

Дистанционный мониторинг теплового поля нефтяного месторождения как инструмент управления промысловыми процессами

В.В. Югин

руководитель отдела дистанционной терморазведки
dtr-group@bk.ru

И.Ф. Мясников

к.г.-м.н., директор
anchar_d@mail.ru

В.А. Агачев

ведущий инженер

ООО «Комплексные Геохимические Исследования», Черногловка, Россия

Дается анализ возможностей дистанционного ретромониторинга изменений термофлюидодинамического поля как инструмента управления промысловыми процессами на поздней стадии разработки нефтяного месторождения. В качестве источников ретроинформации используются многолетние данные космических тепловизионных съемок в дальнем (тепловом) инфракрасном диапазоне электромагнитных волн 7,5–14 мкм. Приводятся сравнения структур полей Елабужского нефтяного месторождения по срезам и разрезам до глубины 5 км по состоянию на 1988, 1999 и 2014 годы.

Материалы и методы

Космические тепловизионные снимки Landsat разных лет сканирования. Метод космической дистанционной терморазведки КДТР – информационная технология математико-картографического моделирования структуры геотермического поля и флюидодинамических систем.

Ключевые слова

космическая тепловизионная съемка, тепловое излучение, вода, гидродинамика, Елабужское нефтяное месторождение, ретромониторинг

Способы контроля фильтрационных потоков на разрабатываемых месторождениях и регулирования направления фронта вытеснения трудоемки и затратны [1]. Причем, зачастую остаются «белые пятна» миграции флюидов за границами продуктивных горизонтов, в верхних и нижних структурных этажах.

В 2014 г. авторы провели опытное исследование возможности метода космической дистанционной терморазведки (КДТР) для объемного ретромониторинга изменения термофлюидодинамики нефтяного месторождения на поздней стадии ее разработки. Исследование осуществлено на основе многолетнего производственного опыта применения КДТР в глубинном термофлюидодинамическом 3D картировании в артезианских бассейнах, нефтегазоносных и рудных регионах [2, 3].

По функциональной сути КДТР с использованием системы космического тепловидения представляет собой геофизическое зондирование глубинной структуры термического поля Земли. Авторы метода в [2, 3] описали новую технологию термометрического дешифрирования и геологической интерпретации данных космических тепловизионных съемок. Принципиально новым в этой статье является положительный результат ретромониторинга изменений структуры теплового поля нефтяного месторождения на поздней стадии эксплуатации, полученный по многолетним космическим тепловизионным снимкам Landsat.

Физические основы применения метода КДТР. Источником информации являются данные космических тепловизионных снимков в дальнем (тепловом) инфракрасном (ИК) диапазоне электромагнитных волн от 7,5 до 14 мкм. В дальнем ИК диапазоне регистрируется в основном собственное излучение Земли. Плотность потока излучения, детектируемая спутниковым тепловизором, почти пропорциональна температуре поверхности Земли. К поверхности приходит эндогенное тепло недр. В то же время, «тепловое излучение (ТИ) само по себе совершенно не зависит от температуры той среды через которую оно проходит» [4].

Поле ТИ Земли является потенциальным (векторным) геофизическим полем. Регистрируемые аномальные эффекты глубинных объектов зависят от их форм, размеров и глубин. В итоге тепловой ИК космоснимок является информационной основой осуществления геофизической интроскопии эндогенного геотермического поля.

Информационная технология дистанционной терморазведки [3] по функциональной сути представляет собой в целом математико-картографическое объемно-динамическое моделирование структуры геотермического поля и флюидодинамических систем. На

разных этапах многоступенчатого процесса цифровой обработки исходных тепловизионных данных строятся картографические модели.

После стандартной предобработки исходные числовые значения температур снимка формата 2D преобразовываются в пространство 3D, используя компьютерные технологии трансформации геофизических полей, методы амплитудно-частотной фильтрации для разделения разнопорядковых аномалий на составляющие. Для глубинных функций $f(h)$ применяется каскадная фильтрация.

В результате трансформации числовой 3D тепловизионный массив является информационной базой осуществления геофизической интроскопии стереоморфологии эндогенного геотермического поля, и, соответственно, реализуется возможность селективного исследования структуры геотермического поля по разноглубинным латеральным срезам, а также по вертикальным разрезам любых направлений.

Таким образом, по технологии объемного термометрического дешифрирования создаются 2 объемных цифровых массива геотермического поля:

- массив I_T — интенсивности теплового излучения;
- массив Γ_B — вертикального градиента теплового излучения.

Для временного анализа — мониторингового исследования изменений спектральных компонентов во времени строились массивы I_T , Γ_B , карты срезов и разрезы по разновременным тепловизионным снимкам. Путем совмещения конгруэнтных разновременных карт создавались карты разностей, показывающие динамику временных изменений.

Космическая дистанционная терморазведка для гидрогеологии. Флюиды, особенно вода, обладают аномальными теплофизическими свойствами. Вода выделяется наибольшей теплоемкостью, наиболее устойчивой тепловой инерцией, наибольшим коэффициентом теплового излучения (0,93–0,98 в диапазоне 8–14 мкм). Отличаясь особой подвижностью, она является основным агентом конвекционного переноса тепла: вода переносит тепло, и тепло двигает воду. Вода приносит во вмещающие породы свою температуру и свои свойства. Изменение водонасыщенности разреза отражается на величине геотермического градиента.

Терморазведкой направление миграции природных эндогенных флюидов определяется по оси минимальных значений термоградиента и уменьшению интенсивности теплых аномалий геотермического поля; направление инфльтрационной конвекции – наоборот, по оси максимальных значений термоградиента и повышения интенсивности геотермического поля. Геотермические

показатели помогают разобраться в сложной системе миграции по проницаемым зонам разной направленности.

Заводнение и захоронение жидких отходов путем скважинного нагнетания в глубокие горизонты коллекторов накладывают техногенные гидродинамические и термические аномалии на природный геофон. Новая неоднородность распределения теплового поля является индикатором заводнения полигонов захоронений. Вначале процесс нагнетания имеет характер инфильтрации и наложенной аккумуляции отходов. При нагнетании больших объемов образуются аномально высокие пластовые давления, происходит наложение гидродинамических процессов, возникают техногенные трещины, по которым развиваются эксфильтрация и перетоки аккумулярованных отходов по новым направлениям, вытесняются пластовые жидкости.

Опытный ретромониторинг теплового поля на Елабужском месторождении проведен авторами в 2014 г. с использованием информационной технологии космической дистанционной терморазведки с целью определения влияния добычи и нагнетания жидкостей в продуктивные пласты на геотермическое поле. Для эксперимента были использованы 3 разновременных тепловизионных снимка по району месторождения: Landsat-5, дата съемки 30.09.1988 г.; Landsat-7, дата съемки 07.10.1999 г.; Landsat-8, дата съемки 02.06.2014 г.

Елабужское нефтяное месторождение находится на юго-восточном борту северной вершины Татарского свода и приурочено к юго-западной части Елабужского асимметричного тектонического вала с крутым юго-восточным крылом типа флексуро-разрыва [5]. Продуктивными отложениями являются терригенные пласты-коллекторы кыновско-пашийского горизонта D_3 (горизонт 531)

и карбонатные породы C_2 . Средняя глубина залегания кыновско-пашийского горизонта — 1528 м. Этаж нефтеносности равен 23,6 м.

Продуктивный карбонатный пласт башкирского яруса C_2b средней общей толщины 31 м — имеет среднюю глубину залегания 695 м. Характеризуется ковернозностью и трещиноватостью [5].

Нефти в отложениях девона маловязкие, в отложениях карбона — высоковязкие.

Елабужское месторождение находится в разработке с 1962 г. Начальная пластовая температура в кыновско-пашийских горизонтах составляла — 35°C, в башкирском ярусе — 25°C, что на 5°C выше по сравнению с присводовыми температурами одновозрастных отложений [5]. Наиболее эффективная и интенсивная добыча девонской нефти происходила в 1971–1981 гг. Ко времени начала космических тепловизионных съемок картографическими системами, извлекаемые теплые флюиды были преимущественно выкачаны (около 30 млн т) и заменены холодными водами. Воды нагнетаются главным образом в горизонт 531. С начала 1980-х гг. доля нефти в добываемой жидкости резко уменьшилась, обводненность продолжала возрастать с 70 до 90% добывающих скважин. Следовательно, к 1999 г. (снимок Landsat-7) температурное поле верхнедевонских залежей было значительно разрушено, а башкирских залежей фрагментами сохранилась. Такую картину видим на разрезах по состоянию на 1999 г.

Теоретически, для первичной картины геотермического поля, желательным было иметь тепловизионный снимок по площади месторождения до начала его разработки. Но в те годы тепловизионные съемки еще не проводились. Самый ранний из приведенного комплекта — снимок Landsat-5 1988 г. — получен после более чем десятилетия интенсивной добычи жидкости и заводнения

залежей. Тем не менее вмещающие породы и остаточные ресурсы сохранили аномальность теплового поля, и в результате месторождение отчетливо выделяется в тепловом поле: и аномалией, и геотермическим куполом, и восходящей конвекцией, центробежно уходящей за ВНК. В кристаллическом фундаменте под месторождением отчетливо выделяется крупный канал тепловой конвекции, листрически восходящий из кристаллического фундамента со стороны Сарайлинской седловины.

Глубина 1500 м соответствует кровле девонской залежи. По всем трем снимкам, в залежи и в кровле залежи зафиксирован минимум вертикального градиента (G_B), что связывается с восходящей тепловой конвекцией:

- в 1988 г. теплая аномалия от Елабужского месторождения имеет линейно вытянутую на СВ, как и месторождение, форму. Интенсивность ее наибольшая на юго-западном фланге и в центре залежи; уменьшается к СВ. От центра месторождения имеется ответвление к востоку, которое соответствует в плане структурному носу по кровле D_0 . Эпицентр минимума G_B находится на юго-западе — над Соболековским поднятием;
- в 1999 г. эпицентр минимума G_B оказывается смещенным к ССВ на 5 км в район скв. 837. Минимум G_B распространяется над всем месторождением (рис. 1А);
- на снимке 2014 г. аномалия имеет вытянутую в меридиональном направлении форму. К середине 2014 г. эпицентр оказывается около скважины 961Е, то есть в 0,25 км к ЮВ от эпицентра 1999 г. (рис. 1Б).

Теплая аномалия от верхнедевонских залежей видна на всех поперечных разрезах. В нижней части осадочного чехла на глубинах около 1500 м она менее интенсивна, чем над

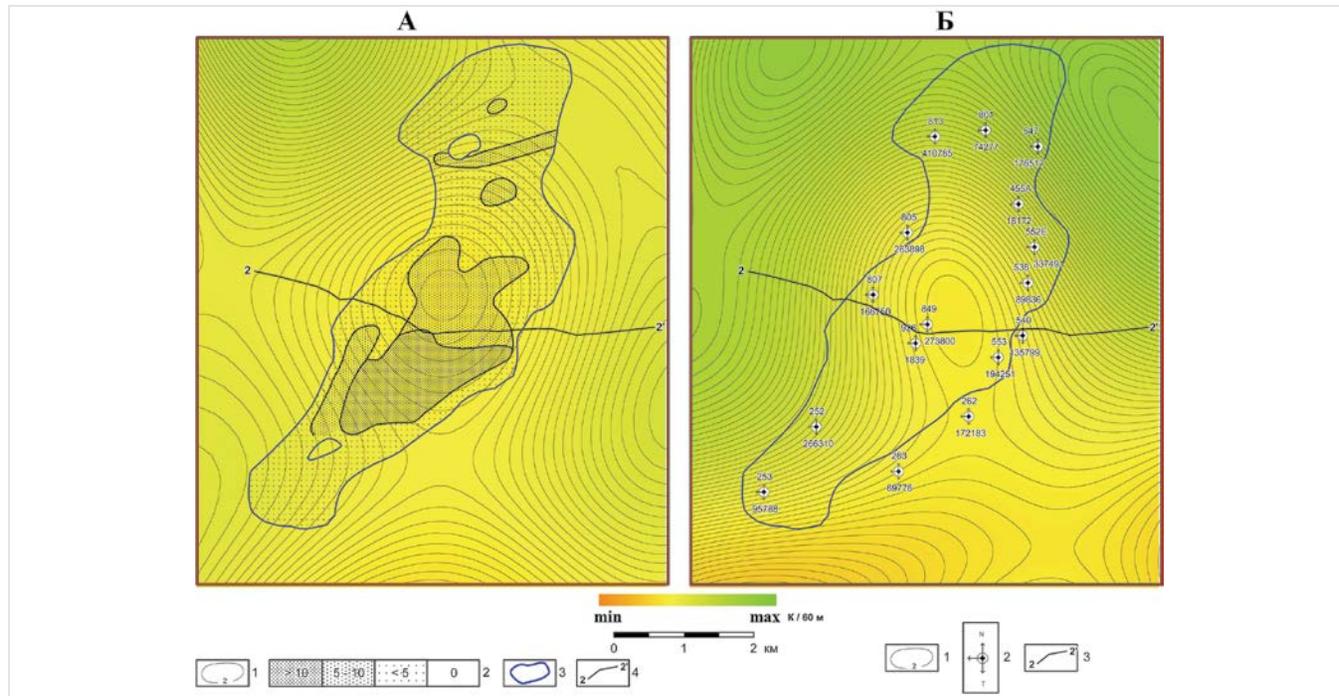


Рис. 1 — Дистанционный мониторинг структуры теплового поля месторождения нефти Елабуга на стадии эксплуатации. А — карта вертикальной производной G_B теплового поля по срезу на глубине 1500 м по тепловизионному снимку Landsat-7 от 07.10.1999 г. 1 — изолинии G_B ; 2 — мощность нефти в кыновско-пашийских горизонтах верхнего девона, в метрах; 3 — водонефтяной контакт; 4 — линия разреза по профилю 2–2'. Б — карта вертикальной производной G_B теплового поля по срезу на глубине 1500 м по тепловизионному снимку Landsat-8 от 02.06.2014 г. 1 — изолинии G_B ; 2 — нагнетательные скважины: N — номер скважины, T — количество воды в тоннах, закаченное в кыновско-пашийский горизонты в 2001–2009 гг.; 3 — линия разреза по профилю 2–2'

продуктивной толщей. Вероятно, это связано с закачкой воды в продуктивный горизонт и активизацией восходящих перетоков.

Более локальная приуроченность небольших теплых аномалий к башкирскому горизонту наблюдается на глубинах 600–700 м, по разрезам через центральную и северную части месторождения.

Геотермический купол прослеживается через все линии разрезов на месторождении. При этом максимальная высота его достигает 250–300 м во своде вала.

Восходящие конвекции теплых флюидов из фундамента, поступающие в верхнедевонские продуктивные горизонты, прослеживаются по разрезам (рис. 2А, Б). Восходящие перетоки из верхнего девона в башкирские и более молодые отложения отмечаются практически на всех разрезах.

Глубина 2000 м — это верхняя часть кристаллического фундамента. На вертикальную карту нанесен ВНК верхнедевонских залежей месторождения. Вертикальная карта наглядно показывает, как связано Елабужское месторождение с конвекционным (флюидоподводящим) каналом кристаллического фундамента.

Влияние закаченной воды на результаты КДТР. Структура башкирского яруса намного сложнее пашийско-кыновского горизонта, имеет ортогональные осложнения, которые отразились в структуре геотермического поля. Башкирские коллекторы — карбонаты — характеризуются кавернозностью и трещиноватостью субвертикального направления. Соответственно нагнетаемые воды перетекают вниз и распространяются в трещинных коллекторах зонально. Места перетоков видны на разрезах геотермического градиента и флюидодинамических разрезах (рис. 2). Динамика изменения их режима выявляется при сопоставлении разновременных разрезов. Например, по южному профилю в его середине узкая зона восходящего флюидоперетока прослеживается вертикально из кыновско-пашийского горизонта до уровня башкирского яруса и выше. По снимку 1988 г. она проявляется слабее, чем на снимке 1999 г.; а по снимку 2014 г. проницаемость ее не обнаруживается, а отражается как тектонический контакт.

По профилю 2–2', в 5,5 км от его начала, по снимку 1988 г. (рис. 2А) максимальным

градиентом выделяется инфильтрационная зона, падающая в западном направлении. По снимкам 1999 и 2014 гг. (рис. 2Б) эта инфильтрационная зона замещена восходящим перетоком более теплых вод с глубины 1–1,5 км. Произошел реверс перетоков. Разностная картина изменений видна на рис. 2В. За пределами ВНК поле стало холоднее (синие изолинии положительных разностей вертикальных градиентов Γ_v отвечают понижению температурного поля); внутри контура ВНК поле стало теплее (красные изолинии отрицательных разностей Γ_v отвечают повышению температурного поля).

Сравнение результатов КДТР с объемами добычи нефти. Поскольку по отдельным скважинам отбираемая жидкость содержит нефть в доле от 0 до 98%, обводненность объекта — более 70% и отбор жидкости компенсируется активным заводнением, то очевидно, что без опорных скважинных термометрических наблюдений, сопровождающих добычу и нагнетание, интерпретировать количественно результаты КДТР, даже о приблизительных объемах добычи нефти, невозможно. Сама добыча непосредственно нефти и даже попутных природных вод, имеющих пластовую температуру продуктивных пластов, незначительно понижает тепловую аномалию месторождения; об этом свидетельствуют карты интенсивности теплового излучения I_T и градиента Γ_v по срезам на глубинах залегания девонских отложений. Эпицентр тепловой аномалии месторождения в последние три десятилетия локализуется в центре месторождения, внутри эллипса нагнетательных скважин (рис. 1). По промысловым данным, около 25% начальных извлекаемых запасов остается в залежах. Гораздо более заметные изменения на результаты КДТР вносят нагнетание вод, компенсирующее извлечение подземных флюидов, и межпластовые перетоки вод.

Добыча ведется в основном из кыновско-пашийских горизонтов, залегающих на глубинах в среднем 1526 м. Сравнение карты добычи 2008–2009 гг. с картой Γ_v по срезу на глубине 1500 м (по Landsat 2014 г.) показало совпадение площади максимальной добычи с центром тепловой аномалии и узлом схождения флюидопроводящих зон на глубине 1500 м. С годами эксплуатации холодное окружение сжимает теплую аномалию (рис. 1). Добычей флюида теплая аномалия не уничтожается, а уменьшается поскольку остается >50% геологических запасов нефти.

Возможное направление поступления флюидов в отложения девона и карбона. Комплекты геотермических разрезов и карт показывают поступление флюидов в Елабужский свод с юго-востока из верхней части кристаллического фундамента по проницаемым зонам листрической формы. В коллекторы осадочного чехла они поступают в зоне Елабужского разлома, имеющего сложную морфологию, но в целом имеющего СВ простирание. Зона разлома является зоной дренирования глубинных флюидов. Дренирование флюидов и инфильтрационных вод обусловило интенсивное карстообразование и формирование локальных провалов большой амплитуды в зоне разлома, которые отчетливо отобразились на картах рельефа опорных горизонтов.

Направления конвекции и движения флюидов в осадочном чехле намного

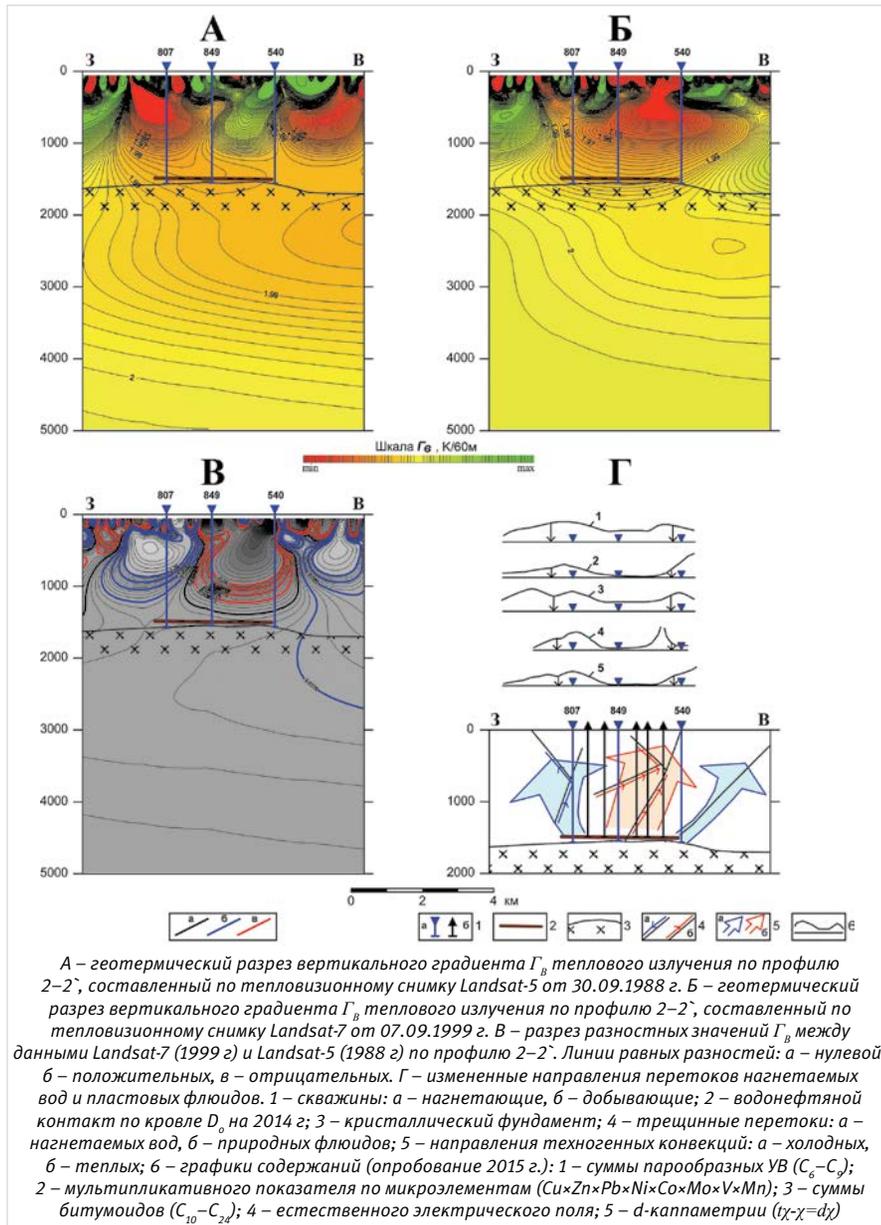


Рис. 2 — Дистанционный мониторинг структуры теплового поля месторождения нефти Елабуга на стадии эксплуатации

сложнее, ветвистее, чем в кристаллическом фундаменте. Латеральные и вертикальные направления в осадочном чехле часто прерываются, создают квазиблоковые формы. Многочисленные перетоки часто ориентированы субвертикально, особенно это характерно для карбоновых отложений над верхнедевонской залежью нефти. Многоструйная восходящая конвекция образовала крупную тепловую аномалию.

Итоги

Результаты опытных работ на Елабужском месторождении показали, что КДТР – эффективный метод для мониторинга сложных большеобъемных термофлюидодинамических процессов, может являться существенным дополнением к комплексу промысловых методов контроля заводнения на разрабатываемых нефтяных месторождениях.

Выводы

1. Аномальность теплового поля сохраняется до настоящего времени, вопреки нагнетанию с начала эксплуатации десятков млн м³ холодных вод и отбору такого же

объема теплой жидкости из горизонта 531. Об этом наглядно свидетельствует карта вертикальных градиентов теплового излучения Γ_v по срезам на глубине 1500 м, составленная по съемке 2014 г. Нагнетание и отбор жидкости из продуктивных отложений изменяют положение центра тепловой аномалии и ее форму.

2. Елабужское месторождение девонской нефти связано с кристаллическим фундаментом флюидоподводящим каналом, по которому происходит тепловая конвекция, полого восходящая с ЮВ на СЗ.
3. Процесс нагнетания воды активизирует восходящие перетоки вод, в основном, за контуром ВНК из верхнедевонских пластов в верхние гидродинамические этажи водообмена.
4. Ретроанализ и текущий мониторинг методом КДТР в комплексе с промысловыми данными может обеспечить получение динамичной картины изменения структуры геотермического и флюидного полей в ходе эксплуатации нефтяного месторождения. Для этого надо выполнять сопоставление данных, полученных одновременно из

промысловой документации и из космической тепловизионной съемки.

Список литературы

1. Васильев Д.М. Совершенствование контроля и оптимизация выработки запасов нефти из пластов в режиме активного заводнения. Дисс.к.т.н. Уфа. 2015. 122 с.
2. Югин В.В., Мясников И.Ф., Агачев В.А. Глубинное термометрическое дешифрирование космотепловизионных данных // Геология и охрана недр. Алматы. 2013. №4 (49). С. 36–47.
3. Югин В.В., Мясников И.Ф., Агачев В.А. Новая технология термометрического дешифрирования и геологической интерпретации данных космических тепловизионных съемок // Нефть. Газ. Новации. 2014. №1. С. 44–48.
4. Планк Макс. Теория теплового излучения. М.: Комкнига, 2006. 208 с.
5. Нефтегазосность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений. Под ред. Р.Х. Муслимова. Казань: Фэн АН РТ, 2007. 316 с.

ENGLISH

GEOPHYSICS

The remote thermal area monitoring of oil fields as a management tool of field data process

UDC 550.3

Authors:

Vladimir V. Jugin — head of the department; dtr-group@bk.ru

Ivan F. Mjasnikov — Ph.D., director; anchar_d@mail.ru

Vitalij A. Agachev — leading engineer

“Kompleksnye Geohimicheskie Issledovaniya”, LLC, Chernogolovka, Russian Federation

Abstract

The article is concerned with the opportunity analysis of the remote retrospective monitoring of thermodynamic and fluidodynamic field as the management tool of process control system of the oilfield at the late stage of field research. As the data source, multi-year data of space-based and observer thermal imaging system of far infrared band (7.5–14 micron) are used. Field patterns of heat radiation of Yelabuga oilfield (micro- and cross-section aspect to a depth of 5 km as on 1988, 1999, 2014) are compared in the article.

Materials and methods

Landsat thermal imaging of different years. The method of outer-space remote-action geothermal survey – map-making imitation of geothermal field and fluidodynamic systems.

Results

Pilot survey on the territory of the Yelabuga

oilfield illustrated the efficiency of the method for complicated large-volume thermodynamic and fluidodynamic fields. The method can be considered as the essential part of the system (complex of methods) to control water flood influx on the territory of producing fields.

Conclusions

1. The abnormality of the thermal area exists up to the present moment, in spite of discharge pumping dozens mil of m³ of cold waters and drainage of the same volume of warm liquid from the interface №531. Lapse map of heat radiation, based on the microsection at the depth of 1500 m, composed according to the mapping, made in 2014 by applying Landsat-8, makes it absolutely clear. Discharge pumping and drainage from productive sediments changes the location of warm signature and its configuration.
2. The Yelabuga oilfield of Devonian oil is

concerned with the crystalline basement of fluid channel, where thermal convection horizontally upraises south-easterly north-westward.

3. Water-injection operation activates ascending waters out of the pattern from the Upper Devonian reservoir into upper hydrodynamic levels of water exchange.
4. Post-event analysis and routine monitoring through the method of outer-space remote-action geothermal survey, including the field data, can provide the dynamic picture of changes in structure of geothermal and fluid area in operation of field exploitation. This calls for data correlation, including oilfield data and outer-space thermal imaging.

Keywords

outer-space thermal imaging, heat radiation, carbonated water, flow dynamics, the Yelabuga oilfield, retrospective monitoring

References

1. Vasil'ev D.M. *Sovershenstvovanie kontrolya i optimizatsiya vyrabotki zapasov nefi iz plastov v rezhime aktivnogo zavodneniya* [The enhancement of monitoring and production of reserves in capacity of water flood influx]. Ph.D. thesis in Engineering Science, Ufa, 2015, 122 p.
2. Yugin V.V., Myasnikov I.F., Agachev V.A. *Glubinnoe termometricheskoe de-shifrirovaniye kosmoteplovizionnykh dannyykh* [The deep-seated thermometric

identification of the outer-space thermal-imaging data]. *Geologiya i ohrana neдр*. Almaty, 2013, issue 4 (49), pp. 36–47.

3. Yugin V.V., Myasnikov I.F., Agachev V.A. *Novaya tekhnologiya termometricheskogo de-shifrirovaniya i geologicheskoy interpretatsii dannyykh kosmicheskikh teplovizionnykh s'emok* [The new operational procedure of thermometric identification and geological data interpretation of outer-space

thermal-imaging observation]. *Neft'. Gaz. Novacii*, 2014, issue 1, pp. 44–48.

4. Plank Maks. *Teoriya teplovogo izlucheniya* [The theory of heat radiation]. Moscow: *Komkniga*, 2006, 208 p.
5. *Neftegazonosnost' Respubliki Tatarstan. Geologiya i razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy* [The petroleum potential of the Republic of Tatarstan. Geology and development of oil fields]. Ed. by R.H. Muslimov. Kazan: *Fen AN RT*, 2007, 316 p.