

Тепловое воздействие на нефтедобывающие территории Томской области при сжигании попутного нефтяного газа

М. Н. Алексеева, И. Г. Яценко, Т. О. Перемитина

*Институт химии нефти СО РАН, Томск, 634055, Россия
E-mail: amn@ipc.tsc.ru*

Работа посвящена проблеме теплового воздействия на ландшафт месторождений Томской области при сжигании попутного нефтяного газа на факельных установках. Для выявления действующих факельных установок по сжиганию попутного нефтяного газа и определения их теплового воздействия использовались космические снимки Landsat-8 зимнего периода. Изложены методические вопросы дистанционного определения действующих факельных установок на территории нефтедобычи и вычисления площади зон теплового загрязнения с использованием данных изменения яркостных температур земной поверхности в радиусе действия факельных установок. Установлена зависимость изменения площади зон теплового воздействия от объёмов запасов и добычи нефти 12 месторождений Томской области. Проведён анализ изменения площадей зон теплового воздействия по данным термоканалов Landsat за 2009, 2016 и 2017 гг. на Лугинецком месторождении. Показано, что площадь зоны теплового воздействия зависит от объёма добычи нефти, количества нефтяного газа в нефти и способов утилизации попутного нефтяного газа. Предложенный подход может быть использован в задаче мониторинга факелов сжигания попутного нефтяного газа и при оценке экологического состояния территорий нефтяных месторождений.

Ключевые слова: тепловые космические снимки, геоинформационные системы, нефтяные месторождения, факельные установки, сжигание попутного нефтяного газа, зоны теплового воздействия

Одобрена к печати: 24.08.2018

DOI: 10.21046/2070-7401-2018-15-5-52-60

Введение

По данным (Госдоклад..., 2017), в Томской области (ТО) основной вклад в загрязнение атмосферы вносят выбросы предприятий нефтегазодобывающей отрасли (205 580 т, или 70,1 %). В ТО ситуация по утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) выглядит значительно хуже по сравнению со среднероссийским уровнем рационального использования ПНГ, который в 2016 г. составил 88,21 %. Так, в 2015 г. на месторождениях ТО уровень рационального использования ПНГ достиг 85 %. Всего за этот период было добыто 3,6 млрд м³, при этом объём использованного ПНГ составил 3,0 млрд м³. В 2016 г. объём добываемого ПНГ превысил прошлогодний показатель и составил около 3,75 млрд м³, объём использованного ПНГ снизился и составил всего 2,97 млрд м³, что привело к увеличению объёма сожжённого газа и, в свою очередь, к уменьшению доли рациональной утилизации ПНГ до 79 % (Госдоклад..., 2017).

В настоящее время в России наибольшее распространение получили следующие направления рационального использования ПНГ: газонефтехимическое, энергетическое, геологическое (закачка в пласт для интенсификации нефтеотдачи) или, с необходимой подготовкой, поставка в магистральный газопровод. В ТО наиболее востребованным оказалось энергетическое направление: генерация электрической и тепловой электроэнергии для нужд нефтепромыслов и местных потребностей. Так, были построены газовые теплоэлектростанции на Западно-Полуденном, Игольско-Таловом и Двуреченском месторождениях. Газопоршневая электростанция запущена на Южно-Черемшанском и Герасимовском месторождениях. На Лугинецком месторождении действует Лугинецкая газокompрессорная станция по переработке ПНГ, а «готовый» газ подаётся в магистральный газопровод Нижневартовск–Парабель–Кузбасс, являющийся составной частью газотранспортной системы России.

Однако, несмотря на проводимые мероприятия, часть ПНГ сжигается на факельных установках (ФУ). При сжигании ПНГ в атмосферу выбрасывается большое количество вредных веществ, таких как сажа, оксиды азота, монооксид углерода, бензапирен, бензол, фосген, толуол, тяжёлые металлы (ртуть, мышьяк, хром), сернистый ангидрид, иногда сероводород, сероуглерод, меркаптаны, большое количество углекислого газа. Сжигание ПНГ приводит к тепловому загрязнению атмосферы и почвы. Из литературных источников (Евдокимов и др., 2017; Кирюшин и др., 2013; Книжников, Ильин, 2017) известно, что в зависимости от высоты ФУ, режима его использования, объёма и состава сжигаемого ПНГ зоны термического и химического воздействия ФУ на лесные экосистемы могут быть радиусом от 200 м до 1 км.

Применение космических снимков (КС) является актуальным и оправданным в решении проблемы мониторинга действующих ФУ и объёмов сжигания ПНГ. В работах (Алексеева и др., 2016; Кочергин и др., 2017; Мячина, 2017; Яценко и др., 2014; Chowdhury et al., 2014; Elvidge, 2011; Elvidge et al., 2016) рассматриваются вопросы применения КС различного пространственного и спектрального разрешения для детектирования действующих ФУ как на региональном, так и мировом уровне. Установлено, что официальная статистика по количеству действующих ФУ занижена, поэтому одной из проблем анализа теплового воздействия является определение реального количества функционирующих ФУ. Как нам известно, в ТО подобных работ ранее не проводилось. Целью данной статьи стало практическое применение существующих методик детектирования ФУ по КС Landsat и геоинформационный пространственно-временной анализ зон их теплового воздействия на нефтегазодобывающей территории ТО. Установлено, что ФУ с высокой точностью выявляются на зимних тепловых КС Landsat.

Данные и территория исследования

Нами были выбраны зимние снимки 2009, 2016 и 2017 гг. В данной работе использовались растровые изображения 11-го термочannels Landsat-8. Снимки получены термальным инфракрасным датчиком (TIRS) в диапазоне длин волн 11,5–12,5 мкм и имеют разрешение 100 м. TIRS используется для измерения излучаемой земной поверхностью длинноволновой тепловой инфракрасной энергии, интенсивность которой зависит от температуры поверхности. На КС Landsat-8 температура высокотемпературного объекта (термоточки или ФУ) с размером меньше пиксельного зафиксирована на площадке в 100 м². Для выявления зон теплового воздействия в 2009 г. использовался 6-й канал КС Landsat-5, который имеет пространственное разрешение 60 м в диапазоне длин волн 10,4–12,5 мкм.

На *рис. 1* (см. с. 54) приведены два предварительно обработанных тепловых снимка Landsat-8 западной части территории ТО с указанием 55 нефтяных месторождений. Наши исследования по обнаружению действующих ФУ проводились на территории 12 месторождений. Используются картографические материалы геоинформационной системы и база данных по свойствам нефти и газа Института химии нефти СО РАН для идентификации месторождений, анализа их запасов, уровня добычи нефти и данных о газосодержании в нефти (Яценко, Полищук, 2014, 2016). Кроме того, для сравнительного анализа температур земной поверхности и построения контуров зон теплового воздействия применялись метеоданные станции Средний Васюган (см. *рис. 1*). Как видно на рисунке, мартовская яркостная температура земной поверхности в среднем варьирует от -7 до 0 °С.

Для проверки адекватности дешифрирования снимков яркостную температуру пикселей КС сопоставили со значениями температуры приземного слоя атмосферы фоновой (без теплового загрязнения) территории в районе метеостанции Средний Васюган (см. *рис. 1*). Яркостная температура, рассчитанная по КС, ниже на 2–8 °С, чем температура, измеренная на метеостанции на высоте 2 м над поверхностью Земли.

Значения яркостных температур пикселей, отнесённых к зоне теплового воздействия, превышают среднее значение яркостных температур пикселей фоновых (без теплового воздействия) территорий месторождений. Значение яркостной температуры пикселя с факельной установкой на различных месторождениях на 5–59 °С выше среднего значения фона.

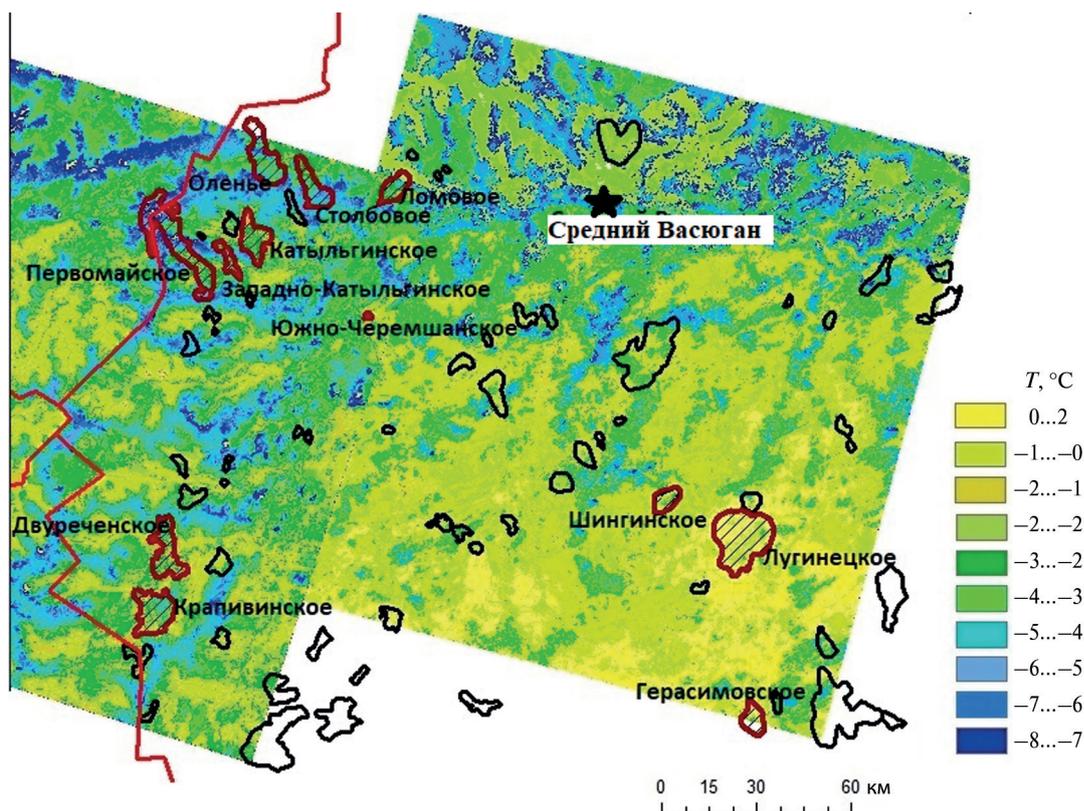


Рис. 1. Температурная карта за март 2017 г. с указанием нефтяных месторождений Томской области. Линией красного цвета и штриховкой обозначены рассматриваемые в статье месторождения, чёрной звёздочкой — метеостанция Средний Васюган

В рассматриваемые даты скорость и направление ветра на высоте 10–12 м над земной поверхностью, по метеоданным станции Средний Васюган (архив погоды в Среднем Васюгане, <https://gp5.ru/>), не влияют на форму и площадь теплового воздействия от ФУ. Так, 02.02.2017 ветер был лёгкий (2 м/с) с юго-востока, а 25.02.2017 — тихий (1 м/с) с северо-востока. По состоянию атмосферы на метеостанции на 20 и 22 марта 2017 г. ветра были одинакового западного и юго-западного направлений со скоростью 2–3 м/с.

Как видно на рис. 1, пространственный анализ площадей теплового воздействия проводится в однородных метеоусловиях для 9 месторождений по первому снимку от 20 марта 2017 г. и трёх месторождений по второму снимку от 22 марта 2017 г.

Методические вопросы определения местоположения факельных установок и зон их теплового воздействия

Выявление ФУ и зон их теплового воздействия с использованием КС проводится в несколько этапов:

1. Выполняется предварительная обработка КС с использованием служебных алгоритмов в среде ERDAS Imagine, которая включает: 1) пересчёт исходных значений пикселей изображения 11-го спектрального канала из единиц абсолютного излучения (digital number) в значения спектрального излучения; 2) пересчёт значений спектрального излучения в значения яркостной температуры по формуле (Using..., 2016):

$$T = \frac{K_2}{\ln\left(\frac{K_1}{L_\lambda} + 1\right)} - 273,15, \quad (1)$$

где T — яркостная температура в градусах Цельсия ($^{\circ}\text{C}$); K_1, K_2 — константы термического преобразования из файла метаданных; L_{λ} — спектральное излучение, вычисляющееся по формуле (Using..., 2016):

$$L_{\lambda} = M_L Q_{cal} + A_L, \quad (2)$$

где Q_{cal} — цифровое (digital number) значение пикселя; M_L, A_L — коэффициенты из файла метаданных.

2. Выбираются пиксели зоны теплового воздействия со значениями яркостных температур выше фона в среде ArcMap по формуле:

$$X_{\text{зоны}} > 2,7 + \bar{X}, \quad (3)$$

где слагаемое 2,7 — это обратное среднее значение яркостной температуры территорий всех рассматриваемых месторождений без термовоздействий. Так, для всех месторождений мартовское среднее значение яркостной температуры без термовоздействий составило $-2,7$, тогда как яркостная температура краевой зоны теплового воздействия от каждой ФУ начинается с превышения средней фоновой температуры рассматриваемого месторождения на 2,7.

Средняя яркостная температура всех пикселей \bar{X} без термовоздействия в границе одного месторождения вычисляется по формуле:

$$\bar{X} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i. \quad (4)$$

3. Для идентификации ФУ в ArcMap векторное изображение в виде множества термоточек раскладывается на векторные темы — точечную (местоположение факела в центральном пикселе с максимальной яркостной температурой в границах месторождения) и полигональную (зона теплового воздействия с радиусом от центрального пикселя с максимальной яркостной температурой до пикселя, граничащего с фоновой яркостной температурой).

4. Выполняется присвоение атрибутов — порядкового номера ФУ и названия зоны теплового воздействия по названию месторождения. В ArcMap рассчитывается площадь каждой зоны теплового воздействия ФУ.

Обнаружение ФУ и анализ их теплового воздействия

Применение описанного алгоритма позволило идентифицировать 14 ФУ на 12 месторождениях ТО (см. *рис. 1*). Установлено, что на некоторых месторождениях ФУ функционируют с переменным режимом и мощностью. Изменения температурного режима и площадей теплового загрязнения в радиусе действия ФУ с помощью КС 2009, 2016 и 2017 гг. рассмотрены на примере Лугинецкого месторождения. По данным архива погоды в Среднем Васюгане (<https://gr5.ru/>), на Лугинецком месторождении 28.02.2009 был лёгкий ветер 3 м/с с юго-юго-запада, 16.12.2016 — лёгкий ветер 2 м/с с юга, а 22.03.2017 — с западо-юго-запада 3 м/с. Следовательно, ветра указанных дат были приблизительно одинакового направления и скорости.

На Лугинецком нефтегазоконденсатном месторождении по состоянию на 28.02.2009 обнаружена одна термоточка (*рис. 2а*, см. с. 56) — действующая ФУ, для неё определены границы зоны термического воздействия по разнице фоновой температуры с повышенной температурой территории радиусом около 225 м. Площадь зоны теплового воздействия составила $0,16 \text{ км}^2$ (обозначена красными тонами на *рис. 2а*). По данным термоканала, температура зоны изменяется от 14°C (на окраинах) до 59°C (в центре), что превышает фоновое значение температуры этой территории (-17°C) на 76°C . На КС 2016 г. наблюдаются уже две термоточки (*рис. 2б*), ФУ № 1 отсутствует, идентифицированы ФУ № 2 и 3. Суммарная площадь зоны термического загрязнения составила всего $0,02 \text{ км}^2$, что соответствует уменьшению площади зоны теплового загрязнения в 8 раз по сравнению с 2009 г. В 2017 г. обнаружено уже

три термоточки (рис. 2в), суммарная площадь зоны теплового загрязнения равна 0,15 км², что сопоставимо с данными снимка 2009 г. Температура в термоточках № 1, 2 и 3 составляет 14, 7 и 57 °С соответственно, что превышает среднюю фоновую мартовскую температуру (−1 °С) на 15, 8 и 58 °С соответственно.

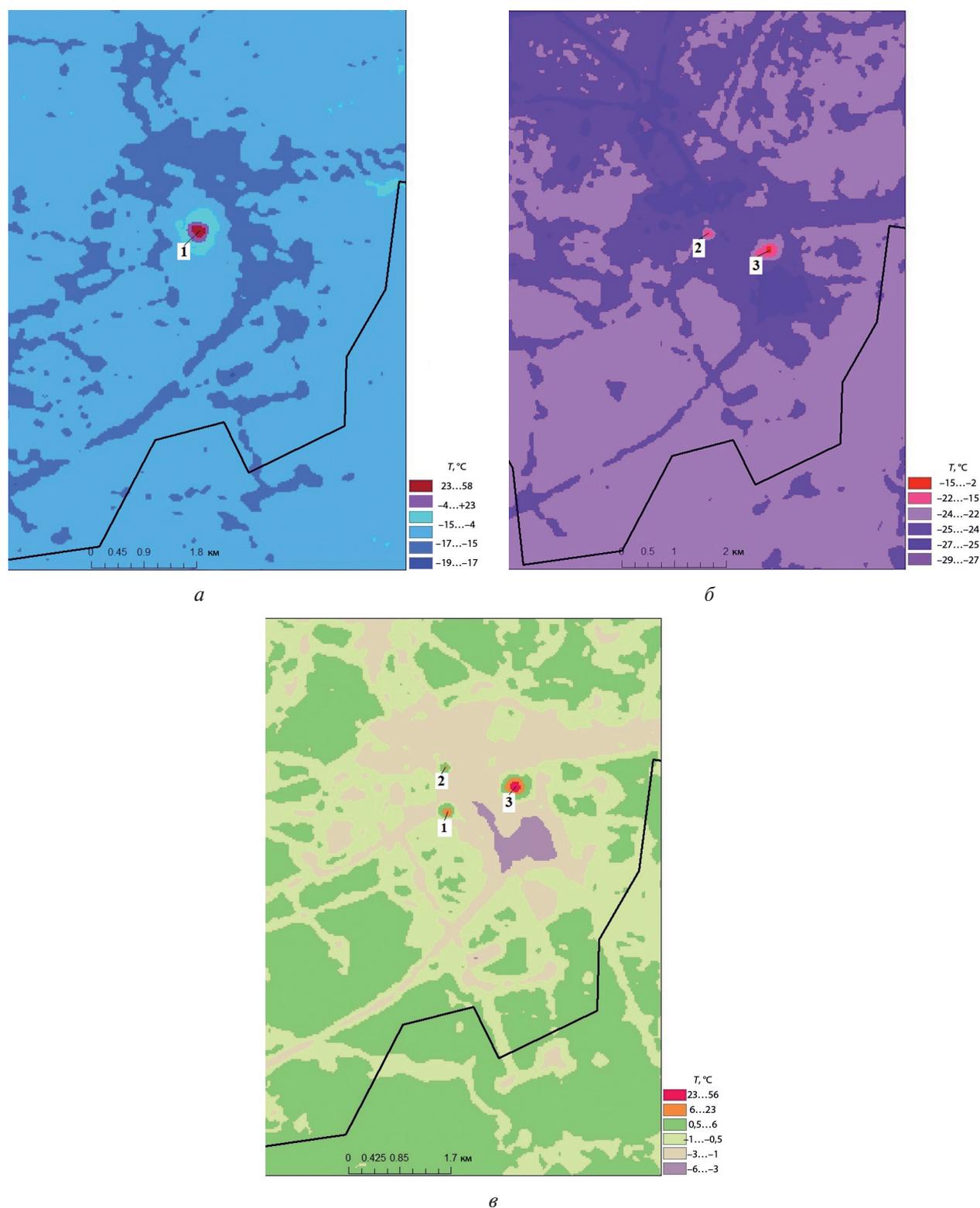


Рис. 2. Фрагменты температурных карт, построенных по КС Landsat, территории Лугинецкого месторождения с датами съёмки: а — 28.02.2009; б — 16.12.2016; в — 22.03.2017. Действующие ФУ и зоны теплового воздействия обозначены цифрами 1, 2 и 3

Перечень рассматриваемых месторождений ТО с указанием вычисленной площади зоны теплового воздействия в радиусе действия ФУ за зимний период 2017 г. (февраль и март), запасы нефти и объёмы нефтедобычи для каждого месторождения, а также количество газа в нефти приведены в *таблице*. Месторождения и их порядковые номера в *таблице* установлены в соответствии с данными о добычи нефти. Лидером по объёмам добычи является Крапивинское месторождение (№ 1), самые низкие объёмы добычи из представленного списка зафиксированы для Западно-Катыльгинского месторождения (№ 12). Крапивинское месторождение по своим запасам входит в категорию крупных (запасы нефти 30–300 млн т), к этой же категории относятся Первомайское и Лугинецкое месторождения; к средним по запасам нефти (10–30 млн т) относятся Оленье, Столбовое и Катыльгинское месторождения, остальные характеризуются как мелкие (1–10 млн т). Данные по добыче и запасам нефти были взяты из различных информационных источников, а также из базы данных ИХН СО РАН (Ященко, Полищук, 2014, 2016). Установлено, что между значениями нефтедобычи и запасами рассматриваемых месторождений существует высокая корреляционная связь, коэффициент корреляции равен 0,9.

Как видно из *таблицы*, наибольшие площади зон теплового воздействия были вычислены по данным мартовского снимка 2017 г. в границах Лугинецкого (0,15 км²), Герасимовского (0,06 км²), Катыльгинского (0,05 км²), Первомайского (0,05 км²) и Крапивинского (0,04 км²) месторождений. Установлено, что наибольшее увеличение площади зон по сравнению с февральскими данными зафиксировано для Лугинецкого и Катыльгинского месторождений (в 3 раза), в 2,5 раза площадь зоны больше на Первомайском месторождении, на Ломовом площадь зоны воздействия не изменилась, а на Оленьем и Столбовом месторождениях — сократилась более чем в 2 раза.

Данные о добыче, запасах нефти и площадях зон теплового воздействия на месторождениях Томской области

Месторождение	№	Площадь зоны теплового воздействия, км ²		Добыча нефти, тыс. т	Количество газа в нефти, м ³ /т
		Февраль 2017 г.	Март 2017 г.		
Крапивинское	1	0,025	0,043	2070	31,88
Первомайское	2	0,019	0,048	1026	45,32
Лугинецкое	3	0,055	0,155	796	161,68
Южно-Черемшанское	4	0,015	0,025	612	30,95
Оленье	5	0,010	0,004	455	65,15
Столбовое	6	0,036	0,017	438	35
Герасимовское	7	0,065	0,057	328	92,89
Катыльгинское	8	0,018	0,052	179	52,68
Ломовое	9	0,035	0,035	100	204,03
Шингинское	10	0,023	0,027	93	89
Двуреченское	11	0,007	0,012	47,54	36,2
Западно-Катыльгинское	12	0,013	0,019	30	57

Вычислен коэффициент корреляции между значениями площади зон воздействия и количеством нефтяного газа в нефти, он равен 0,5, который указывает на существующую взаимосвязь между этими параметрами, а именно: чем больше газа в нефти, тем больше площадь зоны теплового воздействия.

На *рис. 3* (см. с. 58) представлены графики изменения площади зон теплового воздействия на территории месторождений в зависимости от объёма добычи нефти в феврале и марте 2017 г. Порядок месторождений на оси абсцисс соответствует установленному их порядку в *таблице*.

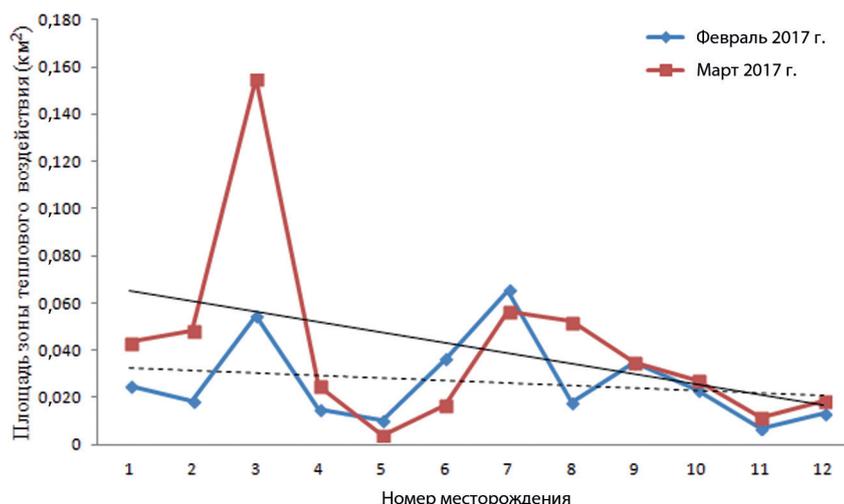


Рис. 3. Изменения площадей зон теплового воздействия на месторождениях Томской области в феврале и марте 2017 г.

Как видно на рис. 3, существует тенденция изменения площадей зон теплового воздействия в зависимости от уровня добычи и общих запасов месторождений, особенно это проявляется по мартовским данным — чем выше добыча на месторождении, тем больше площади зон теплового воздействия.

Заключение

В результате применения рассмотренной выше методики с использованием данных термоканалов снимков среднего разрешения Landsat-8 в границах 12 месторождений западной части ТО обнаружены с высокой точностью 14 функционирующих ФУ. Определены границы зон теплового воздействия на исследуемых месторождениях и их площади. Установлены взаимосвязи между изменениями площади зон теплового воздействия, объёмом добычи нефти и количеством нефтяного газа в нефти, а именно: чем выше на месторождении добыча нефти и количество газа в нефти, тем больше зоны воздействия. Данные исследования могут быть использованы для оперативного и достоверного определения количества действующих ФУ (см. рис. 2). В дальнейшем они могут использоваться для оценки состояния территорий нефтедобычи вследствие термического загрязнения и мониторинга теплового воздействия на природную среду. Например, в выявленной зоне теплового воздействия будет рассчитан широко известный индекс NDVI, свидетельствующий о состоянии растительного покрова и биомассе.

Работа выполнена при поддержке проекта НИР V.46.1.2. «Диагностика состояния и восстановление природных экосистем на объектах нефтегазового комплекса Западной Сибири и прилегающих территориях» № ГР АААА-А17-117030310200-4.

Литература

1. Алексеева М. Н., Перемитина Т. О., Яценко И. Г. Применение спутниковых данных для выявления и картографирования высокотемпературных участков нефтедобывающих территорий Западной Сибири // Оптика атмосферы и океана. 2016. Т. 29. № 6. С. 525–528.
2. Госдоклад «О состоянии и охране окружающей среды Томской области в 2016 году» / глав. ред. Ю. В. Лунева, редкол. Ю. В. Лунева, Н. А. Чатурова; Департамент природных ресурсов и охраны окружающей среды Томской области, ОГБУ «Облкомприрода». Ижевск: ООО «Принт-2», 2017. 160 с.

3. Евдокимов И. В., Юсупов И. А., Ларионова А. А., Быховец С. С., Глаголев М. В., Шавнин С. А. Тепловое воздействие факела попутного газа на биологическую активность почвы // Почвоведение. 2017. № 12. С. 1485–1493.
4. Кирюшин П. А., Книжников А. Ю., Кочи К. В., Пузанова Т. А., Уваров С. А. Попутный нефтяной газ в России: «Сжигать нельзя, перерабатывать!»: Аналитический доклад об экономических и экологических издержках сжигания попутного нефтяного газа в России. М.: Всемирный фонд дикой природы (WWF), 2013. 88 с.
5. Книжников А. Ю., Ильин А. М. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России. М.: Всемирный фонд дикой природы (WWF), 2017. 32 с.
6. Кочергин Г. А., Куприянов М. А., Полищук Ю. М. Использование космических снимков Landsat 8 для оперативной оценки суммарного объёма факельного сжигания попутного газа на нефтедобывающей территории // Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса. 2017. Т. 14. № 5. С. 47–55.
7. Мячина К. В. Тепловое загрязнение степных ландшафтов Урало-Заволжья в районах нефтегазодобычи: анализ на основе спутниковых данных // Проблемы экологического мониторинга и моделирования экосистем. 2017. Т. 28. № 5. С. 44–55.
8. Яценко И. Г., Полищук Ю. М. Трудноизвлекаемые нефти: физико-химические свойства и закономерности размещения / под ред. А. А. Новикова. Томск: В-Спектр, 2014. 154 с.
9. Яценко И. Г., Полищук Ю. М. Классификация трудноизвлекаемых нефтей и анализ их качественных свойств // Химия и технология топлив и масел. 2016. № 4(596). С. 50–56.
10. Яценко И. Г., Сваровская Л. И., Алексеева М. Н. Оценка экологического риска сжигания попутного нефтяного газа в Западной Сибири // Оптика атмосферы и океана. 2014. Т. 27. № 6. С. 560–564.
11. Chowdhury S., Shipman T., Chao D., Elvidge C. D., Zhizhin M., Hsu F. Daytime gas flare detection using Landsat-8 multispectral data // Geoscience and Remote Sensing Symposium (IGARSS), 2014 IEEE Intern. 2014. P. 258–261. URL: http://www.academia.edu/21083575/Daytime_gas_flare_detection_using_Landsat-8_multispectral_data (accessed 30.01.2018).
12. Elvidge C. D. Estimation of Gas Flaring Volumes Using NASA MODIS Fire Detection Products. Boulder, Colorado, USA: Cooperative Institute for Research in Environmental Sciences University of Colorado, 2011. 33 p. URL: https://ngdc.noaa.gov/eog/interest/flare_docs/NGDC_annual_report_20110209.pdf.
13. Elvidge C. D., Zhizhin M., Baugh K., Hsu F. C., Ghosh T. Methods for Global Survey of Natural Gas Flaring from Visible Infrared Imaging Radiometer Suite Data // Energies. 2016. V. 9(1). P. 14. DOI: 10.3390/en9010014.
14. Using the USGS Landsat 8 Product: Landsat 8 user guide, United States Geological Survey. 2016. URL: http://landsat.usgs.gov/Landsat8_Using_Product.php (accessed 30.01.2018).

Thermal impact on oil-producing areas of the Tomsk Region during associated gas flaring

M. N. Alekseyeva, I. G. Yashchenko, T. O. Peremitina

*Institute of Petroleum Chemistry SB RAS, Tomsk 634055, Russia
E-mail: amn@ipc.tsc.ru*

The paper deals with the problem of thermal impact on the oil field landscapes of the Tomsk Region during flaring of associated petroleum gas. Landsat 8 satellite images of the winter period are used to identify active flare booms and determine their thermal impact. The methodological issues of remote identification of flare booms operating in the territory of oil production and determination of area of thermal pollution zones using the data of changes in brightness temperature of the Earth's surface within the range of flare booms are reported. The dependence of the change in the area of heat-affected zones on oil reserves and production for 12 oil fields of the Tomsk Region is established. Based on the data from Landsat thermal channels obtained in 2009, 2016, and 2017, analysis of changes in the areas of heat-affected zones at the Luginetskoye oil field is carried out. It is shown that the area of a heat-affected zone depends on oil production volume, amount of oil-dissolved gas, and methods of utilization of associated petroleum gas. The proposed approach can be used to monitor associated petroleum gas flaring and to assess the ecological state of oil field sites.

Keywords: thermal satellite images, geoinformation systems, oil fields, flare booms, associated petroleum gas flaring, heat affected zones

Accepted: 24.08.2018

DOI: 10.21046/2070-7401-2018-15-5-52-60

Reference

1. Alekseeva M. N., Peremitina T. O., Yashchenko I. G., Primenenie sputnikovykh dannykh dlya vyyavleniya i kartografirovaniya vysokotemperaturnykh uchastkov neftedobyvayushchikh territorii Zapadnoi Sibiri (The use of satellite data for the identification and mapping of high-temperature sections of the oil-producing areas of Western Siberia), *Optika atmosfery i okeana*, 2016, Vol. 29, No. 6, pp. 525–528.
2. State report “On the state and protection of the environment of the Tomsk region in 2016”, Luneva Yu. V., Chaturon N. A. (eds.), Izhevsk: OOO Print-2, 2017, 160 p. (In Russ.)
3. Evdokimov I. V., Yusupov I. A., Larionova A. A., Bykhovets S. S., Glagolev M. V., Shavnin S. A., Teplovoe vozdeistvie fakela poputnogo gaza na biologicheskuyu aktivnost' pochvy (The thermal effect of the associated gas flare on the biological activity of the soil), *Pochvovedenie*, 2017, No. 12, pp. 1485–1493.
4. Kiryushin P. A., Knizhnikov A. Yu., Kochi K. V., Puzanova T. A., Uvarov S. A., *Poputnyi neftyanoi gaz v Rossii: Szhigat' nel'zya, pererabatyvat'! Analiticheskii doklad ob ekonomicheskikh i ekologicheskikh izderzhkakh szhiganiya poputnogo neftyanogo gaza v Rossii* (Associated petroleum gas in Russia: You can not burn, recycle! Analytical report on the economic and environmental costs of associated petroleum gas combustion in Russia), Moscow: Vsemirnyi fond dikoi prirody (WWF), 2013, 88 p.
5. Knizhnikov A. Yu., Il'in A. M., *Problemy i perspektivy ispol'zovaniya poputnogo neftyanogo gaza v Rossii* (Problems and prospects of associated petroleum gas use in Russia), Moscow: Vsemirnyi fond dikoi prirody (WWF), 2017, 32 p.
6. Kochergin G. A., Kupriyanov M. A., Polischuk Yu. M., Ispol'zovanie kosmicheskikh snimkov Landsat 8 dlya operativnoi otsenki summarnogo ob'ema fakel'nogo szhiganiya poputnogo gaza na neftedobyvayushchei territorii (The use of Landsat 8 space images for the rapid assessment of the total flaring of associated gas in the oil-producing area), *Sovremennye problemy distantsionnogo zondirovaniya Zemli iz kosmosa*, 2017, Vol. 14, No. 5, pp. 47–55.
7. Myachina K. V., Teplovoe zagryaznenie stepnykh landshaftov Uralo-Zavolzh'ya v rayonakh neftegazodobychi: analiz na osnove sputnikovykh dannykh (Thermal pollution of steppe landscapes of the Ural-Transvolga region in oil and gas production: analysis based on satellite data), *Problemy ekologicheskogo monitoringa i modelirovaniya ekosistem*, 2017, Vol. 28, No. 5, pp. 44–55.
8. Yashchenko I. G., Polischuk Yu. M., *Trudnoizvlekaemye nefti: fiziko-khimicheskie svoystva i zakonomernosti razmeshcheniya* (Difficult to extract oil: physical and chemical properties and patterns of placement), Novikov A. A. (ed.), Tomsk: V-Spektr, 2014, 154 p.
9. Yashchenko I. G., Polischuk Yu. M., Klassifikatsiya trudnoizvlekaemykh neftei i analiz ikh kachestvennykh svoystv (Classification of hard-to-recover oils and analysis of their qualitative properties), *Khimiya i tekhnologiya topliv i masel*, 2016, No. 4, pp. 50–56.
10. Yashchenko I. G., Svarovskaya L. I., Alekseeva M. N., Otsenka ekologicheskogo riska szhiganiya poputnogo neftyanogo gaza v Zapadnoi Sibiri (Assessment of the environmental risk associated with the burning of associated petroleum gas in Western Siberia), *Optika atmosfery i okeana*, 2014, Vol. 27, No. 6, pp. 560–564.
11. Chowdhury S., Shipman T., Chao D., Elvidge C. D., Zhizhin M., Hsu F., Daytime gas flare detection using Landsat-8 multispectral data, *Geoscience and Remote Sensing Symposium (IGARSS), 2014 IEEE Intern.*, 2014, pp. 258–261. URL: http://www.academia.edu/21083575/Daytime_gas_flare_detection_using_Landsat-8_multispectral_data (accessed 30.01.2018).
12. Elvidge C. D., *Estimation of Gas Flaring Volumes Using NASA MODIS Fire Detection Products*, Boulder, Colorado, USA: Cooperative Institute for Research in Environmental Sciences University of Colorado, 2011, 33 p., URL: https://ngdc.noaa.gov/eog/interest/flare_docs/NGDC_annual_report_20110209.pdf.
13. Elvidge C. D., Zhizhin M., Baugh K., Hsu F. C., Ghosh T., Methods for Global Survey of Natural Gas Flaring from Visible Infrared Imaging Radiometer Suite Data, *Energies*, 2016, Vol. 9, No. 1, p. 14.
14. *Using the USGS Landsat 8 Product: Landsat 8 user guide*, 2016, URL: http://landsat.usgs.gov/Landsat8_Using_Product.php (accessed 30.01.2018).