

УДК 528.22.551.24 (075.8)

ДЕФОРМАЦИИ ЗЕМНОЙ ПОВЕРХНОСТИ
НА ТЕРРИТОРИЯХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
КАК ОТРАЖЕНИЕ ВНУТРЕННИХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

С.А. ЗАБАГОНСКИЙ, директор

(РУП «Белгеодезия», Минск, Беларусь)

Г.А. ШАРОГЛАЗОВА, кандидат технических наук, доцент,

П.С. ДОЛГИЙ

*(Полоцкий государственный университет имени Евфросинии Полоцкой,
Беларусь)*

geo_ze@hotmail.com g.sharoglazova@psu.by p.dolgi@psu.by

Статья посвящена обоснованию необходимости организации геодинамического мониторинга на нефтегазовых месторождениях с широким привлечением геодезии, гравиметрии и геоинформационных систем (ГИС) на основе новейших инструментальных и технологических возможностей перечисленных областей знаний. Показана связь тектоники с месторождениями углеводородов (УВ), роль тектонических движений на разломах в процессах формирования пластовых залежей нефти и газа, подъема их на поверхность через поры пород-коллекторов и образования нефтегазовых ловушек. Приведены экспериментальные данные, включая и нефтяные месторождения Припятского прогиба Республики Беларусь, основанные на повторных геодезических и гравиметрических измерениях, подтверждающие просадки территорий разрабатываемых месторождений УВ, вызванные понижением пластового давления вследствие откачки нефти и газа. Даны примеры организации геодинамического мониторинга на основе новейших технологий и инструментальных возможностей геодезии и гравиметрии.

***Ключевые слова:** Нефтегазовые месторождения, тектонические разломы, изменение пластового давления, просадки, гравиметрический и геодезический мониторинг.*

DEFORMATIONS OF THE EARTH'S SURFACE
IN THE TERRITORIES OF OIL AND GAS FIELDS
AS A REFLECTION OF INTERNAL GEOLOGICAL PROCESSES

S.A. ZABAGONSKY, *Director*
(*State Enterprise "Belgeodesia", Minsk, Belarus*)
G.A. SHAROGLAZOVA, *PhD, associate professor,*
P. S. DOLHI

(Polotsk State University named after Euphrosyne of Polotsk, Belarus)

The article is devoted to foundation the need to organize geodynamic monitoring in oil and gas fields with the broad involvement of geodesy, gravimetry and geoinformation systems (GIS) based on the recent instrumental and technological capabilities of the listed knowledge areas. The connection of tectonics with hydrocarbon (HC) deposits, the role of tectonic movements on faults in the reservoir deposits of oil and gas formation, their rise to the surface through the reservoir rocks pores and the oil and gas traps formation is shown. Experimental data, including the Pripyat trough oil fields in the Republic of Belarus, based on repeated geodetic and gravimetric measurements, that confirm subsidence of the developed hydrocarbon deposits territories caused by a decrease in reservoir pressure due to oil and gas pumping are presented. Examples of the geodynamic monitoring organization based on the recent technologies and instrumental capabilities of geodesy and gravimetry are given.

Keywords: *Oil and gas fields, tectonic faults, changes in reservoir pressure, subsidence, gravimetric and geodetic monitoring.*

Введение. Нефть и газ занимают важное место в энергетической безопасности государства, а нефтегазоносные месторождения представляют одну из лидирующих позиций в народном хозяйстве. В практическом плане решение этой задачи складывается из следующих этапов:

- открытие месторождений углеводородов (УВ);
- освоение и эксплуатация этого месторождения на различных стадиях, включая и продление жизни месторождения путем разработки различных методов повышения нефтеотдачи пластов и вовлечение в эксплуатацию трудно извлекаемых запасов углеводородов;
- экология и охрана окружающей среды.

В целом же перечисленные этапы тесно связаны как между собой, так и с геодезией, гравиметрией, геодинамикой, сейсмологией и геологией.

В условиях Беларуси, а также в других странах одним из основных факторов роста добычи нефти остается восполнение ресурсной базы за счет геолого-разведки, нацеленной на открытие новых структур и доразведку действующих месторождений. В связи с чем увеличивается объем сейсморазведочных работ, а в соответствии с новейшими современными технологиями – геодезических и гравиметрических наблюдений, в том числе и мониторинговых, так как без геодезических данных невозможно получить доброкачественный конечный результат геологических исследований, включая различные геологические карты и разрезы. Погрешности измерения параметров физических полей и их дальнейшую количественную интерпретацию необходимо рассматривать лишь в тесной взаимосвязи с точностью определения координат и высот.

Приложение геодезии при сейсморазведке и разработке нефтяных месторождений важно и в геодинамическом аспекте, так как эти месторождения, как правило, располагаются на тектонически-активных структурах. Эксплуатация месторождения приводит к изменению пластового давления, что в совокупности с мероприятиями по поддержанию его уровня с целью повышения нефтеотдачи неизбежно вызовет нарушение природного напряженно-деформированного состояния недр, создавая предпосылки для возникновения сильных и даже катастрофических природно-техногенных явлений, которые повлекут деформации горного массива и земной поверхности, приводящие к повреждениям и авариям систем и объектов обустройства, а также скважин и коммуникаций. Широко известны такие примеры, как нефтяное месторождение Уилмингтон (США, Калифорния), разработка которого началась в 1926 году, и к 1967 году оседание земной поверхности над месторождением достигло 9 метров; нефтяное месторождение Экофиск в Северном море, где оседание морского дна составляет около 6 метров; нефтяные месторождения в районе озера Маракайбо (Венесуэла), где оседание земной поверхности составило около 4 метров, и другие. Также при извлечении флюида (воды, нефти или газа) известны многочисленные случаи сейсмических явлений. По количеству выделяемой энергии сейсмические толчки, наблюдаемые при разработке месторождений нефти и газа, значительно превышают аналогичные явления при остальных видах воздействия на недра, а в ряде случаев приближаются по силе к природным землетрясениям, характерным для региона месторождений.

Механизм этих явлений, условия их возникновения, зависимость от природных и технологических факторов еще недостаточно исследованы. Однако есть данные о деформациях земной поверхности в районе нефтегазовых месторождений, полученные по геодезическим измерениям, а также

сведения о прохождении сейсмических волн в недрах месторождения, по результатам сейсморазведки. Следовательно, по деформационным и сейсморазведочным данным можно выйти на модель развития геодинамических процессов на территории месторождения и спрогнозировать возможность появления опасных ситуаций.

Однако, несмотря на многочисленные научные свидетельства, указывающие на необходимость организации геодезического и гравиметрического мониторинга в местах нефтегазовых месторождений в связи с существованием серьезной экологической опасности на них и прилежащих к ним территориях, в нормативных документах России и Беларуси этот аспект прописан недостаточно четко, без учета современных инструментальных возможностей геодезии, гравиметрии и геоинформационных технологий. В настоящей работе осуществлена попытка систематизации результатов исследований о взаимосвязанности нефтегазовых месторождений с указанными науками о Земле, а также повышения эффективности их разработки и нефтеотдачи путем визуализации и моделирования процессов по совокупным данным геодинамических исследований и техногенных влияний с использованием технологий ГИС.

Основная часть. Результаты геодинамических исследований в районах месторождений углеводородов. Рассмотрим связь месторождений углеводородов с геодезией, гравиметрией, тектоникой и геодинамикой на каждом из этапов работы на них, сформулированных во введении.

1. **Этап открытия:** Месторождения полезных ископаемых вообще, а месторождения УВ, на наш взгляд, в особенности, приурочены к активным тектоническим структурам и тектоническим разломам. Данное утверждение можно аргументировать тем, что для возникновения залежей нефти, газа и других углеводородов необходимы 3 главных фактора:

- наличие источника образования УВ;
- наличие породы-коллектора, который представляет собой пористый пласт горной породы, достаточно проницаемый для жидкости и газа;
- наличие ловушек (барьеров,), чтобы образовавшиеся жидкость и газ начали накапливаться (рисунок 1).

Пористость породы-коллектора могут повысить раздробленные зоны тектонических разломов, а движения земной коры, максимально проявляемые на этих разломах, будут способствовать формированию структуры-ловушки, улавливающую нефть и газ. На связь тектоники с месторождениями УВ указывают многие исследователи [1-5,11,13], отводя важную роль дизъюнктивной (разрывной) тектонике в процессах формирования антиклинальных пластовых залежей нефти и газа, в создании условий страти-

графического и литологического выклинивания нефтегазовых горизонтов и их тектонического экранирования.

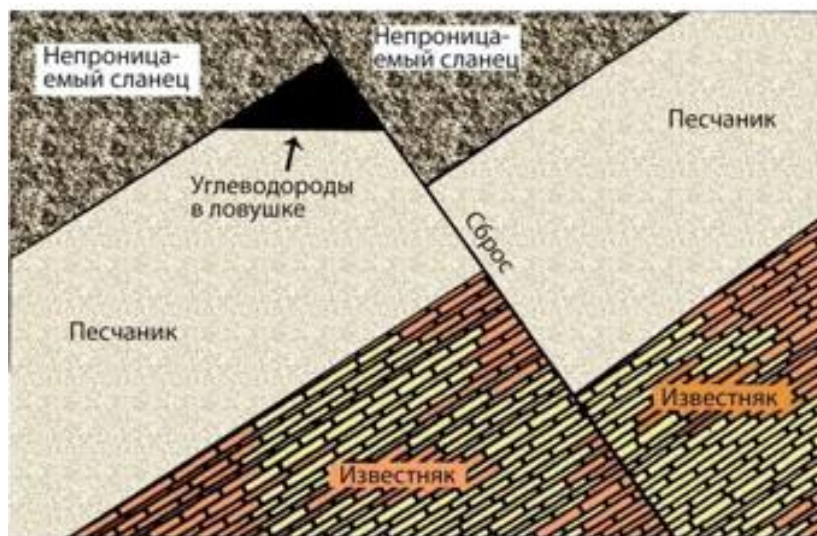


Рисунок 1. – Пример углеводородной ловушки: песчаник и известняк-породы-коллекторы; сланец при формировании ловушки играет роль барьера [15]

Большой интерес, на наш взгляд, представляет работа [11], авторы которой утверждают, что изучение сдвиговой тектоники нефтегазоносных бассейнов (НГБ) следует рассматривать как важнейшую научно-практическую задачу, решение которой связано с повышением эффективности геолого-разведочных работ (ГРР) на всех стадиях поисков, разведки и разработки месторождений УВ. В ней приводятся данные 3D сейсморазведки, гравиметрии, магнитометрии и делается вывод о необходимости обеспечения такого комплексного подхода, приводящего к уточнению положения тектонических нарушений, усиливающих пористость коллекторных пород, и поиск нефтегазовых ловушек.

В этой же работе получена в результате осуществления такого комплексного подхода схема нефтегазогеологического районирования по аномалиям гравитационных и магнитных полей для Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП) (рисунок 2).

Сделан вывод, что НГО с отрицательными аномалиями потенциальных полей, выраженными в комплексном атрибуте, позволяет с высокой вероятностью прогнозировать перспективы нефтегазоносности в пределах аномалий потенциальных полей, не изученных бурением. Как видим, гравиметрическая и магнитометрическая съемка играют важное место при поиске месторождений УВ.

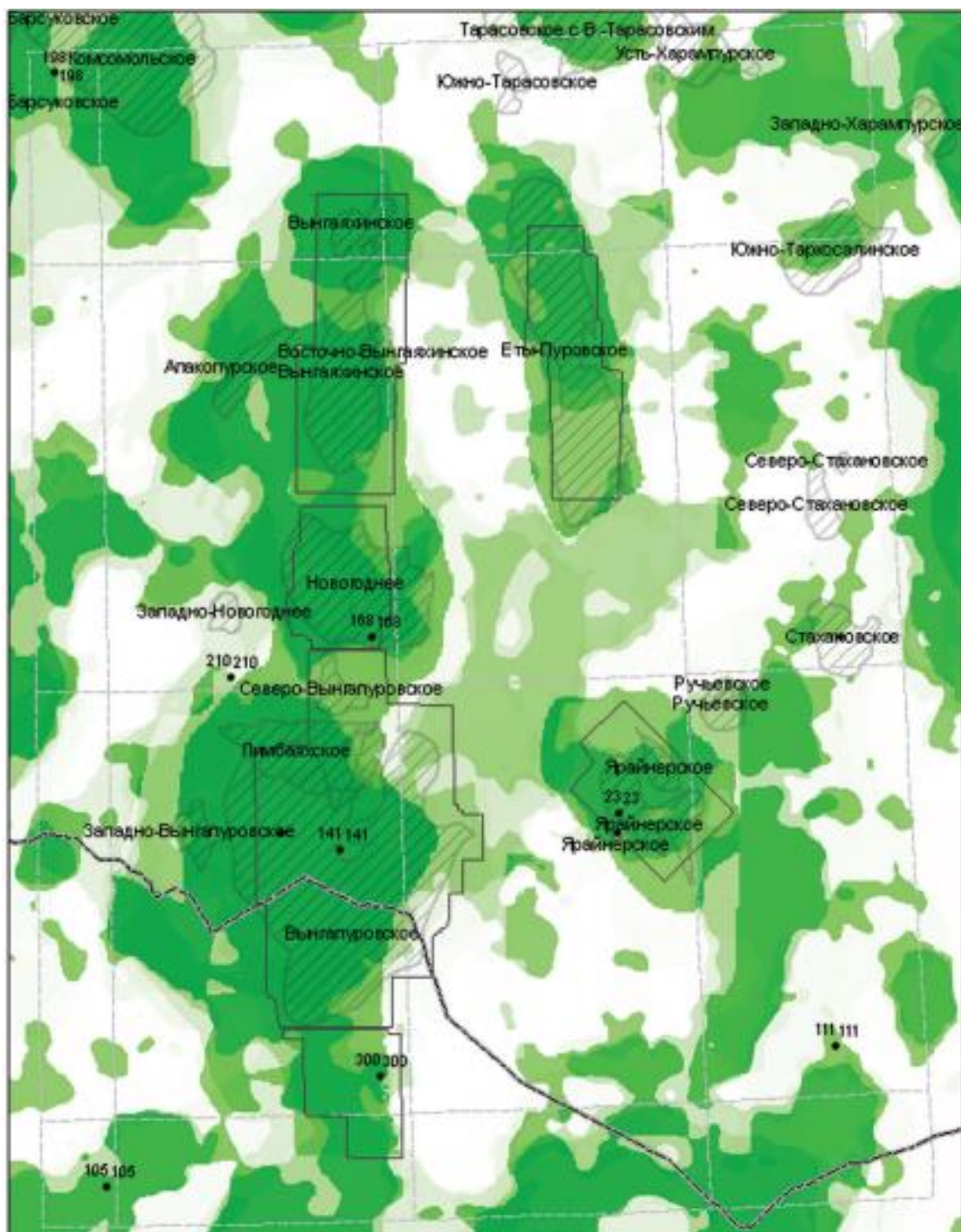


Рисунок 2. – Западно-Сибирская НГП (нефтегазоносная провинция),
Надым-Пурская НГО

Элементы нефтегазогеологического районирования на основе аномальных гравитационного и магнитного полей и производных (горизонтальный градиент) регионального гравитационного и магнитного полей. Шкала нефтегазоносности дана в процентах вероятности от 0 (белая палитра) до 100 % (темно-зеленая палитра), шаг цветовой палитры – 10 %; показаны контуры месторождений (штриховка) и границы кубов 3D сейсморазведки (замкнутые полигоны) [11]

На **этапах 2-3** роль геодезии и гравиметрии возрастает еще сильнее, так как при добыче углеводородов, то есть их извлечения через скважины из глубинных недр на поверхность, в районах месторождений могут формироваться опасные геодинамические процессы, возникновение и развитие которых будет отражаться в деформациях земной поверхности как на их территориях, так и на близлежащих к ним тектонических разломах. Одной из основных причин появления данных процессов служит уменьшение пластового давления при эксплуатации месторождения. что в совокупности с мероприятиями по поддержанию его уровня с целью повышения нефтеотдачи неизбежно приведет к нарушению природного напряженно-деформированного состояния недр, создавая предпосылки для возникновения сильных и даже катастрофических природно-техногенных явлений и аварийных ситуаций в местах шахтных разработок.

Эти деформации можно проследить с помощью повторных геодезических измерений. Чрезвычайно полезен здесь оказывается и гравиметрический мониторинг.

На разрабатываемых углеводородных месторождениях чаще всего наблюдаются просадки земной поверхности, иногда достигающие больших величин (таблица 1).

Территория Речицкого нефтяного месторождения в Беларуси, приуроченного к глубинному Речицко-Вишанскому тектоническому разлому Припятского прогиба (рисунок 3), не является исключением. Здесь также зафиксированы [8-10, 12] значительные просадки земной поверхности, вызванные изменением пластового давления. На Речицком месторождении геодезические исследования выполнялись в 1980-1986 гг. методом повторного нивелирования II класса повышенной точности Предприятием №5 ГУГК СССР (ныне ГП «Белгеодезия») [10] по заказу тематической партии института геологии и разработки горючих ископаемых под руководством В.А. Сидорова.

Плотность нивелирной сети характеризуется расстоянием между реперами в линиях порядка 0,5–1 км и расстоянием между линиями порядка 3–6 км, интервалы нивелирования 2–6 месяцев. Зафиксированы просадки порядка 20 мм и более. Максимальные из них коррелируются с положением тектонических разломов. Многократное повторное нивелирование позволило установить сложный временной спектр вертикальных движений. Однако общая тенденция определяется понижением земной поверхности в пределах Речицкого месторождения и связывается с понижением пластового давления, а в пределах всего Припятского прогиба – с положением разрывных нарушений (рисунки 4–6).

Таблица 1. – Проседания земной поверхности на территориях разрабатываемых месторождений углеводородов

Наименование Месторождения углеводородов, страна, год открытия	Глубина залегания резервуара, м	Период наблюдений, годы	Проседание, м	Другие особенности
2	3	4	5	6
1. Нефтяное месторождение Willmington (США), 1926 г.	760-1830	1928-1966	8,8	Пористость пород коллектора от 30%до 35%
2. Нефтяное месторождение Lagunilas (Венесуэла), 1926 г.	300-1200	1926-1980	3,0 к 1960 г. 4.1 к 1976 г.	Максимальная скорость проседания 20 см/год
3. Нефтяное месторождение Эрофиск (Норвегия, Северное море), 1970 г.	3000	1984-1985	2,6 к середине 1985 г.	Пористость пород коллектора от 35% до 40%
4. Нефтяное месторождение Сураханы (Азербайджан), 1904 г.	180-2650	1912-1972	3,0	Пористость пород коллектора от 21% до 25%
5. Нефтяное месторождение Бадаханы-Сабунчи-Раманы (Азербайджан), 1871 г.	180-1280	1912-1947	2,45	Пористость пород коллектора от 18% до 25%
6. Нефтяное месторождение Goose Creek (США), 1916 г.	600	1917-1925	>1,0	Пористость пород коллектора >30%
7. Северо-Ставропольское газовое месторождение (Россия), 1956 г.	170-750	1956-1979	0,92	Пористость пород коллектора >15%
8. Шелебинское газовое месторождение (Украина), 1956 г.	1300-1900	1965-1982	>0,37	Пористость пород коллектора 5-10%
9. Тенгизское нефтегазовое месторождение (Казахстан), 1979 г.	3800-5400	-	-	Скорость проседания до 20 мм/год. Максимальные просадки коррелируют с положением активного тектонического разлома.
10. Припятский прогиб и территория Речицкого месторождения	4500-6000	1980-1986	>0,02 м	Максимальные просадки коррелируются с положением тектонических разломов

*) Строки 1-8, 10 таблицы взяты из [3]

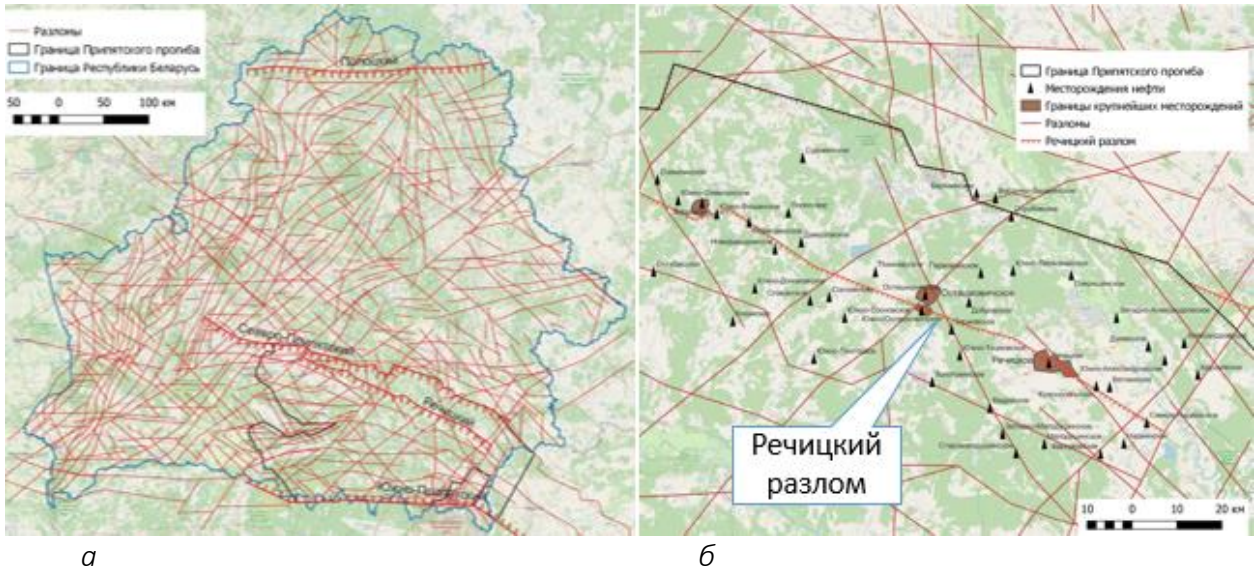


Рисунок 3. - Тектоническая схема Беларуси (а) и схема расположения тектонических разломов и нефтяных месторождений на Припятском прогибе (б)

Не исключено, что показанные на этих рисунках просадки продолжатся вплоть до настоящего времени.

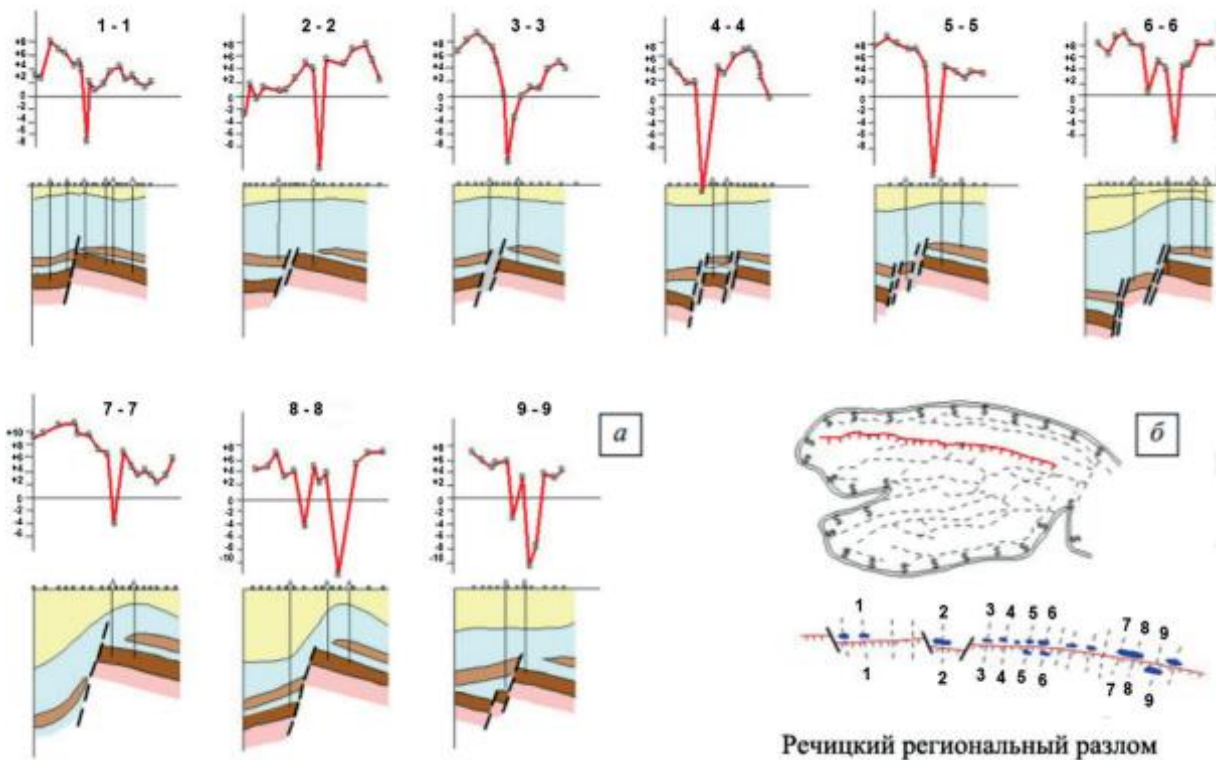


Рисунок 4. – Распределение СВДЗК по нивелирным профилям, пересекающим Речицкий разлом (а) с положением на нем нивелирных профилей (б) [8]

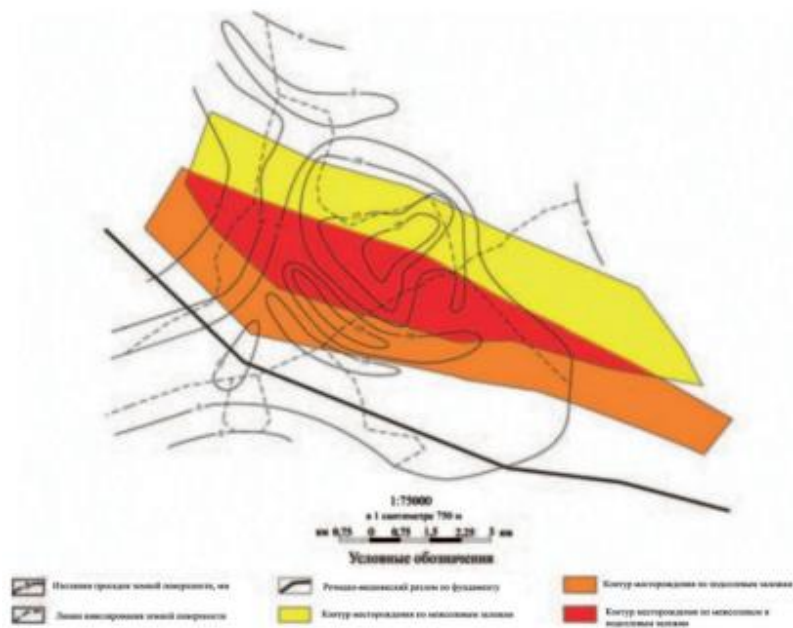
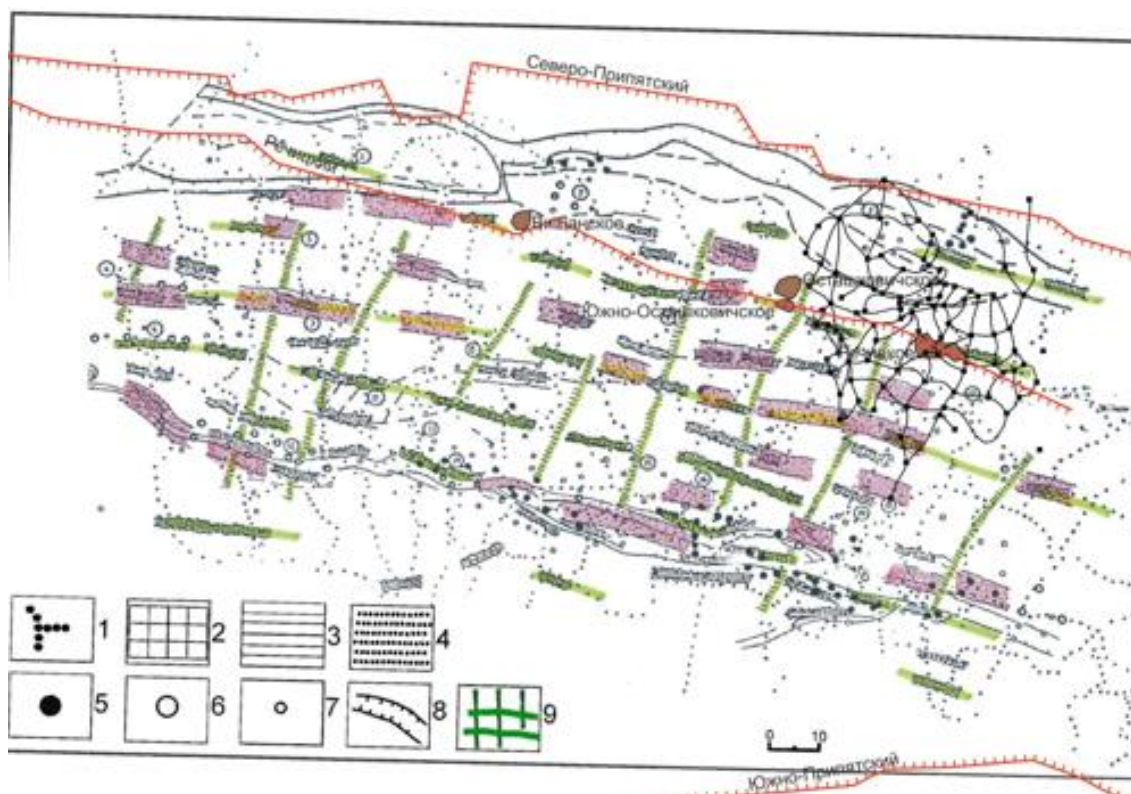


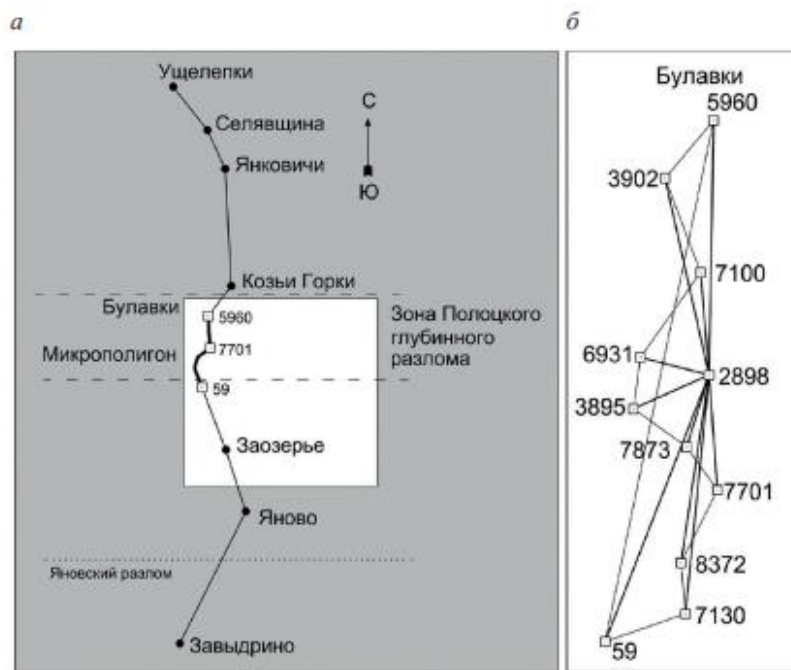
Рисунок 5. – Площадное распределение просадок на Речицком месторождении [12]



1 – пункты повторного нивелирования; 2–4 – зоны повышенной трещиноватости пород: 2 – в межсолевых и подсолевых отложениях (аномалии типа γ), 3 – в подсолевых отложениях и фундаменте (аномалии типа S), 4 – в фундаменте (аномалии типа β); 5–6 – эксплуатационные скважины, добывающие нефть: 5 – из межсолевых отложений, 6 – из подсолевых отложений; 7 – глубокие скважины; 8–9 – разломы: 8 – глубинные первого порядка, 9 – третьего и четвертого порядка

Рисунок 6. – Схема аномальных просадок на Припятском прогибе [8, с. 414]

Связь аномальных просядок на Припятском прогибе, содержащем месторождения УВ, включая и Речицкое нефтяное месторождение, расположенное в пределах глубинного Речицко-Вишанского тектонического разлома, подтверждает и факт их отсутствия на исследуемом в течение 11 лет Полоцким государственным университетом методом высокоточных геодезических измерений (нивелирование 1-го класса повышенной точности и спутниковые ГНСС-наблюдения) участке Полоцкого глубинного тектонического разлома (рисунок 7), отличающегося от Припятского прогиба и Речицко-Вишанского разлома тем, что на нем нет разрабатываемых месторождений [14].



а – положение Полоцкого геодинамического микрополигона на Полоцком геофизическом полигоне (грави- и магнитометрические измерения); *б* – схема геодезических построений на микрополигоне: 59–7130–8372– 7701–7873–3895–6931–7100–3902–5960–59 – ходовая линия спутниковых наблюдений (без замыкания на пункт 59, она совпадает с линией высокоточного нивелирования); 2898 – связующий пункт

Рисунок 7. – Схема инструментальных исследований в районе Полоцкого тектонического разлома

Вертикальные смещения реперов между текущей и начальной эпохи нивелирования на рисунке 8 определены относительно репера 59. Их значения подписаны в точке пересечения перпендикуляров, проходящих через текущую эпоху нивелирования (вертикальная ось) и репер (горизонтальная ось). Изолинии равных вертикальных смещений на графике проведены через 1 мм: красный цвет – положительные смещения, синий – отрицательные, зеленый – нулевые. Жирным шрифтом выделены значимые

с вероятностью 0,95 смещения реперов. На горизонтальной оси графиков наклонными линиями между реперами показаны тектонические разломы, выявленные по нивелирным данным.

Представленные на рисунке 9 разности наклонных дальностей определены по результатам ГНСС-наблюдений с точностью не ниже $\pm 1,55$ мм. Поэтому разности, превышающие значение 3,1 мм, при интерпретации считались значимыми с вероятностью 0,95. Значимые разности наклонных дальностей, как и в случае вертикальных смещений, выделены жирным шрифтом.

В целом же горизонтальные движения на Полоцком профиле сопоставимы с вертикальными и по величине также составляют первые миллиметры, что, на наш взгляд, объясняется отсутствием разрабатываемых месторождений вблизи наблюдаемого участка Полоцкого глубинного разлома.

Большое число исследователей геодинамических процессов в районах углеводородных месторождений во всем мире (Россия, Индия, Колумбия, Казахстан, Азербайджан, Китай) сходятся во мнении о необходимости организации на них геодинамического мониторинга, отводя при этом важное место геодезии и гравиметрии, в комплексе с 3D сейсморазведкой, что обусловлено не только необходимостью прогнозирования негативных последствий от разработки этих месторождений, но и с проблемой контроля выработки запасов УВ, увеличения нефтегазоотдачи и другими мероприятиями, связанными с конечной эффективностью разработки.

Включение гравиметрии в геодинамический мониторинг при эксплуатации месторождений УВ представляется очень эффективным в связи с появлением в научно-производственных организациях современных гравиметров класса «Scintrex CG-5 Autograv» с точностью выше 5 мкГал, остаточным линейным дрейфом менее 0,02 мГал/день и диапазоном автоматической компенсации наклона до ± 200 угловых секунд (рисунок 10).

В России необходимость выполнения геодинамических исследований в районах месторождений УВ закреплена в нормативной литературе [6]. Однако в указанной инструкции делается акцент только на повторное нивелирование с расстоянием между реперами 300-500 м в пределах месторождения, а в зонах разломов – до 100 м, что достаточно дорого и не очень производительно. Поэтому к ней разработаны научно-методические рекомендации [7], основанные на интеграции мониторинговых ГНСС и гравиметрических измерений, космической радарной съемки, а также маркшейдерских и геолого-экологических данных. Методика апробирована в условиях Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) на созданном геодинамическом полигоне Заполярный НКГМ (рисунок 11), где выполняется данный комплексный мониторинг.

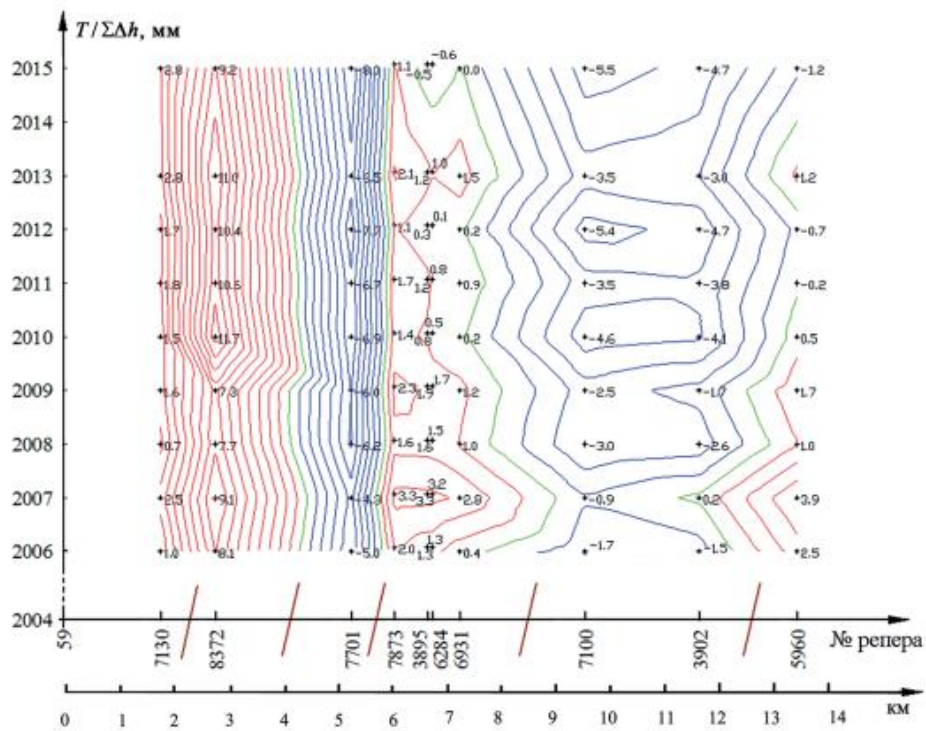


Рисунок 8. – Графики вертикальных смещений реперов в пространственно-временной области на Полоцком микрополигоне

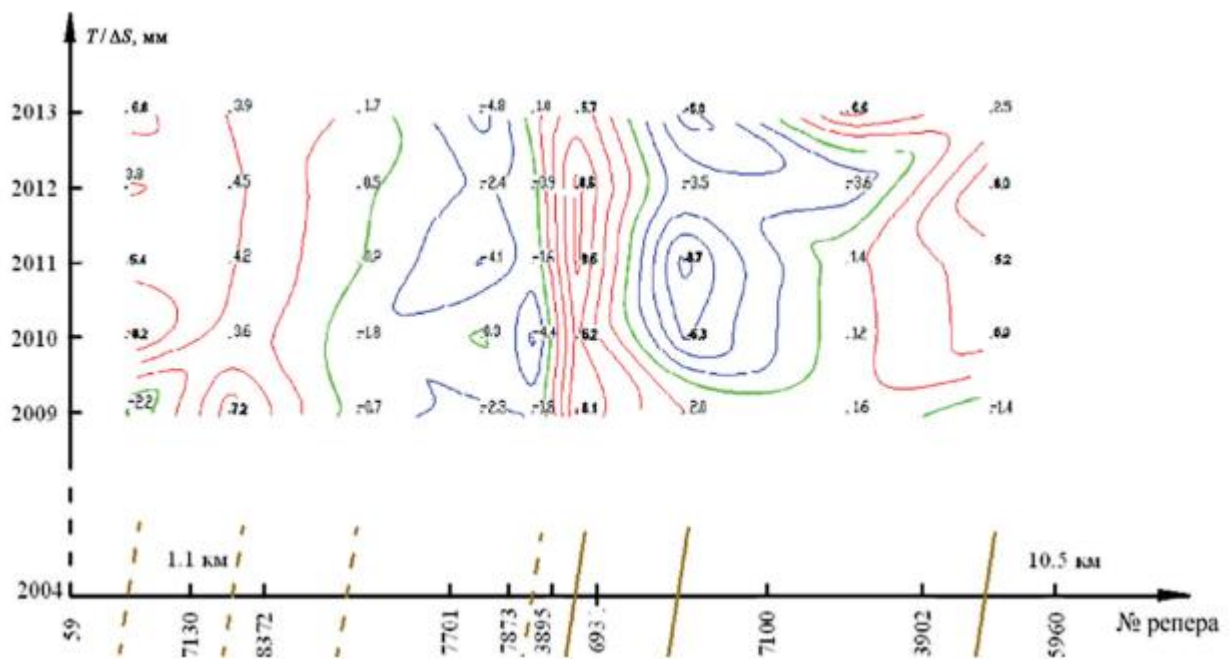


Рисунок 9. – Графики разностей наклонных дальностей в пространственно-временной области на Полоцком микрополигоне



Рисунок 10. – Общий вид гравиметра «Scintrex CG-5 Autograv»

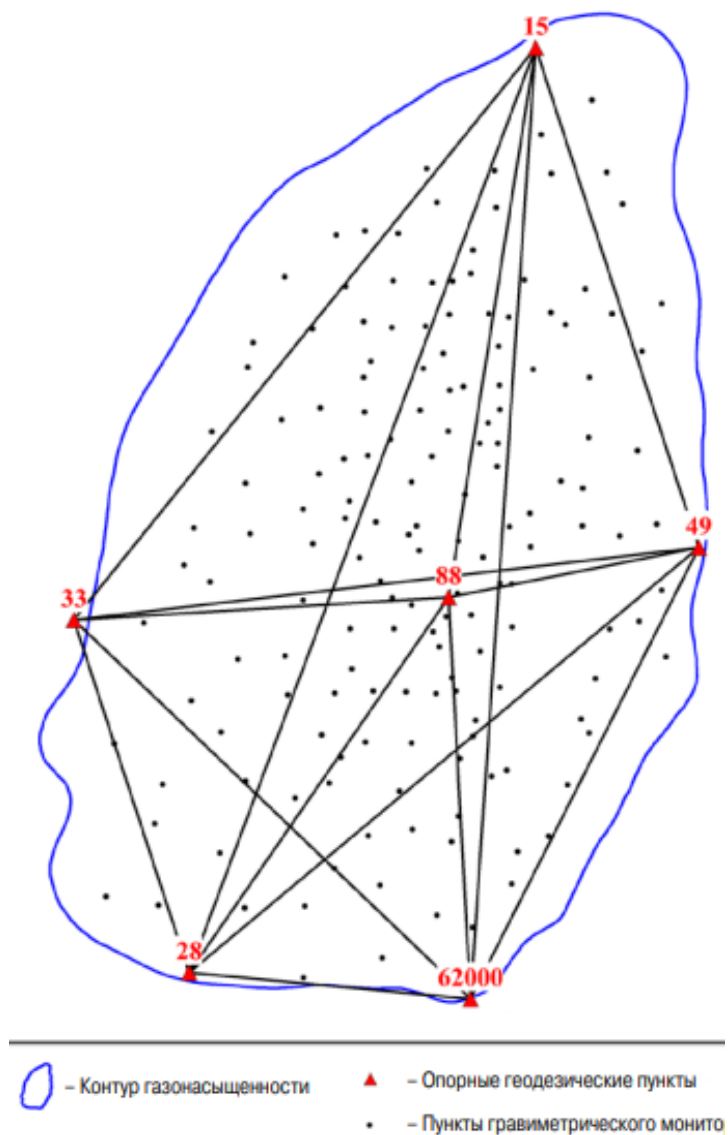


Рисунок 11. – Схема геодинамического полигона Заполярный НКГМ [7]

Анализ полученных результатов [7] показал:

1. За период эксплуатации в районах кустов газодобычи произошло обширное опускание земной поверхности на величину от 5 до 10 см, а на отдельных участках – до 12 см. При этом интенсивность геодинамических процессов уменьшается при удалении от центра месторождения.

2. Интерполяция данных от центра к границе месторождения и последующая их экстраполяция четко показывают, что за его границей интенсивность геодинамических процессов существенно ниже, но она есть. А это подтверждает целесообразность проведения геодинамического мониторинга именно на основе данных геодезических наблюдений, выполняемых в процессе гравиметрического контроля разработки месторождения, позволяя дать оценку территории, существенно превышающей контуры лицензионных участков, что связано уже с геоэкологической безопасностью регионального значения.

В Республике Беларусь районы месторождений полезных ископаемых в современный период слабо охвачены геодинамическими исследованиями методами повторных геодезических и гравиметрических измерений, хотя их возможности в плане точности, оперативности и площадного охвата, существенно возросли в связи с развитием спутниковых ГНСС технологий, ГИС, внедрением БПЛА и высокоточных гравиметров.

Кафедра геодезии и ГИС Полоцкого государственного университета и ГП «Белгеодезия» имеют методические наработки по исследованию геодинамических процессов в местах взаимообусловленных влияний тектонических и техногенных факторов на земную кору и окружающую среду, современный приборный парк, включающий ГНСС оборудование, электронные нивелиры, высокоточные гравиметры, БЛА «Геоскан 201», опыт работ и готовы выполнить на высоком научно-техническом уровне все необходимые исследования.

Заключение.

1. Территории нефтегазовых месторождений тесно связаны с дизъюнктивной тектоникой, что следует учитывать при их поиске, разработке, эксплуатации и проведению мероприятий по решению экологических проблем и охране окружающей среды.

2. Результаты геодинамических исследований районов месторождений УВ во всем мире свидетельствуют о необходимости организации на них в комплексе с сейсморазведочными работами геодезического и гравиметрического мониторинга с привлечением на этапе представления и интерпретации результатов полученных исследований данных других наук о Земле и технологий ГИС.

3. Существующая нормативная база по работам на территориях месторождений УВ в России и Беларуси не учитывает современные возмож-

ности геодезии и гравиметрии при организации на них геодинамического мониторинга на всех этапах выполнения этих работ, что не способствует повышению эффективности добычи этих важнейших энергоресурсов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Белкин, В. И., Ефремов Е.П., Каптелинин Н.Д. Модель коллекторов нефти баженовской свиты Салымского месторождения // Нефтяное хозяйство. - 1983. - № 10. - С. 27-31.
2. Бембель, С. Р. Концепция дегазации, геодинамика и флюидодинамика и их геосоли-тонная составляющая при прогнозе и картировании залежей нефти и газа // Нефтяное хозяйство. - 2011. - № 12. - С. 84-88.
3. Викторова Е.В., Изюмов С.Ф., Кузьмин Ю.О., Попов В.Н. Геодинамический мониторинг на разрабатываемых месторождениях нефти и газа// Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал), - 2004. - №10. - С. 46-54.
4. Гаврилов, В. П. Влияние разломов на формирование зон нефтегазона-копления. - М.: Недра, 1975. - 272 с.
5. Гаврилов, В. П., Григорьянц Б.В., Дворецкий П.И., Пономарев В.А., Тарханов М.И. Разломная тектоника и нефтегазонакопление в земной коре. - Энергетические минерально-сырьевые ресурсы, 1997. - 152 с.
6. Инструкции по производству маркшейдерских работ» (РД 07-603-03) // Ростехнадзор России, 2003.
7. Кирсанов С.А., Арно О.Б. и другие.Современные технологии гравиметрического мониторинга для контроля последствий отбора газа из недр // Газовая промышленность. – 2015. - № 10. - С.36-41.
8. Кузьмин Ю. О. Современная геодинамика разломных зон: разломообразование в реальном масштабе времени // Геодинамика и тектонофизика. – 2014. – № 5 (2). – С. 401–443. DOI: 10.5800/GT-2014-5-2-0135.
9. Сидоров В. А., Кузьмин Ю. О. Современные движения земной коры осадочных бассейнов. – М.: Наука, 1989. – 189 с.
10. Технический отчет о нивелировании II класса на территории Речицкого нефтеносного района Гомельской области Белорусской ССР, Объект Речицкий, 05.03.0595// Предприятие №5, ГУГК при СМ СССР – 1984.
11. Тимурзиев А.И., Гогоненков А.И. Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: от нефтегазогеологического районирования недр до технологии поисков и разведки глубокозалегающих месторождений УВ// Научно-технический сборник «Вестник газовой науки», №1(9) – 2012 - С. 68-85.
12. Тишков А. А., Абрамович О. К. Проявление деформационных процессов при снижении пластового давления в залежах нефти Припятского прогиба // Літасфера. – 2017. – № 1 (46). – С. 135–142.
13. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. - М.: Недра, 1969. - 368 с.
14. Шароглазова Г. А., Коровкин В. Н., Долгий П. С. Методика и результаты инструментальных геодинамических исследований на участке Полоцкого тектонического разлома, не подтверждающие парадокса больших скоростей // Геодезия и картография. – 2022.: – № 3. – С. 23–34. DOI: 10.223890016-7126-2022-981-3-23-34
15. <http://скоми.рф/7-nakopleniye-i-zaleganiye-nefti>