

## Техногенные факторы воздействия на продуктивные отложения месторождений углеводородов и их связь с потенциальным оседанием земной поверхности

**А.И. Никонов**

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

E-mail: nikson59@rambler.ru

**Аннотация.** В работе представлены результаты исследований оценки оседания земной поверхности над месторождениями углеводородов, получаемые методом математического моделирования и на основе натурных наблюдений. Целью данных исследований является обоснование изменения первоначальных физико-механических и прочностных свойств продуктивных отложений в процессе воздействия на них различными методами разработки, сравнение оценок оседания земной поверхности, получаемых расчетными и геодезическими методами с учетом неоднородности геологического строения месторождений и техногенных факторов воздействия. Показано, что величина расчетного оседания поверхности над месторождением, полученная на единичных данных коэффициента поровой сжимаемости пород и без учета воздействия от применяемых методов разработки, не позволяет объективно оценить данный процесс по площади месторождения. Сделан вывод о необходимости проведения повторных профильных нивелирных и гравиметрических наблюдений для реальной оценки процесса оседания земной поверхности, что позволит осуществлять контроль промышленной и экологической безопасности природных и природно-техногенных объектов на месторождении.

**Ключевые слова:** геодинамический полигон, оседание земной поверхности, разработка, месторождения углеводородов, геодезические методы, изменение физических свойств пород.

**Для цитирования:** Никонов А.И. Техногенные факторы воздействия на продуктивные отложения месторождений углеводородов и их связь с потенциальным оседанием земной поверхности // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 4(31). С. 77–92. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art5>

### Введение

Разработка нефтегазовых месторождений в разных тектонических, литофациальных и гидродинамических условиях осуществляется с использованием методов физического и физико-химического воздействия на продуктивные отложения. В результате современных методов воздействия на продуктивные отложения при длительной эксплуатации нефтяных и газовых месторождений происходят геодинамические процессы, приводящие к оседанию земной поверхности.

Данные явления над нефтяными, нефтегазовыми и нефтегазоконденсатными

месторождениями выявлены как за рубежом, так и у нас в стране [1, 2]. Обязательным условием выявления современных геодинамических процессов над разрабатываемыми месторождениями является наличие профильных геодезических измерений на начальной стадии разработки и проведение по ним последующих повторных циклов наблюдений. Полученные значения оседания земной поверхности над разрабатываемыми объектами составляют от 0,8 до 4–6 и более метров, что соответствует уровню относительных вертикальных и горизонтальных деформаций горных пород  $10^{-5}$ – $10^{-3}$ .

Одной из причин нечастого выявления оседаний над месторождениями углеводородов в России является отсутствие профильных измерений высотных отметок земной поверхности, проходящих через их территорию, с самого начала разработки. Массовое освоение месторождений в Западной Сибири и других регионах начиналось в период 80–90 гг. 20-го века, а проектирование геодинамических полигонов на них осуществлялось после 2003 г. на основе РД 07-603-03 (Инструкция по производству маркшейдерских работ), повторные геодезические измерения на них проводились на различных стадиях разработки месторождений.

Многие авторы, исследовавшие связь разработки месторождений УВ с оседанием над ними земной поверхности, полагают, что основной причиной данного процесса является сжимаемость порового пространства пород-коллекторов с уменьшением давления в разрабатываемых пластах. В этих оценках, в большинстве случаев, не учитываются дополнительные факторы, формирующие итоговое оседание земной поверхности, к которым относятся воздействие веса вышележащих пород при снятии давления в пласте, а также тектонические условия преодоления сил литостатического давления, обуславливающего напряженно-деформированное состояние пород [3].

В связи с незначительными величинами расчетных значений оседания земной поверхности (до 0,5 м), определение которых основывается на изменении коэффициента поровой сжимаемости продуктивных отложений и уровне перепада давления на начальной и конечной стадиях разработки месторождений, некоторыми

исследователями [4] высказывается мнение о нерациональности постановки геодинамических наблюдений при данных деформациях пород-коллекторов. В большинстве случаев невозможно учесть характер изменения прочностных, физико-механических и электрических свойств пород в зависимости от воздействия на них применяемых методов разработки, поэтому и расчетные, и геофизические методы, используемые для диагностики процесса деформации пород, не будут показывать истинные значения для данного месторождения. Сравнение значений оседания земной поверхности на основе расчетных методов с результатами натуральных (нивелирных) измерений, в которых отражены процессы разработки, позволило бы внести некоторую ясность в проведение дальнейших исследований процессов деформации коллекторов.

Целью данной статьи является обсуждение вопросов, связанных с методами разработки месторождений и их влиянием на характер изменения структуры порового пространства и прочностных свойств пород и на оценку уровня деформации земной поверхности, полученную методами математического моделирования.

#### **Проблема сопоставления расчетных и замеренных значений оседаний земной поверхности**

В приведенных оценках оседания земной поверхности над разрабатываемыми месторождениями УВ, полученных на основе математического моделирования и результатов геодезических измерений, существует проблема сопоставления и интерпретации данных, а также объективной оценки процессов, происходящих в недрах.

Это связано с тем, что в научной литературе по месторождениям РФ практически отсутствуют публикации о проведении повторных нивелирных наблюдений за оседанием земной поверхности. Имеющиеся данные, например, в работах [5–7], показывают, что наблюдательная сеть геодинимических полигонов не отвечает нормативным требованиям (РД 07-603-03), что приводит к необъективности полученных результатов вертикальной деформации земной поверхности и снижению уровня промышленной безопасности для объектов нефтегазового комплекса (НГК). К таким, принципиальным, нарушениям относятся:

- несоблюдение дистанции между реперами (пунктами наблюдений) по профилю, которые должны располагаться на расстоянии от 300 до 500 м друг от друга, в приведенных работах эти расстояния составляют от 1,0 до 1,5 и более километров;

- трассирование нивелирных профилей, которые не проходят через центральные части антиклинальных структур;

- замыкание профилей на опорные пункты (то есть неподвижные для данной системы), которые не выходят за границу горного отвода или зоны воздействия методов разработки на них;

- профильные линии на месторождении соединяют пункты геодезических наблюдений, высотные отметки которых получены методом триангуляции, что приводит к осреднению их значений.

Увеличение длительности интервалов повторных наблюдений (например, 1 раз в 2–3 года и более), приводит к невозможности исключения сезонных (метеорологических) факторов-помех, которые могут

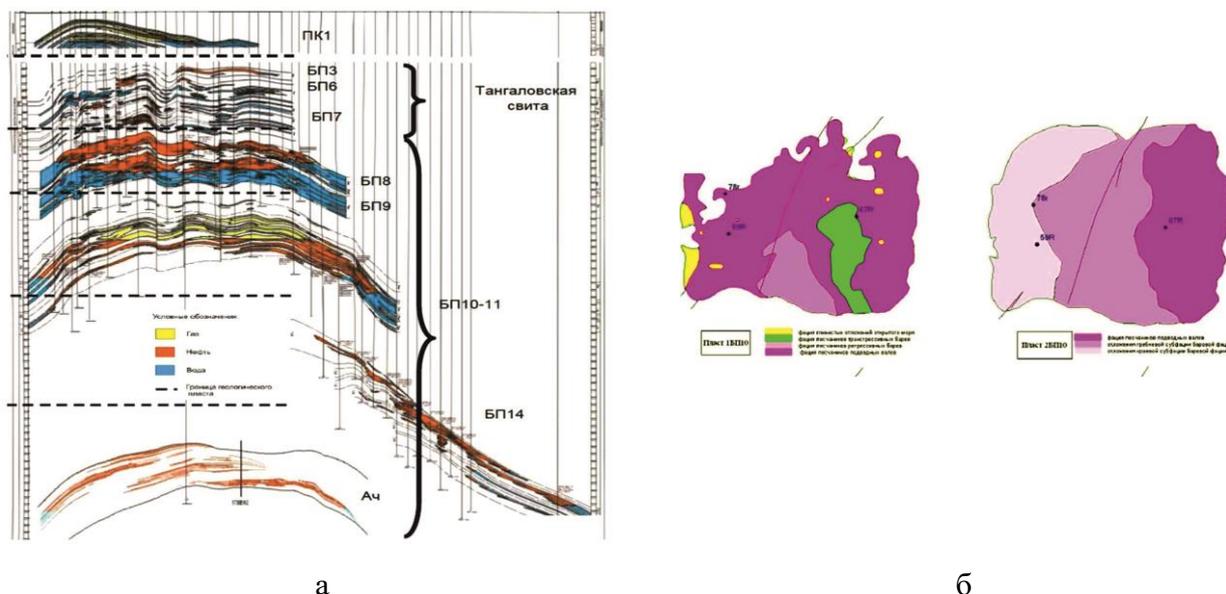
принципиально исказить результат наблюдений [8].

В связи с этим, приведенные результаты нивелирных измерений деформации земной поверхности над месторождениями (Новомолодежное, Губкинское, Комсомольское) [5–7] позволяют говорить о выявленных тенденциях опускания поверхности Земли только на качественном уровне и не могут быть использованы для оценки уровня безопасности, а также анализа процессов разработки месторождения и сопоставления этих результатов с результатами расчетных методов.

Использование разных подходов в применении методов математического моделирования для описания процесса обширного оседания земной поверхности над разрабатываемыми месторождениями УВ приведено в работе [3]. Во всех этих моделях ключевым параметром для оценки оседания земной поверхности является коэффициент сжимаемости порового (трещинного) пространства, который берется из справочной литературы или, крайне редко, по результатам лабораторных исследований керна [9]. Лабораторные исследования, выполненные на небольшом количестве кернового материала разведочных скважин, не позволяют охарактеризовать коэффициент сжимаемости пород во всем продуктивном комплексе отложений месторождения как по разрезу, так и по площади. Важно отметить, что полученные значения оседаний земной поверхности расчетными методами носят предварительный, оценочный характер и могут изменяться при поступлении более точных данных о физико-механических свойствах горных пород в процессе последующих стадий разработки месторождения.

Для примера, на рис. 1 приведен разрез продуктивных комплексов пород Тасовского месторождения (имеющего размеры 19×20 км), залегающих на глубинах от 900 до 3800 м, а рядом с ним – фациальная

структура отложений одного из пластов (БП<sub>10</sub>), где показано, как в пределах его площади меняется гранулометрический состав пород, переходя от песчаных тел в глинистые отложения.



**Рис. 1.** Схематический разрез Тасовского месторождения (а) и площадное распространение фациальной структуры пластов 1 и 2 БП<sub>10</sub> (б) [10]

Оценка реального оседания земной поверхности может быть выполнена на основе комплекса геодезических методов, включая космические, для получения качественной характеристики по площади месторождения, но с обязательными профилными нивелирными наблюдениями.

**Методы интенсификации нефтегазоотдачи пластов как дополнительные факторы влияния на величину оседания земной поверхности**

При разработке залежей углеводородов на месторождениях, являющихся, как правило, многопластовыми системами, содержащими жидкие и газообразные флюиды, используются физические и

физико-химические методы техногенного воздействия на продуктивные пласты. Применение этих методов обосновывается в проектах разработки каждого месторождения с соблюдением нормативных документов по охране недр, рационального их пользования и экономической эффективности.

Например, на нефтяных и газонефтяных месторождениях для повышения нефтеотдачи пластов применяется гидродинамическое воздействие для поддержания пластового давления (ППД), а также «нестационарное заводнение» и методы, направленные на вовлечение в разработку недренлируемых или слабодренлируемых запасов (участков, зон и пропластков).

К ним относятся: циклическое заводнение, гидроразрыв пласта пород (ГРП), оптимизация перепадов между пластовым и забойным давлениями в скважине, многообъемное внутрислоежное заводнение по ограничению водопритоков к скважинам, организация барьерной, площадной и других модификаций внутриконтурного заводнения, оказывающих физическое, а в ряде случаев и химическое воздействия на породы пласта.

Одним из распространенных методов химического воздействия на карбонатные породы является их солянокислотная обработка с целью увеличения трещинно-пустотного объема, образование которого происходит за счет способности соляной кислоты вступать в реакцию с этими породами с образованием солей (хлористые кальций и магний), воды и углекислого газа. Полученная соль и двуокись углерода растворяются в водном растворе, который остается после реакции кислоты с породой и образовавшейся при реакции водой. Для увеличения поровой проницаемости в терригенных песчано-глинистых породах широко используется их глиноукислотная обработка с различными соотношениями плавиковой и соляной кислоты, когда плавиковая кислота разрушает цементирующие породу силикатные (глинистые) минералы, а соляная кислота способствует поддержанию кислой среды в растворе и невозможности перехода в гель образующейся при этом кремневой кислоты, а также переводит получающуюся при этом слаборастворимую соль  $AlF_3$  в хорошо растворимую соль  $AlCl_3$ .

На газовых и газоконденсатных месторождениях различают пассивные и активные способы разработки:

– пассивные способы, приводящие к истощению пластовой энергии и основанные

на регулировании технологических режимов работы только эксплуатационных скважин;

– активные способы, основанные на регулировании энергии пласта, предотвращающие или значительно снижающие выделение в нем конденсата.

Кроме изложенных выше, выделяют методы глобального и локального воздействия на пласт. Глобальные методы предусматривают воздействие на весь пласт или его часть через систему нагнетательных и эксплуатационных скважин, с целью обеспечения поддержания пластового давления, или способствуют вытеснению уже выпавшего конденсата в пласт. Для поддержания пластового давления в пласт закачивают рабочий агент: углеводородные, неуглеводородные газы или их смеси. Закачку рабочего агента осуществляют через нагнетательные скважины, при высоком сопротивлении которых проводят очистку призабойной зоны и забоя продувкой газом, кислотной обработкой, торпедированием, дополнительной перфорацией, гидроразрывом пласта.

Поддержание пластового давления осуществляется также путем закачки в пласт воды (заводнением). При данном способе поддержания давления возможно преждевременное обводнение залежи и скважин вследствие неоднородности коллекторских свойств пласта по площади и толщине, что ограничивает перспективы закачки воды на газоконденсатных месторождениях. Этот метод поддержания пластового давления используют на месторождениях с аномально высокими пластовыми давлениями, разработка которых связана с проявлением повышенной деформации продуктивного коллектора.

Вытеснение из пласта выпавшего газового конденсата производят после разработки газовых месторождений на режиме истощения. В качестве рабочего агента используют воду или различные углеводородные (этан-пропановая смесь, широкая фракция легких углеводородов) или неуглеводородные (двуокись углерода, мицеллярные растворы) растворители.

Приведенные виды техногенного воздействия циклического и ступенчатого характера изменения пластового давления при их сочетании с физико-химическими методами направлены на увеличение естественной поровой, порово-трещинной и трещинной проницаемости коллекторов в процессе разработки месторождения, что приводит к дополнительному оседанию земной поверхности.

Многими исследователями также отмечается, что неоднородность распределения уплотнения пород на этапах их литогенеза приводит к формированию в них природной анизотропии, микро- и макрозон напряженно-деформированного состояния, определяемых литолого-петрографическими факторами, такими как отсортированность и окатанность зерен, степень сцементированности, минералогический состав цемента, включение линз и прослоев в исходную породу.

Перераспределение природного химического равновесия и напряженно-деформированного состояния пород за счет изменения в них давления, температуры и химического состава флюидной системы приводит к смещению физико-химического равновесия в системе «порода» – «флюид». Смена равновесных условий, например, при закачке пресных или пластовых вод, не принадлежащих данному горизонту,

отличных от пластовых по химическому составу, приводит к изменению концентрации исходных веществ и продуктов их реакции. Эти процессы способны приводить к растворению минералов горных пород и перераспределению продуктов их реакции в залежи или, наоборот, к коагуляции порового пространства за счет выпадения осадка реагирующих веществ [11]. Эти процессы при оценке оседания земной поверхности на начальных стадиях разработки месторождения сложно смоделировать, так как исследования по площади месторождения проводятся на небольшом количестве скважин, не позволяющем в полной мере определить структурную и литофациальную неоднородность пласта. Данный аспект также касается и определения природной поровой сжимаемости пород, которая, в основном, оценивается с помощью расчетных или гидродинамических (гидропрослушивание) методов, редко – путем лабораторных исследований на керне, который не способен охарактеризовать весь пласт [12].

Например, для месторождений Пермского края для карбонатных пород были проведены определения сжимаемости естественных трещин коллектора на основе методов гидропрослушивания и трассирующих индикаторов [13], которые показали, что коэффициент сжимаемости трещин изменяется от  $0,6 \times 10^{-2}$  до  $3,48 \times 10^{-2}$  МПа<sup>-1</sup>, а коэффициент сжимаемости пор попадает в интервал значений от  $0,1 \times 10^{-4}$  до  $6 \times 10^{-4}$  МПа<sup>-1</sup>. Из данного примера понятно, что сжимаемость трещинного пространства получить на образце керна в объеме пласта невозможно и при этом ее значение будет на два порядка выше, чем поровой.

В связи с этим недоучет трещинной сжимаемости при снижении гидродинамического давления в залежи приведет к снижению проницаемости пород пласта околоскважной зоны и последующим мероприятиям: поднятию забойного давления в скважине для восстановления ее продуктивности, и, как следствие, дополнительному гидродинамическому воздействию на породы коллектора.

Для глинистых покрышек также показано, что изменение их прочности на разрыв с образованием в них трещин зависит от состава, структуры и глубины их залегания [14]. Интервалы изменения давления, при которых происходит разупрочнение глинистых пород в зависимости от их класса, определяются от 0,7 МПа на глубинах 1200–1400 м и до 1,0–3,0 МПа для глубин 1700–2500 м.

Многочисленные эксперименты по циклическому объемному деформированию образцов горных пород показывают [15], что высокопористые породы, в которых коэффициент эффективной пористости меняется в пределах 18–30%, уплотняются, а низкопористые, имеющие коэффициент эффективной пористости в интервале 0,36–7,4%, разрыхляются за счет дилатансии. При незначительных циклических воздействиях наличие химически или поверхностно активного флюида на основе эффекта Ребиндера приводит к образованию трещин в породе и увеличению ее фильтрационных свойств.

Больших различий в особенностях поведения геологических сред на определенном интервале давлений не проявляется [16]. Разрушение породы в основном протекает по межзерненным границам, а в полосах локализации заметно

разрыхление среды. В условиях сдвига прочность пород сильно зависит от гидростатического давления, а сдвиговая деформация обычно сопровождается изменением объема. Различие в поведении плотных и пористых пород проявляется при давлениях, превышающих некоторую пороговую величину. Тогда с ростом давления эффективная прочность пористых пород начинает снижаться за счет интенсивного разрушения зерен и скелета, в результате чего поровое пространство сокращается. Чем выше пористость, тем ниже этот порог.

Если рассматривать случаи стесненного дилатирования, то можно говорить о том, что на условия сдвига и прочность породы оказывают влияние факторы деформирования среды за пределами поверхности разрушения. Возникающие дилатантные напряжения тем выше, чем жестче массив, плотнее порода, крупнее ее зерна и прочнее минералы [17].

К агентам изменения пористости продуктивных отложений в процессе разработки месторождений относится процесс пескопроявления. Данное явление определяется как геологическими особенностями месторождений, так и применяемыми методами воздействия на разрабатываемый пласт.

К геологическим факторам относятся: глубина залегания пласта, пластовое давление, горное давление; степень цементированности породы и состав цемента, ее уплотненность и естественная проницаемость; состав флюидов и их фазовое состояние; физико-механический состав песчаных отложений; растворимость цементирующего материала.

К факторам потери прочности пород пласта (рыхление, растворение цемента, разрушение матрицы пород и др.) и последующего выноса продуктов разрушения породы из залежей относятся: ГРП, методы поддержания пластового давления, химическое воздействие на минеральный состав пород и цемента, а также их применение по длительности и степени проникновения в породы пласта.

Например, средние значения количества взвешенных частиц (КВЧ) в продукции скважин, наблюдавшиеся в Самарской области, составляли 100–300 мг/л при среднем дебите скважин 50 м<sup>3</sup>/сут, что соответствует выносу песка от 1 до 3 м<sup>3</sup>/год на скважину [18]. При пересчете на плотность мелкого песка (1600 кг/м<sup>3</sup>) это составляет от 1,6 до 4,8 тонн.

На Самотлорском месторождении, находящемся на поздней стадии разработки пласта БВ<sub>10</sub>, на вертикальных скважинах при перфорированной мощности пласта 11,7 м, среднем дебите жидкости – 121 м<sup>3</sup>/сут и депрессии – 11,5 МПа среднее значение КВЧ

составляет 156 мг/л. Для всех пластов группы ПК Ван-Еганского месторождения большинство скважин, эксплуатирующих данные пласты, при среднем дебите жидкости 83 м<sup>3</sup>/сут и средней перфорированной мощности 9 м КВЧ составляет 400 мг/л при средней депрессии на пласт всего 1,7 МПа. Для скважин данной группы характерны залповые выбросы песка с концентрацией от 1000 до 10000 мг/л [19].

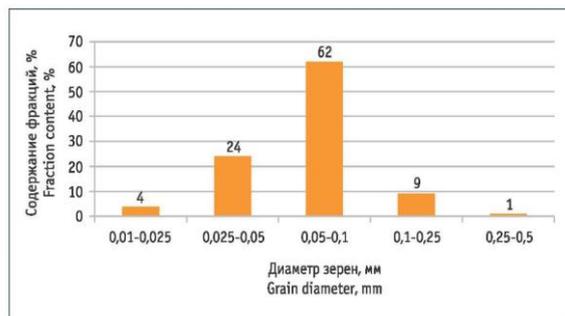
Ниже приведены таблица типичного распределения состава выносимых твердых компонентов из скважин Самотлорского и Ван-Еганского месторождений и рис. 2, где приведен гранулометрический состав выносимых частиц с этих месторождений [19]. Из таблицы понятно, что представленный состав минералов соответствует слабосцементированным или разрушенным песчаным породам.

В работе [20] также показано, что на вынос песка из пластов АВ<sub>2</sub> Самотлорского месторождения оказало влияние проведение серии ГРП в 2000 и 2001 гг.

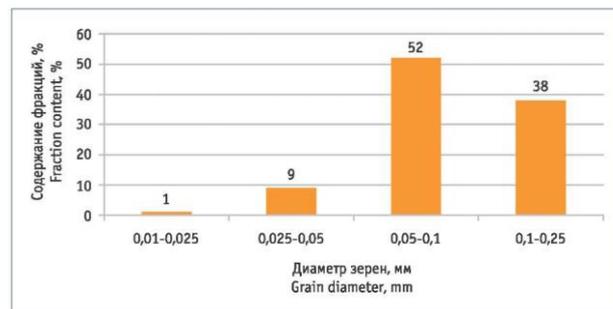
Таблица

**Состав выносимых твердых компонентов  
из скважин Самотлорского и Ван-Еганского месторождений**

Минералогический состав	Содержание, % (пласты группы АВ Самотлорского месторождения)	Содержание, % (пласты группы ПК Ван-Еганского месторождения)
Кварц	62	55
Плагиоклаз	15	20
Гидроокислы железа	10	10
Обломки пород	5	10
Калишпат	5	3
Углистое вещество	3	–



а



б

**Рис. 2.** Распределение гранулометрического состава выносимых частиц на скважинах пластов: а) группы АВ Самотлорского месторождения; б) группы ПК Ван-Еганского месторождения [19]

Необходимо отметить, что к слабосцементированным песчаникам, являющимся продуктивными отложениями, относятся практически все месторождения Западной Сибири, частично – Астраханской области, Татарстана, Поволжья и других нефтегазодобывающих регионов РФ. Исходя из представленных средних значений КВЧ на одну скважину, даже если учитывать только стадию падающей добычи (10–15 лет), количество извлекаемых твердых частиц из коллекторов месторождений может составлять сотни и более тонн за этот период разработки.

В исследованиях по оценке влияния эффективного давления ( $P_{эф}$ ) на динамику физических свойств коллекторов при разработке месторождений нефти и газа, рассмотренных в работе [21], приведены данные об изменениях коэффициента пористости, сжимаемости порового пространства коллекторов месторождений Западной и Восточной Сибири и сахалинского шельфа. Показано, что изменение эффективного давления на 10,0 МПа в процессе разработки месторождений обуславливает изменения пористости образцов коллекторов разных нефтегазовых месторождений на 0,1–0,2 абсолютных процентов пористости.

Снижение пластового давления на 10,0 МПа приводит к изменению средней величины сжимаемости порового пространства от 3,41% до 5,11% относительно средней величины коэффициента сжимаемости порового пространства при эффективном давлении. В этой же работе показаны результаты исследования на ядрах продуктивных отложений Тас-Юряхского нефтегазоконденсатного месторождения путем увеличения  $P_{эф}$  с начального значения до значения, наблюдающегося после снижения  $P_{пл}$ , на 10,0 МПа. На графике (рис. 3) показаны расчетные относительные изменения средних значений исследуемых физических свойств пород при росте  $P_{эф}$ . Максимальный рост отмечается у электрических параметров – удельного электрического сопротивления и параметра пористости, а максимальное снижение – для сжимаемости порового пространства. Минимальные изменения наблюдались для объемного веса и коэффициента пористости.

Приведенные значения изменения сжимаемости имеют нелинейный характер и могут приводить к изменениям объема продуктивного пласта и как следствие – к просадке его кровли и земной поверхности.

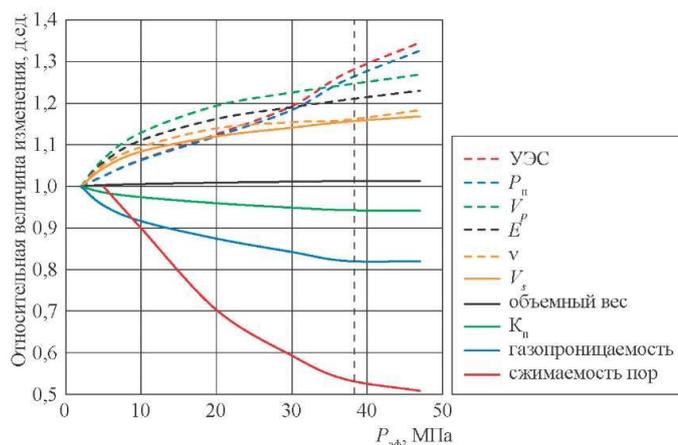


Рис. 3. Относительные изменения комплекса петрофизических параметров при росте  $P_{эф}$  [21]

При всем многообразии видов воздействий на породы продуктивных отложений очевидным является тот факт, что наиболее сложное напряженно-деформированное состояние пород, вызванное действием депрессий и репрессий на пласт, формируется в призабойной зоне скважин. Следовательно, реакция пород на изменение пластового давления на одну и ту же величину, выражающаяся в изменении пористости и проницаемости, будет значительней в околоскважинной зоне, чем в удаленных от нее частях пласта. Это

означает, что максимальные изменения физических свойств пород коллектора на начальной стадии разработки относятся к околоскважинным зонам, а изменения по площади месторождения будут относиться к началу стадии падающей добычи.

Для учета и контроля аномальных деформаций в массиве горных пород над месторождением автором данной статьи в работе [22] представлена схема (рис. 4) последовательного учета уровня относительных деформаций земной поверхности при разработке месторождения.

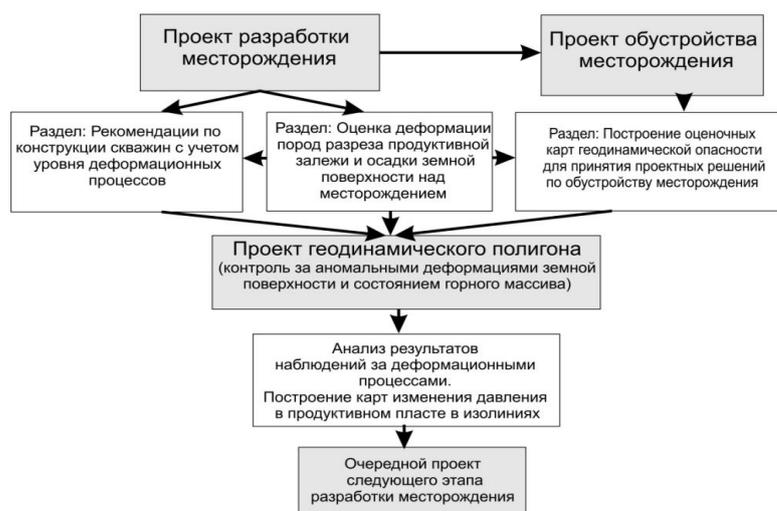


Рис. 4. Блок-схема контроля и учета геодинамических процессов при проектировании и разработке месторождений [22]

Данный подход позволяет на основе расчетных методов и наблюдаемых параметров оседания на каждой новой стадии разработки месторождения проводить зонирование территории по оценке деформации земной поверхности, а также корректировку уровня методами воздействия на скважины и продуктивные пласты с целью уменьшения уровня геодинамических процессов.

### Выводы

Представленные в научной литературе данные об оценке оседания земной поверхности над месторождениями УВ на основе математического моделирования и натуральных наблюдений не позволяют провести их сравнение на количественном уровне. Это связано с тем, что проведение нивелирных наблюдений выполняется с нарушением нормативных документов (РД 07-603-03) и не отражает объективной оценки геодинамических процессов, а в расчетных методах невозможно предусмотреть анизотропии физических свойств пород в пределах продуктивных пластов и их изменения в процессе разработки месторождения.

Применяемые методы воздействия на продуктивные отложения при разработке месторождений УВ и анализ возможных изменений параметров пористости,

проницаемости и прочности пород-коллекторов позволяют сделать вывод о необходимости проектирования и ведения геодинамических наблюдений в пределах всех месторождений без ограничений их размеров и глубины залегания.

Необходимость проведения геодинамических исследований продиктована также использованием новых современных технологий, более мощных технических устройств добычи УВ и экономическими требованиями для данного вида деятельности, которые создают условия «хищнической» добычи углеводородов без осознания экологических последствий для данных территорий [23].

Проведение повторных геодинамических наблюдений за деформацией земной поверхности должно основываться на соответствии нормативным документам, сертифицированным методам и утвержденным методикам их применения, с целью сравнения результатов, полученных на разных месторождениях.

Геодинамические наблюдения (нивелирные и гравиметрические) создают основу промышленной и экологической безопасности объектов нефтегазового комплекса и ландшафтных условий, а также способны служить дополнительным методом контроля разработки месторождения.

*Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Обоснование инновационных экологически чистых технологий разработки месторождений УВ в сложных горно-геологических условиях на основе 3D-компьютерного моделирования, лабораторных экспериментов и опытно-промысловых исследований», № АААА-А19-119022090096-5).*

### Литература

1. Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Кузьмин Ю.О., Бакиров Р.Х. и др. Современная геодинамика и сейсмичность юго-востока Татарстана. Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2012. 240 с.
2. 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. 2002. № 7. С. 54–57.

3. *Кузьмин Ю.О.* Актуальные вопросы использования геодезических измерений при геодинамическом мониторинге объектов нефтегазового комплекса // Вестник СГУГиТ. 2020. Т. 25, № 1. С. 43–54. <https://doi.org/10.33764/2411-1759-2020-25-1-43-54>

4. *Шмонин В.И., Шмонин И.Б.* О направлениях оптимизации системы маркшейдерского контроля деформаций земной поверхности и сооружений при разработке месторождений углеводородов // Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, разведка и разработка месторождений полезных ископаемых. 2017. Т. 40, № 3. С. 82–89. <https://doi.org/10.21285/2541-9455-2017-40-3-82-89>

5. *Васильев Ю.В., Мисюрев Д.А., Филатов А.В.* Техногенное влияние разработки комсомольского месторождения на современные деформационные процессы // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 2. С. 11–20. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2018-2-11-20>

6. *Васильев Ю.В., Иноземцев Д.П., Мисюрев Д.А., Долганов И.М., Филатов А.В.* Анализ и интерпретация результатов маркшейдерско-геодезических измерений на Губкинском геодинамическом полигоне // Маркшейдерский вестник. 2018. № 1. С. 58–67.

7. *Васильев Ю.В., Радченко А.В.* Анализ результатов геодинамического мониторинга на Новомолодежном месторождении // Маркшедерия и недропользование. 2017. № 1(87). С. 38–41.

8. *Кузьмин Ю.О.* Геодинамические полигоны – эффективный инструмент обеспечения эколого-промышленной безопасности объектов нефтегазового комплекса // Гео-Сибирь. 2008. Т. 1, № 2. С. 22–26.

9. *Кузьмин Ю.О., Никонов А.И.* Оценка геодинамических последствий разработки Бованенковского НГКМ // Гео-Сибирь. 2008. Т. 1, № 2. С. 10–15.

10. *Трофименко Д.Д.* Геологические основы для проектирования и анализ текущего состояния разработки Тасовского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). 2019. № 3. С. 175–191.

11. *Муляк В.В., Порошин В.Д., Гаттенбергер Ю.П., Абукова Л.А., Леухина О.И.* Гидрохимические методы анализа и контроля разработки нефтяных и газовых месторождений. М.: ГЕОС, 2007. 245 с.

12. *Никонов А.И.* Проблемы сейсмогеофизических методов при создании геологических моделей нефтегазовых месторождений // Актуальные проблемы нефти и газа. 2016. Вып. 3(15). С. 8. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2016-15.art8>

13. *Мартюшев Д.А., Лекомцев А.В., Котоусов А.Г.* Определение раскрытости и сжимаемости естественных трещин карбонатной залежи Логовского месторождения // Вестн. ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2012. № 16. С. 61–69. <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2015.16.7>

14. *Осипов В.И., Соколов В.Н., Еремеев В.В.* Глинистые покрывки нефтяных и газовых месторождений. М.: Наука, 2001. 238 с.

15. *Кольчицкая Т.Н., Михайлов Н.Н.* Влияние циклических режимов эксплуатации скважин на изменение состояния нефтегазовых пластов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2002. № 5. С. 81–84.

16. *Стефанов Ю.П.* Режимы дилатансии и уплотнения развития деформации в зонах локализованного сдвига // Физическая мезомеханика. 2010. Т. 13, Спецвыпуск. С. 44–52.
17. *Николаевский В.Н.* Собрание трудов. Геомеханика. Т. 1. Разрушение и дилатансия. Нефть и газ. М.; Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2010. 640 с.
18. *Бахтизин Р.Н., Смольников Р.Н.* Особенности добычи нефти с высоким содержанием механических примесей // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2012. № 5. С. 159–169.
19. *Якимов С.Б., Шпортко А.А.* О влиянии концентрации абразивных частиц на наработку электроцентробежных насосов с рабочими ступенями из материала нирезист тип 1 на месторождениях ОАО «НК «Роснефть» // Территория Нефтегаз. 2016. № 3. С. 84–99.
20. *Кудрявцев И.А.* Совершенствование технологии добычи нефти в условиях интенсивного выноса мехпримесей (на примере Самотлорского месторождения): Автореф. дис. ... канд. техн. наук. Тюмень, 2004. 23 с.
21. *Жуков В.С., Семенов Е.О., Кузьмин Ю.О.* Динамика физических свойств коллекторов при разработке месторождений нефти и газа // Вести газовой науки. 2018. № 5(37). С. 82–99.
22. *Никонов А.И.* Зонирование территории месторождений УВ по уровню деформаций земной поверхности для учета современных геодинамических воздействий на эксплуатационные и ликвидированные скважины // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. Вып. 4(23). С. 25. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art25>
23. *Никонов А.И., Тупышев М.К., Шаповалова Е.С., Юрова М.П.* Геодинамические факторы техногенной оценки воздействия на ландшафт при разработке нефтегазовых месторождений // Нефтепромысловое дело. 2014. № 12. С. 51–56.

## Technogenic factors of impact on productive sediments of hydrocarbon deposits and their relation to potential deformation of the Earth's surface

**A.I. Nikonov**

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow

E-mail: nikson59@rambler.ru

**Abstract.** The article presents the results of the studies of the assessment of subsidence of the Earth's surface above hydrocarbon fields, obtained by mathematical modeling and on the basis of field observations. The purpose of these studies is the substantiation of changes in the initial physical-mechanical and strength properties of productive deposits in the process of exposure to them by various methods of development, comparison of estimates of subsidence of the Earth's surface obtained by calculation and geodetic methods, taking into account the heterogeneity of the geological structure of the fields and the technogenic factors of impact. It is shown that the value of the calculated surface subsidence over the field, obtained on single data of the coefficient of pore compressibility of rocks and without taking into account the impact of the applied methods of development, does not allow an objective assessment of this process over the field area. The conclusion is made about the necessity of repeated profile leveling and gravimetric observations for a real assessment of the subsidence process of the Earth's surface, which allows to control the industrial and environmental safety of natural and natural-technogenic objects in the field.

**Keywords:** geodynamic landfill, subsidence of the Earth's surface, development, hydrocarbon deposits, geodetic methods, changes in the physical properties of rocks.

**Citation:** Nikonov A.I. Technogenic factors of impact on productive sediments of hydrocarbon deposits and their relation to potential deformation of the Earth's surface // Actual Problems of Oil and Gas. 2020. Iss. 4(31). P. 77–92. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art5> (In Russ.).

### References

1. *Khisamov R.S., Gatiyatullin N.S., Kuzmin Yu.O., Bakirov R.Kh.* et al. Contemporary geodynamics and seismicity of South-Western Tatarstan. Kazan: Fan Publ. House, Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, 2012. 240 p. (In Russ.).
2. *Zhukov V.S., Kuzmin Yu.O., Poloudin G.A.* Assessment of the Earth's surface subsidence processes during the development of gas fields: case study of the North Stavropol field // *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2002. No. 7. P. 54–57. (In Russ.).
3. *Kuzmin Yu.O.* Topical issues of use of geodesic measurements at geodynamic monitoring of objects of oil and gas complex // *Vestnik of SSUGT*. 2020. Vol. 25, No. 1. P. 43–54. <https://doi.org/10.33764/2411-1759-2020-25-1-43-54> (In Russ.).
4. *Shmonin V.I., Shmonin I.B.* On optimization trends of survey monitoring system of Earth surface and structure deformations under hydrocarbon deposit development // *Proceedings of the Siberian Department of the Section of Earth Sciences of the Russian Academy of Natural Sciences. Geology, Exploration and Development of Mineral Deposits*. Vol. 40, No. 3. P. 82–89. <https://doi.org/10.21285/2541-9455-2017-40-3-82-89> (In Russ.).

5. *Vasilev Yu.V., Misyurev D.A., Filatov A.V.* Anthropogenic influence of the Komsomolsk oil and gas condensate field on modern deformation processes // *Oil and Gas Studies*. No. 2. P. 11–20. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2018-2-11-20> (In Russ.).
6. *Vasilyev Yu.V., Inozemtsev D.P., Misyurev D.A., Dolganov I.M., Filatov A.V.* Analysis and interpretation of mine surveying-geodetic measurements on the geodynamic polygon of Gubkinskiy // *Mine Surveying Bulletin*. 2018. No. 1. P. 58–67. (In Russ.).
7. *Vasilyev Yu.V., Radchenko A.V.* Analysis of geodynamic monitoring results for Novomolodezhnoe field // *Mine Surveying and Subsurface Use*. 2017. No. 1(87). P. 38–41. (In Russ.).
8. *Kuzmin Yu.O.* Geodynamic test-areas as ecology-industrial safety oil and gas objects effective provision instrument // *Geo-Siberia*. 2008. Vol. 1, No. 2. P. 22–26. (In Russ.).
9. *Kuzmin Yu.O., Nikonov A.I.* Estimation of geodynamic consequences of devevelopment of Bovanenkovskoe oil-gas-condensate field // *Geo-Siberia*. 2008. Vol. 1, No. 2. P. 10–15. (In Russ.).
10. *Trofimenko D.D.* Geological foundations for the design and analysis of the current state of development of the Tasovskoye field // *Science. Engineering. Technology (Polytechnical Bulletin)*. 2019. No. 3. P. 175–191. (In Russ.).
11. *Mulyak V.V., Poroshin V.D., Gattenberger Yu.P., Abukova L.A., Leukhina O.I.* Hydrochemical methods of analysis and control of oil and gas fields development. Moscow: GEOS, 2007. 245 p. (In Russ.).
12. *Nikonov A.I.* Problems of seismogeophysical methods during elaboration of geological models of oil and gas fields // *Actual Problems of Oil and Gas*. 2016. Iss. 3(15). P. 8. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2016-15.art8> (In Russ.).
13. *Martiushev D.A., Lekomtsev, A.V., Kotousov A.G.* Determining openness and compressibility of natural fractures of carbonate reserves in the Logovskoye deposit // *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*. 2015. No. 16. P. 61–69. <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2015.16.7> (In Russ.).
14. *Osipov V.I., Sokolov V.N., Ereemeev V.V.* Argillaceous caps of oil and gas fields. Moscow: Nauka, 2001. 238 p. (In Russ.).
15. *Kolchitskaya T.N., Mikhailov N.N.* Effect of cyclic well operation modes on changes in oil and gas reservoir condition // *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2002. No. 5. P. 81–84. (In Russ.).
16. *Stefanov Yu.P.* Dilatation and compaction modes of deformation in localized shear zones // *Fizicheskaya Mezomekhanika*. 2010. Vol. 13, Special Issue. P. 44–52. (In Russ.).
17. *Nikolaevsky V.N.* Collected works. Geomechanics. Vol. 1. Fracture and dilatancy. Oil and gas. Moscow; Izhevsk: Research Center for Regular and Chaotic Dynamics, Institute for Computer Research, 2010. 640 p. (In Russ.).
18. *Bakhtizin R.N., Smolnikov R.N.* Features of oil production with high content of mechanical impurities // *Scientific Online Journal Neftegazovoe Delo*. 2012. No. 5. P. 159–169. (In Russ.).
19. *Yakimov S.B., Shportko A.A.* On the abrasive particle concentration influence on the running hours of electric centrifugal pumps with operating stages made of Ni-resist, type 1, at fields of NK Rosneft JSC // *Territorija Neftegaz*. 2016. No. 3. P. 84–99. (In Russ.).

20. *Kudryavtsev I.A.* Oil production technology improvement in conditions of intensive removal of mechanical impurities (by the example of Samotlorskoye field): Synopsis of Ph.D. thesis. Tyumen, 2004. 23 p. (In Russ.).

21. *Zhukov V.S., Semenov Ye.O., Kuzmin Yu.O.* Dynamics of physical properties of reservoirs at development of oil and gas fields // *Vesti Gazovoy Nauki*. 2018. No. 5(37). P. 82–99. (In Russ.).

22. *Nikonov A.I.* Oil and gas territories zoning by the surface deformation degree for the registration of recent geodynamic impact on producing and abandoned wells // *Actual Problems of Oil and Gas*. 2018. Iss. 4(23). P. 25. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art25> (In Russ.).

23. *Nikonov A.I., Tupysev M.K., Shapovalova E.S., Yurova M.P.* Geodynamic factors of technogenic assessment of influence on the landscape while developing oil and gas fields // *Oilfield Engineering*. 2014. No. 12. P. 51–56. (In Russ.).