

УДК 550.34

ТЕХНОГЕННАЯ СЕЙСМИЧНОСТЬ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НЕФТИ И ГАЗА

© 2012 Керимов И. А. д.ф.-м.н., проф., Гайсумов М. Я., Ахматханов Р. С.

Институт физики Земли им. О. Ю. Шмидта РАН, Россия, 123995, г. Москва,
ул. Б. Грузинская, 10; Комплексный научно-исследовательский институт им.
Х.И. Ибрагимова РАН Россия, 364051, г. Грозный, Старопромысловское шоссе,
21 а,
e-mail: lbragim_Kerimov@mail.ru

Приведен обзор сейсмичности при разработке месторождений углеводородов в различных регионах. Отмечается связь деформационной активности с показателями разработки месторождения. В районах с большим запасом энергии тектонических деформаций, техногенное воздействие может привести к усилению активности сейсмодеформационных процессов и к разрушительным землетрясениям.

Ключевые слова: нефтегазовые месторождения, флюидодинамика, деформация, землетрясение, техногенная сейсмичность.

Проблема сейсмичности, обусловленной разработками нефтяных месторождений, стала появляться в начале 1920-х годов, в связи с сооружением водохранилищ – в конце 1930-х годов, с добычей природного газа и закачкой жидкости под высоким давлением в недра земной коры – в середине 1960-х годов. Соответственно, сейсмичность, возникающая в связи с развитием антропогенной деятельности, получила название техногенной (или наведенной) [Гупта и Растоги, 1979; Wetmiller, 1986; Simpson, 1986; Grasso, 1992; Николаев, 1994; Адушкин и др., 2000; Сейсмичность при горных работах, 2002 и др.]. Механизмы появления техногенной сейсмичности на месторождениях углеводородов включают, главным образом, изменение напряженного состояния среды, изменение порового и пластового давления, перемещение флюидов внутри среды, соответственно и величину приложенных сил и нагрузок. Эти механизмы в значительной степени взаимосвязаны, и в зависимости от особенностей техногенного воздействия, геологического строения и тектонической обстановки горного массива, возможна реализация нескольких механизмов, которые могут обеспечить ту или иную форму проявления техногенной сейсмичности [Турунтаев, 1999 и др.].

Если, изменение напряженного состояния в результате воздействия достаточно велико, это может вызвать разрушение горного массива или, активизировать деформационные процессы, сопровождающиеся подвижками по существующим тектоническим нарушениям. В платформенных районах, в которых энергия естественных тектонических напряжений невелика, энергия, высвобождаемая техногенными землетрясениями, как правило невелика и магнитуда событий составляет 0÷3 балла по шкале Рихтера. Гипоцентры этих землетрясений расположены в пределах объекта, оказывающего воздействие (например, месторождения), или на его границах; сотрясения, связанные с такими событиями, слабо ощущаются на поверхности. Такие сейсмические события можно отнести к индуцированным.

Наиболее характерными примерами индуцированной сейсмичности являются горные удары, возникающие при подземных работах, активизация сейсмичности

при сооружении водохранилищ или усиление сейсмичности при разработке нефтяных и газовых месторождениях и другие причины.

При проведении инженерных работ в районе с высоким уровнем естественных тектонических напряжений, техногенное воздействие вызывает нарушение стационарного деформационного режима природного объекта, и сейсмичность развивается за счет энергии естественных процессов [Мори и др., 1994; Адушкин, 2000 и др.]. При этом даже слабые воздействия могут привести к возникновению сильной, т.н. триггерной сейсмичности. Энергия техногенных толчков в этом случае теоретически может достигать максимальных для естественной сейсмичности значений в регионе с механизмами тектонических землетрясений.

Более подробно вопросы классификации техногенной сейсмичности рассмотрены в литературе [Адушкин, Турунтаев, 2005, и др.]. Общие обзоры проблемы известны из многочисленных источников [Simpson, 1986; Nicholson, Wesson, 1991; Гупта, Растоги, 1979; Николаев, 1994; Сейсмичность при горных работах, 2002, и многих др.].

Вскрытие продуктивного пласта и извлечение углеводородов вызывают существенное изменение первоначальных параметров залежей и постепенно изменяет физико-механические свойства скелета вмещающих пород. Изменение напряженно-деформированного состояния коллектора под действием веса вышележащих пород и тектонических сил оказывает влияние на весь блок горного массива, вмещающего коллектор. В процессе разработки залежей, происходит изменение напряженно-деформированного состояния коллектора и вмещающих горных пород которое проявляется, с одной стороны, в деформациях земной поверхности (просадки, вспучивания) и в изменении сейсмического режима, а с другой стороны, в изменении эксплуатационных показателей залежи.

При длительной разработке месторождений углеводородов нарушаются равновесные условия в пласте, что может вызвать критическое перераспределение напряжений в разрабатываемом пласте и вмещающих породах. Нагнетаемая жидкость для интенсификации добычи углеводородов может проникать в трещины, приводить к избыточному порово-трещинному давлению и может явиться своеобразной смазкой в зонах нарушения сплошности среды. Эти явления, в ряде случаев, приводят к появлению техногенной сейсмичности.

Техногенные землетрясения, обусловленные фильтрационными процессами, как и другие типы тектонических и техногенных землетрясений, проявляются подвижками по разломам. При этом можно выделить действие следующих иницирующих факторов. Во-первых, это поро-упругие силы, которые могут оказать прямое силовое воздействие и спровоцировать сдвиг по разлому. Во-вторых, это гидростатические силы, которые вызывают передачу (диффузию) порового давления из зоны закачки в очаг землетрясения по разлому и другим проницаемым зонам. При этом перенос массы флюида сам по себе может быть незначительным. Наконец, флюиды могут просочиться из зоны закачки в зону очага и оказать провоцирующее воздействие на сейсмический режим (гидродинамический фактор) [Турунтаев, 2007].

Энергия возникающих сейсмических событий зависит от свойств пород коллектора и вмещающего горного массива, их напряженного состояния, а также темпов и интенсивности разработки месторождения. К настоящему времени известно большое количество случаев, когда разработка месторождений углеводородов привела к ощутимому изменению сейсмического режима района работ. По известным данным усиление сейсмического режима произошло при эксплуатации на ряде нефтегазовых месторождений, а в ряде случаев привело к катастрофическим последствиям от техногенного воздействия [Нефтегорское, 1995; Рогожин, 1986; Штенгелов, 1979; и др.].

Ниже приведены наиболее яркие случаи возникновения сейсмичности на разрабатываемых нефтяных и газовых месторождениях, а также некоторые примеры деформаций земной поверхности, вызванных разработкой месторождений углеводородов.

Месторождение нефти Валхол (Норвегия). Месторождение расположено в пределах Центрального грабена в южной части Норвежского моря, примыкающей к Северному морю, и представляет собой удлиненную антиклиналь вытянутую в направлении СЗ-ЮВ. Резервуар месторождения начинается на глубине приблизительно 2400 м. ниже уровня моря и состоит из двух нефтенесущих формаций, которые покрыты сланцевым слоем. Оба формирования состоят из мягкого бесцветного пересжатого внутренним поровым давлением мела. Первая скважина нового месторождения была пробурена в 1975 г., а все месторождение стало эксплуатироваться с октября 1982 г. Уже в этот период на месторождении было обнаружено изгибание труб, уменьшение сечения и разрушение скважин в резервуаре [Zoback, Zinke, 2002]. Проседание дна моря в 1982 г. было менее 1 м., а к 2000 г. проседание достигло 4 м. На рис. 1 приведено изменение во времени порового давления и минимального горизонтального напряжения на горизонте 2450 м в верхней части нефтеносного горизонта месторождения Валхол в центральной его части и на флангах. При истощении месторождения происходило одновременное падение порового давления и минимального горизонтального напряжения во времени.

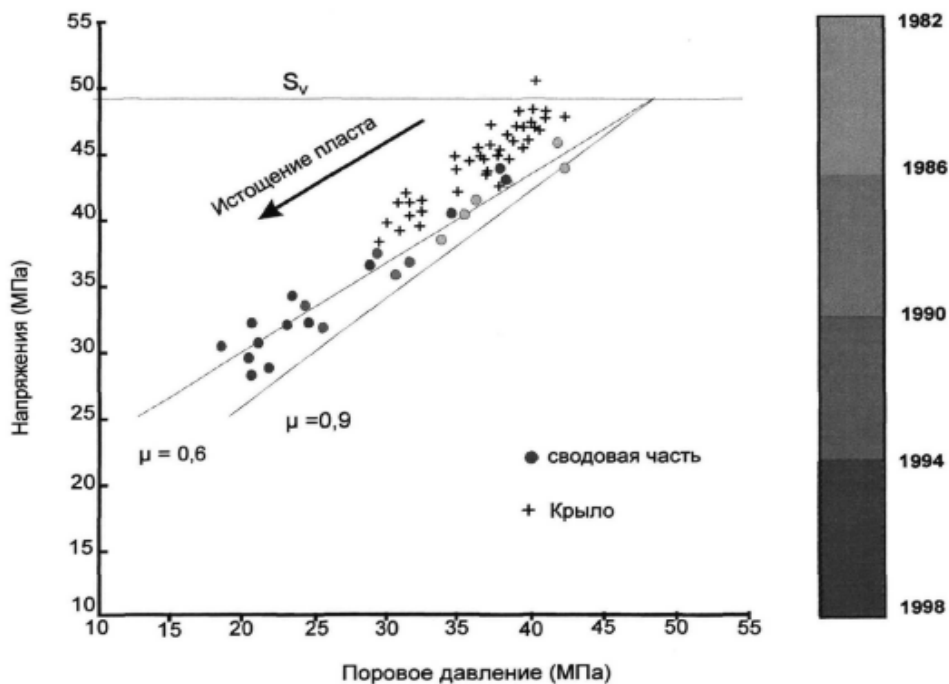


Рис. 1. Изменение во времени порового давления и минимального горизонтального напряжения на горизонте 2450 м в верхней части нефтеносного горизонта месторождения Валхол в сводовой части и на флангах. Горизонтальной линией показано значение вертикальной компоненты напряжений [Zoback, Zinke, 2002].

Разработка месторождения инициировала в коллекторе тектонические движения типа нормального сброса, которые в свою очередь привели в движение весь покрывающий двухкилометровый слой осадков. На морском дне эти движения проявились проседанием дна на несколько метров. Была обнаружена заметная утечка газа через покрывающие породы сланца в месторождении, что свидетельствует о разрушении и потере герметичности покрывки.

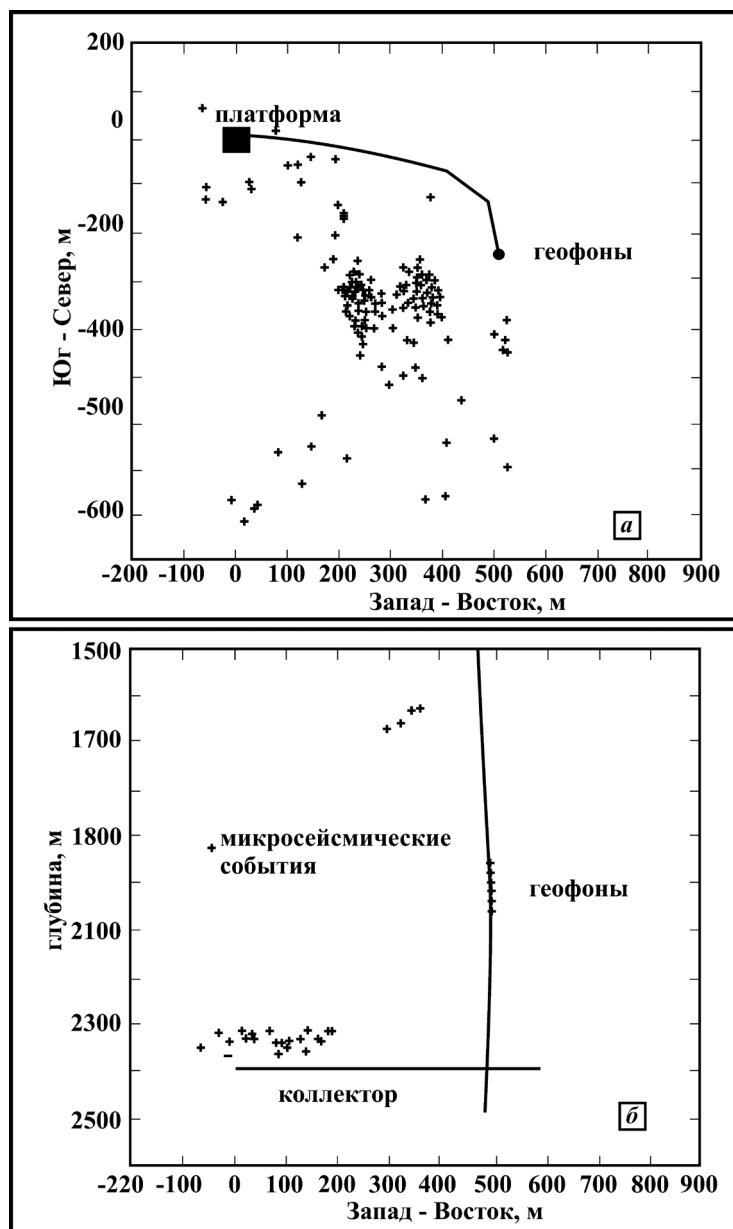


Рис. 2. Расположение очагов микросейсмических событий в районе месторождения Валхол в плане (а) и на разрезе (б) [Zoback, Zinke, 2002].

Мониторинг индуцированной сейсмичности, проведенный в процессе эксплуатации месторождения Валхол, показал что основная сейсмичность концентрировалась в верхней части свода нефтеносных слоев (рис. 2) и затем мигрировала в покрывку. Обнаружено существенное расхождение в ориентации плоскостей разрыва, направления плоскостей сдвига микроземлетрясений не совпадает с направлением разрывов на структурной карте месторождения, которая характеризует ее состояние до начала эксплуатации месторождения. Это означает, что напряженное состояние месторождения во время формирования антиклинали и ее трещинной структуры существенно отличается от нынешнего.

Нефтегазовое месторождение Лак (Франция). Месторождение Лак расположено в пределах антиклинальной структуры в предгорьях Французских Пиренеев. Оно представлено небольшой нефтяной залежью (начальные запасы 4 млн. т), находящейся в отложениях верхнего мела на глубине 600–700 м и гидродинамически связанной с обширным водоносным горизонтом мощностью до 2500 м, и крупной

газовой залежью (мощностью до 400 м), расположенной на глубине 3500 м в доломитах и трещиноватых известняках (рис. 3).

Разработка нефтяной залежи начата в 1950 г., газовой – в 1959 г. Начальное поровое давление газа на глубине 3200 м составляло 68 МПа [Grasso, 1990]. Пористость 3–15%, проницаемость около 0,5 мД. Залежь нарушена сбросами. Мощность покрывки газовой залежи в сводовой части составляет 600 м. Покрывка содержит в незначительных объемах воду, нефть и газ, которые находятся под большим давлением (90 МПа) по сравнению с гидростатическим и даже по сравнению с пластовым давлением в залежи газа. В течение разработки на давление упало 9 МПа. К 1990 г. было добыто около $1,8 \times 10^{11}$ м³ газа. Средняя скорость добычи с 1961 по 1981 гг. составляла $7,5 \times 10^9$ м³ в год.

Сейсмичность проявилась с 1968–1969 гг., спустя десять лет после начала эксплуатации залежи газа, когда падение давления составило 30 МПа. В ноябре 1969 г. был зарегистрирован первый толчок, в январе и декабре 1972 г. – два других. Магнитуды этих сейсмических событий составили от 3 до 4, очаги располагались непосредственно над газовой залежью [Мори и др., 1994]. До разработки месторождения этот район являлся сейсмически неактивным.

После 1969 г. была создана специальная сейсмическая сеть, которая до 2002 г. регистрировала более 1000 землетрясений с магнитудами от 1 до 4,4 [Bardaine, Senechal, Grasso, 2003]. Более 90% зарегистрированных событий имеют эпицентры внутри контура нефтегазоносности, причем они сосредоточены преимущественно в восточной части месторождения

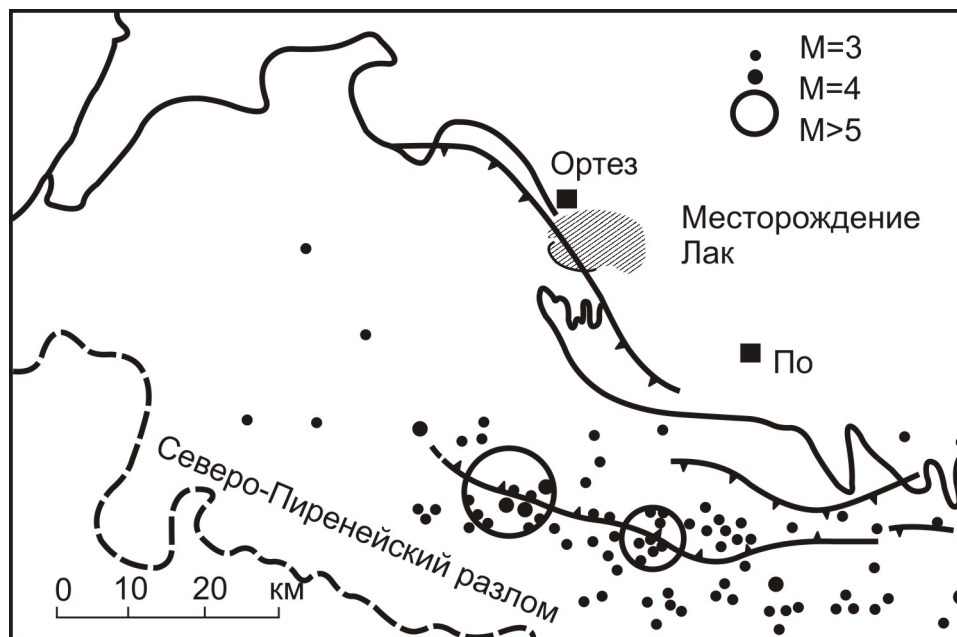


Рис. 3. Расположение сейсмических событий в районе месторождения Лак [Грассо и др., 1994].

Возникшая после 1969 г. сейсмичность представлена мелко фокусными событиями, в отличие от региональных тектонических землетрясений. Очаги сконцентрированы на площади, ограниченной изогипсой 4500 м и надвиговым сбросом.

Гипоцентры в подавляющем большинстве располагаются над газовой залежью. Выделяются два активных этажа. Первый на глубине 500–1500 м, приурочен к подошве нефтяной залежи и не очень активен. Второй, расположенный на уровне покрывки газовой залежи и непосредственно над покрывкой, чрезвычайно активен (рис. 4). Самое сильное сейсмическое событие произошло 2 мая 1981 г. и имело

магнитуду $M=4,4$, после чего наблюдалось постепенное снижение активности. Четкая корреляция проседания поверхности и сейсмичности с падением порового давления в коллекторе свидетельствует о преобладающем влиянии истощения газового резервуара на напряженное состояние коллектора.

Уменьшение порового давления газа в коллекторе (до 7 МПа в 2002 г.) привело к увеличению напряжений в его скелете и нарушению равновесия; это проявилось в проседании поверхности и появлении сейсмичности в пределах контура газовой залежи.

Исследование отдельных сейсмических событий показало отсутствие единого механизма процессов в очагах. Это наблюдение является важным аргументом в пользу того, что сейсмические события индуцированы разработкой месторождения и связаны с развитием трещиноватости с различной ориентировкой плоскостей разрывов. В случае тектонической обусловленности сейсмических событий механизмы очагов должны согласовываться с ориентировкой регионального поля напряжений и структурной дифференциацией региона.

По мнению авторов работы [Грассо и др., 1994] возмущения, вызываемые техногенными процессами в месторождении Лак, приводят к неустойчивому состоянию деформационных процессов и к сейсмическим событиям, аналогичным региональным землетрясениям. Между ослабленной областью месторождения Лак и зоной Северо-Пиренейского разлома существует геодинамическая взаимная связь, соответственно возмущения в одной области могут приводить к изменению сейсмичности в другой.

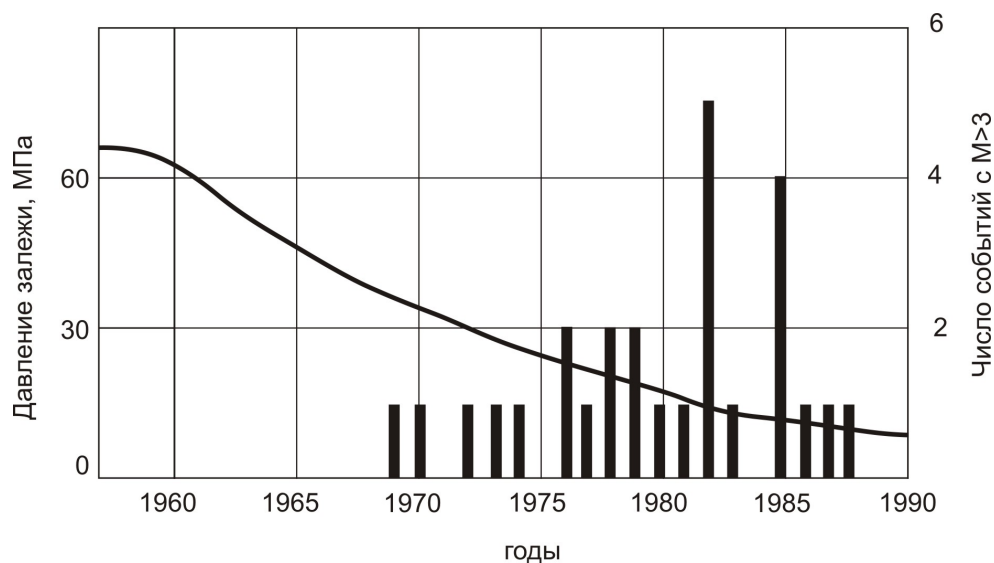


Рис. 4. Сопоставление кривой снижения давления в залежи месторождения Лак с количеством сейсмических событий, происходящих за два месяца с магнитудой $M > 3$ (по данным работ [Мори, Грассо, Витлинжер, 1994, Грассо, Фурментро, Мори, 1994]).

В пользу этого свидетельствует корреляция между сейсмической активностью (по глубокофокусным землетрясениям) Западно-Пиренейского региона и падением давления в месторождении Лак в процессе его разработки.

В качестве возможных механизмов передачи взаимного влияния ослабленных зон месторождения Лак и Северо-Пиренейского разлома предполагаются:

- гидравлическая связь и диффузия порового давления;
- обмен сейсмическими возмущениями;
- вязко-упругий перенос напряжений.

Закачка жидкости в районе г. Денвер (Колорадо, США). В 1962 г. в районе г. Денвер была начата закачка жидкости в пласт через скважину глубиной 3671 м. Начальное пластовое давление 26,9 МПа. С марта 1962 г. по сентябрь 1963 г. закачка осуществлялась под давлением до 38,9 МПа в объеме около 21 000 м³/мес. С октября 1963 г. по август 1964 г. закачка не производилась. С августа 1964 г. до марта 1965 г. осуществлялся безнапорный налив в объеме в среднем около 7500 м³/мес., затем – под давлением. Спустя несколько недель после начала закачки был зарегистрирован рой землетрясений с эпицентрами вблизи скважины. На рис. 5 приводится сопоставление сейсмической активности с объемами и давлением закачиваемой жидкости [Grasso, 1992].

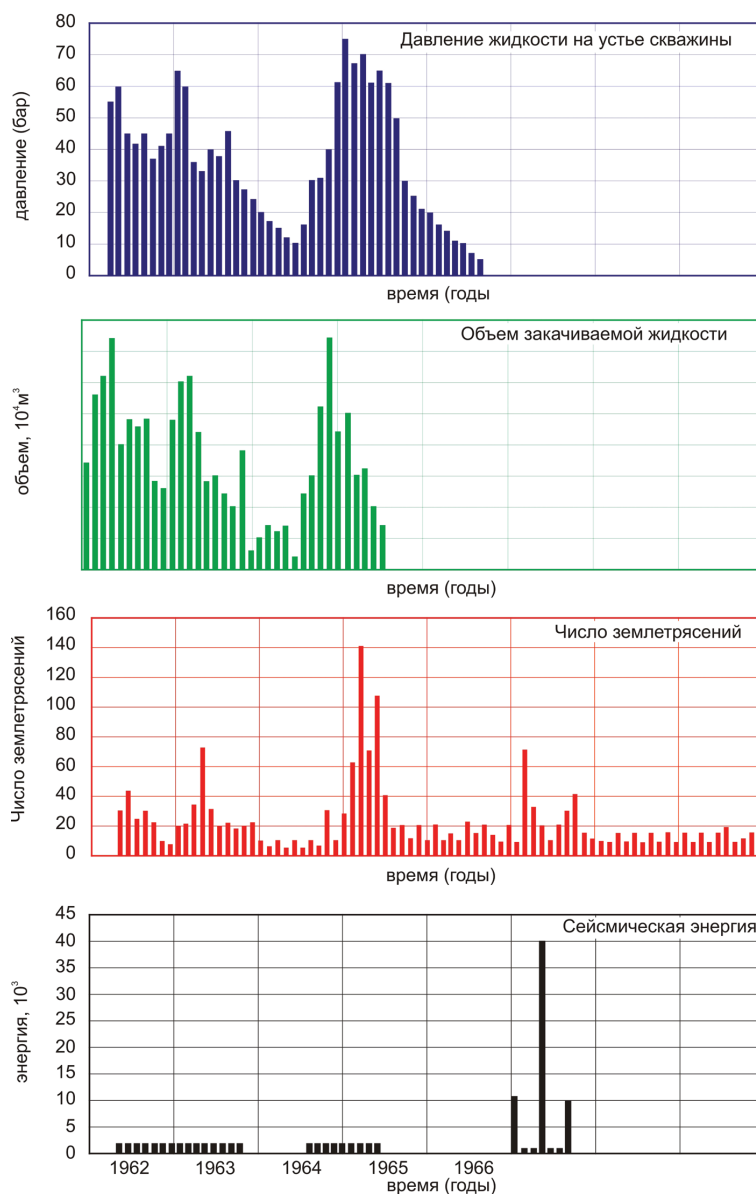


Рис. 5. Сравнение характеристик сейсмической активности за период 1962–1972 гг. в районе г. Денвер (Колорадо, США) с объемами и давлением закачки [Grasso, 1992]

После прекращения закачки 20 февраля 1966 г. частота землетрясений уменьшилась. Однако в 1967 г. сейсмическая активность вновь возросла: произошли три землетрясения с магнитудами 5–5,2 и эпицентрами в 5 км от скважины. В 1969 году, спустя три года после окончания закачки, были зарегистрированы два толчка с маг-

нитудой 3,5 и четырнадцать с магнитудой 2,6 на расстоянии до 6 км от скважины.

По данным [Rubey, 1968], сейсмичность в дальней зоне может быть обусловлена «...продвижением фронта давления по зоне разломов со значительной пустотностью...». Породы основания находились в критическом напряженном состоянии еще до закачивания жидкости. Закачивание вызвало рост давления в окрестности забоя скважины. Механизмы очагов Денверских землетрясений в целом соответствуют региональному полю напряжений.

Месторождение Рейнджли (Колорадо, США). Нефть добывается с глубины 1830 м, породы коллектора представлены кварцевыми песчаниками позднего палеозоя [Gibbs et al, 1973]. В 1958 г., через 12 лет после начала эксплуатации, начато нагнетание воды. В ноябре 1962 г. была открыта сейсмическая станция, которая сразу же начала фиксировать слабые землетрясения с эпицентрами из района промысла. К 1970 году эта станция зарегистрировала около 1000 событий с магнитудами 0,5–3,1 и эпицентрами, лежащими в пределах узкой области около 4 км длиной и 1,5 км шириной. К этому времени в пласт было закачано 9700 тыс. тонн под давлением на устье скважины около 8,3 МПа. Это соответствует возрастанию объема жидкости в недрах (после учета добычи) на 2300 тыс. тонн. Была замечена корреляция годового числа землетрясений с годовым объемом закачиваемой воды [Nicholson, Wesson, 1991]. Собственное давление в нефтеносных пластах 17,0 МПа, землетрясения начались при давлении 27,5 МПа [Simpson, 1986]. Глубина очагов 1830–3660 м.

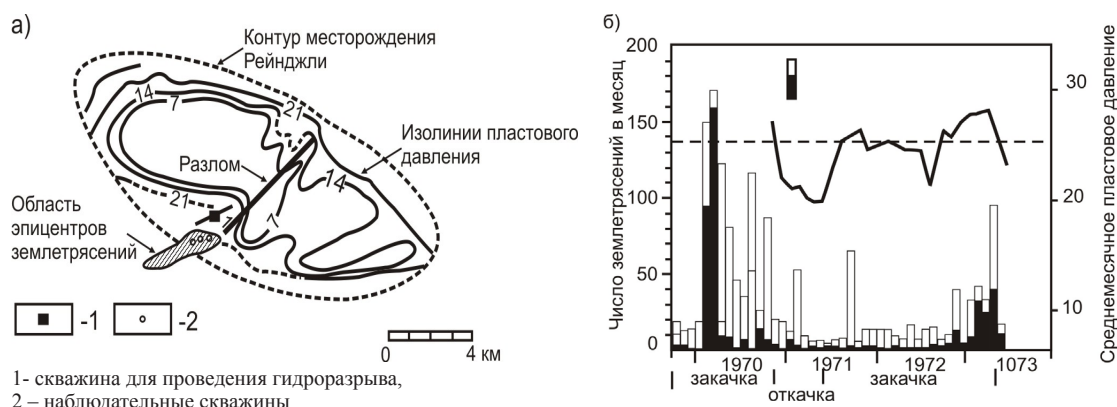


Рис. 6. Месторождение Рейнджли (Колорадо, США): а) расположение области эпицентров землетрясений по отношению к границам месторождения и известным разломам; б) сопоставление сейсмической активности с изменением пластового давления [Nicholson, Wesson, 1991].

Напряженное состояние района характеризуется следующими значениями главных напряжений: $\sigma_1=55,2$ МПа; $\sigma_2=42,7$ МПа; $\sigma_3=31,4$ МПа. Расчетами, подтвержденными экспериментами, установлено, что пороговая величина порового давления для развития сдвиговых нарушений в кварцевых песчаниках составляет 25,2 МПа. Спустя месяц после того, как была начата откачка жидкости из четырех экспериментальных скважин и давление в забоях снизилось до 24 МПа, землетрясения в районе этих скважин прекратились. Таким образом, эксперимент показал возможность влиять на индуцированную сейсмичность.

Нефтяное месторождение Гоблес (Онтарио, Канада). Месторождение Гоблес разрабатывается с 1960 года. На его территории размещено 70 эксплуатационных скважин, которые отбирают нефть из кембрийской осадочной формации с глубины около 900 м. Закачка воды началась после 1960 г. Район юго-западной части провинции Онтарио, где расположено месторождение, в отличие от текто-

нически активных (сейсмических) районов Западной Канады, является достаточно стабильным. В прошлом здесь отмечались лишь эпизодические слабые сейсмические события с магнитудой менее 4,2. В 70-х годах был получен ряд сообщений о чувствительных сотрясениях, ощущаемых жителями данного района [Mereu et al., 1986]. Некоторые землетрясения были зарегистрированы Канадской и Северо-Американской сейсмическими сетями. Для более детального изучения событий в районе месторождения в 1980 г. была установлена сеть из трех сейсмических станций. За период с августа 1980 г. по май 1982 г. на территории месторождения Гоблес было зарегистрировано свыше 225 микроземлетрясений с магнитудой от 0,5 до 3,5. Два события с магнитудой более 3 произошли 16 октября 1980 г. и 28 августа 1981 г. Эти события ощущались жителями на площади около 300 км на расстоянии более 10 км от эпицентра. Имели место незначительные повреждения сооружений, а около эпицентров наблюдались опускания земной поверхности [Mereu et al., 1986; Nicholson, Wesson, 1991].

Детальный анализ показал, что эпицентры землетрясений расположены в зоне двух разломов, почти перпендикулярных друг другу (рис. 7). По данным, приведенным в вышеупомянутой работе, сейсмические события были индуцированы (возбуждены) процессами разработки месторождения.

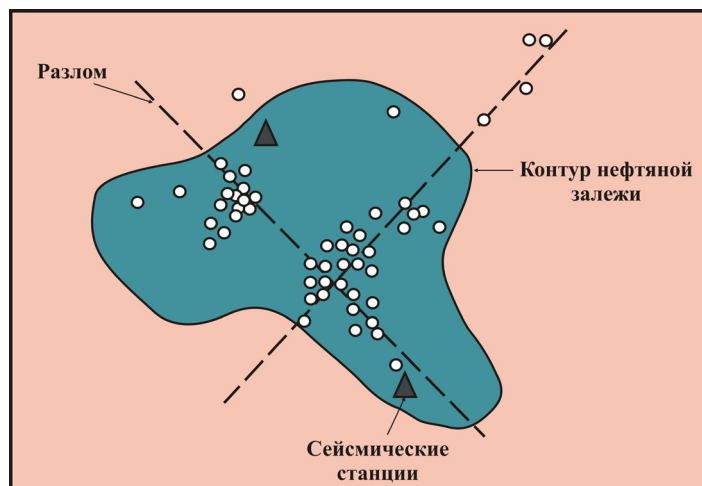


Рис. 7. Расположение эпицентров землетрясений в районе нефтяного месторождения Гоблес (Онтарио, Канада)

Нефтяные и газовые месторождения в районе Rocky Mountain House (Альберта, Канада). Землетрясения в Альберте начали регистрировать с 1960 г. после установки сейсмических станций. Так как в этом районе производится добыча больших объемов нефти и газа, то рассматривалась возможность существования связи между добычей и сейсмичностью. На рис. 8 приведена схема расположения эпицентров землетрясений и месторождений углеводородов [Wetmiller, 1986], из которой следует, что, за исключением отдельных случаев, пространственного соответствия между областями концентрации эпицентров и месторождениями нет. В работе [Milne, Berry, 1976] описано наиболее крупное в Альберте землетрясение с $M=4,9$, которое произошло в районе нефтяного месторождения Snipe Lake.

К юго-западу от Rocky Mountain House находится сейсмическая зона, которая является наиболее сейсмически активной зоной провинции Альберта. В этом районе в основном добывается газ из рифовых известняков с глубины 3–5 км (рис. 9). Две из залежей являются наиболее крупными в Западной Канаде. Нефть добывается в незначительных объемах. Сейсмическая активность в пределах района резко возросла в 1976 г. (рис. 10), после начала добычи газа. Сеть сейсмостанций суще-

ствовала с 1965 г., поэтому зарегистрированное возрастание сейсмичности не связано с созданием локальной сейсмической сети.

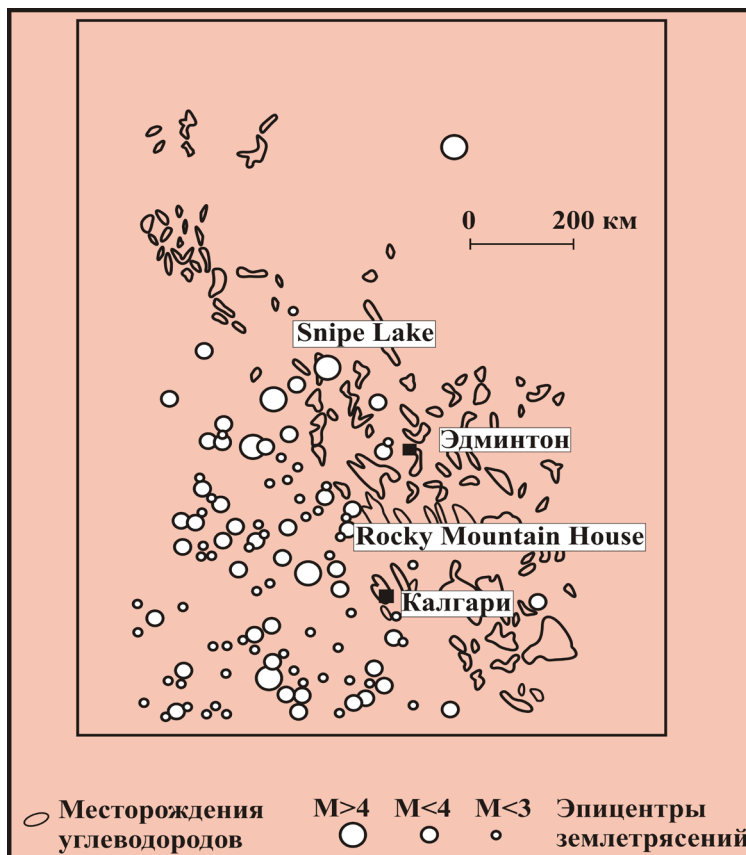


Рис. 8. Эпицентры землетрясений в 1960–77 гг. и месторождения углеводородов в Альберте, Канада

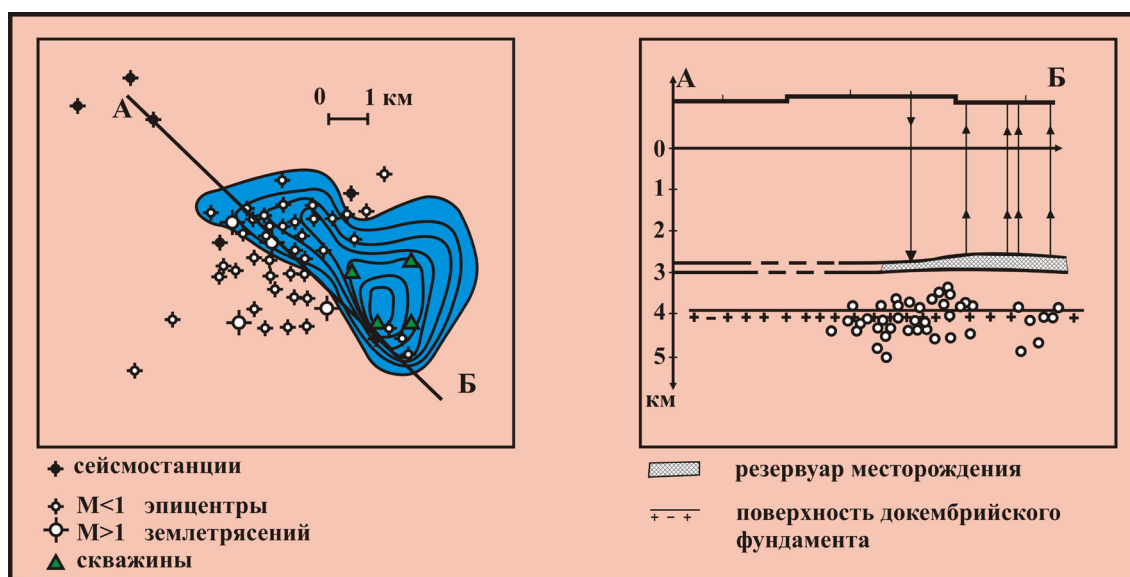


Рис.9. Положение эпицентров (а) и гипоцентров (б) землетрясений в 1980 г. в районе месторождения Rocky Mountain House, Альберта, Канада

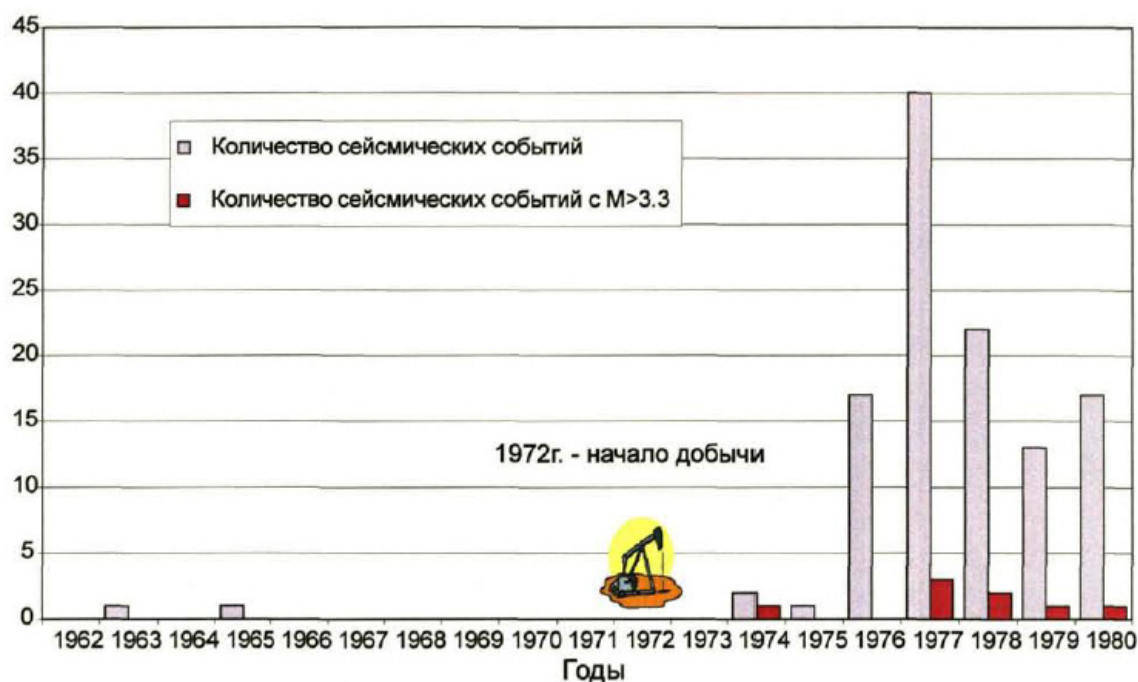


Рис.10. Рост сейсмической активности в районе Rocky Mountain House (Альберта, Канада) после начала добычи газа (по [Milne, Berry, 1976]).

За период с 1965 по 1980 гг. было зарегистрировано 146 микроземлетрясений ($M < 3,4$), для 67 событий были определены эпицентры а для 48 были определены гипоцентры, глубина которых не превысила 4,1 км. Зарегистрированные события образуют группу, сконцентрированную в небольшой зоне, и связаны с залежью газа Strachan D-3A (ловушка представлена девонским известняковым рифовым комплексом).

Сейсмическая активность проявилась на площади 4×4 км в толще мощностью 1 км, что является примером значительной концентрации очагов землетрясений в небольшом объеме. Сейсмически активная толща расположена ниже залежи газа или включает ее нижнюю часть и залегает на докембрийском фундаменте.

Анализ механизмов очагов землетрясений показывает, что в очаговых областях максимальные напряжения горизонтальны и ориентированы в направлении восток-запад. Это в целом соответствует региональному полю напряжений. Пространственные и временные связи землетрясений и позволяют предположить, что сейсмичность инициирована добычей газа. Закачка флюида под большим давлением в залежь месторождения не производится, поэтому добыча газа в течении длительного времени привела к понижению давления в залежи. По расчетам [Wetmiller, 1986] уменьшение вертикальных напряжений в нижней части залежи за счет извлечения большой массы углеводородов и серы составило около 0,07 бар.

Вероятность того, что такое небольшое изменение напряжений может явиться единственной причиной возникновения землетрясений, невысока. Видимо, существенную роль играет региональное поле напряжений, характеризующееся повышенными их значениями. Возможно также, что сжатие продуктивных пластов, вызванное уменьшением порового давления, может уменьшить эффективные напряжения в зонах разломов.

В работе [Wetmiller, 1986] автор обращает внимание на то, что другие залежи на рассматриваемой площади асейсмичны. По мнению автора, если накопившаяся упругая энергия в пределах аналогичных разрабатываемых месторождений не высвобождается ни за счет криповых движений, ни через слабые землетрясения, то возможен исход через разрушительное землетрясение с маг-

нитудой более 5–6. Возможно, что таким было землетрясение в районе месторождения Snipe Lake.

Нефтяное месторождение Sleepy Hollow (Небраска, США). В течение 19 месяцев с августа 1977 г. по март 1979 г. Канзасская сейсмическая сеть зарегистрировала пять землетрясений с магнитудой 2,5–2,8 на северо-западе Канзаса и юго-западе Небраски.

Геология района характеризуется субгоризонтальным залеганием слоев, которые перекрывают докембрийский кристаллический фундамент. Одни из основных структур – это хребет Ridge и поднятие центрального Канзаса. Эти структуры контролируются разломами по фундаменту.

С целью детального исследования сейсмической активности в районе роя землетрясений с марта 1979 г. по март 1980 г. работала временная сеть сейсмостанций. Этой сетью было зарегистрировано 31 землетрясение с магнитудой от 0,6 до 2,9, для 22 из них было определено положение эпицентров. Глубина гипоцентров не превышала 2 км. Из 22 событий 16 были зарегистрированы в пределах нефтяного месторождения Sleepy Hollow – наиболее продуктивного месторождения в Небраске на сегодняшний день. Опрос местных жителей показал, что несколько землетрясений ощущалось на площади около 10 км в поперечнике, которая по местоположению совпадает с этим месторождением.

Осадочная толща месторождения состоит из переслаивающихся песчаников и глинистых сланцев. Продуктивные горизонты расположены на глубине 1100 метров. Докембрийский фундамент и нижнюю часть осадочной толщи осложняют разрывные нарушения с амплитудой около 10 м. Разломы в фундаменте имеют северо-восточное простирание.

Месторождение Sleepy Hollow было открыто в 1960 г. С 1966 года для увеличения добычи нефти начата закачка флюидов в продуктивные слои под давлением 17–14 МПа. Продуктивные отложения гидродинамически не связаны, поэтому жидкость, закачиваемая в песчаники в низах осадочной толщи, поступает в докембрийский фундамент.

Анализ наиболее надежно зарегистрированных событий [Rothe, Chung Yao Lui, 1983] показал, что плоскость подвижки, определенная по трем событиям, простирается в направлении северо-востока и падает к северо-западу. Пересечение этой плоскости с поверхностью докембрийского фундамента совпадает с одним из нескольких разломов фундамента, определенным по данным бурения. Анализируя фокальные механизмы, магнитуды и частоты событий, авторы пришли к выводу, что причиной землетрясений в районе месторождения Sleepy hollow, вероятно, является закачка флюидов, хотя некоторые землетрясения могут иметь и тектоническую природу.

Нефтяное месторождение Лзяо (провинция Шаньдон, Китай). В декабре 1985 г. в качестве эксперимента, производилась закачка и откачка флюидов. В течение месяца после этого отмечалась повышенная сейсмичность: было зарегистрировано около 120 толчков с $M > 0,9$, сильнейший толчок имел магнитуду – 2,6. Наибольший уровень активности отмечался в первые 4 дня после начала откачки воды [Lu Shan-an, et al, 1987].

Скважины вблизи АЭС Перри (Огайо, США). В нескольких километрах от атомной электростанции Перри размещены скважины, через которые закачиваются жидкие отходы производства. 31 января 1986 г. произошло землетрясение с магнитудой 4,9 и эпицентром в 17 км от АЭС и в 12 км от скважин; в июле 1987 г. отмечен рой из 16 микроземлетрясений в непосредственной близости от скважин. В работе [Ahad Mord H., Smith Jeffrey A., 1988] предполагается, что эти события могли быть вызваны иницирующим влиянием скважин и, в случае дальнейшего усиления сейсмичности, может возникнуть угроза целостности АЭС.

Газовое месторождение Газли (Узбекистан). Газовое месторождение Газли расположено в 100 км северо-западнее г. Бухары. В строении месторождения принимают участие отложения юрской, меловой, палеогеновой и неогеновой систем, перекрывающие палеозойский складчатый фундамент (рис. 11). Общая мощность осадочного покрова достигает 1200–1600 м. Месторождение контролируется антиклинальной складкой асимметричного строения размером 38x12 км. Северное и южное крылья имеют наклон соответственно 1,5–2° и 20°. В региональном плане это поднятие приурочено к Бухарской ступени. На месторождении выявлено десять газовых и газоконденсатных залежей и одна нефтяная в отложениях нижнего и верхнего мела. Мощность газоносных пластов 80–120 м, глубина залегания от 800 до 1350 м, начальные пластовые давления от 7 до 13 МПа. Продуктивные горизонты представлены в основном песчаниками и алевролитами с прослоями глин. Коллекторские свойства песчаников высокие, их пористость в среднем равна 20–32%. Проницаемость коллекторов для всех горизонтов (кроме первого) находится в пределах 675–1457 мД. Все залежи относятся к типу пластовых, сводовых. В составе газа преобладает метан (93–97%). В нижних продуктивных горизонтах, начиная с XI, в газе имеется конденсат в количестве 8–17,2 г/м³.

Месторождение открыто в 1956 г., разработка начата в 1962 г. В ходе работ в пласты закачано около 600 млн. куб. м воды (по состоянию на 1976 г.), что составляет примерно 1 млн. т на км². Зарегистрировано опускание земной поверхности, которое с 1964 по 1968 г. происходило со скоростью 10,0 мм/год, с 1968 по 1974 г. – со скоростью 19,2 мм/год.

8 апреля 1976 г. в 20 км от газового комплекса Газли произошло катастрофическое землетрясение с магнитудой 6,8, интенсивность в эпицентре 8–9 баллов; 17 мая 1976 г. в 27 км западнее эпицентра первого землетрясения произошло второе катастрофическое землетрясение с $M=7,3$, интенсивность в эпицентре эпицентре 9–10 баллов; наконец, 20 марта 1984 г. в 15 км к западу от эпицентра второго землетрясения – третье, с магнитудой 7,2 (рис. 12). Глубина гипоцентров – 25–30 км.

Изучение Газлийских землетрясений 1976 и 1984 гг. было проведено на самом современном научном уровне [Мавлянов и др., 1986; Рогожин и др., 1986; и др.] и по результатам исследований выявлены следующие особенности:

- Газлийские землетрясения являются сильнейшими из известных землетрясений в платформенной части Средней Азии;
- 8–10-балльные землетрясения произошли на территории, которая была отнесена к 5–6-балльной зоне;
- в одном районе произошли три сильных землетрясения с небольшими интервалами (сорок дней и восемь лет).

Мощность земной коры в пределах зоны Газлийских землетрясений составляет 32 км. Четкой связи Газлийских землетрясений с каким-либо из активно развивающихся структурных элементов не устанавливается. По мнению ряда авторов, разрыв, приведший к землетрясениям, является новообразованным [Штенгелов, 1979; Рогожин ..., 1986].

Механизмы очагов и структура облака афтершоков согласуются с региональным полем напряжений и ориентацией систем разломов. После землетрясений 1976 г. и 1984 г. были проведены повторные геодезические наблюдения. В области досейсмического опускания земной поверхности после землетрясений 1976 г. отмечено еще большее опускание (до 230 мм) [Газлийские ..., 1986].

В непосредственной близости от эпицентров землетрясений зарегистрировано поднятие поверхности: вблизи эпицентра 8 апреля 1976 г. до 830 мм, 17 мая 1976 г. – до 763 мм, 20 марта 1984 г. – до 751 мм. Также выявлены значительные – до 1 метра- горизонтальные смещения земной поверхности, в целом направленные от эпицентров.

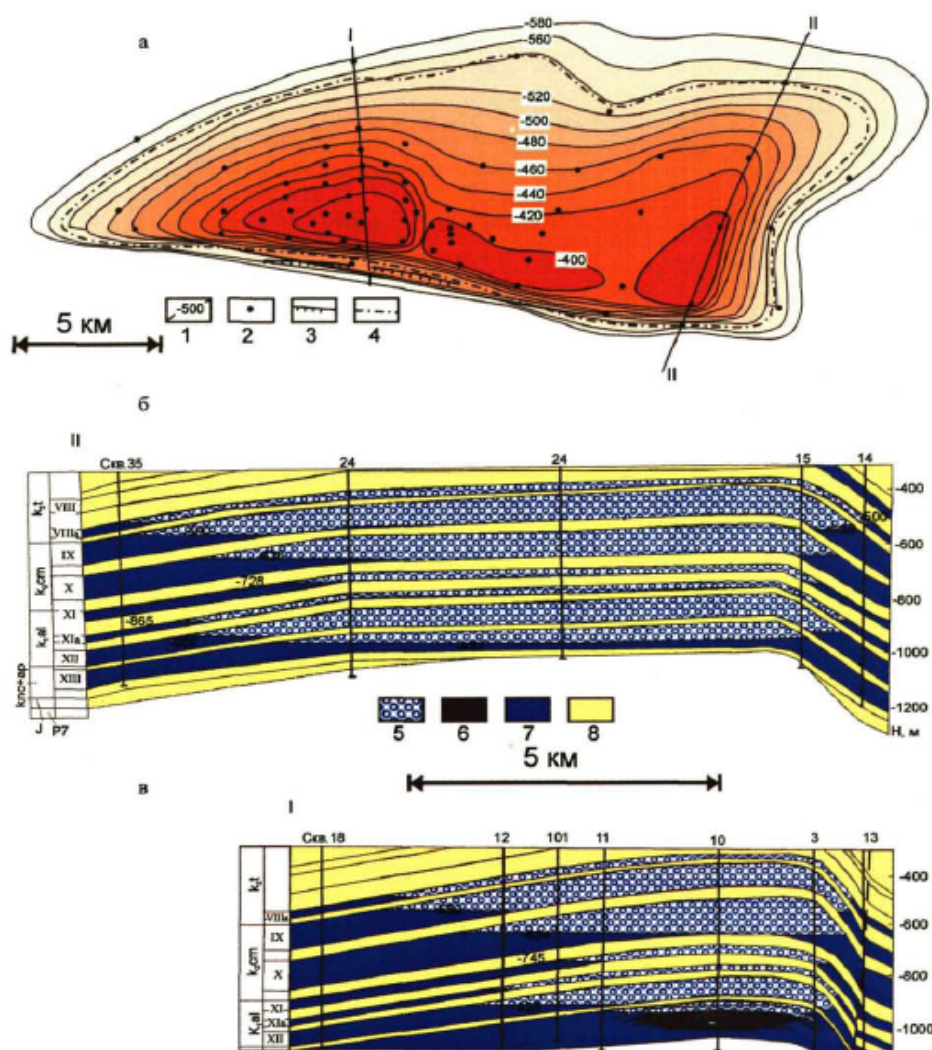


Рис. 11. Месторождение Газли (Узбекистан). а – структурная карта по кровле горизонта IX; б, в – геологические разрезы. 1 – изогипсы, 2 – скважины, 3 – тектонические нарушения, 4 – контур газоносности, 5 – газ, 6 – нефть, 7 – вода, 8 – глинистые прослои

Все вышеуказанное, а также факты, приведенные в работах [Акрамходжаев и др., 1984; 1985; Мавлянов и др., 1986], свидетельствует об иницировании Газлийских землетрясений процессами разработки месторождения. По расчетам величины дополнительных эффективных напряжений, которые возникли под влиянием интенсивной разработки месторождения, составляют 6–14 МПа, что сопоставимо с напряжениями, способными вызвать землетрясения. Высокий уровень тектонических напряжений, характерный для окраин молодых платформ вообще и для Туранской плиты в частности, обусловил накопление значительной энергии механической деформации.

По мнению многих авторов, эксплуатация месторождения, которая проводилась без учета возможности влияния на сейсмореформационный режим региона, дала толчок для высвобождения накопленной энергии в виде мощных сейсмических событий. Учет естественных деформационных процессов при выборе режима и технологических приемов эксплуатации месторождения позволил бы избежать возникновения катастрофических явлений.

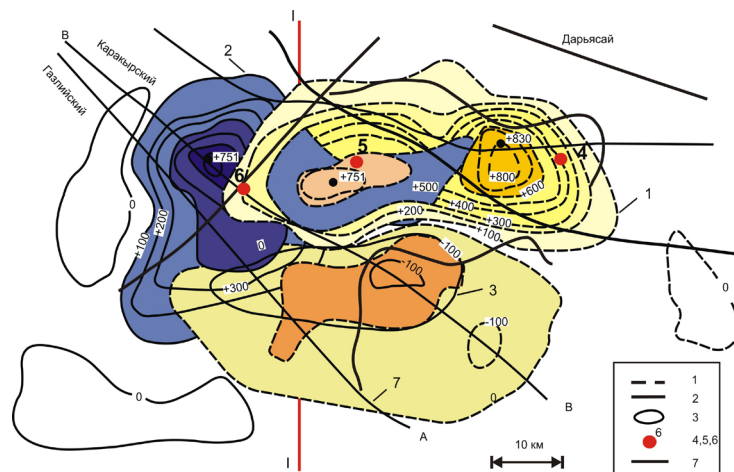


Рис.12. Схема деформаций земной поверхности в эпицентральной зоне Газлийских землетрясений 1976-1984 гг. [Газлийские ..., 1986]. Условные обозначения: 1 – вертикальные смещения поверхности после землетрясения 1976 г., 2 – 1984 г., 3 – контур залежи, 4, 5, 6 – эпицентры землетрясений 8 апреля, и 17 мая 1976 г. и 20 марта 1984 г., 7 – тектонические разломы: А – Газлийский, В – Каракырский

Ромашкинское месторождение нефти (Россия). Согласно карте сейсмического районирования юго-восточный Татарстан, на территории которого находится Ромашкинское месторождение, относится к сейсмически спокойным областям. В 1982–83 гг. в районе г. Альметьевска были отмечены сейсмические события интенсивностью 3–4 балла, вызвавшие беспокойство среди населения. Развернутой в 1985 г. и модифицированной в 1996 г. местной сетью сейсмостанций ежегодно регистрировалось от 100 (в начальный период наблюдений) до 10–20 (в настоящее время) локальных землетрясений с магнитудой $0,5 < M < 4$ и глубинами гипоцентров $h = 3 - 8$ км [Мирзоев, Рахматуллин, Гатиятуллин и др., 2001].

Активизация сейсмичности отмечалась в конце 1986 – начале 1987 гг., в середине 1988 г. и в конце 1991 г. Сильное землетрясение произошло 29 сентября 1986 г. и проявилось в эпицентре толчками с интенсивностью 6 баллов (магнитуда $M = 3.8$, глубина гипоцентра 5–10 км). Следующее сильное землетрясение произошло 19 сентября 1988 г. – до 5 баллов. 28 октября 1991 г. в районе г. Альметьевска произошло землетрясение с $M = 4$, интенсивностью в эпицентре 6 баллов, глубиной гипоцентра 6 км. Ромашкинское месторождение является крупнейшим месторождением нефти на территории России. Его размер в плане составляет до 70 км, амплитуда поднятия в сводовой части 50–60 м, глубина залегания пластов 1600–1800 м. Месторождение многопластовое, коллекторы представлены кварцевыми песчаниками мощностью до 10–30 м. и карбонатами. Основной продуктивный пласт представляет собой толщу чередующихся пластов песчаников и глин.

Первый приток нефти [Изучение ..., 2007; и др.] был получен в 1948 г. Начальное пластовое давление 164–180 МПа. Закачка воды на месторождении начата с 1954 года, но в первые годы она не компенсировала отбор жидкости. В 1958 г. объемы закачиваемой жидкости впервые превысили объемы отбора, и в 1963 году дефицит жидкости был ликвидирован. К началу 1976 г. объем закачанной жидкости достиг $2,13 \times 10^6 \text{ м}^3$, или 104.7% от добычи.

В эксплуатационных целях Ромашкинское месторождение подразделено более чем на 20 площадей. На этих площадях используются комбинированные схемы внутриконтурного заводнения: системы разрезания линиями нагнетательных скважин, система очаговых скважин, площадное заводнение.

По ряду участков плотность сетки скважин составляет 3–15 скв. на км². Применяются методы нестационарного заводнения и скорость продвижения закачиваемой воды колеблется от 100 до 1500 м/год.

Согласно карте сейсмического районирования территория Ромашкинского месторождения относится к сейсмически спокойным областям. Однако в 1982–83 гг., после более 30 лет разработки месторождения, в районе г. Альметьевска были отмечены сейсмические события, вызвавшие беспокойство среди населения. На рис.13 показано расположение эпицентров местных землетрясений в районе Ромашкинского месторождения нефти. Большинство из них расположено в западной части месторождения и приурочено к Алтунино-Шунакскому прогибу – структурной границе между Ромашкинским и Ново-Елховским месторождениями нефти.

Как видно, эпицентры местных землетрясений концентрируются в западной части Ромашкинского месторождения.

На рис.14 приводится карта плотности выделившейся сейсмической энергии района Ромашкинского месторождения. Распределение сейсмической активности по площади хорошо согласуется с простираем Алтунино-Шунакского прогиба и выявленными и тектоническими разломами.

В целом для землетрясений, записанных в районе Ромашкинского месторождения нефти, наблюдается линейная взаимосвязь между магнитудой и числом событий (рис.15). При построении использовался только каталог инструментально наблюдавшихся сейсмических событий с 1986 по 1995 г., из которого были исключены удаленные события с эпицентральной расстоянием более 70 км. В связи с разной представительностью регистрации сейсмичности и способом обработки сейсмограмм в разные периоды наблюдений, графики повторяемости строились отдельно для трех разных интервалов времени: 1986–87 гг., 1988–92 гг. и 1992–95 гг. [Турнтаев, 1999; Мирзоев и др., 2001].

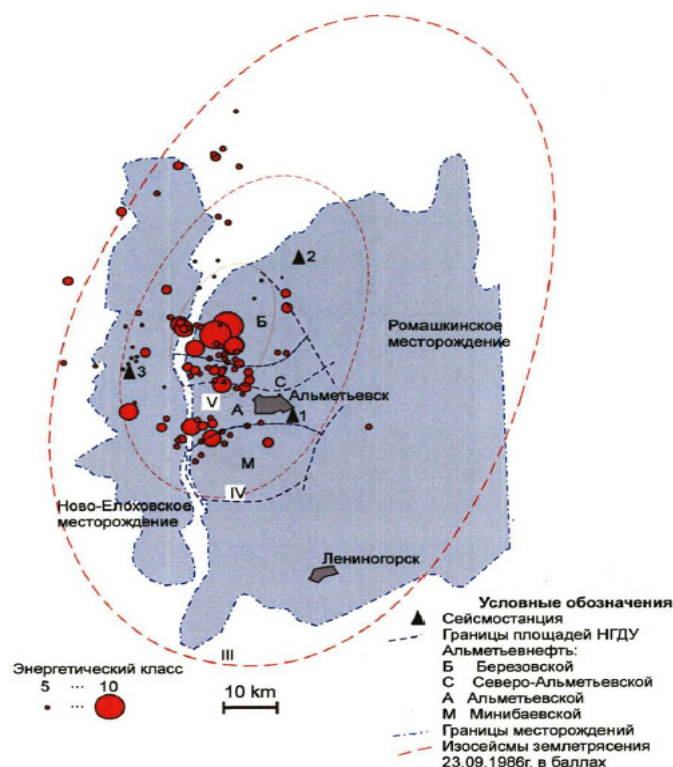


Рис. 13. Положение эпицентров местных землетрясений в пределах Ромашкинского месторождения нефти за период 1986-1989 гг. [Исхаков, 1992]

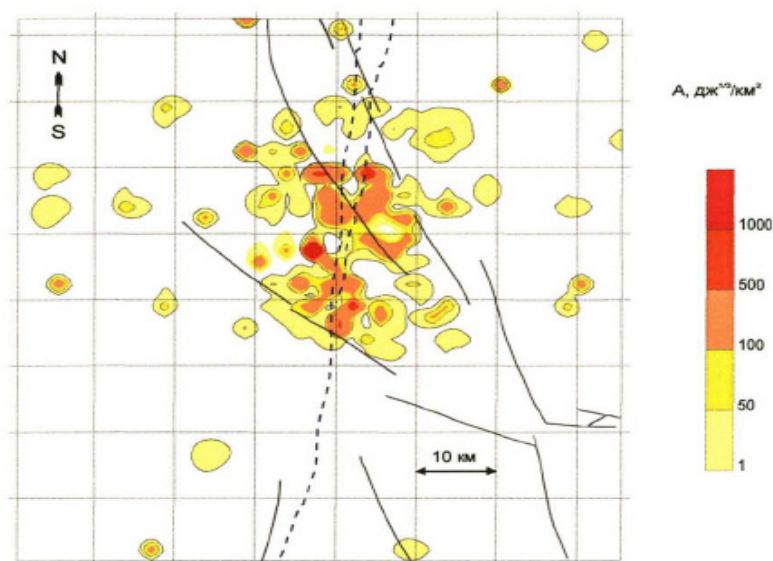


Рис.14. Характеристика распределения энергии сейсмических событий по площади в районе Ромашкинского месторождения нефти [Белусов и др., 1994]. Тектонические разломы показаны сплошными линиями, граница между Ромашкинским и Ново-Елховским месторождениями, соответствующая Алтунино-Шунакскому прогибу – пунктирной линией

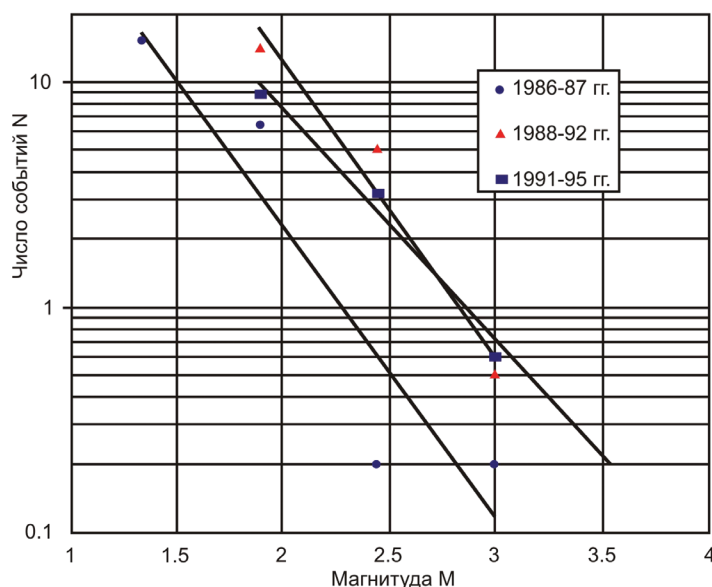


Рис. 15. График повторяемости сейсмических событий в районе Ромашкинского месторождения нефти

Значения наклонов графиков повторяемости землетрясений, регистрируемых в районе Ромашкинского месторождения нефти, характерны для техногенной и техногенно-индуцированной сейсмичности, регистрируемой в других регионах [Мирзоев, 1987; Турунтаев, 1993].

Нефтегорское землетрясение (Россия). Катастрофическое землетрясение произошло 27 мая 1995 г. в 13 час. 03 мин. 55,5 сек (по Гринвичу) на севере о. Сахалин, приведшее к разрушению города Нефтегорск, гибели населения и причинившее значительный материальный ущерб. На земной поверхности вскрылся сейсмо-разрыв северо-северо-восточного простирания протяженностью около 40 км. По разрыву произошел правый сдвиг до 8,1 м (в среднем на 3,8 м) при вертикальном

взбросе от 0,5 м до 2,5 м, поднято западное крыло. Изучение сейсморазрыва показало [Нефтегорское землетрясение..., 1995; Рогожин, 1996; и др.], что он возник в результате подвижки по Верхне-Пильгунскому разлому.

Землетрясение имело магнитуду $M_LH=7,2-7,6$. Землетрясение мелкофокусное с глубиной очага 15–20 км, что и обусловило значительную интенсивность колебаний грунта в сравнительно небольшой области в эпицентре землетрясения и находился вблизи г. Нефтегорск. Сила толчков в г. Нефтегорске достигала 9 баллов MSK, в г. Оха – около 6–7 баллов.

Согласно карте сейсмического районирования (СР-78) г. Нефтегорск расположен в семибалльной зоне сейсмичности, причем повторяемость семибалльных сотрясений оценивалась, как один раз в 1000 лет. Согласно этим данным север Сахалина не принадлежит к активным сейсмическим зонам, таким как Байкало-Амурский и Курильско-Алеутский сейсмические пояса. Этот вывод базировался на сейсмических наблюдениях нашего столетия. При создании, уже после Нефтегорского землетрясения, новой карты сейсмического районирования (СР-97) часть северной территории Сахалина отнесена к 9 и часть к 10-балльным зонам.

Наиболее мощные землетрясения в регионе Сахалина: Монеронское 1971 г. с магнитудой 7,2 и интенсивностью колебаний в эпицентре 7–8 баллов; Лесогорско-Углегорское 1924 г. с магнитудой 6,8 и интенсивностью колебаний в эпицентре 8 баллов, и Ногликское 1964 г. с магнитудой 5,8 и интенсивностью колебаний в эпицентре 8 баллов. Однако эпицентры этих землетрясений расположены от Нефтегорска на 400–700 км, поэтому интенсивность колебаний от них на севере Сахалина не превышала 3–4 баллов.

Более сильные сотрясения (около 4–5 баллов) в Нефтегорске вызывали менее мощные, но более близкие землетрясения: Охинское 1953 г. с магнитудой 5,2 и интенсивностью колебаний в эпицентре 7 баллов; Эхабинское 1970 г. с магнитудой 4,2 и интенсивностью колебаний в эпицентре 6–7 баллов; Пильгунское 1932 г. с магнитудой 5,5 и интенсивностью колебаний в эпицентре 5–6 баллов, и Пильгунское 1957 г. с магнитудой 5,5 и интенсивностью колебаний в эпицентре 5–6 баллов.

За год, предшествовавший катастрофе, наиболее сильные толчки в Нефтегорске наблюдались 13 декабря 1994 г. (землетрясение в Охе с магнитудой 4,5 и интенсивностью колебаний в городе 3–4 балла) и 17 апреля 1995 г. (землетрясение в Нырово с магнитудой 4,7 и интенсивностью колебаний в городе 6 баллов).

Сразу после первых сообщений о трагических последствиях землетрясения в Нефтегорске специалисты высказались о возможности инициирования этого землетрясения ведущейся на севере Сахалина разработкой нефтяных месторождений [Николаев, 1995]. Другим вариантом влияния разработки месторождения может являться усиление сейсмических колебаний областью декомпрессии, возникшей в результате изменений пластовых давлений в ходе разработки месторождения.

Случившееся землетрясение на севере Сахалина, его трагические последствия для города Нефтегорска и возможный ущерб для нефтепромысла требует тщательного анализа естественного тектонического процесса в регионе, анализа статистического материала по эксплуатации месторождения и их взаимовлияния.

В результате обзора сейсмичности на месторождениях нефти свидетельствует о связи между активностью сейсмодиформационных процессов в горном массиве, содержащем месторождение углеводородов и некоторыми эксплуатационными показателями разработки месторождения несомненна.

Старогрозненское месторождение (Россия). Добыча нефти ведется с 1893 г. из миоценовых (карагано-чокракских) отложений, а с 1963 г. – из верхнемеловых отложений (глубина залегания 4 км). Площадь месторождения 70 км². Толщина продуктивного слоя 400 м. Пластовое давление в миоценовых отложениях 21 МПа (210 атм), в верхнемеловых – аномально-высокое: 70 МПа в 1964 г. и 44,5 МПа в 1971 г. 26 мая 1971 года произошло землетрясение с магнитудой 4,1 и глубиной гипоцент-

тра 2,5 км. К этому моменту из верхнемеловых отложений было добыто 18 млн. т нефти, 19,5 млн. м³ жидкости и 9,0 млрд. м³ газа, закачано 320000 м³ воды (закачка начата в 1970 г.). В мае-июне 1971 г. очаги афтершоков находились возле очага основного землетрясения, затем мигрировали на юго-восток и осенью 1972 г. достигли г. Грозного. 23 апреля 1973 г. произошло землетрясение, эпицентр которого находился в пределах Октябрьского нефтяного месторождения. В целом эпицентры Грозненского роя землетрясений не выходили за пределы контуров Старогрозненского и Октябрьского месторождений. Максимальная глубина гипоцентра составила 22 км (толчок 22 июля 1973 г.). Временной ход сейсмической активности в регионе соответствует динамике извлечения флюида из залежи [Смирнова и др., 1973; 1977].

В тектоническом отношении Старогрозненское месторождение приурочено к сложнопостроенной линейной брахиантиклинальной складке субширотного простирания.

В складке выделяются два структурных этажа: над- и подмайкопский. Надмайкопский этаж представляет весьма сложнопостроенную асимметричную антиклиналь размерами 4 x 20 км с крутым северным (до 70-90°) и пологим (40-45°) южным крылом. Наиболее повышенная часть свода отмечается выходом на дневную поверхность верхних пластов карагана. Вдоль всего северного крыла проходит надвиговое нарушение с амплитудой смещения слоев от 100 м на западной и до 1100 м в восточной части структуры. По надвиговому нарушению южное крыло и сводовая часть складки надвинута на северное крыло. Помимо основного продольного нарушения, структура осложнена многочисленными более мелкими поперечными и диагональными разрывами, делящими продуктивные пласты на отдельные блоки. Тектоническое строение подмайкопского структурного этажа значительно проще. Верхнемеловые отложения вскрыты в 50 скважинах. Брахиантиклиналь размерами по изогипсе – 4250 м 3,2x29 км также имеет субширотное простирание. Но ось ее смещена на 1,6-2 км к югу относительно верхнего этажа. Меловая складка также несколько асимметрична: углы падения южного крыла 65° – 66°, северного 50° – 55°.

В 80-х годах ИГИРГИ были проведены работы по изучению современных вертикальных движений (СВДЗП) на нефтяных месторождениях ТКП [Сидоров и др., 1987]. Основной задачей этих исследований выявление закономерностей СВДЗП и анализ их связи с глубинным строением. В числе других получены данные по современной геодинамической активности на Старогрозненской структуре. По результатам повторных четырехкратных нивелировок (1973–76 гг.), по профилю пересекающему структуру в центральной части, выявлены следующие особенности: Старогрозненская структура выявляется как высокоактивная, поднимающаяся структура, разломы ограничивающие структуру с севера и юга, выделяются узкими 1–2 км высокоградиентными зонами с величиной смещений земной поверхности северного склона структуры до 4–5 мм/год, южного – 14–15 мм/год, что обусловлено, однонаправленными, но с разными скоростями движений сопредельных блоков с юга и севера. Старогрозненское площадь обладает ярко выраженными примерами активных современных движений и представляет один из редких случаев, когда почти за 100 летнюю эксплуатацию на месторождении зафиксированы не опускания, а поднятия земной поверхности.

Слабые землетрясения в Старогрозненском районе происходили очень часто, как до эксплуатации, так и в различные периоды эксплуатации. На фоне слабых землетрясений в 1938 г. и 1963 г. происходили значительные землетрясения с $M = 3,8-4,1$, возбужденные различными факторами разработки нефтяного месторождения.

26 мая 1971 года произошло сильное землетрясение с очагом в районе п. Нефтемайска,

Землетрясение 1971 года с $M=4,3$, $h=2,8$ км, $I_0=7$ баллов, вызвавшее разрушения жилых и промышленных зданий, произошло на фоне резкого падения давления, непомерного отбора нефти и начала закачки воды в залежь для интенсификации отбора.

Это землетрясение вызвало рой землетрясений, получивших название Грозненского роя. Начавшись в Нефтемайске, рой землетрясений мигрировал по широтному разлому на северном крыле Старогрозненского месторождения до п. Иванова, затем изменил свое направление и по Бенойско-Эльдаровскому разлому через западную окраину г. Грозного (Черноречье) рой мигрировал к Октябрьскому нефтяному месторождению. Землетрясение 1971 года детально изучалось проф. М. Н. Смирновой и Н. В. Шебалиным [Смирнова, 1977], итогом этой работы были рекомендации по снижению темпов добычи по месторождению.



Рис. 16. Карта изосейст Старогрозненского землетрясения 1971 г. (по Смирновой М. Н.).

В последующем на Старогрозненском месторождении также происходили значительные сейсмические события 1983, 1989, 2010 гг. На рис. 17 приведена карта эпицентров землетрясений (период 1960–2010 гг.) для территории Старогрозненского месторождения и прилегающих площадей.

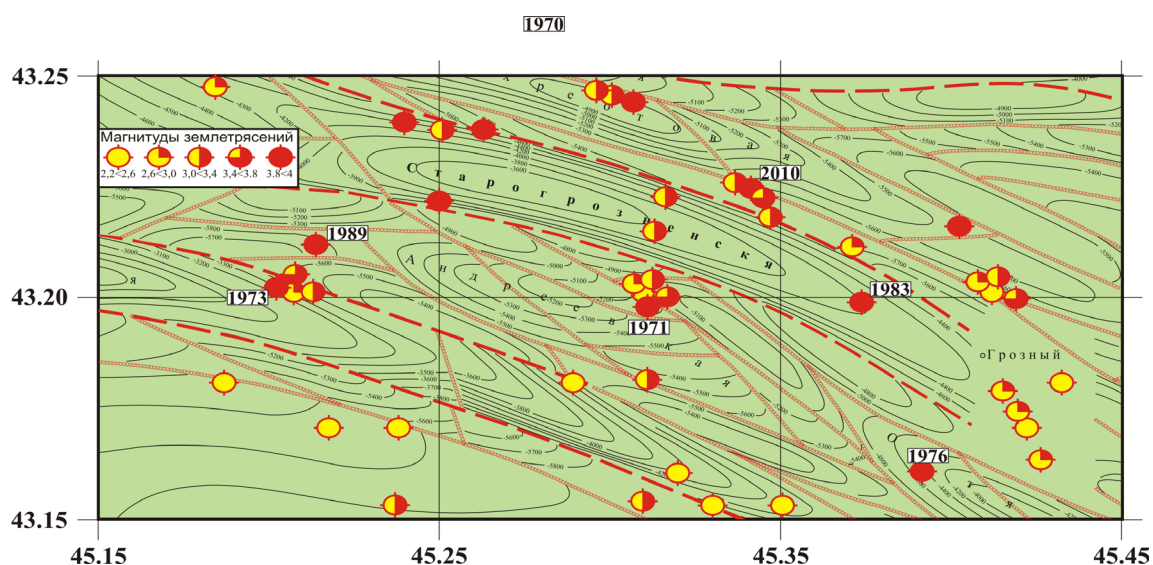


Рис. 17. Старогрозненское месторождение. Карта эпицентров землетрясений за период 1960–2010 гг.

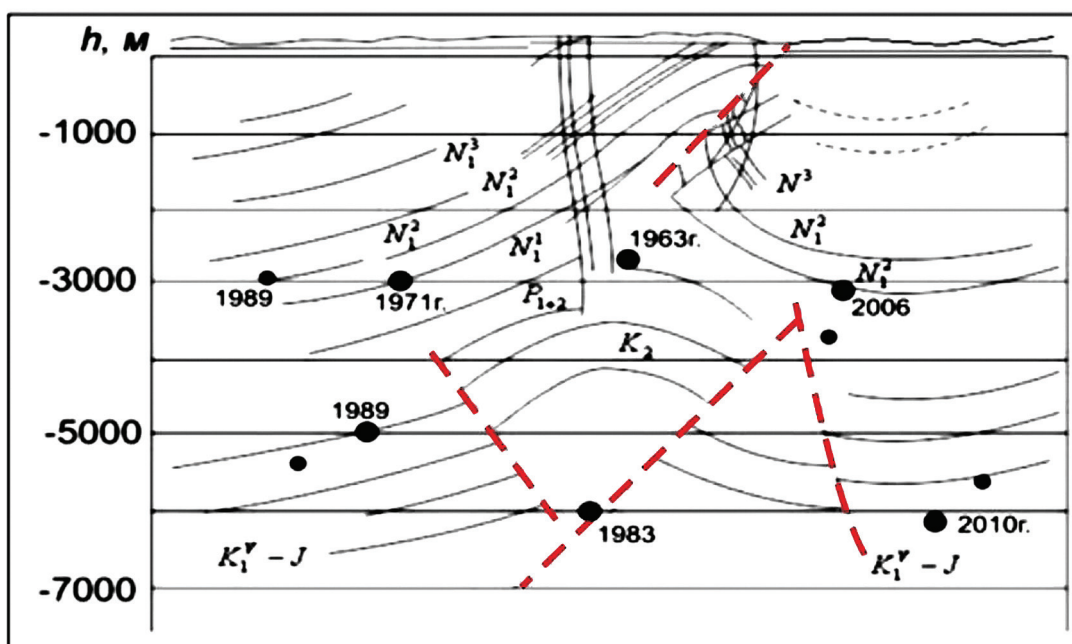


Рис.18. Старогрозненское месторождение.
Геологический разрез и очаги землетрясений за период 1960–2010 гг.

Анализ структурной карты и профильного геологического разреза (рис.18) по кровле верхнего мела и эпицентрам землетрясений карты позволяет сделать вывод о связи сейсмичности и разломной тектоники района. Связь временного хода сейсмической активности и динамики извлечения флюида из залежи, а также значительные расчетные скорости оседания кровли пласта-коллектора (10–20 мм/год) свидетельствуют о развитии активных геодинамических процессов. В этих условиях, активное воздействие на геологическую среду привело к триггерной техногенной сейсмичности.

В заключение можно сделать вывод, что разработка месторождений в районах с большим запасом потенциальной энергии тектонических деформаций может привести к разрушительным землетрясениям, как в случае Газлийских землетрясений в Узбекистане, Нефтегорского на о. Сахалин и другим с не столь катастрофическими последствиями, но также сопровождающимся значительными материальными потерями.

В районах же с низкими скоростями тектонических деформаций, происходят относительно слабые сейсмические события с очагами расположенными близко к поверхности, которые также могут быть опасными для промышленных и жилых сооружений.

Литература

1. Адушкин В. В., Родионов В. Н., Турунтаев С. Б., Юдин А. Е. Сейсмичность месторождений углеводородов // Нефтегазовое обозрение, 2000. № 1. С. 4–15.
2. Адушкин В. В., Турунтаев С. Б. Техногенные процессы в земной коре (опасности и катастрофы). М.: ИНЭК, 2005. 252 с.
3. Ананьин И. В. Сейсмичность Северного Кавказа. М.: Наука, 1977. 148 с.
4. Барабанов В. Л. Техногенные геофизические явления на месторождениях подземных вод, нефти, газа и твердых полезных ископаемых // Наведенная сейсмичность. М.: Наука, 1994. С. 157–165.
5. Бондаренко П. М., Зубков М. Ю. Распределение внутрипластовых напряжений в оптически активных моделях деформируемых слоистых толщ и их значение для прогноза флюи-

доконтролирующих дислокаций в рудных и нефтеносных районах // Тектонофизика сегодня (к юбилею М. В. Гзовского). М.: ОИФЗ РАН, 2002. С. 407–419.

6. Габсатарова И. П. Современная сейсмичность Чеченской Республики // Современные проблемы геологии, геофизики и геоэкологии Северного Кавказа. Материалы Всероссийской научно-технической конференции. Грозный: Академия наук Чеченской Республики, 2011. С. 218–224.

7. Газлийские землетрясения 1976 и 1984 гг./Под ред. Мавлянова Г. А. Ташкент: Фан, 1986. 366 с.

8. Геостатическое давление и вопросы напряженно-деформационного состояния горных пород в условиях проявления современных движений земной коры на нефтегазовых месторождениях/О. Д. Гусейн-Заде, Г. Я. Шилов, Н. О. Гусейн-Заде и др. // Изв. вузов. Нефть и газ, 1992. № 5. С. 8–13.

9. Грассо Ж. Р., Волан Ф., Фурментро Д., Мори В. Связь между извлечением углеводородов, локальными техногенными землетрясениями и крупными региональными землетрясениями на примере Пиренейского района. // Механика горных пород применительно к проблемам разведки и добычи нефти: Пер. с англ. и фр./Под ред. Мори В. и Фурментро Д. М.: Мир, 1994. 416 с.

10. Гупта Х., Растоги Б. Плотины и землетрясения. М.: Мир, 1979. 251 с.

11. Изучение современных деформационных и сейсмических процессов на Ромашкинском геодинамическом полигоне/Р. Н. Гатиятуллин, И. М. Залялов, П. И. Кошуркин, Ю. О. Кузьмин и др. // Изменяющаяся геологическая среда: пространственно-временные взаимодействия экзогенных и эндогенных процессов. Материалы Международной конференции, г. Казань, 13–16 ноября 2007 г. Казань: КГУ, 2007. С. 222–226.

12. Калашник А. И., Мельников Н. Н. Геодинамические аспекты освоения нефтегазовых месторождений западного сектора Российской Арктики // Электронный научный журнал «Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика». 2010. Вып. 2 (2). № ФС77–36038. (<http://oilgasjournal.ru>).

13. Калашников Ю. А., Ашихмин С. Т., Катошин А. Ф. Изменение геодинамической обстановки при разработке нефтяного месторождения // Нефтяное хозяйство, 2000. № 6. С. 28–32.

14. Касьянова Н. А. Влияние современной геодинамики недр на флюидный режим нефтегазовых залежей месторождений складчатых и платформенных областей. М.: Геоинформмарк, 2000. 51 с.

15. Кашников Ю. А., Ашихмин С. Г. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья. М.: Недра, 2007. 467 с.

16. Керимов И. А., Даукаев А. А., Гайсумов М. Я. Влияние современной тектонической активности на флюидодинамику недр // Сб. тр. КНИИ РАН. Вып. 2. М.: Комтехпринт, 2009. С. 276–280.

17. 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.

18. Лилиенберг Д. А., Гусейн-Заде О. Д. Блоковая дифференциация современных тектонических движений и интенсивность добычи нефти и газа на Апшеронском геодинамическом полигоне // Современные движения и деформации земной коры на геодинамических полигонах. М.: Наука, 1983. С. 117–128.

19. Механика горных пород применительно к проблемам разведки и добычи нефти/Под ред. Мори В. и Фурментро Д. М.: Мир, 1994. 416 с.

20. Мирзоев К. М., Рахматуллин М. Х., Гатиятуллин Р. Н., Кашуркин П. И. Мониторинг геодинамических процессов земной коры Ромашкинского месторождения нефти // Современная геодинамика, глубинное строение и сейсмичность платформенных территорий и сопредельных регионов. Материалы международной конференции. Воронеж, 2001. С. 129–131.

21. Нестеренко Ю. М., Косолапов О. В., Нестеренко М. Ю. Сейсмическая активность районов разрабатываемых месторождений углеводородов в Южном Предуралье // Известия Самарского НЦ РАН, т. 12. №1 (5), 2010. С. 1240–1244.

22. Нефтегорское землетрясение 27 (28).05.1995 г. Информационно аналитический бюллетень ФССН. Экстренный выпуск, октябрь 1995 г./Гл. ред. Лаверов Н. П. М.: МЧС России, РАН, 1995. С. 236.

23. Николаев А. В. Проблема наведенной сейсмичности // Наведенная сейсмичность. М.: Наука, 1994. С. 5–15.

24. Рогожин Е. А. Тектоника очаговой зоны Нефтегорского землетрясения 27 (28) мая 1995 г. на Сахалине // Геотектоника, 1996. № 2. С. 45–53.

25. Рогожин Е. А., Борисов Б. А. Тектоническая обстановка и сейсмодислокации Газлийского землетрясения 1984 г. // Детальные инженерно-сейсмологические исследования. Вопросы инженерной сейсмологии. № 27.). М.: Наука, 1986. С. 116–142.
26. Рудаков В. П. Динамические предпосылки Нефтегорского землетрясения 27 мая 1995 года // Докл. РАН. 1995. Т. 345. № 6. С. 819–822.
32. Сейсмичность при горных работах/Под ред. Н. Н. Мельникова/Апатиты: изд-во Кольского научного центра РАН, 2002. 325 с.
33. Сидоров В. А., Кузьмин Ю. О., Хитров А. М. **Концепция «Геодинамическая безопасность освоения углеводородного потенциала недр России»**. М.: ИГиРГИ, 2000. 56 с.
34. Сылканова А. О. О сейсмичности района Тенгизского нефтяного месторождения. Эл. ресурс: <http://vestnik.ntu.kz/>
35. Смирнова М. Н. О влиянии землетрясений на добычу нефти месторождения Гудермес (Северо-Восточный Кавказ) // Физика Земли, 1968. № 12. С. 71–76.
36. Смирнова М. Н. Возбужденные землетрясения в связи с разработкой нефтяных месторождений (на примере Старогрозненского землетрясения) // Влияние инженерной деятельности на сейсмический режим. М.: Наука, 1977. С. 128–141.
37. Смирнова М. Н. Техногенные землетрясения // Экономика и управление в нефтегазовой промышленности, 1996. № 5–6. С. 25–29.
38. Смирнова М. Н., Керимов И. А., Гайсумов М. Я. Проблемы возбужденной сейсмичности. Депонировано в ВИНТИ № 1067-В92 от 30.03.92. М., 1992. 19 с.
39. Смирнова М. Н., Малышева В. В. Сейсмотектонические условия и техногенный фон Махачкалинских землетрясений 1960–61 гг. // Вопросы сейсмичности Восточного Предкавказья, вып. 40, Махачкала: Даг. фил. АН СССР, 1989. С. 59–62.
40. Современные движения земной коры и нефтегазоносность: на примере Терско-Каспийского передового прогиба/В. А. Сидоров, С. В. Атанасян, М. В. Багдасарова и др. М.: Недра, 1987. 115 с.
41. Сухарев Г. М. Землетрясения, вызванные техногенными процессами // Изв. Вузов. Нефть и газ. №5, 1976. С. 3–8.
42. Турунтаев С. Б. Разработка месторождений углеводородов и сейсмичность // Физические процессы в геосферах: Их проявления и взаимодействие: (Геофизика сильных возмущений). М.: ИДГ РАН, 1999. С. 80–98.
43. Штенгелов Е. С. О природе Газлийских землетрясений // Докл. АН СССР, 1979. Т. 245. № 1. С. 59–62.
44. Ahad Mord H., Smith Jeffrey A. Earthquakes, injection wells, and the Perry Nuclear Power Plant, Cleveland, Ohio. // Geology, 1988. V. 16. N 8. P. 739–742.
45. Bardainne T., Senechal G., Grasso J.R. Study of a gas field fracturation based on induced seismicity in 3D seismic data. // Geophysical Research Abstracts. – European Geophysical Society, 2003. V.5, 06453.
46. Healy J.H., Rubey W.W., Griggs D.T., Raleigh C.B. The Denver earthquakes // Science, 1968. N 161. p.1301–1310.
47. Kovach R. Source mechanisms for Wilmington oil field. California, subsidence earthquakes // Bull. Seismol. Soc. Amer. 1974. Vol.64. №3. P. 699–711.
48. Milne W.G., Berry M. J. Induced seismicity in Canada // Eng. Geol., 1976. V.10. P. 219–226.
49. Nicholson G., Wesson R. Earthquake Hazard Associated with deep well injection – A Report to the U. S. Environmental Protection Agency // U. S. Geol. Sur. Bull. 1990. № 1951. P. 74.
50. Schwall G. H., Denney C.A. Subsidence induced casing deformation mechanisms in the Ekofisk field. // Society of Petroleum Engineers, Inc. SPE/ISRM Rock Mechanics in Petroleum Engineering Conference held in Delft, The Netherlands, 29–31 August 1994.
51. Simpson D.W. Triggered Earthquakes // Annu. Rev. Earth and Planet. Sciences, Paolo Alto, Calif., 1986. V. 14. P. 21–42.
52. Wetmiller R.J. Earthquakes near Rocky Mountain House, Alberta, and relationship to gas production. // Can. J. of Earth. Sciences, 1986. V.32, N.2. P. 172–181.
53. Wittlinger G. Study of seismic activity of the Lak field (Atlantic Pirenei) // University I. Strasbourg: Pasteur, 1980. P. 169–261.
54. Zoback M., Zinke J. Production-induced normal faulting in the Valhall and Ekofisk oil fields. // Pure and Appl. Geophys., 2002. V. 159. P. 403–420.

TECHNOGENIC SEISMICITY ON OIL AND GAS FIELDS

**Kerimov I. A., Sc. Doctor (Phys.-math), prof., Gaysumov M. Ya.,
Akhmatkhanov R. S.**

The Schmidt Institute of Physics of the Earth RAS, Moscow, Russia;
Complex Institute named after Kh. I. Ibragimov of RAS, Grozny, Russia

Overview of seismicity at development of hydrocarbons deposits in different regions is given. Relation of deformational activity with deposits development parameters is registered. In regions with high energy storage of tectonic deformations technogenic impact may cause activization of seismodeformational processes and destructive earthquakes.

Keywords: oil-gas fields, fluid dynamics, deformation, earthquakes, technogenic seismicity