МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский технологический университет «МИСИС»

На правах рукописи

_____

Кузьмин Дмитрий Кузьмич

РАЗРАБОТКА МЕТОДА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗОН ПОТЕНЦИАЛЬНОЙ АВАРИЙНОСТИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГЕОДИНАМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ЗЕМНОЙ ПОВЕРХНОСТИ

Специальность 2.8.3
«Горнопромышленная и нефтегазопромысловая геология, геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр»

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель
кандидат технических наук, доцент,
Абрамян Г.О.

Москва – 2023

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ…….....4
ГЛАВА 1. Обзор результатов изучения деформационных процессов на геодинамических полигонах, расположенных в нефтегазоносных регионах...9
1.1. Оседания земной поверхности, измеренные на различных месторождениях нефти и газа ……..…….....9
1.2. Аналитические и численные модели обширных просадок земной поверхности …….....27
1.3. Примеры деформационной активизации разломов при разработке месторождений УВ и подземных газохранилищ ……..31
1.4. Аналитические модели формирований деформаций земной поверхности в зонах разломов …….....35
1.4.1. Блоковая модель …….....35
1.4.2. Дислокационная модель ……...36
1.4.3. Параметрическая модель ……..37
ГЛАВА 2. Разработка и уточнение геомеханических моделей деформационных процессов, получаемых на основе анализа результатов геодинамического мониторинга……...39
2.1. Получение аналитических формул для расчета горизонтальных смещений земной поверхности в трехмерной постановке …..…...…….……39
2.2. Вывод аналитических формул расчета градиентов горизонтальных и вертикальных смещений земной поверхности и анализ их распределения в окрестности разрабатываемого пласта и активного разлома ……45
2.3. Определение оптимальных характеристик активных разломов на месторождениях УВ …….49
Выводы по главе 2 ……54
ГЛАВА 3. Оценка напряженного состояния недр на разрабатываемых месторождениях нефти и газа …….55
3.1 Существующие подходы к оценке локальных напряжений на месторождениях углеводородов …….....55

3.2. Примеры расчета напряжений для пластов шельфовых месторождений…….…….59
3.3. Примеры расчета напряжений в окрестности зоны разлома на примере Ромашкинского нефтяного месторождения ..…….63
3.4. Метод определения зон потенциальной аварийности при разработке нефтегазовых месторождений по результатам геодинамического мониторинга земной поверхности ……65
Выводы по главе 3…….67
ГЛАВА 4. Практическое использование разработанного метода определения зон потенциальной аварийности при разработке нефтегазовых месторождений по результатам геодинамического мониторинга земной поверхности ……..68
4.1. Определение параметров источников аномальных деформаций при решении обратной задачи геодинамики на примере Касимовского подземного хранилища газа (ПХГ) …….....68
4.2. Расчет оседаний и наклонов морского дна для анализа инклинометрических наблюдений на шельфовых нефтегазовых месторождениях…….72
4.3. Примеры оценки геодинамической опасности объектов инфраструктуры нефтегазовых месторождений.…….87
Выводы по главе 4 ……..103
ЗАКЛЮЧЕНИЕ …….…….....104
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ …….....107

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. Среди различных видов негативных последствий длительного освоения месторождений нефти и газа в последнее время стали крайне актуальными геодеформационные последствия освоения месторождений углеводородов: аномальные оседания земной поверхности и деформационная активизация разломных зон.

Выявлены интенсивные (более метра) обширные просадки земной поверхности на некоторых разрабатываемых нефтяных и газовых месторождениях, зафиксированы многие факты аномальной деформационной активизации разломов расположенных на месторождениях, которые сопровождались аварийными ситуациями на объектах инфраструктуры. Важно, что эти последствия сопровождаются экономическим ущербом.

Несмотря на многочисленные случаи негативного проявления современной геодинамики недр в нефтегазоносных регионах, проблема разработки унифицированной методики анализа результатов геодинамического мониторинга деформационных процессов, индуцированных разработкой нефтегазовых месторождений, а также выработка критериев промышленной опасности объектов нефтегазового комплекса с учетом геодинамического фактора до сих пор остается крайне актуальной проблемой.

Актуальность приведенных в данной диссертационной работе результатов определяется тремя причинами. Во-первых, ранее проводимые исследования затрагивали, в основном, кинематический аспект проблемы, когда исследовались только амплитуда и скорость оседаний земной поверхности при разработке месторождений, а переход к инвариантным характеристикам, как, например, градиенты смещений, не проводился. Во-вторых, при анализе результатов маркшейдерско-геодезического мониторинга не использовался такой мощный аппарат интерпретации, детально разработанный в геофизике, как методы решения обратных задач. И, наконец, перевод наблюдаемых и модельных смещений в их градиенты напрямую

позволяет сравнивать результаты наблюдений с нормативными параметрами, регламентирующими безопасное недропользование.

Цель работы заключается в обосновании критериев геодинамической опасности объектов нефтегазового комплекса по результатам маркшейдерско-геодезического мониторинга и разработке метода определения зон потенциальной аварийности эксплуатируемых нефтегазовых месторождений.

Идея работы заключается в использовании результатов геодинамического мониторинга земной поверхности для построения трехмерных пороупругих геомеханических моделей и обосновании на их основе критериев геодинамической опасности объектов нефтегазового комплекса.

Задачи диссертационного исследования:

• Обзор состояния изученности проблемы в области исследования современных деформационных процессов, индуцированных разработкой нефтегазовых месторождений и выявление основных пространственно-временных характеристик современного аномального геодинамического состояния недр в пределах разрабатываемых нефтегазовых месторождений.

• Получение аналитических решений для расчета градиентов вертикальных и горизонтальных смещений поверхности в трехмерной постановке.

• Разработка метода выявления зон потенциальной аварийности объектов нефтегазового комплекса на основе решения обратных задач современной геодинамики недр.

Научные положения, разработанные лично соискателем:

• Впервые предложено для определения предельных наклонов и относительных горизонтальных деформаций земной поверхности использовать аналитически рассчитанные градиенты ее горизонтальных и вертикальных смещений.

• Впервые получены аналитические формулы расчета горизонтальных смещений и их градиентов для поверхности упругого полупространства, а также аналитические формулы расчета градиентов смещений поверхности для

трехмерных пороупругих моделей применительно к шельфовым месторождениям углеводородов и подземным хранилищам газа.

• Установлено, что величины градиента вертикальных смещений, определенные на основе использования пороупругих моделей оседания земной поверхности, учитывающие зависимость коэффициента сжимаемости от характера изменения пластового давления, позволяют определить критерии геодинамической опасности объектов нефтегазового комплекса и установить зоны потенциальной аварийности нефтегазовых скважин.

Обоснованность и достоверность научных положений, выводов и рекомендаций подтверждается многочисленными данными высокоточных повторных геодезических наблюдений, широким использованием современных методов математического моделирования, соответствием использованных в работе методов и подходов базовым положениям механики деформируемых твердых тел, геологии, геодезии и маркшейдерского дела, удовлетворительной сходимостью полученных на основе модельных исследований результатов многочисленным материалам полевых наблюдений.

Научная новизна:

• Полученные аналитические формулы расчета горизонтальных смещений и их градиентов для поверхности упругого полупространства, содержащего включение прямоугольной формы - аналога разрабатываемого пласта, применимы при анализе результатов мониторинга конкретных нефтегазовых месторождений.

• Полученные аналитические формулы расчета градиентов смещений поверхности дают возможность сравнивать величины накопленных локальных напряжений с нормативными значениями и устанавливать на этой основе критерии геодинамической опасности объектов нефтегазового комплекса.

• Поставлены и решены обратные задачи современной геодинамики недр - нахождение параметров источника деформационных аномалий на глубине по наблюдаемым смещениям на земной поверхности, для разломных зон нефтяных и газовых месторождений.

Практическое значение работы состоит в разработке метода анализа результатов мониторинга деформационных процессов, индуцированных разработкой нефтегазовых месторождений и подземных хранилищ газа, позволяющей выявлять зоны потенциальной аварийности скважин и промысловых трубопроводных систем, что повышает эффективность обеспечения промышленной безопасности объектов нефтегазового комплекса.

Реализация выводов и результатов работы. Разработанный метод изучения современных деформационных процессов в разломных зонах нефтегазовых месторождений принята к использованию на геодинамических полигонах ПАО «Татнефть», ПАО «Газпром», ПАО «Лукойл», что подтверждается соответствующей справкой об использовании результатов диссертационного исследования.

Апробация работы. Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на Всероссийских и Международных конференциях:

- научно-практической конференции «Современная геодинамика недр и эколого- промышленная безопасность объектов нефтегазового комплекса» Москва, 2013 г.;
- международной научно-технической конференции «Неделя горняка – 2017»;
- международной научно-технической конференции «Неделя горняка – 2023»;
- научных конференциях «молодых ученых и аспирантов ИФЗ РАН» 2019-2022гг.;
- международной конференции «Триггерные эффекты в геосистемах» 2019г.;
- научно-практической Щукинской конференции, Воронеж 2020г.;
- международных научных конференциях молодых ученых, Бишкек 2021-2023гг.;
- международной конференции «Строение Литосферы и Геодинамика», Иркутск 2021г.;
- международной научной конференции «Молодые – Наукам о Земле», Москва 2022г.;

- всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» г. Пермь 2022г.;
- всероссийской молодежной научной конференции «Актуальные проблемы нефти и газа» Москва, 2022г.

Публикации: Содержание диссертационной работы отражено в 12 опубликованных научных работах. Из них 4 статьи в изданиях, рекомендованных ВАК Министерства образования и науки РФ, 4 статьи в журналах, индексируемых в Scopus и Web of Science, и 4 статьи в прочих изданиях.

Структура и объем диссертации. Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав, заключения, содержит 55 рисунков и 1 таблицу, список использованной литературы из 92 наименований и приложение.

Благодарности. Автор диссертационной работы выражает благодарность Г. О. Абрамяну, к. т. н., доценту, зав. кафедрой «Геология и маркшейдерское дело» НИТУ МИСИС, руководителю данной диссертационной работы за постановку задачи и мотивацию к работе на всех стадиях ее реализации; Ю. О. Кузьмину, д. ф. –м. н., профессору, зам. директора ИФЗ им. О. Ю. Шмидта РАН за помощь и конструктивное содействие в овладении знаниями по вопросам геодинамики, геофизики и математического моделирования деформационных процессов; В. С. Жукову, д. ф.-м. н., главному научному сотруднику ИФЗ им. О. Ю. Шмидта РАН за поддержку и консультирование в области динамической петрофизики, А. И. Никонову, к. г.–м. н., ведущему научному сотруднику ИПНГ РАН за консультации и помощь в освоении элементов нефтегазовой геологии; С. Ф. Изюмову, к. ф.-м. н., зав. лабораторией ИС и ФА АН Туркменистана за поддержку и содействие в вопросах интерпретации результатов геодинамического мониторинга месторождений.

ГЛАВА 1. ОБЗОР РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗУЧЕНИЯ ДЕФОРМАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ НА ГЕОДИНАМИЧЕСКИХ ПОЛИГОНАХ, РАСПОЛОЖЕННЫХ В НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ РЕГИОНАХ

1.1. Оседания земной поверхности, измеренные на различных месторождениях нефти и газа.

Деформации (просадки) земной поверхности широко распространены при длительной разработке месторождений углеводородов [4; 32; 50; 49; 60; 25; 68. Для многочисленных месторождений скорости просадок составляют 1 – 2 см/год, а накопленные величины оседаний, как правило, не больше первых десятков сантиметров. Оседания величинами около десятков метров являются редким явлением, с негативными последствиями: сильными деформациями наземных сооружений, сломами буровых колонн скважин, порывами трубопроводных систем, заболачиванием или подтоплением опускающихся участков. [69; 70; 74; 76; 77; 88]

Аномальное (более 1 м), обширное оседание земной поверхности территории разрабатываемого месторождения возникает, как правило, только при сочетании следующих условий:

- большая площадь разрабатываемого месторождения (порядка 100 км^2 и более);
- значительная толзина продуктивных отложений (преимущественно, более 100 метров);
- относительно малая глубина разрабатываемых толщин геологического разреза (обычно, до 2000 метров);
- большая пористость пород резервуара (около 25 - 30% и более);
- аномально высокое пластовое давление и его относительно быстрое снижение в процессе разработки месторождений нефти и газа.

Обобщение всей доступной информации указывает, что для месторождений нефти и газа с коллекторами трещинно-кавернозного типа обширных оседаний земной поверхности, почти никогда не наблюдается.

Важно отметить, что в отличие от месторождений твердых полезных ископаемых (рудных и нерудных), где главной формой негативных деформационных последствий являются интенсивные оседания (мульды) земной поверхности, на нефтегазовых месторождениях наиболее распространены техногенно-индуцированные деформационные в зонах разломов.

Этот факт находит естественное объяснение, если учесть, что месторождение жидких УВ – это динамически активная, флюидная система, которую, в отличие от месторождений твердых полезных ископаемых, намного легче вывести из состояния устойчивого равновесия малыми воздействиями (индуцированием) [33; 44; 45].

Техногенно-индуцированная активность разломов очень распространенное явление. К настоящему времени, не удалось обнаружить ни одного месторождения нефти и газа, где были проведены повторные геодезические наблюдения, на которых отсутствовали бы суперинтенсивные деформации (СД) земной поверхности в разломных зонах. Учитывая, что эти процессы могут достигать весьма высоких скоростей деформаций ($5\text{-}7\cdot10^{-5}$ в год), то становятся очевидными существенные экологические и социально-экономические последствия их воздействия на объекты нефтегазового комплекса [36].

Вместе с тем, следует признать, что количества работ по изучению техногенно-индуцированных деформаций земной поверхности в разломах, как наиболее опасных форм последствий разработки нефтегазовых месторождений, явно недостаточно. К настоящему времени практически отсутствуют длительные мониторинговые работы, от начала до поздней стадии разработки месторождений.

Кроме того, парадоксальным фактом является то, что, при прочих равных условиях, разработка одних месторождений сопровождается аномальными деформационными процессами, а разработка других месторождений, хотя и расположенных в той же региональной структурно-тектонической зоне, не

сопровождается аналогичными процессами [63].

Нефтяное месторождение Уиллмингтон (Калифорния, США).

Длина месторождения составляет 23 км. Добыча нефти осуществляется из семи горизонтов (миоценовые и плиоценовые отложения) на глубинах от 600 до 1800 метров. До глубин 1200 м породы представлены песчаниками, алевролитами и сланцами. [75]

Пористость коллекторов колеблется в пределах 33-37%, проницаемость равна в среднем от 500 до 2000 Мд. Просадка поверхности над продуктивной толщей месторождения превысила 8.8 метров за период 1926-1966 гг. [75; 89].

Как правило, исследователи считают, что оседание связано с уплотнением разрабатываемых пластов, вызываемым понижением давления в результате добычи нефти из пласта. Было предложено восстановить пластовое давление путем закачки жидкости с интенсивностью $(1\text{-}2)\cdot 10^5$ куб. м/сутки.

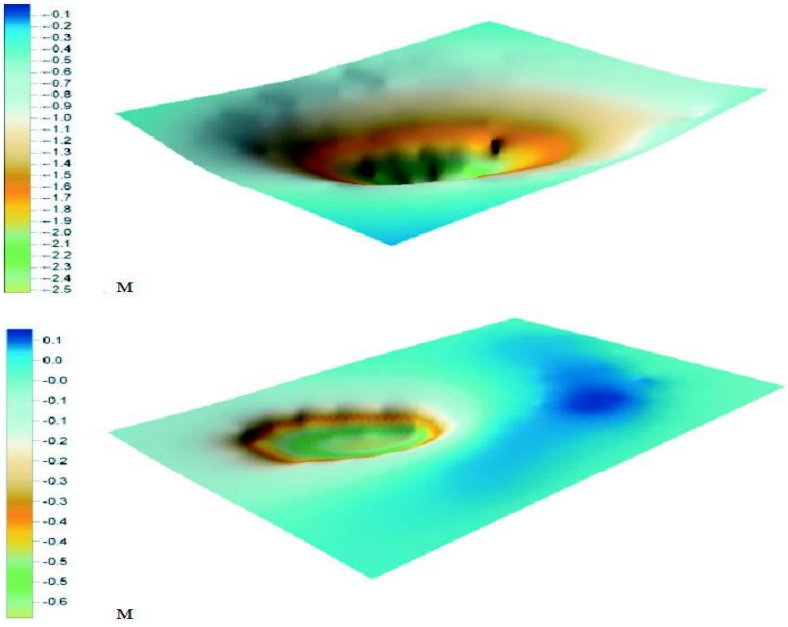


Рисунок 1.1 - Деформации земной поверхности над месторождением Уилмингтон, Калифорния, США: а) в ходе добычи нефти в 1926-1960 гг. без закачки воды; б) в результате закачки воды в 1960-1967 гг.

Заводнению подверглись четыре верхние зоны. Практически сразу же оседание поверхности прекратилось или скорость его существенно снизилась

(до 25 мм/год). Одновременно увеличилась нефтеотдача. В некоторых местах фиксировался подъем земной поверхности.

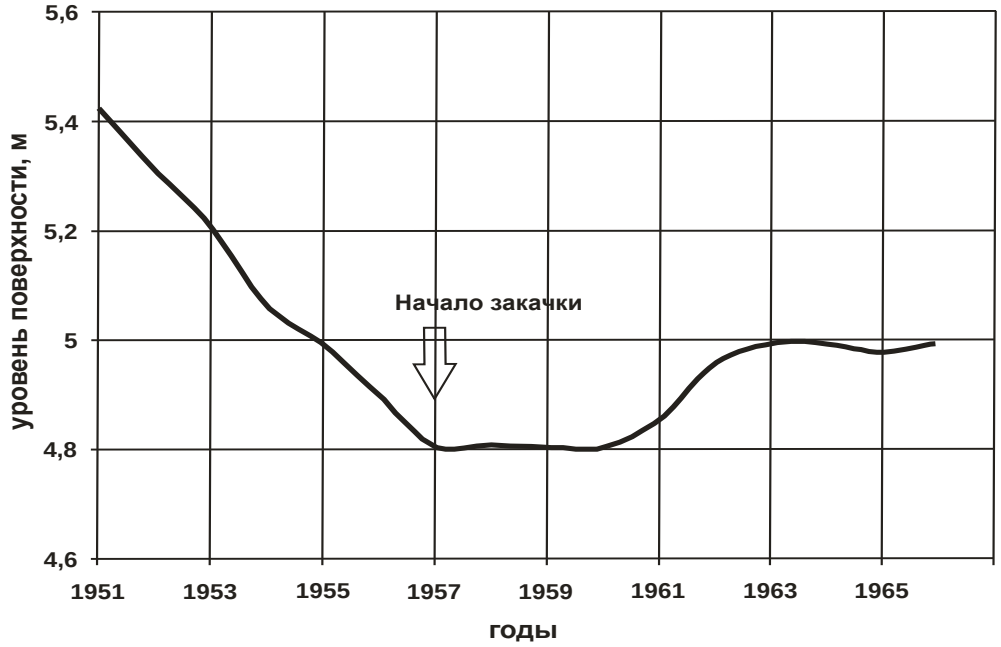


Рисунок 1.2 - Изменение направленности движения земной поверхности на месторождении Уиллмингтон в результате закачки воды.

Площадь поверхности, поднявшейся за период с 1960 по 1967 гг., составила около 20.7 км², поверхность в центре осевшей зоны поднялась на 0.15 м (рис. 1.1, 1.2). В связи с проседанием пришлось увеличить высоту береговых дамб порта Лонг-Бич на 9 м [72].

Месторождения нефти и газа в районе Хьюстона (США).

В период 1943-1973 гг. в районе Хьюстона оседанию подверглось около 12200 км² поверхности с амплитудой более 0.15 м (рис. 1.3). Оседание связали с отбором воды, хотя значительное влияние оказывает разработка нескольких нефтяных и газовых месторождений, т.к. часть просадок совпала с периодом разработки и начались до интенсивного отбора воды [72].

Оценки влияния добычи нефти на оседание земной поверхности в районе Хьюстона проводились по результатам повторного нивелирования, начиная с 1906 г. Анализ этих результатов показывает, что для месторождений Mykawa и Chocolate Bayou дифференцированное проседание составляет 0,12 - 0,30 метра за период 1943-71гг., для месторождения Goose Creek – около 1 м за

период 1917-25 гг., для месторождений Дайерсдал и Goose Creek -0.23 и 0.55 м соответственно, за период 1939 – 1959 гг. [72]

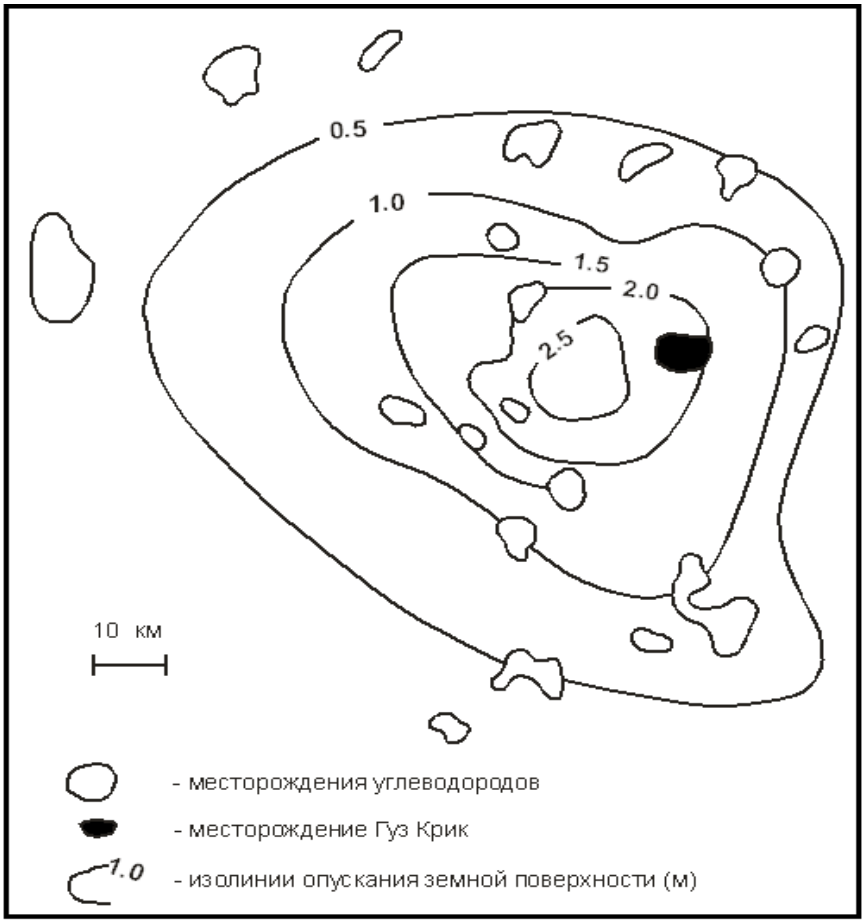


Рисунок 1.3 - Региональное проседание земной поверхности на нефтяных месторождениях в районе Хьюстона (Техас, США) за 1906-1978 гг.

Сопоставление суммарного отбора нефти с просадкой земной поверхности на месторождении Goose Creek позволяет предполагать наличие взаимосвязи между сравниваемыми процессами (рис. 1.3, 1.4, 1.5).

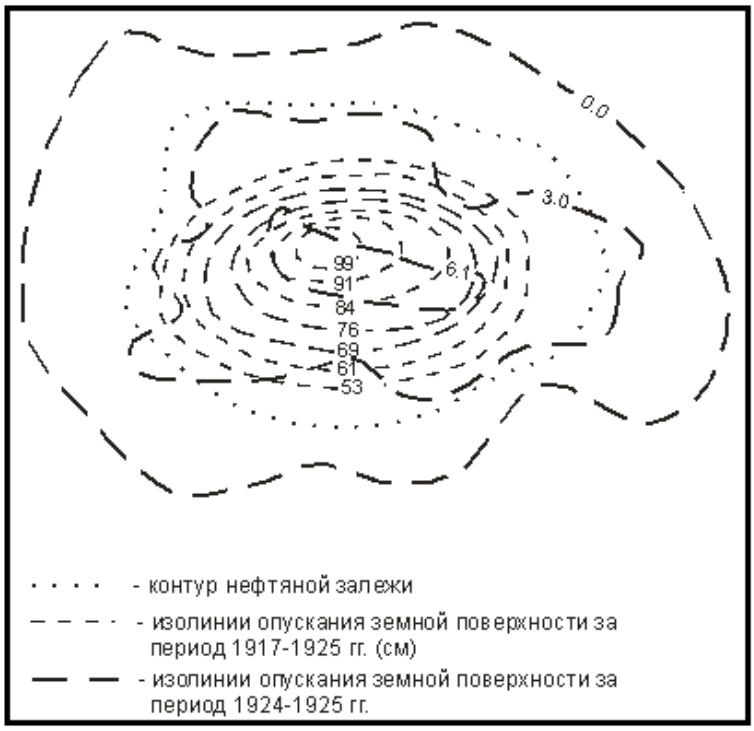


Рисунок 1.4 - Схема оседания земной поверхности на месторождении Goose Creek (Техас, США) за период 1917-1925 гг. и 1924-1925 гг.

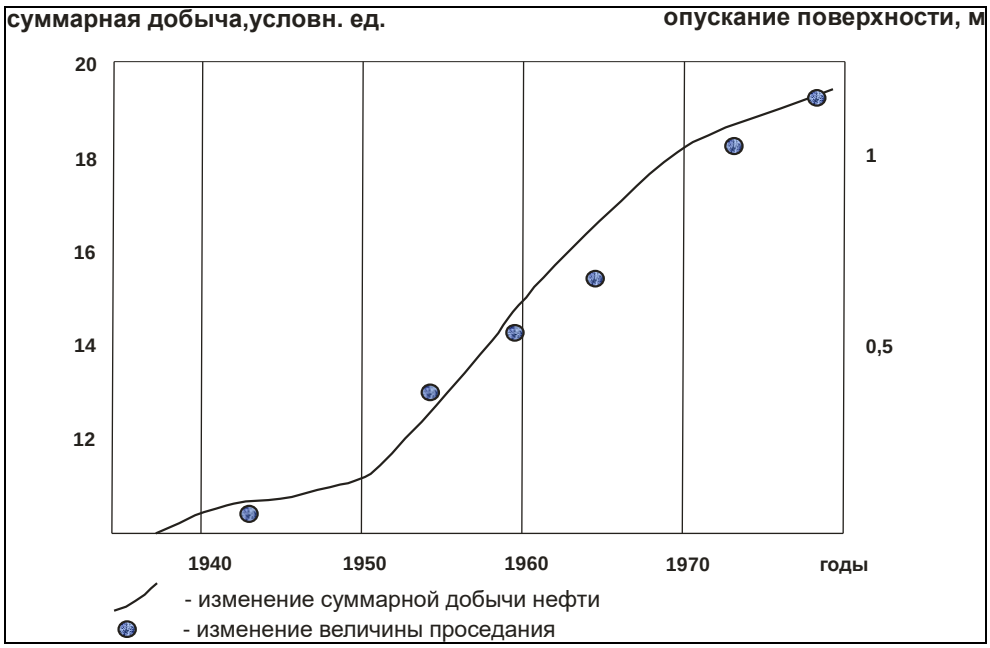


Рисунок 1.5 - Сопоставление суммарной добычи нефти и опускания земной поверхности в районе месторождения Goose Creek за период 1940-1980 гг.

За 8-летний период разработки месторождения давление в продуктивных пластах снизилось на 1.4 МПа. В работе [63] приводятся результаты

исследования влияния извлечения нефти на разломообразование в районе месторождения Goose Creek.

В пределах некоторых других месторождений в районе Хьюстона, было выявлено относительное поднятие до 0.2-0.3 м, что скорее всего связано с влиянием закачки воды в залежь.

В работе [32] отмечено, что на появление и величину проседания могут влиять следующие факторы: темп снижения пластового давления, сжимаемость пород, отношение глубины к мощности пласта. Так, для месторождения Goose Creek со значительными амплитудами просадок существенным является быстрое падение давления, повышенная сжимаемость пород и незначительная глубина добычи (в среднем на 500 м меньше, чем на других месторождениях региона).

Особенно важными для понимания процессов формирования деформаций продуктивной толщи являются результаты многолетних, повторных геодезических наблюдений на газовых месторождениях, поскольку на них практически не применяется процедура поддержания пластового давления (ППД). В этом случае длительная разработка месторождений, должна была бы однозначно приводить к систематическому оседанию земной поверхности. Однако, на ряде месторождений, по многолетним инструментальным данным наблюдений эта тенденция не подтверждается. [50;51]

Учитывая актуальность проблемы, ниже подробно рассматриваются основные закономерности формирования современных деформационных процессов на Астраханском газоконденсатном месторождении, газовом месторождении Шатлык и нефтяном месторождении Восточный Небитдаг (Туркменистан) [25;22;23]

Астраханское газоконденсатное месторождение (Россия)

Организованный на АГКМ геодинамический полигон представлен на рис.1.6. Запроектированная и построенная система наблюдений состоит из двух профильных линий, проходящих вкрест простирания, и одной линии,

проходящей вдоль простирания максимального падения пластового давления на 1.01.2000 г., показанной на рисунке. Профильная линия длиною около 30 км., пересекает 87 реперов. Опорные реперы сети располагаются за границей зоны сдвижения, вызванного отработкой АГКМ. Рабочие располагаются в проекте с учетом местоположения реперов профильных линий, существующей сети глубинных реперов и пунктов ГГС.

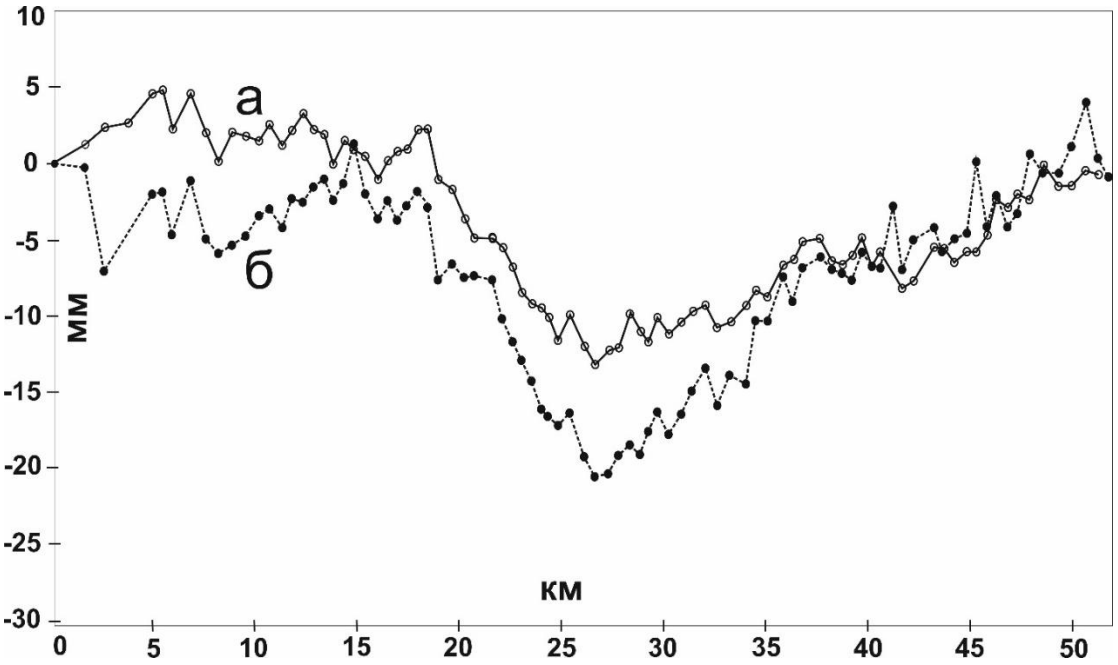


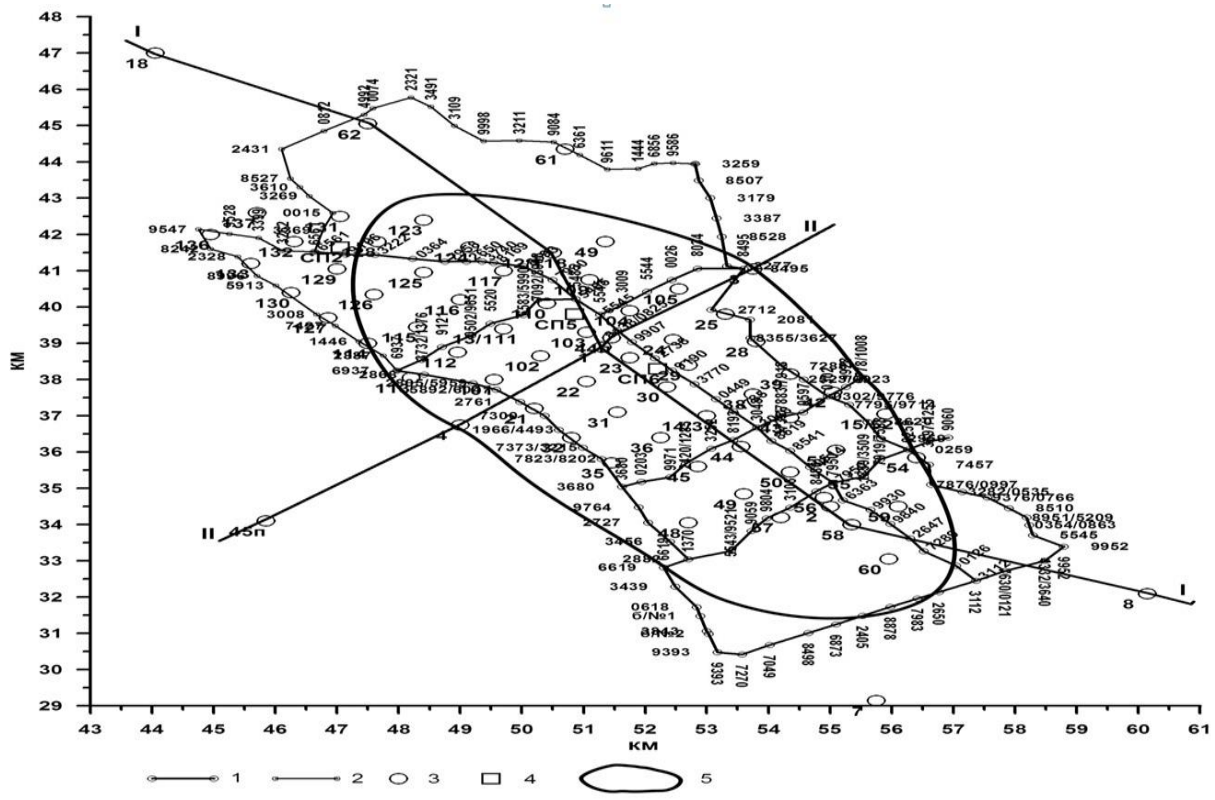
Рисунок 1.6 - Скорость вертикальных смещений реперов вдоль профиля по простиранию АГКМ за период **а** (2003-2004 гг.) – **б** (2003-2006 гг.)

Первая серия наблюдений на полигоне была выполнена в 2003 г. За три года наблюдений четко сформировалось обширное оседание, не приуроченное, к максимальному падению пластового давления. К 2006 г. наблюдения зафиксировали хоть и не большой, но прогресс оседания земной поверхности при падении пластового давления.

Газовое месторождение Шатлык (Туркменистан).

Интересные и принципиально важные результаты получены на геодинамическом полигоне, организованном на газовом месторождении Шатлык (Восточный Туркменистан). Полигон заложен в 1994 году. К этому моменту времени разработка месторождения велась уже в течение 20 лет. На рис. 1.7 показана схема геодинамического полигона. [22;23]

На данный момент времени проведено 27 циклов повторных нивелирных наблюдений 2 класса. В данной работе проанализировано 24 цикла повторных наблюдений.



1 – нивелирные профили;
2 – нивелирный профиль, наблюдавшийся только до 1999 года;
3 – скважины;
4 – сборные пункты;
5 – контур месторождения
I – I, II – II – профили по которым построены геологические разрезы продуктивного горизонта.

Рисунок 1.7 - Схема нивелирной сети на геодинамическом полигоне Шатлык

На рисунке 1.8.(а) показан рельеф земной поверхности ориентированный вкрест простирания месторождения. На рисунке 1.8.(б) представлены результаты повторных нивелирных измерений вдоль этого профиля за период 10.1998 – 01.1994гг. Кривая вертикальных смещений являет собой совокупность слабоконтрастных знакопеременных движений, в пределах двойной среднеквадратической ошибки наблюдений.

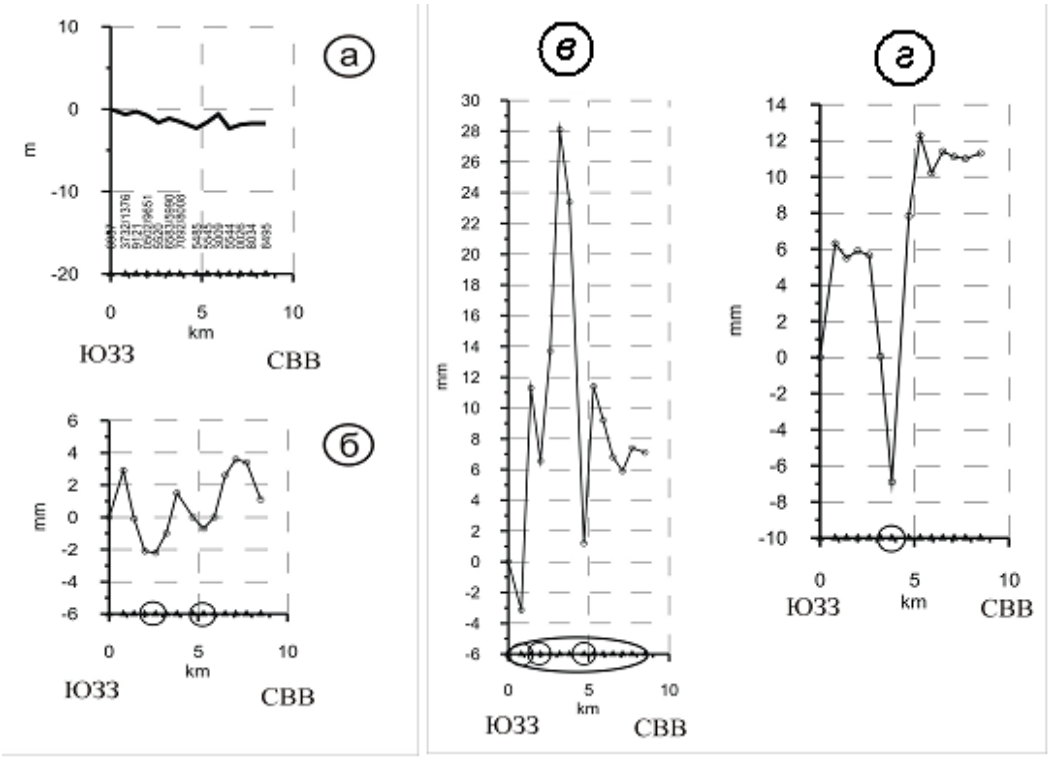


Рисунок 1.8 - Геодинамический полигон на месторождении Шатлык: *а*) рельеф земной поверхности по профилю; *б*) вертикальные движения земной поверхности вдоль этого профиля за период 10.1998 – 01.1994гг. *в*) то же за период 07.2002 - 10.1998гг.; *г*) то же за период 09.2006 - 07.2002гг.

Из рисунков 1.8.(в) и 1.8.(г) следует, что морфология кривой вертикальных движений изменилась за период 07.2002 – 10.1998гг. и период 09.2006 – 07.2002гг. Отчетливо прослеживаются локальные изгибы земной поверхности: вверх - с амплитудой 28 мм и вниз – с амплитудой 16 мм.

Эти аномальные деформации приурочены к зонам разломов и имеют относительные величины порядка $2{,}8 \cdot 10^{-5}$ и $0{,}85 \cdot 10^{-5}$ соответственно [22;23].

Детальный анализ всех циклов измерений позволил выявить зоны опасных разломов, в пределах которых неоднократно фиксировались аномальные движения земной поверхности со среднегодовыми скоростями относительных деформаций более, чем $5 \cdot 10^{-5}$ в год.

Главным итогом этого периода измерений является наличие факта отсутствия обширных просадок территории месторождения. Для демонстрации этого факта на рисунке 1.9. показан временной ход разности превышений между двумя реперами.

Для этого в центральной части месторождения был выбран один из группы реперов, который не участвовал в локальных аномальных движениях за весь период инструментальных измерений. Затем определялся временной ход превышений этого репера относительно репера, расположенного за пределами месторождения.

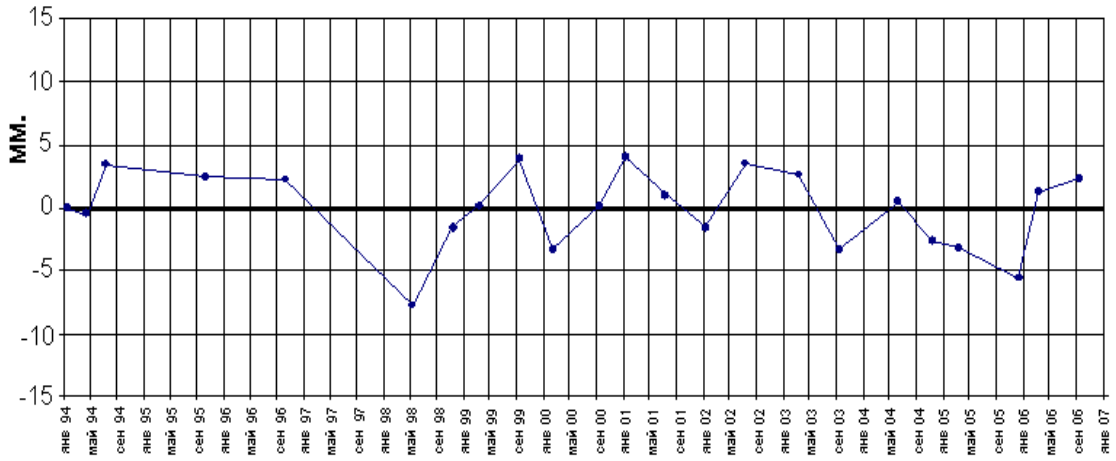


Рисунок 1.9 - Вертикальные движения земной поверхности на месторождении Шатлык вне зон разломов за период1994 – 2006 гг.

Как видно из графика (рис.1.9.) во временном ходе отсутствует трендовая составляющая. Если бы существовали систематические оседания территории всего месторождения, то репер в центральной его части испытывал бы монотонное опускание. Вместо этого наблюдается знакопеременные изменения вокруг нулевого значения с амплитудами порядка 5мм. При этом, в зонах разломов деформации земной поверхности достигают величин в несколько раз больше.

Нефтяное месторождение Вышка (Туркменистан).

Геодинамический полигон на нефтяном месторождении Восточный Небитдаг расположен на территории Западного Туркменистана и относится к области повышенной сейсмотектонической активности. Это одно из старейших нефтяных месторождений Туркменистана, которое продолжает эксплуатироваться и сейчас [23]. Геодинамический полигон называется «Вышка». Он имеет размеры примерно 5 х 10 км. Вертикальные движения

земной поверхности изучаются методом повторного геометрического нивелирования 2 класса повышенной точности.

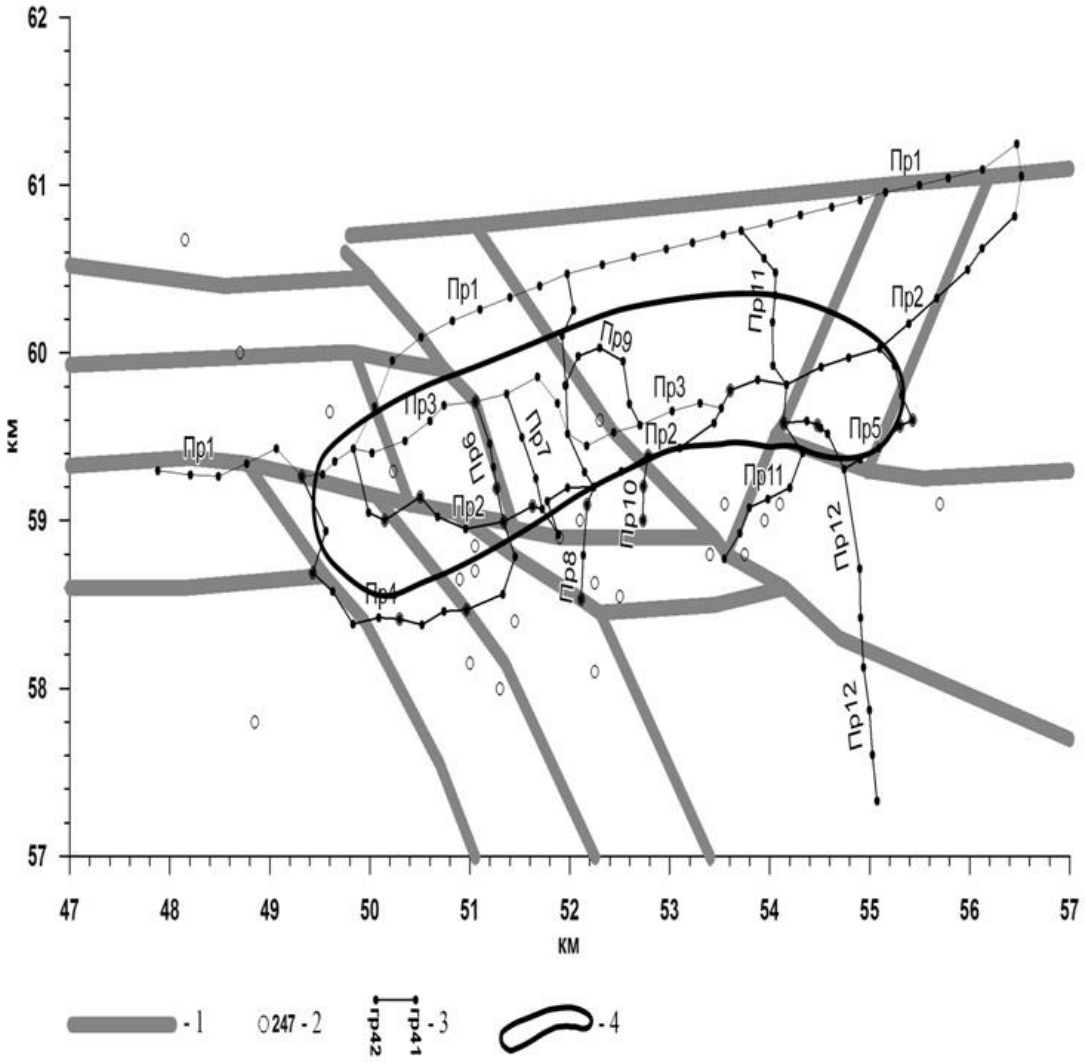
На схеме полигона указаны разломы осадочного чехла, выявленные геолого-геофизическими методами и подтвержденные данными бурения, а также местоположение некоторых скважин. Полигон «Вышка» был заложен в начале 1994 года [23]. По всей площади полигона к настоящему времени проведено 23 цикла нивелирования.

В течение 1994 – 1998 гг. частота наблюдений составляла 1 цикл наблюдений в год, начиная с 1999 года и по настоящее время, частота наблюдений составляет 2 цикла наблюдений в год (в первой и второй половине года). Общая протяженность нивелирных профилей 51 км, на полигоне расположено 139 реперов, среднее расстояние между реперами порядка 300 м. На рис. 1.10. показана схема нивелирной сети на геодинамическом полигоне Вышка. Из рисунка следует, что профильные нивелирные линии пересекают месторождение, как вкрест, так и вдоль простирания. Кроме этого, принципиально важно, что нивелирные наблюдения захватывают основные зоны разломов осадочного чехла, контролирующие структурный план месторождения.

Подводя итоги можно отметить, что и для нефтяного месторождения, расположенного в сейсмоактивной зоне и для газового месторождения, расположенного в асейсмичном регионе, интенсивная разработка не приводит к обширным оседаниям земной поверхности всего месторождения. Общим фактором является деформационная активизация разломов в форме аномальных локальных просадок земной поверхности, которые получили название суперинтенсивных деформаций (СД) [34]. Скорости деформаций при этом в сейсмоактивной зоне наблюдается выше, чем в асейсмичной.

Во-первых, это обуславливается тем, что тектонические напряжения в сейсмоактивной зоне индуцируют деформации в разломных зонах. Не менее важным фактором является то, что на активизацию разломных зон влияет поддержание давления в продуктивном пласте методом закачки воды. Один из

этих сценариев, или оба в совокупности приводят к локальным высоким деформациям в разломных зонах.



1 – разломы осадочного чехла, 2 – скважины, 3 – нивелирные профили. 4 – контур месторождения.

Рисунок 1.10 - Схема нивелирной сети на геодинамическом полигоне Вышка

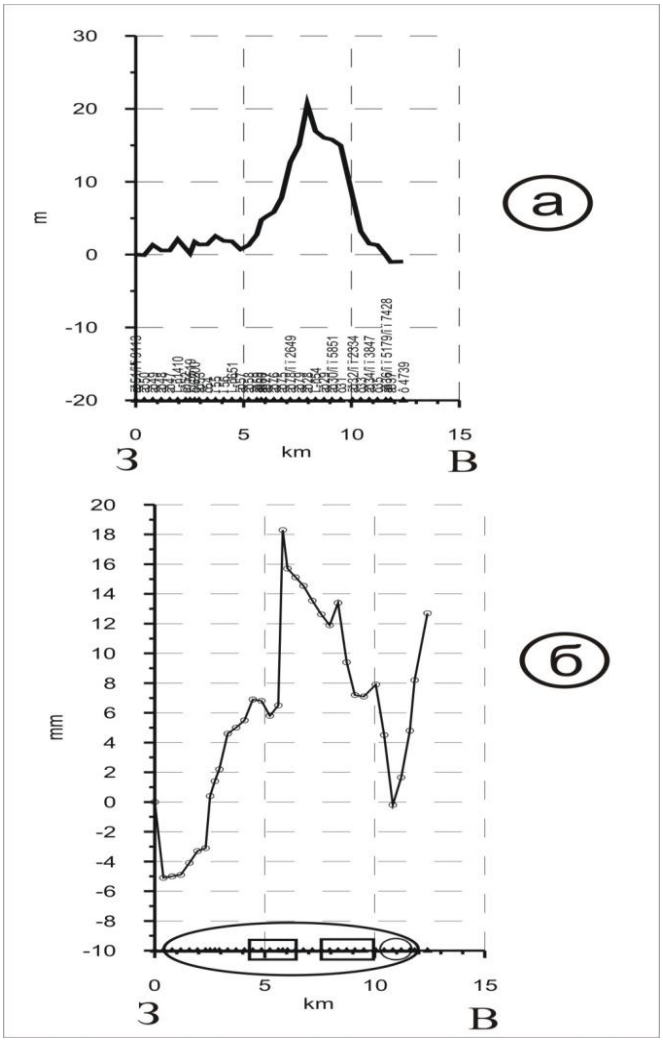


Рисунок 1.11 - Полигон на месторождении Вышка: *а*) рельеф земной поверхности по профилю; *б*) вертикальные движения земной поверхности вдоль этого профиля за период 10.1998 – 01.1994гг.

На рис.1.11. и 1.12. представлены результаты повторных нивелирных наблюдений вдоль профиля, пересекающего месторождение вкрест его простирания. Для удобства анализа, материалы сгруппированы по интервалам повторений в 4, 6 и 8 лет [23].

Как следует из рис. 1.11. изменение вертикальных смещений земной поверхности за период 10.1998 – 01.1994гг. (рис.1.11.б) по форме очень напоминает рельеф земной поверхности , которое является типичным антиклинальным поднятием. Однако, уже через 4 года (рис.1.12. а) характер смещений поверхности кардинально изменяется [23].

Видно, что имеют место локальные просадки земной поверхности с амплитудой до 80 мм и шириной не более 0.5 км. Причем, в следующие 4 года

выявленные локальные деформации развиваются. По морфологии кривых это типичные суперинтенсивные деформации (СД) земной поверхности в зонах разломов – аномалии типа γ [32].

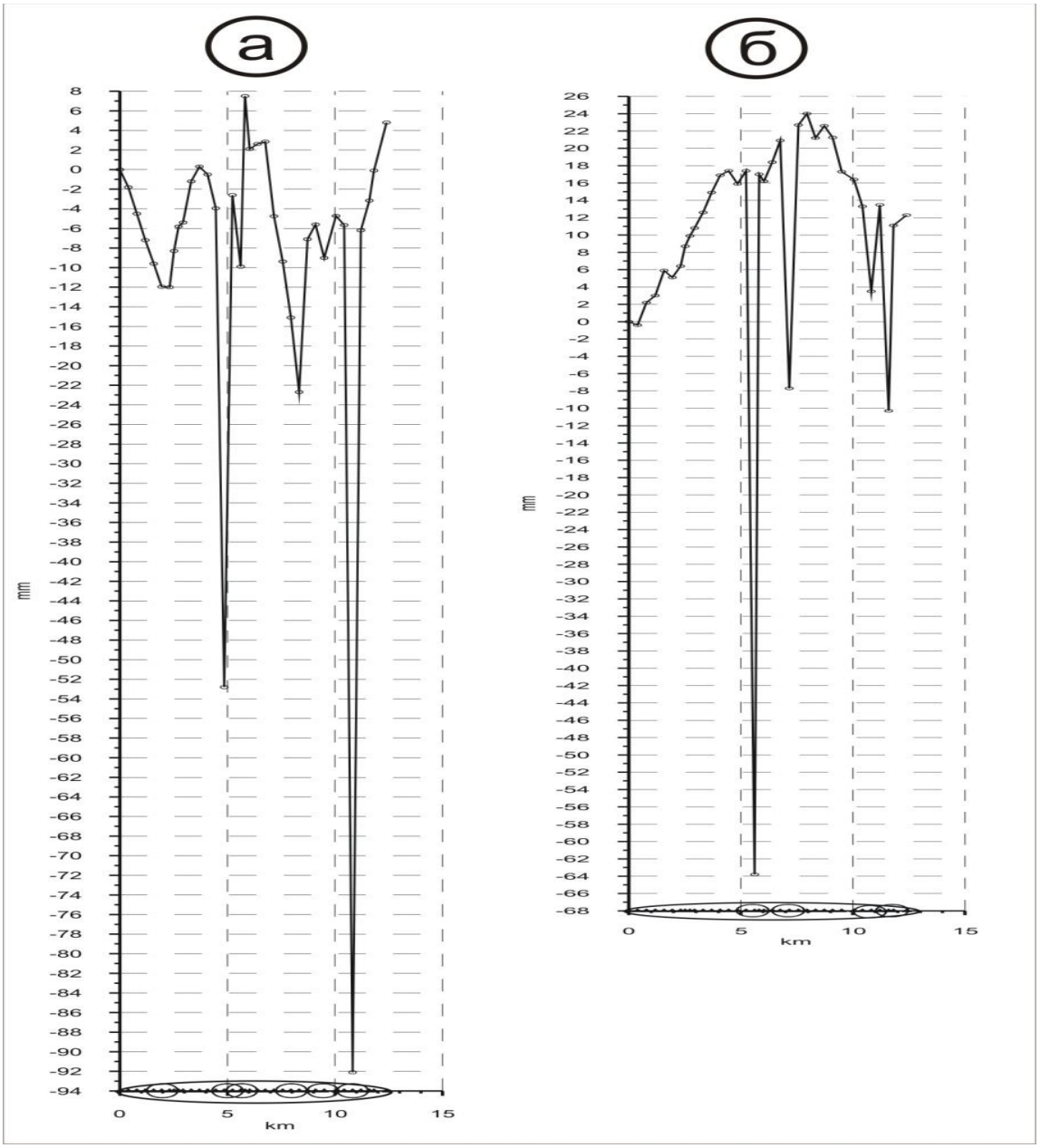


Рисунок 1.12 - Вертикальные движения земной поверхности на полигоне ВЫШКА за период 07.2002 г. -09.1994 г. (а) и за период 07.2006 г. -07.2002 г. (б).

Среднегодовые скорости относительных деформаций для этих аномалий существенно высоки и заключены в диапазоне изменений от $8 \cdot 10^{-5}$ до $4 \cdot 10^{-4}$ в год [23]. По итогам анализа выявлено, что локальные оседания располагаются

в разломных зонах мульды оседаний, которые простираются по данному месторождению.

Следовательно, данные разломы представляют собой зоны современных активных (опасных) разломов, которые способны привести к осложнениям для объектов инфраструктуры в течение всего периода эксплуатации месторождения[32].

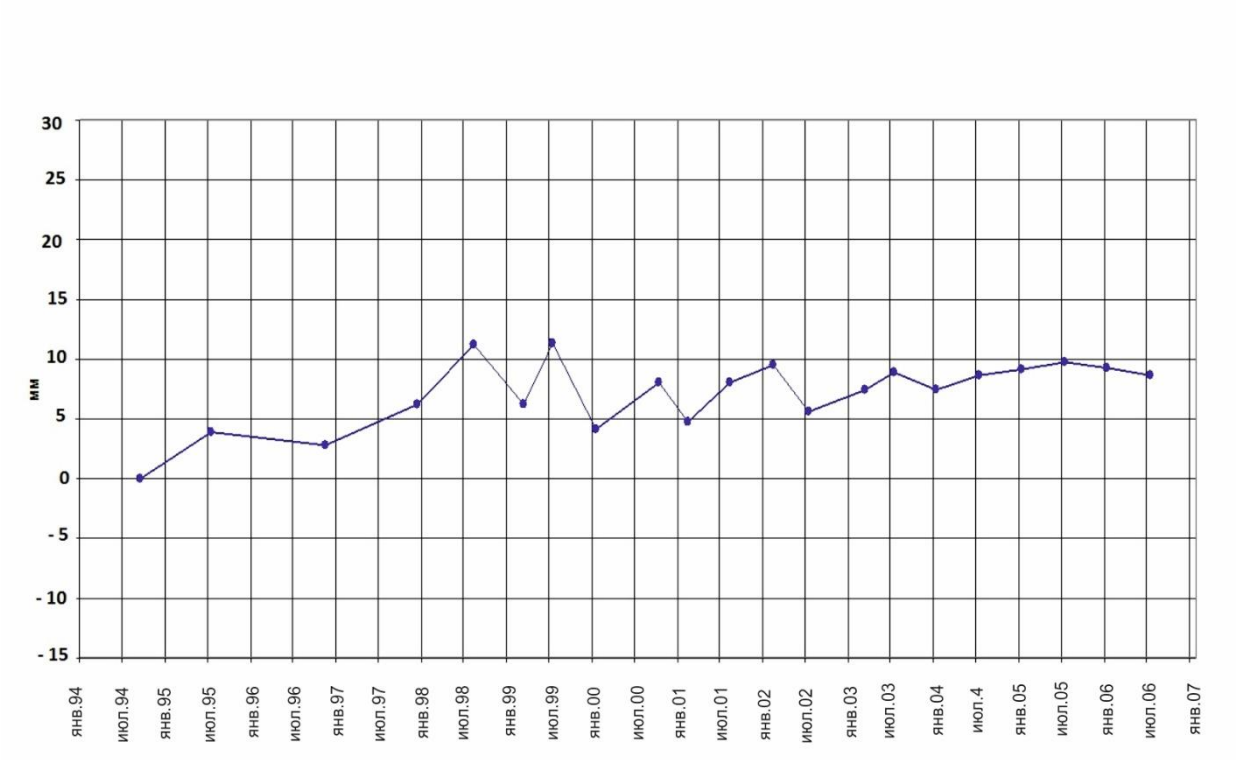


Рисунок 1.13 - Вертикальные смещения земной поверхности на полигоне Вышка вне зон разломов за период 1994 – 2006 гг..

На рисунке 1.13 изображен график вертикальных смещений во времени, который построен по аналогии с месторождением Шатлык. Здесь также за объект наблюдения выбран репер из центральной зоны месторождения, который при этом не расположен в зонах активизации разломов. Изменение его вертикальных смещений построено относительно репера находящегося за пределами горного отвода, для максимальной чистоты эксперимента. График показывает, что в среднем скорость деформаций земной поверхности составляет 1.5мм/год., наблюдается поднятие.

Анализ многочисленных натурных данных о техногенных сейсмодеформационных процессах, обусловленных разработкой

месторождений УВ, позволил сформулировать закономерности их формирования.

На рисунке 1.14 показана принципиальная схема формирования аномальных геодинамических последствий разработки месторождений жидких УВ. Очевидно, что существуют четыре основные формы негативных геодинамических последствий длительной разработки месторождений УВ: обширные просадки территории месторождения, техногенная и техногенно-индуцированная сейсмичность, а также активизация разломных зон, контролирующих месторождение [32].

Существуют два главных различия в механизмах формирования деформационных и сейсмических процессов, обусловленных разработкой месторождений полезных ископаемых. Обычно эти различия разъясняются на примере наведенной сейсмичности.

В работах А.В. Николаева предлагается в термине «наведенная сейсмичность» различать два процесса: «возбуждение» и «инициирование» землетрясений.

При этом под возбуждением понимается воздействие на определенную зону земной коры, вызывающее землетрясения, которые бы без такого воздействия не произошли («вынуждение»).

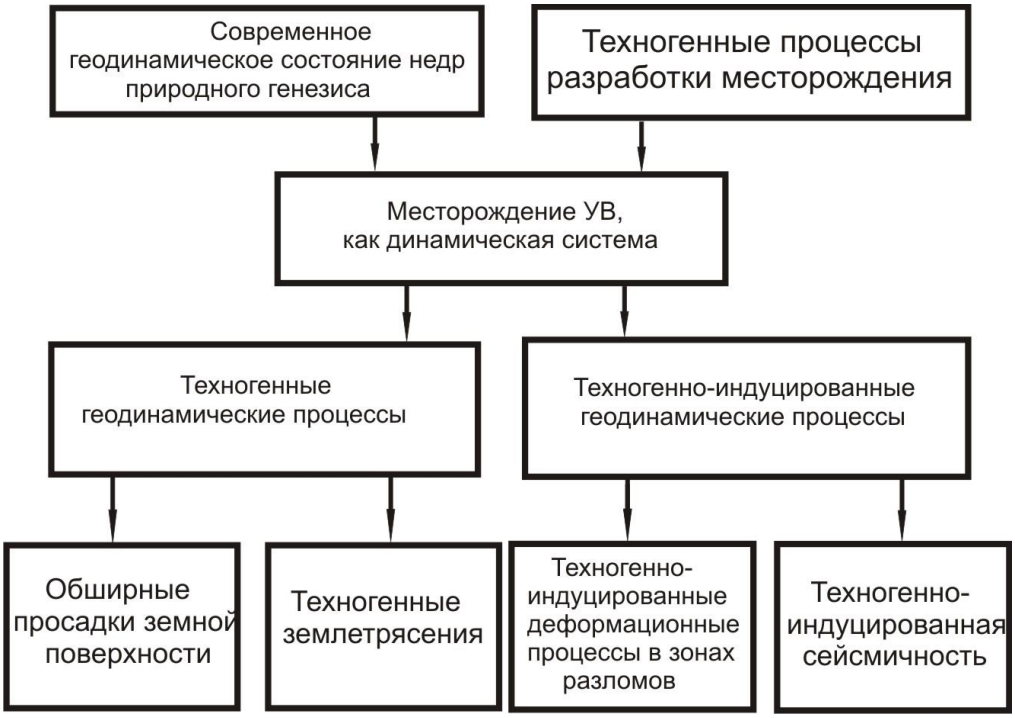


Рисунок 1.14 - Схема формирования аномальных сейсмических и деформационных последствий разработки месторождений углеводородов.

Инициирование – это воздействие на очаг готового землетрясения, ускорение события («запуск»). Первый вариант имеет английский аналог – induce, а второй – trigger. В этом случае индуцированная сейсмичность – это «возбужденные» землетрясения.

В рамках предлагаемой в работе [32] терминологии следует различать два типа сейсмических процессов: техногенные и техногенно-индуцированные. Техногенные землетрясения не могут происходить без разработки месторождений, а техногенно-индуцированные – происходят только в тех случаях, когда разработка месторождений проводится в потенциально сейсмоактивном районе. Аналогично предлагается разделять на два типа и деформационные процессы, происходящие на разрабатываемых месторождениях. Первый тип деформаций (техногенные) – это обширные просадки территории месторождения, напрямую обусловленные процессом разработки. Второй тип деформаций (техногенно-индуцированные) – это локальные, суперинтенсивные деформации (СД) земной поверхности в зонах разломов, индуцированные процессами разработки.

1.2. Аналитические и численные модели обширных просадок земной поверхности.

Для того, чтобы на модельном уровне оценивать градиенты смещений, необходимо использовать такую модель, которая позволила бы получать выражения для вертикальных и горизонтальных смещений. Эта модель должна максимальным образом соответствовать действительности. К настоящему времени имеется ряд моделей, который условно можно разделить на 3 группы.

К первой группе относится модель полуаналитическая (инженерная) [71]. Группа ученых компании Shell во главе с J. Geertsma провели в 1973 году исследование, посвященное проблеме оседаний коллекторов на примере Гронингенского газового месторождения. В ее основу легла концепция деформационных ядер в полупространстве, предложенная в свое время Mindlin и Cheng. В ней используется коэффициент уплотнения, который был получен по экспериментальным данным, путем многочисленных испытаний кернового материала в условиях одноосного сжатия. Он является аналогом коэффициента сжимаемости, что подробно разъяснено в работах [20; 21]. Значение этого коэффициента выбирается в зависимости от пористости и состава горных пород. Далее, принимая во внимание изменение пластового давления в этой модели, оценивается оседание пласта-коллектора. В предложенной модели в качестве источника (пласта) используется дискообразный резервуар, а окружающую его породу следует считать однородной по своим деформационным свойствам во всем полупространстве. Предполагается, что оседание земной поверхности происходит ровно на столько, на сколько происходит оседание кровли пласта. В работе обосновывается вывод о том, что величина просадки в результате уплотнения пласта главным образом зависит от соотношения между глубиной его залегания и протяженности, а для того, чтобы величина просадки была равна величине уплотнения, пласт на глубине 1км должен иметь площадь поверхности не менее 50 км^2. Однако в природе, помимо деформаций самого

пласта, также и деформируется вышележащая толща, вклад которой в данной модели не учитывается!

Вторая группа – это аналитические модели и, в первую очередь, это, так называемая, модель деформируемого пласта Кузьмина-Черныха, которая берет свое начало в работе [32]. В ней получены формулы для вертикальных и горизонтальных смещений поверхности упругого полупространства, внутри которого помещен объект правильной геометрической формы (сфера, цилиндр, прямоугольный параллелепипед и т.д.). Здесь также использовался аппарат теории деформационных ядер (фундаментальных решений в форме функций Грина).

В дальнейшем усовершенствовании этой модели был учтен эффект весомости среды и генезис образования залежи [43;51]. Оценки показали, что добавочные дополнительные оседания, за счет влияния веса пласта, достигают 15-20 %. Кроме того, была учтена генетическая составляющая. Это означает, что учитывается история возникновения месторождения (как правило это структуры антиклинального типа). Генетическая поправка учитывает те силы, которые сформировали саму залежь. Возникает баланс трех силовых факторов, формирующих итоговое оседание: 1) изменение пластового давления, которое уменьшает объем пласта и приводит к оседаниям поверхности, 2) вес вышележащей (над пластом) толщи, который добавляет оседания, 3) генетическая поправка, т.е. действующие вверх силы, которые сформировали эту антиклинальную залежь и уменьшают оседания [40]. В итоге, конкуренция этих трех сил и приводит к формированию окончательной амплитуды оседания земной поверхности при разработке месторождения. Здесь важно отметить, что наличие аналитических моделей позволяет создавать гибридные (численно-аналитические) модели, когда используя принцип суперпозиции решений от призматических элементов различного размера можно моделировать пластовые условия со сложной геологической структурой.

Существует также и ряд численных моделей, которые в отличие от аналитических могут, применяя методы конечных или граничных элементов, учитывать более сложную геометрию пласта, разбивая его тем самым на отдельные элементы. Применительно к оценке оседаний нефтегазовых месторождений, наиболее разработанной моделью является «шатровая», конечно-элементная модель Кашникова-Ашихмина [25], которая успешно применялась на ряде месторождений. При этом, необходимо отметить, что при делении продуктивного пласта условно на 1000 «кубиков», в виду дефицита исходных геологических данных, приходится использовать в качестве заполнения этих кубиков некое среднее значение коэффициентов пористости, сжимаемости и пластового давления. Этот факт является существенным ограничением этих моделей, при их использовании для анализа смещений и их затуханий с расстоянием.

Особенно остро стоит вопрос с дефицитом данных по определению коэффициентов сжимаемости. Этот показатель мы получаем из петрофизических испытаний кернов горных пород, отобранных в скважинах, а такие скважины на всем месторождении исчисляются, как правило, единицами даже для крупных нефтегазовых объектов [20;21]. Так как коэффициент сжимаемости порового (трещинного) пространства является одним из наиболее ключевых параметров для оценки оседания земной поверхности, то по сути, несмотря на детализацию геометрии пласта, исследователь приходит к некой неоднородной по строению геомеханической модели месторождения, но однородной по деформационным свойствам продуктивного пласта (пластов) -коллектора. Градиенты смещений в этой модели приходится вычислять в каждом конкретном конечном элементе, а затем суммировать их по всему пласту, что также является не совсем корректной процедурой.

Примером тому служит работа ученых Канадского центра геодезической инженерии в университете New Brunswick. В ней на примере Венесуэльского нефтяного месторождения Лагунильяс, сравниваются 3 метода моделирования

просадок земной поверхности. Среди них - вышеупомянутый метод «деформационных ядер», но в «точечной» постановке (без интегрирования пластообразного объема), а также метод конечных элементов (МКЭ) и метод основанный на функции влияния Кнота, получивший популярность в горнодобывающей промышленности в Центральной Европе, особенно в добыче угля.

Скорость проседания на месторождении Лагунильяс достигает 20 см/г. В 2004 г. максимальная накопленная просадка достигла 7,0 м. Для анализа просадок, нефтяная компания PDVSA предоставила результаты двухлетнего нивелирования, данные показывающие границы, глубину и толщину резервуаров, расположение нефтяных скважин и наблюдаемые в них давления для верхних и нижних пластов. В исследовании предполагалось равномерное поведение уплотнения по площади. В результате сравнения трех методов, было проиллюстрировано то, что каждый из подходов дает примерно одинаковую точность в сходстве с наблюдаемыми оседаниями, и сделан вывод о том, что предварительное предположение об однородности породы пласта является правильным. Эти результаты еще раз подчеркивают то, что детальная геометрия пласта не является ключевым параметром, если оценивается оседание земной поверхности в центральной точке залежи.

Поэтому, когда необходимо проанализировать геомеханику процесса, формирующего оседания земной поверхности по всей площади залегания залежи и, особенно, распределение градиентов смещений, то целесообразно использовать генетическую модель деформируемого пласта [32, 43, 51]. Эта модель была неоднократно апробирована на ряде месторождений (включая шельфовые), где расчетные смещения были напрямую сопоставлены с результатами маркшейдерско-геодезического мониторинга [3;13;53;63]. Поэтому, диссертант будет в дальнейшем использовать именно эту модель.

1.3. Примеры деформационной активизации разломов при разработке месторождений УВ и подземных газохранилищ.

На нефтяном месторождении Тенгиз (республика Казахстан) для обеспечения безопасного недропользования, уже в 1989 году Советские геодезисты провели первый цикл наблюдений [59; 60]. Высокоточное нивелирование 2-го класса вдоль профиля 1-1 выполнялось в течение 4 лет, с периодичностью 1 раз в полгода – год. (Рис 1.15.) Как можно заметить из рисунка, геодезические наблюдения выявляют локальные оседания земной поверхности, концентрированные в зоне пересечения профилем разлома.

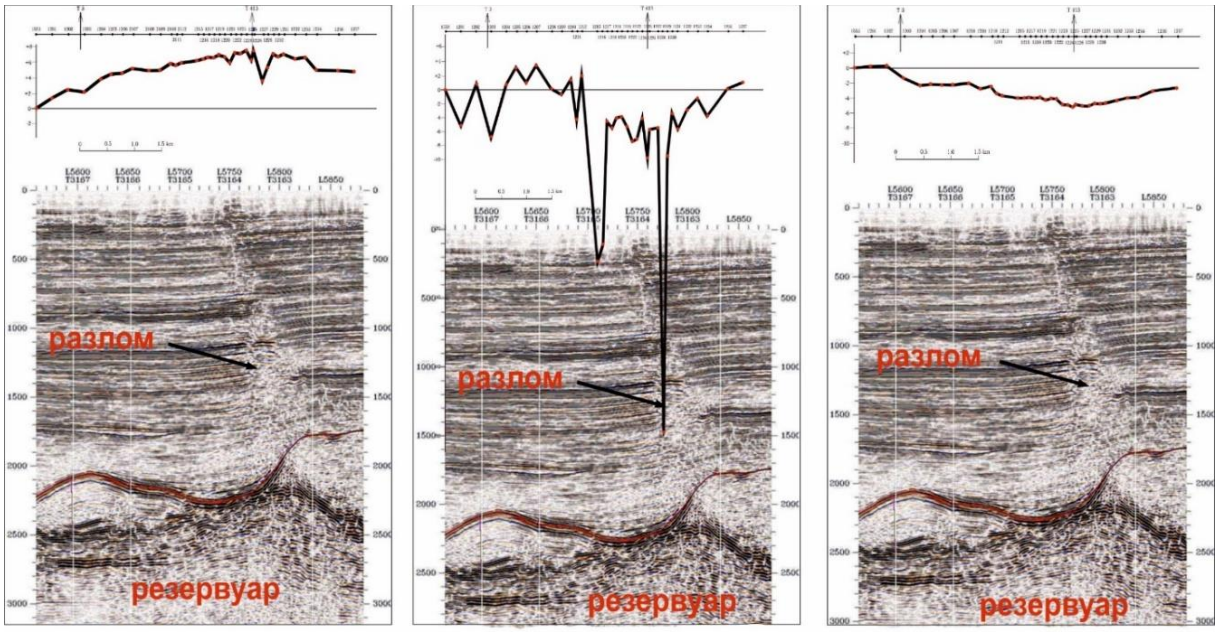


Рисунок 1.15 - Высокоточное нивелирование по профилю 1-1 с 1987г. по 1991г.

Наблюдения продолжились спустя 9 лет уже в постсоветский период, американской компанией «Chevron Corporation». (Рис.1.16) Центральный график на рисунке показывает оседания земной поверхности в период с января 1992 г. по март 2001 г. Локальная аномалия за все время наблюдений достигла амплитуды 4,8 см, а ширина ее порядка 1 км. Последний цикл наблюдений (на Рис.1.16 справа) отражает период март 2001 г. – сентябрь 2001 г. На графике видно затухание и наблюдаемая ранее аномалия больше не проявляется, а

миллиметровые отклонения колеблются в пределах допустимой случайной среднеквадратичной ошибки измерений.

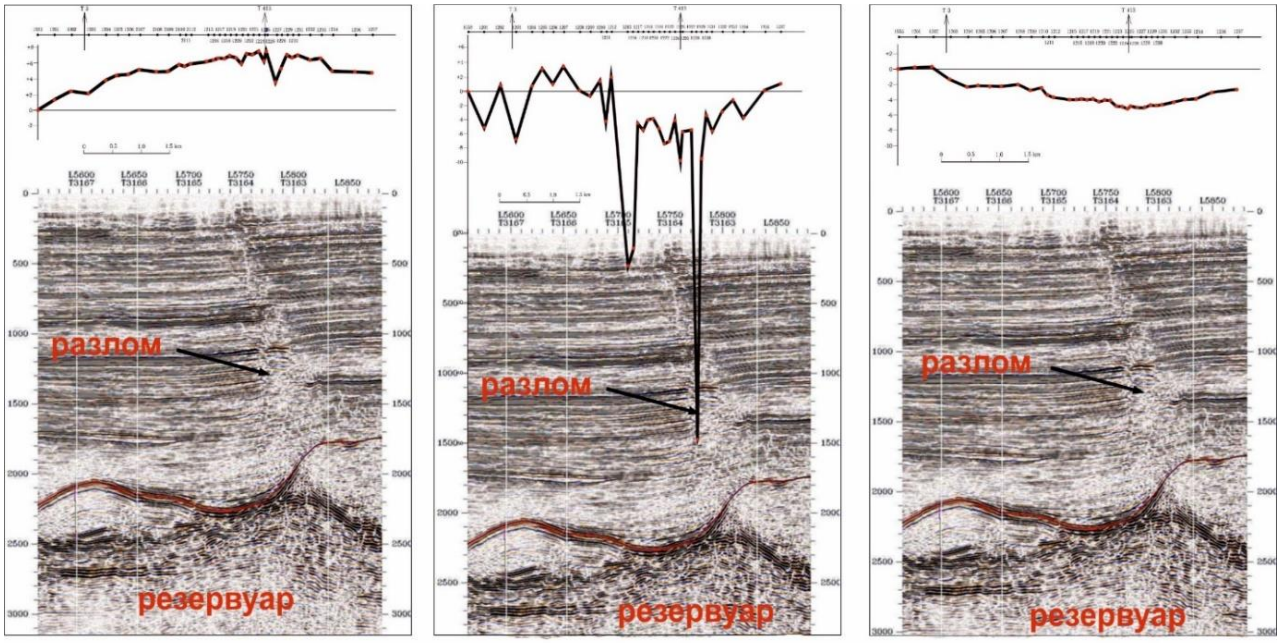


Рисунок 1.16 - Высокоточное нивелирование по профилю 1-1 в 2001 г.

Аналогичный характер проявления локальных оседаний земной поверхности в зонах разломов можно наблюдать и на примере Степновского подземного хранилища газа в Саратовской области [37; 40; 52]. На рисунке 3 представлены 4 цикла наблюдений вдоль профиля, пересекающего 4 разлома. Частота опроса составляла 2 раза в год. Густота заложения реперов проводилась согласно принятым инструктивным нормам, т.е. в зонах разломов расстояние между реперами достигало 100м.

Характерной особенностью ПХГ является циклическое деформирование, чем и объясняется поведение кривой на графиках в течении 3 разных циклах измерений: в период отбора газа (2-1), в нейтральный период (3-2), и в период закачки газа (4-3). Но вне зависимости от состояния ПХГ, в любой период наблюдения, в зонах пересечения профиля с разломами отчетливо прослеживаются те самые аномалии, которые в свое время в работе [32] получили название γ-аномалии, так как по своей форме напоминают эту греческую букву.

Примечательно, что все эти γ-аномалии примерно похожи по соотношению амплитуды к ширине, и, как правило, обнаружение данного явления посредством многократных повторных геодезических измерений, говорит нам о наличии в этом месте тектонического нарушения (разлома).

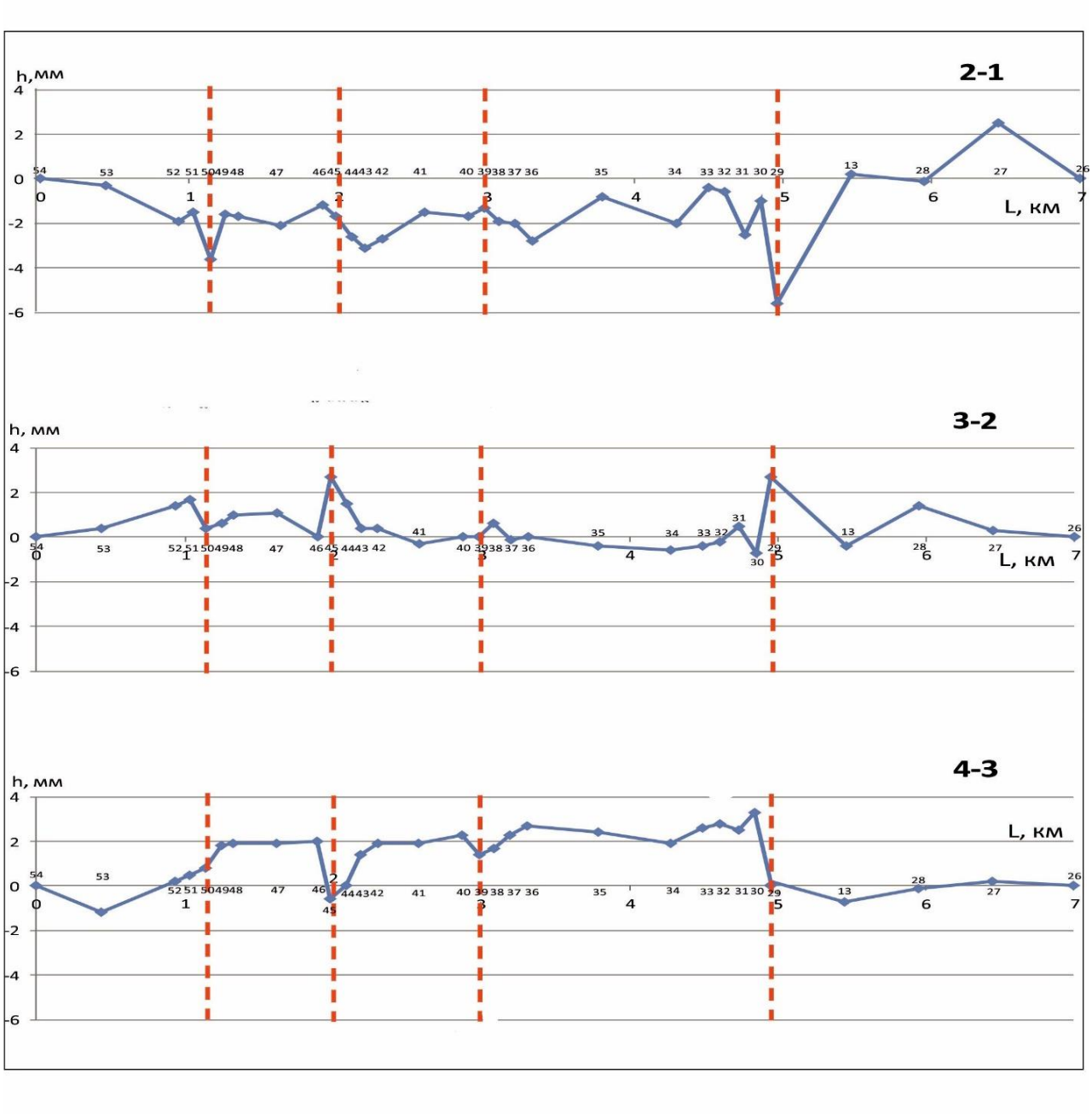


Рисунок 1.17 - Высокоточное нивелирование (4 цикла) на Степновском ПХГ вдоль профиля, пересекающего 4 разломные зоны (отмечено красным пунктиром).

Существует также много других примеров выявленных аномалий в различных регионах [35;40]. Все они устойчивы по своей форме и ширине (Рис.1.18.).

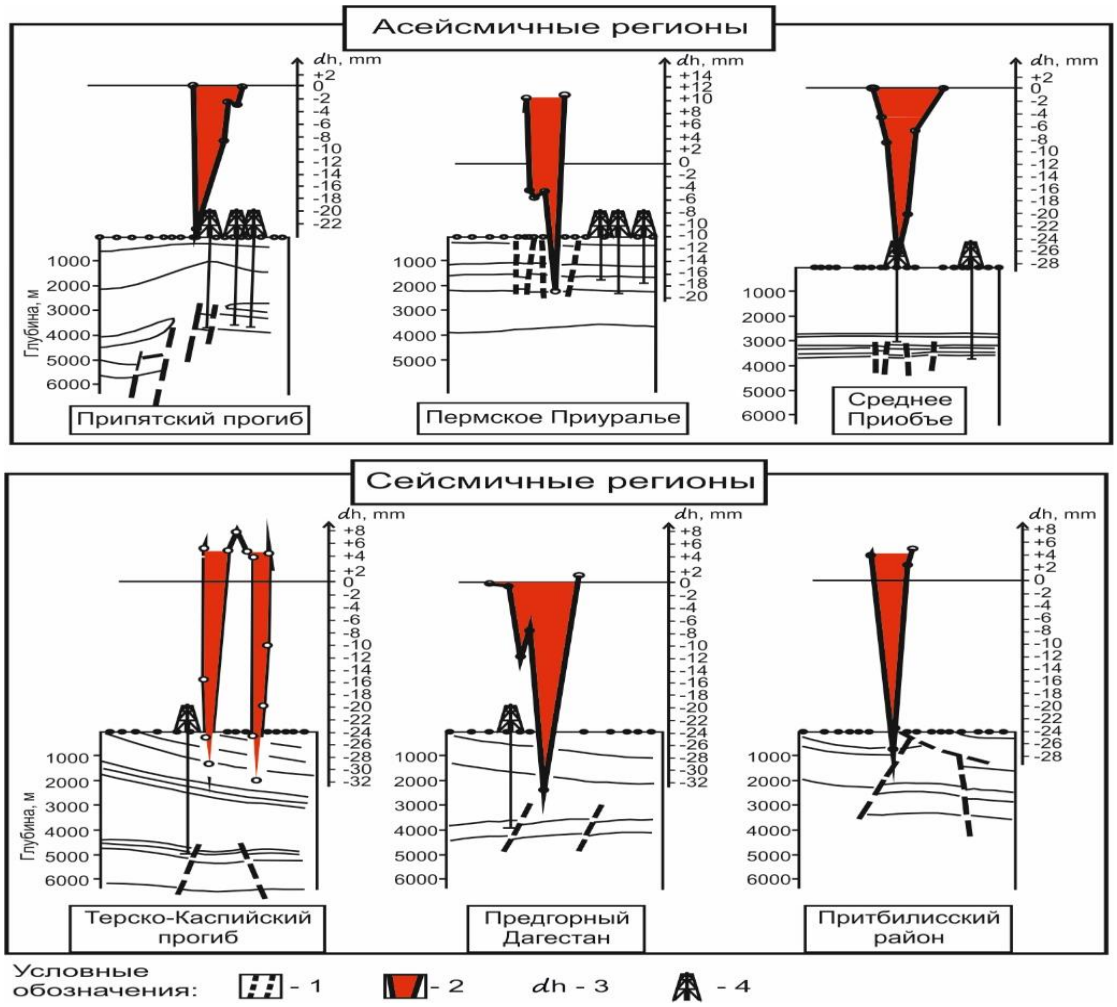


Рисунок 1.18 - Примеры активизации разломных зон в различных нефтегазоносных регионах

В процессе анализа большого объема данных, полученного путем многократных повторных наблюдений, было доказано, что эти аномалии кинематически описываются раздвигом бортов разломов [37]. В этой связи представляется актуальным проанализировать существующие на сегодняшний день аналитические модели раздвиговых разломов и сопоставить их между собой (рис.1.19) и наблюдаемыми аномалиями.

1.4. Аналитические модели формирований деформаций земной поверхности в зонах разломов.

1.4.1. Блоковая модель

В 1987 году группа ученых из института физики Земли им. О. Ю. Шмидта РАН под руководством А.С. Григорьева [6] решала задачу определения напряжений, деформаций и скоростей смещении в деформируемом слое, обусловленных движениями блоков его основания. Слой моделировал осадочный чехол (d), основание – фундамент(D-d). Материал слоя полагался однородным или слоистым, линейно-вязким и весомым. Были заданы внешние условия растяжения блоков фундамента (ΔU) и получены вертикальные и горизонтальные смещения свободной поверхности.

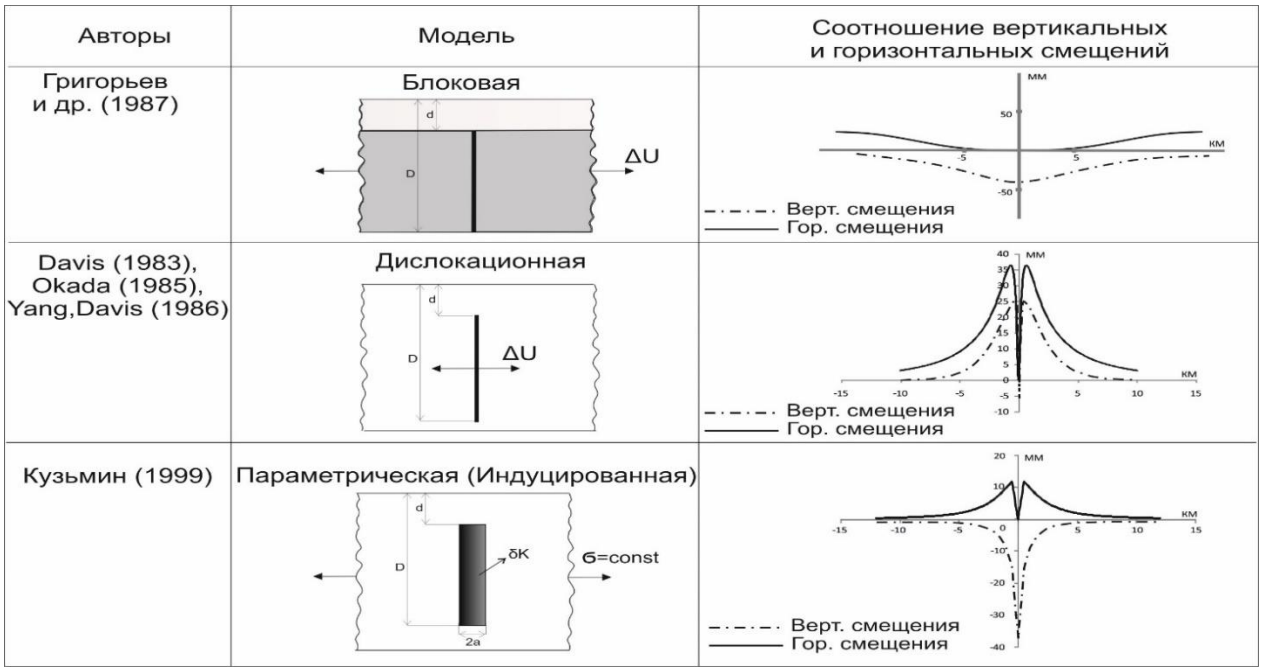


Рисунок 1.19 - Сопоставление моделей раздвиговых разломов.

Задача решалась в безразмерных величинах, и для того чтобы эту модель можно было сопоставить с другими в нашем исследовании, автор диссертации подобрал численные значения d и D (то есть размер разлома) так, чтобы максимальная амплитуда кривой вертикальных смещений составляла порядка 5 см, какой мы ее зачастую встречаем из реальных полевых наблюдений. Стоит заметить, что величины d и D подбирались в разумных пределах, не превышающих известные нам на сегодняшний день параметры разломов. На

графике мы видим, что теоретическая кривая с амплитудой 5 см., имеет очень большую ширину, порядка 15 км, чего не наблюдается в природе при измерениях в зонах разломов.

1.4.2. Дислокационная модель

Дислокационная модель раздвиговых разломов подробно была изучена в работах [66; 67; 78; 79; 80; 86; 90; 91]. Здесь, в отличии от блоковой модели, нет внешних (граничных) условий, смещение ΔU задано от внутреннего источника (раздвига краев разлома), и у нее отсутствует толщина. Последний факт и сыграл ключевую роль в вопросе применения этой модели для задач геодинамики разломов. По профильным графикам теоретических вертикальных и горизонтальных смещений в этой модели мы видим, что локальные оседания на фоне общего поднятия с такой же амплитудой никогда не встречаются в полевых наблюдениях. Эта модель многими исследователями использовалась в вулканических областях, где лава прорастает в трещины, и за счет растяжения происходят такие локальные оседания на фоне обширного поднятия, вызванного продвижением лавового потока. Но для решения наших задач такая модель не применима. На рис.1.20. показано что при выходе «разлома» на поверхность (d=0) картина поведения кривой вообще не подчиняется закону классического раздвига.

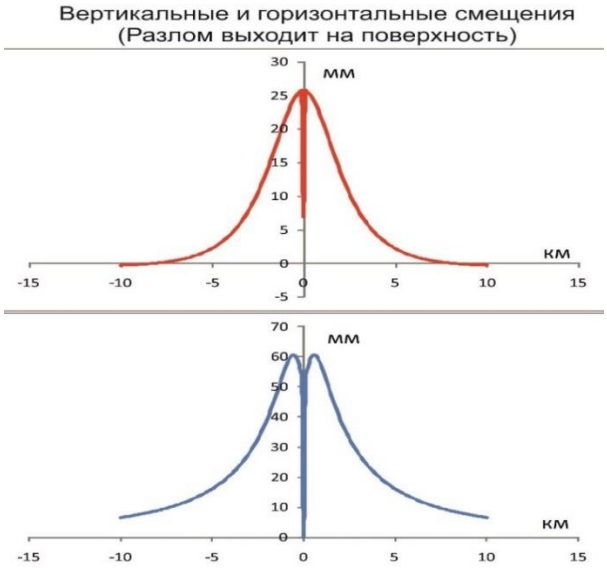


Рисунок 1.20 - Вертикальные и горизонтальные смещения в дислокационной модели при выходе «разлома» на поверхность (d=0)

1.4.3. Параметрическая модель

В 90-ых годах прошлого века Ю.О. Кузьминым была разработана параметрическая модель [32, 35]. Как пишет о ней автор 30 лет спустя: «Эта модель в известной степени обобщает блоковую и дислокационную модели, учитывая присущие им ограничения. Как и в блоковой модели, она имеет «региональные» (внешние) условия формирования локальных, соответствующих измерениям, аномалий. С другой стороны, как и дислокационная, параметрическая модель способна описывать локальные аномалии, но для конечной ширины разломной зоны» [37] Можно сказать, что возбуждать (индуцировать) деформационные процессы в этой модели можно малыми воздействиями на разломную зону, которая изначально нагружена тектоническими и гравитационными напряжениями. Поэтому справедливо будет назвать ее так же и «индуцированной». На рис.1.19. показано, что внутреннее возбуждение (индуцирование) среды характеризуется изменением объемного модуля δK, или жесткостью, иными словами - параметром, оказывающим сопротивление силе упругости в законе Гука. В работах [51; 52] показано, что внутренними параметрами среды могут быть не только параметры жесткости среды и/или коэффициент трения, но и пороупругие параметры и, в частности, локальное изменение порового давления или коэффициента поровой сжимаемости во флюидонасыщенной среде разлома.

Параметрическая модель задается геометрическими параметрами: d-глубина до верхней кромки разлома, D-глубина до нижней кромки, 2a – ширина разломной зоны, и 2b - длина простирания разлома. Решая объемную задачу для данной модели, Ю.О. Кузьмин получил распределения вертикальных смещений земной поверхности в трехмерной постановке (Рис.1.21.).

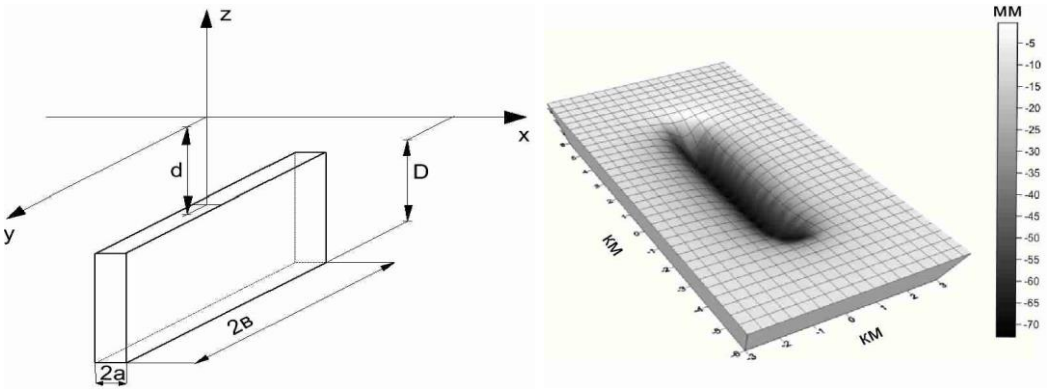


Рисунок 1.21 - Параметрическая модель разлома (слева) и 3-d распределение вертикальных смещений от этого источника (справа).

Если от объемного распределения вертикальных смещений взять сечение вкрест простирания разломный зоны в точке b (то есть по центру), мы получим профильный график, который приведен в сводной таблице. (Рис.1.19.) Полученная γ-аномалия целиком расположена в отрицательной плоскости смещений, затухает по мере отдаления от центра, и по своей морфологической особенности максимальным образом соответствует наблюдаемым на практике результатам повторных геодезических измерений квазисимметричным локальным оседаниям. Очевидно, что параметрическая (индуцированная) модель может быть использована в качестве механизма формирования наблюдаемого пространственно-временного спектра современных смещений.

ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА И УТОЧНЕНИЕ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ДЕФОРМАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ, ПОЛУЧАЕМЫХ НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА РЕЗУЛЬТАТОВ ГЕОДИНАМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА.

2.1. Получение аналитических формул для расчета горизонтальных смещений земной поверхности в трехмерной постановке.

Как известно, в соответствии с п. 263 «Инструкции по производству маркшейдерских работ» (РД 07-603-03 263) проектную документацию на создание системы наблюдений составляют на основе горно-геологического обоснования, в которое включают: «количественную оценку горизонтальной и вертикальной составляющих векторов движения, величин, характеризующих деформации массива горных пород и земной поверхности, скорости изменения этих величин».

Вместе с тем, в этом документе не конкретизируется какие именно деформации массива горных пород имеются ввиду. Более того, как следует из физических основ механики деформируемых сред [62; 87; 92] термин «деформация» обычно используется в двух вариантах: как описание явления и как количественная характеристика (показатель) интенсивности деформационного процесса. В первом случае деформация – это явление изменения формы и размеров изучаемых объектов. Во втором – это относительная деформация, которая характеризует отношение вертикальных или горизонтальных смещений двух или более точек, например, на земной поверхности к первоначальному расстоянию между точками. С точки зрения теории деформаций эти величины можно именовать, как градиенты вертикальных и горизонтальных смещений [54].

В этой связи, возникает ситуация, когда, проводя измерения горизонтальных или вертикальных составляющих векторов смещения можно считать, что осуществляется «количественная оценка величин, характеризующих деформации массива горных пород и земной поверхности, скорости изменения этих величин».

Однако, для того, чтобы оценивать уровень промышленной опасности (потенциальной аварийности) объектов инфраструктуры месторождений УВ на геодинамической основе необходимо сопоставлять результаты измерений с нормативными показателями предельно-допустимых (опасных) деформаций различного типа [24; 35; 40; 30; 31; 29; 61]. А эти показатели, в большинстве случаев выражаются в виде относительных деформаций.

Для того, чтобы на модельном уровне оценивать смещения а также их градиенты, необходимо использовать такую модель, которая позволила бы получать аналитические выражения для вертикальных и горизонтальных смещений. Эта модель должна максимальным образом соответствовать действительности. В первой главе при детальном анализе и сравнений разных моделей и подходов принято решение использовать генетическую модель деформируемого пласта.

В свое время, в работе [32] удалось получить общее интегральное уравнение для смещений упругого полупространства, а далее, применяя гравидеформационную аналогию, получить и формулы для расчета вертикальных и горизонтальных смещений для случая плоской деформации, а затем и для объемной задачи для вертикальных смещений (2.1)

$$U_z = Ph \cdot G_z; \qquad Gz = (a - x) * \mathrm{Ln}\left(b - y + \sqrt{(a - x)^2 + (b - y)^2 + d^2}\right) + \left((b - y) * \mathrm{Ln}\left(a - x + \sqrt{(a - x)^2 + (b - y)^2 + d^2}\right)\right) + d\left(\mathrm{arctg}\frac{b-y}{d} - \mathrm{arctg}\frac{(a-x)*(b-y)}{d*\sqrt{(a-x)^2+(b-y)^2+d^2}}\right) \Big|\Big|\Big|_{a_1,b_1,d_1}^{a_2,b_2,d_2} \qquad (2.1)$$

$[U_z] = \text{м}$; $[G_z] = \text{м}$

Однако, формулы оценки горизонтальных смещений для трехмерной задачи получены не были.

Для перехода в объемную задачу для горизонтальных смещений, диссертантом было осуществлено прямое интегрирование функции Грина и в результате не самых сложных, но громоздких вычислений, впервые получены

выражения для 3-d распределения горизонтальных смещений земной поверхности:

$$U_x = Ph \cdot G_x;\ G_x = d * Ln\left(b - y + \sqrt{(a - \mathrm{x})^2 + (b - y)^2 + d^2}\right) + \left((b - y) * Ln\left(d + \sqrt{(a - \mathrm{x})^2 + (b - y)^2 + d^2}\right)\right) + (a - \mathrm{x}) * \left(arctg\frac{d}{(a - \mathrm{x})} - arctg\frac{d*(b-y)}{(a-\mathrm{x})*\sqrt{(a-\mathrm{x})^2+(b-y)^2+d^2}}\right) \Big|\Big|\Big|_{a_1,b_1,d_1}^{a_2,b_2,d_2}$$

(2.2)

Физический сомножитель $Ph = \frac{(1+\nu)\cdot m\cdot C_p\ \cdot \Delta P}{3\pi}$; где: m-коэффициент пористости, C_p -коэффициент сжимаемости порового пространства, ν – коэффициент Пуассона; ΔP – изменение пластового давления.

Для упрощения представления формулы (2.1) и (2.2) представлены в виде, когда общие выражения проинтегрированы, но подстановка пределов еще не осуществлена. Координаты центра пласта (0,0,0). Здесь: a_2 – полуширина пласта от 0 до + x; a_1 – полуширина пласта от 0 до – x; b_2 – полудлина пласта от 0 до + y; b_1 – полудлина пласта от 0 до – y; d_2 – глубина до почвы пласта; d_1 – глубина до кровли пласта (рис 2.1). Ниже представлена конечная формула для геометрического сомножителя объемных распределений горизонтальных смещений земной поверхности, после преобразования (подстановки пределов) формулы (2.2):

$$G_x = d_2 * Ln\left(b_2 - y + \sqrt{(a_2 - \mathrm{x})^2 + (b_2 - y)^2 + {d_2}^2}\right) + \left((b_2 - y) * Ln\left(d_2 + \sqrt{(a_2 - \mathrm{x})^2 + (b_2 - y)^2 + {d_2}^2}\right)\right) + (a_2 - \mathrm{x}) * \left(arctg\frac{d_2}{(a_2 - \mathrm{x})} - arctg\frac{d_2*(b_2-y)}{(a_2-\mathrm{x})*\sqrt{(a_2-\mathrm{x})^2+(b_2-y)^2+{d_2}^2}}\right) - d_1 * Ln\left(b_2 - y + \sqrt{(a_2 - \mathrm{x})^2 + (b_2 - y)^2 + {d_1}^2}\right) - \left((b_2 - y) * Ln\left(d_1 + \sqrt{(a_2 - \mathrm{x})^2 + (b_2 - y)^2 + {d_1}^2}\right)\right) - (a_2 - \mathrm{x}) * \left(arctg\frac{d_1}{(a_2 - \mathrm{x})} - arctg\frac{d_1*(b_2-y)}{(a_2-\mathrm{x})*\sqrt{(a_2-\mathrm{x})^2+(b_2-y)^2+{d_1}^2}}\right) - d_2 * Ln\left(b_1 - y + \sqrt{(a_2 - \mathrm{x})^2 + (b_1 - y)^2 + {d_2}^2}\right) - \left((b_1 - y) * Ln\left(d_2 + \sqrt{(a_2 - \mathrm{x})^2 + (b_1 - y)^2 + {d_2}^2}\right)\right) - (a_2 - \mathrm{x}) * \left(arctg\frac{d_2}{(a_2 - \mathrm{x})} - arctg\frac{d_2*(b_1-y)}{(a_2-\mathrm{x})*\sqrt{(a_2-\mathrm{x})^2+(b_1-y)^2+{d_2}^2}}\right) + d_1 * Ln\left(b_1 - y + \sqrt{(a_2 - \mathrm{x})^2 + (b_1 - y)^2 + {d_1}^2}\right) +$$

$$\left((b_1-y)*Ln\left(d_1+\sqrt{(a_2-\mathrm{x})^2+(b_1-y)^2+{d_1}^2}\right)\right)+(a_2-\mathrm{x})*\left(arctg\frac{d_1}{(a_2-\mathrm{x})}-\right.$$

$$\left.arctg\frac{d_1*(b_1-y)}{(a_2-\mathrm{x})*\sqrt{(a_2-\mathrm{x})^2+(b_1-y)^2+{d_1}^2}}\right)-d_2*Ln\left(b_2-y+\sqrt{(a_1-\mathrm{x})^2+(b_2-y)^2+{d_2}^2}\right)-\left((b_2-y)*\right.$$

$$\left.Ln\left(d_2+\sqrt{(a_1-\mathrm{x})^2+(b_2-y)^2+{d_2}^2}\right)\right)-(a_1-\mathrm{x})*\left(arctg\frac{d_2}{(a_1-\mathrm{x})}-arctg\frac{d_2*(b_2-y)}{(a_1-\mathrm{x})*\sqrt{(a_1-\mathrm{x})^2+(b_2-y)^2+{d_2}^2}}\right)+$$

$$d_1*Ln\left(b_2-y+\sqrt{(a_1-\mathrm{x})^2+(b_2-y)^2+{d_1}^2}\right)+\left((b_2-y)*Ln\left(d_1+\sqrt{(a_1-\mathrm{x})^2+(b_2-y)^2+{d_1}^2}\right)\right)+$$

$$(a_1-\mathrm{x})*\left(arctg\frac{d_1}{(a_1-\mathrm{x})}-arctg\frac{d_1*(b_2-y)}{(a_1-\mathrm{x})*\sqrt{(a_1-\mathrm{x})^2+(b_2-y)^2+{d_1}^2}}\right)+d_2*Ln\left(b_1-y+\right.$$

$$\left.\sqrt{(a_1-\mathrm{x})^2+(b_1-y)^2+{d_2}^2}\right)+\left((b_1-y)*Ln\left(d_2+\sqrt{(a_1-\mathrm{x})^2+(b_1-y)^2+{d_2}^2}\right)\right)+(a_1-\mathrm{x})*$$

$$\left(arctg\frac{d_2}{(a_1-\mathrm{x})}-arctg\frac{d_2*(b_1-y)}{(a_1-\mathrm{x})*\sqrt{(a_1-\mathrm{x})^2+(b_1-y)^2+{d_2}^2}}\right)-d_1*Ln\left(b_1-y+\sqrt{(a_1-\mathrm{x})^2+(b_1-y)^2+{d_1}^2}\right)-$$

$$\left((b_1-y)*Ln\left(d_1+\sqrt{(a_1-\mathrm{x})^2+(b_1-y)^2+{d_1}^2}\right)\right)-(a_1-\mathrm{x})*\left(arctg\frac{d_1}{(a_1-\mathrm{x})}-\right.$$

$$\left.arctg\frac{d_1*(b_1-y)}{(a_1-\mathrm{x})*\sqrt{(a_1-\mathrm{x})^2+(b_1-y)^2+{d_1}^2}}\right) \quad (2.3)$$

При этом, следует иметь ввиду, что формула (2.3) относится к «геометрическому» сомножителю для формулы смещений, который описывает пространственное распределение параметров. Необходимо учитывать и «физическую» осставляющую Ph.

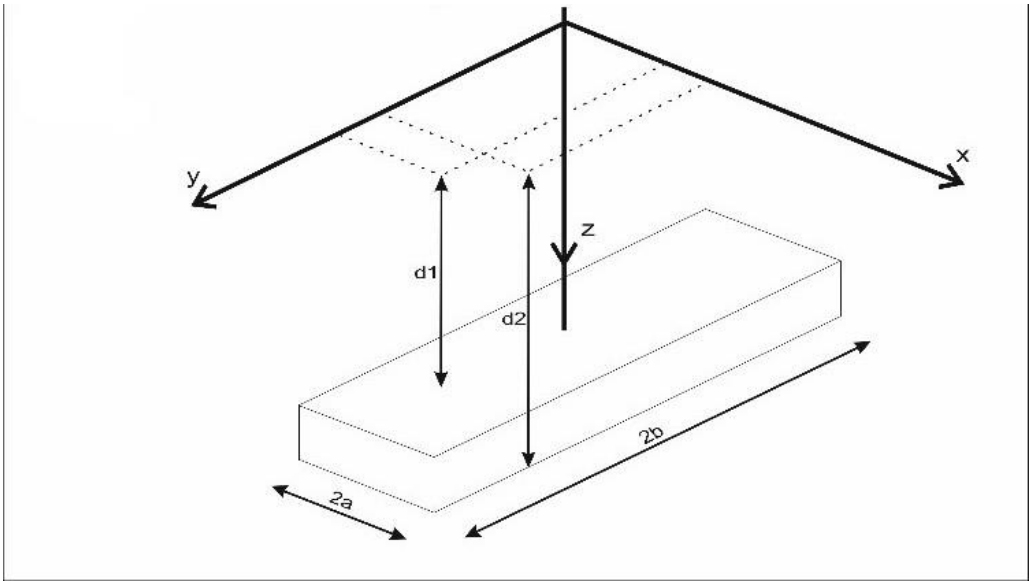


Рисунок 2.1 - Модель пласта и его геометрические параметры

На рис.2.2 представлен трехмерный вариант реализации этой модели, на примере одного газоконденсатного месторождения: 2a=30км., 2b=45км., d_1=3,944м., d_2=4,056м. Распределения вертикальных (а) и горизонтальных (б) смещений земной поверхности от этого пласта построены при изменении пластового давления ΔP=11мПа, коэффициенте сжимаемости порового пространства β=0,001 1/МПа и величине коэффициента пористости m=0,17. Максимальная амплитуда оседания наблюдается в точке (0,0) и равна 1,055м.

Мы видим принципиальную особенность, что в центре где вертикальные смещения максимальны, горизонтальные смещения равны нулю. Максимумы горизонтальных смещений (0,730м.) сосредоточены на границах простирания пласта. Черным пунктиром нанесена проекция пласта на земную поверхность (рис.2.2).

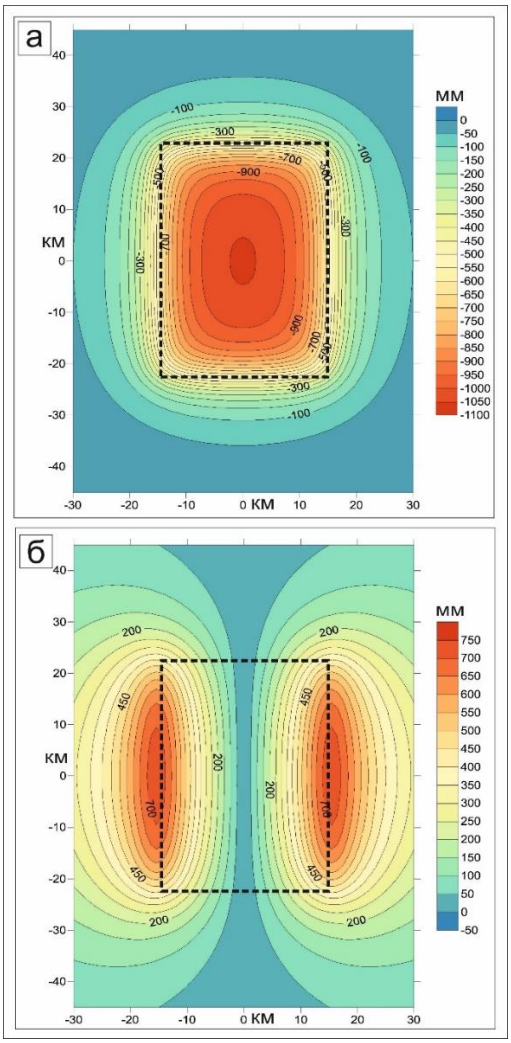


Рисунок 2.2 - Распределения вертикальных (а) и горизонтальных (б) смещений земной поверхности при объемной постановке задачи.

Для сравнения результатов решения в рамках объемной модели с плоской задачей, где не существует длины пласта (2b = ∞), на рис.2.3 приведены профильные графики вертикальных и горизонтальных смещений. Видно, что в случае плоской задачи амплитуды вертикальных и горизонтальных смещений завышены (1,099м, и 0,852м). Отсутствие длины пласта сказывается и дает разницу между максимальными значениями вертикальных смещений 4,5 см, а между значениями максимальных горизонтальных смещений 12 см соответственно. Следовательно, для расчета градиентов смещений с большей точностью, необходимо использовать объемную задачу. На рис.2.3. также изображена граница пласта по ширине (2a=30км). Примечательно, что максимумы горизонтальных смещений наблюдаются на границах модели пласта.

.

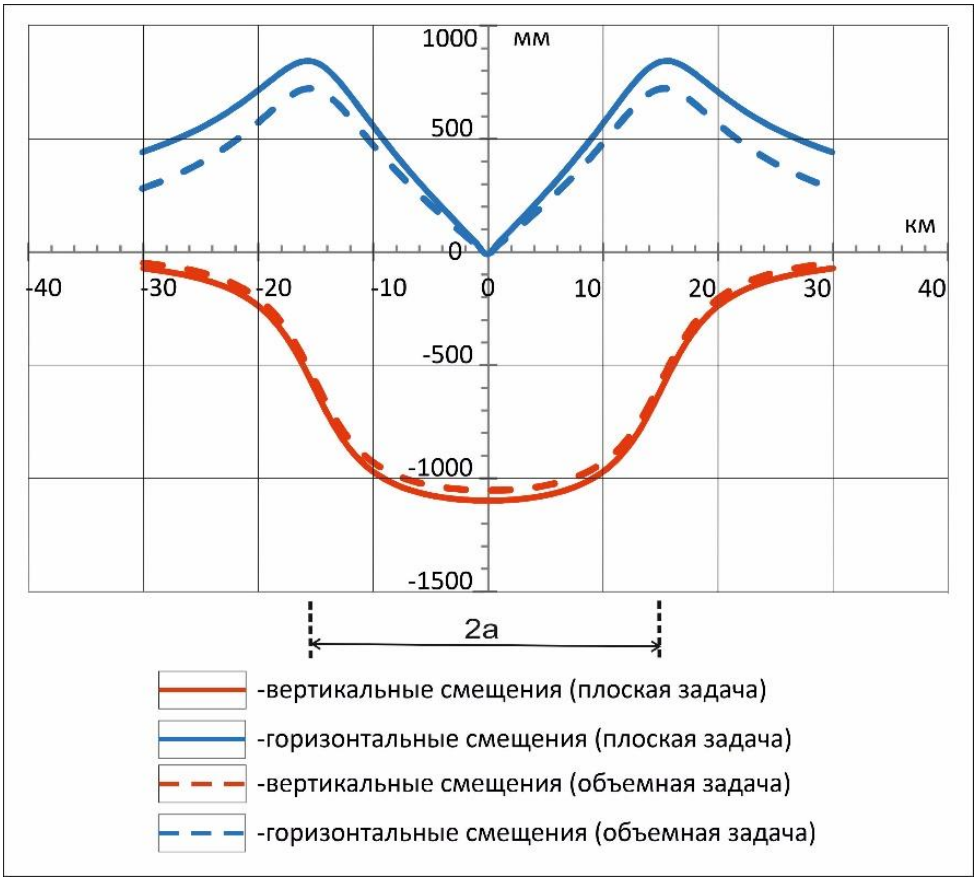


Рисунок 2.3 - Профильные графики вертикальных и горизонтальных смещений в условиях плоской и объемной задач

2.2. Вывод аналитических формул расчета градиентов горизонтальных и вертикальных земной поверхности и анализ их распределения в окрестности разрабатываемого пласта и активного разлома.

В соответствии с рядом нормативных документов (СП 11-104 – 97; СП 47. 13330. 201 и др.) предельно допустимые деформации, за весь период эксплуатации сооружений, не должны превышать: относительное горизонтальное сжатие или растяжение - 10^{-3}, наклон - $3 \cdot 10^{-3}$, относительная неравномерность осадок земной поверхности - $6 \cdot 10^{-3}$. Естественно, что эти величины математически выражаются в форме горизонтальных градиентов горизонтальных или вертикальных смещений, соответственно. При этом следует иметь ввиду, что часто градиент горизонтальных смещений именуется горизонтальной деформацией, а градиент вертикальных смещений – наклоном. Относительно наклонов необходимо иметь ввиду, что они могут быть выражены, либо как горизонтальные градиенты вертикальных смещений, либо как вертикальные градиенты горизонтальных [41].

Для перехода к формализованным оценкам геодинамической опасности, а именно к градиентам смещений, впервые получены выражения для 3-d распределения наклонов (горизонтальных градиентов вертикальных смещений) и 3-d распределений относительных горизонтальных деформаций (горизонтальных градиентов горизонтальных смещений). Для этого формула для вертикальных смещений была продифференцированы по **dx** и по **dy**, и полученные выражения приведены к модулю полного вектора $\sqrt{(d/dx)^2 + (d/dy)^2}$. Представим полученные формулы в следующем виде. Формула для 3-d распределений модуля полного вектора наклонов земной поверхности:

$$\boldsymbol{\varphi = \sqrt{G^2 + H^2}} \qquad (2.4)$$

где:

$G = A(i,j,k) + B(i,j,k) + C(i,j,k)\ |||_{i_1 j_1 k_1}^{i_2 j_2 k_2}$ – формула (2.1)

продифференцированная по **x**

$H = D(i,j,k) + E(i,j,k) + F(i,j,k)\ |||_{i_1 j_1 k_1}^{i_2 j_2 k_2}$ – формула (2.1)

продифференцированная по **y**

$A = \frac{-(a-x)^2}{R*(b-y+R)} - \ln\ (b-y+R)$;

$B = \frac{-(b-y)}{R}$;

$C = \frac{d^2*R^2*(b-y)-d^2*(b-y)*(a-x)^2}{d^2*R^3+R*(a-x)^2*(b-y)^2}$ **;**

$D = \frac{-(a-x)}{R}$;

$E = \frac{-(b-y)^2}{R*(a-x+R)} - \ln(a-x+R)$;

$F = \frac{-d^2}{d^2+(b-y)^2} - \frac{d^2*(a-x)*(b-y)^2-d^2*R^2*(a-x)}{d^2*R^3+R*(a-x)^2*(b-y)^2}$;

$R = \sqrt{(a-x)^2+(b-y)^2+d^2}$

где, пределы интегрирования i_2, j_2, k_2 и i_1, j_1, k_1 соответствуют переменным a_2, b_2, d_2 и a_1, b_1, d_1 соответственно. *A, B, C, D, E, F* – компоненты формулы для объемного распределения наклонов.

Формула для 3-d распределений относительных горизонтальных деформаций была представлена аналогичным образом:

$$\boldsymbol{\varepsilon = \sqrt{L^2 + M^2}} \qquad (2.5)$$

Где:

$L = A'(i,j,k) + B'(i,j,k) + C'(i,j,k)\ |||_{i_1 j_1 k_1}^{i_2 j_2 k_2}$ – формула (2.2)

продифференцированная по **x**

$M = D'(i,j,k) + E'(i,j,k) + F'(i,j,k)\ |||_{i_1 j_1 k_1}^{i_2 j_2 k_2}$ – формула (2.2)

продифференцированная по **y**

$A' = \frac{-d*(a-x)}{b*R-y*R+R^2}$;

$B' = \frac{-(b-y)*(a-x)}{d*R+R^2}$;

$$C' = \frac{d*(a-x)}{d^2+(a-x)^2} - \frac{d*R^2*(b-y)*(a-x)+d*(b-y)*(a-x)^3}{(a-x)^2*d^2*R*(b-y)^2} - arctg\left(\frac{d*R-d*(b-y)}{(a-x)*R}\right);$$

$$D' = \frac{d*y-d*R-d*b}{b*R-y*R+R^2};$$

$$E' = \frac{-(b-y)^2}{R*d+R^2} - \ln(d+R);$$

$$F' = \frac{d*(a-x)^2*R^2-d*(a-x)^2*(b-y)^2}{(a-x)^2*R^3+R*d^2*(b-y)^2}$$

A', B', C', D', E', F' – компоненты формулы для объемного распределения относительных горизонтальных деформаций.

По полученным выражениям (2.4) и (2.5) для градиентов смещений, применяя все те же геометрические параметры пласта и физические свойства, построены графики (рис.2.4.)

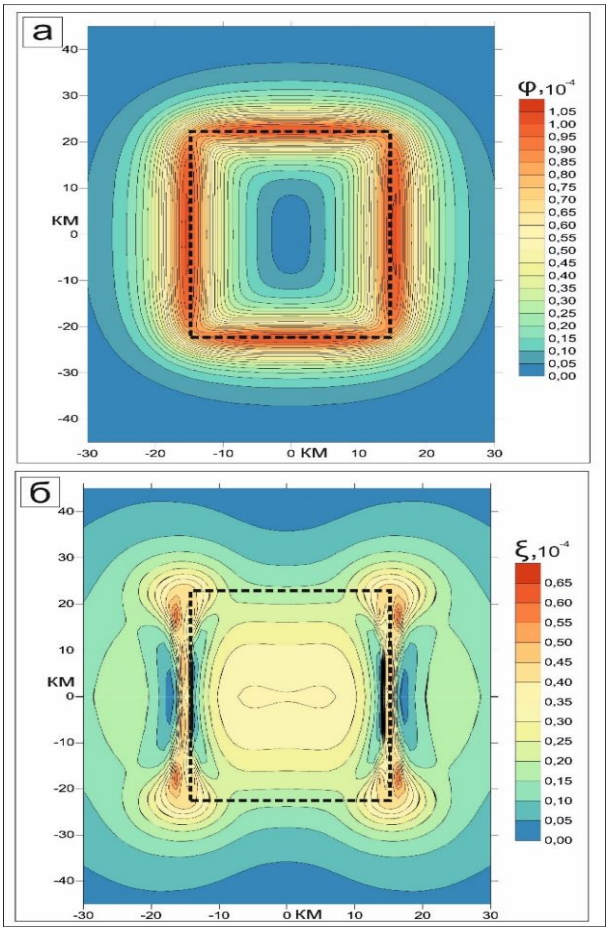


Рисунок 2.4 - Распределения наклонов земной поверхности (а) и относительных горизонтальных деформаций (б) в объемной постановке задачи.

Красным цветом на рис.2.4. показаны максимальные области значений градиентов смещений. Видно, что наклоны достигают величин порядка 10^{-4}, а

максимальные значения относительных горизонтальных деформаций достигают $0{,}6*10^{-4}$. Стоит заметить, что эти максимальные значения снова сосредоточены на границах пласта. Этого и следовало ожидать, поскольку, когда речь идет о градиентах, то они всегда имеют наибольшие значения в местах наибольшего перепада распределения величин.

Для более наглядной иллюстрации распределения наклонов и относительных деформаций объемной модели, на рис.2.5. они сопоставлены с плоской задачей, в виде профильных графиков.

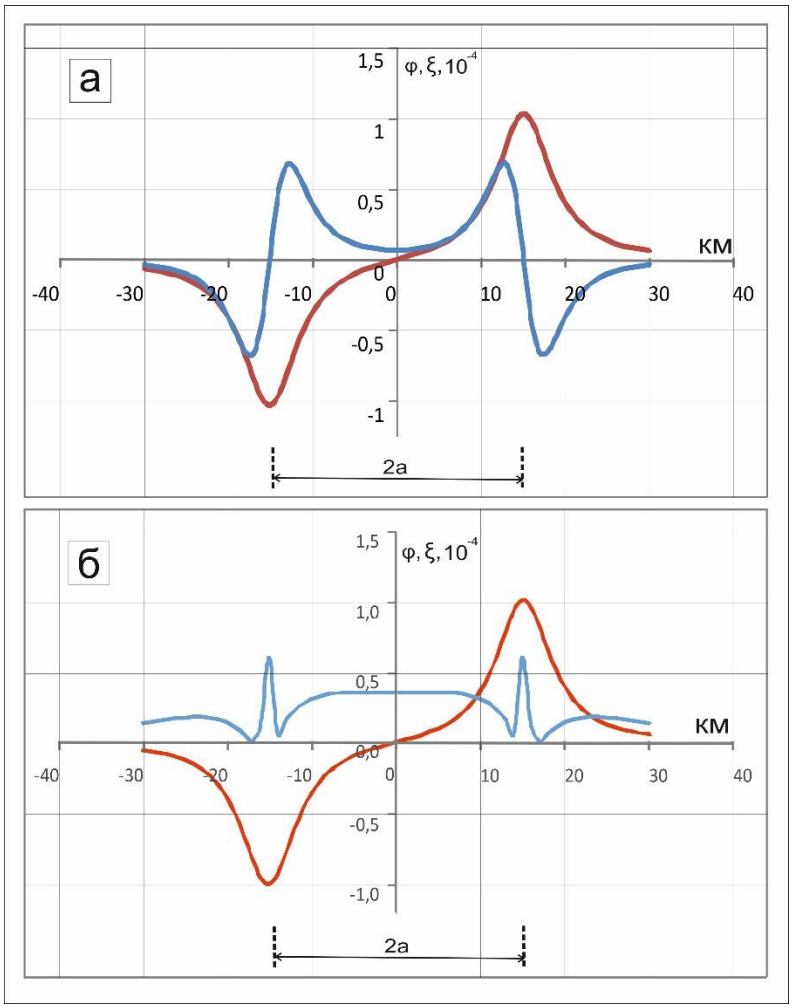


Рисунок 2.5 - Профильные графики наклонов (красная кривая) и относительных горизонтальных деформаций (синяя кривая) в условиях плоской задачи (а) и объемной задачи (б).

Важно отметить что наклоны, проходя через точку 0, меняют свой знак, и кривая носит асимметричный характер. Как и в случае сравнения смещений на рис.2.3, здесь также заметно, что в случае плоской задачи (рис.2.5а) максимальные значения наклонов и деформаций немного завышены. Поэтому

наиболее точными являются значения, полученные в рамках объемной задачи (рис.2.5б).

Как отмечалось выше, полученные значения градиентов смещений можно сопоставлять с предельно-допустимыми параметрами, которые определены нормативными документами как опасные деформации. Таким образом становится очевидно, что если за время эксплуатации данного газоконденсатного месторождения, общее накопленное оседание земной поверхности в центре достигнет 1 метра, то опасных деформаций на уровне 10^{-3} там возникнуть не может. В случае, если оседание составит около 10 метров, то соответственно опасные деформации появятся, судя по графикам, на границах разрабатываемого пласта. Но, как показывает обзор измеренных оседаний земной поверхности на различных месторождениях нефти и газа, амплитуды величиной в несколько метров и, тем более, десятков метров, представляют собой крайне редкое явление.

2.3. Определение оптимальных характеристик активных разломов на месторождениях УВ

Как известно, современный активный разлом представляет собой зону накоплений опасных деформаций [40; 27; 28; 65; 56; 58; 64]. Сроки эксплуатации объектов добычи УВ, как правило, составляют 50-100 лет и более. Отсюда следует, что выявление разломных зон и их идентификация по кинематическому типу, морфологии и степени активности, являются одной из главных задач при определении геодинамической опасности в окрестности разрабатываемых месторождений. Практика показывает, на сколько важную роль в программе геодинамического мониторинга играет высокоточное повторное нивелирование вдоль профилей, пересекающих разломные зоны [39; 47]. Многочисленные данные наблюдений на различных месторождениях УВ, а также подземных хранилищ газа, позволяют на сегодня составить эмпирическую базу по выявленным аномалиям, характеризующим наличие разломов.

Анализируя эти данные, чаще всего приходиться иметь дело с аномалиями амплитудой порядка 1 см/год, и шириной от 500 м. до 1 км. Зачастую, из-за нехватки геологических данных, исследователю приходится выявлять геометрические параметры разломной зоны, прибегая к решению обратных геодинамических задач, с помощью имеющихся на сегодняшний день аналитических методов [2]. Однако, при таком подходе может возникнуть ситуация, при которой одинаковую конфигурацию аномалии даст моделирование двух и более соотношений ширины разлома к его глубине.

В этом случае следует учитывать определенные условия, которые бы ограничили математическое решение этой задачи в рамках физических реалий. Так, например, очевидно, что вертикальная длина разломной зоны, как правило, в 5-10 раз больше ее ширины. Целью этой работы является установить границы этих условий, на примере среднестатистической (канонической) кривой с амплитудой 1см., и шириной 0,5-1 км.

При определении т.н. канонической кривой использовалась теория параметрической (индуцированной) модели разлома [40; 46]. Для примера, установлены и зафиксированы значения физических параметров разломный зоны: изменение порового давления ΔP=1,4 МПа; пористость m=25%; сжимаемость порового пространства $C_p=2*10^{-3}$ 1/МПа.

После чего, с помощью моделирования лишь геометрических параметров, были получены положительные и отрицательные отклонения от канонической кривой, при различных соотношениях ширины модели разлома к его глубине. На рис.2.6 рассмотрен случай, при котором амплитуда канонической кривой в 1 см. наблюдается при ширине разлома в 1 км.

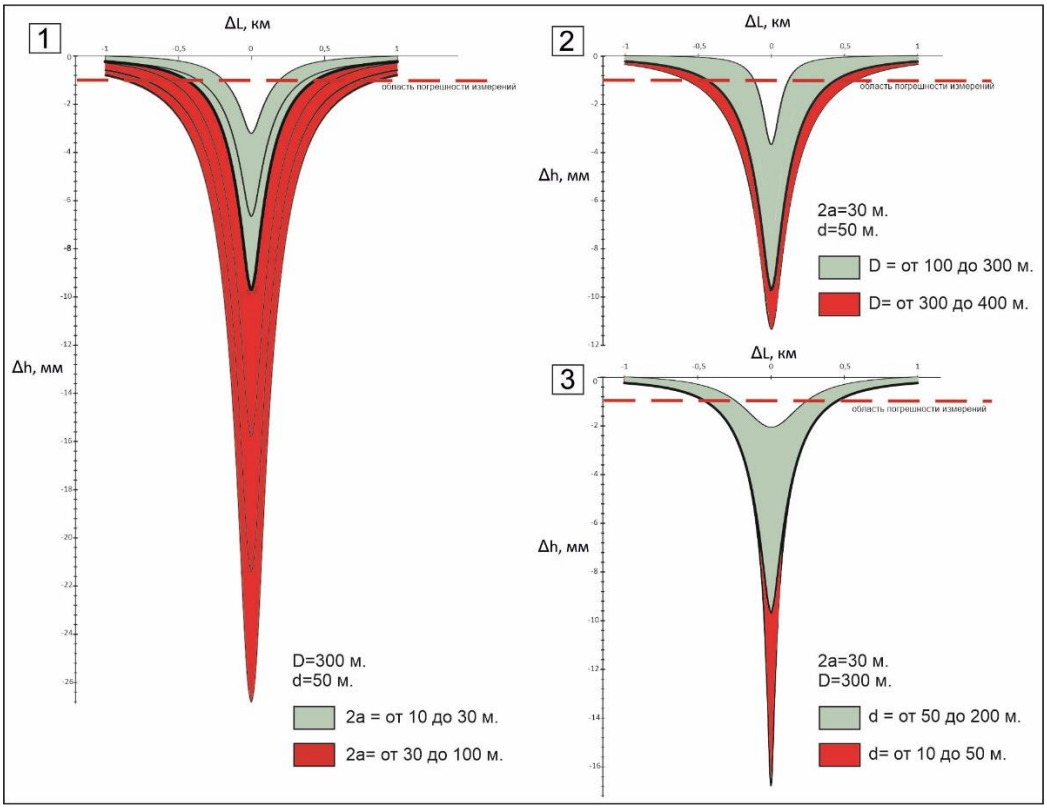


Рисунок 2.6 - Моделирование вертикальных смещений при различных геометрических параметрах разломной зоны

На рисунке 2.6 каноническая кривая (черного цвета) обусловлена геометрическими параметрами: ширина разлома 2a=30м, глубина верхней кромки разлома d=50м, глубина нижней кромки разлома D=300м. Поочередно, увеличивая или уменьшая в пределах допустимого один из этих параметров, видно, как меняется конфигурация кривой. Красный цвет указывает на увеличение значений Δh, зеленый цвет на их уменьшение. Можно заметить, что при увеличении ширины **2a** модели разлома (Рис.2.6.1), максимальная амплитуда кривой увеличивается в 2,5 раза, а ширина аномалии как минимум в 1,5 раза, в пределах погрешности измерений. Уменьшение ширины **2a** до 10 м., соответственно занижает значения смещений.

Изменение расстояния **D** до нижней кромки разлома (Рис.2.6.2) почти не сказывается на изменении ширины аномалии, в случае его увеличения. При уменьшении **D** до 100 м., значения смещений порядка 2-4 мм (в 5 раз меньше) наблюдаются при ширине 200 м. на земной поверхности.

Уменьшение расстояния **d** до верхней кромки разлома, наоборот, увеличивает амплитуду смещений в центре модели разлома, на ширине около 100м. (Рис.2.6.3). Интересно заметить, что маленькая глубина разлома шириной 30 м., вообще не приведет к деформациям земной поверхности на расстояниях более 50 м от его центра.

Значения параметров **2a**, **d**, **D**, как было обусловлено выше, моделировались в пределах допустимых границ, позволяющих определять эту модель разлома как вертикальную, протяженную по горизонтали, призму. Этот анализ позволил выявить допустимые соотношения между ними, и построить наглядную таблицу взаимозависимости (Таб.1). Таблица составлена с учетом всех вышеописанных принципов, и может анализировать любую выявленную в ходе геодезических наблюдений кривую шириной 1 км с амплитудой 1 см и более.

Ширина разлома **2a** (м)	Глубина верхней кромки разлома **d** (м)	Диапазон глубин нижней кромки разлома **D** (м)	Максимальная амплитуда смещений **Δh** (мм)
Менее 30м	-	-	-
30 м	20	170-330	11-15
	30	190-330	10-13
	40	260-330	10-12
	50	320-340	10-11
	60	380	10
40 м.	10	210-280	19-21
	20	220-280	16-18
	30	230-280	14-16
	40	240-280	12-14
	50	250-290	11-12
	60	260-290	10-11
	70	280-290	10
50 м.	10	260	25
	20	270	22
	30	280	20
Более 50м	-	-	-

Таблица 1 - Взаимозависимость геометрических параметров разлома

Таблица составлялись на основе данных моделирования при следующих условиях:

1. **D-d** = 5 ·**2a** (вертикальная призма)

2. Ширина аномалии на глубине ошибки наблюдений 1мм не должна превышать 1 км.

3. Максимальная амплитуда смещений рассматривалась от 1 см. и выше.

Как видно из таблицы, большинство наблюдаемых аномалий (с амплитудой 1-2см.) можно смоделировать, используя диапазон параметра ширины разлома **2a** от 30 до 50м. При выборе ширины разлома менее 30м., не выполняется третье условие, а при выборе 2a = 60м. и более не выполняется второе условие. Значения параметра **d** (глубины до верхней кромки разлома) также, согласно заданным условиям, варьируются в соответствующих диапазонах. Нижняя глубина разлома **D**, как видно, не превышает 340м., при моделировании канонической кривой.

Внимательный анализ этих данных дает понимание, что смоделировать аномалию амплитудой, к примеру, 11 мм., можно используя два абсолютно разных соотношения ширины разлома и его глубине. А именно, разлом шириной 30м, и с диапазоном D-d=(170-20) м., модель оценивает также, как и разлом с шириной 40м и D-d=(250-50) м. На выходе имеются 2 идентичные аномалии шириной 1 км, и амплитудой **Δh**=11мм. Именно это обстоятельство и формирует неоднозначность решения обратной задачи, которая избегается получением мониторинговой информации, а также наличием априорных геолого-геофизических данных.

Если исследователь имеет реальные данные хотя бы одного из геометрических параметров, то это значительно упростит моделирование и, как следствие, решение обратной геодинамической задачи для выявления параметров разлома станет более корректным.

Следует учесть, что смоделированные диапазоны верны для построения аналитических кривых, схожих с большинством наблюдаемых кривых на полигонах, шириной аномалии около 1 км. Описанный подход позволяет определить диапозон вертикальных смещений для аномалий с шириной равной 300 м, 500 м., и более 1 км. Следует учитывать, что с течением времени

деформации накапливаются по нелинейной зависимости, поэтому необходимо оценивать геодинамические риски при разных соотношениях ширины разлома к его глубине.

Выводы по главе.

1. Получена аналитическая формула для расчета горизонтальных смещений земной поверхности упругого полупространства от призматического включения (модельного аналога пласта или разлома), расположенного на глубине в трехмерной постановке.

2. Выведены аналитические формулы для трехмерной задачи, позволяющие рассчитывать горизонтальные градиенты вертикальных (наклоны поверхности) и горизонтальных (относительные деформации) смещений земной поверхности.

3. Из проведенного исследования следует вывод, что обширные просадки земной поверхности, как одни из основных геодинамических последствий при разработке месторождений нефти и газа, в подавляющем большинстве случаев не формируют опасные деформации, которые указаны в нормативных документах. Гораздо опаснее в этом смысле являются аномальные деформации, которые концентрируются в зонах тектонических разломов расположенных в пределах месторождений.

4. Для наблюдения аномальных деформаций земной поверхности, использовать методы, изучающие горизонтальные смещения, располагая их в центре залежи, не целесообразно, т.к. результаты моделирования указывают на отсутствие значимых горизонтальных смещений земной поверхности в центральной части залежи.

5. Исследована взаимозависимость геометрических параметров модели разлома при установленной канонической кривой, описывающей деформацию земной поверхности в зоне разлома. Определены граничные условия для корректной постановки решения обратных задач при использовании параметрически-индуцированной модели.

ГЛАВА 3. ОЦЕНКА НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ НЕДР НА РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НЕФТИ И ГАЗА

При эксплуатации нефтегазовых месторождений, одной из актуальных задач которую ставят перед собой специалисты – является оценка геодинамической опасности объекта, т.е. определение интенсивности обширных просадок и максимальных относительных деформаций (в том числе и наклонов) [1; 7; 8; 13; 26]. Опираясь на многочисленные результаты повторных геодезических наблюдений, очевидно, что на относительные изменения положения реперов во-времени влияют процессы, происходящие глубоко в недрах Земли. Поэтому исследователь обязан рассматривать любое месторождение УВ как динамическую систему. Напряжения (силы) и деформации (смещения) есть отражение различных форм (силовой и кинематической) единого процесса – движения [35; 62]. В связи с этим, представляет интерес детально изучить поле напряжений в пласте, возникающее при его разработке. В этой главе автору, опираясь на одну из аналитических моделей [44], проведены расчеты напряженного состояния для нефтегазоносных пластов и разломных зон на конкретных месторождениях России. Целью исследования является проведение оценки напряженно-деформируемого состояния недр и обозначить дальнейшие пути развития проблемы.

3.1. Существующие подходы к оценке локальных напряжений на месторождениях углеводородов.

Конечной целью геодинамического мониторинга месторождений углеводородов является установление аномального напряженно-деформированного состояния недр в окрестности разрабатываемой залежи, с последующей оценкой его влияния на объекты обустройства [81; 82; 84; 85].

Как известно, определение тензора локальных напряжений, согласно закону Гука, сводится к нахождению всех компонент смещений:

$$\sigma_{j,i} = \lambda\delta_{j,i}u_{k,k} + \mu(u_{i,j} + u_{j,i}) \quad (3.1)$$

u_i – компонента смещения.

λ – первый параметр Ламе, μ- модуль сдвига

В работе [83] автор, исследуя влияние эксплуатации нефтяного месторождения в очаговой зоне техногенно-индуцированного землетрясения, разработал метод определения напряженно-деформируемого состояния резервуара, при извлечении из него жидкости. Затем метод был протестирован на измеренных изменениях в резервуаре. В ходе исследования были получены выражения для смещений и напряжений в случае плоской деформации. В работе [44] автор представил модель, которая отличалась от модели Сегалла формой источника включения (пласта или разлома), как показано на рисунке 3.1.

$$\sigma_{j,i} = \Phi \iint_S G_{m,n} d\xi_2 d\xi_3 \quad (3.2)$$

В формуле (3.2) $G_{m,n}$ – подинтегральные выражения до подстановки пределов, ξ_2, ξ_3 – координаты точки в модельном аналоге пласта или разлома,

$$\Phi = \frac{\alpha(1-2\nu)\Delta P}{2\pi(1-\nu)},$$

где ΔP - изменение пластового давления, ν –коэффициент Пуассона.

Константа α=1-$\frac{К}{К_s}$ – коэффициент Био, показывает отношение разности объемных модулей сжимаемости твердой и флюидонасыщенной пород $(К_s - K)$, к объемному модулю $К_s$ и как правило варьируется в значениях от 0,9 до 1.

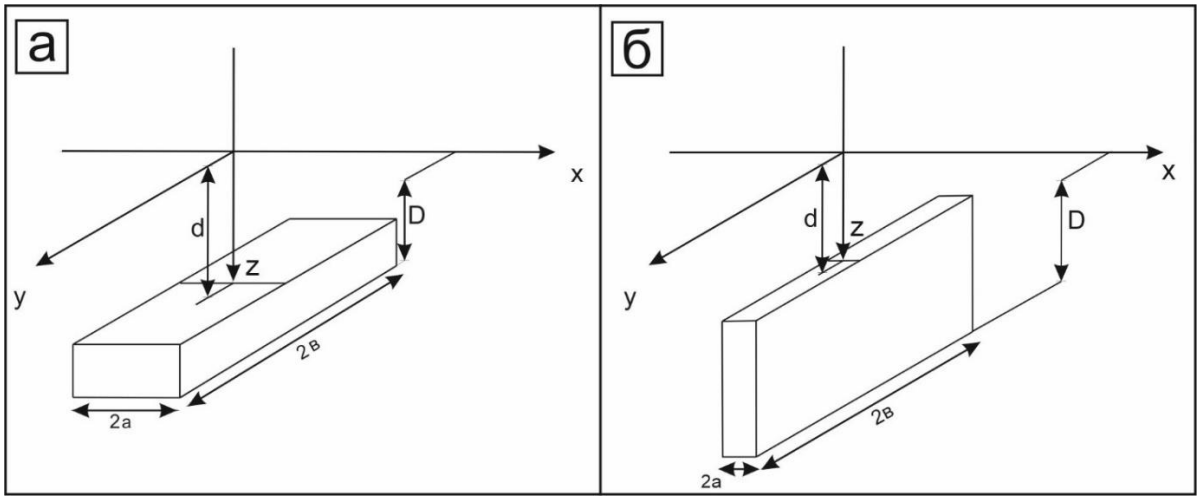


Рисунок 3.1 - Модельный аналог пласта (а) и разлома (б)

Далее, в работе [44] подставив пределы и окончательно преобразовав формулу (2), были получены выражения, позволяющие рассчитывать локальные напряжения (вертикальные, горизонтальные и касательные) имея лишь параметры пласта, данные о сжимаемости горных пород и значения изменений пластовых давлений:

$$\sigma_{22} = \Phi[\pi - A - B + 3C]$$
$$\sigma_{33} = \Phi[-A + B + C]$$
$$\sigma_{23} = \Phi\left[-F + \frac{1}{2}(D - E)\right]$$
$$A = 2x_3\left[-\frac{(x_2 - a)}{(x_3 + D)^2 + (x_2 - a)^2} + \frac{(x_2 + a)}{(x_3 + D)^2 + (x_2 + a)^2} + \frac{(x_2 - a)}{(x_3 + d)^2 + (x_2 - a)^2} - \frac{(x_2 + a)}{(x_3 + d)^2 + (x_2 + a)^2}\right]$$
$$B = tg^{-1}\frac{x_2 - a}{x_3 - D} - tg^{-1}\frac{x_2 + a}{x_3 - D} - tg^{-1}\frac{x_2 - a}{x_3 - d} + tg^{-1}\frac{x_2 + a}{x_3 - d}$$
$$C = tg^{-1}\frac{x_2 - a}{x_3 + D} - tg^{-1}\frac{x_2 + a}{x_3 + D} - tg^{-1}\frac{x_2 - a}{x_3 + d} + tg^{-1}\frac{x_2 + a}{x_3 + d}$$
$$D = \ln\left[(x_2 - a)^2 + (x_3 - D)^2\right] - \ln\left[(x_2 + a)^2 + (x_3 - D)^2\right] - \ln\left[(x_2 - a)^2 + (x_3 - d)^2\right] + \ln\left[(x_2 + a)^2 + (x_3 - d)^2\right]$$
$$E = \ln\left[(x_2 - a)^2 + (x_3 + D)^2\right] - \ln\left[(x_2 + a)^2 + (x_3 + D)^2\right] - \ln\left[(x_2 - a)^2 + (x_3 + d)^2\right] + \ln\left[(x_2 + a)^2 + (x_3 + d)^2\right]$$
$$F = 2x_3\left[\frac{x_3 + D}{(x_3 + D)^2 + (x_2 - a)^2} - \frac{x_3 + d}{(x_3 + d)^2 + (x_2 - a)^2} - \frac{x_3 + D}{(x_3 + D)^2 + (x_2 + a)^2} + \frac{x_3 + d}{(x_3 + d)^2 + (x_2 + a)^2}\right]$$

(3.3)

Задачей расчета напряжений, индуцированных разработкой нефтегазовых месторождений, также занимался В.А.Черных, применяя теорию упругости для изотропного полупространства. Методика была построена на разделении поля действующих сил на: 1-поверхностные нагрузки, приложенные к границам пласта-коллектора и рассчитанные путем прямого интегрирования известного решения Р.Д. Миндлина; 2-объемные нагрузки, приложенные к матрице (зернам) пласта-коллектора и рассчитываемые с помощью частного решения уравнений теории упругости предложенным автором для удовлетворения всем граничным условиям на поверхности полупространства. С помощью предложенного метода получены аналитические выражения для напряжений в пласте, имеющем форму параллелепипеда. Однако, громоздкий вид окончательных формул и неопределенность некоторых натурных параметров модели, затруднила ее применение в практических приложениях.

В работе [25] были рассмотрены некоторые модели для расчета напряженно-деформируемого состояния горных массивов месторождений углеводородов. Среди них широко используемой для описания деформаций в процессе падения пластового давления является модифицированная шатровая модель, в основу которой, при условии трехосного всестороннего давления, закладывается эффективное напряжение, девиаторное напряжение и коэффициент пористости, как отношение объема пор к объему твердого тела. Если грунт в процессе трехосных компрессионных испытаний сдвигается, то достигается так называемое критическое напряженное состояние. Важно подчеркнуть, что в данной модели рассматривается вариант чистого сдвига. Однако, применяя эту модель к проблеме напряженного состояния разломных зон, ее специфика принципиально противоречит генезису образования раздвиговых разломов и объемных деформаций пласта-коллектора.

В работах [1; 45; 35; 38; 48] показано, что по многочисленным натурным данным, полученным на месторождениях нефти и газа, подавляющее большинство аномальных деформаций разломных зон – это локальные «пикообразные» оседания земной поверхности, характерные для кинематики раздвиговых разломов.

К настоящему времени имеют место два явных противоречия в оценках геодинамической опасности объектов НГК, расположенных в зонах разломов. С одной стороны, анализ геодинамических последствий длительной разработки месторождений показал, что доминирующим фактором опасности являются обширные просадки. С другой стороны, при учете влияния зон активных тектонических разломов на магистральные трубопроводы полагается, что все выявленные тектонические нарушения являются опасными в равной степени. Модель разломной зоны, придерживаясь терминологии физики твердого тела, представляет собой неоднородность (область среды, в которой жесткость отличается от вмещающей среды). В этом смысле область с отличающейся, часто уменьшенной жесткостью горных пород находится в поле квазистатических внешних напряжений. В работе [45] показано, что

внутренними параметрами среды могут быть не только параметры жесткости среды, но и пороупругие параметры и, в частности, локальное изменение порового давления во флюидонасыщенной среде разлома.

Обобщая все выше описанные свойства, представляется справедливым для расчета локальных напряжений, и в окрестности пластов, и в окрестности разломов, использовать формулу (3.3), где: $\Phi = \frac{\alpha(1-2\nu)\Delta P}{2\pi(1-\nu)}$., которая получена на основе модели полуплоскости содержащей пороупругое включение [33]

3.2. Примеры расчета напряжений для пластов шельфовых месторождений.

Одной из первых успешных попыток организации геодинамического мониторинга в мировой практике разработки шельфовых месторождений углеводородов является создание системы геодинамических наблюдений на морском нефтегазоконденсатном месторождении им. Ю. Корчагина, которое осуществлено ПАО «ЛУКОЙЛ» в Российском секторе Каспийского моря. В соответствии с п. 256 «Инструкции по производству маркшейдерских работ (РД 07-603-03)» основной задачей на этом геодинамический полигоне является наблюдение за деформациями дна, морских сооружений и оценка изменений напряженно-деформированного геодинамического состояния недр, обусловленного разработкой месторождения. Располагая данными по изменению пластового давления и геологической структуре пластов ранее были произведены расчеты оседаний и наклонов морского дна, и оценка геодинамической стабильности объекта [42; 53].

Применяя вышеописанную методику и располагая необходимыми параметрами, ниже приводится расчёт горизонтальных и вертикальных напряжений для обоих пластов этого месторождения.

Геометрия пластов задается следующими параметрами: глубина до кровли неокомского подъяруса d_1=1.758 км; глубина до подошвы неокомского подъяруса D_1 = 1.770 км; длина пласта (по простиранию) $2a_1$ = 21.8 км; глубина до кровли волжского яруса d_2 = 1.521 км; глубина до подошвы волжского

яруса D_2 = 1.532 км; длина пласта (по простиранию) $2a_2$ = 6.3 км. Изменение пластового давления ΔP в обоих пластах снизилось в течение года на 7 атм (0.7 МПа). Ниже приведены расчеты локальных напряжений (горизонтальных и вертикальных) для обоих пластов при изменении давления на 0,7 Мпа. (Рис.3.2, Рис.3.3.).

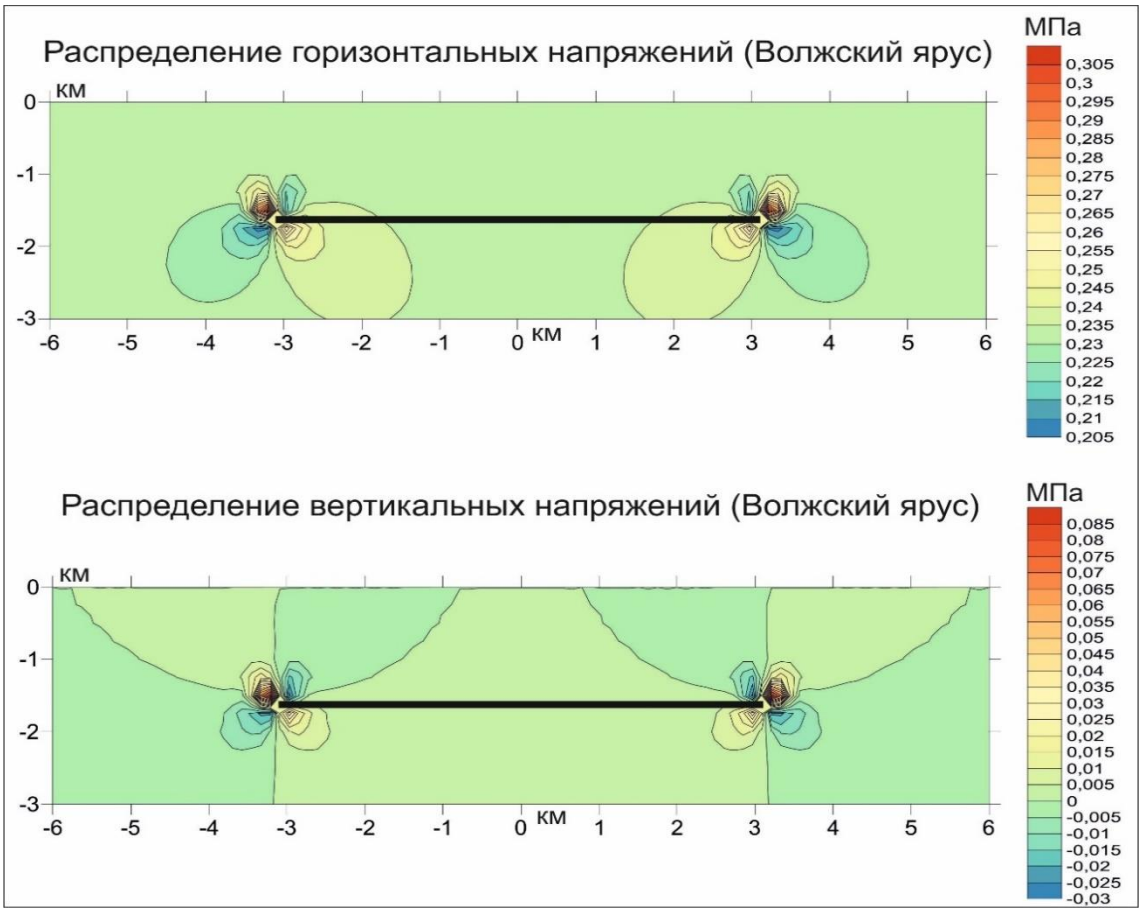


Рисунок 3.2 - Локальные напряжения в окрестности пласта (Волжский ярус)

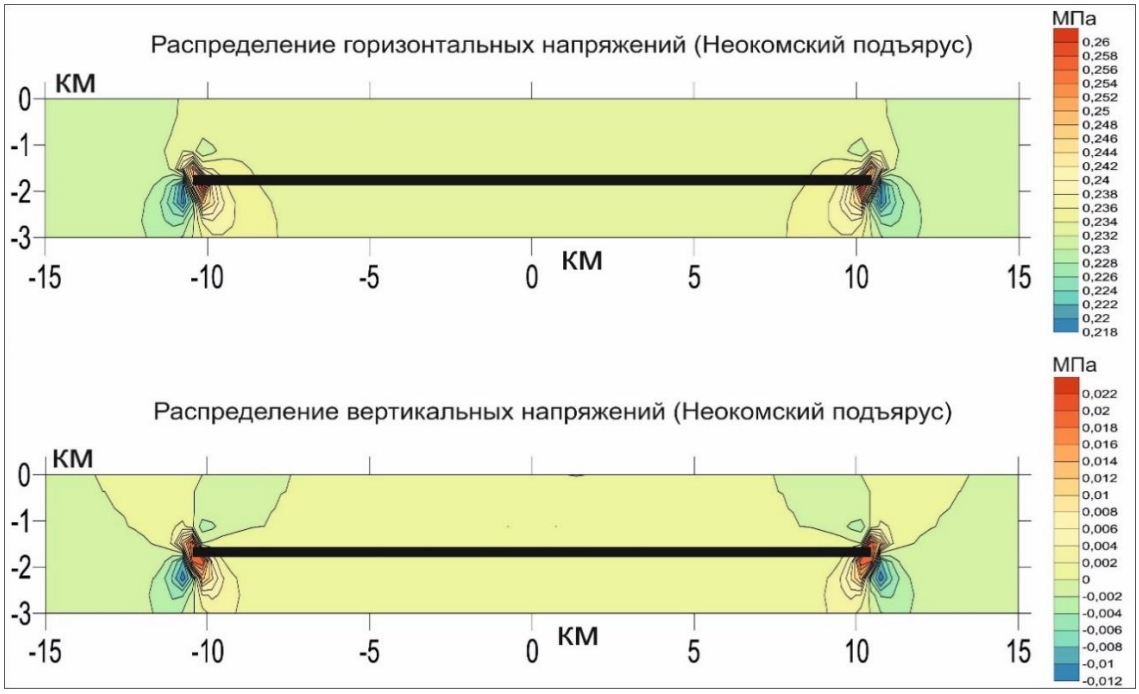


Рисунок 3.3 - Локальные напряжения в окрестности пласта (Неокомский подъярус)

Учитывая специфику шельфового месторождения и способ разработки, определяемые области повышенного напряженного состояния могут учитываться и как зоны опасные для бурения, и как участки повышенного (или пониженного) уровня фильтрационно-емкостных свойств.

Из рисунков видно, что максимальные напряжения сконцентрированы на торцевых участках пластов. Значения вертикальных напряжений значительно ниже горизонтальных на обоих пластах. Горизонтальные напряжения более соизмеримые с величиной изменения пластового давления. Также заметно, что разница горизонтальных размеров пластов ($\mathbf{2a_1} = 3{,}4 \cdot \mathbf{2a_2}$), не значительно сказывается на локальных напряжениях.

Другое шельфовое месторождение ПАО «Лукойл» в северном Каспии им. В. Филановского представлено одним пластом, давление ΔP в котором увеличилось в течение 9 месяцев (март–декабрь 2018 г.) на 0.94 МПа. Геометрические параметры пласта (округленные до метров) оказались следующими: глубина до кровли пласта d = 1.445 км; глубина до подошвы D = 1.475 км; длина пласта (по простиранию) 2a = 19.5 км. Посмотрим, как в этом случае поведут себя напряжения.

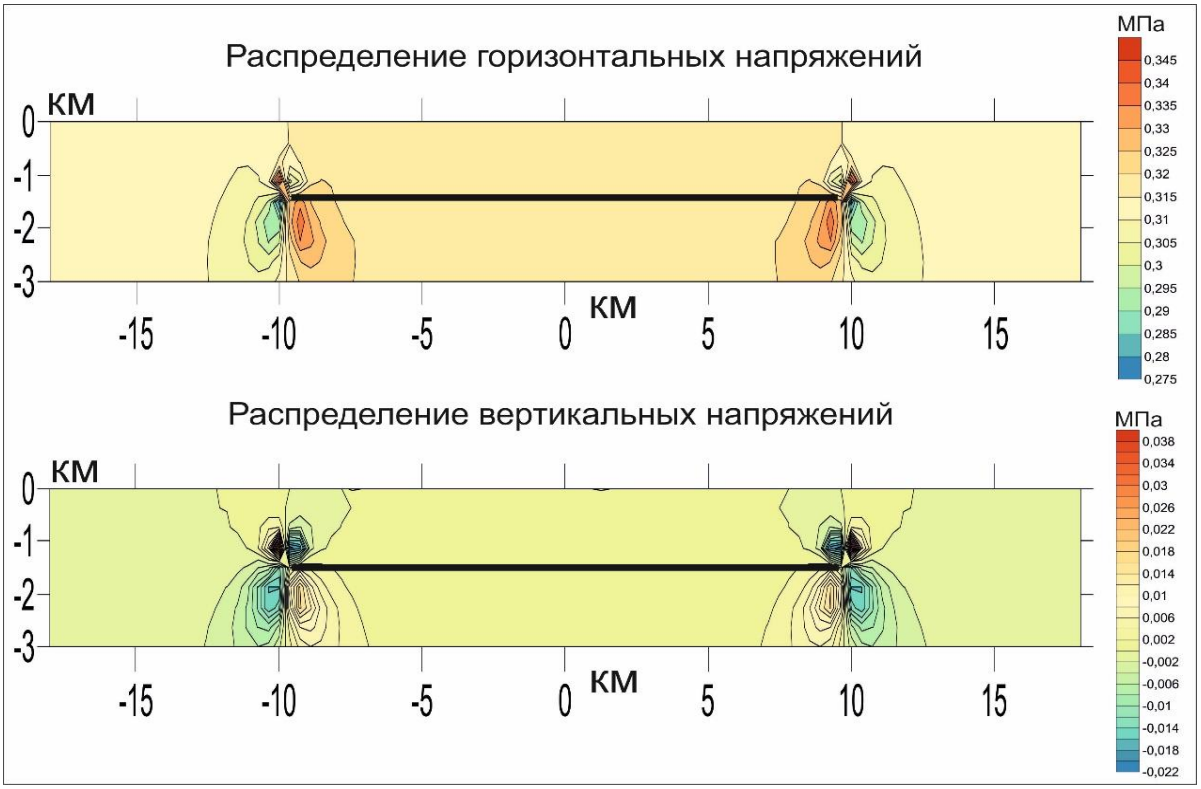


Рисунок 3.4 - Локальные напряжения в окрестности пласта

На рис.3.4. видно сходство с ситуацией на рис. 3.3 в том, что максимальные перепады сконцентрированы на торцах пласта. По протяженности данный пласт соизмерим с пластом Неокомского подъяруса, однако максимальные горизонтальные и вертикальные напряжения здесь больше в среднем на 0.1 Мпа. Значит на это изменение влияние оказывает глубина залегания и длина пласта. Пласт Неокомского подъяруса месторождения им. Ю. Корчагина залегает на 300 метров глубже пласта месторождения им. В. Филановского.

Возникает вопрос, что делать с расчетными данными и относительно чего давать им оценку. Какими должны быть напряжения чтобы можно было судить о геодинамической опасности. Известно что критические относительные деформации земной поверхности при разработке месторождений составляют величины порядка $\varepsilon = 10^{-3}$.

Согласно закону Гука, напряжение зависит прямо пропорционально от относительной деформации. В этом случае, для оценки уровня критических

горизонтальных напряжений будет справедливо, например, следующее неравенство:

$$\sigma_{11} \leq E \cdot 10^{-3}$$

(5)

где: E – модуль Юнга породы вмещающей пороупругое включение. Количественно определяя уровень напряженного состояния и его приближение к пороговым значениям, можно давать прогнозные оценки и рекомендации по оптимальной и безопасной разработке месторождения.

3.3 Примеры расчета напряжений в окрестности зоны разлома на примере Ромашкинского нефтяного месторождения.

Как было отмечено выше, разломы в равной степени, как и обширные просадки представляют угрозу безопасности объектов нефтегазового комплекса. Во-первых, опасные зоны разломов необходимо учитывать при строительстве магистральных нефтегазопроводов. Во-вторых, интенсивная эксплуатация месторождений УВ приводит к активизации разломных зон, расположенных в пределах месторождения. В работе [40] показано, что имеют место современные активные (опасные) разломы, которые распространены повсеместно и поэтому являются доминирующим фактором геодинамической опасности для объектов НГК.

На геодинамическом полигоне Ромашкинского нефтяного месторождения юго-востока Татарстана, для выявления разломных зон в свое время были проанализированы данные повторных высокоточных нивелирных наблюдений по профилю пересекающих эти разломы. В дальнейшем не сложно было выяснить геометрические параметры разлома, решая обратную задачу современной геодинамики [2]. При помощи параметрической (индуцированной) модели, а также учитывая физические свойства горных пород, было проведено математическое моделирование, целью которого являлось получение теоретической кривой максимально схожей с наблюдаемой. Когда эта цель была достигнута, геометрические параметры

разлома D, d, 2a (ширина и глубина залегания) дали возможность на модельном уровне оценить относительные деформации (наклоны) земной поверхности.

В данной работе эти параметры будут использованы для расчетов локальных напряжений. Придерживаясь того же формализма, что был применен при расчете напряжений для пластов, были построены распределения вертикальных, горизонтальных и касательных напряжений и для конкретного разлома с параметрами: D=0.470 км; d=0.033 км; 2a=0,150 км.

Значение ΔP как и при расчете деформаций на Ромашкинском месторождении было принято 1Мпа. (Рис.3.5.)

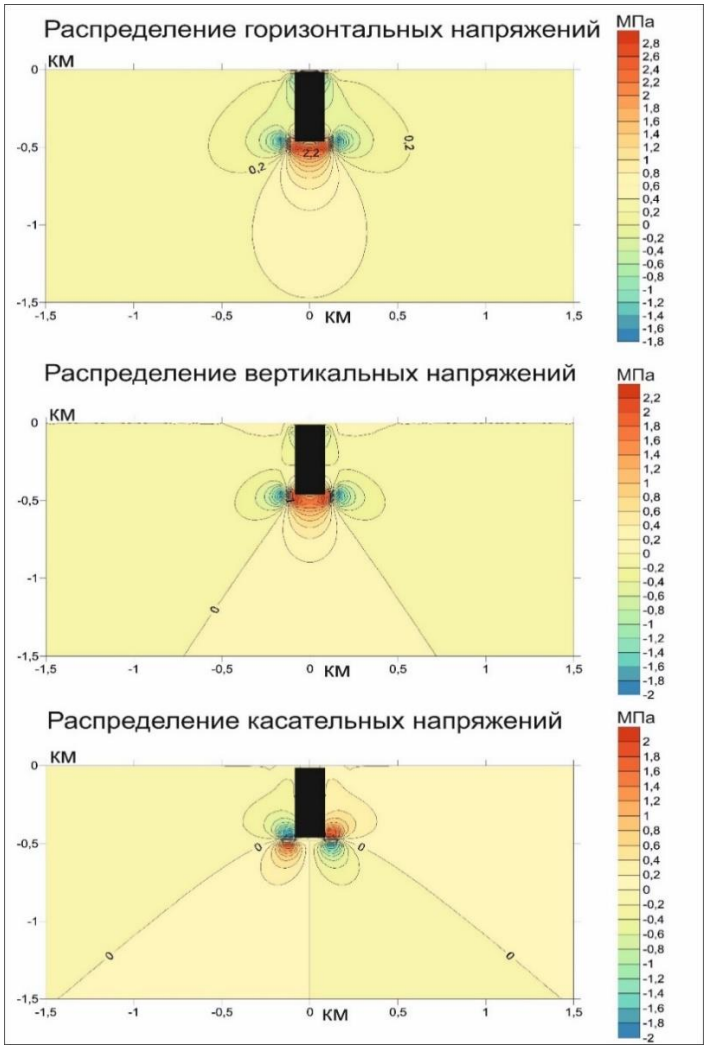


Рисунок 3.5 - Распределение локальных напряжений в окрестности активного разлома

На рисунке видно, что максимальные напряжения концентрируются на глубине подошвы разлома D=0.470 км. и составляют 2-2,8 Мпа. (красный цвет

на цветовой инфографике). Напряжения значительно больше чем наблюдались в окрестности пластов (рис.3.2, 3.3, 3.4), и это объясняется геометрией модели разлома (небольшая ширина разлома и глубина залегания верхней кромки).

Учитывая, что эти значения наблюдаются при изменении пластового давления 1МПа, то эти зоны являются областями существенной концентрации напряженно-деформированного состояния и, поэтому, важно обращать особое внимание на разломные зоны при строительстве промысловых трубопроводов, или при разработке близлежащих нефтенасыщенных пластов. Особенно учитывая тот факт, что разломные зоны в этом регионе по длине исчисляются десятками километров [63]. В ряде работ определено, что в современных активных разломах происходят деформации со скоростями не менее 10^{-5} в год. Как известно, особо ответственные сооружения проектируются на период 50-100 лет. В таком случае за период эксплуатации объектов деформационные процессы способны превысить нормативный уровень 10^{-3}, и разлом приобретает статус «опасный». Именно поэтому выявление степени деформационной активности разломных зон входит в перечень важных задач по обеспечению промышленной безопасности объектов нефтегазового комплекса.

3.4. Метод определения зон потенциальной аварийности при разработке нефтегазовых месторождений по результатам геодинамического мониторинга земной поверхности

На основе выше проведенных исследований, опираясь на состояние изученности проблемы на современном этапе и полученные аналитические формулы для расчета горизонтальных смещений земной поверхности, а также для градиентов смещений (наклонов и деформаций) земной поверхности, изложен метод определения зон потенциальной аварийности при разработке нефтегазовых месторождений, который состоит из трех этапов:

На первом этапе проводится интерпретация данных геодинамического мониторинга по результатам которой строятся графики вертикальных и

горизонтальных смещений земной поверхности, выделяются зоны обширных оседаний земной поверхности, а также локальных оседаний в предполагаемых зонах разломов. Учитывая период проведения геодинамического мониторинга, делается заключение о скоростях деформаций (смещений) земной поверхности.

Второй этап заключается в построении модельных вертикальных и горизонтальных смещений на основе геологических данных о пластах или разломах, а также пористой структуре пород, вмещающих продуктивный пласт или разлом. Полученные модельные построения кривых вертикальных и горизонтальных смещений сопоставляются с кривыми построенными по результатам данных мониторинга. Сопоставительный анализ дает возможность конкретизировать зоны потенциальной геодинамической опасности по площади всего месторождения, но для того чтобы перейти от количественных к формализованным оценкам деформаций, необходимо рассчитать градиенты смещений (наклоны и относительные горизонтальные деформации).

На третьем этапе, на основе аналитической моделей деформируемого пласта и параметрически-индуцированной модели для разломных зон, рассчитываются градиенты смещений, а именно наклоны земной поверхности и относительные горизонтальные деформации, с помощью дифференцирования формул для объемных распределений смещений. Для определения напряженного состояния в окрестности пласта (или разлома) рассчитываются локальные вертикальные, горизонтальные и касательные напряжения. Полученные значения градиентов смещений и напряжений сравниваются с нормативными значениями, на основе чего дается оценка геодинамической опасности как на территории всего месторождения, так и на интересующих локальных участках месторождения.

При этом, данное описание метода не является постулатом применимым для любого месторождения. Зачастую бывает недостаточно геологических данных о структуре и геометрии источника деформаций. В

этом случае данный аналитический метод позволяет провести решение обратной геодинамической задачи, а именно определение геометрических или пороупругих параметров включения (пласта или разлома) по данным геодинамического мониторинга. Напротив, если имеются достаточное количество данных не только о структуре включения, но и об изменении пластовых давлений на весь период эксплуатации месторождения, эффективность разработанного метода повышается за счет учета изменения во времени пороупругих свойств пород, вмещающих продуктивный пласт. В четвертой главе на практических примерах различных месторождений метод продемонстрирован при всех вышеописанных случаях.

Выводы по главе 3

1. В рамках модели упругой полуплоскости, содержащей пороупругое включение прямоугольной формы, получено распределение нормальных (вертикальных и горизонтальных) напряжений в окрестности нефтенасыщенных пластов шельфовых месторождений. Учитывая, что пороговые нормативные показатели сформулированы, как правило, в единицах относительных деформаций, которые не доступны прямому измерению на глубине, то предложен метод перехода от напряжений к деформациям.

2. Для оценки напряженного состояния активных разломов на месторождениях предложен подход комбинирования решений обратных и прямых задач, которые позволили определить распределение нормальных и касательных (сдвиговых) напряжений для разломов раздвигового типа на основе данных мониторинга за вертикальными смещениями земной поверхности в зоне разлома Ромашкинского нефтяного месторождения.

3. Описана последовательность использования метода определения зон потенциальной аварийности при разработке нефтегазовых месторождений по результатам геодинамического мониторинга земной поверхности.

ГЛАВА 4. ПРАКТИЧЕСКОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РАЗРАБОТАННОГО МЕТОДА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗОН ПОТЕНЦИАЛЬНОЙ АВАРИЙНОСТИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГЕОДИНАМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ЗЕМНОЙ ПОВЕРХНОСТИ

4.1. Определение параметров источников аномальных деформаций при решении обратной задачи геодинамики на примере Касимовского подземного хранилища газа (ПХГ).

При построении моделей геологического строения месторождений УВ и подземных хранилищ газа (ПХГ) широко используются геофизические данные (сейсморазведка, гравимагниторазведка и др.). Интерпретация результатов в рамках этих методов базируется на решении обратных задач – установление параметров источника аномалии геофизического поля на глубине по наблюдениям на земной поверхности.

Данная глава посвящена решению обратной задачи современной геодинамики недр, когда аномальный деформационный сигнал обусловлен активным недропользованием, например, эксплуатацией месторождений УВ и ПХГ. В этом случае ставится задача нахождения параметров источников аномальных деформаций на глубине по результатам измерений смещений земной поверхности в результате геодинамического мониторинга объекта недропользования. В качестве примера использованы результаты повторных нивелирных наблюдений на Касимовском подземном хранилище газа (ПХГ)

Известно, что обратные задачи, решаемые в геофизике, обладают неустойчивостью и некорректностью. Достоверность, получаемых этими методами результатов, составляет обычно 30-40%. В настоящей работе использовались классические приемы решения обратных задач, используемых в геофизике: методы подбора, особых точек, пересчеты в высшие производные и т.д.

Однако существует одно принципиальное обстоятельство, которое значительно улучшает достоверность результатов решения обратных задач

современной геодинамики недр. Его можно проиллюстрировать на примере решения обратных задач в гравиразведке. Известно, что амплитуда гравитационной аномалии зависит, как от плотности аномалеобразующего объекта, так и от глубины его залегания, что во многом и предопределяет неоднозначность решений обратной задачи.

В обратных задачах современной геодинамики недр также существует неоднозначность «глубина залегания источника – степень изменчивости его механических характеристик». Однако пульсационный и знакопеременный характер деформационных аномалий и возможность многократных повторных измерений, позволяют получить необходимое количество уравнений для определения искомых параметров источника. Кроме того, во многих случаях имелась возможность прямой оценки адекватности решений, так как диапазоны глубин формирования источников доступны непосредственной проверке бурением. Поэтому степень достоверности результатов решения обратных задач современной геодинамики недр, можно оценить в 10%.

Следует подчеркнуть, что при проектировании геодинамических полигонов, на стадии горно-геологического обоснование, в соответствии с требованием «Инструкции по проведение маркшейдерских работ», необходимо проведение оценок ожидаемых смещений земной поверхности эксплуатируемого объекта недропользования. В этом случае, решение обратной задачи позволяет провести уточнение исходной геомеханической модели, используя реальные (наблюденные) смещения поверхности [32; 2; 26].

Применительно к проблемам интерпретации результатов повторных геодеформационных наблюдений на эксплуатируемых ПХГ решение обратных задач сводится к определению параметров той области повышенного (или пониженного) пластового давления, которое формирует циклические деформации земной поверхности. Специфика эксплуатации ПХГ состоит в том, что в качестве геологического объекта используется, либо водоносный пласт, либо истощенное газовое месторождение, либо выработка в каменных солях. В осенне-зимние месяцы происходит отбор газа, а в

весенне-летние – закачка. Необходимость строгого контроля герметичности и объемов закачиваемого и отбираемого газа обеспечивает высокую изученность основных параметров ПХГ: геометрические размеры и конфигурация объекта, физические свойства горных пород, амплитуда циклического изменения пластового давления. Более того, наличие пластообразного источника с хорошо известными параметрами позволяет избегать сложных моделей деформирования земной поверхности (Рис.4.1).

При решении обратной задачи в геометрическую основу модели вошли прямоугольные призмы. Об эффективности, а данном случае метода конечных элементов подробно изложено в первой главе. Напомню лишь о том, что более существенную роль на оценку движения земной поверхности здесь играют физические характеристики, нежели геометрические.

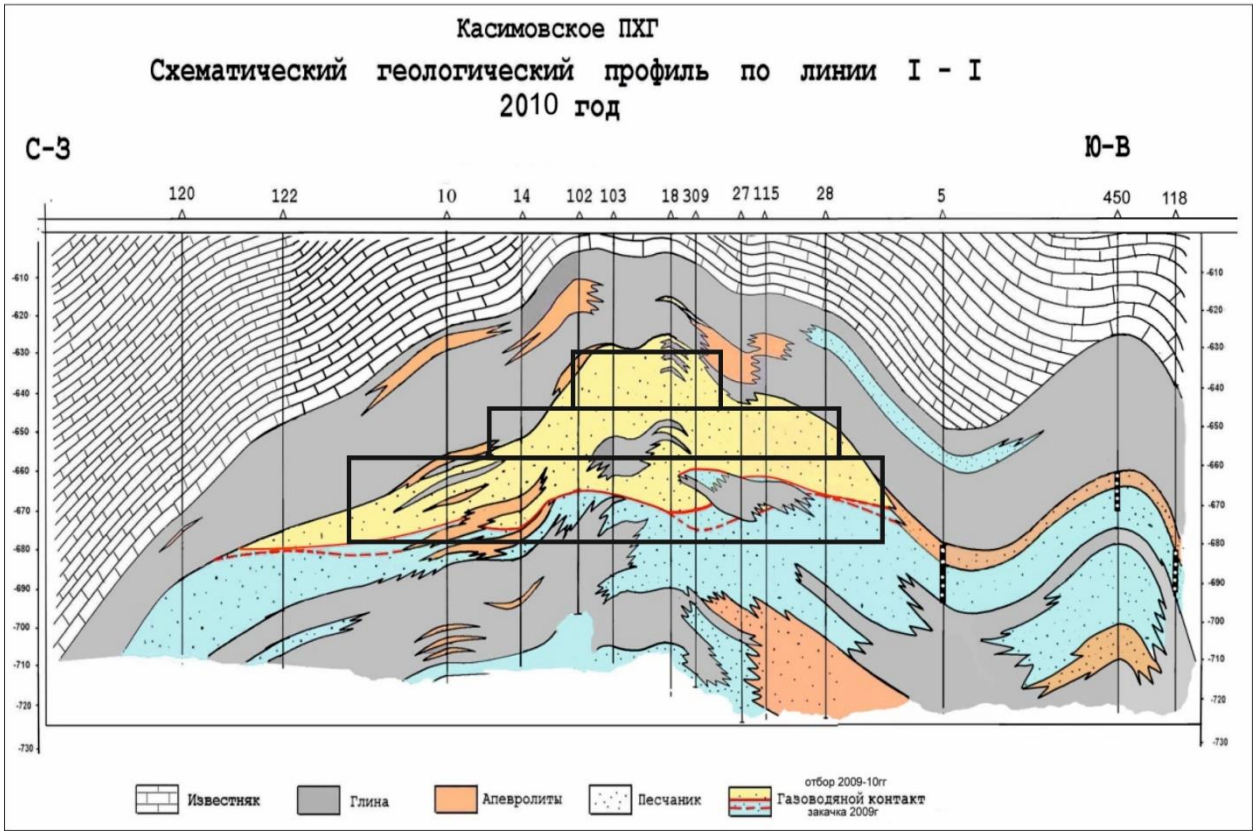


Рисунок 4.1 - Геологический профиль. Черными прямоугольниками оконтурен пласт газонасыщенной породы с точностью 80%

На рис. 4.2. показаны результаты решения обратной задачи на примере

результатов повторных нивелирных наблюдений за состоянием горного отвода Касимовского ПХГ. Это подземное газохранилище построено в водоносном горизонте, который расположен на глубине около 650 м. Первоначально, на стадии ГГО была использована модель одиночного пласта со средней толщиной около 23 м, в котором циклически изменялось пластовое давление [5]. Расчеты в рамках одиночной модели призматического пласта показали, что при вариациях во времени пластового давления (закачка и отбор газа) в диапазоне 3-5 Мпа, максимальные амплитуды вертикальных смещений (поднятия и оседания) в центре ПХГ достигали величин 10 – 20 мм.

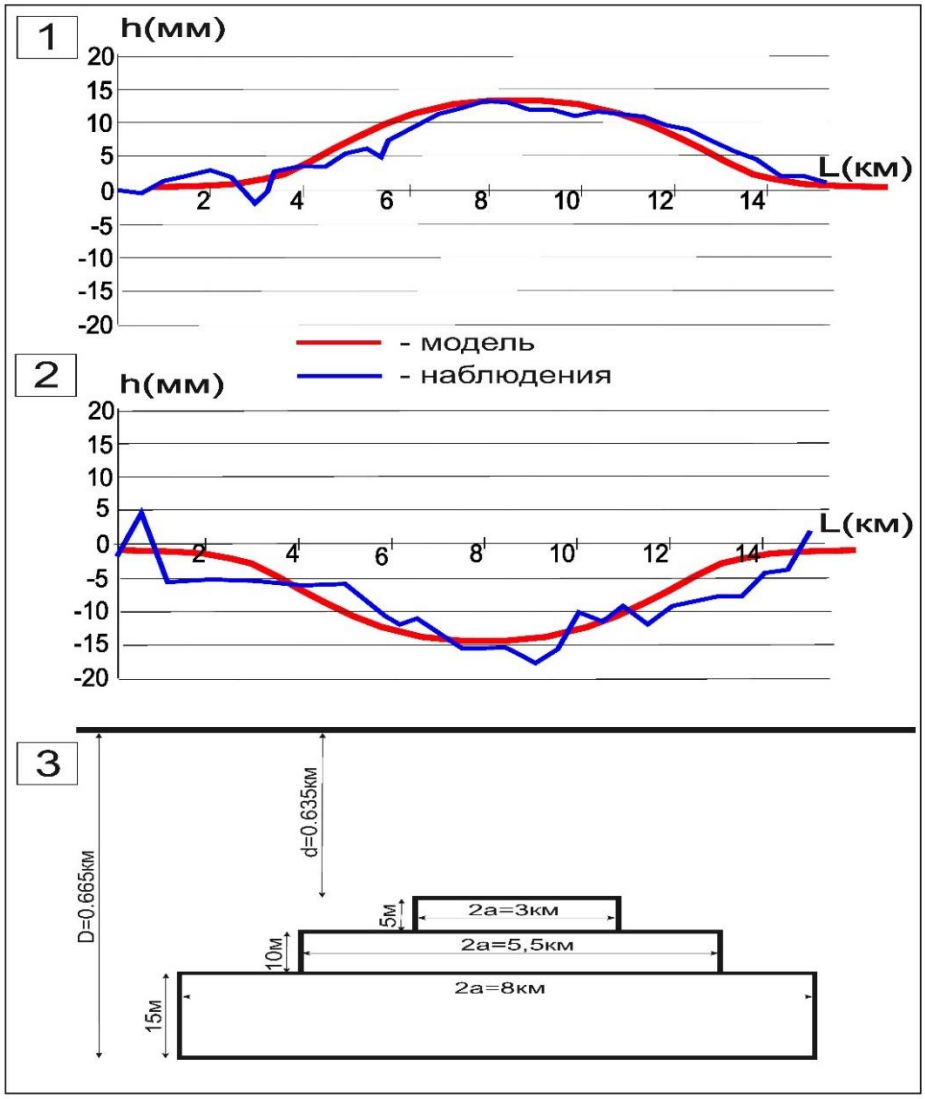


Рисунок 4.2 - Сопоставление наблюдаемых и расчетных вертикальных смещений земной поверхности в период закачки (1) и отбора (2) газа. Результаты решения обратной задачи – вычисленные геометрические параметры пласта (3).

Для уточнения результатов моделирования осуществлялось решение обратной задачи методом подбора. Первоначальные параметры, использованные в горно-геологическом обосновании, изменялись итерационным образом до тех пор, пока сходимость наблюденной и расчетной кривой не отличались больше, чем на двойную среднеквадратическую ошибку случайных наблюдений нивелирования II класса. На рис. 4.2(1) и 4.2(2) показаны деформации земной поверхности в цикле закачки и отбора газа. Видно, что кривая нивелирования в цикле закачки имеет амплитуду меньше чем в цикле отбора. Теоретическая амплитуда смещений в обоих циклах остается неизменной, поскольку изменения пластового давления ΔP были одинаковы в обоих циклах и равнялись примерно 4 МПа. Это объясняется действием веса на верхнюю часть пород, расположенную над деформируемым пластом, который затрудняет поднятие поверхности и способствует ее оседанию.

Причем эта разница составляет величину порядка 17%, что полностью соответствует «весовой» поправки к смещениям, полученным в рамках невесомой модели, которая учитывается в генетической модели деформируемого пласта [22; 40]. На рис. 4.2. (3) показана конфигурация того объема водоносного пласта, который замещался и вытеснялся закачиваемым и отбираемым газом, соответственно. Этот результат позволил уточнить положение и размеры зоны газо-водяного контакта, который и определяет истинные «динамические» размеры газохранилища.

4.2. Расчет оседаний и наклонов морского дна для анализа инклинометрических наблюдений на шельфовых нефтегазовых месторождениях.

Разработанные диссертантом формулы применялись для оценки оседаний и наклонов дна моря в пределах шельфового месторождениях им. Ю. Корчагина и В.Филановского (рис 4.3). Строгий расчет величин обширных деформаций земной поверхности при крайне резкой изменчивости физико-

механических свойств пород, слагающих массив горных пород и пласты-коллекторы месторождений нефти и газа, требует применения весьма сложных математических моделей (аналитических и/или численных). Эти модели (особенно аналитические) позволяют исследовать фундаментальные закономерности формирования аномального напряженно-деформированного состояния пласта-коллектора и вмещающей среды, возникающего при разработке месторождений углеводородов.

Однако эффективность использования этих методов зачастую снижается, поскольку они не всегда обеспечивают адекватность полученных результатов натурным наблюдениям. Этому во многом способствует объективная ограниченность и погрешность в определении исходных данных. Возникает ситуация, когда детальные расчеты основаны на ограниченном массиве экспериментальных данных о механических параметрах моделируемой среды: величине модуля Юнга, коэффициента Пуассона, коэффициентов сжимаемости пород и порового объема. Как хорошо известно, эти величины существенно изменяются в пределах даже ограниченного объёма горных пород.

Поэтому наиболее перспективным является оценка диапазона максимально возможных значений деформаций земной поверхности, на основе феноменологических пороупругих моделей, базирующихся на таких характеристиках геологической среды, точность определения которых является соизмеримой точности проводимых оценок.

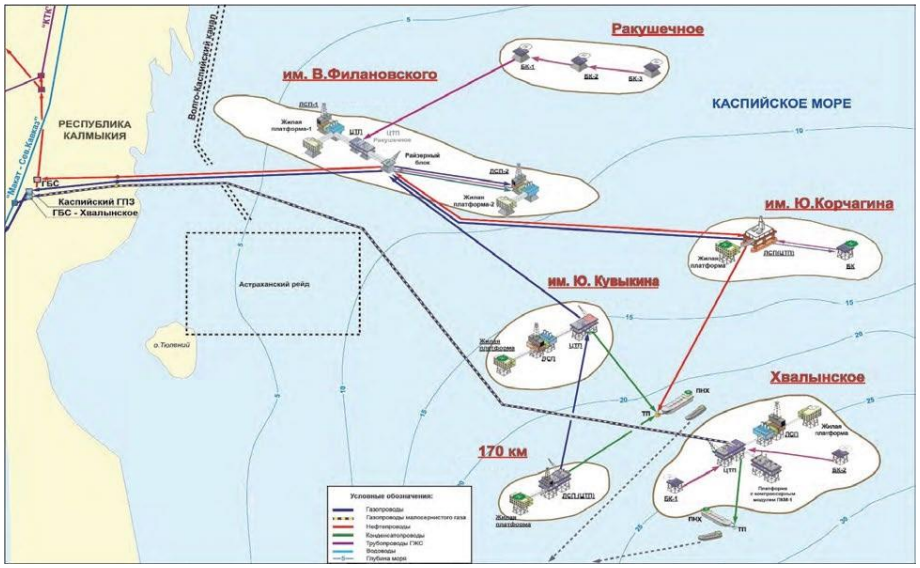


Рисунок 4.3 – Схема обустройства месторождений Северного Каспия

Шельфовое месторождение им. Ю. Корчагина

Основная добыча на месторождении им. Ю. Корчагина осуществляется из двух нефтенасыщенных пластов: Неокомского подъяруса и Волжского яруса. При этом, меньший по горизонтальным размерам Волжский ярус залегает глубже, чем больший Неокомский подъярус.

Для расчета оседаний дна использовалась генетическая модель деформированного пласта в трехмерной постановке. Учитывая, что относительные объемные деформации обоих пластов, которые возникают при снижении пластового давления, имеют величины порядка 10^{-4} – 10^{-5}, то возможно использование линейной суперпозиции смещений и определение суммарного оседания от обоих горизонтов.

При расчете использовались данные приведенные в «Техническом проекте геодинамического полигона нефтегазоконденсатного месторождения им. Ю. Корчагина на континентальном шельфе Каспийского моря», выполненного ФГБУН Институтом Океанологии им. П. П. Ширшова. Изменение пластового давления ΔP в обоих пластах снизилось, в течение года, на 3 атм (0.3 МПа). Сжимаемость порового пространства $\beta_{пор} = 5 \cdot 10^{-4}$ 1/МПа. Коэффициент пористости, в среднем, $m = 0.25$.

Геометрические параметры пластов (округленные до метров) следующие:

Глубина до кровли неокомского подъяруса d_1 = 1758 м. Глубина до подошвы неокомского подъяруса D_1 = 1770 м. Длина пласта (по простиранию) $2a_1$ = 21. 8 км. Ширина $2b_1$ = 6.9 км.

Глубина до кровли Волжского яруса d_2 = 1521 км. Глубина до подошвы Волжского яруса D_2 = 1532 км. Длина пласта (по простиранию) $2a_1$ = 6. 3 км. Ширина $2b_1$ = 2.4 км.

Объемная модель оседаний, полученная в результате расчетов, приведена на рис. 4.4.

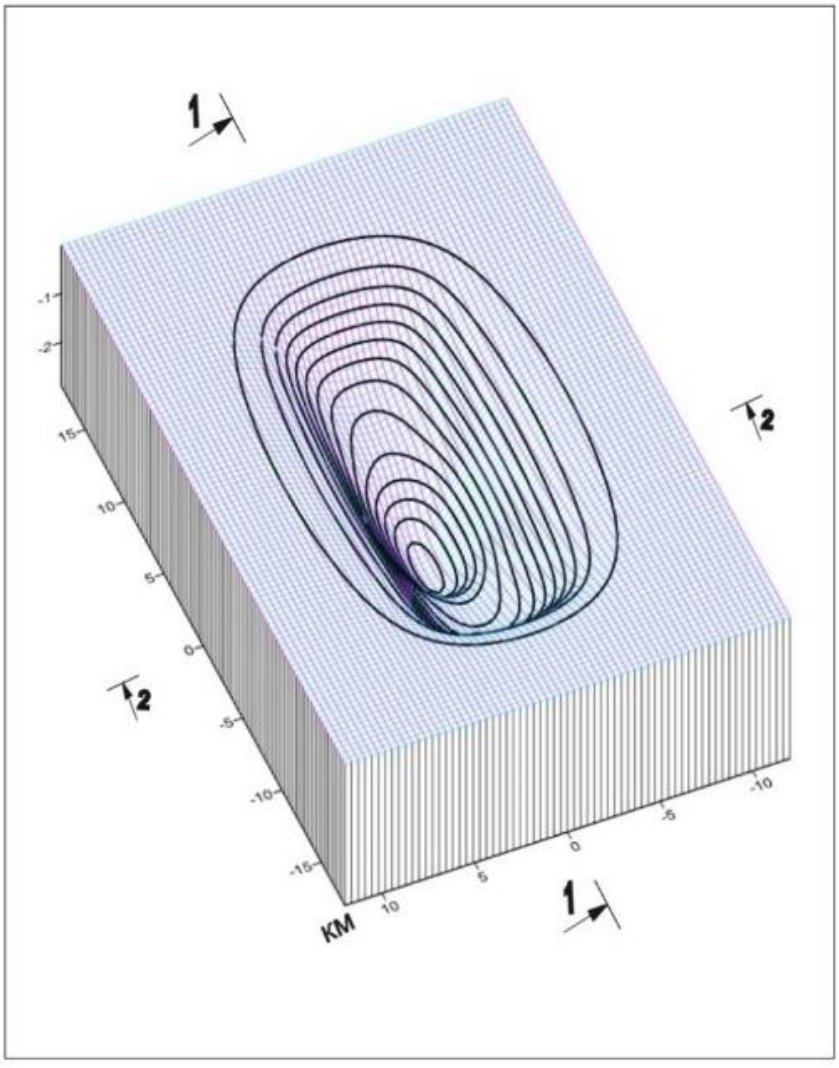


Рисунок 4.4 - Распределение оседаний при падении пластового давления в нефтенасыщенных пластах за период 1.01. 2017 г. – 31.12. 2017 г.

На рис. 4.4. представленыо распределение вертикальных смещений морского дна, которое формируется за период добычи нефтенасыщенных

пластов. Цифрами показаны номера «профилей», вдоль которых построены распределения вертикальных смещений и наклонов дна. Максимальная амплитуда оседаний составляет около 3мм. Из рисунка видно, что влияние меньшего, но более глубокого Волжского яруса, происходит в форме «ступени», которая формирует дополнительное, более локальное оседание.

Для детальной иллюстрации характера вертикальных смещений на рис. 4.5. представлены их распределения вдоль «профилей» 1-1 и 2-2.

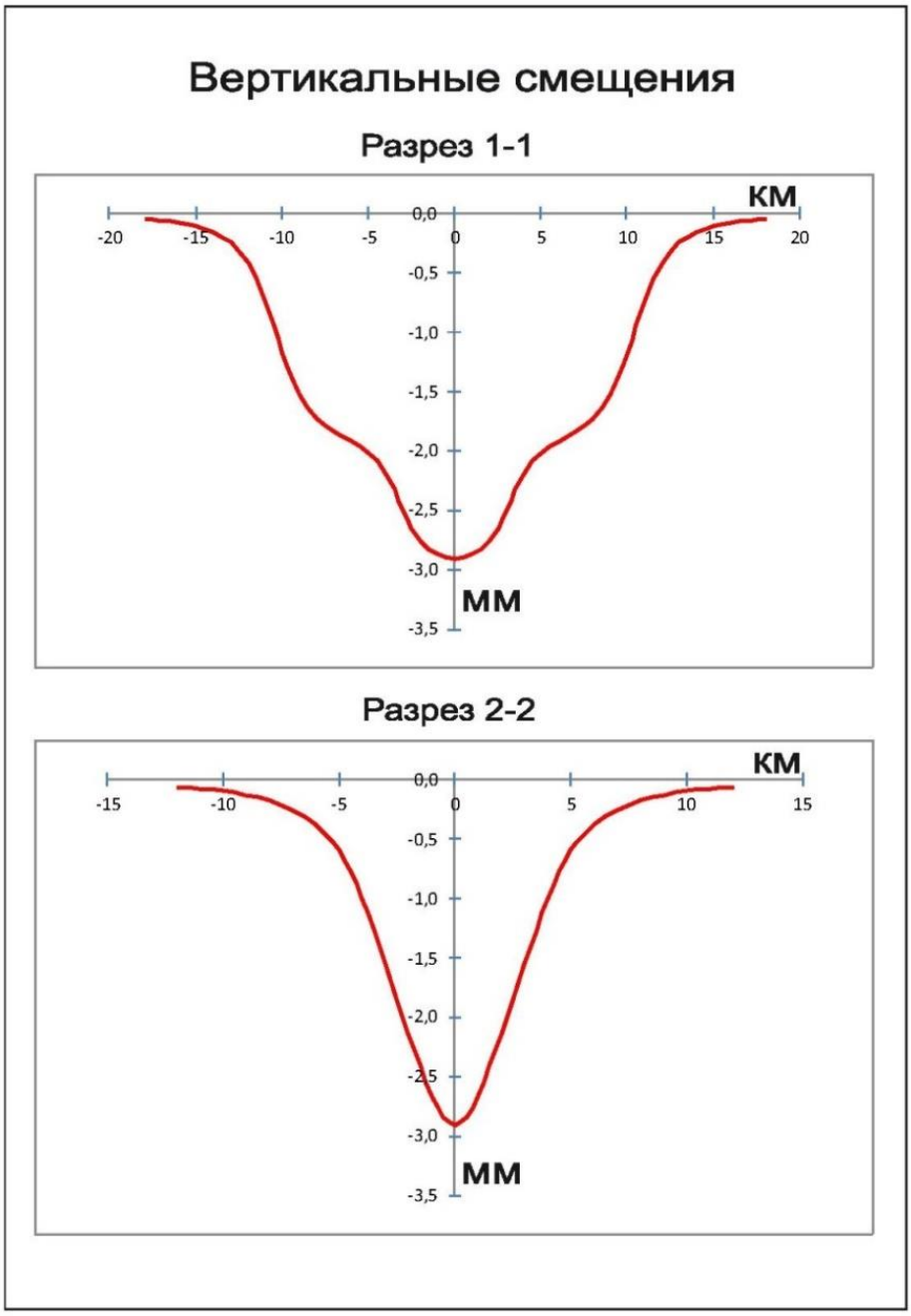


Рисунок 4.5 - Распределение вертикальных смещений вдоль профилей 1-1 и 2-2.

Из рисунка видно, что кривая оседаний, построенная вдоль простирания пласта, имеет сложную форму. На ней отчетливо видно, что в центральной части влияние нижнего пласта изменило плавное поведение кривой. Профиль, построенный вкрест простирания, имеет гладкую форму, т.к. отношение поперечных размеров верхнего и нижнего пласта меньше, чем продольных.

Большой интерес представляет рассмотрение пространственного распределения наклонов земной поверхности, рассчитанного вдоль профилей 1-1 и 2-2. Это важно для сопоставления с инклинометрическими данными.

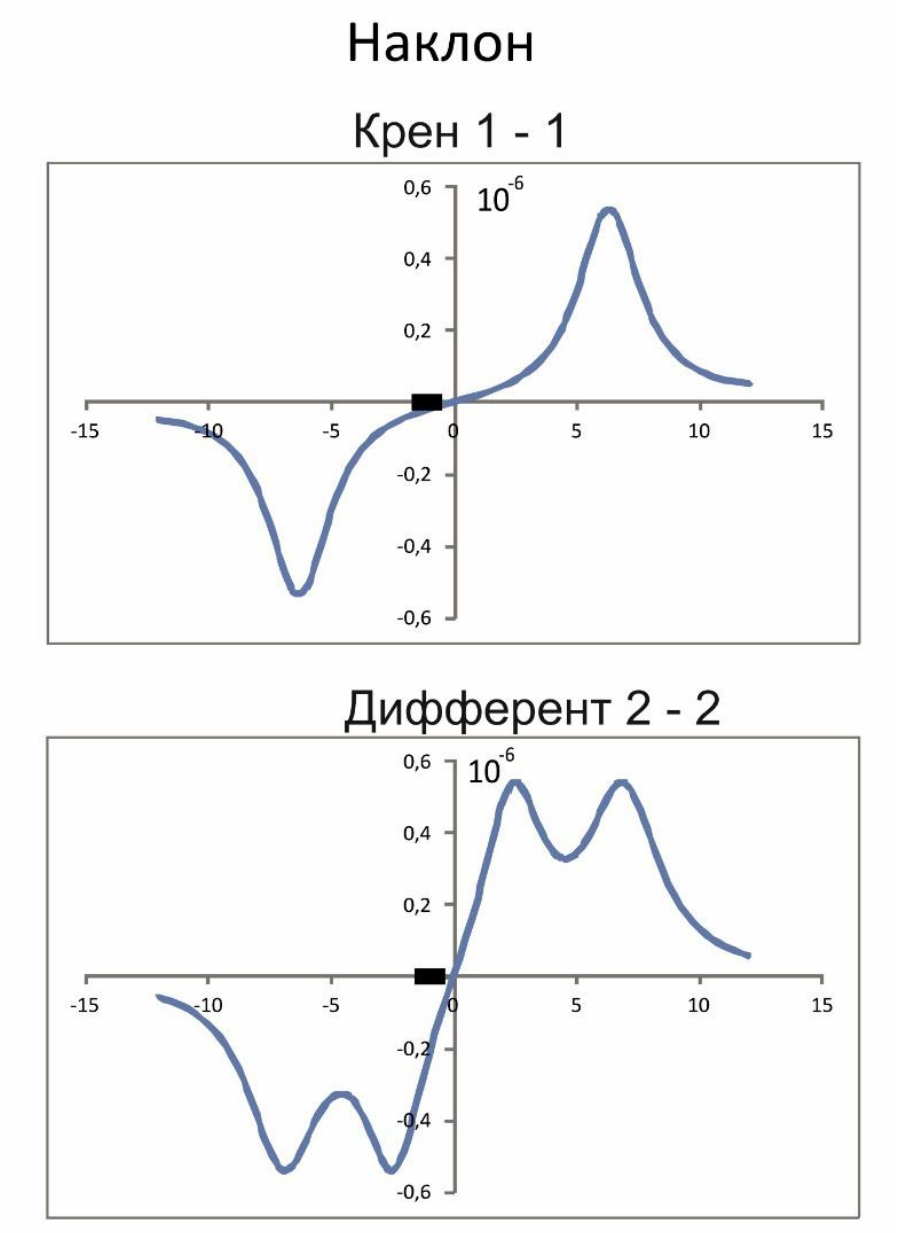


Рисунок 4.6 - Распределение наклонов дна моря вдоль профилей 1-1 и 2-2. Черным прямоугольником отмечено местоположение ЛСП-1.

На шельфовых месторождениях, где добыча осуществляется со специальных морских платформ, для обозначения ориентации наклонов используется «морская» терминология. Так, наклоны, измеренные или посчитанные в направлении между коротким расстоянием между сторонами платформы, именуется креном. Наклоны, измеренные или посчитанные между «носом» и «кормой» платформы, называются дифферентом.

Ориентация платформы по отношению к простиранию пластов такова, что профиль 1-1 означает распределение кренов поверхности, а профиль 2-2 – дифферентов. Из рисунка 4.6. видно, что кривая кренов имеет два экстремума (максимум и минимум), а кривая дифферентов – 4 экстремума. Максимальное изменение кренов (размах от минимума к максимуму) достигает $9.57 \cdot 10^{-7}$, а дифферентов – $8.54 \cdot 10^{-7}$, т.е. примерно 100 угловых миллисекунд. В месте расположения платформы крен, обусловленный добычей, будет равен $9 \cdot 10^{-8}$, что составляет примерно 20 угловых миллисекунд, а дифферент - $6 \cdot 10^{-8}$, что равно примерно 15 угловым миллисекундам.

Поскольку разрешающая способность инклинометров равна 10^{-3} градуса, то, в радианной мере, получается, что $1° = 1.8 \cdot 10^{-2}$. Тогда обусловленные добычей в 2017 году, дифференты и крены изменяются на величины, который в 10^5 раз меньше разрешающей способности инклинометров. Таким образом, можно полагать, что разработка месторождения не привела к значимым кренам и дифферентам платформы.

Следовательно, обусловленные добычей наклоны морского дна не привели к существенной дестабилизации и устойчивости морской добывающей платформы. Таким образом, разработанный комплекс вычислительных процедур позволяет проводить детальный анализ современных геодинамических процессов, обусловленных разработкой месторождения им. Ю. Корчагина в постоянном мониторинговом режиме.

Шельфовое месторождение им. В. Филановского

Основная добыча на месторождении им. В. Филановского на платформах МЛСК-1 и МЛСК-2 осуществляется из Неокомского горизонта. На рис.4.7

представлена схема расположения платформ.

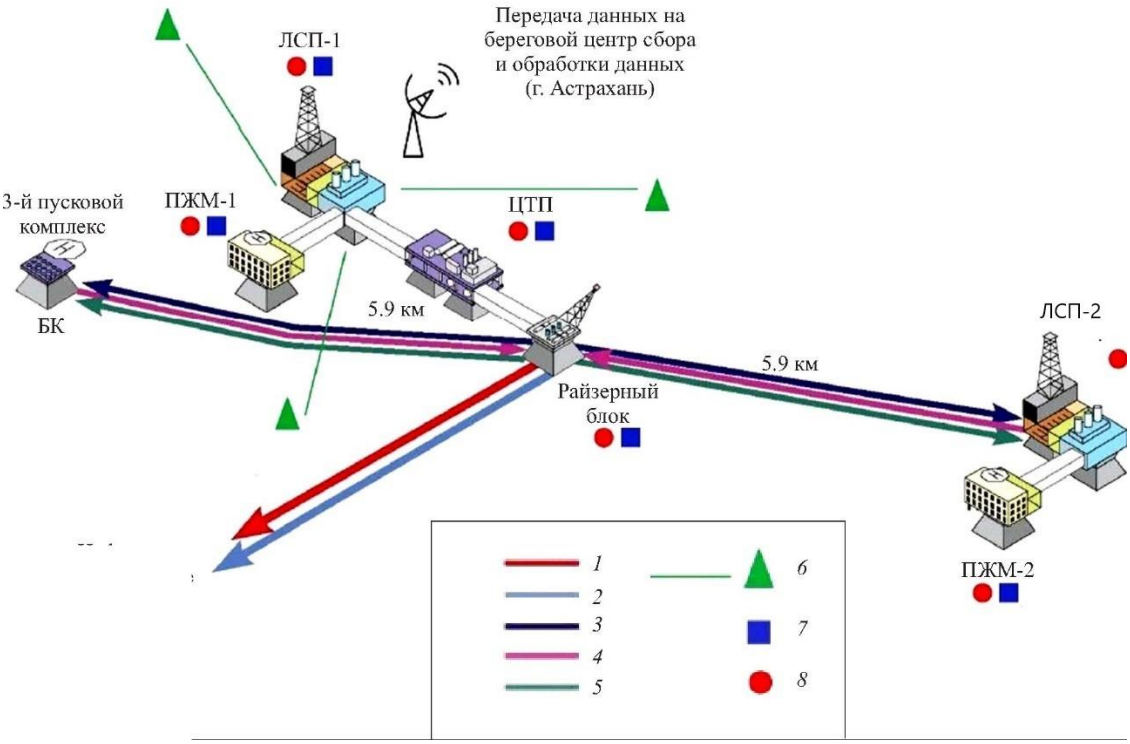


Рисунок 4.7 - Схема расположения платформ и датчиков системы геодинамического мониторинга на морском нефтегазоконденсатном месторождении им. В. Филановского
1 - нефтепровод; *2* - газопровод; *3* - газопровод газлифта; *4* - мультифазный газопровод; *5* - водопровод; *6* - донные сейсмографы и подводные кабельные линии; *7* - блоки инклиномеров; *8* - GPS-приемник

Для расчета оседаний дна использовалась модель пороупругого деформированного пласта в трехмерной постановке. При расчете изменения уровня напряженно-деформированного состояния (НДС) использовались следующие входные параметры. Пластовое давление ΔP снизилось, в течение 2018- 4 квартал 2022 гг. на 1.0 МПа. Сжимаемость порового пространства $\beta_{пор} = 5 \cdot 10^{-3}$ 1/МПа. Коэффициент пористости, в среднем, m = 0.23.

Геометрические параметры пластов (округленные до метров) следующие: Глубина до кровли неокомского горизонта d = 1445 м. Глубина до подошвы D = 1475 м. Длина пласта (по простиранию) 2a = 19.5 км. Ширина 2b = 3. 7 км. Объемная модель оседаний, полученная в результате расчетов, приведена на рис. 4.8.

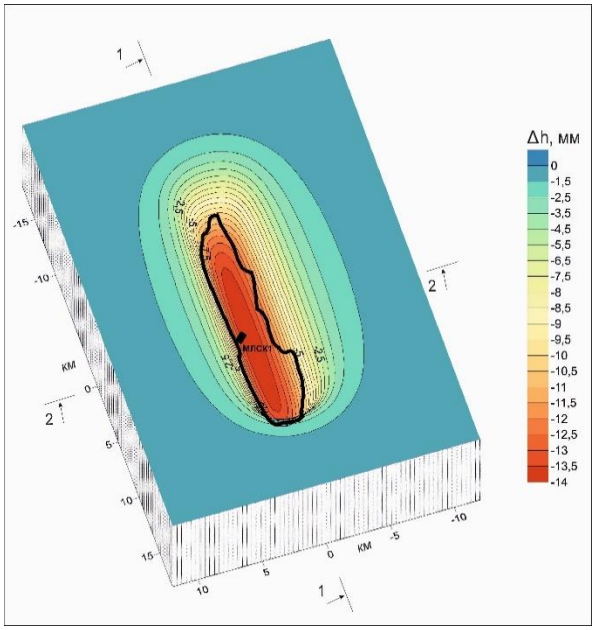


Рисунок 4.8 - Распределение оседаний дна моря при падении пластового давления за период январь 2018 г. – декабрь 2022 г. Черный прямоугольник – местоположение платформы.

На рис. 4.8 представлено распределение оседаний дна моря, которое формируется при разработке. Цифрами показаны номера «профилей», вдоль которых построены распределения вертикальных смещений и наклонов дна. Максимальная амплитуда оседаний достигает величины 13 мм.

Для детальной иллюстрации характера вертикальных смещений на рис. 4.9 представлены их распределения вдоль «профилей» 1-1 (вдоль простирания) и 2-2 (вкрест простирания).

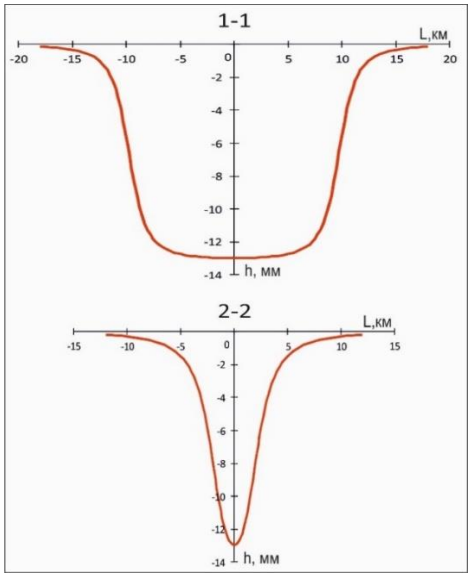


Рисунок 4.9 - Распределение вертикальных смещений вдоль профилей 1-1 и 2-2.

Из рисунка видно, что кривая оседаний, построенная вдоль простирания пласта, имеет более пологую форму. Распределение смещений, построенных вкрест простирания, является более локализованной, что отражает реальную геометрию пласта.

Для того, чтобы оценить особенности пространственной картины распределения наклонов морского дна над всей площадью разрабатываемого пласта на рис. 4.10 показано площадное распределение модуля полного вектора наклона.

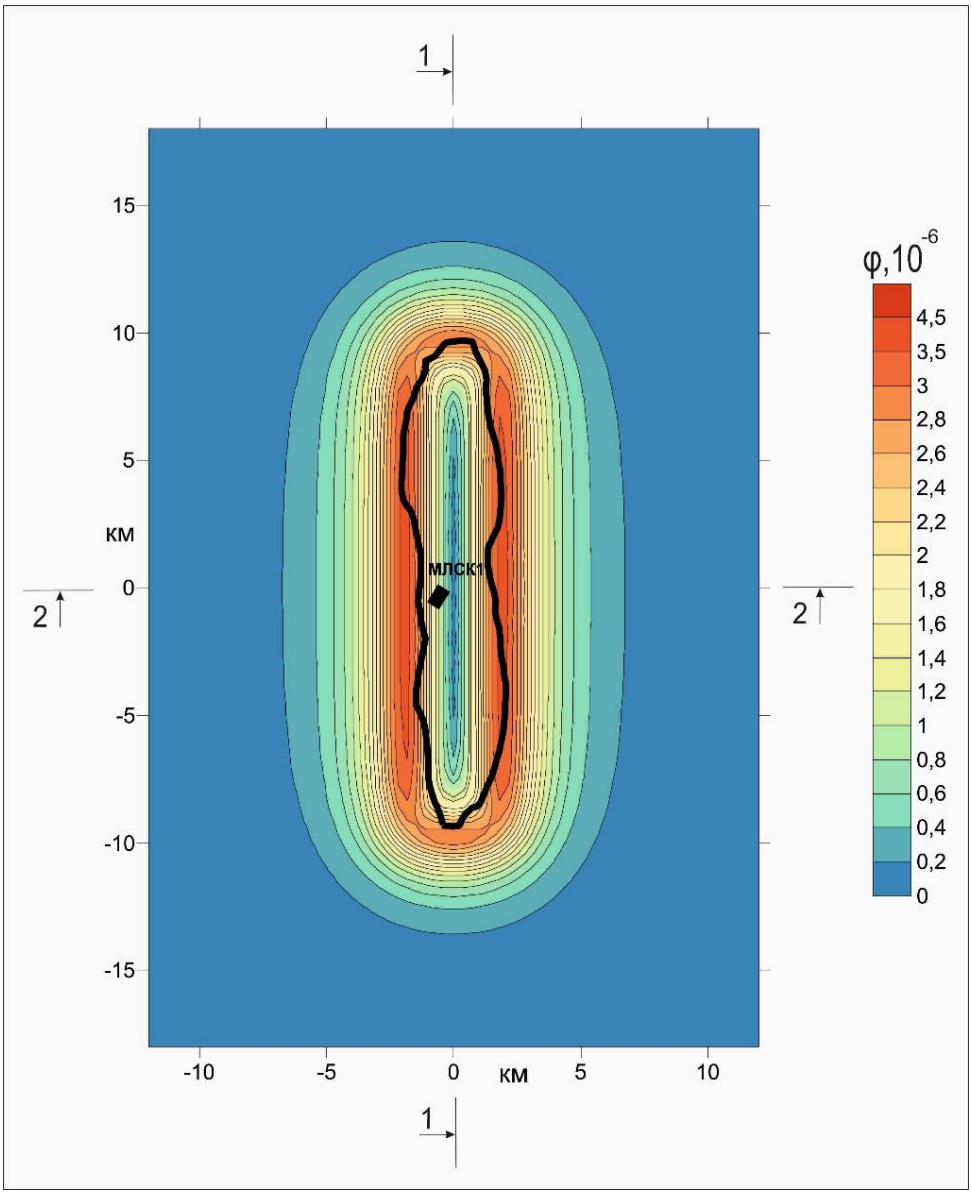


Рисунок 4. 10 - Площадное распределение наклонов дна моря. Черной линией показан контур разрабатываемого пласта. Черным прямоугольником отмечено местоположение платформы.

Большой интерес представляет рассмотрение пространственного распределения наклонов земной поверхности, рассчитанного вдоль профилей 1-1 и 2-2. Это важно для сопоставления с инклинометрическими данными.

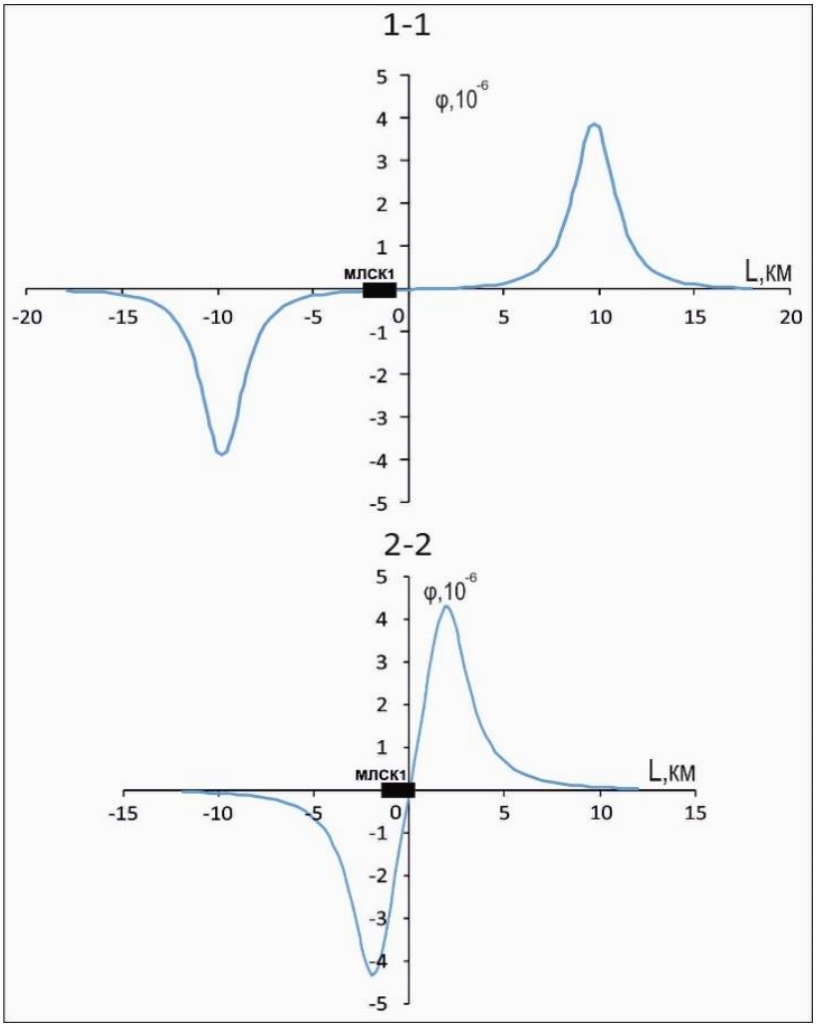


Рисунок 4. 11 - Распределение наклонов дна моря вдоль профилей 1-1 (дифферент) и 2-2 (крен). Черным прямоугольником отмечено местоположение ЛСК-1.

Как отмечалось выше, ориентация платформы по отношению к простиранию пластов такова, что профиль 1-1 направлен под углом 45 градусов к линии простирания пласта и определяет распределение кренов поверхности, а профиль 2-2 – направлен под углом 45 градусов к линии пересекающей простирание пласта и определяет значения дифферентов. В этой связи была проведена редукция полученных значений наклонов к направлениям «крена» и «дифферента». Поэтому величины наклонов, представленные на рис.4.11, изменены на соответствующие величины.

Из рисунка видно, что кривая дифферентов имеет два экстремума

(максимум и минимум), которые отстоят друг от друга на расстоянии около 20 км. Область минимального изменения наклонов (дифферент) имеет размер порядка 10 км. Иными словами, практически на всем простирании пласта дифференты, обусловленные падением пластового давления, не изменяются. Максимальное изменение дифферентов (размах от минимума к максимуму) достигает $8 \cdot 10^{-6}$ (1.6 угловых секунд) причем экстремумы проявляются практически сразу за контуром пласта.

График распределения кренов также имеет два экстремума, но расстояние между ними составляет 4 км. Максимальные изменения достигают – $8.4 \cdot 10^{-6}$, т.е. примерно 1.68 угловые секунды.

В месте расположения платформы дифферент, обусловленный добычей, буден равен $0.1 \cdot 10^{-6}$, что составляет примерно 0.02 угловых секунды, а крен – $1.2 \cdot 10^{-6}$, что равно примерно 0. 24 угловых секунд.

Поскольку разрешающая способность инклинометров равна 10^{-3} градуса, то, в радианной мере, получается, что $1° = 1.8 \cdot 10^{-2}$. Таким образом, можно считать, что разработка месторождения за отчетный период времени не привела к значимым кренам и дифферентам платформы.

Для расчета деформационной устойчивости платформы МЛСК-2 за отчетный период использовались следующие параметры: изменение пластового давления ΔP снизилось, в течение 60 месяцев (1 квартал 2018 г. – 4 квартал 2022 г.), на 2.4 МПа. Сжимаемость порового пространства $\beta_{пор} = 5 \cdot 10^{-3}$. Коэффициент пористости, в среднем, $m = 0.23$.

Объемная модель оседаний, полученная в результате расчетов, приведена на рис. 4.12. Как видно, максимальная амплитуда оседаний достигает величины в 30 мм.

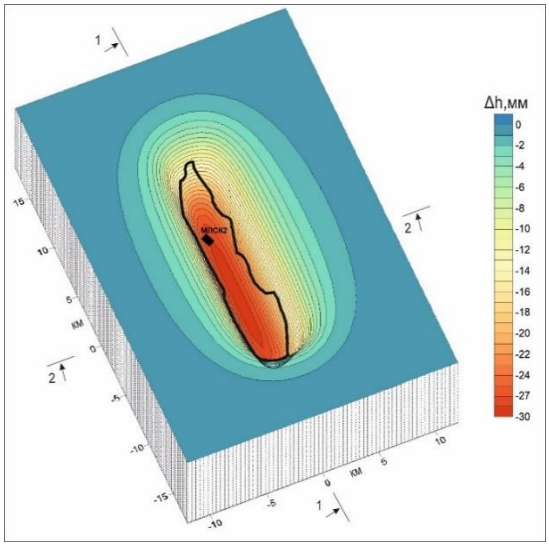


Рисунок 4.12 - Распределение оседаний дна моря при падении пластового давления за период январь 2018 г. – декабрь 2022 г. Черным прямоугольником – местоположение платформы.

На рис. 4.12 представлено распределение оседаний дна моря, которое формируется при разработке. Цифрами показаны номера «профилей», вдоль которых построены распределения вертикальных смещений и наклонов дна. Максимальная амплитуда оседаний достигает величины в 30 мм.

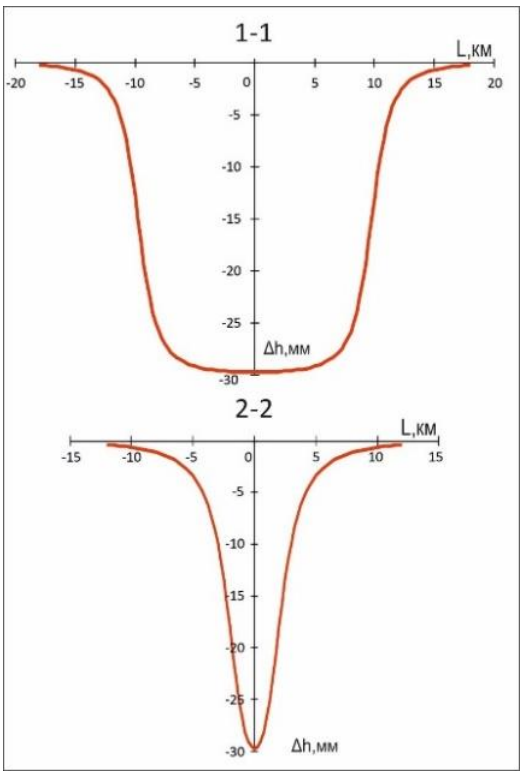


Рисунок 4.13 - Распределение вертикальных смещений вдоль профилей 1-1 и 2-2.

Для детальной иллюстрации характера вертикальных смещений на рис. 4.13 представлены их распределения вдоль «профилей» 1-1 (вдоль простирания пласта) и 2-2 (вкрест простирания пласта).

Из рисунка видно, что кривая оседаний, построенная вдоль простирания пласта, имеет более пологую форму. Распределение смещений, построенных вкрест простирания, является более локализованной, что отражает реальную геометрию пласта.

Из анализа площадной картины следует, что наклоны морского дна в месте расположения платформы, обусловленные разработкой месторождения, имеют величины на уровне первых единиц 10^{-6}. (Рис.4.14)

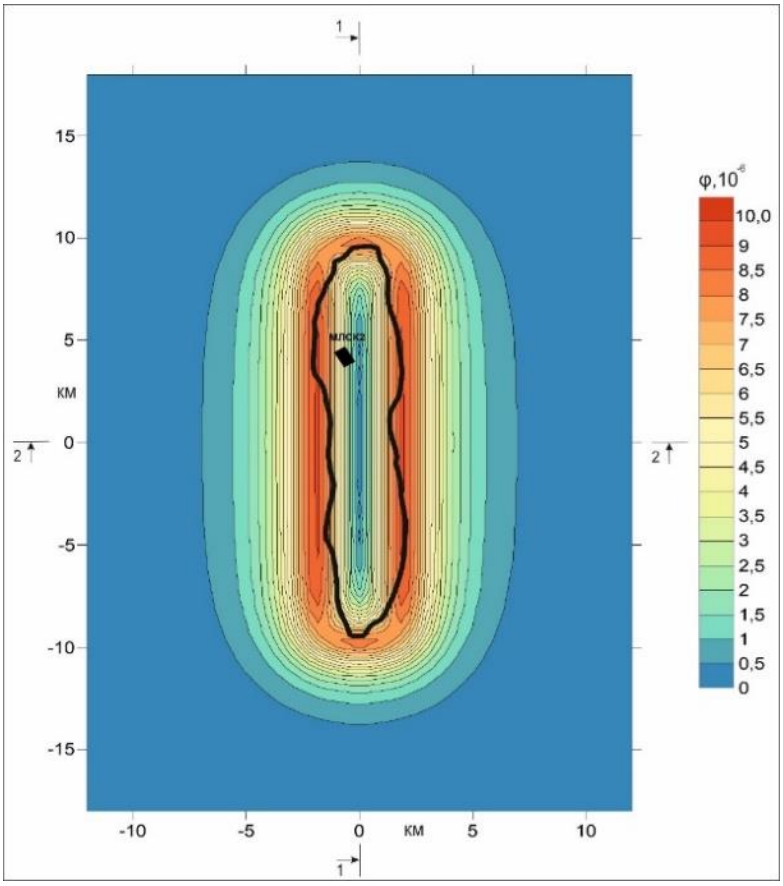


Рисунок 4. 14 - Площадное распределение наклонов дна моря. Черной линией показан контур разрабатываемого пласта. Черным прямоугольником отмечено местоположение платформы.

На рис.4.15 представлены распределения наклонов земной поверхности, рассчитанного вдоль профилей 1-1 и 2-2. Это важно для сопоставления с инклинометрическими данными.

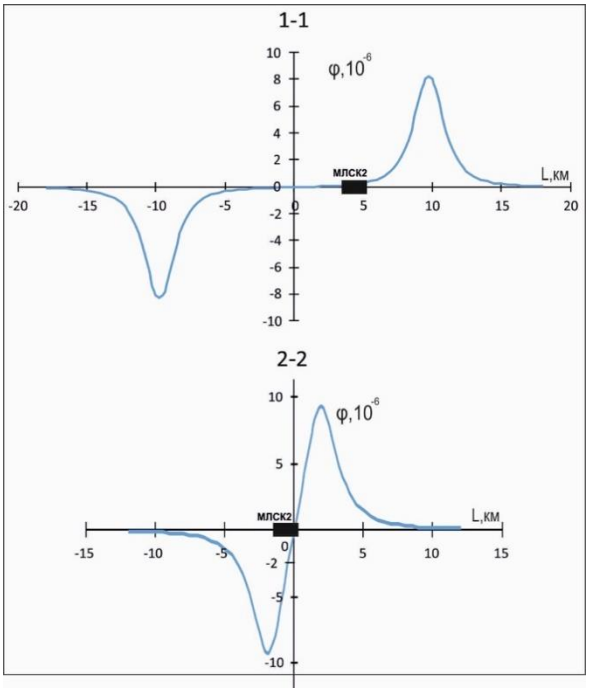


Рисунок 4.15 - Распределение наклонов дна моря вдоль профилей 1-1 (дифферент) и 2-2 (крен). Черным прямоугольником отмечено местоположение платформы МЛСК-2.

Из рисунка видно, что кривая дифферентов имеет два экстремума (максимум и минимум), которые отстоят друг от друга на расстоянии около 20 км. Область минимального изменения наклонов имеет размер порядка 10 км. Иными словами, практически на всем простирании пласта дифференты, обусловленные падением пластового давления, не изменяются. Максимальное изменение дифферентов (размах от минимума к максимуму) достигает 19.0 $\cdot 10^{-6}$ (3.8 угловых секунд) причем экстремумы проявляются практически сразу за контуром пласта.

График распределения кренов также имеет два экстремума, но расстояние между ними составляет 4 км. Максимальные изменения достигают – $20 \cdot 10^{-6}$, т.е. 4.0 угловые секунды.

В месте расположения платформы дифферент, обусловленный добычей, буден равен 0. $4 \cdot 10^{-6}$, что составляет примерно 0.08 угловых секунд, а крен – $2 \cdot 10^{-6}$, что равно примерно 0.4 угловым секундам.

Поскольку разрешающая способность инклинометров равна 10^{-3} градуса, то, в радианной мере, получается, что $1° = 1.8 \cdot 10^{-2}$. Тогда получается,

что обусловленные добычей, расчетные дифференты и крены изменяются на величины, который в 10^4 раз меньше разрешающей способности инклинометров.

Таким образом, можно полагать, что разработка месторождения за отчетный период времени не привела к значимым кренам и дифферентам платформ.

4.3. Примеры оценки геодинамической опасности объектов инфраструктуры нефтегазовых месторождений.

Ромашкинское месторождение

Известно, что основными явлениями в современной геодинамике являются деформационные и сейсмические процессы, а также взаимосвязанные с ними вариации геофизических и флюидо–геохимических полей. Сейсмичность также относят к современной геодинамике. Современная геодинамика активных разломов изучается, как в сейсмоактивных, так и в асейсмичных регионах. Однако, если в сейсмоактивных регионах выявленные разломы уже самим фактом своего существования представляют потенциальную активность или угрозу, то в платформенных, слабосейсмичных регионах это не является очевидным. Особенно это касается современных движений земной поверхности в зонах разломов [55; 57; 40].

Для того чтобы определить критерий опасности разлома, необходимо дать оценку скорости относительных горизонтальных деформаций и наклонов земной поверхности в его окрестности. При достижении этих скоростей предельных деформационных значений, обозначенных в нормативных документах, за период эксплуатации месторождения, разлом классифицируют как «опасный».

В ряде нормативных документов предельно допустимые, за весь период эксплуатации сооружений, относительные деформации не должны превышать: горизонтальное сжатие или растяжение $–10^{-3}$, наклон – $3 \cdot 10^{-3}$, неравномерность осадок земной поверхности – $6 \cdot 10^{-3}$. Эти величины относительных деформаций

названы опасными. Очевидно, что если среднегодовые скорости относительных деформаций достигают величин порядка $5 \cdot 10^{-5} – 10^{-4}$ в год, то зоны разломов, в пределах которых они выявлены, представляют собой зоны повышенной геодинамической опасности, поскольку за период эксплуатации объекта (обычно 50 – 100 лет) уровень накопленной относительной деформации может достигнуть нормативных (опасных) значений [31; 32]. Таким образом, именно в зонах опасных разломов и формируются области повышенной геодинамической опасности, представляющие угрозу для объектов нефтегазового комплекса.

Что касается обширных просадок земной поверхности при разработке пластов месторождений, обзор в 1 главе показывает, что амплитуды величиной в несколько метров и, тем более, десятков метров, представляют собой крайне редкое явление. В подавляющем большинстве случаев обширные просадки не формируют опасные деформации, которые указаны в нормативных документах.

В предыдущем параграфе была дана оценка градиента смещений (наклона земной поверхности) для месторождения им. Корчагина. Однако, на шельфовых месторождениях не ведутся геодезические измерения по понятным причинам.

Поэтому, важно оценить предложенный подход на примере материкового месторождения, в данном случае на одном из полигонов территории Ромашкинского месторождения Татарстана [63].

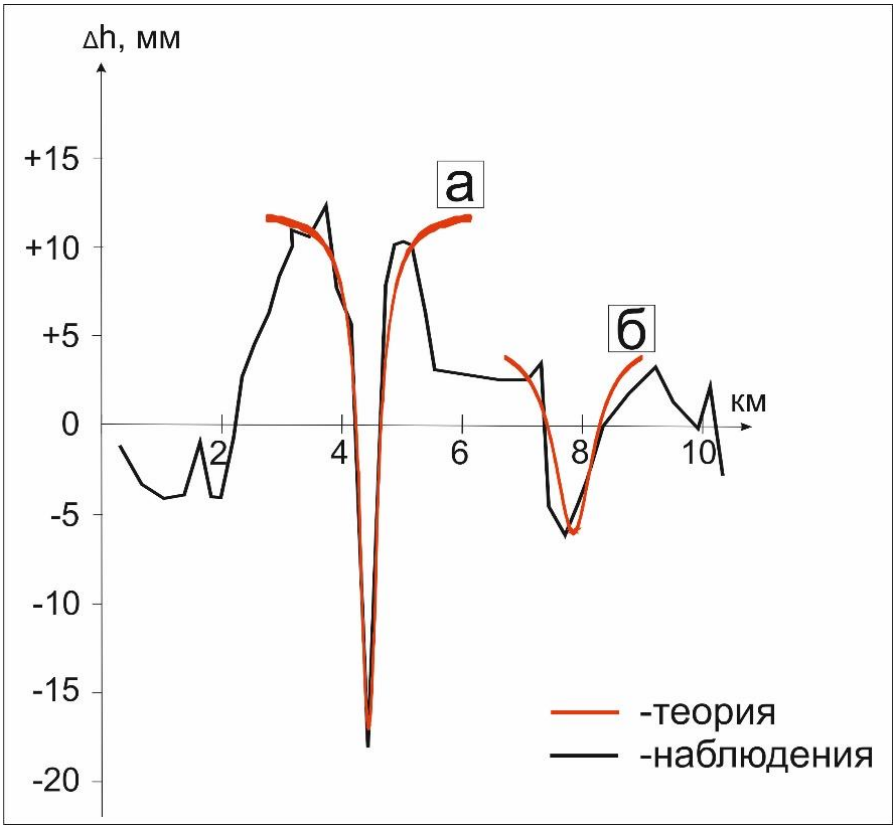


Рисунок 4.16 - Вертикальные смещения земной поверхности по профилю 1-1 геодинамического полигона Ромашкинского месторождения.

Один из нивелирных профилей (условно 1-1) длиной 10 км., пересекающий две разломные зоны, по результатам многочисленных повторных наблюдений 2 класса, выявил две аномалии типа γ (рис.4.16). Используя параметрическую (индуцированной) модель раздвиговых разломов, зная петрофизические свойства пород и график изменения пластовых давлений, было проведено математическое моделирование.

Целью задачи ставилось получить теоретические кривые максимально схожие с наблюдаемыми, подбирая ширину модели разлома и глубину его залегания. То есть вновь решалась обратная задача. Затем, используя подобранные параметры модели активного разлома, решалась прямая задача и был вычислен горизонтальный градиент модельных вертикальных смещений (наклон) земной поверхности (рис.4.17 а, б.) для обеих аномалий γ.

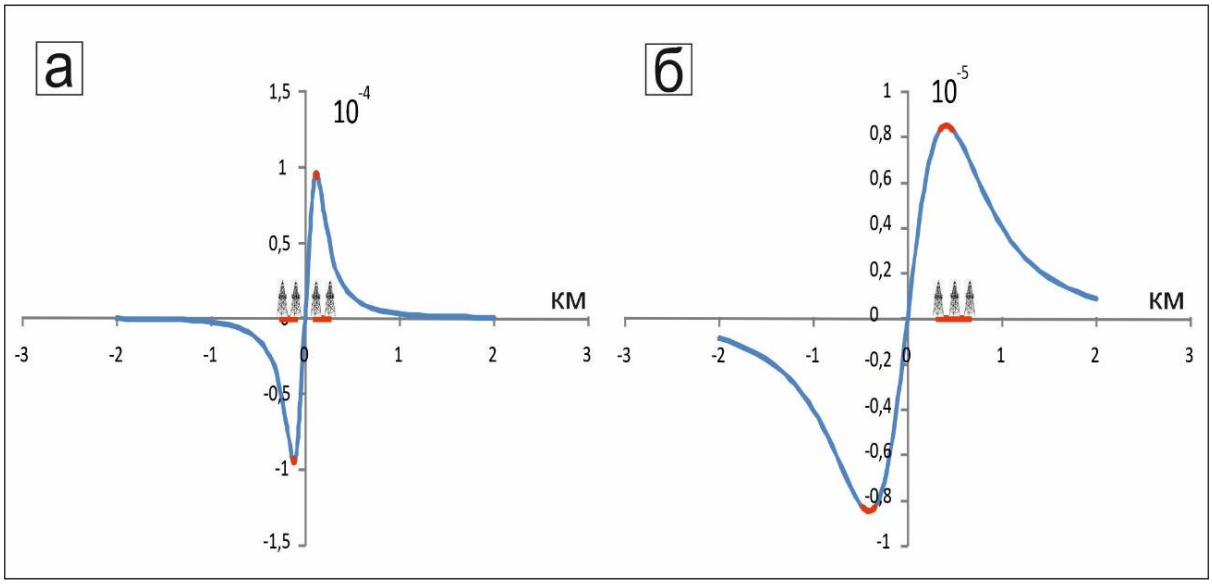


Рисунок 4.17 - Наклоны земной поверхности по профилю 1-1 в местах разломных зон.

Из рисунка видно, что максимальные значения градиентов достигают величин порядка 10^{-4} -10^{-5}. Это означает, что в этих зонах имеет место повышенная геодинамическая опасность так как период эксплуатации объектов нефтегазового комплекса обычно равен 50-100 лет. Доказательством этого утверждения, в данном примере служит аварийность скважин (искривление их стволов). На рисунке 4.17 видно, что аварийные скважины расположены именно в зонах максимальных значений горизонтальных градиентов вертикальных смещений (наклонов) земной поверхности.

Можно, конечно, оценить градиенты и по наблюдаемой кривой. Например, просто разделить амплитуду аномалии на ее ширину. Но такой метод имеет существенные погрешности. В данном случае погрешности достигали несколько десятков процентов от величины градиента. Более того, при таком подходе невозможно разделить градиенты от сдвиговых и раздвиговых разломов.

Таким образом, аналитический метод расчета градиентов является более эффективным при идентификации областей повышенной геодинамической опасности объектов обустройства месторождений УВ.

Расчет оседаний Чаяндинского месторождения с учетом изменения петрофизических свойств.

Во второй главе при описании теоретических основ генетической модели деформированного пласта, было указано на необходимость учета изменения петрофизических свойств во времени. Так как этот параграф посвящен оценке геодинамической опасности, важно понимать и принимать во внимание факторы, влияющие на точность оценки. [9; 10; 11; 12; 14] Одним из таких факторов и является учет изменения петрофизических свойств и, в частности, коэффициента сжимаемости порового пространства пласта-коллектора во времени.

При проведении модельных оценок возникает ситуация, когда детальные расчеты основаны на ограниченном массиве экспериментальных данных о механических параметрах моделируемой среды: величине модуля Юнга, коэффициента Пуассона, коэффициентов сжимаемости пород и порового объема. Зачастую исследователи не учитывают тот факт, что по ходу разработки месторождения и снижения со временем давления флюида в пласте, механические параметры пород пласта, также могут изменяться, и значительно влиять на расчетную (прогнозируемую) величину оседаний. В целях более точного прогноза при расчете оседаний были учтены изменения пористости и сжимаемости порового пространства, сопровождающие рост эффективного давления при разработке месторождения [19; 73]. Для этого были проанализированы результаты лабораторных исследований петрофизических параметров образцов горных пород, залегающих на исследуемых нами глубинах [15; 17; 20]. Экспериментальные исследования позволяли непосредственно измерить объём поровой жидкости, выдавливаемой из образца, при увеличении его всестороннего обжатия и рассчитать не только изменения пористости, но и оценить объёмную деформацию образца [16; 18; 20; 21]. Она рассчитывалась с учетом того известного факта, что сжимаемость скелета горной породы на несколько порядков отличается от сжимаемости его порового пространства.

Пористость в условиях, моделирующих пластовые условия ($m_{пл}$), определялась, учитывая объём жидкости, вытесненной из порового пространства образца, на основе формулы (4.1):

$$m_{пл} = m_{atm} - \Delta Vpor / V \quad (4.1)$$

где, m_{atm} – коэффициент пористости в атмосферных условиях, %; $\Delta Vpor$ – объём поровой жидкости, выдавливаемой из образца (изменение объёма пор), см^3; V – объём образца, см^3.

Сжимаемость порового пространства *Bpor* определялась по формуле (4.2):

$$Bpor = (\Delta Vpor/Vpor)/\Delta Peff \quad (4.2)$$

где, $\Delta Vpor$ – изменение объёма порового пространства, см^3 (объём поровой жидкости, выдавливаемой из образца); *Vpor* - объём порового пространства образца, см^3; $\Delta Peff$ – изменения эффективного давления, ГПа.

Полученные экспериментальные данные об изменениях пористости (4.1) позволили рассчитать изменения плотности образцов и сжимаемости его порового пространства (4.2). Результаты измерения скоростей упругих продольных и поперечных волн использовались для оценки динамического модуля объёмного сжатия исследуемых образцов. Значения исследованных параметров (пористости *m*, сжимаемости порового пространства B_{por}, скоростей упругих продольных волн V_p) исследуемых образцов, полученные при текущих значениях эффективного давления позволили получить зависимости изменения их средних значений от эффективного давления (P_{eff}^-) в пласте.

Чаядинское нефтегазоконденсатное месторождение Восточной Сибири представлено тремя продуктивными пластами. Для расчета были использованы следующие параметры продуктивных газонасыщенных пластов, моделирующие соответствующие геолого-структурные характеристики месторождения: ботуобинский пласт: 2а=40 км, 2в=80 км, D-d=7,1 м, H=1,30 км; хамакинский пласт: 2а=60 км, 2в=115 км, D-d=12,2 м, H=1,23 км; талахский пласт: 2а=60 км, 2в=85 км, D-d=23,4м, H=1,34 км.

Анализ петрофизических параметров показал, что средняя величина коэффициента пористости при изменении давления на 10 МПа снизится с 8,976% до 8,933% т.е. на 0,043 абсолютных процента, а коэффициент сжимаемости порового пространства снизится с 2,844 до 2,865 1/ГПа, т.е. на 0,160 1/ГПа. Оседания земной поверхности, которые можно ожидать при длительной разработке продуктивных пластов, были смоделированы для двух промежутков времени: с 2020 до 2037г при ΔP= 5 МПа (рис. 4.16.) и с 2020 до 2053 года при ΔP= 10 МПа (рис. 4.18.).

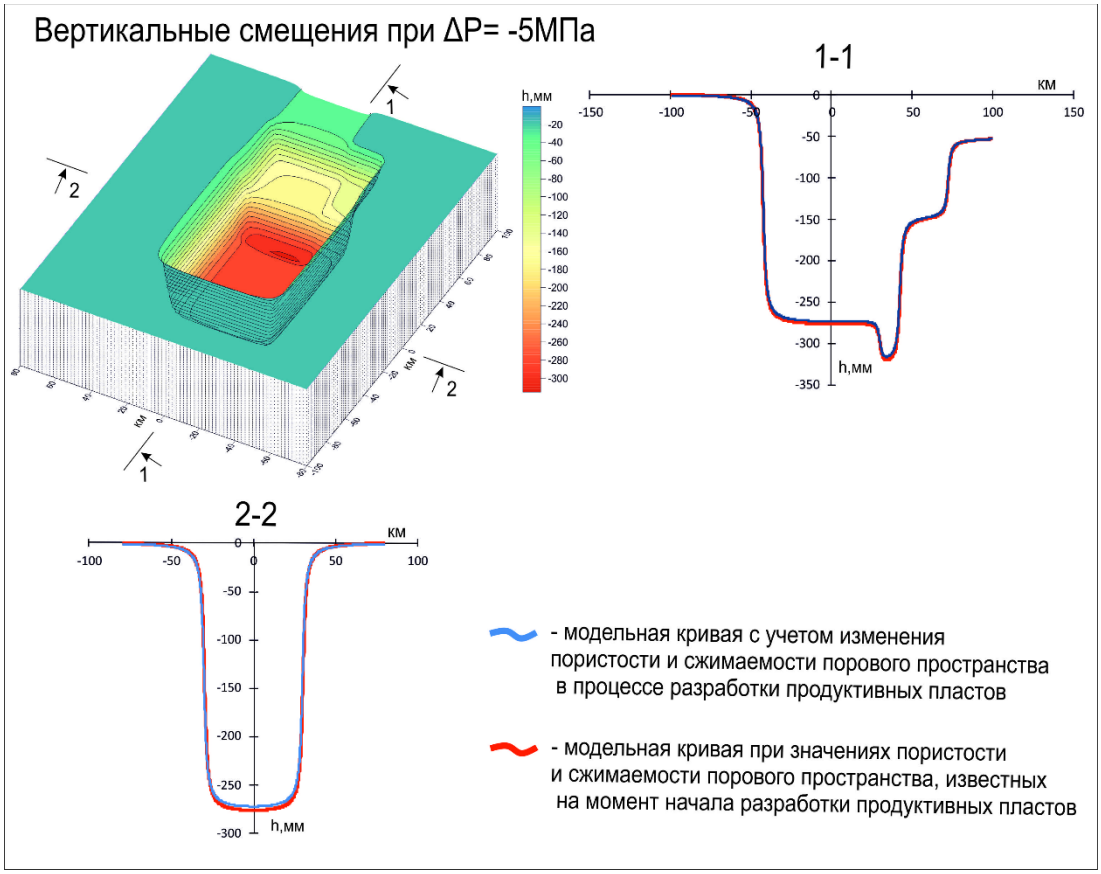


Рисунок 4.18 - Моделирование вертикальных смещений при Δ*Ppor* =-5 МПа

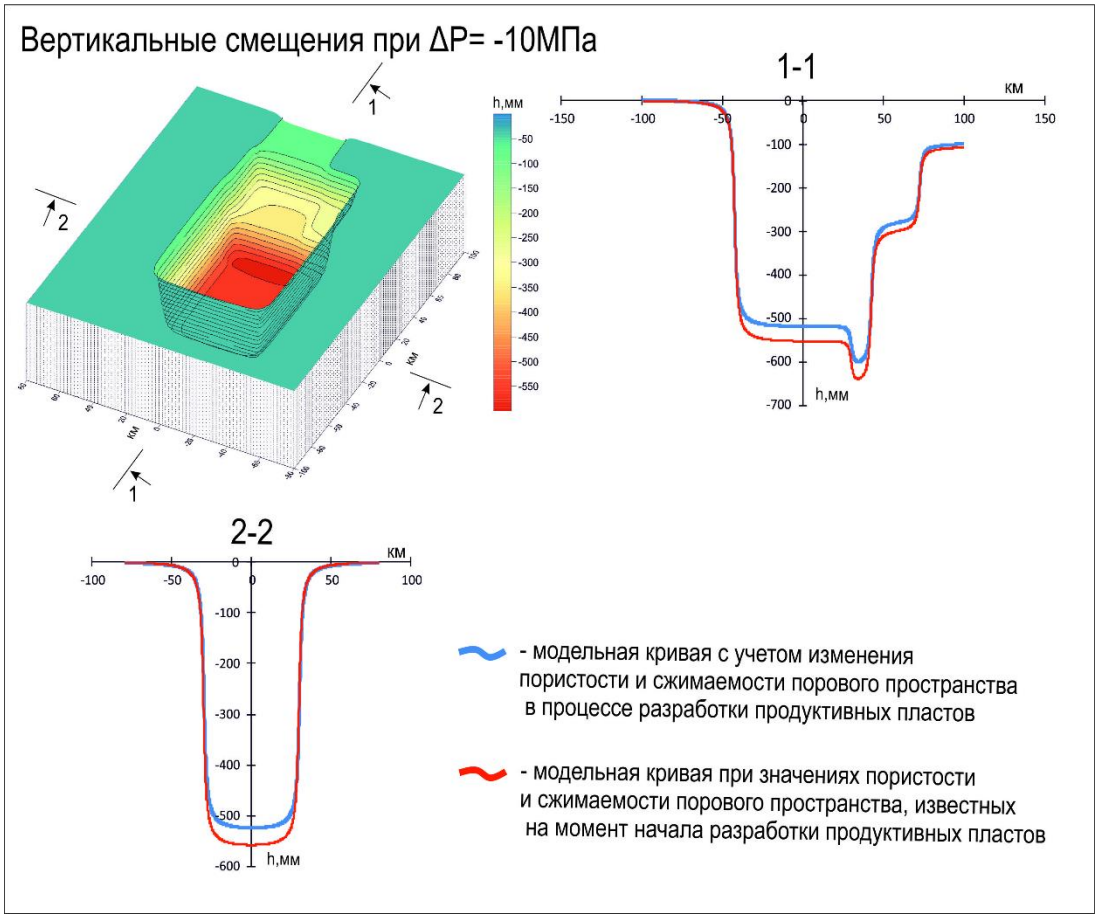


Рисунок 4.19 - Моделирование вертикальных смещений при Δ*Ppor* =-10 МПа

В первом случае, при снижении пластового давления на 5 МПа, были получены оценки вертикальных смещений максимальной амплитудой до 275…330 мм при падении пластового давления с 13 до 8 МПа к 2037 году, то есть через 17 лет от начала разработки месторождения.

Во втором случае оценка вертикальных смещений при изменении давления на 10 МПа от начала разработки, даёт величины 510…600мм спустя 33 года. Моделирование показало, что разница между максимальными амплитудами смещений для двух рассматриваемых случаев существенна и имеет накопительный характер. Если к 2037 году она будет составлять порядка 1-5 мм (рис.4.19.), то уже к 2053 году расхождение достигает величины 30-35мм.

Это означает, что при расчетах вертикальных смещений (оседаний) на месторождениях, важно учитывать изменения во времени коэффициентов пористости и сжимаемости порового пространства. Иначе, при оценке

промышленной безопасности объектов, будут прогнозироваться значительно завышенные ожидания геодинамических рисков. Так как оценка геодинамической опасности дается на основе градиентов смещений [1], при моделировании оседаний земной поверхности необходимо учитывать все меняющиеся факторы в процессе разработки месторождений, для получения более точного конечного результата.

Расчет оседаний месторождения сверхвязкой нефти юго-востока Татарстана.

Геодинамический полигон одного из юго-восточных месторождений ПАО «Татнефть» начал создаваться в 2008 году с организации нивелирной сети наблюдений. На начальном этапе были заложены 2 нивелирных профиля, пересекающихся в центральной части месторождения (рис.4.20). Один из них протягивается вдоль длинной оси поднятия (профиль 1-1), второй, менее протяженный профиль, ориентирован вкрест простирания структуры (профиль 2-2). Позднее был заложен профиль 3-3, состоящий из совокупности линий замыкающихся в неправильный многоугольник, что позволило охватить площадку обустройства месторождения.

С 2009 по 2012 гг. было выполнено сгущение нивелирной сети и, к настоящему времени, геодинамический полигон представляет собой систему замкнутых нивелирных ходов, со сгущением пунктов наблюдения в центральной части месторождения. Всего заложено 48 грунтовых реперов с дополнительным включением в сеть 8 скважин и 5 пунктов спутниковых наблюдений. Общая длина нивелирных профилей составляет около 20 пог.км. На текущий момент времени выполнено 18 циклов наблюдений.

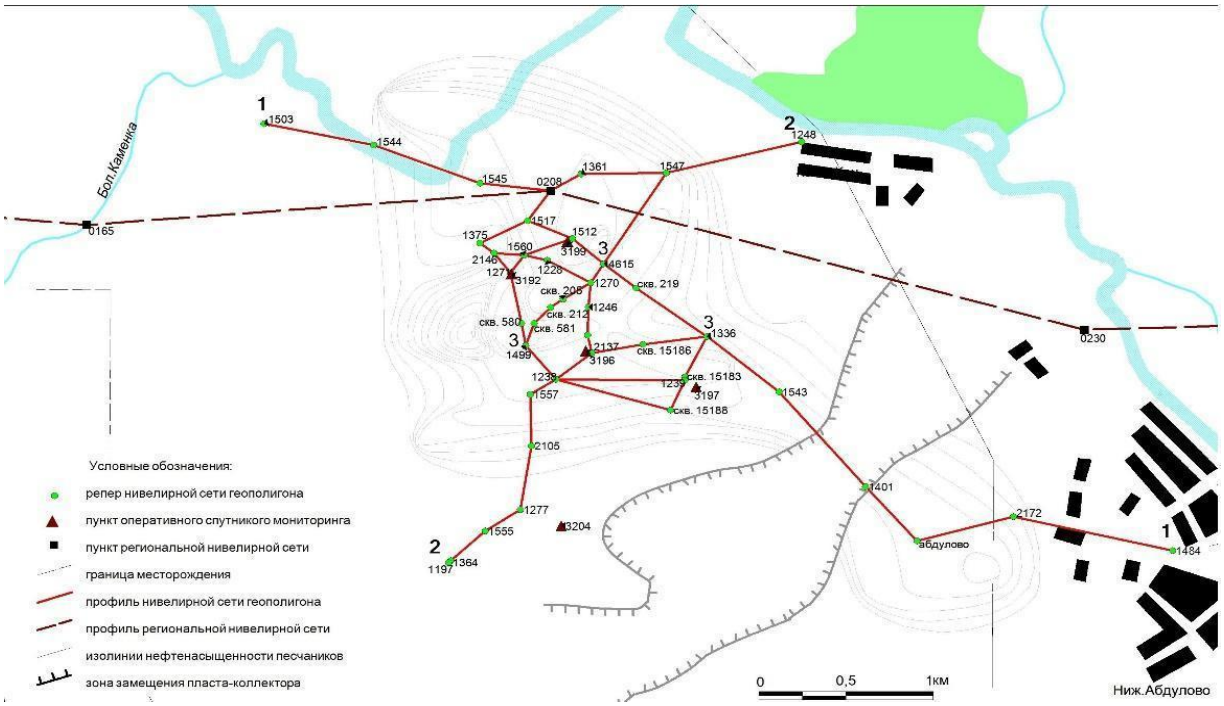


Рисунок 4.20 - Схема нивелирной сети локального полигона месторождения сверхвязкой нефти.

Подобное построение сети позволяет отслеживать начальную фазу формирования возможных аномальных деформационных процессов - обширных просадок территории месторождения и локальных деформаций земной поверхности. Кроме того, данная конфигурация максимальным образом учитывает особенности расположения объектов, предусмотренных проектом обустройства.

Измерения на локальном геодинамическом полигоне на месторождении сверхвязкой нефти с 2009 года выполнялись строго 2 раза в год. Результат анализа данных вертикальных смещений по профилям 1-1 и 2-2 показан на рисунках 4.19 и 4.20. Профиль 3-3 не учитывался в анализе, так как он создан для замыканий линий профиля 1-1 и 2-2.

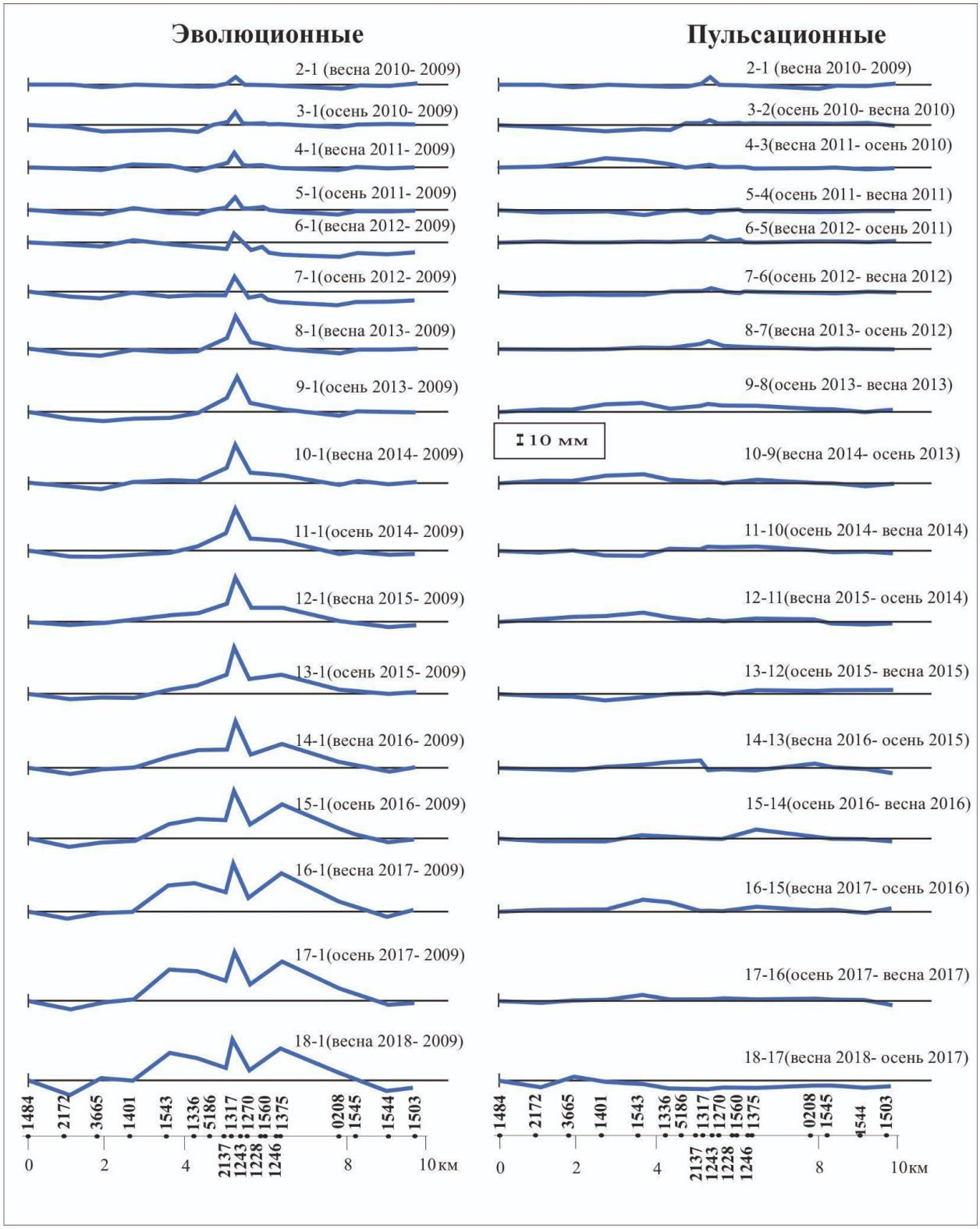


Рисунок 4.21 - Эволюционные и пульсационные графики вертикальных смещений по профилю 1-1.

Как видно из рис. 4.21 на данном профиле имеются два типа аномалий. Локальный изгиб вверх, который по форме напоминает аномалию типа γ с максимальной, накопленной амплитудой 40 мм с центром в окрестности

репера № 1243. Эта аномалия накапливалась с 1 по 10 цикл наблюдений, а в последующий интервал времени значимых смещений в этой части профиля не наблюдалось.

Учитывая ширину локальной аномалии, была проведена оценка среднегодовой скорости относительных деформаций локального изгиба, которая оказалась равна $2.3 \cdot 10^{-5}$ в год. Скорее всего в этом месте расположена зона современного активного (опасного) разлома.

Обширный изгиб вверх который наблюдается в центральной части профиля (от репера № 2172 до репера № 1544) и имеет максимальную, накопленную амплитуду 60 мм. Он начал формироваться начиная с цикла (10-9). Среднегодовая скорость относительных деформаций обширного изгиба вверх равна $4 \cdot 10^{-6}$ в год. Эта деформация даже в накопленном виде имеет величину на порядок меньше, чем уровень опасных деформаций,

Профиль 1-1 организован таким образом, что он пересекает месторождение вкрест его простирания. Это означает, что процесс разработки месторождения сформировал итоговое поднятие сводовой части месторождения, а зона разлома, пересекающая объект, проявила себя в форме локального изгиба.

Тот факт, что и обширный изгиб, и локальный изгиб имеют оба положительный знак смещений (поднятие), свидетельствует о систематическом, незначительном увеличении пластового давления на глубине. В этом случае давление повышается не только в пласте, но и в трещиновато-пористой, флюидонасыщенной среде разломной зоны.

Полученный результат скорее всего обусловлен особенностями режима разработки данного месторождения.

Профиль 2-2 также пересекает месторождение вкрест и ориентирован ортогонально простиранию профиля 1-1. Тот факт, что время проведений повторных нивелирных нивелирований на профиле 2-2 практически синхронно соответствует периодам наблюдения профиля 1-1 позволяет провести совместный анализ поведения вертикальных смещений земной

поверхности во времени, обусловленного разработкой месторождения. На рис. 4.22 представлены результаты повторных наблюдений на профиле 2-2.

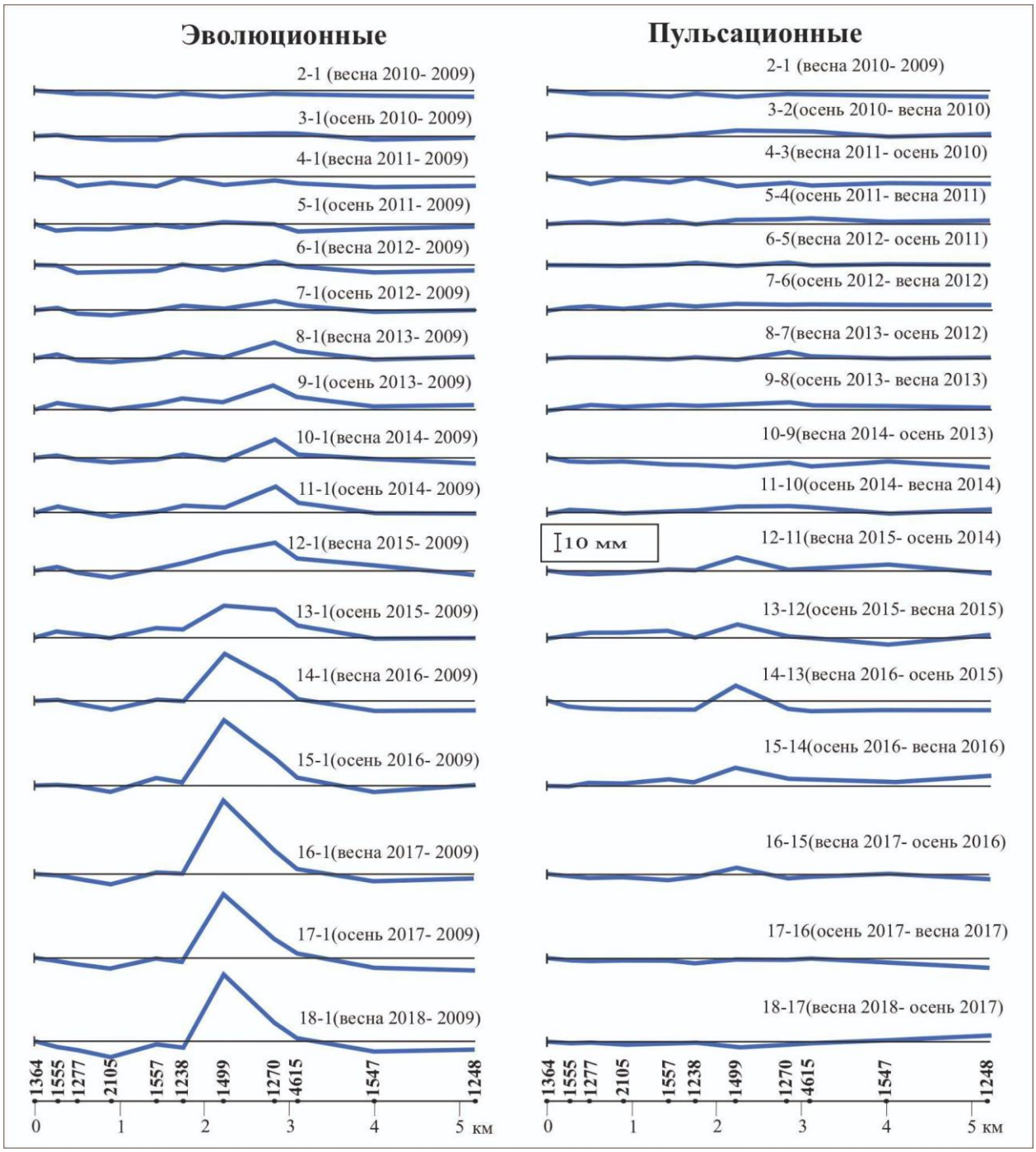


Рисунок 4.22 - Эволюционные и пульсационные графики вертикальных смещений по профилю 2-2.

Как следует из рисунка на этом профиле формируется обширный изгиб вверх. Он зарождается в эпоху (9-8) и развивается вплоть до цикла (16-11). Затем его амплитуда начинает уменьшаться. Максимальная, накопленная

амплитуда изгиба составила величину – $6.8 \cdot 10^{-6}$ в год, что практически идентично аномальному поднятию, зафиксированному на профиле 1-1.

Тот факт, что отмеченные закономерности являются общими для обоих профилей, позволяет провести математическое моделирование на основе разработанной геомеханической модели [32, 51] деформационных процессов, обусловленных разработкой месторождения. Эта модель учитывает весомость среды, а также генетическую составляющую. Иными словами, данная модель специально разработана для оценки напряженно-деформированного состояния, обусловленного разработкой месторождений УВ [2; 3; 13; 29; 30; 31]. Согласно этому подходу, вертикальные смещения земной поверхности, вследствие разработки продуктивных пластов, за период времени, обусловленный изменением пластового давления ΔP, выражается формулой:

$$U_3 = \frac{(1+\nu)\cdot m\cdot C_p \cdot \Delta P}{3\pi} \int_V \frac{Z\cdot dXdYdZ}{R^3} \qquad (4.3)$$

Геометрические параметры модели определяются тремя прямоугольными призмами, суммарно имитирующими пластовую залежь. На глубине 930 м от земной поверхности призма толщиной 10 м, имеет длину 3150 м, и ширину 1850 м. Над ней помещена вторая призма толщиной 3 м, с размерами 2000х1200м. Третья ступень геометрической составляющей модели характеризуется следующими параметрами: толщина 2 м, длина простирания 1000 м, ширина 600 м. Таким образом, конфигурация пласта смоделирована пирамидой общей мощностью (толщиной) 15 м. Именно такая геометрия описывает залежь, согласно данным геологических разрезов вдоль и поперек месторождения. После прямого интегрирования функций Грина из формулы (4.3), в [32] получено выражение для геометрического сомножителя, позволяющее рассчитать вертикальные смещения, до момента учета физических множителей формулы (4.3).

$$Uz = (\text{a} - \text{x}) * Ln\left(b - y + \sqrt{(a - \text{x})^2 + (b - y)^2 + d^2}\right) + \left((b - y) * Ln\left(a - \text{x} + \sqrt{(a - \text{x})^2 + (b - y)^2 + d^2}\right)\right) + d\left(arctg\frac{b-y}{d} - arctg\frac{(a-\text{x})*(b-y)}{d*\sqrt{(a-\text{x})^2+(b-y)^2+d^2}}\right) \Big|\Big|\Big|_{a_1,b_1,d_1}^{a_2,b_2,d_2}$$

(4.4)

Параметры a, b, и d в формуле (4.4) определяются в зависимости от длины простирания модели пласта, его ширины и глубины залегания. В данной задаче расчет был произведен по каждой из призм составляющей трехступенчатую пирамиду, а полученные значения смещений суммированы.

Петрофизические параметры, такие как пористость продуктивного объекта, а также сжимаемость пластов-коллекторов, известны: m = 30% ; C_p = $6 \cdot 10^{-3}$ 1/МПа. Значение коэффициента Пуассона было принятым ν = 0,25. Неизвестной величиной было изменение пластового давления. Учитывая, что профили 1-1 и 2-2 пересекали территорию месторождения по взаимно-перпендикулярным направлениям, то была решена задача по согласованию заданных параметров залежи с результатами наблюдений за деформациями земной поверхности.

Взаимная согласованность входящих и измеренных величин была достигнута при значении изменения пластового давления порядка 3 МПа. Именно при таком изменении пластового давления максимальные амплитуды измеренных аномалий, полученные на различных профилях, оказались соизмеримы с расчетными.

Для демонстрации предложенного подхода к моделированию вертикальных смещений земной поверхности на рис. 4.23 представлена 3d модель поверхности вертикальных смещений на которой схематически показано расположение основных профилей, пересекающих месторождение. Кроме того, показано местоположение тех реперов на которых были получены максимальные величины смещений земной поверхности в период развития аномального деформационного процесса в 2013 – 2018 гг.

Как показали результаты повторных нивелирных наблюдений

максимальная амплитуда достигала величин 40 мм, по результатам расчетов она равна – 50 мм. Однако, конфигурация измерительных профилей организована таким образом, что через максимальную область расчетного поднятия профили, к сожалению, не проходят.

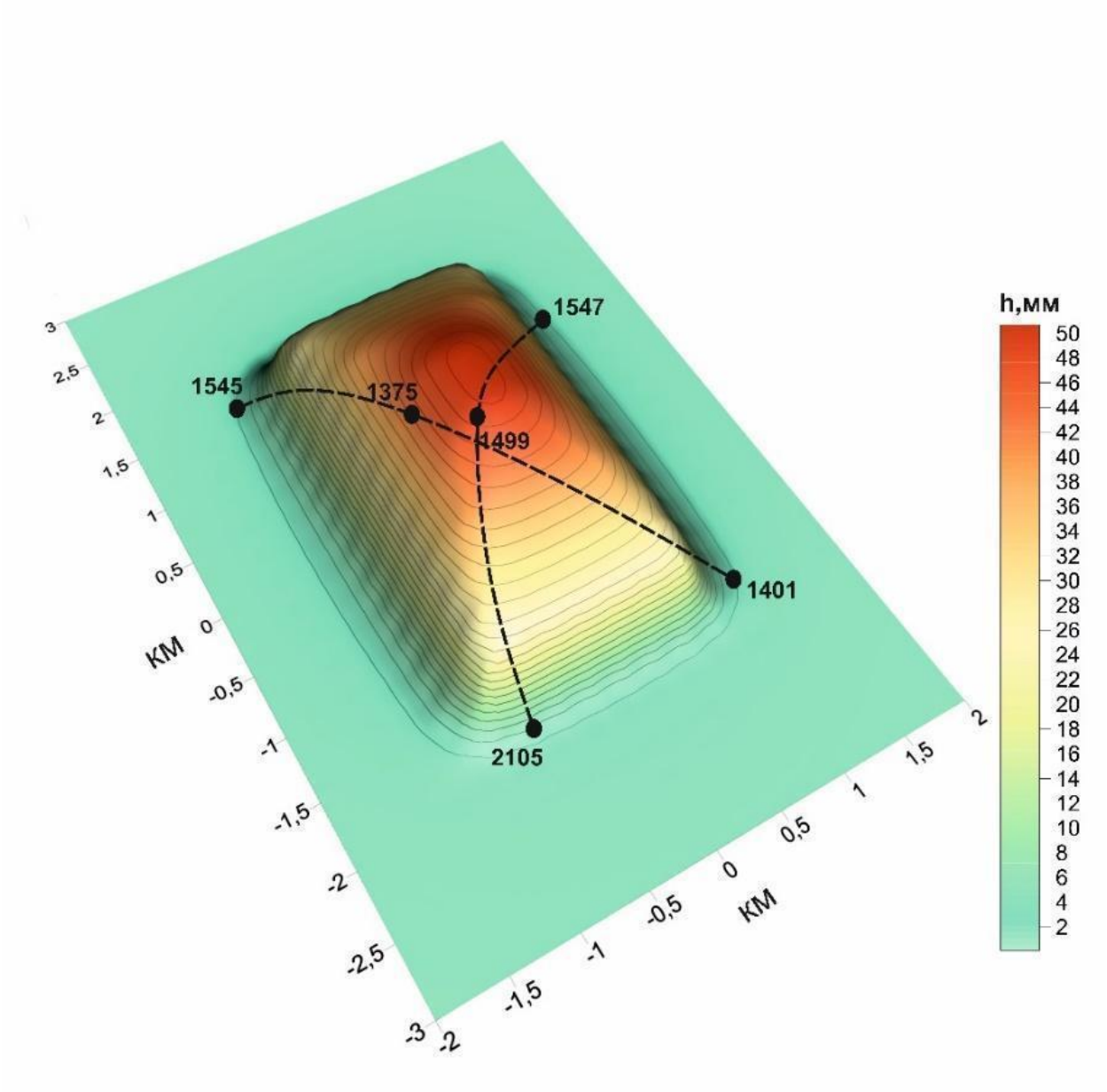


Рисунок 4.23 - Модельное распределение вертикальных смещений земной поверхности и ориентация профилей 1-1 и 2-2.

Как видно из рисунка 4.23 репер № 1499 расположен в области поднятия с амплитудой 40 мм, а репер № 1375 находится в области смещений амплитудой 30 мм. Именно такие значения и были получены в результате нивелирных наблюдений.

Выводы по главе 4.

1. В результате проведенных исследований показана возможность применение разработанных аналитических моделей для расчета наклонов морского дна и сопоставление их результатами инклинометрических наблюдений. На основе проведенных оценок достоверно показано, что за исследуемый интервал времени деформационная устойчивость добывающих платформ, установленных в пределах шельфовых месторождений им. Ю. Корчагина и В. Филановского находится в штатном, стабильном, состоянии.

2. Проведение расчетов в рамках решения комплексных обратных и прямых задач показало, что области аномальных горизонтальных градиентов вертикальных смещений (наклонов) земной поверхности, полученных по данным высокоточного повторного нивелирования соответствуют зонам расположения аварийных скважин на Ромашкинском нефтяном месторождении. Это является доказательством применимости градиентов смещений в качестве критериев геодинамической опасности объектов инфраструктуры месторождений.

3. Проведена оценка различных сценариев протекания аномальных деформаций (оседаний) земной поверхности на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении. Показано, что учет зависимости коэффициента объемной сжимаемости порового пространства во времени приводит к существенному искажению результатов расчета и соответственно, к неадекватной оценке деформационных последствий данного месторождения.

4. Проведено сопоставление модельных расчетов с нивелирными геодезическими наблюдениями на геодинамическом полигоне ПАО «Татнефть». Выявлены закономерные особенности характера распределения вертикальных смещений за отчетный период измерений. Доказана необходимость использования аналитических методов оценки вертикальных смещений для дальнейшего сгущения нивелирной сети.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ.

В диссертации, представляющей собой законченную научно-квалификационную работу, на основе выполненных автором теоретических и экспериментальных исследований содержится решение научной задачи определения зон потенциальной аварийности по результатам геодинамического мониторинга земной поверхности, что имеет важное значения для обеспечения выполнения норм промышленной безопасности при разработке нефтегазовых месторождений.

Основные научные результаты, выводы и рекомендации, полученные лично автором:

1. Проведен обзор состояния изученности проблемы в области исследования современных деформационных процессов, индуцированных разработкой нефтегазовых месторождений и выявления основных пространственно-временных характеристик современного аномального геодинамического состояния недр в пределах разрабатываемых нефтегазовых месторождений.

2. На основании приведенных исследований доказана эффективность использования генетической модели деформационного пласта для оценки оседания земной поверхности на разрабатываемых месторождениях нефти и газа и эксплуатируемых подземных газохранилищах. Максимальная эффективность в применении этой модели достигается в тех случаях, когда учитывается зависимость коэффициента объемной сжимаемости порового пространства пласта-коллектора от изменения пластового давления, вызванного процессом разработки. Это позволяет оценивать оседания на разных временных периодах разработки, поскольку коэффициент объемной сжимаемости пор уменьшается по мере снижения пластового давления.

3. Решена трехмерная задача и получена аналитическая формула распределения горизонтальных смещений поверхности упругого полупространства, содержащего прямоугольное (пластообразное)

пороупругое включение, что в совокупности с данными о вертикальных смещениях демонстрирует возможности геомеханического моделирования деформационной активности земной поверхности на разрабатываемых нефтегазовых месторождениях, а также служит инструментом редуцирования при анализе данных геодезического мониторинга.

4. Получены аналитические формулы для градиентов вертикальных и горизонтальных смещений в трехмерной постановке. Наличие подобных формул позволило оценивать пороговые значения относительных деформаций для сопоставления их с нормативными критериями.

5. Разработана технология решения обратных задач современной геодинамики недр, которая построена по аналогии с известными подходами решения таких задач в геофизике, что позволило провести прямое сопоставление локальных аномалий деформационного процесса с областями аварийности скважин на Ромашкинском нефтяном месторождении.

6. В рамках разработанного формализма предложен метод, позволяющий оценивать деформационную устойчивость морских добывающих платформ в режиме реального масштаба времени, используя результаты инклинометрического мониторинга месторождений им. Ю. Корчагина и им. В. Филановского.

7. В рамках установленного формализма разработан метод оценки локальных нормальных (вертикальных и горизонтальных) напряжений в окрестности нефтенасыщенных разрабатываемых пластов, которые служат основой для оценки геодинамической опасности недр на глубине залегания этих пластов.

8. Дана оценка распределения всех компонент плоского тензора напряжений (включая касательные) для уточнения напряженного состояния раздвиговых разломов. Эти данные предложено использовать при планировании и строительстве добычных и разведочных скважин на Ромашкинском нефтяном месторождении, включая наклонно-направленное и горизонтальное бурение.

9. Разработанный метод определения зон потенциальной аварийности позволил определить наклоны и оседания морского дна и деформации земной поверхности в разломных зонах, что использовалось при оценке геодинамической опасности объектов недропользования на геодинамических полигонах ПАО «Татнефть», ПАО «Газпром», ПАО «Лукойл», что подтверждается соответствующей справкой об использовании результатов.

Благодарности

Автор диссертационной работы выражает благодарность Г. О. Абрамяну, к. т. н., доценту, зав. кафедрой «Геология и маркшейдерское дело» НИТУ МИСиС, руководителю данной диссертационной работы за постановку задачи и мотивацию к работе на всех стадиях ее реализации; Ю. О. Кузьмину, д. ф. –м. н., профессору, Зам. директора ИФЗ им. О. Ю. Шмидта РАН за помощь и конструктивное содействие в овладении знаниями по вопросам геодинамики, геофизики и математического моделирования деформационных процессов; В. С. Жукову, д. ф.-м. н., главному научному сотруднику ИФЗ им. О. Ю. Шмидта РАН за поддержку и консультирование в области динамической петрофизики, А. И. Никонову, к. г. –м. н., ведущему научному сотруднику ИПНГ РАН за консультации и помощь в освоении элементов нефтегазовой геологии; С. Ф. Изюмову, к. ф.-м. н., зав. лабораторией ИС и ФА АН Туркменистана за поддержку и содействие в вопросах интерпретации результатов геодинамического мониторинга месторождений.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Абрамян Г.О., Кузьмин Д.К. Моделирование градиентов смещений земной поверхности на разрабатываемых месторождениях нефти и газа. // Маркшейдерский вестник. 2019. № 5. С. 56 – 62.
2. Абрамян Г. О., Кузьмин Д. К., Кузьмин Ю. О. Решение обратных задач современной геодинамики недр на месторождениях углеводородов и подземных хранилищах газа // Маркшейдерский вестник. 2018. № 4. С. 52-61.
3. Абрамян Г.О., Кузьмин Д.К., Ломоносов М.Д. Анализ современных деформационных процессов на газонефтяном месторождении Центральной Азии // Наука и технологические разработки. 2022. Т. 101. №3. С. 20-32.
4. Адушкин В.В., Турунтаев С.Б. Техногенная сейсмичность - индуцированная и триггерная // член-корреспондент РАН Ю.Н. Авсюк. Москва. 2015.
5. Арутюнов А.Е. , Грунин А. Г, Зубарев А. П, Кузьмин Ю. О., Никонов А. И, Осипов А. А, Полухина С. С. Горно-геологическое обоснование и проектирование геодинамических полигонов на подземных хранилищах газа (на примере Касимовского ПХГ) // Маркшейдерский вестник. 2012. №4. С. 43 – 51
6. А.С. Григорьев и др. Задача о раздвиге // Физика Земли. – 1987. - №6. – С. 3-21.
7. Батугин А.С. Закономерности пространственного изменения геодинамической опасности // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2007. № 12. С. 36-43.
8. Батугин А.С., Алферова А.С. Геодинамическая опасность как разновидность экологической опасности // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2011. № 8. С. 297.
9. Винников В.А., Кириченко И.В., Ермишкин В.А. Исследование поврежденности геоматериала во взаимосвязи с размерами его структурных элементов // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2012. № 10. С. 90-93.

10. Вознесенский А.С. Системы контроля геомеханических процессов. Учеб. пособ. / Москва, 2002.

11. Вознесенский А.С., Тавостин М.Н., Курова С.П. Лабораторное моделирование деформационных процессов в зоне сопряжения скважины с резервуаром подземного хранилища газа // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2001. № 3. С. 17-22.

12. Высотин Н.Г., Галченко Ю.П., Винников В.А., Еременко В.А. Определение нелинейных параметров упругих свойств горных пород при исследовании геомеханических процессов // Инженерная физика. 2020. № 7. С. 33-38.

13. Гатиятуллин Р.Н., Кузьмин Д.К., Фаттахов Е.А. Анализ результатов многолетних геодезических наблюдений на месторождении сверхвязкой нефти, юго-восток Татарстана. // Наука и технологические разработки. 2021. Т. 100. № 4. С. 5-24.

14. Ермолов В.А., Ларичев Л.Н., Мосейкин В.В. ОСНОВЫ ГЕОЛОГИИ. УЧЕБНИК ДЛЯ ВУЗОВ. ЧАСТЬ 1. Москва, 2008.

15. Жуков В.С., Иванов П.Ю. Изменение физических свойств коллектора как результат роста эффективного давления в процессе разработки месторождения (моделирование на примере Южно-Киринского месторождения) // Научно-технический сборник Вести газовой науки. 2015. № 4 (24). С. 144-148.

16. Жуков В.С., Семёнов Е.О., Кузьмин Ю.О. Динамика физических свойств коллекторов при разработке месторождений нефти и газа // Научно-технический сборник Вести газовой науки. 2018. № 5 (37). С. 82-99.

17. Жуков В.С., Моторыгин В.В., Пименов Ю.Г., Абросимов А.А. Изменения структуры порового пространства коллекторов талахского горизонта при переходе от атмосферных условий к пластовым // Научно-технический сборник Вести газовой науки. 2017. № 2 (30). С. 83-92.

18. Жуков В.С., Кузьмин Д.К. Оценка влияния разработки Чаяндинского месторождения на просадки земной поверхности // Геофизические процессы и биосфера. 2023. Т. 22. № 1. С. 73-84.
19. Жуков В.С., Кузьмин Ю.О., Полоудин Г.А. Оценка процессов проседания земной поверхности при разработке газовых месторождений (на примере Северо-Ставропольского месторождения) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, N7, 2002, С. 54-57.
20. Жуков В. С., Кузьмин Ю. О. Экспериментальная оценка коэффициентов сжимаемости трещин и межзерновых пор коллектора нефти и газа // Записки Горного института. 2021. Т. 251. С. 658-666.
21. Жуков В.С., Кузьмин Ю.О. Сопоставление подходов к оценке сжимаемости порового пространства // Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 1006 – 1017.
22. Изюмов С.Ф., Кузьмин Ю.О. Исследование современных геодинамических процессов в Копетдагском регионе. // Физика Земли. 2014. №6. С. 3 - 16.
23. Изюмов С.Ф., Кузьмин Ю.О. Исследование деформационных процессов на геодинамических полигонах в нефтегазоносных районах Туркменистана. // Маркшейдерский вестник. 2014. №4. С. 34 – 41.
24. Кафтан В. И., Кузнецов Ю. А., Серебрякова Л. И. и др. Карта скоростей современных вертикальных движений земной поверхности Прикаспийского региона // Геодезия и картография. 1995. № 12. С. 18–21.
25. Кашников Ю. А., Ашихмин С. Г. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья. М.: Издательство «Горная книга», 2019- 496 с.
26. Квятковская С.С, Кузьмин Ю. О., Никитин Р. С, Фаттахов Е. А. Анализ деформаций земной поверхности на Степновском подземном хранилище газа методами спутниковой и наземной геодезии // Вестник СГУГиТ. 2017. Т. 22. №3. С. 16-32.

27. Кочарян Г.Г. Геомеханика разломов. –М.: ГЕОС, 2016. – 424с

28. Кочарян Г.Г., Кишкина С.Б., Новиков В.А., Остапчук А.А. Медленные перемещения по разломам: параметры, условия возникновения, перспективы исследований // Геодинамика и тектонофизика. 2014. Т. 5. № 4. С. 863-891.

29. Кузьмин Д.К., Кузьмин Ю.О., Фаттахов Е.А. Моделирование современных геодеформационных процессов в разломных зонах // В сборнике: Современная геодинамика недр и эколого-промышленная безопасность объектов нефтегазового комплекса. М.:2013. С. 90-99.

30. Кузьмин Д.К. Сопоставление моделей деформационной активности раздвиговых разломов с результатами геодинамического мониторинга объектов нефтегазового комплекса // Проблемы недропользования. 2019. №4. С. 18 – 27.

31. Кузьмин Д.К. Оценка напряженного состояния недр на разрабатываемых месторождениях нефти и газа. // Маркшейдерский вестник. 2020. № 5. С. 37 – 43.

32. Кузьмин Ю.О. Современная геодинамика и оценка геодинамического риска при недропользовании // М.: Агентство Экономических Новостей. – 1999. – 220 с.

33. Кузьмин Ю.О. Современная аномальная геодинамика асейсмичных разломных зон // Вестник отделения геологии, геофизики, геохимии и горных наук Российской академии наук. 2002а. № 1. С. 1-27.

34. Кузьмин Ю.О. Современные суперинтенсивные деформации земной поверхности в зонах платформенных разломов // Геологическое изучение и использование недр. 1996. № 4. С. 43-53.

35. Кузьмин Ю.О. Современная геодинамика разломных зон осадочных бассейнов и процессы подготовки землетрясений // Прогноз землетрясений. – №11. – М.: Дониш. – 1989. – С. 52 – 60.

36. Кузьмин Ю, О. Современная геодинамика: от движений земной коры до мониторинга ответственных объектов // Физика Земли. – 2019а. – № 1. – С. 78 – 103.
37. Кузьмин Ю. О. Современная геодинамика раздвиговых разломов // Физика Земли. – 2018. – №6. – С. 87 – 105.
38. Кузьмин Ю.О. Современная геодинамика разломов и эколого-промышленная безопасность объектов нефтегазового комплекса // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – №1. – С. 33 – 41.
39. Кузьмин Ю.О., Никонов А.И. Геодинамический мониторинг объектов нефтегазового комплекса // Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности. Вып.2. М.: ГЕОС. 2002. С. 427-433.
40. Кузьмин Ю.О. Современная геодинамика опасных разломов // Физика Земли. 2016. №5. С. 87-101.
41. Кузьмин Ю.О. Актуальные проблемы идентификации результатов наблюдений в современной геодинамике // Физика Земли. 2014. №5. С. 51 – 64.
42. Кузьмин Ю. О., Дещеревский А. В., Фаттахов Е. А., Кузьмин Д. К., Казаков А. А., Аман Д. В. Инклинометрические наблюдения на месторождении им. Ю. Корчагина // Геофизические процессы и биосфера. 2018. Т. 17.№2. С. 95 – 110.
43. Кузьмин Ю.О. Еще раз об оценке оседания дна акватории в случае разработки сеноманской залежи одного газового месторождения // Маркшейдерский вестник. 2010. №1. С. 53 – 60.
44. Кузьмин Ю. О. Современная аномальная геодинамика недр, индуцированная малыми природно-техногенными воздействиями // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2002б. №9. С. 48-54.
45. Кузьмин Ю.О. Индуцированные деформации разломных зон // Физика Земли. 2019б. №5. С. 61-75.
46. Кузьмин Ю.О. Современная геодинамика системы разломов // Физика Земли. 2015. № 4. С. 25-33.

47. Кузьмин Ю.О., Никонов А.И. Геодинамическая природа аварийности скважин и трубопроводных систем // В кн.: Перспективы развития экологического страхования в газовой промышленности. М., Газпром. 1998, С. 315-328.
48. Кузьмин Ю.О. Современная геодинамика разломных зон // Физика Земли, 2004, №10, С. 95 - 112.
49. Кузьмин Ю.О., Жуков В.С. Современная геодинамика и вариации физических свойств горных пород //М.:МГГУ,2004., 280 с.
50. Кузьмин Ю. О. Геодинамическая эволюция Центральной Азии и современная геодинамика Копетдагского региона (Туркменистан) // Физика Земли. 2021. №1. С. 144-153.
51. Кузьмин Ю. О. Деформационные последствия разработки месторождений нефти и газа // Геофизические процессы и биосфера. 2021. Т. 20, № 4. С. 103-121.
52. Кузьмин Ю. О. Современные объемные деформации разломных зон // Физика Земли. 2022. № 4. С. 3-18.
53. Кузьмин Ю.О., Дещеревский А.В., Фаттахов Е.А., Кузьмин Д.К., Казаков А.А., Аман Д.В. Анализ результатов деформационных наблюдений системой инклинометров на месторождении им. В. Филановского // Геофизические процессы и биосфера. 2019. Т. 18, № 4. С. 86–94.
54. Кузьмин Ю.О. ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ СОВРЕМЕННОЙ ГЕОДИНАМИКИ // Геофизические процессы и биосфера. 2023. Т. 22. № 2. С. 5-58.
55. М.Е. Певзнер, В.Н. Попов, В.А. Букринский и др. Маркшейдерия. Учебник для вузов // М.: МГГУ. – 2003. – 419 с.
56. Панжин А.А. Пространственно-временной геодинамический мониторинг на объектах недропользования // Горный журнал. 2012. № 1. С. 39-43.
57. Пучков Л.А., Певзнер М.Е., Попов В.Н. и др. Маркшейдерская энциклопедия. – М.: Издательство «Мир горной книги», 2006. – 605 с.

58. Саньков В. А., Лухнев А. В., Мирошниченко А. И. и др. Современные горизонтальные движения и сейсмичность южной части Байкальской впадины (Байкальская рифтовая система) // Физика Земли. 2014. № 6. С. 70–79.
59. Сидоров В.А., Кузьмин Ю.О. Современные движения земной коры осадочных бассейнов. М: Издательство «Наука». 1989. 189 с.
60. Сидоров В.А., Кузьмин Ю.О., Хитров А.М. Концепция «Геодинамическая безопасность освоения углеводородного потенциала недр России» // М.: ИГИРГИ, 2000, 56 с.
61. Татаринов В.Н. Геодинамическая безопасность на объектах ядерного топливного цикла россии // Использование и охрана природных ресурсов в России. 2006. № 1 (85). С. 46-51.
62. Хайкин С. Э. Механика. М.: ГТТЛ. 1040. 371 с.
63. Хисамов Р.С. и др. Современная геодинамика и сейсмичность Юго-Востока Татарстана / под ред. Р.С. Хисамова и Ю.О. Кузьмина. Казань: Фэн. 2012. 240 с.
64. Шерман С.И. Физические закономерности развития разломов земной коры. Новосибирск: Наука. 1977. 102 с.
65. Churikov V.A., Kuzmin Yu.O. Relation between deformation and seismicity in the active fault zone of Kamchatka, Russia // Geophysical Journal International, (1998), v.133, pp. 607-614.
66. Davies J.H. Elastic field in a semi-infinite solid due to thermal expansion or a coherently misfitting inclusion // J. Appl. Mech. 2003. V. 70. P. 655-660.
67. Davis P.M.. Surface Deformation Associated With a Dipping Hydrofracture // Journal of geophysical research. - 1983. - Vol.88. NO. B7. – P. 5826-5834.
68. Dyskin A., Pasternak E., Shapiro S. Fracture mechanics approach to the problem of subsidence induced by resource extraction // Engineering Fracture Mechanics. September 2020. V. 236. P. 107-130.

69. Eshelby J.D. Elastic inclusions and inhomogeneities. Progress in Solid Mechanics. V. 2. / I.N. Sneddon, R. Hill (eds.) Amsterdam: North-Holland. 1961. P. 87-140.

70. Geertsma J. A remark on the analogy between thermoelasticity and the elasticity of saturated porous media // J. Mech. Phys. Solids. 1957a. V. 6. P. 13-16.

71. Geertsma J. Land subsidence above compacting oil and gas reservoirs // Journal of petroleum technology, v.50, 1973, June. p. p. 734-744.

72. Holzer T., Bluntzer L. Land subsidence near. oil and gas fi elds, Houston, Texas. // Ground Water. 1984. V. 22. N 4. p. 450–459.

73. Kuzmin D.K., Kuzmin Yu .O., Zhukov V.S. Assessment of ground surface subsidence during Chayanda field development with regard to changes in petrophysical parameters of oil and gas reservoirs // Eurasian Mining. 2022. № 2 (38). P. 11-15.

74. Marketos G., Govers R., Spiers C.J. Ground motions induced by a producing hydrocarbon reservoir that is overlain by a viscoelastic rock salt layer: A numerical model // Geophys. J. Inter. 2015. V. 203. P. 228-242.

75. Maury V., Fourmaintraux D. Coordinnateurs. Mecanique des roches appliquee aux problemes d'exploration et de production petrolieres // Societe Nationale Elf Aquitaine (production) boussens. 1993.

76. Mura T. Micromechanics of defects in solids. 2nd rev. ed. Norwell: Kluwer Acad. Publ., 1987.

77. Nowacki W. Thermoelasticity. 2nd ed. Warsaw: PWN-Polish Sci. Publ.; Oxford: Pergamon Press, 1986.

78. Okada Y. Surface deformation due to shear and tencile faults in a half- space // Bulletin of the Seismological Society of America. – 1985. – Vol.75. No.4. pp. 1135-1154.

79. Okada Y. Surface deformation due to shear and tensile faults in a half-space" // Bull. Seismol. Soc. Am. 1986. V. 75. P. 1135–1154.

80. Okada Y. Internal deformation due to shear and tensile faults in a half-space // Bull. Seism. Soc. Am. 1992. V. 2. P. 1018–1040.

81. Rice J.R., Cleary M.P. Some basic stress diffusion solutions for fluid-saturated elastic porous media with compressible constituents // Rev. Geophys. Space Phys. 1976. V. 14. P. 227-241.
82. Rudnicki J.W. Alteration of regional stress by reservoirs and other inhomogeneities: Stabilizing or destabilizing? // Proc. 9th Inter. Congr. rock mechanics, Paris, Aug. 25-29, 1999 / Ed. by G. Vouille, P. Berest. Rotterdam: Balkema, 2002a. V. 3. P. 1629-1637.
83. Segall P. Stress and subsidence resulting from subsurface fluid withdrawal in the epicentral region of the 1983 Coalinga earthquake // Journal of Geophysical Research. v. 90. 1985. pp. 6801-6816.
84. Segall, P. (1992). Induced stresses due to fluid extraction from axisymmetric reservoirs. Pure and Applied Geophysics 139, 535–560.
85. Segall P. Earthquake and volcano deformation. Princeton: Princeton Univ. Press, 2010. 456 p.
86. Singh S.J., Kumar A., Rani S., Singh M. Deformation of a uniform half-space due to a long inclined tensile fault. Geophys. J. Int. 2002. V. 148. P. 687-691.
87. Turcotte D.L., Shubert G. Geodynamics. Cambridge: Camb. Univ. Press, 2002. 456 p.
88. Walsh J.B. Subsidence above a planar reservoir // J. Geophys. Res. 2002. V. 107 (B9).
89. Yerkes R.F., Castle R.O. Surface deformation associated with oil and gas fi eld operations in the US // 1st Intern. Land. Subcidence Symposium Proceeding. Tokyo, 1969. Intern. As soc. of Hydrolog. Science Publ. 88. 1970. v. 1. p. 55–66.
90. Yang, X.M. Deformation due to a rectangular tensile crack in an elastic half-space // Bulletin of the Seismological Society of America. – 1986. – Vol.76. pp. 865-881.
91. Yang, X.M., Davis, P.M., 1986. Deformation due to a rectangular tensile crack in an elastic half-space, Bull. Seism. Soc. Am., 76, pp. 865-881
92. Zoback M.D. Reservoir geomechanics. Cambridge: Cambridge Univ. Press, 2007.

Приложение А
Справка об использовании результатов диссертационного исследования

Утверждаю
Генеральный директор
ООО «НПЦ «ПромНедраЭксперт»
Грунин А.Г.
26 декабря 2022 г.

Справка

Об использовании результатов диссертационного исследования Д. К. Кузьмина

В рамках научно-исследовательских и производственных работ компании ООО «НПЦ «ПромНедраЭксперт» (г. Москва) были внедрены и успешно апробированы результаты диссертационного исследования Д. К. Кузьмина на тему «**Разработка метода определения зон потенциальной аварийности при разработке нефтегазовых месторождений по результатам геодинамического мониторинга земной поверхности**». Разработанный метод определения зон потенциальной аварийности позволил определить наклоны и оседания морского дна и деформации земной поверхности в разломных зонах, что использовалось при оценке геодинамической опасности объектов недропользования на геодинамических полигонах ПАО «Татнефть», ПАО «Газпром», ПАО «Лукойл.

Генеральный директор А.Г. Грунин
ООО «НПЦ «ПромНедраЭксперт»