ПРИМЕНЕНИЕ ОПЫТА ОСВОЕНИЯ НЕТРАДИЦИОННЫХ ЗАПАСОВ ГАЗА В УСЛОВИЯХ РАЗРАБОТКИ ТУРОНСКИХ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

APPLICATION OF EXPERIENCE OF UNCONVENTIONAL GAS RESERVES PRODUCTION IN TURON GAS DEPOSITS DEVELOPMENT IN WESTERN SIBERIA

И. А. Гизетдинов
Ilmir A. Gizetdinov

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

А. Т. Идрисова
Alina T. Idrisova

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Б. Ш. Муслимов
Bulat Sh. Muslimov

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

В активе отечественных нефтегазодобывающих предприятий находятся лицензии на разработку месторождений, в состав которых входят крупные и уникальные залежи природного газа, причем основные запасы приурочены к низкопроницаемым залежам турона. Ресурсы газовых залежей турона относят к категории трудноизвлекаемых, они характеризуются наличием значительной неоднородности, низкими продуктивными характеристиками скважин, ухудшенными фильтрационно-емкостными и коллекторскими свойствами пластов.

Основные запасы природного газа на территории нашей страны сосредоточены в Ямало-Ненецком автономном округе (более 1 трлн м³), около 70 % этих объемов приурочены к низкопроницаемым залежам турона, из чего следует возможность их отнесения к перспективным источникам добычи углеводородов.

К числу геологических особенностей залежей турона стоит отнести низкие показатели проницаемости — 3–5 мД (согласно газодинамическим испытаниям), что обусловлено повышенной глинистостью, наличием глинистого цемента. Для туронских отложений также характерны значительная расчлененность коллектора и низкая песчанистость. Кроме того, невысокие прочностные характеристики слагающих пород ограничивают предельную депрессию, затрудняют отбор и исследование керна. Эффективные газонасыщенные толщины варьируются от 5 до 30 м, в среднем составляя 20 м.

Ресурсы туронских газовых залежей относят к трудноизвлекаемым запасам, выделяя следующие их особенности: значительная неоднородность и невысокие прочностные характеристики слагающих пород, ухудшенные коллекторские и фильтрационно-емкостные свойства пластов, низкие продуктивные характеристики скважин, значительная расчлененность коллектора и низкая песчанистость. Приведенные характеристики говорят о невысоких коллекторских свойствах туронских отложений, что предопределяет их низкую продуктивность при осуществлении дальнейшего разбуривания соответствующих месторождений. Также отмечается, что ухудшенные прочностные характеристики слагающих пород ограничивают предельную депрессию на пласт, затрудняют отбор и исследование керна.

Целью приведенной работы является анализ технологий и методов, позволяющих существенным образом увеличить продуктивность туронских газовых скважин, а также способов разработки, учитывающих оптимальное использование такой особенности, как совместное залегание туронских и сеноманских газоносных отложений.

Ключевые слова

туронские залежи; разработка;
треугольник ресурсов;
проппант; заканчивание;
природный газ; бурение

Туронские запасы следует отнести к категории нетрадиционных запасов газа вследствие того, что их разработка технологиями и методами, применяемыми отечественными предприятиями на большинстве газовых месторождений, экономически не рентабельна. В работе описываются конкретные проектные решения, реализованные в условиях месторождений со схожими условиями залегания на территории зарубежных стран, представлены анализ результатов апробации технологий и перечень решений по оптимизации разработки.

Приведенные решения позволят превысить минимально рентабельные дебиты и получить экономически и технологически приемлемые способы вовлечения в разработку туронских залежей.

The assets of domestic oil and gas companies are licenses for the development of large and unique deposits of natural gas, with the main reserves confined to low-permeable deposits of Turon. Gas resources of Turon are classified as difficult to recover, they are characterized by the presence of significant heterogeneity, low productive characteristics of wells, degraded reservoir porosity and permeability.

The main reserves of natural gas in our country are concentrated in the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug (more than 1 trillion m³), about 70 % of these volumes are confined to low-permeable deposits of the Turon, which means that they can be classified as promising sources of hydrocarbon production.

Among the geological features of the Turon deposits, low permeability indices should be attributed — 3–5 mD (according to gas-dynamic tests), which is due to increased clay content and the presence of clay cement. Turon deposits are also characterized by a significant dissection of the reservoir and low sandiness. In addition, the low strength characteristics of the composing rocks limit extreme depression, make it difficult to select and study the core. Effective gas-saturated thickness varies from 5 to 30 m, averaging 20 m.

Resources of the Turon gas deposits are classified as hard-to-recover reserves, highlighting the following features: significant heterogeneity and low strength characteristics of the component rocks, poor reservoir properties and reservoir porosity and permeability, low productive characteristics of the wells, significant dissection of the reservoir and low sandiness. These characteristics indicate low reservoir properties of the Turon deposits, which predetermines their low productivity in the implementation of further drilling of the relevant deposits. It is also noted that the deteriorated strength characteristics of the composing rocks limit the reservoir marginal depression, make it difficult to select and study the core.

The purpose of this work is to analyze technologies and methods that significantly increase the productivity of Turon gas wells, as well as development methods that take into account the optimal use of such features as the joint occurrence of Turon and Cenoman gas bearing sediments.

Turon reserves should be classified as unconventional gas reserves due to the fact that their development by the technologies and methods used by domestic enterprises in most gas fields is not economically viable. The paper describes specific design solutions implemented in the conditions of deposits with similar occurrence conditions in foreign countries, presents an analysis of the technology testing results and a list of solutions for optimizing development.

These solutions will allow to exceed the minimum profitable flow rates and to obtain economically and technologically acceptable ways to engage in the development of the Turon deposits.

Key words

Turon deposits; development; resource triangle; proppant; completion; natural gas; drilling

Основные запасы природного газа на территории нашей страны сосредоточены в Ямало-Ненецком автономном округе (более 1 трлн м³), около 70 % этих объемов приурочены к низкопроницаемым залежам турона, из чего следует возможность их отнесения к перспективным источникам добычи углеводородов. Однако в России опыта промышленной добычи газа туронских залежей немного.

Ресурсы газовых залежей турона относят к категории трудноизвлекаемых, они характеризуются наличием значительной неоднородности, низкими продуктивными характеристиками скважин, ухудшенными фильтрационно-емкостными и коллекторскими свойствами пластов.

К числу геологических особенностей залежей турона стоит отнести низкие показатели проницаемости – 3–5 мД (согласно газодинамическим испытаниям), что обусловлено повышенной глинистостью, наличием глинистого цемента.

Для туронских отложений также характерны значительная расчлененность коллек-

тора и низкая песчанистость. Кроме того, невысокие прочностные характеристики слагающих пород ограничивают предельную депрессию, затрудняют отбор и исследование керна. Эффективные газонасыщенные толщины варьируются от 5 до 30 м, в среднем составляя 20 м [1].

Невысокие коллекторские свойства туронских отложений определяют низкую продуктивность в ходе дальнейшего разбуривания месторождений [2]. Для предотвращения потерь энергии пласта и разрушения призабойной зоны скважины следует ограничить максимальный уровень депрессии в пределах 2,5 МПа, что составляет 24 % от начального пластового давления, причем данная величина имеет оценочный характер [3].

К настоящему времени открыты газовые залежи следующих месторождений, относящихся к газалинской пачке: Заполярное, Ленское, Новочасельское, Тэрельское, Харампурское, Южно-Русское (рисунок 1). Запасы газа на этих месторождениях указаны в таблице 1.

Рисунок 1. Обзорная схема газовых и нефтяных месторождений севера Тюменской области

Вследствие сложной структуры геологии туронских залежей газа, а также ухудшенных фильтрационно-емкостных свойств коллекторов необходима разработка более технологичных и современных подходов к их освоению, а также научное обоснование применяемых решений.

Таблица 1. Запасы туронских газовых отложений на территории Тюменской области [1]

Месторождение/ пользователь	Запасы ABC1+C2, млрд м ³	Год начала разработки
Заполярное / «Газпром»	ПК1	2 224
	T	205
Южно-Русское / «Газпром»+BASF	ПК1	672
	T1+2	278
Ново-Часельское / НК «Роснефть»	ПК1	53
	T	56
Ленское / «Газпром»	T1+3	86
Тэрельское / НК «Мангазья»	T	70
Харампурское / НК «Роснефть»	ПК1	199
	T	659
		2006-2008 (ОПР, 4 ГРП)

Согласно общей классификации (рисунок 2), туронские залежи газа нельзя отнести к традиционным, поскольку использование технологий добычи, применяемых в России для разработки большинства газовых месторождений, экономически неоправданно. В настоящее время несмотря на значительные запасы

туронские газовые залежи севера Западной Сибири не являются традиционным объектом разработки в отличие от газоносных отложе-

ний неокома и сеномана, распространенных в том же регионе.

Рисунок 2. Треугольник мировых ресурсов газа (по данным Международного энергетического агентства)

Обзор мирового опыта разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами показал, что туронский газ занимает промежуточное звено в категории между традиционным и нетрадиционным природным газом, но по своим фильтрационным свойствам (проницаемость < 10 мД) он все же ближе к нетрадиционным.

Нетрадиционный газ — это природный газ, промышленная добыча которого будет экономически неэффективна при отсутствии широкого применения технологий гидроразрыва пласта (ГРП), горизонтального бурения, многоствольных скважин или иных методов стимулирования притока газа в скважину. Основные категории нетрадиционного природного газа: газ низкопроницаемых коллекторов (Tight Natural Gas), сланцевый газ (Shale Gas), метан угольных пластов (Coalbed Methane) [4–6].

Ключевыми составляющими технологиями, общими при добыче всех категорий нетрадиционного газа, являются бурение горизонтальных скважин и проведение множественного ГРП.

Суть треугольника ресурсов природного газа в следующем: традиционные залежи газа и нефти (с высокой и средней проницаемостью) разрабатывать легко, но таких ресурсов становится меньше. Запасы газа нетрадиционных залежей велики, но их добыча является более дорогой по сравнению с традицион-

ными ресурсами. Согласно данной схеме, газовые залежи турона строго не относятся к газу низкопроницаемых коллекторов («tight» газ), так как проницаемость туронских залежей выше и составляет порядка 3 мД. Однако стоит учесть, что приведенная схема является условной и упрощенной, получена при обобщении зарубежного опыта. Для приполярных месторождений Западной Сибири характерны сложные климатические условия, наличие вечномёрзлых пород, болотистая почва, что осложняет строительство и эксплуатацию скважин, газопроводов, газопромысловых сооружений, накладывает дополнительные требования к качеству подготовки газа и надежности оборудования.

Сравнительные характеристики методов добычи основных категорий природного газа представлены на рисунке 3: традиционный природный газ (левая скважина) и сланцевый (правая скважина – пример направленного бурения) [5].

Необходимо подчеркнуть общность газовых залежей турона и месторождений с низкопроницаемыми коллекторами («tight» газ), выделив их наиболее характерные особенности:

— геометрия резервуара — «слоеный пирог», т.е. структура продуктивной толщины представляет собой чередование глинистых и песчаных прослоек;

Рисунок 3. Методы добычи основных категорий природного газа

— низкие фильтрационно-емкостные свойства, что обуславливает экономическую нецелесообразность разработки традиционными методами;

— преимущественно «сухой» состав газа, в основном метан, и практически отсутствуют высокомолекулярные компоненты;

— механизм хранения газа в основном матричный — свободный газ в порах породы;

— режим разработки залежи — естественный.

По причине высоких эксплуатационных и капитальных затрат на освоение месторождений Западной Сибири к добычным возможностям продуктивных залежей предъявляются более высокие требования, чем к месторождениям, располагающимся в более благоприятной климатической зоне.

Следует отметить, что, в основном, все разрабатываемые мировые месторождения нетрадиционного газа находятся близко к основным регионам потребления, уже имеющим развитую газотранспортную инфраструктуру, что значительно удешевляет стоимость газа [6].

Для освоения уникальных запасов газа туронских залежей необходима технология, позволяющая существенным образом увеличить продуктивность скважин, а также способ разработки, позволяющий оптимально использо-

вать особенность совместного залегания туронских и сеноманских газоносных отложений.

В таблице 2 представлены 4 месторождения-аналога, по которым удалось отыскать наибольший объем информации по разработке и заканчиванию скважин [7, 8]. Данные залежи имеют достаточно большую общую мощность, высокую расчлененность. Способы заканчивания скважин: открытый ствол и перфорированная обсадная колонна. Упоминаний о пескопроявлениях практически не встречается.

Наиболее успешно показавшая себя технология стимуляции добычи — массивные гидроразрывы пласта на маловязких водных системах при высоких темпах закачки. Данный вид стимуляции применим как в вертикальных скважинах, так и горизонтальных.

На американском месторождении Blanco Mesaverde достаточно хорошо показал себя ультралегкий проппант (ULWP), обладающий низкой плотностью и высокой прочностью. Удельный вес проппанта составляет $1,25 \text{ г/см}^3$, что снижает риск преждевременного осаждения проппанта при использовании маловязких жидкостей. Скорость осаждения ультралегкого проппанта составляет $1,3 \text{ м/мин}$, в то время как скорость осаждения обычного — 5 м/мин и более.

Таблица 2. Месторождения с трудноизвлекаемыми запасами газа

Месторождения-аналоги	Основные характеристики	Способы добычи и варианты заканчивания	Применяемые технологии стимуляции
Blanco Mesaverde (США)	глубина — 1500–1770 м; общая мощность — 210–270 м; эффективная мощность — 48 м; пористость — 4–14 %; проницаемость 0,01–8,00 мД; средний дебит скважин: до ГРП — 17 тыс. м ³ /сут; после ГРП — 85 тыс. м ³ /сут	Вертикальные скважины + ГРП. Плотность сетки 32,5–130 га/скв.	ГРП на маловязкой жидкости разрыва (линейный гель). Высокий расход (перепад давления на перфорации 50 атм). Подача СО ₂ в 20 % соотношении. Концентрация проппанта до 500 кг/м ³ . Песок 20/40, проппант 20/40, ультралегкий проппант 20/40. Средняя закачка проппанта 0,240 т/м эффективной мощности.
		Горизонтальные скважины с большим углом наклона + ГРП. Плотность сетки — 65 га/скв. ГС показали низкую эффективность.	Многостадийный ГРП (2–3 стадии) на маловязкой жидкости разрыва (линейный гель). Высокий расход (перепад давления на перфорации 50 атм). Концентрация проппанта до 500 кг/м ³ . Проппант 20/40.
Milk River Gas Pool (Канада)	глубина залегания 300–400 м; общая мощность 61–91 м; эффективная мощность 3–9 м; пористость 10–18 %; проницаемость — 1 мД; средний дебит скважин: до ГРП — 4,3–7 тыс. м ³ /сут; после ГРП — 9–16 тыс. м ³ /сут	Вертикальные скважины + ГРП. Плотность сетки: начальная — 130 га/скв.; текущая — 65 га/скв.	ГРП на вязкой жидкости разрыва (сшитый гель). Геллант — 4,8 кг/м ³ , сшиватель 1–2 л/м ³ , брейкер — 0,12 кг/м ³ . Расход смеси — 6 м ³ /мин. Подача ПАВ — 2 л/м ³ , СО ₂ — 55 м ³ /м ³ . Концентрация проппанта — до 1000 кг/м ³ . Проппант фракции 12/20, 8/20. Средняя закачка проппанта — 2,2 т/м эффективной мощности.
Medicine Hat (Канада)	глубина залегания — 450–470 м; общая мощность — 9 м; эффективная мощность — 3,5 м; пористость — 20 %; проницаемость — 1–2 мД; средний дебит скважин: до ГРП — 9–14 тыс. м ³ /сут, после ГРП — 14–23 тыс. м ³ /сут	Вертикальные скважины + ГРП. Плотность сетки: начальная — 130 га/скв.; текущая — 65 га/скв.	ГРП на вязкой жидкости разрыва (сшитый гель) с ГНКТ. Геллант — 4,8 кг/м ³ , сшиватель 1–2 л/м ³ , брейкер — 0,12 кг/м ³ . Расход смеси — 2 м ³ /мин. Подача ПАВ — 2 л/м ³ , СО ₂ — 55 м ³ /м ³ . Концентрация проппанта — до 1800 кг/м ³ . Проппант фракции 20/40. Средняя закачка проппанта — 2–3 т/м эффективной мощности.
Puesto Touquet (Аргентина)	глубина залегания — нет данных; общая мощность — нет данных; эффективная мощность — нет данных; пористость — 15 %; проницаемость — 0,1–5,0 мД	Вертикальные скважины + ГРП. Плотность сетки — нет данных.	ГРП на вязкой метанольной жидкости (сшитый метанол). Геллант 2–3 кг/м ³ , сшиватель 1–2 л/м ³ . Расход смеси — нет данных. Подача СО ₂ в 20 % соотношении. Концентрация проппанта — нет данных. Проппант фракции — нет данных.

Проведенный анализ показал, что низкопроницаемые газовые месторождения разрабатываются следующими способами:

- вертикальными и наклонно-направленными (большие углы прохождения по пласту) скважинами с гидроразрывом пласта;
- горизонтальными скважинами с множественными гидроразрывами пласта (первые

упоминания после 2002 г.); горизонтальные стволы ориентированы в направлении минимального горизонтального напряжения пород.

Ввиду хорошей сцементированности коллектора заканчивание скважин осуществляется открытым либо обсаженным стволом (перфорированная колонна, компоновка StageFRAC и т.д.).

При этом наиболее эффективно показавшие себя технологии ГРП имеют следующие особенности:

— маловязкие водные жидкости разрыва на основе полимерных линейных гелей в совокупности с CO_2 или N_2 ;

— высокие темпы закачки (расходы) рабочих агентов — 6–15 м³/мин;

— невысокие конечные концентрации проппанта — до 500 кг/м³ (ограничены вязкостью);

— большие объемы закачиваемого проппанта (при многостадийных ГРП до 160 т на интервал);

— легкие мелкофракционные проппанты (фракции 40/60, 20/40, 12/20, 8/20) удельным весом от 1,25 г/см³;

— к освоению скважины после ГРП приступают в течение 15–60 мин (сравливание «эффект шампанского»).

В целях формирования стратегии освоения низкопроницаемых туронских залежей газа, а также начала их промышленной эксплуатации необходимо проведение опытно-промышленных работ, при этом основные задачи состоят в следующем:

— разработать технологию заканчивания газовой скважины;

— разработать технологию эксплуатации газовой скважины (обработка призабойной зоны, МКО);

— опираясь на успешный опыт применения горизонтальных скважин с множественными ГРП на месторождениях низкопроницаемого газа и нефти США, провести бурение горизонтальных скважин, осуществить поинтервальный ГРП.

Опытно-промышленные работы по освоению туронских отложений газа также должны включать следующие пункты:

1) сбор, систематизация и верификация геолого-промысловых данных;

2) анализ результатов опробований, определение продуктивности скважин;

3) поиск месторождений-аналогов, определение ключевых технологий, применяемых для их разработки;

4) проведение модельных и аналитических расчетов продуктивности скважин, выбор оптимальной расчетной методики с учетом неопределенности исходных данных;

5) оценка эффективности для различных способов заканчивания скважин;

6) выбор оптимального пилотного участка, конструкции забоев скважин, внутрискважинного оборудования, программы обработок призабойной зоны пласта;

7) адаптация технологии разработки месторождения;

8) составление программ опытно-промышленной разработки и исследовательских работ.

К числу первых проектных решений по освоению туронских залежей газа можно отнести опыт по разработке туронских отложений Южно-Русского месторождения, который отражен в работе [3], включающей результаты определения длины горизонтальных стволов опытной многозабойной скважины, а также некоторые предложения по дальнейшей эксплуатации туронских газовых залежей:

— использование компоновки скважинного оборудования для одновременно-раздельной добычи газа сеноманского и туронского горизонтов;

— бурение наклонно-направленных скважин с проведением ГРП;

— бурение горизонтальных скважин с проведением поинтервального ГРП, что широко используется при разработке месторождений низкопроницаемых песчаников и газоносных глинистых сланцев.

В обязательном порядке для всех рассмотренных способов заканчивания необходимо определение рабочих режимов эксплуатации таких скважин и добычных возможностей при длительной эксплуатации.

Дальнейшее детальное изучение степени влияния ГРП на продуктивность скважин туронских отложений газа также должно включать:

1) бурение вертикальных скважин с обязательным отбором керна в разрезе «кровля — пласт — подошва» и его лабораторным исследованием на геомеханику (статические и динамические замеры) и скорость фильтрации (определение коэффициента утечек);

2) на этапе бурения скважины совместно со стандартным комплексом геофизических исследований в открытом стволе проведение каротажа с целью оценки геомеханических свойств пород в разрезе «кровля — пласт — подошва»;

3) проведение качественных газодинамических исследований с целью оценки продуктивности объекта «турон» до проведения ГРП;

4) корректирование оптимального дизайна ГРП на основе данных лабораторных и скважинных исследований на геомеханику и утечки;

5) проведение ГРП в соответствии с оптимальным дизайном и обязательным совмещением с исследованиями геометрии трещины ГРП;

6) замер высоты трещины после проведения миниГРП;

7) анализ миниГРП и корректировка оптимального дизайна ГРП с учетом уточняющих параметров, полученных при информационном ГРП и замерах высоты развития трещины;

8) проведение ГРП по уточненному дизайну совместно с сейсмическими исследованиями, направленными на оценку азимутального развития трещины;

9) проведение исследований по замеру высоты развития трещины и ее азимута в при-скважинной зоне;

10) оценка итоговой геометрии трещины ГРП на основе скважинных исследований и

изменения кривых поведения давления за- качки в процессе ГРП.

Выводы

Представленные решения позволят превысить минимально рентабельный дебиты и получить экономически и технологически приемлемый способ вовлечения в разработку туронских залежей. Однако ввиду того, что приведенные технологии апробировались в залежах с геологическими характеристиками, схожими с туронскими залежами, недостаточно широко, необходимы инженерная проработка и проведение опытно-промышленных работ, что позволит сформировать оптимальную стратегию освоения низкопроницаемых туронских залежей газа, а также начать их промышленную эксплуатацию.

В ходе дальнейших опытных работ необходимо уточнить фактическую продуктивность и технологический режим эксплуатации скважин, определить динамику изменения дебитов, надежность предлагаемых решений.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ахмедсафин С.К. Исследование и разработки методов и технологий разработки сенон-туронских залежей Севера Западной Сибири: дисс. ... канд. техн. наук. Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. 173 с.
2. Давлетбаев А.Я., Жилко Е.Ю., Исламов Р.Р. и др. Особенности проведения исследований скважин в низкопроницаемом газовом пласте // Матер. Российской нефтегазовой техн. конф. М., 2015. С. 13–15.
3. Лознюк О.А., Суртаев В., Сахань А. и др. Многостадийный гидроразрыв пласта открывает потенциал газоносных туронских залежей в Западной Сибири // Матер. Российской нефтегазовой техн. конф. М., 2015. С. 25–30.
4. Воробьев В.В., Красовский А.В., Мавлетдинов М.Г. и др. Моделирование режимов работы экспериментальной двухзабойной скважины на туронской газовой залежи // Наука и ТЭК. 2011. №2. С. 19–20.
5. Мастепанов А.М., Степанов А.Д., Горевалов С.В., Белогорьев А.М. Нетрадиционный газ как фактор регионализации газовых рынков. М.: Энергия, 2013. 128 с.
6. Unconventional Gas Reservoirs — Tight Gas, Coal Seams, and Shales. National Petroleum Council, 2007. 55 p.
7. International Energy Agency (IEA). World Energy Outlook, 2011. pp 24–30.
8. Working Document of the NPC Global Oil & Gas Study Made Available. National Petroleum Council, 2007. pp. 45–49.

REFERENCES

1. Ahmetsafin S.K. *Issledovanie i razrabotki metodov i tekhnologii razrabotki senon-turonskikh zalezhei Severa Zapadnoi Sibiri: diss. ... kand. tekhn. nauk.* [Research and Development of Methods and Technologies for the Development of the Senon-Turonian Deposits of the North of Western Siberia: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Tyumen, TIU, 2013. 173 p. [in Russian].
2. Davletbaev, A.Y., Zhilko, E.Yu., Islamov, R.R. et al. *Osobennosti provedeniya issledovaniy skvazhin v nizkopronitsaemom gazovom plaste.* [Peculiarities of Well Testing in a Low-Permeable Gas Reservoir]. *Materialy Rossiiskoi neftegazovoi tekhnicheskoi konferentsii* [Proceedings of the Russian Oil and Gas Technical Conference]. Moscow, 2015. pp. 13–15. [in Russian].
3. Lozniuk O.A., Surtaev V., Sakhan A. et al. *Mnogostadiinyi gidrorazryv plasta otkryvaet potentsial gazonosnykh turonskikh zalezhei v Zapadnoi Sibiri* [Multi-Stage Hydraulic Fracturing Opens up the Potential of Gas-Bearing Turonian Deposits in Western Siberia]. *Materialy Rossiiskoi neftegazovoi tekhnicheskoi konferentsii* [Proceedings of the Russian Oil and Gas Technical Conference]. Moscow, 2015. pp. 25–30. [in Russian].
4. Vorobiev V.V., Krasovsky A.V., Mavletdinov M.G. et al. *Modelirovanie rezhimov raboty eksperimental'noi dvukhzaбойnoi skvazhiny na turonskoi gazovoi zalezhi* [Modeling the Operational Mode of an Experimental Two-Well Well at the Turonian Gas Deposit]. *Nauka i TEC — Science and Fuel*, 2011, No. 2, pp. 19–20. [in Russian].
5. Mastepanov A.M., Stepanov A.D., Gorevalov S.V., Belogoryev A.M. *Netraditsionnyi gaz kak faktor*

regionalizatsii gazovykh rynkov [Unconventional Gas as a Factor in the Regionalization of Gas Markets]. Moscow, Energy, 2013. 128 p. [in Russian].

6. *Unconventional Gas Reservoirs Tight Gas, Coal Seams, and Shales*. National Petroleum Council, 2007. 55 p.

7. *International Energy Agency (IEA)*. World Energy Outlook 2011. pp. 24–30.

8. *Working Document of the NPC Global Oil & Gas Study Made Available*. National Petroleum Council, 2007. pp. 45–49.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ ABOUT THE AUTHORS

Гизетдинов Ильмир Альмирович, студент кафедры «Разработка и эксплуатация газовых и нефтегазоконденсатных месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Ilmir A. Gizetdinov, Student of Gas and Oil & Gas Condensate Field Development and Operation Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: ilmir.gizetdinov@gmail.com

Идрисова Алина Талгатовна, студент кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений», УГНТУ, филиал, г. Октябрьский, Российская Федерация

Alina T. Idrisova, Student of Development and Operation of Oil and Gas Fields Department, USPTU, Branch, Oktyabrskiy, Russian Federation

e-mail: idri.alina@mail.ru

Муслимов Булат Шамилевич, преподаватель кафедры «Разработка и эксплуатация газовых и нефтегазоконденсатных месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Bulat Sh. Muslimov, Lecturer of Gas and Oil & Gas Condensate Field Development and Operation Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: bmuslimov@mail.ru