate recovery factor, injection, exhaust, evaporation.

**Ключевые слова:** газоконденсатное месторождение, ретроградный конденсат, коэффициент извлечения конденсата, закачка, выхлопные газы, испарение.

The development of gas condensate fields can be of depletion or the reservoir stimulation [1]. The most common and easiest way is the development of deple-

tion, which involves the use of only natural energy reservoirs, due to technological and economic factors.

A characteristic feature of this method is retrograde condensation in the formation of high-boiling hydrocarbons, leading to a decrease in the recovery rate of condensate. Development of depletion are the least affected by factors such as heterogeneity of the structure of the reservoir, lithologic and geological characteristics of the reservoir, and the plan grid settings wells, as well as the pace of development of the reservoir. The most serious disadvantage of this method - low condensate recovery

(30-60% of the potential reserves) and a sharp deterioration in the productivity of wells in the process of development.

To improve condensate recovery gas condensate field [2] using different stimulation methods that can be divided into two groups:

- methods that involve formation pressure maintenance in the reservoirs to reduce the loss in retrograde condensate reservoirs;

- extraction methods have already dropped out of the condensate in partially or fully depleted reservoirs.

Methods of formation pressure maintenance in the condensate reservoirs vary in type pumping working fluid (hydrocarbon and non-hydrocarbon gases, water), areal sweep efficiency (local or global) and the exposure intensity.

Methods of recovering the condensate already dropped substantially can be divided according to the type occurring in depleted reservoirs physical process [3]:

- retrograde condensate evaporation in the injected gaseous agent;

- condensation of the injected gas agent at the front displacement them reservoir gas and thereby increase the saturation of the pore space fluid to the level of mobility of the liquid phase;

- replacement of retrograde condensate liquid hydrocarbon and non-hydrocarbon agents.

The most widely used in commercial practice was cycling process that involves injection into the formation of separated gas to involve formation pressure maintenance.

This method of stimulation prevents retrograde condensation processes of formation fluid. However, it has some disadvantages: high capital costs required to implement the re-injection of dry gas into the reservoir; long-term conservation of natural gas reserves (10–15 years), and others.

To date, various modifications designed cycling process [4]. One of these is a partial cycling process proposed by Canadian researchers. Its essence lies in the following: the process gas circulating in the reservoir is returned only a portion of the produced gas, which leads to a decline in gas conserved and provides a sufficiently complete extraction of the condensate. However, when the partial cycling occurs during pressure reduction in the reservoir, which leads to condensation in the reservoir.

Methods used in the initial stage of development of gas condensate fields, are ineffective for depleted field, the development of which is complicated by low pressure (pressure range maximum condensation or below) and low saturation productive reservoirs retrograde liquid hydrocarbon deposits.

As an agent may be injected hydrocarbon gas (methane or gas separation), and solvents, as well as non-hydrocarbon gases (nitrogen, carbon dioxide).

The technology of using a gas as a working separation agent based on the substitution formation of the gas phase rich in  $C_{2-4}$  hydrocarbons intermediaries, pumping gas consisting essentially of methane, as well as being involved in the development of the liquid phase by vigorous evaporation of dissolved hydrocarbons in the reservoir pumped through a nonequilibrium gas [5]. This technology allows keeping the energy state of the object for a long time, thereby providing a stable flow rate wells.

To improve condensate recovery depleted gas condensate field can be used in injecting them hydrocarbon solvents [6], such as ethane, ethane, propane fraction, NGL (natural gas liquids), and the carbureted gas. These solvents consist essentially of one intermediate hydrocarbon components.

Typical for intermediate hydrocarbon properties provide good miscibility with their retrograde condensate and a sufficiently high displacement efficiency fallen condensate solvents. The injection of solvents in gas condensate reservoirs for economic reasons may be made solely in the form of their rims, promoted through the formation gas (hydrocarbon and non-hydrocarbon).

Process displacement retrograde condensate carbureted gas is injected into reservoirs containing gas methane, ethane, propane and butane ( $C_1-C_4$ ), followed by displacement of reservoir hydrocarbons and mixtures enriched gas with a dry gas. Displacement mechanism of retrograde condensate carbureted gas can be presented based on the results of the studies described in the works of R.M. Ter-Sarkisov [7].

The mechanism of extraction dropped in the formation of liquid hydrocarbons in the injection of enriched gas includes the following stages:

1. After injection of enriched gas condensate precipitate begins to absorb components  $C_{2-4}$ , which is associated with the excess of these components in the gas phase. As a result, the hydrocarbon saturation of the formation of the liquid phase increases, but remains stationary condensate. The first filtering stage is provided by a single-phase gas phase.

2. In the second stage is observed two-phase filtration injected gas and a liquid hydrocarbon phase. This effect is achieved by a liquid phase saturation exceeding a critical value.

3. This stage is characterized by a single-phase filtration gas phase. Saturation of the liquid hydrocarbon phase is reduced to a critical value of the intermediate component to the transition to the gas phase.

4. Further, the components in the gaseous phase  $C_{2-4}$  reduces the saturation of the liquid hydrocarbon phase to the initial values.

At least significantly investigated the impact of non-hydrocarbon gases pumping gas condensate field. Using these gases have significant disadvantages: considerable changes of parameters of produced condensate by reacting with blowing agents selected by the complexity



of the separation of the hydrocarbon recovery system and injected non-hydrocarbon gases, which leads to deterioration of commercial qualities of the produced gas.

While injecting carbon dioxide to formation pressure maintenance in the reservoir at an early stage of development of the field will be the displacement of condensation under the same conditions as in the case of displacement of condensate hydrocarbon solvents. The main problem this method is the lack of sources of carbon dioxide and the separation of carbon dioxide from the gas-condensate mixture.

G.R. Gurevich and P.T. Shmyglya [8] proposed a new modification of the method of the partial formation pressure maintenance at which along with the selection and implementation of the most part (70%) of the produced gas prevents condensation in the reservoir when the pressure. The method consists in injecting into the reservoir of the separated gas (30–40%) and carbon dioxide provided a calculated quantity. Adding to the injected hydrocarbon mixture of carbon dioxide creates a double effect. Firstly, the carbon dioxide contributes to the retention of higher boiling hydrocarbons in the gas phase and thereby reducing the dew point pressure. Secondly, injection of carbon dioxide formation pressure maintenance drop of the rate, which is required to satisfy the condition of the formation pressure exceeding the dew point pressure of the hydrocarbon reservoir. Thus, throughout the period of exposure is provided to prevent formation of condensate losses.

Prospects of using nitrogen as the working fluid to increase the condensate recovery instead of natural gas and carbon dioxide is due to several factors [9]:

- the availability of sources of nitrogen on an industrial scale (the most mature production of nitrogen from air cryogenically to the location of production plants directly from the field);
- lower costs of production of nitrogen dioxide compared to the carbon (2 – 3 times) and natural hydrocarbon gases (4 – 8 times);
- lower compressibility nitrogen at high pressures compared with carbon dioxide, natural hydrocarbon gases.

The disadvantages of the nitrogen injection as an agent usually include: lower solubility in liquid hydrocarbons and a relatively small volatile «capacity» of the intermediate component retrograde fluid and raising the dew condensate mixture during the addition of nitrogen.

Artificial flooding as a method of improving condensate recovery gas condensate fields should be considered as to formation pressure maintenance in the early stages of development, and to extract retrograde condensate from depleted reservoirs [10]. However, despite the availability and relatively low cost of this agent injection, in practice, the development of gas

condensate field water injection did not find the application.

Combined injection of dry gas and water [11] can be avoided by the shortcomings of the cycling process and artificial flooding. Various embodiments of the method for increasing condensate deposits. The simplest version of the gas injection and water is to build a gas-condensate reservoirs dry gas rim promoted through the formation water. The second option would be, along with the creation of the reservoir rim of dry gas and even alignment displacement front wet gas dry. In this case, the first stage of reservoir stimulation will be a pre-injection of a small portion of water.

This method of exposure has several advantages: reducing the time and volume of dry gas injection and the timing of conservation reserves of gas in the reservoir, reducing energy costs for compressing and injecting gas into the reservoir, easy to maintain and regulate the pressure in the reservoir at the stage of water injection. In this method, the combined injection of dry gas and water has its drawbacks: the need for a specific conversion of fishing after gas injection into the reservoir by injecting water, as well as the danger of flooding wells.

Despite the study of the processes that occur when downloading or those and other agents, the search for effective technologies for the extraction of condensate remains relevant. One way to improve condensate recovery can be pumped exhaust, combining the advantages of nitrogen and carbon dioxide.

In order to predict the development of indicators of site-condensate reservoir was used compositional simulation module GEM, included in the software package of CMG. The deposit is a conditional element five-point system with layered structure. The main parameters of the model are shown in Table 1.

**Table 1.** Basic parameters of the model

Parameter	Value
The number of cells along the axis X	51
The number of cells along the axis Y	51
The number of cells along the axis Z	7
The cell size along the axis X, m	30
The cell size along the axis Y, m	30
The maximum size of the cells along the axis Z, m	4.61
The minimum size of the cells along the axis Z, m	1.15
The depth, m	3940
Porosity, %	8.6 %
The permeability of low-permeability reservoirs, mkm <sup>2</sup>	5·10 <sup>-3</sup>
The permeability of high-permeability reservoirs, mkm <sup>2</sup>	42·10 <sup>-3</sup>
Water saturation, unit fraction	0.09
The initial reservoir pressure, MPa	35

For the experiment was selected following composition mixture formation: nitrogen – 2.6 mol. %, methane

– 77.96 mol. %, ethane – 8.21 mol. %, propane – 3.61 mol. %, iso-butane – 0.43 mol. %, n-butane – 0.75 mol. %, n-octane – 1.7 mol. %, n-nonane – 4.74 mol. %. The molecular weight of the  $C_{5+}$  is 124.6.

Variant 1 includes the development of deposits on the depletion of reservoir energy within 50 years.

In variant 2, simulated injection exhaust 10 years of development in a volume equal to the volume of the dry gas production wells. Injection is carried out for 20 years, then the deposit is developed on the depletion of 20 years.

Variant 3 differs from the second in that the injection starts 20 years of development and depletion redevelopment period of 10 years.

Variant 4 and 5 require cyclic injection exhaust gas over 20 years: one year is pumped into a double volume production of dry gas production wells; second year injector is not working. Start time of injection and redevelopment match 2 and 3 variants.

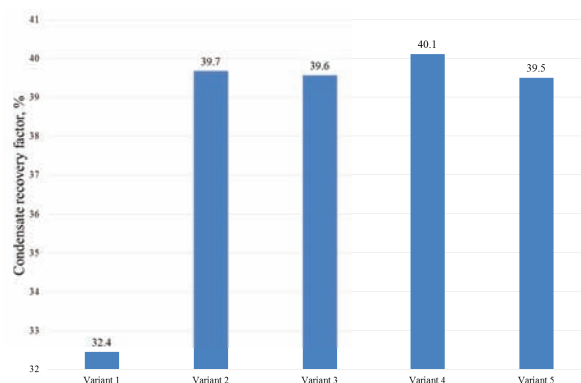
All variants have been calculated with the full and partial opening of the reservoir. In case of partial production wells reveal two upper reservoir and the pressure – the bottom two.

Table 2 shows the results of calculations of the variants considered. It should be noted that for the billing period dry gas is recovered almost completely.

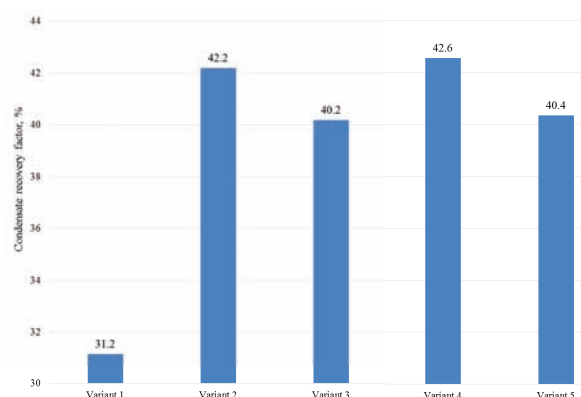
**Table 2.** Results of calculations variants considered

Characteristics	Number of variants				
	1	2	3	4	5
Fully formation penetration					
Development period, year	50	50	50	50	50
Injection period, year	-	20	20	20	20
Uploaded volume of exhaust gas, M m <sup>3</sup>	-	1695	1695	1695	1695
Accumulated condensate selection, kt	135.5	165.4	164.9	167.2	164.6
Partially uncovered reservoir					
Development period, year	50	50	50	50	50
Injection period, year	-	20	20	20	20
Uploaded volume of exhaust gas, M m <sup>3</sup>	-	1695	1695	1695	1695
Accumulated condensate selection, kt	130.2	175.9	167.5	177.5	168.2

The results obtained are plotted for clarity (Figure 1 and Figure 2).



**Figure 1.** Condensate recovery factor at full formation penetration



**Figure 2.** Condensate recovery factor from partially uncovered reservoir

Figure 1 shows that the condensate recovery factor on options 2–5 differ by 0.6%. This indicates that the start of injection and the kind of impact for all drilling – no significant effect on the coefficient of condensate. The best result is achieved by cyclic injection from 10 years of development, when the reservoir pressure dropped to 10 MPa.

However, in the partially excavated reservoir (Figure 2) during the start of injection has a significant impact. The difference between the coefficients of the condensate recovery options 2–5 is 2.4%, and compared to option 1, when the reservoir is developed on exhaustion – 9–11.4%. This is due to the fact that the reservoir pressure is not reduced as quickly as the fully exposed by the formation.

On the basis of numerical experiments, the following **conclusions**:

1. The exhaust gases may be used as an agent for injection into the depleted reservoir to improve condensate recovery.
2. The largest condensate recovery factor is achieved by cyclic injection.
3. In case of partial completion fluid can achieve the best results as a consequence of reducing the rate of development of the deposit.

## REFERENCES

1 Zakirov S.N. Theory and Design of the development of gas and gas condensate fields: studies. manual for schools. M.: Nedra, 1989. 334 p. [in Russian].

2 Gurevich G.R. Increasing condensate recovery // Development of oil and gas fields. The results of science and technology. M.: VINITI, 1985. №16. pp. 132-184. [in Russian].

3 Methodological guidance on the application of methods of condensate recovery, dropped in formation during development (secondary methods of increasing condensate) / A.I. Gritsenko, R.M. Ter-Sarkisov, O. F. Andreev et al. M.: VNIIGAS, 1987. 106 p. [in Russian].

4 Development of cycling process using as working agents of hydrocarbon and non-hydrocarbon gases / G.R. Gurevich, J.S. Tyshlyar, V.R. Gasparyan, G.Ya. Zverikova // M.: VINITI, 1990. pp. 1-151.

5 Shandrygin A.N. World experience condensate recovery factor on gas condensate fields // Current problems of gas condensate and oil and gas fields: Proceedings of the session (Salekhard, 14-17 February 2007). Novosibirsk: Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 2007. pp. 61-71. [in Russian].

6 Ter-Sarkisov R.M., Soloviev O.N., Petrov G.V., On the impact of a light hydrocarbon solvent to depleted gas condensate reservoir // Development and exploitation of gas condensate fields in the final stage: Abstracts. Conf. Komi Branch VNIIGAZ, Moscow, October 1990 - Moscow, 1990, pp. 42-44. [in Russian].

7 Ter-Sarkisov R.M., Gritsenko A.I., Shandrykin A.N. Development of gas condensate fields with an impact on the formation. M.: Nedra, 1996. p. 239 [in Russian].

8 Gurevich G.R., Sokolov V.A., Shmyglya P.T. Gas condensate field development to maintain reservoir pressure. M.: Nedra, 1976. p. 186 [in Russian].

9 The use of nitrogen and flue gas in the process of increasing oil and condensate /

M.L. Surguchev, Y.V. Zheltov, A.A. Fatkullin et al. M.: VNIIOENG, 1990. p.56.

10 R.M. Kondrat. Experimental studies recovery, dropped in a porous medium hydrocarbon condensate by pumping in gas condensate reservoirs and other water displacing agents // exploration and development of oil and gas fields (Lviv). 1988. № 25. pp. 81-84. [in Russian].

11 Burakou Y.G., Ulyashev V.E., Guzhov N.A. Analysis of efficacy and mechanism of water-gas influence on the fallen in the formation condensate // Gas industry. 1991. № 7. pp. 29-30. [in Russian].

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Закиров С. Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений: учеб. пособие для вузов. М.: Недра, 1989. 334 с.

2 Гуревич Г. Р. Способы повышения конденсатоотдачи пластов // Разработка нефтяных и газовых месторождений. Итоги науки и техники. М.: ВИНТИ, 1985. № 16. С. 132-184.

3 Методическое руководство по применению методов извлечения конденсата, выпавшего в пласте в процессе разработки (вторичные методы повышения конденсатоотдачи) / Гриценко А. И. [и др.]. М.: ВНИИГАЗ, 1987. 106 с.

4 Развитие сайклинг-процесса с использованием в качестве рабочих агентов углеводородных и неуглеводородных газов / Гуревич Г. Р. [и др.]. // М.: ВИНТИ, 1990. вып. 22 С. 1-151.

5 Шандрыгин А. Н. Мировой опыт повышения конденсатоотдачи газоконденсатных месторождений // Современные проблемы разработки газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений: материалы науч.-практ. сессии (г. Салехард, 14-17 февраля 2007 г.). Новосибирск: Сибирское отделение РАН, 2007. С. 61-71.

6 Тер-Саркисов Р. М., Соловьев О. Н., Петров Г. В. О воздействии легкими углеводородными растворителями на источен-

ную газоконденсатную залежь // Разработка и эксплуатация газоконденсатных месторождений на завершающей стадии: тез. докл. конф. Коми филиала ВНИИГАЗ, Москва, октябрь 1990 г. М., 1990. С. 42-44.

7 Тер-Саркисов Р. М., Гриценко А. И., Шандрыкин А. Н. Разработка газоконденсатных месторождений с воздействием на пласт. М.: Недра, 1996. 239 с.

8 Гуревич Г. Р., Соколов В. А., Шмыгля П. Т. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления. М.: Недра, 1976. 186 с.

9 Использование азота и дымовых газов в процессах повышения нефте- и конденсатоотдачи / Сургучев М. Л. [и др.] М.: ВНИИОЭНГ, 1990. вып. 21. 56 с.

10 Кондрат Р. М. Экспериментальные исследования извлечения выпавшего в пористой среде углеводородного конденсата путем закачки в газоконденсатные залежи воды и других вытесняющих агентов // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений (Львов). 1988. № 25. С. 81-84.

11 Бураков Ю. Г., Уляшев В. Е., Гужов Н. А. Анализ эффективности и механизма водогазового воздействия на выпавший в пласте конденсат // Газовая промышленность. 1991. № 7. С. 29-30.

*G. A. Eske, Post-graduate Student, FSBEI HPE "Ukhta State Technical University", Ukhta, the Russian Federation*  
Eske G. A., аспирант, ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический университет», г. Ухта, Российская Федерация  
e-mail: eskegalina@yandex.ru

*A. I. Volik, Post-graduate Student, FSBEI HPE "Ukhta State Technical University", Ukhta, the Russian Federation*  
Volik A. I., аспирант, ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический университет», г. Ухта, Российская Федерация  
e-mail: volik.a@inbox.ru