

ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ

Оригинальная статья

УДК 622.279

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-1.art5>

Анализ динамики проявления техногенных деформационных процессов при разработке нефтегазовых месторождений на земной поверхности

М.К. Тупысев ✉

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Аннотация. Необходимость учета техногенных деформационных процессов при разработке нефтегазовых месторождений обусловлена различными их негативными последствиями. Показано влияние жесткости (несущей способности) горных пород, в том числе многолетнемерзлых пород, над разрабатываемым месторождением, его размеров и формы на динамику техногенных деформационных процессов дренируемых пластов и проявление этих процессов на дневной поверхности. Описана динамика техногенных процессов горных пород в межскважинном пространстве. Предложено равномерное дренирование всей площади разрабатываемого месторождения для снижения негативных последствий техногенных процессов.

Ключевые слова: техногенные деформационные процессы, размеры и формы залежей, межскважинное пространство, техногенные сейсмопроявления

Финансирование: работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 122022800272-4).

Для цитирования: Тупысев М.К. Анализ динамики проявления техногенных деформационных процессов при разработке нефтегазовых месторождений на земной поверхности // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 1. С. 60–71. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-1.art5>

✉ Тупысев Михаил Константинович, e-mail: m.tupysev@mail.ru

© Тупысев М.К., 2024



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Введение

О динамике техногенных деформационных процессов, протекающих в дренируемых пластах при разработке нефтегазовых месторождений, судят по величинам изменения высотного положения земной поверхности над месторождением.

Первые сведения о деформации земной поверхности над разрабатываемыми месторождениями в нашей стране были получены в 60-е годы прошлого столетия [1, 2].

Зарубежный опыт разработки нефтегазовых месторождений свидетельствует также о многочисленных зафиксированных осадках земной поверхности над месторождениями. Рекордные данные о проседании земной поверхности (9 м) получены в результате разработки месторождения Wilmington (США) [3]. Особенно показателен негативный опыт разработки нефтегазовых месторождений, полученный при освоении месторождений Северного моря: на месторождении Groningen (Голландия) зафиксированы проседания морского дна до 30 см при значительных сейсмопроявлениях по всей площади месторождения; за более чем 40-летний период разработки месторождения Ekofisk (Норвегия) опускание дна моря достигло 10 м, в результате были проведены дорогостоящие работы по восстановлению выведенных из строя эксплуатационных скважин и поднятию эксплуатационных платформ над уровнем моря для предотвращения их затопления [4].

К негативным последствиям техногенных деформационных процессов следует отнести снижение фильтрационных параметров коллекторов в призабойной зоне дренируемых пластов, нарушение герметичности заколонных пространств скважин и их целостности и пр. [5]. Данная

работа направлена на дальнейшее развитие представлений о динамике техногенных процессов в зависимости от определенных факторов.

Основные причины и факторы техногенных деформационных процессов

Величину деформации дренируемых продуктивных пластов, приравниваемую к величине оседания земной поверхности, обычно определяют, используя вариант сравнительно простой расчетной схемы (плоская постановка задачи), по которой искомое уравнение имеет вид [6, 7]:

$$\Delta H = \sum(\beta_{гп} \Delta P h), \quad (1)$$

где ΔH – величина оседания земной поверхности; $\beta_{гп}$, ΔP , h – сжимаемость горных пород, изменение пластового давления и толщина отдельного продуктивного пласта рассматриваемого месторождения (залежи).

При оценке величины оседания земной поверхности важно учитывать вовлечение в деформационные процессы окружающих продуктивные пласты неколекторов, например, глинистых пластов, вклад которых может быть сопоставим с величиной деформации дренируемых коллекторов [2, 8, 9].

Таким образом, для деформационных процессов в продуктивной залежи необходимо снижение начального пластового давления в ней (ΔP), которое сопровождается нарушением существующего равновесия сил, когда горное давление, действующее на рассматриваемый пласт (P_r), уравновешивается пластовым давлением флюида ($P_{пл}$) и реакцией скелета горных пород в нем (R) – $P_r = P_{пл} + R$.

Изменение пластового давления начинается в призабойной зоне при пуске скважины в эксплуатацию. Например, для газовой скважины граница изменения этого давления (приведенный радиус $R_{пр}$) изменяется в соответствии с известной закономерностью [10]:

$$R_{пр} = \sqrt{2,25 \chi t}, \quad (2)$$

где χ – пьезопроводности пласта; t – время работы скважины.

Однако деформация дренируемых пластов разрабатываемой залежи и опускание вышележащих горных пород до дневной поверхности не происходит сразу, поскольку пласты горных пород за время многомиллионного срока их формирования приобретают определенные прочностные свойства, способность выдерживать вертикальные нагрузки горного давления без прогибания. Из теории устойчивости [11] изгибная жесткость пластины (D), в нашем случае – пласта горных пород, имеет следующую зависимость:

$$D = \frac{Eh^2}{12(1-\nu^2)}, \quad (3)$$

где E , ν , h – модуль Юнга, коэффициент Пуассона горных пород и толщина рассматриваемого пласта, соответственно.

Пласты, залегающие выше дренируемой продуктивной залежи, имеют определенные прочностные свойства, поэтому они опускаются (прогибаются) при достижении радиуса дренажа в залежи некоторой критической величины – критического радиуса [5]. Он пропорционален глубинам залегания

продуктивных залежей (месторождений), т. е. чем глубже залегают залежь, тем при большей площади дренирования залежи будет происходить деформация продуктивных пластов и оседание земной поверхности над залежью. Это следует из формулы (3), по которой жесткость пропорциональна квадрату толщины пласта.

Рассмотрим некоторые дополнительные факторы (кроме глубины залежи), влияющие на динамику техногенных деформационных процессов в залежи и возможность оседания земной поверхности над ней.

Наличие толщи многолетнемерзлых пород

В работе [5] были получены первые выводы по влиянию толщи многолетнемерзлых пород (ММП) на динамику техногенных процессов. На рис. 1 показана схема залежи, в верхней части разреза горных пород которой имеется толща ММП. Толщу мерзлых пород «5» в этом случае логично рассматривать как жесткую плиту с некоторой несущей способностью явно большей, чем нижележащие немерзлые осадочные горные породы «2», «3», «4». При работе эксплуатационной скважины «б» пластовое давление в продуктивной залежи «1» изменяется от забойного до пластового. При достижении размеров так называемой депрессионной воронки давления $P = P(r, t)$ критического значения (критического радиуса – R_k) для несущей способности горных пород от продуктивного пласта до толщи многолетнемерзлых пород под ней возникает зона разгрузки, т. е. вес толщи ММП ($P_{мп}$) не будет суммироваться с горным давлением нижележащих пластов.

На скелет горных пород дренируемых пластов будет действовать давление $P = P_{\Gamma} - P_{пл} - P_{МП}$, в результате деформация горных пород дренируемых пластов

в продуктивной залежи будет происходить только при достижении величины снижения пластового давления ниже горного давления толщи ММП ($\Delta P > P_{МП}$).

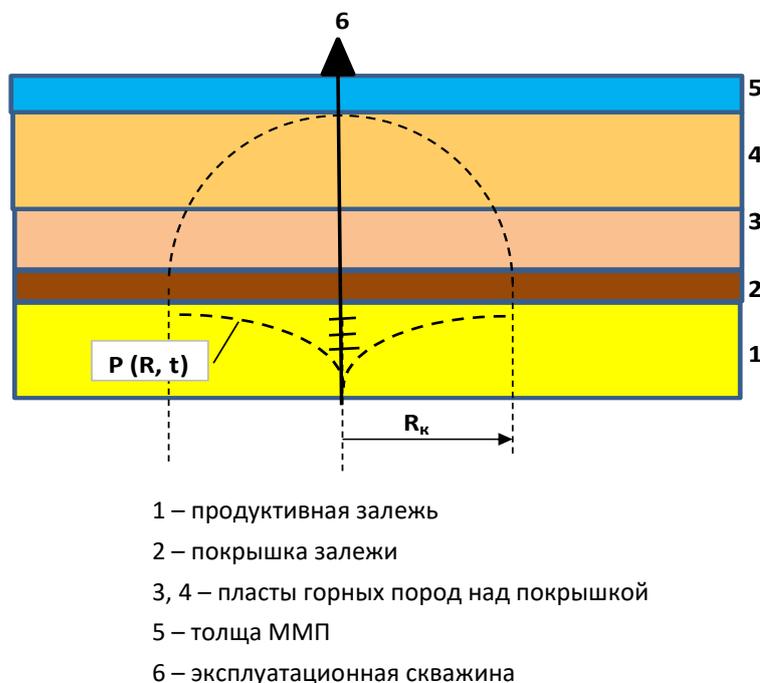


Рис. 1. Схема залежи с многолетнемерзлыми породами

Fig. 1. Scheme of the deposit with permafrost rocks

При превышении размеров площади возмущения величины несущей способности толщи многолетнемерзлых пород происходит суммирование горных давлений всех пластов горных пород над продуктивной залежью. Поэтому на скелет горных пород продуктивной залежи резко возрастает нагрузка, происходит деформация дренируемых пластов и соответствующее опускание земной поверхности над месторождением. Дальнейшие деформационные процессы протекают так же, как и у месторождений без ММП.

Размеры и форма залежи

Известны месторождения, имеющие сравнительно небольшие размеры, например,

продуктивные коллекторы которых приурочены к палеоруслу рек, отличающиеся большой протяженностью, но малой шириной.

Принципиальная схема подобного месторождения показана на рис. 2. При работе эксплуатационной скважины «2» по мере снижения пластового давления в призабойной зоне залежи «1» один из линейных размеров области дренирования остается меньше двух критических радиусов для горных пород над продуктивной залежью такого месторождения. Поэтому разработка подобных месторождений будет происходить без проявления техногенных деформационных процессов на земной поверхности.

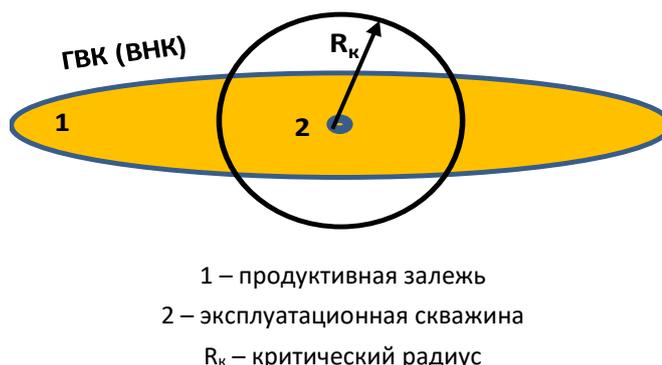


Рис. 2. Схема залежи с одним из линейных размеров меньше критического радиуса

Fig. 2. Scheme of the deposit with one of the linear dimensions less than the critical radius

На несущую способность горных пород влияет и форма залежи по вертикали. Примером могут служить широко распространенные залежи (месторождения) в виде антиклинальной складки (рис. 3). При такой форме залежи чем больше углы наклона крыльев складки, тем больше так называемый «арочный эффект». Горные породы пластов над продуктивной залежью приобретают дополнительные несущие способности по сравнению с их горизонтальным положением. Кроме того, на дренируемые пласты продуктивной залежи в этом случае действует только

часть горного давления – $P = P_r \cdot \cos \alpha$, величина которой уменьшается с увеличением угла наклона крыльев складки (α) (см. рис. 3). Потому разработка таких залежей, также как и в предыдущем примере, может происходить без проявления на земной поверхности признаков техногенных процессов, происходящих в залежи, или с задержкой времени на преодоление дополнительных несущих способностей пластов горных пород, т. е. при большем снижении начальных пластовых давлений в дренируемых пластах.

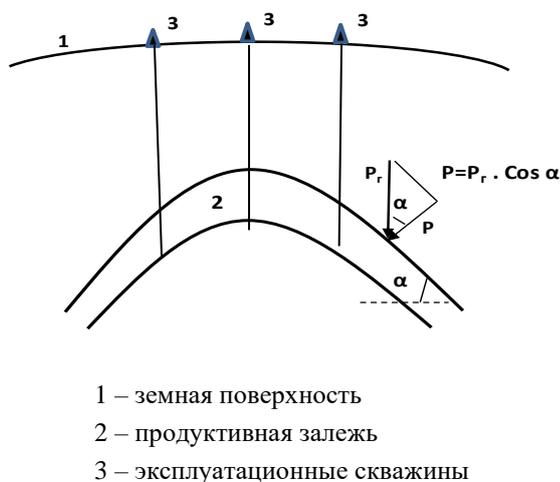


Рис. 3. Схема залежи, при разработке которой действует «арочный эффект»

Fig. 3. Scheme of the deposit undergoing the “arch effect” during its development

Динамика техногенных процессов в межскважинном пространстве

Первые исследования по динамике техногенных деформационных процессов в межскважинном пространстве были проведены в работе [5], затем продолжены в работе [12]. В них была показана возможность существования в указанном пространстве зон с первоначальным пластовым давлением – опорных зон. В настоящей работе автор приводит данные о дальнейшем развитии выполненных исследований.

Проследим динамику развития этих деформационных процессов на примере работы двух соседних скважин (рис. 4). При пуске скважин в эксплуатацию пропорционально времени их работы растут размеры областей, дренируемые ими. Допустим, что критический радиус (R_k), т. е. несущая способность вышележащих горных пород, несколько меньше половины расстояния между скважинами (L_c). До момента смыкания депрессионных воронок, например, на момент времени t_1 ($P = P(r, t_1)$ на рис. 4а) при достижении размеров зоны возмущения размеров критического радиуса ($R_b = R_k$) начинается опускание кровли пласта и дневной поверхности в зоне возмущения – $\Delta H = \Delta H(r, t_1)$.

Массив горных пород выше продуктивного пласта между скважинами в невозмущенной части держится на зонах с первоначальным пластовым давлением, которые можно назвать опорными зонами. Площади этих опорных зон по мере роста размеров областей дренирования скважин уменьшаются, происходит как бы их подтачивание. При смыкании областей дренирования ($P = P(r, t_2)$ на рис. 4а)

опорная зона между скважинами пропадает, при этом две области дренирования с размерами $2L_c$ превращаются в одну с размерами $4L_c$, начинается опускание кровли продуктивного пласта и дневной поверхности между скважинами в соответствии с закономерностью формулы (1).

Рассмотрим динамику напряжений в кровле и подошве пласта горных пород над продуктивным пластом (рис. 4б).

До момента смыкания областей дренирования скважин (при времени работы скважин $t_1 \leq t_2$) указанный пласт горных пород в районе каждой скважины имеет тенденцию к прогибанию, поэтому в центре кровли его (около скважины) будут расти сжимающие касательные напряжения, которые будем считать отрицательными, а на периферии кровли около границ областей дренирования растут растягивающие касательные напряжения, которые считаем положительными. В подошве рассматриваемого пласта горных пород касательные напряжения имеют противоположный характер (рис. 4б, черный цвет).

При смыкании областей дренирования начинается опускание массива горных пород над продуктивным пластом между скважинами, поэтому в центре кровли его, там, где до момента времени t_2 росли растягивающие напряжения, появляются сжимающие касательные напряжения, которые увеличиваются по мере снижения начального пластового давления и роста амплитуды осадки земной поверхности. Аналогичным образом в центре пласта горных пород над продуктивным пластом также меняется знак касательных напряжений (рис. 4б, красный цвет).

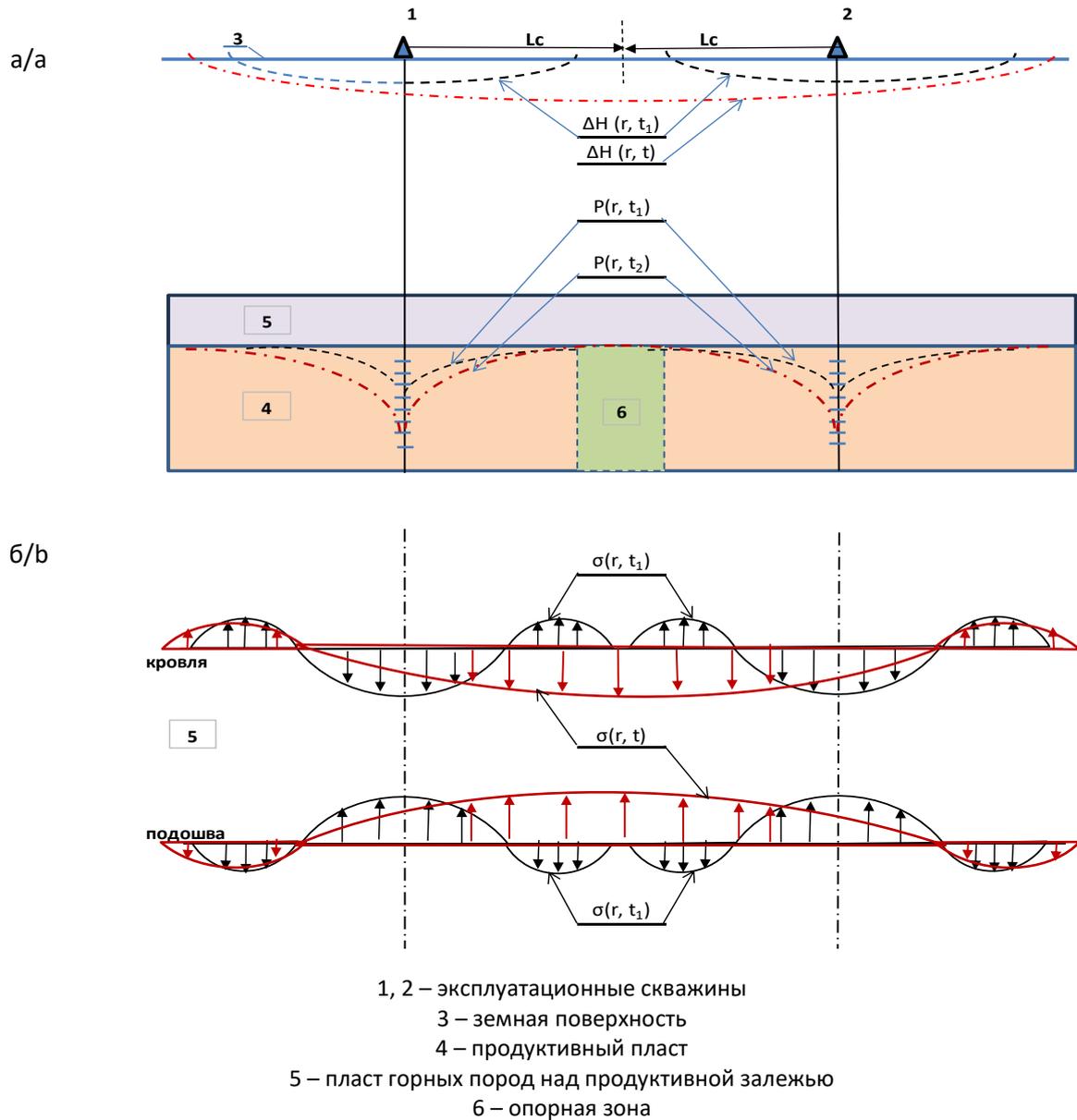


Рис. 4. Динамика техногенных деформационных процессов в межскважинном пространстве:
 а – схема развития деформационных процессов в межскважинном пространстве при работе двух соседних скважин;
 б – изменения напряжений в кровле и подошве пласта горных пород над дренируемой залежью

Fig. 4. Dynamics of technogenic deformation processes in the interwell space:
 а – Scheme of the development of deformation processes in the interwell space during operation of two neighboring wells
 б – changes in stresses in the roof and bottom of the formation rocks above the drained deposit

Таким образом, в области исчезнувшей опорной зоны в пласте горных пород над продуктивным пластом происходит скачкообразное изменение направления касательных напряжений в кровле и подошве массива горных пород. Следует

заметить, что величина этого скачкообразного изменения напряжений будет тем выше, чем с большими депрессионными изменениями начального пластового давления соединяются зоны отбора пластового флюида.

Таким примером могут являться работа соседних кустов скважин с аномальными изменениями начальных пластовых давлений в ограниченных зонах залежи и последующее объединение этих зон. Ускорению процесса смыкания областей дренирования и ликвидации опорных зон между скважинами могут служить дополнительные эксплуатационные скважины, сооружаемые и вводимые в эксплуатацию при сгущении первоначальной сетки скважин. В этом случае смыкание указанных зон происходит с меньшими перепадами напряжений. Исчезновение опорной зоны и скачкообразное изменение касательных напряжений может служить причиной техногенных сейсмоявлений.

Весь массив горных пород над продуктивным пластом (залежью) состоит из различных пластов и пропластков, каждый из которых имеет свои прочностные свойства. При развитии деформационных процессов возникают касательные напряжения в кровле и подошве каждого пласта, а это значит, как видно из эпюр напряжений на рис. 4б, что на контакте пластов (в кровле нижележащего и подошве вышележащего) напряжения имеют противоположный характер. Т. е. при деформации всего массива горных пород над продуктивным пластом могут происходить подвижки пластов, слагающих этот массив, относительно друг друга при превышении возникающих касательных напряжений сил сцепления горных пород рассматриваемых пластов. Более пластичные и менее жесткие пласты могут выступать в качестве плоскостей, по которой будут происходить относительные подвижки выше и ниже расположенных пластов горных пород разреза.

В работе [13] авторами также показана возможность образования опорных

зон в межскважинном пространстве и сейсмоявлений при разрушении этих зон в результате дренирования, но после проведения гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах.

Выводы

1. Техногенные деформационные процессы дренируемых пластов месторождения и изменение высотного положения земной поверхности над месторождением происходят после превышения возникающих напряжений жесткости (несущей способности) пластов горных пород над месторождением.

2. Наличие ММП в разрезе горных пород месторождения повышает их жесткость и замедляет проявление деформационных процессов на дневной поверхности.

3. На динамику техногенных деформационных процессов влияют размеры и форма месторождения.

4. При разработке месторождения техногенные процессы в дренируемых пластах сопровождаются развитием разнонаправленных касательных напряжений на контактах пластов горных пород над месторождением в межскважинном пространстве.

5. Разработка месторождения с максимальным одновременным охватом всей площади продуктивности способствует снижению негативных последствий техногенных процессов в межскважинном пространстве.

6. Более точная оценка рисков от развития техногенных деформационных процессов требует применения достаточно детального геомеханического моделирования.

Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. Терновой Ю.В., Сергеев В.Н., Гниловской В.Г. и др. О деформации земной поверхности на разрабатываемом Северо-Ставропольском месторождении газа // Доклады АН СССР. 1965. Т. 164, № 4. С. 885–888.
2. Петренко В.И., Ильченко Л.А., Канашиук В.Ф. О механизме просадки земной поверхности при добыче жидких и газообразных полезных ископаемых // Советская геология. 1983. № 7. С. 109–117.
3. Богоявленский В.И., Богоявленский И.В., Каргина Т.Н. Особенности геологического строения и разработки нефтяного месторождения «Уилмингтон» в Калифорнии // Бурение и нефть. 2016. № 9. С. 22–27.
4. Богоявленский В.И., Богоявленский И.В. Особенности геологического строения и разработки нефтегазовых месторождений в регионе Северного моря. «Гронинген» и «Экофиск» // Бурение и нефть. 2014. № 4. С. 4–8.
5. Тупысев М.К. Техногенные деформационные процессы при разработке газовых месторождений. М.: ИРЦ «Газпром», 1997. 28 с. (Серия: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: обзор. информ.).
6. Geertsma J. Land subsidence above compacting oil and gas reservoirs // Journal of Petroleum Technology. 1973. Vol. 25, No. 6. P. 734–744. <https://doi.org/10.2118/3730-PA>
7. Гаттенбергер Ю.П. Причины и прогноз проседаний земной поверхности в районах разрабатываемых нефтяных и газовых месторождений // Бюллетень Московского общества испытателей природы. Отдел геологический. 1984. Т. 59, Вып. 1. С. 108–118.
8. Мирзаджанзаде А.Х., Баренблатт Г.И., Ентов В.М. и др. О возможном влиянии начального градиента на разработку многопластовых газовых и газоконденсатных месторождений при водонапорном режиме // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 1970. № 1. С. 39–45.
9. Тупысев М.К. Влияние техногенных процессов на содержание воды в продукции газовых скважин // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 1(28). С. 6. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-28.art6>
10. Зотов Г.А., Тверковкин С.М. Гидродинамические методы исследований газовых скважин. М.: Недра, 1970. 192 с.
11. Тимошенко С.П. Устойчивость стержней, пластин, оболочек. М.: Наука, 1971. 808 с.
12. Максимов В.М., Тупысев М.К., Кульпин Л.Г., Пронюшкина С.М. Природно-техногенные осложнения при освоении месторождений углеводородов Арктического шельфа и подводном транспорте газа // Бурение и нефть. 2015. № 1. С.24–29.
13. Верисокин А.Е., Зиновьева Л.М., Граб А.Н., Сериков Д.Ю. Механизм деформационных процессов, возникающих при проведении гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2018. № 10. С. 50–53. <https://doi.org/10.30713/0130-3872-2018-10-50-53>

Информация об авторе

Михаил Константинович Тупысев – к.т.н., старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 3890-7046, <https://orcid.org/0009-0000-7823-768X>; e-mail: m.tupysev@mail.ru

Поступила в редакцию 29.02.2024

ENVIRONMENTAL MONITORING AND INDUSTRIAL SECURITY OF OIL AND GAS FACILITIES

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-1.art5>**Analysis of the dynamics of technogenic deformation processes during the development of oil and gas fields on the Earth's surface****M.K. Tupysev** ✉

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

Abstract. The need to take into account technogenic deformation processes during the development of oil and gas fields is due to their various negative consequences. The influence of the stiffness (load-bearing capacity) of rocks, including permafrost, over the developed deposit, its size and shape on the dynamics of technogenic deformation processes of drained formations and the manifestation of these processes on the daylight surface is shown. The dynamics of technogenic processes of rocks in the interwell space is described. In order to reduce the negative consequences of technogenic processes, uniform drainage of the entire area of the developed field is proposed.

Keywords: technogenic deformation processes, size and shape of deposits, interwell space, technogenic seismic manifestations

Funding: the work was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (State Assignment No. 122022800272-4).

For citation: Tupysev M.K. Analysis of the dynamics of technogenic deformation processes during the development of oil and gas fields on the Earth's surface. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 1. P. 60–71. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-1.art5>

✉ Mikhail K. Tupysev, e-mail: m.tupysev@mail.ru

© Tupysev M.K., 2024



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Conflict of interests

The author declares no conflict of interests.

References

1. Ternovoy Yu.V., Sergeev V.N., Gnilovskoy V.G. et al. On the deformation of the Earth's surface at the North Stavropol gas field under development. *Doklady AN SSSR*. 1965. Vol. 164, No. 4. P. 885–888. (In Russ.).
2. Petrenko V.I., Il'chenko L.A., Kanashuk V.F. The mechanism of surface subsidence during the extraction of commercial liquid and gas deposits. *International Geology Review*. 1984. Vol. 26, No. 5. P. 553–562. <https://doi.org/10.1080/00206818409466583>
3. Bogoyavlenskiy V.I., Bogoyavlenskiy I.V., Kargina T.N. Peculiarities of geologic structure and development of Wilmington oil field in California. *Burenie i nef't'*. 2016. No. 9. P. 22–27. (In Russ.).
4. Bogoyavlenskiy V.I., Bogoyavlenskiy I.V. Peculiarities of geologic structure and development of oil and gas fields in North Sea's region. Groningen and Ekofisk. *Burenie i nef't'*. 2014. No. 4. P. 4–8. (In Russ.).
5. Tupysev M.K. *Technogenic Deformation Processes in the Development of Gas Fields*. Moscow: Gazprom AIC, 1997. 28 p. (Series: Development and Operation of Gas and Gas-Condensate Fields: Survey Data). (In Russ.).
6. Geertsma J. Land subsidence above compacting oil and gas reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*. 1973. Vol. 25, No. 6. P. 734–744. <https://doi.org/10.2118/3730-PA>
7. Gattenberger Yu.P. Causes and forecast of subsidence of the Earth's surface in the areas of developed oil and gas fields. *Bulletin of Moscow Society of Naturalists. Geological Series*. 1984. Vol. 9, No. 1. P. 108–118. (In Russ.).
8. Mirzajanzade A.Kh., Barenblatt G.I., Entov V.M. et al. On the possible influence of the initial gradient on the development of multilayer gas and gas condensate fields under the water pressure regime. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Nef't' i gaz*. 1970. No. 1. P. 39–45. (In Russ.).
9. Tupysev M.K. Effect of man-made processes on water content in gas well products. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2020. No. 1(28). P. 6. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-28.art6>
10. Zotov G.A., Tverkovkin S.M. *Hydrodynamic Methods of Gas Well Research*. Moscow: Nedra, 1970. 192 p. (In Russ.).
11. Timoshenko S.P. *Stability of Bars, Plates, Shells*. Moscow: Nauka, 1971. 808 p. (In Russ.).
12. Maksimov V.M., Tupysev M.K., Kulpin L.G., Pronyushkina S.M. Natural and technology hazards during the hydrocarbon field developing of the Arctic shelf and the underwater gas transportation. *Burenie i nef't'*. 2015. No. 1. P. 24–29. (In Russ.).
13. Verisokin A.E., Zinovieva L.M., Grab A.N., Serikov D.Yu. The mechanism of deformation processes that occur when conducting hydraulic fracturing of a formation in horizontal wells. *Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*. 2018. No. 10. P. 50–53. (In Russ.). <https://doi.org/10.30713/0130-3872-2018-10-50-53>

Information about the author

Mikhail K. Tupysev – Cand. Sci. (Eng.), Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0000-7823-768X>; e-mail: m.tupysev@mail.ru

Received 29.02.2024