

**ОЦЕНКА ОСЕДАНИЯ ЗЕМНОЙ ПОВЕРХНОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УВ В ПРОЦЕССЕ
РАЗРАБОТКИ С УЧЕТОМ ИЗМЕНЕНИЯ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА**

**Жуков В.С. (Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН),
Кузьмин Д.К.* (Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН)**

Введение. Наиболее известной формой негативных геодинамических последствий длительной разработки месторождений являются обширные просадки территории всего месторождения. Хорошо известно, что эти оседания поверхности могут приводить к формированию существенных градиентов смещений в процессе длительной разработки месторождений. Например, при типичных размерах месторождений в 50-100 км и накопленных оседаниях в несколько метров, относительные деформации могут достигнуть пороговых значений – 10^{-3} , которые обозначены как опасные в целом ряде нормативных документов [1, 2]. Для того, чтобы определить оптимальную конфигурацию системы наблюдений и ее метрологических характеристик необходимо оценивать уровень возможных деформаций (амплитуду смещений и их пространственное распределение). Важно исследовать вопрос о том на сколько снижают итоговую, расчетную амплитуду оседания земной поверхности такие снижения пороупругих параметров, особенно коэффициента сжимаемости порового пространства. Крайне актуально это проиллюстрировать на примере шельфовых месторождений, поскольку постановка полномасштабного мониторинга деформаций, по естественным причинам, на таких объектах невозможна. В этой ситуации проведение модельных оценок является и элементом проектирования наблюдательных систем, и базовым звеном интерпретации результатов мониторинга, одновременно.

Результаты экспериментальных исследований.

Изменения коэффициента пористости. Результаты экспериментальных исследований по методике моделирования пластовых условий [3] показали, что зависимость среднего значения коэффициента пористости от эффективного давления (рис.1а) можно с высокой степенью достоверности ($R^2=0,99$) описать степенной зависимостью (1):

$$K_p = 22,604 \cdot P_{эф}^{-0,020} \quad (1)$$

Повышение эффективного давления (снижение пластового давления) на 10 МПа (с 38 МПа до 48 МПа) при разработке пласта приведет к уменьшению пористости с 20,967% до 20,929% или на 0,038 абсолютных процентов пористости. Таким образом, пористость после снижения пластового давления на 10 МПа составит 0,99819 от K_p в начале разработки.

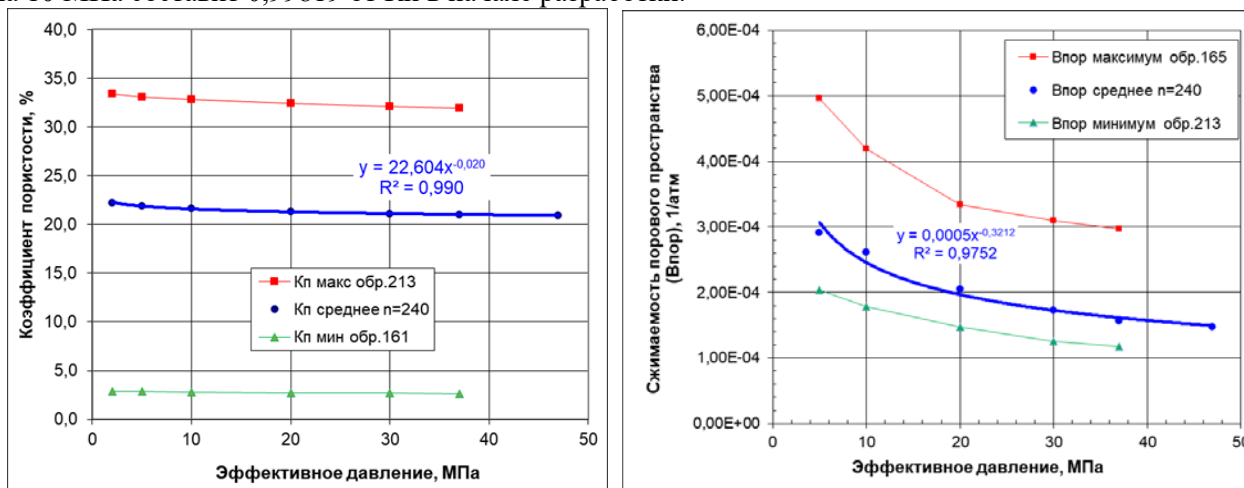


Рисунок 1. Изменения а) коэффициента пористости и б) коэффициента сжимаемости порового пространства при увеличении эффективного давления.

Изменения коэффициента сжимаемости порового пространства. Выявлено, что зависимость среднего значения коэффициента сжимаемости от эффективного давления (рис.1б) с высокой степенью достоверности ($R^2=0,97$) описывается степенным уравнением (2):

$$Впор = 5,15 \cdot 10^{-4} \cdot P_{эф}^{-0,321} \quad (4)$$

Увеличение эффективного давления в процессе разработки пласта с 37 до 47 МПа т.е. на 10,0 МПа приведет к снижению средней величины сжимаемости порового пространства с $1,56 \cdot 10^{-3}$ до $1,48 \cdot 10^{-3}$ 1/МПа или на $0,08 \cdot 10^{-3}$ 1/МПа, что означает уменьшение сжимаемости порового пространства на

5,3% после снижения пластового давления на 10 МПа относительно её величины при 37,0 МПа в начале разработки.

Модели продуктивных пластов.

Залежи углеводородов на месторождении приурочены к продуктивным терригенным, слабо наклоненным, горизонтам миоценового возраста, залегающим на глубине 1420-2020 метров [4, 5]. В разных блоках месторождения эффективная толщина коллектора изменяется от 70 до 140 м, значения средневзвешенной пористости по скважинам месторождения составляют в среднем 20-23 %. Коллектор представлен песчаниками и алевролитами, частично глинистых. В первом приближении, залежь моделировалась призматическим телом определенной длины, ширины и толщины, объёмом которого соответствовал объёму залежи (рис. 2 и 3).

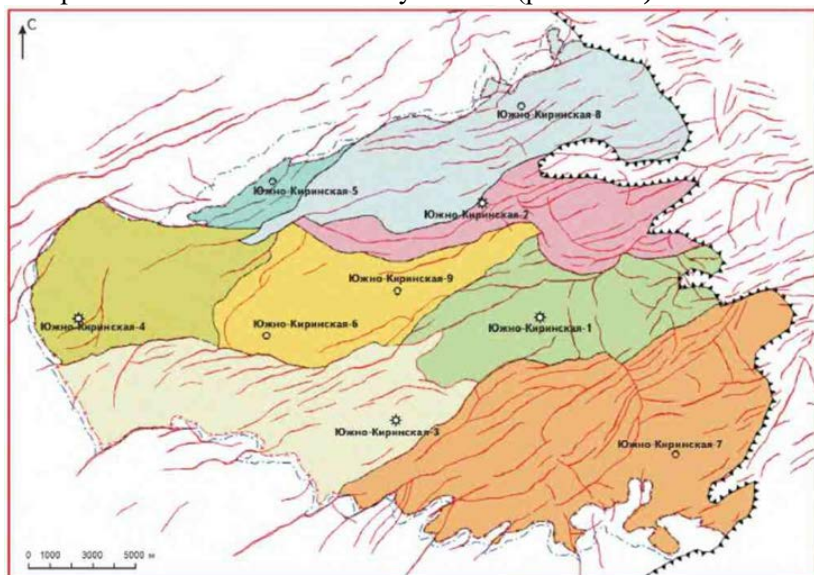


Рисунок 2. Расположение скважин и блоков Южно-Киринского месторождения.

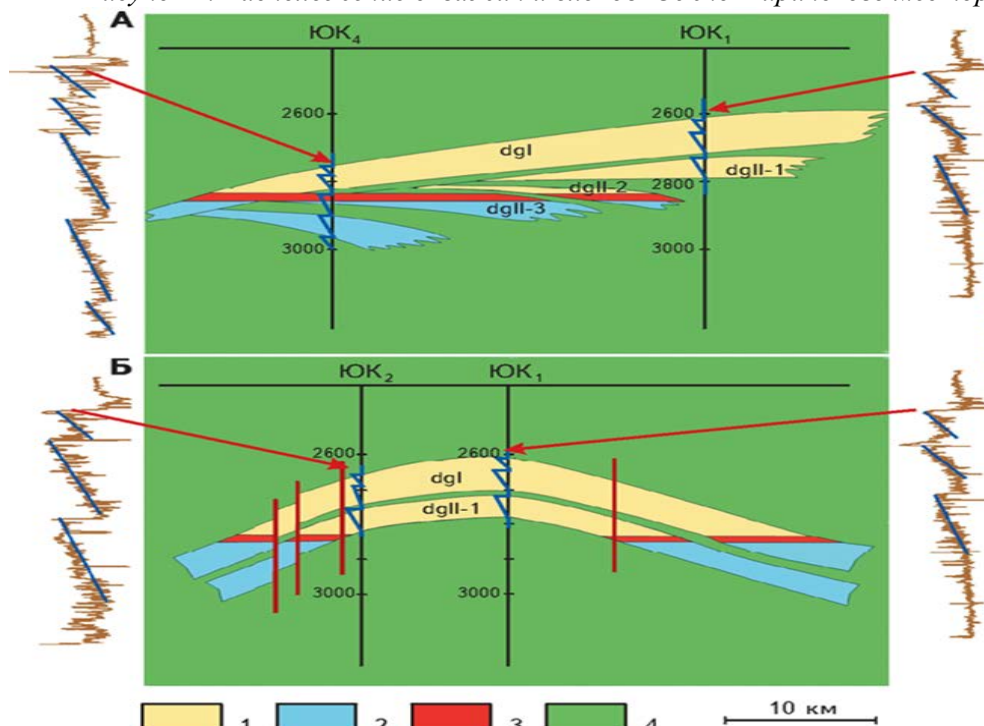


Рисунок 3. Упрощенные разрезы дагинского горизонта Южно-Киринского месторождения А - субширотный, Б - субмеридиональный (по рис. 12 из работы [5]). Коллекторы 1 - газонасыщенный, 2 - водонасыщенный, 3 - нефтенасыщенный, 4 - глины. Справа и слева фрагменты гамма-гамма каротажа плотностного.

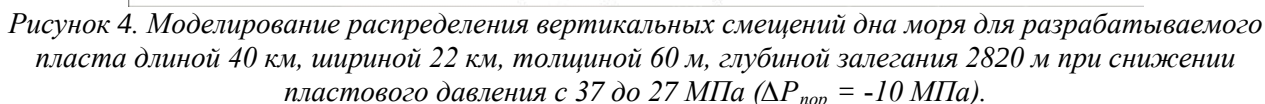
Методика моделирования оседаний земной поверхности при разработке залежей УВ. Существует несколько подходов к оценке обширных оседаний земной поверхности территории нефтегазовых месторождений. Одна из них - генетическая модель деформируемого пласта [6, 7], которая была успешно апробирована на ряде месторождений УВ, включая шельфовые, подземных газохранилищах и разломных зонах, контролирующих эти объекты [8, 9, 10, 11, 12]. Приоритет в выборе данной модели обуславливается рядом принципиальных факторов, описанных в работах [13, 14, 22, 23]. Как известно формула для расчета, например, вертикальных смещений земной поверхности (U_z) состоит из произведения двух сомножителей:

$$U_z = \Phi * \Gamma \quad (5)$$

Физический сомножитель Φ в формуле (5) включает в себя такие параметры как пористость m , сжимаемость порового пространства $B_{пор}$, а также изменение пластового давления $\Delta P_{пор}$. Анализ петрофизических параметров показал, что среднее значение коэффициента пористости при изменении давления на 10 МПа снизится с 20,967% до 20,929% или на 0,038 абсолютных процентов пористости, а средняя величина коэффициента сжимаемости порового пространства снизится с 1,56 до 1,48 1/ГПа или на 0,08 1/ГПа, что означает уменьшение сжимаемости порового пространства при 47 МПа на 5,3% относительно её величины при 37,0 МПа в начале разработки.

Обсуждение. Хорошо известно, что величины таких характеристик пласта, как пористость и коэффициент сжимаемости порового пространства, снижаются по мере уменьшения пластового давления и увеличения эффективного напряжения, которые обусловлены процессами разработки месторождений УВ в режиме «истощения» [14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23]. Здесь приведены результаты модельных оценок оседания дна моря в окрестности Южно-Кириного месторождения. Продуктивные пласты моделировались призмой со своими геометрическими характеристиками: шириной $2a$, длиной $2b$, глубиной залегания верхней d и нижней D границы эффективной газонасыщенной части пласта и средней глубиной залегания пласта H . Для расчета были использованы следующие параметры продуктивных газонасыщенных пластов, моделирующие соответствующие геолого-структурные характеристики дагинский горизонта Южно-Кириного месторождения: длина простираия пласта ($2a = 40$ км), ширина ($2b = 80$ км), глубина залегания верхней кромки ($d = 2790$ м) и нижней кромки ($D = 2850$ м), толщина пласта ($D-d = 60$ м), а также средняя глубина залегания пласта ($H = 2820$ м).

В качестве начальных (исходных) были использованы средние величины пористости и сжимаемости порового пространства при пластовом давлении 27 МПа в начале разработки месторождения: $K_{пл} = 20,967\%$ и $B_{пор} = 1,56 \cdot 10^{-3}$ 1/МПа. Для расчета просадок был принят сценарий, что пластовое давление снизится на $\Delta P_{пор} = 10$ МПа. При этом будут достигнуты следующие значения: $K_{пл} = 20,929\%$, $B_{пор} = 1,48 \cdot 10^{-3}$ 1/МПа. Вертикальные смещения были построены с учетом изменения пористости и сжимаемости порового пространства в ходе разработки месторождения при снижении порового давления до 17 МПа (рис. 1а и 1б). Для сопоставления и наглядной иллюстрации учета результатов физического моделирования изменения петрофизических параметров коллекторов в процессе разработки, показаны кривые смещения, которые получились без учета изменений пористости и сжимаемости продуктивных горных пород (рис. 4).



Проведенные исследования убедительно продемонстрировали, что учет динамики тектонофизических и петрофизических характеристик, обусловленной длительной разработкой месторождений углеводородов существенно меняет интенсивность деформационного состояния массива горных пород и земной поверхности над залежью и, следовательно, представления об уровне геодинамической опасности объектов нефтегазового комплекса.

1. Кузьмин Ю.О. Современная геодинамика: от движений земной коры до мониторинга ответственных объектов // Физика Земли. 2019 б. № 1. С. 78 – 103.
2. 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.
3. Жуков В.С., Люгай Д.В. Определение фильтрационно-емкостных и упругих свойств и электрических параметров образцов горных пород при моделировании пластовых условий: учебно-методическое пособие. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. - 56с.
4. Дзюбло А.Д., Шнип О.А., Елтухов Е.Е., Щербакова А.Ю. Литолого-геофизическая характеристика пород дагинского горизонта Южно-Киринского месторождения // Геология нефти и газа. 2016, №4. – С.39-46.

5. Рыбальченко В.В., Гогоненков Г.Н., Парасына В.С. Условия формирования Южно-Кириного месторождения на шельфе острова Сахалин // Геология нефти и газа. 2014. №4. - С.42-52.
6. Кузьмин Ю.О. Современная геодинамика и оценка геодинамического риска при недропользовании // М.: Агентство Экономических Новостей. 1999. 220 с.
7. 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.
8. Кузьмин Ю. О. Индуцированные деформации разломных зон //Физика Земли. 2019. №5. С. 61 – 75.
9. 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. №7. 2002. С. 54-57.
10. Жардецкий В.А., Жуков В.С. Моисеев П.А., Кузьмин Ю.О. Применение геолого-математического моделирования для мониторинга геодинамических процессов при эксплуатации ПХГ // Каротажник. 2003. № 102. - С.67-76.
11. Кузьмин Ю.О., Дещеревский А.В., Фаттахов Е.А., Кузьмин Д.К. и др. Инклинометрические наблюдения на месторождении им. Ю. Корчагина // Геофизические процессы и биосфера. 2018. Т. 53. №3. С. 31 – 41.
12. Кузьмин Ю.О., Дещеревский А.В., Фаттахов Е.А., Кузьмин Д.К. и др. Анализ результатов деформационных наблюдений системой инклинометров на месторождении им. В.Филановского // Геофизические процессы и биосфера. 2019. Т. 18. №4. С. 86 – 94.
13. Абрамян Г.О., Кузьмин Д.К. Моделирование градиентов смещений земной поверхности на разрабатываемых месторождениях нефти и газа. // Маркшейдерский вестник. 2019. № 5. - С. 56 – 62.
14. 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.
15. Жуков В.С., Кузьмин Ю.О. Физическое моделирование современных геодинамических процессов // Горный информационно-аналитический бюллетень 2003 а, №5. – С. 71-77.
16. Жуков В.С., Кузьмин Ю.О. Моделирование деформационных и сейсмических процессов при разработке месторождений УВ / В сборнике «Газовые ресурсы России в XXI веке» / М.: ООО «ВНИИГАЗ» 2003 б. – с. 456-469.
17. Жуков В.С. Оценка изменений физических свойств коллекторов вызванных разработкой месторождений нефти и газа // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2010, № 6. – С. 341-349.
18. Жуков В.С., Иванов П.Ю. Изменение физических свойств коллектора как результат роста эффективного давления в процессе разработки месторождения (моделирование на примере Южно-Кириного месторождения) // Вести газовой науки. 2015. № 4 (24). - С. 144-148
19. Жуков В.С., Кузьмин Ю.О., Семенов Е.О. Динамика физических свойств коллекторов при разработке месторождений нефти и газа // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2018. №1(12). - С.82-99.
20. Жуков В.С., Чуриков Ю.М., Моторыгин В.В. Изменения структуры порового пространства коллекторов дагинского горизонта при моделировании пластовых условий // Вести газовой науки. 2017. № 3 (31). – С. 238-246.
21. Кузьмин Ю.О. Современная аномальная геодинамика недр, индуцированная разработкой месторождений нефти и газа // Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности. Вып.2. М.: ГЕОС. 2002. С. 418-427.
22. Кузьмин Д.К. Сопоставление моделей деформационной активности раздвиговых разломов результатами геодинамического мониторинга объектов нефтегазового комплекса // Проблемы недропользования. 2019. №4. - С. 18 – 27.
23. Кузьмин Д.К. Оценка напряженного состояния недр на разрабатываемых месторождениях нефти и газа // Маркшейдерский вестник. 2020. № 5 (138). С. 37–43.