

ОЦЕНКА НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ НЕДР НА РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НЕФТИ И ГАЗА

Рассмотрены существующие подходы к оценке локальных напряжений на разрабатываемых месторождениях УВ. Представлена аналитическая модель, позволяющая делать расчет вертикальных, горизонтальных, и касательных напряжений. С помощью предложенной модели построены распределения локальных напряжений для разлома и пластов конкретных месторождений.

Ключевые слова: *локальные напряжения; разломная зона; деформируемый пласт; относительные деформации; геодинамическая опасность; месторождения УВ.*

D.K.Kuzmin

ASSESSMENT OF THE STRESS STATE OF THE SUBSURFACE IN THE DEVELOPED OIL AND GAS FIELDS

The existing approaches to the assessment of local stresses in the developed hydrocarbon deposits are considered. An analytical model is presented that allows calculating vertical, horizontal, and tangent stresses. Using the proposed model, local stress distributions for the fault and reservoirs of specific deposits are constructed.

Keywords: *local stresses; fault zone; deformable reservoir; relative deformations; geodynamic hazard; hydrocarbon deposits.*

Введение

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) [1,2,3]. 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. [1]. В связи с этим, представляет интерес детально изучить поле напряжений в пласте, возникающее при его разработке. В этой статье автор, опираясь на одну из аналитических моделей [4],

делает 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.

*Существующие подходы к оценке локальных напряжений
на месторождениях УВ.*

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.

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

$$\sigma_{j,i} = \lambda \delta_{j,i} u_{k,k} + \mu (u_{i,j} + u_{j,i}) \quad (1)$$

u_i – компонента смещения.

λ – первый параметр Ламе, μ - модуль сдвига

В работе [5] 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 [4] автор представил модель, которая отличалась от модели Сегалла формой источника включения (пласта или разлома), как показано на рисунке 1.

$$\sigma_{j,i} = \Phi \iint_S G_{m,n} d\xi_2 d\xi_3 \quad (2)$$

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

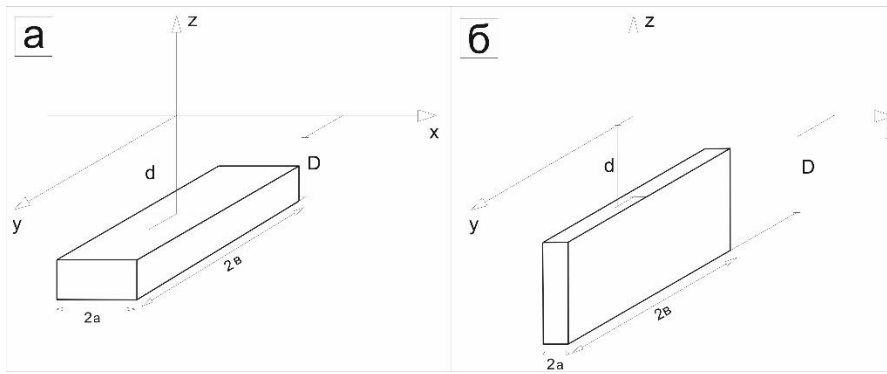


Рисунок 1. Модельный аналог пласта (а) и разлома (б)

Далее, в работе [4] 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:

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

Задачей расчета напряжений, индуцированных разработкой нефтегазовых месторождений, также занимался В.А.Черных [6], 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.

В работе [7] 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. В работах [8, 3] 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 [2]. 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 [9,1]. В работе [8] 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 выражения (3), где: $\Phi = \frac{\alpha(1-2\nu)\Delta P}{2\pi(1-\nu)}$.

*Примеры расчета напряжений для пластов шельфовых месторождений им.
Корчагина и им. Филановского.*

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, мониторинг сейсмических процессов и оценка геодинамического состояния недр, обусловленного разработкой месторождения. Располагая данными по изменению пластового давления и геологической структуре пластов были произведены расчеты оседаний и наклонов морского дна, и в заключении дана оценка геодинамической стабильности объекта [10].

Любой анализ основан на использовании научно-обоснованных и проверенных методов. И чем больше методов приложено к анализу той или иной проблемы, тем тверже и объективнее видится итоговая оценка. 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.2,3)

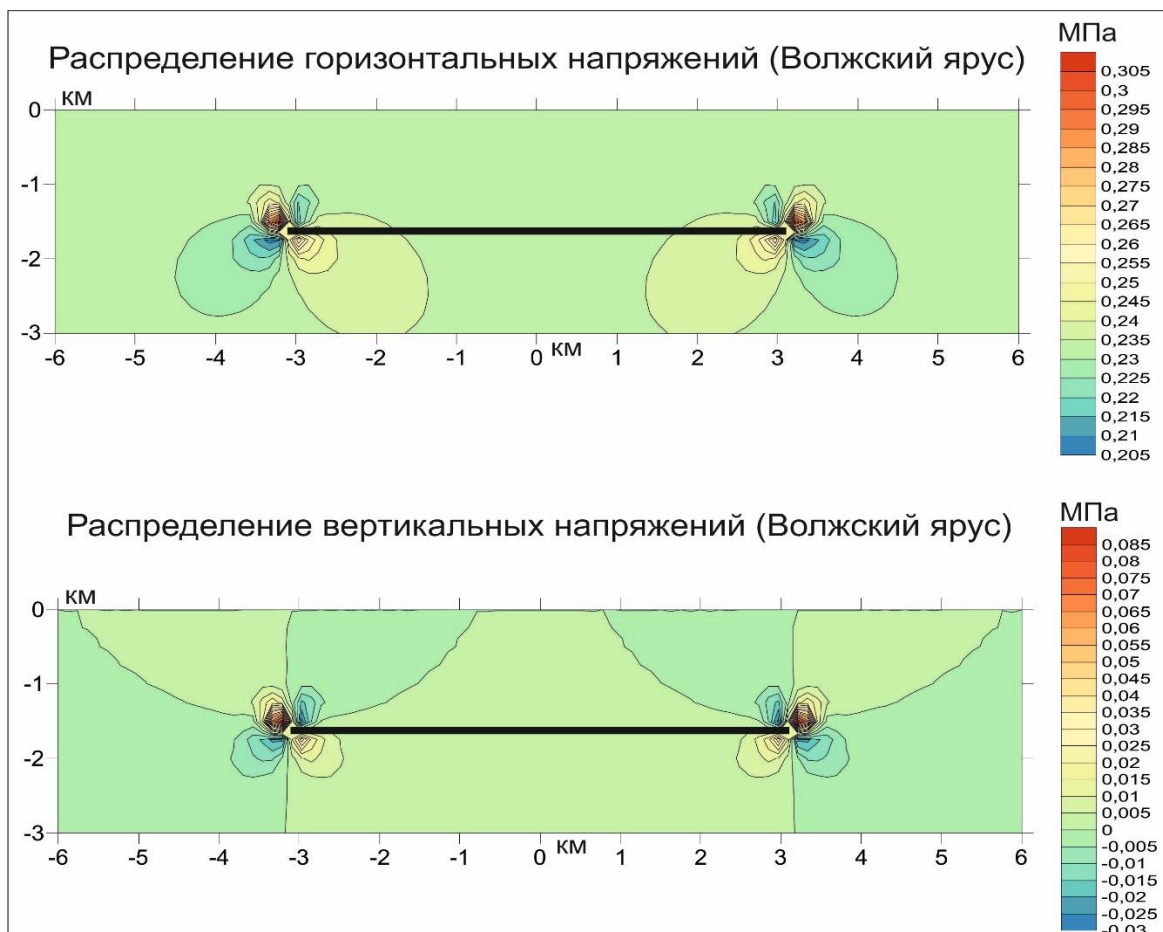


Рисунок 2. Локальные напряжения в окрестности пласта (Волжский ярус)

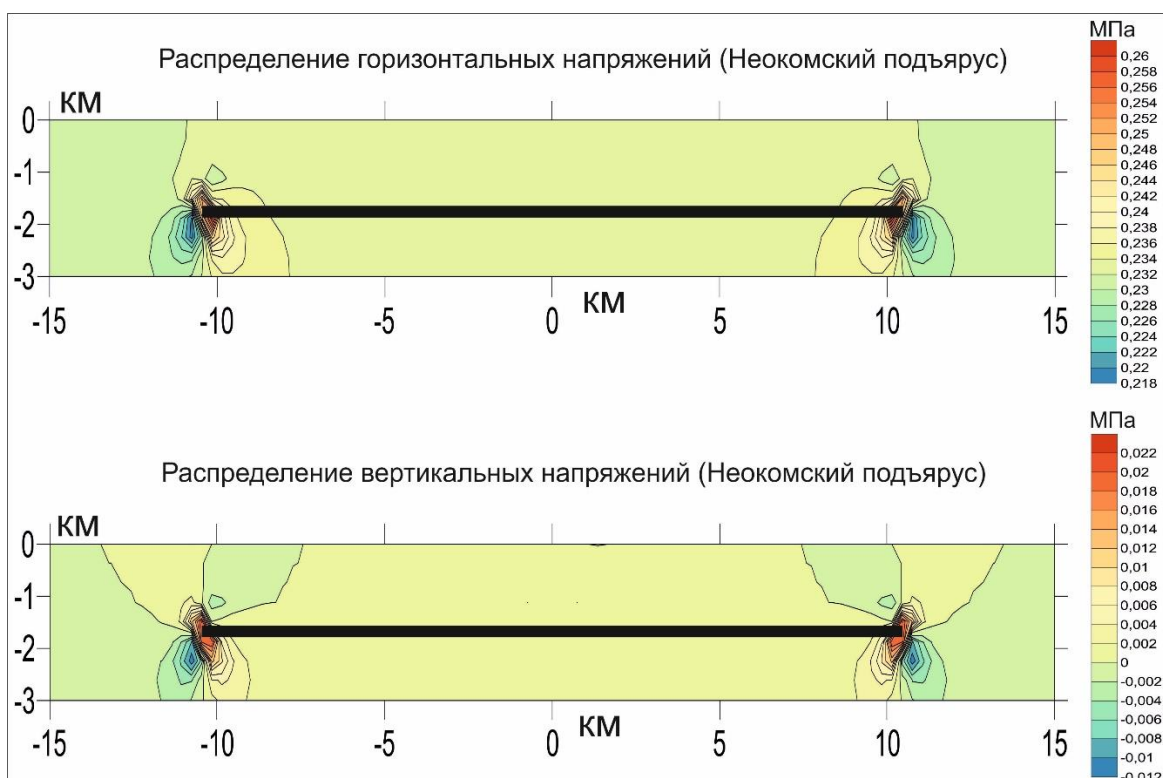


Рисунок 3. Локальные напряжения в окрестности пласта (Неокомский подъярус)

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 соизмеримы с величиной изменения пластового давления. Также заметно, что разница горизонтальных размеров пластов ($2a_1 = 3,4 \cdot 2a_2$), не значительно сказывается на локальных напряжениях.

Другое шельфовое месторождение ПАО «Лукойл» в северном Каспии им. 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.

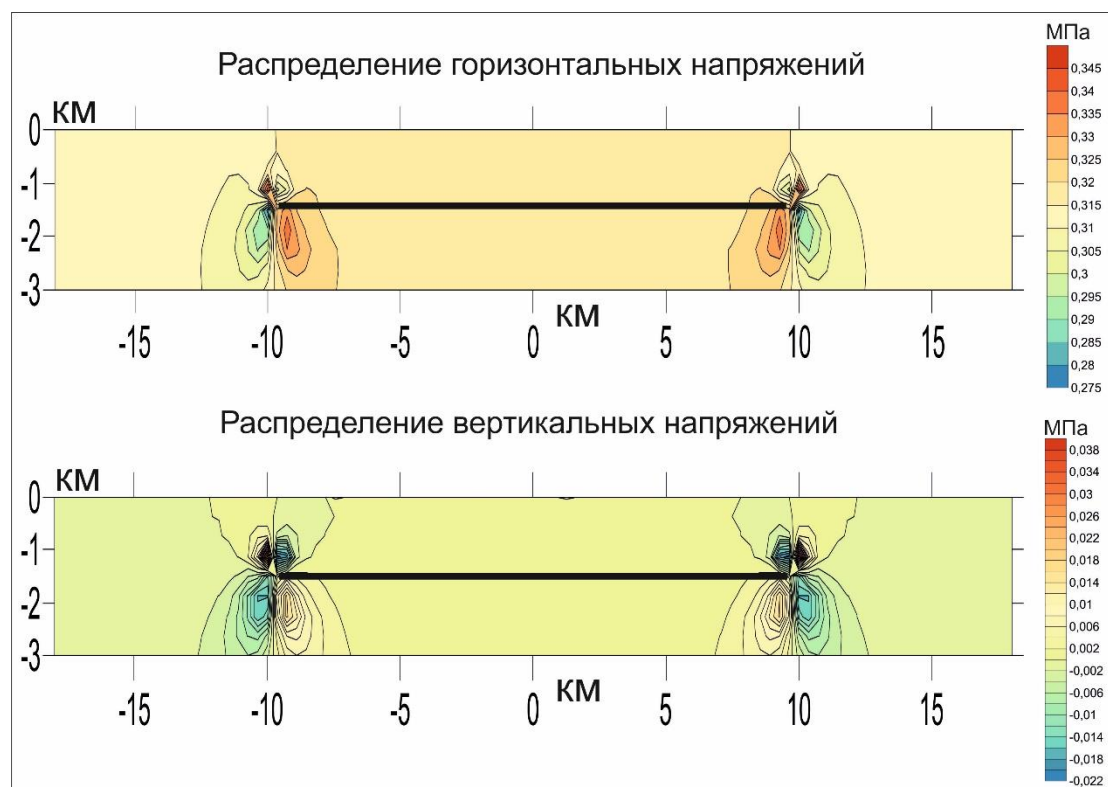


Рисунок 4. Локальные напряжения в окрестности пласта

На рис.4. видно сходство с ситуацией на рис. 2,3 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 залегает на 300 метров глубже пласта месторождения им. 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 $\varepsilon = 10^{-3}$ [2].

Согласно закону Гука (формула 1), напряжение прямо пропорционально зависит от относительной деформации. В простейшем случае можно записать: $\sigma = \varepsilon \cdot E$. Здесь E – модуль Юнга, выбирается в зависимости от механических свойств залегающей породы. Из этого следует что отношение полученного напряжения к модулю Юнга не должно превышать порогового значения критических деформаций.

$$\frac{\sigma}{E} \leq 10^{-3} \quad (4)$$

По мере приближения значений напряжений, способных вызывать опасные деформации, можно давать прогнозы и рекомендации по оптимальной и безопасной разработке месторождения.

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. Вместе с тем в работе [2] 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 [11,12]. При помощи параметрической (индуцированной) модели [8], 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 статье 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 1 Мпа. (Рис.5.)

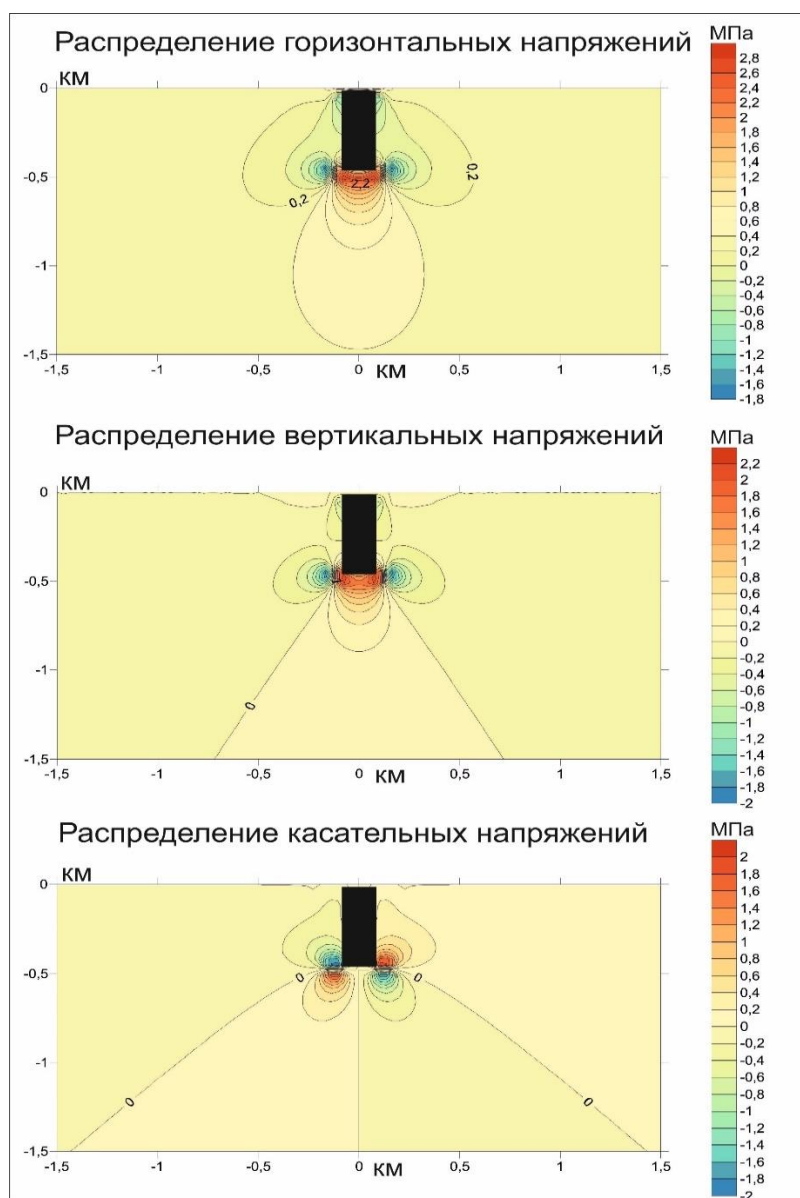


Рисунок 5. Распределение локальных напряжений в окрестности активного разлома

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 на пластах (рис.2,3,4), 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 [13]. В этой же монографии и ряде других 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 главные задачи по обеспечению промышленной безопасности объектов нефтегазового комплекса.

Заключение

Целью данной работы являлось показать, насколько важно понимание нелинейного поведения возникающих напряжений при воздействии на пласт (разлом) индуцированных воздействий. Чем шире комплекс методов и подходов в исследовании динамической системы месторождения, тем объективнее оценка геодинамической опасности. Описанная методика помогает наиболее детально изучать проблему и давать своевременные прогнозы различных негативных последствий, а также рекомендации по мерам обеспечения промышленной безопасности объектов нефтегазового комплекса при их длительной эксплуатации.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. 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. 2002а. С. 418 – 427.
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. Абрамян Г.О., Кузьмин Д.К. Моделирование градиентов смещений земной поверхности на разрабатываемых месторождениях нефти и газа. // Маркшейдерский вестник. 2019. № 5. С. 56 – 62.
4. Кузьмин Ю. О. Современная аномальная геодинамика недр, индуцированная малыми природно-техногенными воздействиями // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2002б. №9. С. 48-54.
5. 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. p. 6801-6816.
6. Черных В. А. Гидрогеомеханика нефтегазодобычи. М.: ООО «ВНИИГАЗ». 2001. 277 с.
7. Кашников Ю. А., Ашихмин С. Г. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». 2007. 467 с.
8. Кузьмин Ю.О. Индуцированные деформации разломных зон // Физика Земли. 2019. №5. С. 61-75.
9. Сидоров В.А., Кузьмин Ю.О. Пространственно-временные характеристики современной динамики геофизической среды сейсмоактивных и асейсмичных областей // В кн. «Дискретные свойства геофизической среды». М: Наука. 1989. С. 33 – 46.
10. Kuzmin Yu.O. et al. Inclino-metric observations at the Korchagin deposit // Izvestiya, Atmospheric and Oceanic Physics, 2018, Vol. 54, No. 8, pp. 932–940.
11. 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.
12. Кузьмин Д.К. Сопоставление моделей деформационной активности раздвиговых разломов с результатами геодинамического мониторинга объектов нефтегазового комплекса // Проблемы недропользования. 2019. №4. С. 18 – 27.
13. 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.

REFERENCES

1. Kuzmin Y.O. Recent anomalous geodynamics of the subsurface, induced by the development of oil and gas fields // Fundamental basis of new technologies of the oil and gas industry. Is.2. М.: GEOS. 2002a. pp. 418 – 427.
2. Kuzmin Y.O. Recent fault geodynamics and environmental and industrial safety of oil and gas facilities // Geology, Geophysics and development of oil and gas fields. 2007, №1, pp. 33-41.

3. Abramyan G. O., Kuzmin D. K. Modeling of earth surface displacement gradients in oil and gas fields under development // Mine Surveyor's Bulletin. 2019. No. 5. pp. 56 – 62.
4. Kuzmin Yu. O. Recent anomalous geodynamics of the subsurface, induced by small natural and technogenic impacts / / Mining information and analytical Bulletin (scientific and technical journal). 2002b. No 9. pp. 48-54.
5. 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.
6. Chernykh V. A. Hydrogeomechanics of oil and gas production. M.: «VNIIGAZ», 2001. 277 p.
7. Kashnikov Yu. A., Ashikhmin S. G. Rock mechanics in the development of hydrocarbon deposits. M.: LLC «Nedra-Businesscenter», 2007. 467 p.
8. Kuzmin Y.O. Induced deformations of fault zones // Izvestiya, Physics of the Solid Earth. 2019, T. 55, № 5, pp. 753-765.
9. Sidorov V. A., Kuzmin Yu. O. Space-time characteristics of Recent dynamics of the geophysical environment of seismoactive and aseismic regions // In the book. "Discrete properties of the geophysical medium ". M.: Nauka, 1989, pp. 33-46.
10. Kuzmin Yu.O. et al. Inclino-metric observations at the Korchagin deposit // Izvestiya, Atmospheric and Oceanic Physics, 2018, Vol. 54, No. 8, pp. 932–940.
11. Abramyan G. O., Kuzmin D. K., Kuzmin Yu. O. Solution of inverse problems of recent geodynamics of subsoil in hydrocarbon fields and underground gas storage facilities // Mine surveying bulletin. 2018. No. 4. pp. 52 – 61.
12. Kuzmin D. K. Comparison of models of deformation activity of spreading faults with the results of geodynamic monitoring of oil and gas facilities // Problems of subsurface use. 2019. No. 4. pp. 18 – 27.
13. Khisamov R. S. et al. Modern geodynamics and seismicity of the South-East of Tatarstan // ed. by R. S. Khisamov and Yu. O. Kuzmin. Kazan: Fen. 2012. 240 p.

Кузьмин Дмитрий Кузьмич, младший научный сотрудник, Институт физики Земли им. О. Ю. Шмидта Российской Академии Наук, тел. +7 (985) 439-88-72, e-mail: dimak1292@mail.ru