АНАЛИЗ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ ПО БОРЬБЕ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯМИ НА ПРИМЕРЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В РЕСПУБЛИКЕ КАЗАХСТАН

ANALYSIS OF HYDRATE FORMATION PREVENTION ON PILOT TESTS ON THE EXAMPLE OF A GAS CONDENSATE FIELD IN THE REPUBLIC OF KAZAKHSTAN

Н. Р. Яркеева

Natalya R. Yarkeeva

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

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Т. А. Тасмуханов

Timur A. Tasmukhanov

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

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Одной из важнейших проблем при эксплуатации газоконденсатных месторождений является образование газогидратов. Отлагаясь на внутренних поверхностях труб, гидраты резко уменьшают пропускную способность труб, что в дальнейшем может привести к аварийной остановке. Затраты нефтегазовых компаний на предупреждение и борьбу с газогидратными пробками составляют значительную часть стоимости эксплуатации месторождений и транспорта газа. Поэтому сокращение затрат на предупреждение и борьбу с гидратообразованием в промысловых системах добычи газа для дальнейшего транспорта газа вызывает интерес со стороны многих добывающих компаний в нефтегазовой отрасли.

Гидратообразование — это процесс, возникающий при падении температуры и давления, что влечет за собой уменьшение упругости водяных паров и влагоемкости газа, а, вследствие этого, образование неустойчивых углеводородных соединений с водой, т.е. гидратов.

Гидраты представляют собой белые кристаллы, внешне похожие на снег или лед. Кристаллогидраты состоят из одной или нескольких молекул газа (метана, пропана, углекислого газа) и воды. Основными факторами, определяющими условия образования гидратов, являются состав газа, его давление, температура, полное насыщение газа парами воды.

В данной работе рассмотрено газоконденсатное месторождение Республики Казахстан. Приведены краткая геологическая характеристика залежи, компонентный состав газоконденсатной смеси и обзор методов борьбы с отложениями газогидратов. В качестве основного метода было принято использование многосегментного клапана компании Severn Glocon. Произведена оценка преимуществ и недостатков конструкции клапана, на основе которой были сделаны выводы о целесообразности дальнейшего применения клапана.

One of the most important problems in the operation of gas condensate fields is the formation of gas hydrates. Depositing on internal walls of pipes, hydrates sharply reduce a channel capacity of pipes that can lead further to an emergency shut-down. Costs of the oil and gas companies for control and prevention of gas hydrate plugs are a significant part of the cost of operating fields and transporting gas. Therefore, reducing the cost of control and prevention of hydrate formation in gas production system and for its further gas transportation is of interest to many operating companies in the oil and gas industry.

Hydrate formation is a process that occurs when temperature and pressure drops, which lead to a decrease in the elasticity of water vapor and

Ключевые слова

осложнения; гидратообразование;
гидраты; конденсат;
методы предупреждения АСПО;
метанол;
многосегментный клапан

Key words

complications; hydrate formation;
hydrates; gas condensate;
methods of asphaltene
deposits prevention; methanol;
multi-segment valve

the capacity of the gas, and, consequently, the formation of unstable hydrocarbon compounds with water, i.e. hydrates.

Hydrates are white crystals that look like snow or ice. Crystal hydrates consist of one or more gas molecules (methane, propane, carbon dioxide) and water. The main factors determining the conditions for the formation of hydrates are the composition of the gas, its pressure, temperature, full saturation of the gas with water vapor.

In this paper, the gas condensate field of the Republic of Kazakhstan is considered. A brief geological characteristic of the reservoir, the component composition of the gas-condensate mixture and a review of methods to control gas hydrates deposits are given. As the main method, the use of the multi-segment valve of the Severn Glocon company was adopted. An assessment of the advantages and disadvantages of the valve design was made, on the basis of which conclusions about the advisability of further valve use were made.

Газоконденсатное месторождение расположено на территории Актюбинской области Республики Казахстан. Согласно проекту опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ), предусматривается газонапорный режим работы пласта.

Разработка данного месторождения, как и большинства газоконденсатных, осложнена гидратообразованием, образованием асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) и присутствием сероводорода в продукции скважин [1]. Основным из представленных осложнений является гидратообразование.

На данном месторождении образованию гидратов способствуют наличие в составе газа сероводорода (до 1,84 %) и углекислого газа (до 2,17 %), которые при давлении 0,86 МПа и при температуре 21,1 °С, соединяясь с водой, могут образовывать твердые кристаллические соединения — газовые гидраты.

Из опыта промысловой практики известно, что интенсивно гидраты в газовых скважинах образуются при освоении скважин после бурения. Это объясняется тем, что призабойная зона скважины насыщена водой, отфильтрованной из бурового раствора. При освоении она выносится пластовой жидкостью в скважину и, контактируя с газом, при соответствующих термодинамических условиях, переходит в гидратную фазу.

Несмотря на то что гидраты являются неустойчивыми соединениями углеводородов с водой, отлагаясь в стволе скважины, в системе сбора и транспорта газа, они резко уменьшают их пропускную способность, вплоть до полного прекращения подачи газа.

Для предупреждения гидратообразования необходимо устранить хотя бы одно из основных условий существования гидратов: высокое давление, низкую температуру или свободную влагу в газе. В соответствии с этим

предупреждение гидратообразования осуществляется вводом ингибиторов в поток газа, осушкой газа от паров воды, поддержанием температуры газа выше температуры гидратообразования, поддержанием давления ниже давления гидратообразования [2].

Метод снижения давления широко применяется для ликвидации образовавшихся гидратов в стволе скважин, в промысловых и магистральных газопроводах, где температура в результате разложения гидратов не понижается ниже 0 °С. Для этого участок газопровода, в котором образовались гидраты, отключается, и газ через продувочные свечи выпускается в атмосферу. Продукты распада выдуваются через одну из свечей. После этого участок снова включается в работу. Данную процедуру можно осуществлять также и односторонним выпуском газа из газопровода [3].

Метод подогрева применяют на газопроводах небольшой протяженности для разложения уже образовавшихся гидратов, либо для предупреждения гидратообразования в местах редуцирования газа [4]. Газ нагревают на станциях подогрева открытым огнем, паром, водой или другими теплоносителями [5, 6].

Однако наиболее эффективным для предупреждения гидратных отложений является метод ввода ингибиторов в поток газа.

На практике в качестве ингибиторов широко используют электролиты, спирты, гликоли. Растворяясь в воде, содержащейся в газе, ингибиторы снижают давление паров воды. При этом, если гидраты и образуются, то при более низкой температуре. Ввод ингибиторов при уже образовавшихся гидратах снижает давление паров воды, нарушая равновесие в системе «гидраты — вода». Упругость паров воды над гидратами оказывается большей, чем над водным раствором, что и приводит к их разложению. В качестве антигидрат-

ных ингибиторов широкое применение нашли метанол, хлористый кальций, диэтиленгликоль и др. [7].

Также в некоторых случаях применяются комбинированные ингибиторы, состоящие из нескольких веществ. К ним можно отнести смесь гликоля с метанолом и бутилоктаном [8].

При проектировании систем добычи, сбора и подготовки газов необходимо принять во внимание следующее:

— ввиду большой вязкости и плотности гликоли склонны к скоплению в отдельных неровных участках газопроводов, образуя так называемые «застойные зоны», что приводит к уменьшению свободного сечения газопроводов и, следовательно, к увеличению их гидравлических потерь. Поэтому в скважины чаще всего подают водные растворы метанола, так как при их использовании вероятность образования «застойных зон» мала;

— метанол более летуч, ввиду чего его потери в газовой фазе на два порядка больше, чем потери гликолей.

Мероприятия по ликвидации уже имеющихся гидратных пробок требуют значительных капиталовложений и времени. Существуют следующие методы борьбы с гидратообразованиями [9]:

- механические;
- прогрев теплоносителями (паром, горячей водой, термодинамическим ингибитором);
- термохимические, использующие теплоту определенной химической реакции (например соляной кислоты и магния);
- тепловые без непосредственного контакта теплоисточника с гидратными отложениями (прогрев колонны НКТ при работе скважины через затрубное пространство, подача теплоносителя в затрубное пространство);
- комбинированные.

В условиях эксплуатации газовых скважин на одном из месторождений Казахстана столкнулись с проблемой гидратообразования на штуцерной камере, где происходит снижение давления с 20–22 до 7–8 МПа.

Как основной способ предупреждения гидратообразования в стволе скважины на месторождении предусматривался ввод метанола в затрубное пространство в больших объемах дозировкой 800 г/(1000 м³) на забой скважины. Метанол, вводимый в затрубное пространство, стекает по стенкам скважин до башмака насосно-компрессорных труб, где захватывается

газовым потоком и выносится на поверхность, предупреждая образование гидратов.

Другим из способов предупреждения гидратообразования на месторождении рассматривался вариант использования импульсной трубки, которая спускается вместе с насосно-компрессорными трубами через затрубное пространство и устанавливается на глубине 400 м (так как гидраты образуются на глубине 0–300 м).

Применение метанола было исключено, потому что на заводе по приему скважинной продукции не предусмотрена установка регенерации метанола.

В таблицах 1 и 2 приведены исходные геолого-физические характеристики газоконденсатной залежи месторождения и компонентный состав газоконденсатной смеси соответственно.

Таблица 1. Исходные геолого-физические характеристики

Параметр	Значение
Тип залежи	пластово-сводовая, тектонически и литологически-экранированная
Тип коллектора	трещинно-поровый
Глубина залегания, м	3000
Средняя общая толщина, м	421–487
Средневзвешенная газонасыщенная толщина, м	75,6
Средняя пористость, д.ед.	0,109
Коэффициент газонасыщенности, д.ед.	0,759
Коэффициент проницаемости, мД	184,8
Коэффициент песчанистости, д.ед.	0,1–1,0
Коэффициент расчлененности, д.ед.	1–20
Плотность конденсата в поверхностных условиях, 10 ³ кг/м ³	0,746–0,779
Начальное пластовое давление, МПа	30,1–30,5
Давление начала конденсации, МПа	29
Пластовая температура, °C	66
Потенциальное содержание конденсата, блок, г/м ³	288/292
Объемный коэффициент пластового газа	0,0031
Коэффициент сверхсжимаемости газа	0,8087
Режим залежи	газовый
Средний дебит, тыс. м ³ /сут	410,0

Таблица 2. Компонентный состав газоконденсатной смеси

Наименование компонента	Содержание в смеси, % мол.
Сероводород	1,51–1,84
Углекислый газ CO ₂	до 2,17
Азот	1,50–1,79
Метан	73,16–83,3
Этан	7,20–7,71
Пропан	2,97–4,59
Изобутан	0,37–0,81
Н-бутан	0,50–1,35
Изопентан	0
Н-пентан	0,12–0,80
Гексан	до 0,81
Гептан	0,03–1,07
Октан	до 1,07
Вода	0,20
C9 и выше	2,62
Метанол	0,30
Молекулярная масса, г/моль	28,15

Газоконденсатная залежь приурочена к карбонатной толще. Коллектор относится ко II типу согласно классификации Нельсона [5]. К данному типу отнесены породы с высокой матричной пористостью и низкой матричной проницаемостью, но способной обеспечить рентабельные дебиты скважин. Газонефтяной контакт расположен на абсолютной отметке — 2751 м. Оптимальная депрессия на пласт составляет 5–7 МПа. Значения коэффициентов расчленённости и песчанистости указывают на неоднородный характер залежи.

Газоконденсатная смесь имеет повышенное содержание сероводорода и углекислого газа, что способствует образованию отложенных гидратов. Высокую долю в компонентном составе занимают легкие углеводороды, в особенности метан. Преобладание метана и его гомологов способствует росту количества газоконденсата в залежи. По групповому углеводородному составу конденсат относят к метанонафтенному типу с содержанием во фракции кипения до 300 °С метановых углеводородов от 53 % масс. до 66 % масс., нафтовых — 27–37 % масс. и ароматических 4,0–6,5 % масс. Другим из вариантов по выбору метода борьбы с гидратообразованиями рассматривалось использование устьевых подогревателей с двумя секциями (высокого и низкого давлений) непосредственно на устье скважины (рисунок 1). Применение данного метода требует обеспечения устьевых подогревателей топливным газом со всей инфраструктурой, что влечет за собой большие капитальные затраты и эксплуатационные рас-

ходы. Поэтому одним из оптимальных методов считают использование многосегментного клапана «Severn Glocon» (далее SG).

Для испытания многосегментного клапана фирмы «SEVERN GLOCON LTD» (Великобритания) с целью постепенного снижения устьевого давления в августе 2018 г. начаты опытно-промышленные работы на одной из скважин (рисунок 2).

Клапан SG выполняет роль многоступенчатого дросселя. На каждой из ступеней клапана создается градиент дросселирования. Наличие градиента обеспечивает снижение давления, что исключает образование гидратов в клапане (рисунок 3). Движение жидкости (flow path) в клапане проходит между двумя плитами: верхней (upper flow plate) и нижней (lower flow plate). Каждую секцию таких плит отделяет разделитель (separator).

Преимущества данного клапана:

- обслуживание с доступом сверху к затвору и седлу;
- сниженные затраты на проверку и обслуживание;
- механизмы компактны и легки в установке;
- отличные показатели максимального расхода и диапазона регулирования;
- уменьшаются потенциальные проблемы эрозии и шума;
- надежное запираение, доступно газонепроницаемое запираение;
- высокая взаимозаменяемость деталей в изделиях различных размеров и типов;

Рисунок 1. Устьевой подогреватель

Рисунок 2. Монтаж клапана SG

— для вариантов со сбалансированным механизмом не требуется большого усилия исполнительного механизма.

Для испытания была выбрана скважина К-97 одного из месторождений Казахстана. Исследования работы этой скважины начались еще в 2017 году. В среднем скважина давала более 40000 м³/сут газа. Был произведен перевод скважины в работу по резервной ли-

нии через испытываемый многосегментный клапан SG. Максимальное давление до штуцера составляло 13,0–13,5 МПа, минимальное давление до штуцера – 11,0–12,0 МПа. В период работы скважины через многосегментный клапан технологические параметры скважины были стабильными. Данные по испытанию клапана SG на скважине К-97 сведём в таблицу 3.

Рисунок 3. Строение многосегментного клапана SG

Таблица 3. Динамика испытания клапана SG

Дата испытания	Действия	Технологические параметры
14 августа 2018 г. Открытие клапана на 5 оборотов с использованием штуцера диаметром 8 мм	Начало испытаний: перевод скважины К-97 в работу по резервной линии. Давление трубное до клапана: в диапазоне 9,7–10,0 МПа	Давление после клапана: в диапазоне 1,4–1,6 МПа; Температура нефтегазовой среды до штуцера: от +20 °С до +25 °С; Температура нефтегазовой среды после штуцера: от –7 °С до –10 °С; Температура нефтегазовой среды на АГЗУ: от +10 °С до +12 °С; Дебит скважины по нефти: 29–37 т/сут; Дебит скважины по газу: 58 000–62 000 м³/сут
20 августа 2018 г.	Перевод в работу по основной линии (с использованием 6 мм штуцера)	Повышение трубного давления до 12,6 МПа и снижение дебита до 2 т/сут по нефти и до 12620 м³/сут по газу
21 августа 2018 г.	Проведение работ по вскрытию клапана с целью выявления причины повышения трубного давления	
23 августа 2018 г.	Внутренняя полость клапана загрязнена. Очистка демонтированных деталей клапана. Сборка в исходное положение. Места разьема соединений были опрессованы на рабочее давление Сегменты, седло и шток заполнены массой темно-коричневого цвета Отобрана проба с целью дальнейшего определения физико-химического состава отложений	
24 августа 2018 г.	Скважина переведена в работу через многосегментный клапан Клапан открыт на 5 оборотов, соответствующее поперечному сечению 8 мм штуцера	

Замеры дебита скважины по нефти и по газу производились один раз в сутки в течение 3–4 ч.

В ходе лабораторного анализа (результаты которого представлены в таблице 4) в клапане были обнаружены АСПО. После рассмотрения текущего состояния клапана было принято решение о нецелесообразности дальнейшего использования данной конструкции, и был представлен проект новой проточной части клапана (без изменения корпуса).

В период 14–21 сентября 2018 года были произведены отбор и испытание пробы нефтегазовой смеси со скважины К-97 для лабораторно-аналитических исследований. На ос-

нове полученных результатов в октябре 2018 года было решено провести перерасчет проточной части клапана. Проведение опытно-промышленных испытаний с новой проточной частью планируется в августе–сентябре 2019 года.

По результатам испытаний можно сказать, что было достигнуто уменьшение содержания асфальтенов. При этом наблюдается рост содержания смол, парафинов и мехпримесей, что говорит о необходимости дальнейшего совершенствования клапана. Молекулярная масса газа после штуцера увеличилась более чем в 1,5 раза (с 19,185 до 33,251 г/моль), что обеспечивает более полное извлечение газа.

Таблица 4. Результаты испытаний

№ п/п	Параметры	Отложение	
		с многосегментного клапана	из устьевого оборудования многосегментного клапана
		(дата отбора 20.08.18)	(дата отбора 23.08.18)
1	Содержание силикагелевых смол, % масс.	9,80	11,32
2	Содержание асфальтенов, % масс.	1,50	0,77
3	Содержание парафина, % масс.	20,43	22,66
4	Температура плавления парафина, °С	62,0	61,5
5	Содержание механических примесей, % масс.	0,640	1,414
6	Температура застывания, °С	25,0	25,0

Выводы

Опытно-промышленное испытание многосегментного клапана фирмы «Severn Glocon» показало загрязнение внутренней полости

АСПО, что привело к нарушению технологического режима (повышению трубного давления, падению дебита) скважины и ее периоди-

ческой остановке (производится чистка штуцеров 2–3 раза в неделю).

По результатам исследований отобранных проб нефтегазовой смеси будет произведен перерасчет проточной части клапана и затем продолжено проведение опытно-промышленных испытаний в августе-сентябре 2019 г.

Положительным результатом при проведении опытно-промышленных испытаний будут считаться результаты, при которых отпадет

необходимость остановки скважины для проведения чистки штуцера от гидратообразования. В случае достижения положительного результата данные клапаны планируется применить в эксплуатационных газовых скважинах месторождений Казахстана с целью исключения применения устьевых подогревателей и метанола, которые имеют высокую стоимость и значительные эксплуатационные расходы.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальтосмолапарафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление. Краснодар: Юг, 2011. Т. 1. 348 с.

2. Воробьев А.Е., Федоркова И.А. Меры предотвращения коррозий, гидратообразования и парафиноотложения на стенках промыслового оборудования. // Ресурсопроизводящие, малоотходные и природоохранные технологии освоения недр: матер. науч.-техн. конф. М.: РУДН, 2012. С. 346–349.

3. Глебова Л.А., Медникова О.Л. Методы борьбы с гидратообразованием // Геология, география и глобальная энергия. 2014. №3. С. 71–73.

4. Дарибаев Ю.А., Манапбаев Б.Ж., Дарибаев Н.Ю. Предупреждение и борьба с гидратообразованием при эксплуатации скважин месторождения Амангельды. // Современные технологии в нефтегазовом деле: матер. науч.-техн. конф. Уфа: УГНТУ, 2018. С. 75–78.

5. Калганов В.И., Ковалева Г.А. О классификации карбонатных трещинных коллекторов // Нефтепромысловое дело. 2010. №11. С. 12–14.

6. Медведева О.Н., Поляков А.С. Технические решения по борьбе с гидратообразованием углеводородных газов. // Энерго- и материалосберегающие экологически чистые технологии: матер. науч.-техн. конф. Минск: Беларуская наука, 2014. С. 245–248.

7. Михеев П.С., Верисокин А.Е. Инновационный способ борьбы с гидратообразованиями // Университетская наука – региону: матер. науч.-техн. конф. Ставрополь: СКФУ, 2018. С. 228–231.

8. Цицер П.А. Обзор методов борьбы с гидратообразованием старого и нового поколения // Технологии нефти и газа. 2015. №1. С. 10–15.

9. Ширяев Е.В. Методы борьбы с гидратообразованием и выбор ингибитора гидратообразования при обустройстве газового месторождения «Каменномысское море» // Молодой ученый. 2015. № 17. С. 323–326.

REFERENCES

1. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. *Asfaltosmoloparafinovye otlozheniya i gidratoobrazovaniya: preduprezhdenie i udalenie* [Asphalt-Resin-Paraffin Deposits and Hydrate Formation: Prevention and Removal]. Krasnodar, Yug Publ., 2011. Vol. 1. 348 p. [in Russian].

2. Vorob'ev A.E., Fedorkova I.A. Mery predotvrashheniya korrozij, gidratoobrazovaniya i parafin-

nootlozheniya na stenkah promyslovogo oborudovaniya [Measures of Prevention of Corrosion, Hydrate Formation and Paraffin Deposition on the Walls of the Field Equipment]. *Materialy nauchno-tehnicheskoi konferentsii «Resursoproizvodjashhie, maloothodnye i prirodoohrannye tehnologii osvoeniya neдр»* [Materials of the Scientific and Technical Conference «Resource-Producing, Low-Waste and Environmental Technologies for the Development of Subsoil»]. Moscow, RUDN, 2012. pp. 346–349. [in Russian].

3. Glebova L.A., Mednikova O.L. Metody bor'by s gidratoobrazovaniem [Gas Hydration Control]. *Geologiya, geografija i global'naja jenergiya — Geology, Geography and Global Energy*, 2014, No. 3, pp. 71–73. [in Russian].

4. Daribaev Ju.A., Manapbaev B.Zh., Daribaev N.Ju. Preduprezhdenie i bor'ba s gidratoobrazovaniem pri jekspluatatsii skvazhin mestorozhdeniya Amangel'dy. [Prevention and Suppression of the Hydrate Formation when Operating Wells at Amangeldy]. *Materialy nauchno-tehnicheskoi konferentsii «Sovremennye tehnologii v neftegazovom dele»* [Materials of the Scientific and Technical Conference «Modern Technologies in the Oil and Gas Industry»]. Ufa, USPTU, 2018. pp. 75–78. [in Russian].

5. Kalganov V.I., Kovaleva G.A. O klassifikacii karbonatnyh treshhinnyh kollektorov [Classification of Carbonate Fractured Reservoirs]. *Neftepromyslovoe delo — Oilfield Engineering*, 2010, No. 11, pp. 12–14. [in Russian].

6. Medvedeva O.N., Poljakov A.S. Tehnicheskie resheniya po bor'be s gidratoobrazovaniem uglevodorodnyh gazov [Technical Solutions to Combat the Hydration of Hydrocarbon Gases]. *Materialy nauchno-tehnicheskoi konferentsii «Jenergo- i materialosberegajushhie jekologicheski chistye tehnologii»* [Materials of the Scientific and Technical Conference «Energy and Material Saving Environmentally Friendly Technologies»]. Minsk, Belaruskaya Navuka, 2014. pp. 245–248. [in Russian].

7. Miheev P.S., Verisokin A.E. Innovacionnyj sposob bor'by s gidratoobrazovaniem [Innovative Way to Prevent Hydrate Formation]. *Materialy nauchno-tehnicheskoi konferentsii «Universitetskaja nauka — region»* [Materials of the Scientific and Technical Conference «University Science to the Region»]. Stavropol, North Caucasus Federal University, 2018. pp. 228–231. [in Russian].

8. Cicer P.A. Obzor metodov bor'by s gidratoobrazovaniem starogo i novogo pokoleniya [Review of Old and New Generation Methods for Hydrate Formation Control]. *Tehnologii nefiti i gaza — Oil and Gas Technologies*, 2015, No. 1, pp. 10–15. [in Russian].

9. Shirjaev E. V. Metody bor'by s gidratoobrazovaniem i vybor ingibitora gidratoobrazovaniya pri obustrojstve

gazovogo mestorozhdenija «Kamennomyskoe more»
[Methods of Prevention of Hydrate Formation and the
Choice of Hydrate Formation Inhibitor in Arranging the Gas

Field «Kamennomyskoye Sea»]. *Molodoj uchenyj — Young
Scientist*, 2015, No 17, pp. 323-326. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ABOUT THE AUTHORS

Яркеева Наталья Расатовна, канд. техн. наук, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Natalya R. Yarkееva, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of Oil and Gas-and-Oil Fields Development and Operation Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: yarkeevan@yandex.ru

Тасмуханов Тимур Арманович, студент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Timur A. Tasmukhanov, Student of Oil and Gas-and-Oil Fields Development and Operation Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: ttasm98@gmail.com