SPE-187836-RU

Опыт построения 3D геомеханических моделей (на примере одного из шельфовых месторождений о. Сахалин)

А. Ершов, А. Эйдинов, А. Попова

Авторское право 2017 г., Общество инженеров нефтегазовой промышленности

Этот доклад был подготовлен для презентации на Российской нефтегазовой технической конференции SPE, 16-18 октября, 2017, Москва, Россия.

Данный доклад был выбран для проведения презентации Программным комитетом SPE по результатам экспертизы информации, содержащейся в представленном авторами реферате. Экспертиза содержания доклада Обществом инженеров нефтегазовой промышленности не выполнялась, и внесение исправлений и изменений является обязанностью авторов. Материал в том виде, в котором он представлен, не обязательно отражает точку зрения SPE, его должностных лиц или участников. Электронное копирование, распространение или хранение любой части данного доклада без предварительного письменного согласияSPE запрещается. Разрешение на воспроизведение в печатном виде распространяется только на реферат объемом не более 300 слов; при этом копировать иллюстрации не разрешается. Реферат должен содержать явно выраженную ссылку на авторское право SPE.

Резюме

В данной работе представлено описание процесса создания трехмерной геомеханической модели для ее последующего использования при решении задач разработки и эксплуатации месторождения, требующих детальной и достоверной информации о геомеханическом поведении массива. Описана методика создания и верификации модели, а также представлены некоторые результаты ее использования.

По имеющимся геолого – геофизическим данным и данным анализа керна в разрезе опорных скважин определены: распределения упруго – механических и прочностных свойств пород; распределения порового/пластового давлений; величины вертикальных напряжений, направления действия и величины горизонтальных напряжений.

Полученные одномерные модели опорных скважин откалиброваны по результатам имеющихся скважинных испытаний и специальных исследований, в том числе по данным о буровых происшествиях. Создана трехмерная сетка, на которую перенесены петрофизические, упруго-механические, прочностные и другие данные по опорным скважинам. Создана трехмерная геомеханическая модель всего массива месторождения - от дна моря до акустического фундамента. Модель согласована со всеми имеющимися данными. Достоверность модели дополнительно подтверждена результатами «слепого теста». Суть теста сводится к построению трехмерной модели по неполному набору опорных скважин; расчетному определению параметров скважин, изъятых из процесса построения модели и последующего сравнения расчетных результатов с фактическими.

Выполнен анализ разломной тектоники, включая определение тектонического режима и выявление активных разломов. Определен источник анизотропии горизонтальных напряжений. Для оценки горизонтальных напряжений проводилось определение их региональной компоненты, возникающей как реакция среды на приложенные граничные нагрузки. Осуществлено определение граничных условий, согласующихся с результатами наблюдений. Дан прогноз развития зон трещиноватости вблизи разломов.

Введение

Величина дебита и устойчивость стволов скважин представляют собой ключевые вопросы, возникающие при разработке нефтяных и газовых месторождений. Геомеханический подход лежит в основе их решения (Карев, Коваленко, 2011).

Значимость геомеханики в наши дни кардинально возрастает. Это связано с вовлечением в разработку все большего числа объектов, находящихся в сложных геологических условиях и содержащих нетрадиционные и трудноизвлекаемые запасы. Все более широко применяется технология гидроразрыва пласта. Неуклонно растут объемы бурения наклонно – направленных скважин. Устойчивость стволов таких скважин, результативность гидроразрыва и, в целом, эффективность разработки таких объектов существенно зависят от напряженного состояния и деформационно – прочностных свойств массива пород. Ликвидация проблем, вызванных потерей устойчивости ствола, связана с большими дополнительными затратами. Так, согласно (Dodson, Dodson and Schmidt, 2004) и (York,… 2009) проблемы устойчивости стенок скважин стали причиной 40% простоев при бурении в Мексиканском заливе (от 5.6 до 12.6% общего времени бурения). При этом дополнительные ежегодные затраты составили около 40 млрд. долларов США в год.

Суммарные сопутствующие затраты включают не только дополнительные расходы на строительство скважин и соотвествующие изменения других элементов инфраструктуры, но и финансовые убытки, связанные с потерей извлекаемых запасов. Причем, последние, в ряде случаев, могут существенно превалировать.

Создание и использование геомеханической модели позволяет осуществлять прогноз напряженно-деформированного состояния геологической среды и его изменения в ходе бурения скважин и эксплуатации месторождения на всех стадиях его жизненного цикла. Бурение, добыча, закачка, проведение ГРП и другие техногенные воздействия приводят к изменению порового давления и горных напряжений, что в свою очередь вызывает деформацию среды.

Наличие такой модели позволяет не только избегать аварийных ситуаций на этапе строительства скважин, но и определять оптимальные и предельные диапазоны режимов добычи и закачки с точки зрения целостности обсадных колонн, ствола скважины, продуктивного пласта, покрышек и вмещающих пород, минимизировать пескопроявление и последствия влияния других неблагоприятных факторов, включая динамику их изменения во времени. Использование геомеханической модели дает возможность контролировать риски активизации разломов, а также повысить эффективность планирования и проведения ГТМ - прежде всего гидроразрыва пласта.

В данной работе на примере одного из шельфовых месторождений о. Сахалин представлено описание процесса создания трехмерной геомеханической модели. Описана методика ее построения и верификации. Приведены некоторые результаты ее использования.

Построение модели и контроль ее качества

Граф построения модели по скважине (1D)

Геомеханическое моделирование выполнялось по восьми поисково – разведочным скважинам месторождения. Геомеханическая модель по скважине (1D) представляет собой комбинацию трех взаимосвязанных компонент, рассчитываемых последовательно, а именно:

1. Модели упругих и прочностных свойств геологической среды (МУПСС), включающей в себя:
   - расчет распределения плотности и пористости пород с глубиной для всего разреза скважины от поверхности до глубины точки забоя;
   - расчет упругих модулей (динамических и/или статических) для целевого интервала или (опционально) для всего разреза скважины;
   - расчет прочностных характеристик для целевого интервала или для всего (опционально) разреза скважины.
2. Модели напряженно-деформированного состояния среды (МНДС) до бурения, включающей определение:
   - вертикальных напряжений;
   - поровых и пластовых давлений;
   - горизонтальных напряжений.
3. Модели напряженно-деформированного состояния среды (МНДС) после бурения, включающая в себя следующие расчеты:
   - расчет напряженного состояния после бурения без учета обрушения ствола скважины;
   - расчет напряженно-деформированного состояния после бурения с учетом возможного обрушения ствола скважины;
   - расчет критических значений плотности бурового раствора (т.е. таких при которых наступает критическое событие - обрушение ствола скважины в режиме сдвига или образование техногенных трещин гидроразрыва, достижение критической

глубины зоны обрушения или критического углового размера зоны обрушения и т.п.) в зависимости от азимута и зенитного угла.

Граф построения модели по месторождению (3D)

В свою очередь геомеханическая модель месторождения (3D) представляет собой комбинацию двух составляющих:

1. Модели упругих и прочностных свойств геологической среды (МУПСС), включающей в себя:
   - 3D распределение плотности и пористости пород с глубиной для всего осадочного чехла от поверхности до фундамента;
   - 3D распределение упругих и прочностных характеристик пород.
2. Модели напряженно-деформированного состояния среды (МНДС), включающей:
   - 3D распределение поровых и пластовых давлений;
   - 3D распределение напряженно-деформированного состояния.

Особенностью трехмерной геомеханической модели месторождения является необходимость построения модели свойства (кубов свойств) не только для его продуктивной части, но для всего разреза.

К упругим свойствам относят: модуль Юнга (Es) и коэффициент Пуассона (nud), к прочностным: прочность на одноосное сжатие (UCS) и угол внутреннего трения (PHI), а также прочность на растяжение (T).

Модель упругих и прочностных свойств строится на основе геологической модели месторождения, которая включает в себя структурную модель, модель разломов, литолого-фациальную модель. Соответственно, построение модели упруго-прочностных свойств выполнялось в следующей последовательности:

- сбор, анализ и подготовка геолого-геофизической информации, загрузка данных;
- структурное моделирование (создание структурно-тектонического каркаса и разломов);
- создание сетки (3D грида);
- осреднение (перенос) скважинных данных на сетку;
- пространственное распределение (распространение) механических фаций (фациальное моделирование);
- пространственное распространение петрофизических свойств (петрофизическое моделирование): плотность, коэффициент пористости, коэффициент глинистости, скорости волн;
- распространение упруго-прочностных свойств.

Выполнение прогноза поровых и пластовых давлений:

- проведение анализа объема, представительности и качества исходных данных. Выбор метода прогноза поровых давлений;
- пространственное распространение скважинных данных с использованием имеющихся данных сейсморазведки.

Проведение расчета напряженного состояния, включая:

- анализ геологических и скважинных данных;
- тектонический анализ;
- расчет вертикальных напряжений;
- расчет горизонтальных напряжений (локальной и региональной компоненты);
- задание граничных условий;
- выполнение расчета напряженно-деформированного состояния;
- сравнение результатов расчета с тектонической картиной и скважинными данными.

Исходные данные

В качестве исходных были использованы результаты 3D сейсморазведки, а также следующие данные по поисково - разведочным скважинам №№ 1 – 8:

- конструкция и траектория скважин;
- данные ГИС (кавернометрия, гамма-каротаж, нейтронный каротаж, акустический каротаж, литоплотностной каротаж, боковой каротаж);
- данные об авариях и осложнениях, произошедших во время бурения;
- данные ГТИ, в том числе плотность бурового раствора и описание образцов шлама;
- результаты лабораторных исследований физических и упруго-прочностных свойств керна;
- данные испытаний скважин (тесты на приемистость (FIT, LOT), замеры пластового давления);
- данные FMI;
- данные АКШ;

- данные ВСП.

Стратиграфия

Разрез месторождения представляет собой толщу терригенных пород палеоген-четвертичного возраста. Продуктивная толща представлена чередованием песчаников, глин и алевролитов. Верхняя часть разреза сложена, в основном, глинистыми породами.

Петрофизическая подготовка данных ГИС

Наличие в породах, вскрываемых скважиной, каверн и газонасыщенных интервалов, приводит к необходимости коррекции кривых интервального времени пробега продольных и поперечных волн, а также плотности пород.

Петрофизическая подготовка данных заключалась в определении глинистости и пористости пород в разрезе скважин с последующим внесением соответствующих поправок к кривым ГИС.

1D геомеханические модели по пробуренным скважинам

Расчет упруго-прочностных свойств пород

На первом этапе рассчитывались физические свойства пород. Далее определялись динамические и статические упругие модули, а также прочностные свойства пород.

Плотность, пористость, глинистость

Физические свойства определялись по результатам петрофизической подготовки данных ГИС, которая включала в себя расчеты плотности, пористости и глинистости. Полученные результаты были откалиброваны с учетом каверн и газовых интервалов.

Плотность пород выше интервала записи каротажа рассчитывалась с использованием формулы Миллера (1) и (2) (Rana, 2015):

$$\rho_b = \rho_{ma}(1 - \varphi_{miller}) + \rho_f\, \varphi_{miller} \quad (1)$$

$$\varphi_{miller} = \varphi_a + \varphi_b e^{\left(-kZ^{\left(\frac{1}{N}\right)}\right)} \quad (2)$$

где ρ_{ma}– плотность минеральной матрицы, ρ_f – плотность флюида, $\varphi_a + \varphi_b$ =пористости на линии распространения илов, Z – глубина, k и N – параметры (0,0035 и 1,09 соответственно).

Динамические упругие модули

Динамические упругие модули пересчитывались из скоростей продольных и поперечных волн с использованием стандартных соотношений сейсмоакустики (3),(4),(5) и (6):

$$E_d = 2\rho_d \mathrm{v}_s^2(1 + v_d) \quad (3)$$

$$v_d = 0{,}5\frac{\left(\left(\frac{\mathrm{v}_p}{\mathrm{v}_s}\right)^2 - 2\right)}{\left(\left(\frac{\mathrm{v}_p}{\mathrm{v}_s}\right)^2 - 1\right)}$$

$$\mu_d = \rho_b \mathrm{v}_s^2$$

$$K_d = \rho_b\left({\mathrm{v}_p}^2 - \frac{4}{3}\mathrm{v}_s^2\right)$$

где ρ_b – плотность породы, vp – скорость продольной волны, vs – скорость поперечной волны.

Статические упругие модули

Статические упругие модули определяют реакцию породы на длительную нагрузку с характерными временами нагружения и разгружения, значительно большими временного периода сейсмических волн. Ввиду присутствия порового флюида в породе, упругая реакция пород на циклическое воздействие будет зависеть от частоты этого воздействия (Zoback, 2007). Это обуславливает разницу значений динамических упругих модулей, определяющих упругую реакцию среды на высокочастотные нагрузки (в частности скорости сейсмических волн), и статических упругих модулей, контролирующих реакцию среды на статическую и квазистатическую нагрузку.

Данные акустического каротажа позволяют определить динамические упругие модули в ультразвуковой области, в то время как геомеханическая модель требует задания статических упругих модулей.

Статические модули могут быть пересчитаны из динамических с использованием одного из эмпирических корреляционных соотношений, определенных на основе лабораторных данных. Выбор той

или иной корреляционной зависимости обосновывается ее соответствием данным лабораторных испытаний образцов керна скважин исследуемого месторождения.

Для того чтобы определить величины статического модуля Юнга в продуктивной толще, была проведена дополнительная обработка данных анализа керна.

На Рис. 1 приведены корреляционные соотношения между динамическим и статическим упругими модулями с использованием лабораторных данных для образцов керна скважин № 6-8.

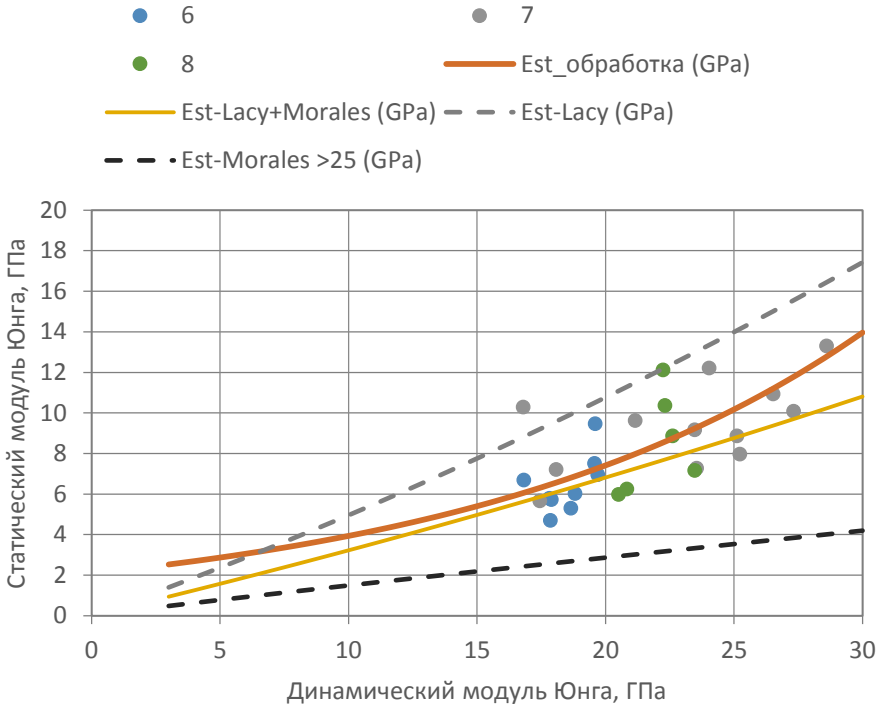

Рис. 1. Корреляция динамических и статических упругих модулей по лабораторным данным для скважин № 6-8

Корреляция проводилась с использованием зависимостей Ласи (Zhang, Peng, 2007) и Моралеза (Morales, Marcinew, 1993).. Из рисунка видно, что корреляции Моралеза для песчаников с пористостью более 25% проходит по верхней границе значений, а зависимость, построенная по формуле Ласи – по нижней. В дальнейшем использовалась усредненная кривая, проведенная между этими зависимостями. Точками показаны результаты лабораторных испытаний для скважин №6, 7 и 8, а линиями – полученные зависимости. Зависимость, построенная по результатам дополнительной обработки лабораторных данных, лучше подходит для описания упругих свойств продуктивного горизонта (7):

$$Es = 2{,}1934e^{0.0613Ed}, \quad (7)$$

где E_d и E_s – динамический и статический модули Юнга.

При величине динамического модуля Юнга менее 15 ГПа, построенная корреляция завышает значения статического модуля, характерные для верхних частей разреза. В связи с этим, для описания упругих свойств песчаников выше продуктивной толщи использовались объединенные зависимости Ласи и Моралеза. Для песчаной фракции выше продуктивного горизонта использовалась усредненнная кривая, проведенная между зависимостями Ласи (8) и Моралеза (для песчаников с пористостью более 25%) (9)(10):

$$E_s = 0.0293{E_d}^2 + 0.4533E_d \quad (8)$$

$$logEs = A_0 + A_1 logEd$$

В связи с отсутствием сведений о величине упругих модулей для глинистой части разреза, использовалась зависимость Ласи для глин (10) (Zhang, Peng, 2007). Данная корреляция основана на результатах данных анализа большого количества лабораторных данных, что дает возможность ее применения в широком диапазоне значений упругих модулей:

$$E_s = 0.0428{E_d}^2 + 0.2334E_d \quad (10)$$

В целях определения статического коэффициента Пуассона, был проведен анализ наличия устойчивых связей его значений и величины других упругих модулей по корреляционным зависимостям, опубликованным в литературных источниках (Zoback, 2007).

Анализ показал, что корреляция, практически, отсутствует. В этой связи статический коэффициент Пуассона был принят равным динамическому.

Сопоставление рассчитанных и измеренных значений статических упругих модулей для скважины 6 приведено на Рис. 2 и Рис. 3. Результаты расчета статического модуля Юнга довольно хорошо согласуются с данными лабораторных испытаний. Существующий разброс данных объясняется литологической разностью пород.

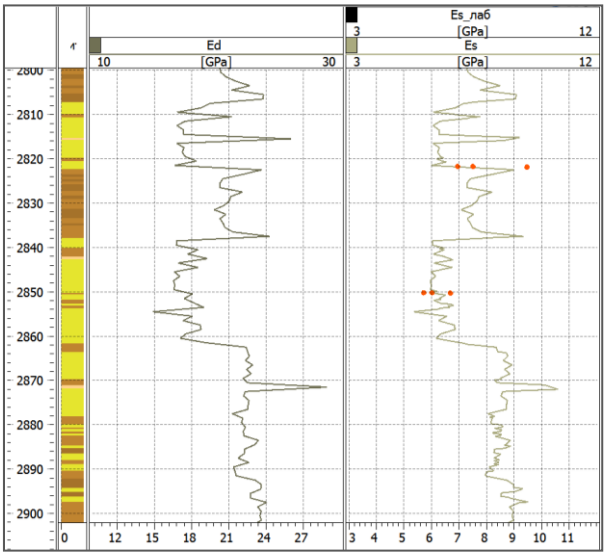

Рис. 2. Сопоставление рассчитанного статического модуля Юнга и данных лабораторных испытаний для скважины №6

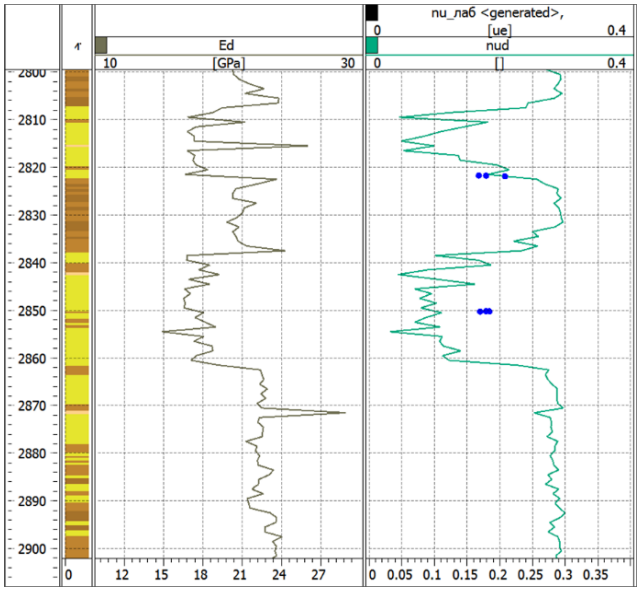

Рис. 3. Сопоставление рассчитанного статического коэффициента Пуассона и данных лабораторных испытаний для скважины №6

В связи с отсутствием корреляций между статическим коэффициентом Пуассона и динамическими модулями наблюдается определенная несогласованность между результатами расчета и имеющимися данными лабораторных испытаний.

Прочностные свойства

При выполнении расчетов прочностных параметров был использован критерий Мора-Кулона. Прочностные свойства пород в этом случае задаются двумя параметрами: прочностью на одноосное сжатие (USC) и трехосным коэффициентом либо, альтернативно, сцеплением и углом внутреннего трения.

Прочность на одноосное сжатие определялась отдельно для песчаных и глинистых пород.

Для выбора зависимостей, наилучшим образом аппроксимирующих прочностные свойства пород продуктивного горизонта месторождения, было построено большое количество различных корреляций с использованием лабораторных данных. Были опробованы методы (Zoback, 2007): Freyburg, McNally, Vernik-Bruno-и др., Chang – Zoback; (Fjaer, 2008): Plumb; (Farquhar, 1994): Farquar; (Sarda, 1993): Sarda; (Mavko, 2009): Bradford и некоторые другие. Корреляции, известные по литературным данным, не дали необходимой сходимости с лабораторными данными. Кроме того, было выявлено, что зависимости между прочностью на одноосное сжатие и скоростью продольной волны, а также пористостью в рассматриваемом случае довольно слабые. В то время как со статическим модулем Юнга была установлена хорошая корреляция.

В связи с этим, для определения прочности на одноосное сжатие песчаных пород была использована зависимость, определенная по лабораторным данным (11):

$$UCS = 7.9907Es + 1.365 \quad (11)$$

где Es – статический модуль Юнга.

Для глинистой фации была выбрана формула Lal (Zoback, 2007) (12), которая основана на большом количестве исследований и широко применяется для расчета прочностных свойств в глинистых разрезах:

$$UCS = 10 \cdot \left(\frac{304{,}8}{\Delta t} - 1\right) \quad (12)$$

где Δt –медленность продольной волны.

Прочность на одноосное растяжение рассчитывалась, исходя из прочности на одноосное сжатие (Fjaer, 2008) (13):

$$T = \frac{UCS}{12} \quad (13)$$

Угол внутреннего трения (PHI) рассчитывался раздельно для каждого литотипа.

Существующая зависимость Weigartner-Perkins (Zhang, Peng, 2007) не дает аппроксимации имеющихся данных (Рис. 4).

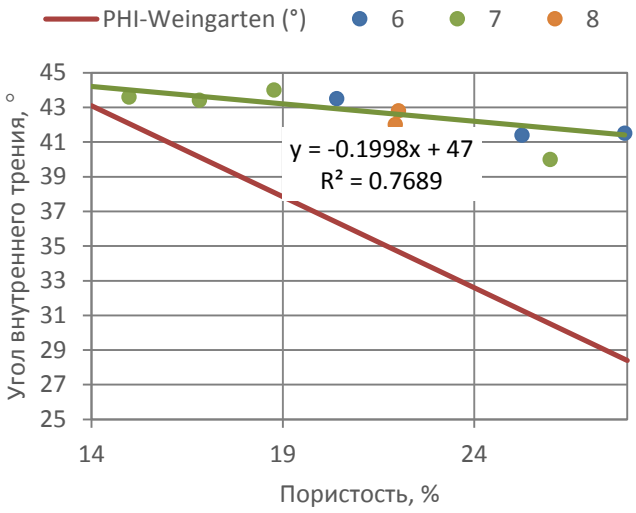

Рис. 4. Корреляция угла внутреннего трения и пористости по лабораторным данным для скважин №№-6, 7 и 8 в сравнении с корреляцией Вейгартена-Перкинса (Weigartner-Perkins) (Zhang, Peng, 2007)

В этой связи для песчаных пород продуктивного горизонта использовалась зависимость угла внутреннего трения от пористости, полученная по данным лабораторных испытаний (14):

$$PHI = -0.1998\phi + 47$$

где ϕ – пористость пород [%].

Для глин была использована зависимость Лала (Lal) (Zoback, 2007) (15):

$$PHI = arcsin\left(\frac{(v_p - 1000)}{(v_p + 1000)}\right) \quad (15)$$

где v_p – скорость продольной волны.

Результаты расчета прочностных характеристик довольно хорошо согласуются с имеющимися данными.

Пример расчетных прочностных характеристик с нанесенными лабораторными данными в интервале разреза скважины №6 представлен на Рис. 5.

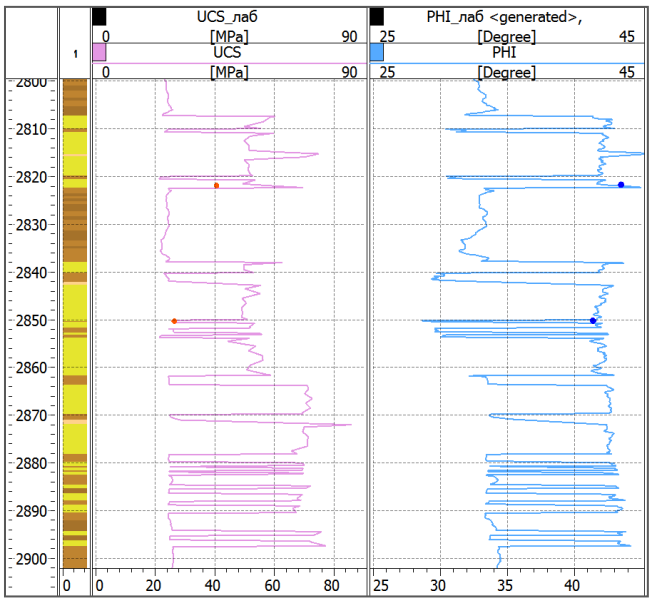

Рис. 5. Рассчитанные прочностные свойства пород для интервала разреза скважины №-6

Расчет напряженно – деформированного состояния среды до бурения

Вертикальное напряжение (горное давление)

В связи с тем, что исследуемые скважины пробурены в море, при расчете веса пород необходимо учесть вес столба воды. Таким образом, для расчета вертикального напряжения использовалась следующая формула (16):

$$S_v = \rho_м g h_м + \int_{h_м}^{z} \rho_b g dz, \quad (16)$$

где $\rho_м$ и ρ_b – плотности морской воды и породы, $h_м$ –глубина моря, z – глубина.

Поровое и пластовое давление

Расчет поровых давлений производился с использованием данных ГИС, с последующей калибровкой по данным замеров пластового давления.

Для глинистых пропластков поровое давление рассчитывалось на основании данных акустического каротажа (скорости продольных волн) (17), сопротивления (18), а также d-экспоненты (19) с использованием методов Итона и Бауэрса (20) (Bowers, 1995):

$$p_p = S_v - (S_v - P_n)\left(\frac{v_p}{v_n}\right)^3 \quad (17)$$

$$p_p = S_v - (S_v - P_n)\left(\frac{R_n}{R}\right)^{1.2} \quad (18)$$

$$p_p = S_v - (S_v - P_n)\left(\frac{d_{e_n}}{d_exp}\right)^{1.2} \quad (19)$$

$$p_p = S_v - \left(\frac{v_p - v_{ml}}{a}\right)^{\frac{1}{b}} \quad (20)$$

где S_v – вертикальные напряжения, P_n –гидростатическое давление, v_p – скорость продольной волны; v_{ml} - скорость продольной волны на границе илов, v_n –нормальный тренд скорости продольной сейсмической волны, R– сопротивление, R_n –нормальный тренд сопротивления, d_{exp} –d-экспонента, d_{e_n} – нормальный тренд d-экспоненты.

Сопоставление данных расчета с результатами замеров пластовых давлений показало, что, в целом, давление соответствует гидростатическому. Аномальных давлений не прогнозируется.

Оцененные поровые давления калибровались по результатам испытаний.

Замеры пластовых давлений были выполнены в песчаниках продуктивного горизонта, в котором, согласно данным ГТИ, выделены несколько типов пластовых флюидов: газ, конденсат и нефтяная оторочка (Рис. 6).

В целом, результаты замеров порового и пластового давлений демонстрируют близость этих давлений к гидростатическому везде, за исключением пластовых давлений в пределах залежи (Рис. 7).

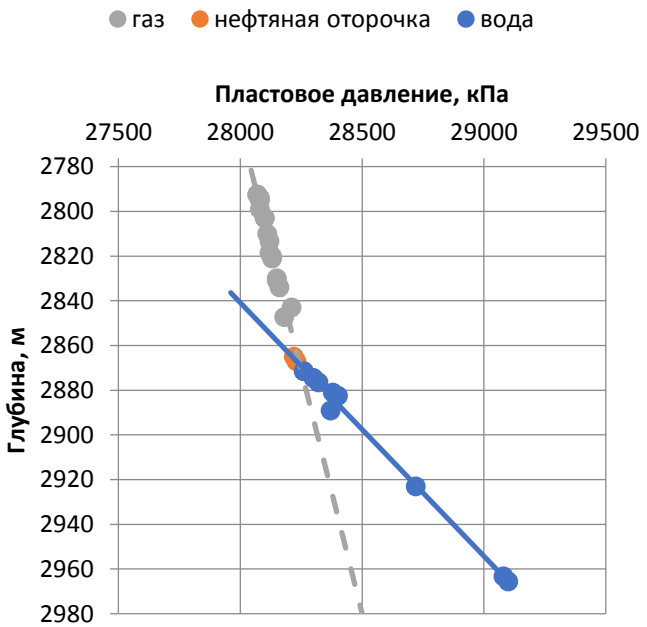

Рис. 6. Замеры пластовых давлений (MDT) с интерпретацией типов пластовых флюидов согласно ГТИ

Отклонение давления от гидростатического вызвано эффектом центроида: разницей плотностей пластового флюида - газа и воды. Соответственно, локальные градиенты пластовых давлений в пределах залежи и вне залежи, различны. На Рис. 7 точками показаны результаты замеров пластового давления в пределах продуктивного горизонта, темно-синей линией – гидростатическое давление. Выравнивание пластовых давлений происходит на уровне ГВК (ГНК).

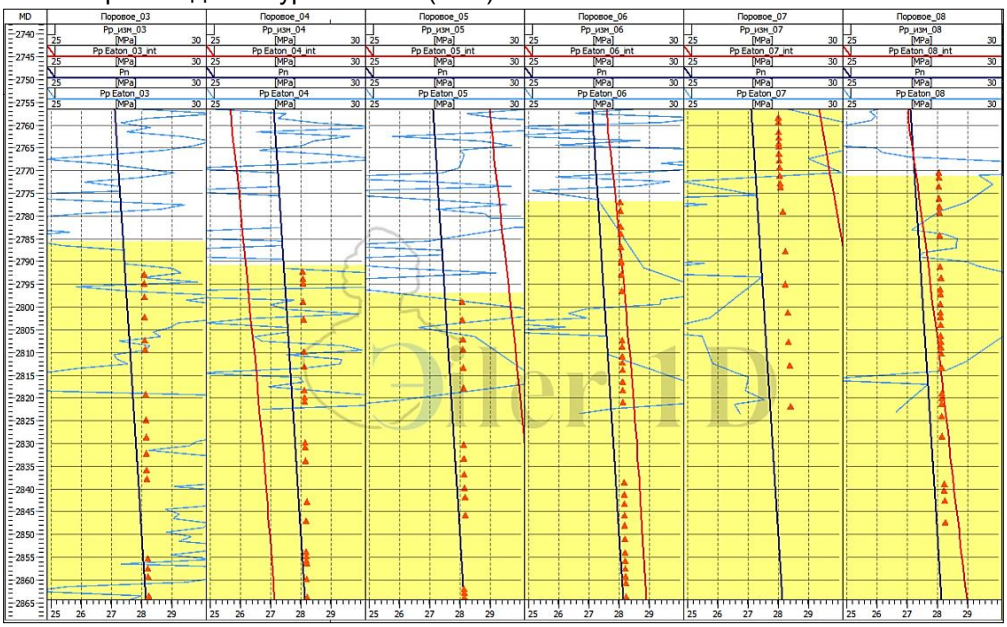

Рис. 7. Анализ порового давления в пределах продуктивного горизонта для скважин №3, 4 ,5, 6, 7 и 8 (продуктивный горизонт выделен желтым; темно-синяя линия – гидростатическое давление; красная линия – поровое давление по Итону, посчитанное формуле (16) по сейсмичеким данным; голубая линия – поровое давление по формуле (16) по данным акустики; треугольниками показаны замеры порового давления)

Горизонтальные напряжения

Горизонтальные напряжения могут быть разложены на две компоненты. Первая определяется реакцией пород на приложенную вертикальную нагрузку, и она зависит, в первую очередь, от величины этой нагрузки в данном конкретном месте, т.е. от суммарного веса колонки вышележащих пород. В связи с локальным характером этой компоненты, в дальнейшем мы будем называть ее локальной компонентой горизонтальных напряжений. Вторая компонента есть результат действия субгоризонтальных напряжений, имеющих региональную природу, и далее мы будем именовать эту компоненту региональной.

Локальная горизонтальная компонента в изотропной или ортотропной среде является изотропной и для ее задания достаточно определить только одну величину напряжения, в то время как региональное напряженное состояние, как правило, является анизотропным, и оно задается тремя значениями: величинами максимального и минимального напряжений и значением азимута максимального напряжения.

Полные горизонтальные напряжения представляются в виде суммы локальной компоненты, обусловленной действием вертикальной нагрузки и региональной составляющей, обусловленной региональной тектоникой (21), (22), (23):

$$S_{hmin} = K\,(S_V - \alpha P_p) + S_{h\,reg} \quad (21)$$

$$S_{Hmax} = K\,(S_V - \alpha P_p) + S_{Hreg} \quad (22)$$

$$K = \frac{\nu\prime}{1-\nu\prime} \quad (23)$$

где S_{hmin}, S_{Hmax}, - минимальное и максимальное горизонтальное напряжение, S_V – вертикальное напряжение, α – коэффициент пороупругости Био, значение которого было принято равным 0.85 (Vasquez, 2009), P_p – поровое давление, $S_{h\,reg}$, S_{Hreg} - минимальное и максимальное региональные тектонические напряжения, K - матричный коэффициент зависящий от литотипа и от глубины погружения породы, ν' - эффективный коэффициент Пуассона, учитывающий как упругую, так и пластическую деформацию (равен 0.5 в жидкой среде и коэффициенту Пуассона в упругой среде).

В данной работе зависимость матричного коэффициента от глубины определялась по формуле (24) (Тиаб, Дональдсон, 2009):

$$K = 1 - ae^{bZ} \quad (24)$$

с последующим подбором зависящих от литотипа параметров a и b для данного конкретного месторождения (Рис. 8).

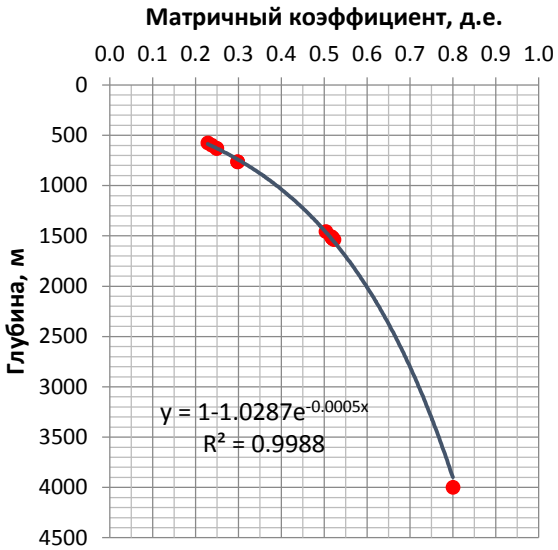

Рис. 8. Кривая зависимости матричного коэффициента K от глубины для глин

Локальная компонента в изотропной или ортотропной среде является изотропной. При этом анизотропия горизонтальных напряжений полностью контролируется региональной компонентой.

Величина минимального регионального напряжения определялась путем калибровки по результатам тестов на приемистость (FIT, LOT) (25):

$$S_{h\,reg} = S_{hmin} - K\,(S_V - \alpha P_p) \qquad (25)$$

Результаты калибровки для скважины №5 представлены на Рис. 9.

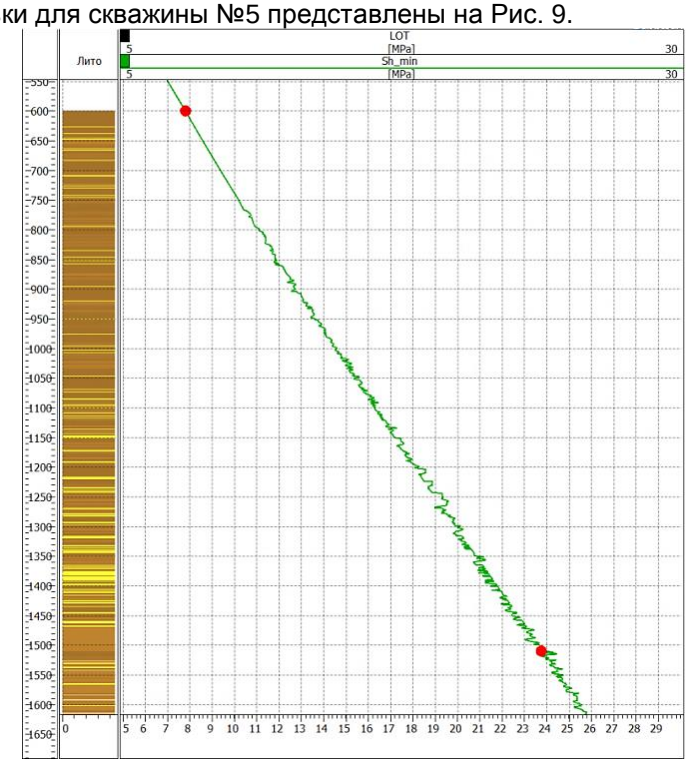

Рис. 9. Горизонтальные напряжения для скважины №5

Для определения величин максимальных горизонтальных напряжений использовались данные АКШ (26) (Donald, 2014):

$$S_H = \left[\frac{c_{55}-c_{44}}{c_{55}-c_{66}}\right](S_V - S_{hmin}) + S_{hmin} \qquad (26)$$

$$c_{44} = \rho_b v_{slow}$$

$$c_{55} = \rho_b v_{fast}$$

$$c_{66} = \rho_b v_{Stoneley}$$

где S_V – вертикальное (литостатическое) давление, S_{hmin} – минимальное горизонтальное напряжение, ρ_b – плотность пород, v_{slow} и v_{fast} – скорости медленной и быстрой поперечной волны, $v_{Stoneley}$ – скорость волны Стоунли.

Данные АКШ также были пересчитаны с учетом зависимости упругих модулей от величины приложенной нагрузки. Эта зависимость была определена на основе результатов лабораторных исследований керна продуктивной толщи.

Данные лабораторных испытаний пород в условиях трехосного сжатия свидетельствуют, что упругие свойства пород изменяются с увеличением приложенной нагрузки (Рис. 10а): сперва при относительно невысоких нагрузках происходит упрочнение породы вследствие закрытия микротрещин и микропустот и увеличения площади контакта зерен, затем при нагрузках приближающихся к пределу прочности происходит разупрочнение породы вследствие формирования микротрещин скола. При обработке данных АКШ нас интересует только первая зависимость.

Для установления общего вида зависимости упругих модулей от приложенной нагрузки были использованы даннные лабораторных испытаний 52 образца керна пород продуктивной толщи. Зависимость упругих свойств породы от величины приложенной нагрузки хорошо видна на графиках результатов испытаний (Рис. 10б, в). Была выполнена аппрокимация «мгновенных» упругих модулей квадратичной зависимостью (27):

$$E_{\text{мгн}} = A \cdot p^2 + B \cdot p + C$$

где $E_{\text{мгн}}$ – «мгновенный» модуль Юнга, определяемый касательной к соотвествующему графику в каждой точке, p – величина приложенной нагрузки. Коэффициент корреляции для разных образцов варьировал от 0,7976 до 0,9762.

Так как абсолютная величина упругих модулей изменчива от образца к образцу, то лабораторные результаты по каждому образцу были нормализованы на максимальную величину мгновенного упругого модуля, согласно полученной аппроксимации. После нормировки была построена аппрокимация зависимости модуля Юнга от приложенной нагрузки по всем образцам (Рис. 11).

Эта зависимость была использована при обработке данных АКШ, что позволило пересчитать величину разности скоростей быстрой и медленной волны в величину разности максимального и минимального горизонтальных напряжений.

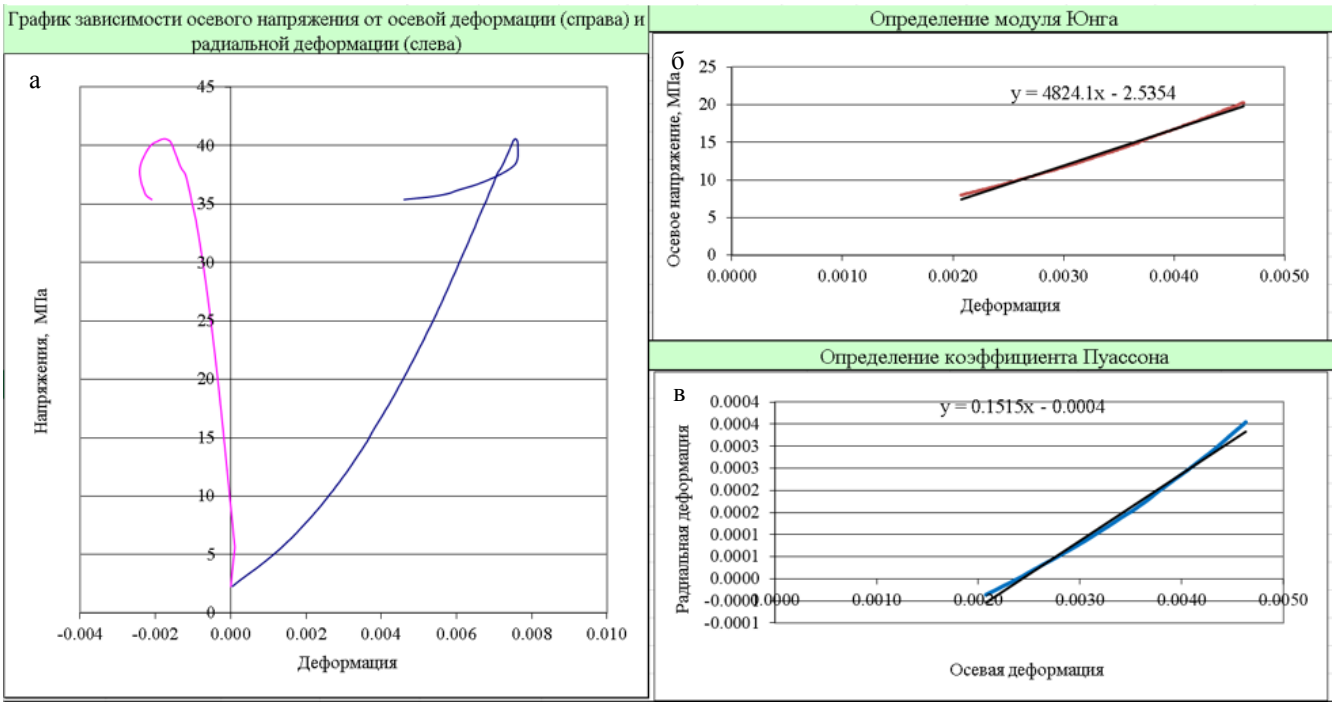

Рис. 10. Типичные кривые зависимости величины осевой и поперечной деформации образца породы от величины приложенной нагрузки при испытаниях в условиях псевдотрехосного сжатия (а). Хорошо видно, что «мгновенные» упругие модули – модуль Юнга и коэффициент Пуассона, по сути представляющие собой касательную к графикам в правой части не являются постоянными, но зависят от величины приложенных напряжений (б, в).

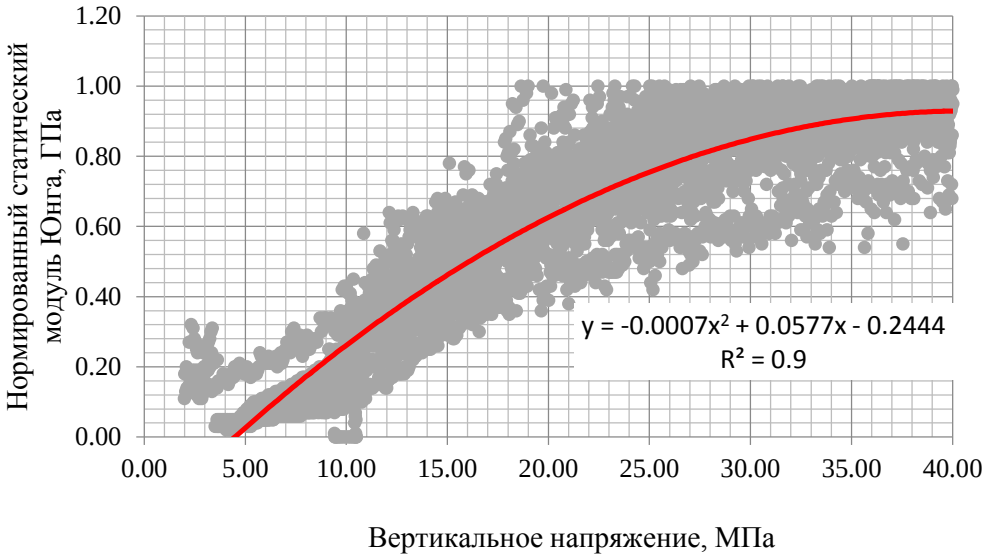

Рис. 11. Нормализованная зависимость мгновенного модуля Юнга породы от величины приложенной нагрузки (сферической компоненты тензора напряжений).

Анализ данных АКШ производился только для тех случаев, где фиксировался эффект инверсии разности скоростей быстрой и медленной волны в ближней и дальней зонах, обусловленный изменением поля напряжений в окрестности ствола скважины. Во всех проанализированных случаях разница между скоростями быстрой и медленной волны была очень небольшой, что свидетельствует о слабой анизотропии поля напряжений. Величина оцененной разницы между максимальным и минимальным главными напряжениями не превышала нескольких мегапаскаль

Анализ анизотропии поля напряжений по данным АКШ был выполнен только в пределах продуктивного интервала, вскрытого скважинами №5-8. В остальной части разреза данные АКШ отсутствовали и величина S_{Hmax} вычислялась по формуле (22), в которой региональная компонента S_{Hreg} определялась методом подбора с последующей калибровкой по данным профилеметрии с учетом буровых событий по всему разрезу (Рис. 12).

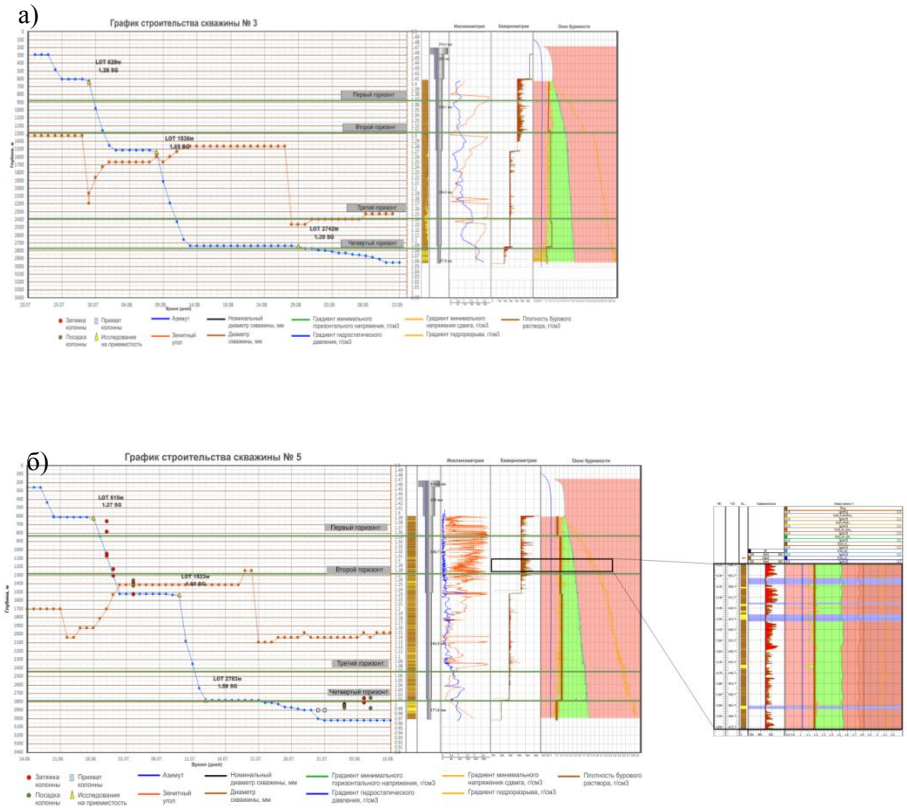

Рис. 12. Калибровка максимального горизонтального напряжения по профилемеру с учетом буровых событий (красными точками на графиках строительства показаны затяжки колонны, зелеными – посадки): а) – график строительства скважины №3; б) – график строительства скважины №5

Модель напряженно-деформированного состояния для интервала разреза скважины №5 представлена на Рис. 13.

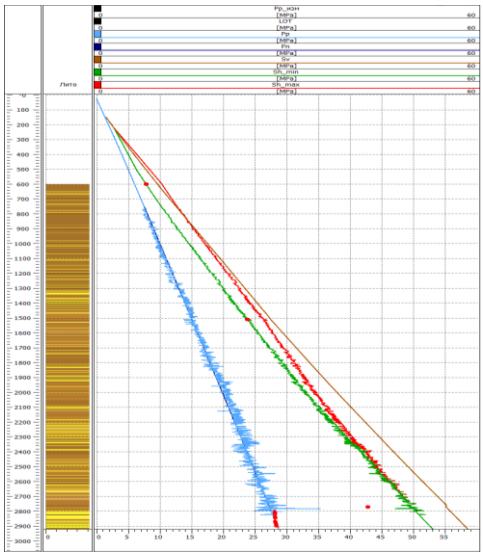

Рис. 13. Модель напряженно-деформированного состояния для интервала разреза скважины №5

3D геомеханическая модель месторождения

3D геомеханическая модель месторождения представляет собой комбинацию моделей упруго – прочностных свойств и напряженно-деформированного состояния геологической среды. Общая последовательность ее построения представлена выше. Процесс собственно 3D моделирования начинается с построения структурной модели.

Структурная модель месторождения

Создание структурной модели проводилось использованием имеющейся геологической модели месторождения и результатов интерпретации тектонических разломов в верхней части разреза (Рис. 14).

Построение структурного каркаса модели осуществлялось в рамках схемы блокового строения. Полученные результаты увязаны с отметками пластопересечений в скважинах.

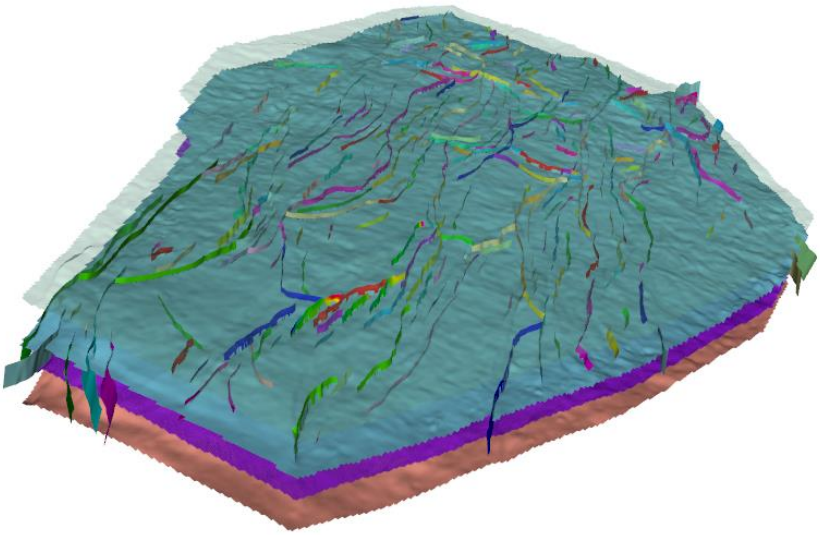

Рис. 14. Структурный каркас модели месторождения от дна моря и до акустического фундамента

Распространение свойств

Далее осуществлялось пространственное распространение свойств пород, вскрытых скважинами по объему месторождения. Таким способом были созданы:

- литологическая модель (по имеющимся результатам исследования керна - в продуктивной толще; по шламу - в верхней части разреза);
- модели объемной плотности, пористости и глинистости;
- модели физико – механических свойств: модуля Юнга, коэффициента Пуассона, USC – предела прочности на одноосное сжатие, PHI – угла внутреннего трения (по 1D моделям скважин с использованием в качестве тренда данных 3D сейсморазведки).

Контроль качества моделей

Выбор оптимального метода интерполяции и контроль качества выполненных построений по каждой модели проводился, в том числе, с использованием «слепого теста».

Из набора опорных исключалась одна из скважин, после чего выполнялось пространственное распространение свойств. Полученный результат сопоставлялся с данными по исключенной скважине. Пример результатов проведения «слепого теста» при моделировании упруго – прочностных свойств представлен на Рис. 15 и Рис. 16.

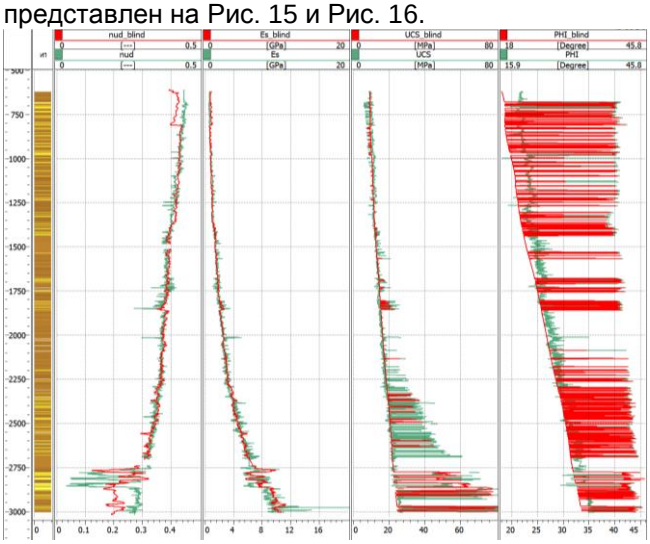

Рис. 15. Сопоставление упруго-прочностных свойств 1D геомеханической модели скважины №-6 (зеленые кривые) и рассчитанных путем интерполяции данных скважин 1-5, 7, 8 (красные кривые). Слева-направо - коэффициент Пуассона, статический модуль Юнга, USC и PHI

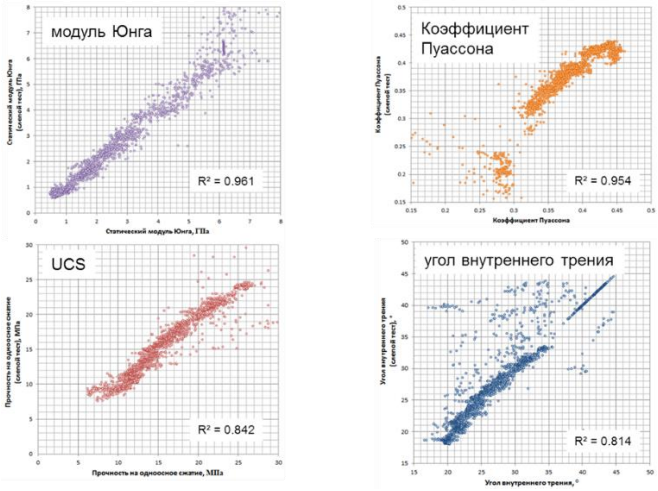

Рис. 16. Корреляция результатов сопоставления значений этих свойств

Модель порового и пластового давления

Обычно, оценка порового давления в объемных геомеханических моделях выполняется на основании 3D скоростной модели среды с использованием одного из методов, позволяющих скоррелировать сейсмические скорости и поровые давления (например, Eaton и Bowers (Bowers, 1995). Выбор конкретного метода и его параметров, например, параметров нормального тренда, осуществляется на основе 1D моделирования по опорным скважинам.

В то же время, сравнение построенных нами моделей порового и пластового давления по скважинам №№1-8 с данными замеров пластового давления свидетельствуют о том, что данные замеров описываются моделью гидростатического порового давления вне залежи с поправкой на «эффект центроида» в пределах залежи (см. выше). Согласно проведенному анализу поровое давление за пределами залежи близко к гидростатическому, а зафиксированное отклонение в пределах залежи обусловлено различием плотностей пластового флюида и воды. Соответственно, выравнивание давлений в залежи и во вмещающих породах («точка центроида») происходит на уровне ГВК (Рис. 7).

Исходя из этого, расчет 3D модели порового давления был выполнен обоими способами. Использование модели гидростатического порового давления вне залежи с учетом эффекта центроида в залежи, по мнению авторов, предпочтителен в силу его лучшего соответствия результатам замеров.

Модель напряженного состояния

Трехмерное напряженное состояние представляет собой реакцию среды на приложенные нагрузки. Для массива пород, представляющего собой часть осадочного чехла в пределах границ месторождения, основными видами нагружения являются граничные усилия, прикладываемые к боковым границам массива

и к его нижней границе, а также объемные гравитационные силы, приложенные в каждой точке массива пропорционально плотности породы в данной точке.

В первом приближении можно представить напряженное состояние как сумму трех компонент: вертикальной, возникающей вследствие действия гравитационных сил, локальной горизонтальной, возникающей как реакция на возникновение вертикальных напряжений и региональной горизонтальной, определяемой откликом среды на приложенные граничные нагрузки.

Очевидно, что данное представление является упрощенным, т.к. предполагает совпадение одного из главных напряжений и вертикальной оси. Однако, это упрощение, будучи общепринятым в геомеханике, может быть очень полезным на первом этапе построения модели, т.к. оно позволяет получить общий взгляд на «архитектуру» поля напряжений и выполнить эффективную калибровку граничных условий по результатам 1D моделей опорных скважин. На завершающем этапе рассчитывается конечно-элементная модель напряженного состояния под воздействием всех указанных видов нагрузки, дающая полный тензор напряжений. В дальнейшем, в этом разделе мы будем брать термин «горизонтальные» напряжения в кавычки, подразумевая, что в 3D модели главные напряжения не обязательно являются строго горизонтальными, и используя этот термин для обозначения субгоризонтальных главных компонент тензора напряжения.

Вертикальное напряжение

Вертикальные напряжения возникают под действием гравитационных сил и имеют величину, определяемую весом вышележащих пород. Соответственно их величина в местах расположения опорных скважин в первом приближении будет совпадать с 1D моделями с точностью до различия вертикального пространственного разрешения куба свойств и скважинных данных. Более точно вертикальные напряжения рассчитываются в рамках трехмерной численной модели напряженного состояния, учитывающей в частности и т.н. «эффект арки».

Анализ разломной тектоники

Пространственная конфигурация сети разломов непосредственно связана с напряженно-деформированным состоянием осадочной толщи во время формирования и реактивизации разломов. Анализ разломной тектоники позволяет нам сделать определенные выводы относительно приложенного поля напряжений.

Структурно-тектонический анализ сейсмических данных 3D позволяет выделить в пределах осадочного чехла месторождения три системы разломов (Рис. 17), из которых первая, наиболее древняя, обусловившая заложение осадочного бассейна, локализована главным образом в фундаменте и в дальнейшем рассматриваться не будет. Вторая система представляет собой оперяющие разломы в осадочной толще, имеющие кулисообразное строение и дислоцирующие главным образом, продуктивную толщу. Отдельные разломы характеризуются малой протяженностью, в среднем порядка 2-3 км, но значительной плотностью: количество нарушений на площади месторождения очень велико, исчисляется сотнями. Большинство нарушений идут кулисными цепочками и связаны с квазилинейными осями сдвигов в мезозойском фундаменте. На сейсмических разрезах отчетливо видны системы «цветковых» структур, берущих свое начало от кровли акустического фундамента и уверенно прослеживающихся до кровли продуктивной толщи. Амплитуды таких нарушений на уровне кровли продуктивных отложений достигают 50 и более метров. На сейсмических разрезах основания этих «цветковых структур» в фундаменте практически невидимы, так как главное смещение по разломам фундамента является горизонтальным, с малой или отсутствующей вертикальной компонентой. Разрывы имеют преимущественно субширотное направление. Углы наклона нарушений с вертикалью составляют 35 – 45 градусов. Кулисообразное строение разломов этой системы описывается моделью Риделя и характерно для разломов, аккомодирующих сдвиговые деформации в фундаменте. Формирование этой системы разломов, вероятно, происходило в условиях присдвигового растяженияв осадочном чехле над областью стыковки двух больших свдиговых зон в фундаменте. Подвижки по этим зонам, сопровождающиеся активизацией сопутствующих оперяющих и стыкующих разломов, продолжались вплоть до конца времени формирования продуктивной толщи.

Третья система дислоцирует осадочные толщи верхней части разреза. На горизонтальных срезах амплитуд, картах когерентности и углов наклона, кулисные нарушения второй системы сменяются системой разломов, образующих сетку кольцеобразных структур, имеющих в плане полигональную форму. Амплитуда этих нарушений составляет порядка 10-20 м. Важно отметить, что кулисные нарушения второй генерации разломов и «полигональные» нарушения третьей генерации расположены неравномерно на площади. Так, полигональная система разломов охватывает практически всю площадь месторождения, но эти разломы затухают в сторону береговой линии. Все тектонические нарушения практически затухают в

верхней части разреза на глубинах чуть менее 1000 м, лишь отдельные малоамплитудные разрывы проникают почти до дна моря.

Формирование этой системы разломов связано с изменившейся тектонической обстановкой. Разломы этой системы в плане имеют полигональную форму, хорошо видимую на горизонтальных срезах сейсмических кубов (Рис. 19). Такие полигональные разломы в последнее время были повсеместно идентифицированы в пределах осадочных толщ континентального шельфа (Коптев, Ершов, 2010). Считается, что причиной образования полигональных разломов является диагенетические преобразования глинистых осадков, сопровождающиеся изменением их объема при их литификации и дегидратации.

С точки зрения геомеханики, уменьшение объема минеральной матрицы осадочной породы приводит к возникновению объемных растягивающих напряжений, которые релаксируют с образованием полигональной разломной сети. При этом форма разломной сети в плане отражает величину региональных напряжений. В случае, если бы региональные напряжения имели существенную амплитуду, сравнимую по величине с амплитудой диагенетических объемных растягивающих напряжений, то это неминуемо бы отразилось на форме в плане ячеек полигональной разломной сети. Наблюдаемые полигоны сети разломов имеют в плане практически изометричную форму, что свидетельствует о том, что величина максимального сжимающего регионального напряжения была незначительной в сравнении с растягивающими диагенетическими напряжениями, возникающими вследствие компации и дегидратации пород.

При этом следует отметить, что разломы верхней толщи в соседней с месторождением области уже не имеют полигональной формы, но по своей геометрии соответствуют присдвиговым разломам над сдвиговой зоной в фундаменте.

Таким образом, на основе анализа конфигурации разломных зон мы можем сделать вывод о том, что, начиная с позднемиоценового времени тектоническая деформация локализовалась в присдвиговых зонах в соседней с месторождением области, в то же время область самого месторождения находились в относительно спокойных тектонических условиях; образование множественных разломов, имеющих в плане полигональную форму, определялось необходимостью аккомодации уменьшения объема слагающих эти толщи глинистых осадков при их литификации, дегидратации и уплотнении. В ходе этого процесса, очевидно, имела место также и релаксация всех возникших на предыдущих этапах напряжений.

Эти выводы согласуются также и с данными АКШ и профилеметрии, которые свидетельствуют о незначительной разнице между максимальным и минимальным горизонтальным напряжением на современном этапе (т.е. о низком уровне региональной компоненты горизонтальных напряжений, т.к. именно региональная компонента обуславливает анизотропию горизонтальных напряжений).

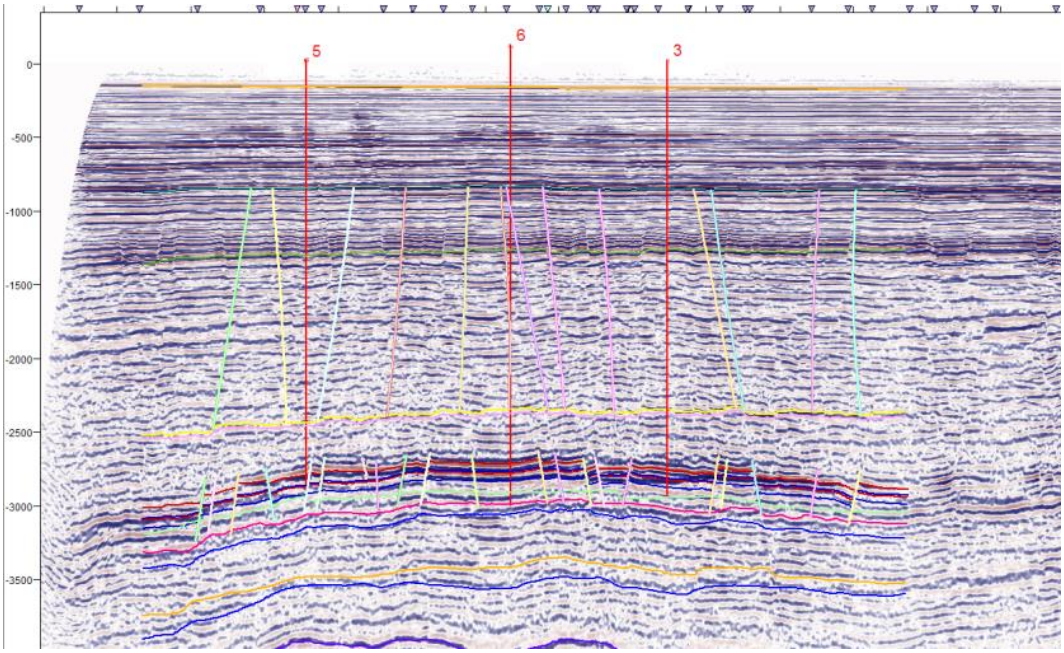

Рис. 17. Разломы в продуктивной толще и вышележащей части разреза

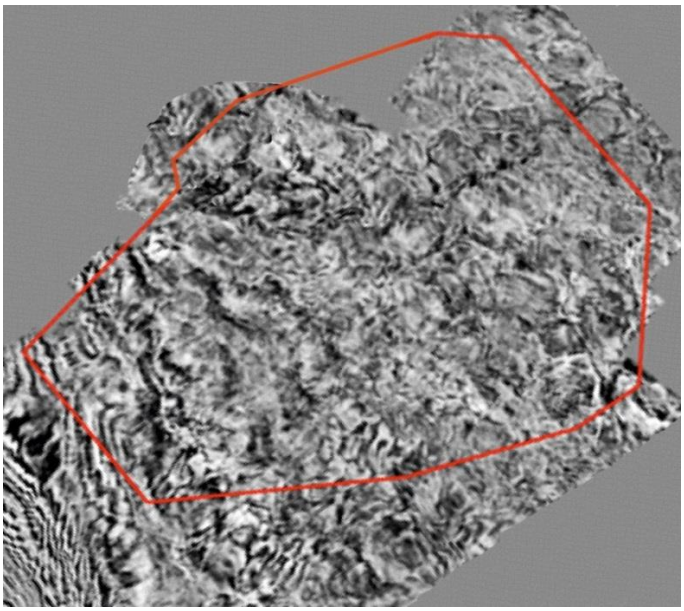

Рис. 18. Разрез сейсмического куба горизонтальной плоскостью на глубине 1500 м. Область развития полигональной системы разломов находится в центральной и правой частях рисунка. Слева разломы имеют конфигурацию типичную для зон сдвига.

Горизонтальные напряжения

«Горизонтальные» напряжения могут быть разложены на две компоненты. Первая определяется откликом пород на приложенную вертикальную нагрузку и она зависит, в первую очередь, от величины этой нагрузки в данном конкретном месте, т.е. от суммарного веса колонки вышележащих пород. В связи с локальным характером этой компоненты в дальнейшем мы будем называть ее локальной компонентой горизонтальных напряжений. Вторая компонента есть результат действия субгоризонтальных напряжений, имеющих региональную природу, и далее мы будем именовать эту компоненту региональной.

Локальная горизонтальная компонента в изотропной или ортотропной среде является изотропной и для ее задания достаточно определить только одну величину напряжения, в то время как региональное напряженное состояние, как правило, является анизотропным, и оно задается тремя значениями: величинами максимального и минимального напряжений и значением азимута максимального напряжения.

Эти две компоненты «горизонтальных напряжений» оценивались по-отдельности.

Локальная компонента пересчитывалась из вертикальной точно таким же способом, как и в одномерных моделях по скважинам, только расчет выполнялся для каждой ячейки трехмерной расчетной сетки.

Расчет региональной компоненты производится путем численного решения уравнения равновесия в среде с заданными упруго - прочностными свойствами при заданных граничных условиях. Граничные условия подбирались таким образом, чтобы достичь совпадения рассчитанного поля напряжений со всеми имеющими данными.

Для задания граничных условий модели рассмотрим причины возникновения региональных «гоизонтальных» напряжений. Это могут быть: 1) глобальные внутриплитные напряжения, действующие в литосфере (напр. Коптев и др., 2013, Коптев, Ершов, 2014) и передающиеся в осадочных чехол за счет сцепления подошвы чехла с фундаментом, 2) разломные деформации в фундаменте, также передающиеся в осадочный чехол за счет сцепления подошвы чехла с фундаментом, и 3) субгоризонтальные напряжения, возникающие непосредственно в осадочном чехле вследствие латеральной разности гравитационного потенциала осадочного чехла в соседних областях (Коптев, Ершов, 2010). Первые два фактора могут быть учтены в модели за счет задания условий на напряжения или смещения, соответственно, на нижней границе области счета, а третий фактор – за счет задания смешанного граничного условия на боковых границах области счета. Первый и второй факторы играли наиболее существенную роль во время формирования кулисообразных разломов второй генерации, возникших в результате адаптации осадочного чехла к подвижкам вдоль региональных разломов в фундаменте.

Второй фактор вплоть до настоящего момента играет определяющую роль в формировании напряженно-деформированного состояния осадочного чехла областей над активным региональным разломом, расположенным к западу от области моделируемого месторождения. В то же время результаты одномерного моделирования, результаты обработки данных АКШ и др. реперов напряжений вместе с

результатами анализа разломной тектоники, свидетельствуют о том, что напряженная обстановка в пределах месторождения в настоящий момент является достаточно спокойной, характеризуемой низкой анизотропией «горизонтальных» напряжений. Активная разломная тектоника в настоящий момент не проявляется. Все это дает нам право заключить, что главным фактором определяющим региональное поле напряжений в пределах месторождения является боковое давление со стороны осадочной толщи соседних регионов, которое само формируется под действием разности гравитационного потенциала (Коптев, Ершов, 2010), возникающей вследствие наличия уклона рельефа фундамента и рельефа поверхности осадков. Выражением этих сил являются, в частности, оползневые явления в местах, где градиент рельефа дна превышает пороговое значение, но эти силы существуют и при меньших значениях уклона. Эти гравитационные силы имеют наивысшее значение в верхних частях разреза и уменьшаются вниз по разрезу.

На Рис. 19 представлены направления действия максимальных горизонтальных напряжений, определенных по имеющимся данным FMI (в скважинах №№1, 4, 6-8 были зафиксированы техногенные трещины) и АКШ (по продуктивной толще в скважинах №№5-8).

В скважинах 6, 7 и 8 эти направления определены обоими методами. В пределах погрешности измерений результаты совпали, что свидетельствует о достоверности полученных замеров.

По результатам анализа разломной тектоники установлено, что в настоящее время месторождение находится в спокойном состоянии. Тектоническая деформация локализовалась в сдвиговой зоне, расположенной к западу от месторождения, так как процессы диагенеза глин верхней части разреза привели, в том числе к релаксации напряжений, возникших в предшествующие моменты времени.

В этой ситуации единственным значимым источником напряжений является наличие уклона рельефа морского дна, что вызывает возникновение горизонтально-направленных гравитационных сил. Исходя из вышеизложенного, граничные условия модели задавались следующим образом:

- напряжение, заданное на границе А (Рис. 19), линейно убывает с глубиной и не превышает предела прочности пород в граничных ячейках;
- смещение на границе Б равно нулю.

Величина приложенного напряжения и участок границы, на котором оно задавалось, подбирались таким образом, чтобы обеспечить согласие с данными FMI и АКШ, а также с данными 1D моделирования по скважинам.

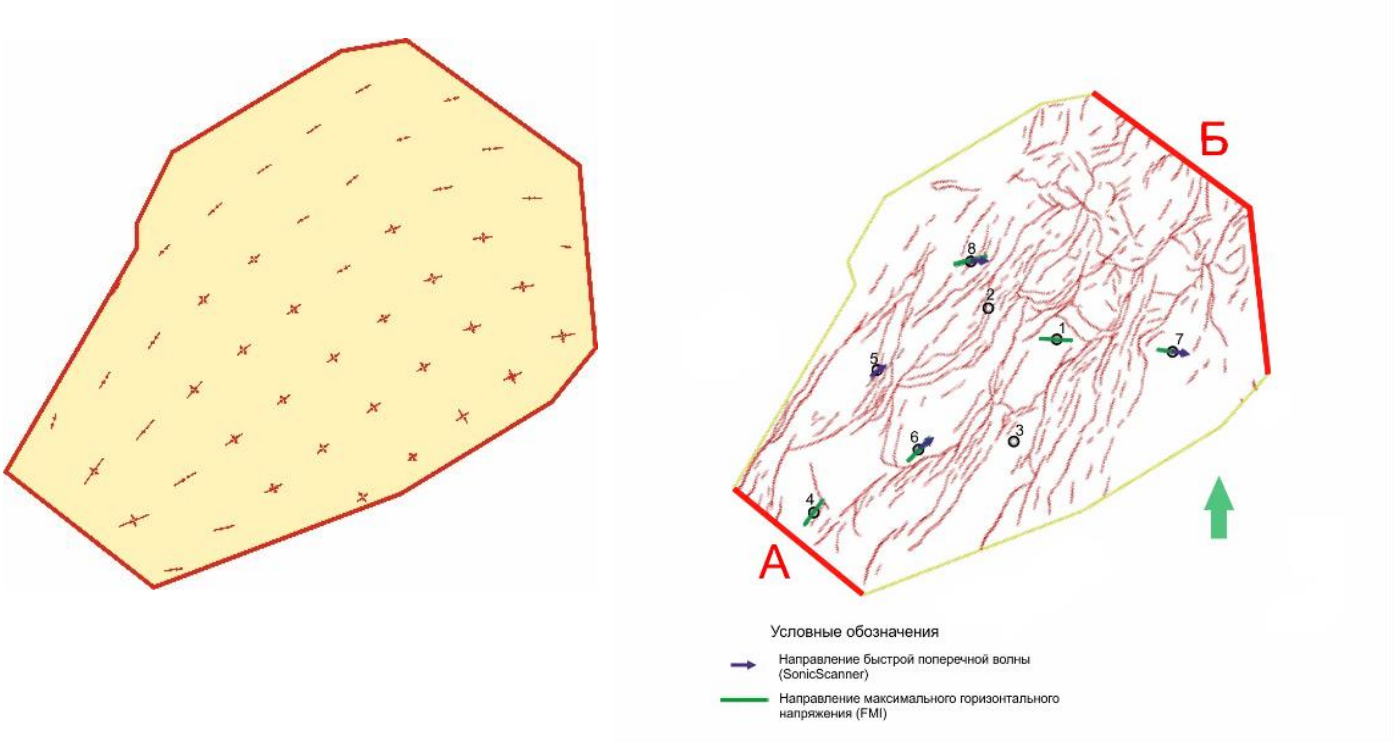

Рис. 19. Расчетное поле напряжений в продуктивной толще в сопоставлении с данными АКШ и FMI.

Результаты использования модели

Рекомендации по бурению проектных поисково – разведочных и эксплуатационных скважин

С использованием 3D геомеханической модели месторождения был проведен анализ проектных эксплуатационных скважин (наклонных с горизонтальным окончанием) по заданным координатам устья, точки входа в продуктивный горизонт и забоя, а также проектной поисково-разведочной скважины. Особое внимание уделялось эксплуатационным скважинам, приуроченным к зонам тектонических осложнений или расположенным вблизости от них.

На основании геомеханического анализа были даны рекомендации по оптимальному выбору следующих характеристик:

1. величине плотности бурового раствора для проектных поисково-разведочных и эксплуатационных скважин;
2. траектории бурения для проектных эксплуатационных скважин;
3. глубине спуска промежуточных обсадных колонн;
4. величине угла вскрытия пластов и перспективных горизонтов.

Были получены упругие и прочностные свойства пород в области заложения проектных скважин (Рис. 20-Рис. 21), оценены величины главных напряжений и поровых давлений (Рис. 22-Рис. 23). В целом, характерен режим нормального сброса, когда вертикальное напряжение является наибольшим ($S_h<S_H<S_V$), за исключением верхней части разреза, где в силу неоднородности рельефа максимальное горизонтальное напряжение превышает литостатическое.

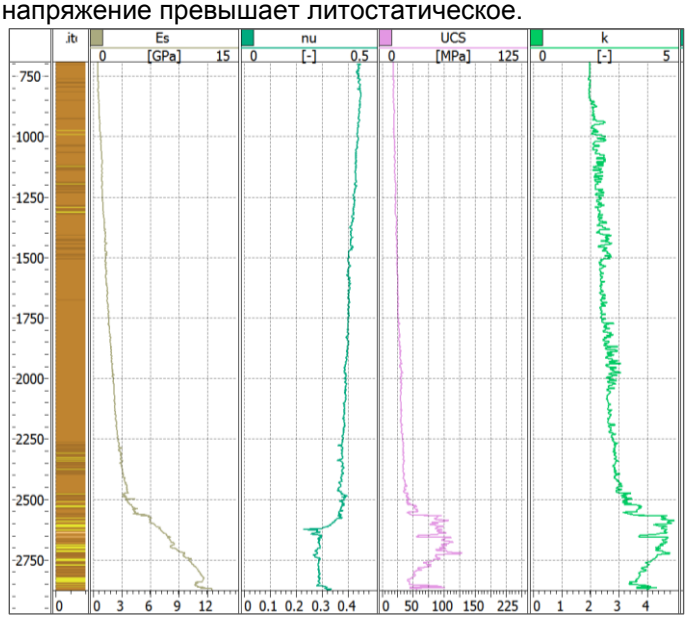

Рис. 20. Упругие и прочностные свойства проектной поисково-разведочной скважины №V

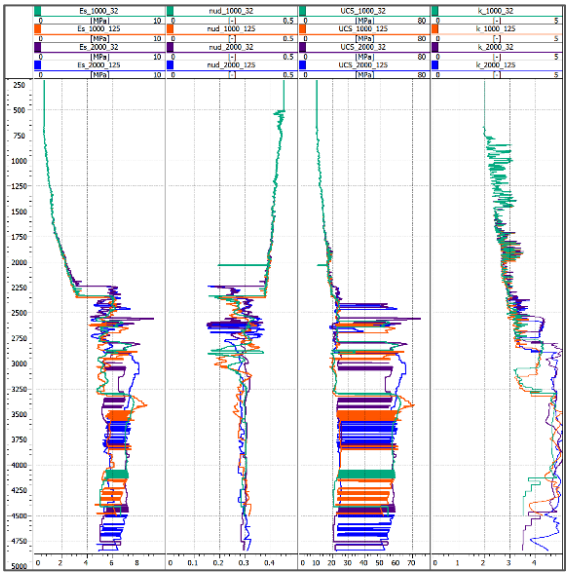

Рис. 21. Упругие и прочностные свойства проектной эксплуатационной скважины №СК4. Слева направо: статический модуль Юнга, коэффициент Пуассона, прочность на одноосное сжатие, коэффициент бокового распора. Цветом показаны различные варианты траекторий

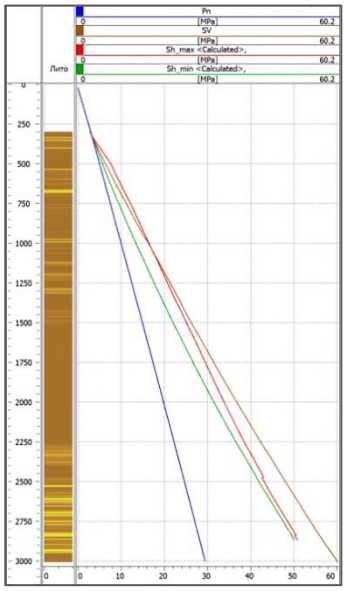

Рис. 22. Модель напряженно-деформированного состояния пород до бурения для проектной поисково-разведочной скважины №V.

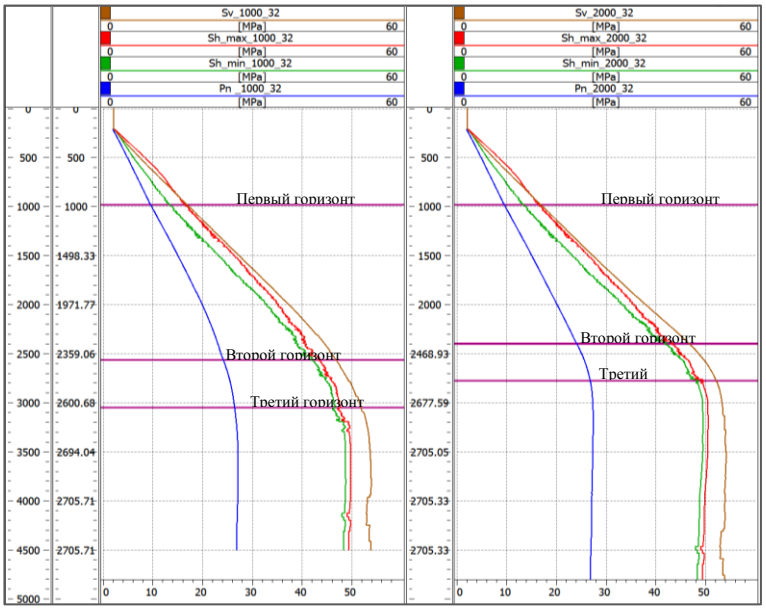

Рис. 23. Модель напряженно-деформированного состояния пород до бурения для проектной эксплуатационной скважины №СК4. Слева направо: МНДС до бурения для скважины с началом отклонения от 1000 м, МНДС до бурения для скважины с началом отклонения от 2000 м.

Была оценена оптимальная плотность бурового раствора в зависимости от условий разрушения (Рис. 24).

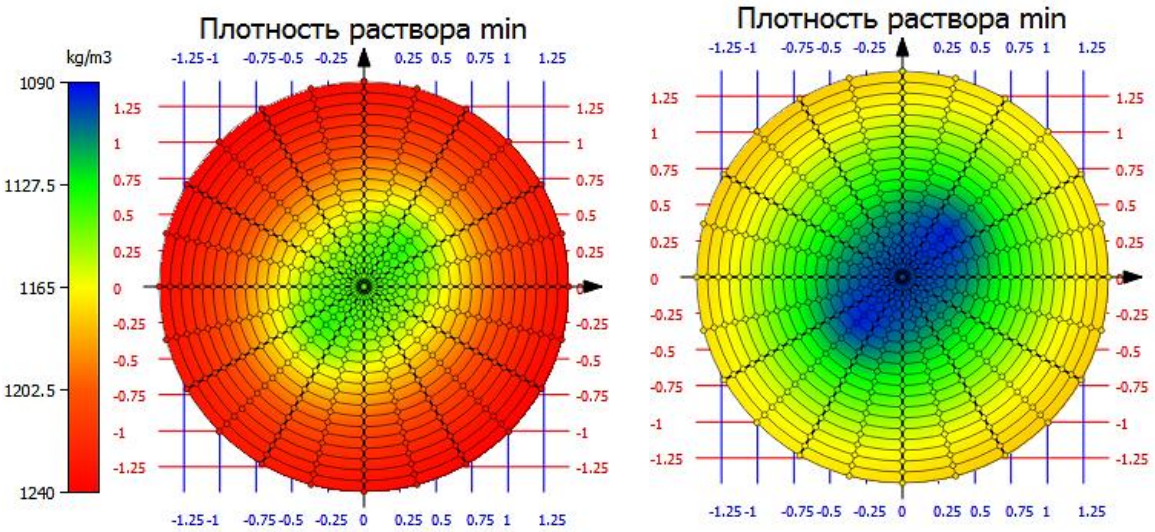

Рис. 24. Диаграмма распределения минимальной плотности бурового раствора в зависимости от траектории проектной скважины №СК4 (глубина 2200 м) для следующих условий: глубины обрушения ≤15 см и ширины сектора вывалов ≤30° - в случаях начала отклонения ствола скважины от вертикали на глубинах 1000 м (диаграмма слева) и 2000 м (диаграмма справа)

Кроме того, были выработаны рекомендации по программе исследований проектируемых вертикальных и наклонно – направленных скважин под задачи геомеханического моделирования

Прогноз развития зон трещиноватости вблизи разломов

Была выполнена оценка вероятности трещинообразования во время формирования разломной сети в продуктивной толще. Формирование кулисообазной разломной сети происходило в режиме сдвиго-растяжения.

Предварительно необходимо было оценить региональное напряженное состояние в это время. Напряженное состояние в продуктивной толще было оценено исходя из условия превышения критерия прочности на поверхности большей части разломов (Рис. 25). Глубина залегания (а, следовательно, и вертикальное напряжение) и прочностные параметры продуктивной толщи нам известны. Величины и

направление максимального и минимального главных горизонтальных напряжений были подобраны таким образом, чтобы нормальное и касательное напряжения на большей части поверхности разлома находились выше линии критерия прочности на диаграмме Мора.

После оценки регионального напряженного состояния, приведшего к формированию разломной сети, был выполнен расчет подвижек на поверхностях разломов и индуцированного напряженно-деформированного состояния в продуктивной толще непосредственно после формирования разломов (Рис. 26).

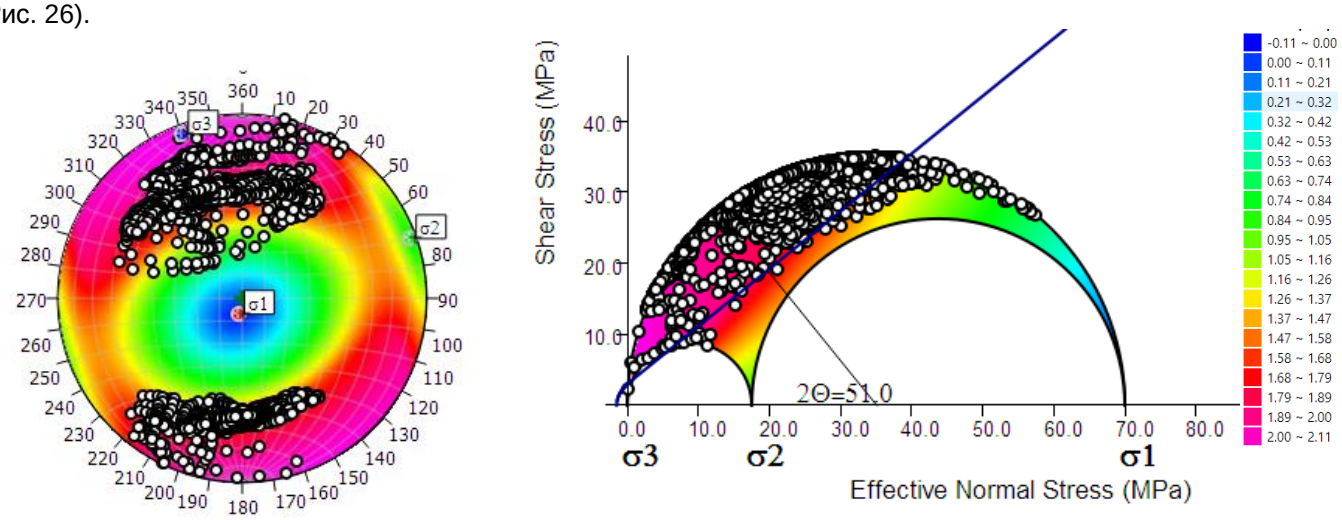

Рис. 25. Реконструкция напряженного состояния во время формирования разломов в продуктивной толще. Слева - стереограмма ориентаций разломов (по кругу – азимут, по радиусу - зенитный угол вектора нормали к плоскости разлома). Справа - критерий прочности продуктивной толщи и круг Мора, представляющий реконструкцию вероятного напряженного состояния на глубине 2000 метров во время формирования разломов. Точками нанесены ориентации элементарных площадок поверхности разлома, цветом показана величина тенденции к проскальзыванию (slip tendency) для площадок соответствующего направления. Разломная сеть формировалась в режиме сдвига.

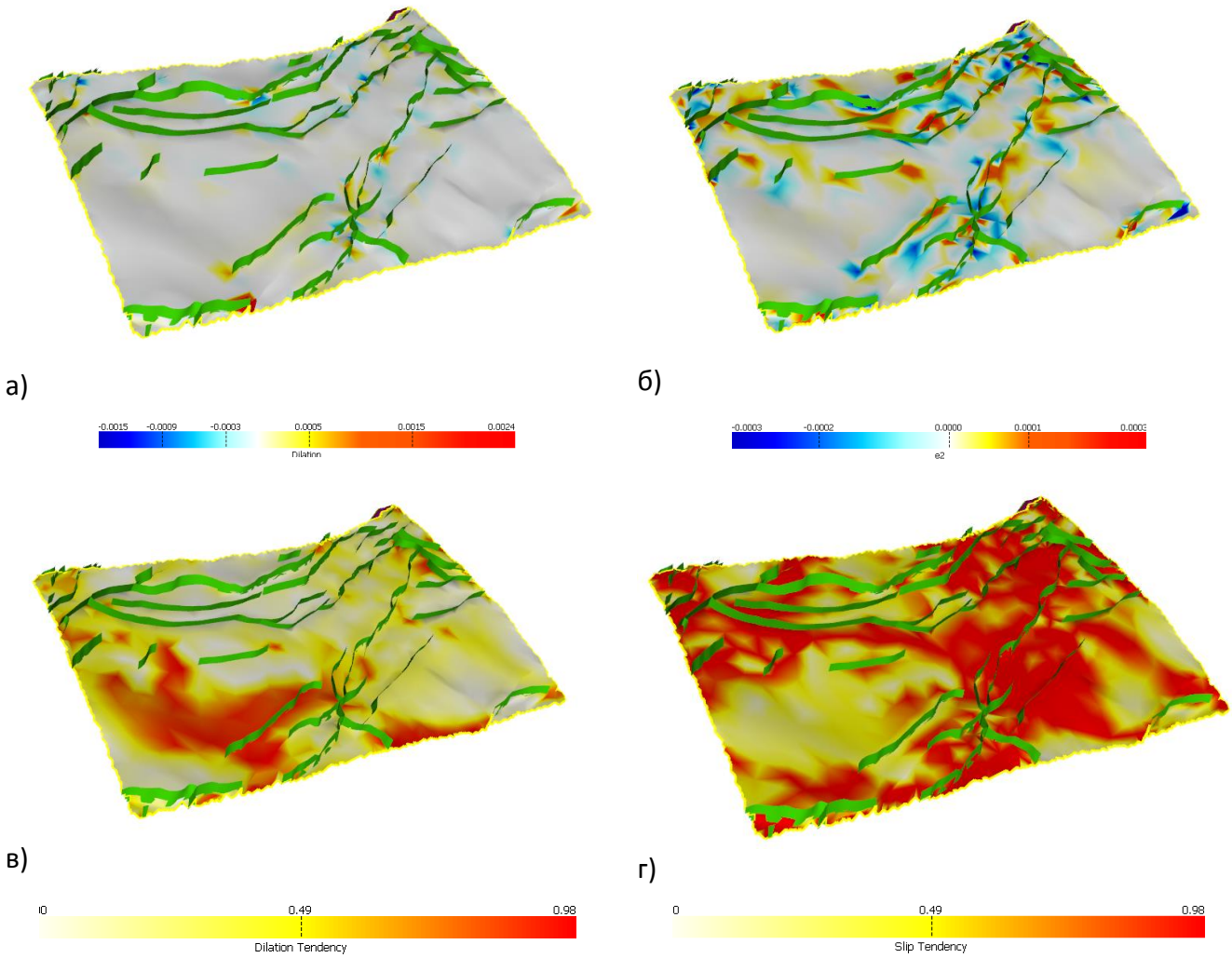

Рис. 26. Оценка вероятности трещиннобразования в процессе формирования разломной сети в продуктивной толще. Показаны разломы и расчетные распределения некоторых ключевых величин в продуктивной толще в процессе формирования разломной сети для части месторождения. а). Объемная деформация (первый инвариант тензора напряжений); б). Второй инвариант тензора напряжений; в). Тенденция к дилатансии (характеризует вероятность образования трещин отрыва); г). Тенденция к сдвигу (характеризует вероятность образования трещин скола).

Заключение и выводы

Разработана и опробована методика построения 3D геомеханической модели и ее верификации по имеющимся данным, включая проведение «слепого теста».

На основе интерпретации данных ГИС, сейсмических исследований, скважинных испытаний и результатов лабораторных исследований построена трехмерная геомеханическая модель месторождения, согласующаяся со всем имеющимся массивом данных для месторождения: данными FMI, АКШ, тестов на приемистость кавернометрии, скважинных испытаний, результатами лабораторных исследований керна, результатом анализа буровых происшествий.

Построенная модель позволяет выполнить прогноз упруго-прочностных свойств и напряженного состояния в местах заложения проектных поисково-разведочных и эксплуатационных скважин, на основании которого может быть рассчитано окно буримости, выработаны рекомендации по выбору безопасной плотности бурового раствора, оптимизации траектории и конструкции наклонно-направленных скважин.

Была также выполнена оценка вероятности трещинообразования во время формирования разломной сети в продуктивной толще, на основе чего локализованы зоны наиболее вероятного развития трещинноватости.

Заслуживающим внимания выводом является установленный в процессе калибровки модели факт, что современное напряженное состояние в пределах месторождения является достаточно спокойным:

анизотропия горизонтальных напряжений (разница между максимальным и минимальным главными горизонтальными напряжениями) не превышает нескольких единиц МПа, величина региональной компоненты горизонтальных напряжений также невелика. Этот вывод подтверждается всем массивом имеющихся данных: результатами обработки АКШ, результатами испытаний на приемистость (LOT) данными кавернометрии уже пробуренных скважин, результатами анализа разломной тектоники на основе 3D сейсмических данных (полигональная сеть разломов). При этом в областях, расположенных ближе к берегу о. Сахалин, имеет место активная современная разломная тектоника, что отражается, в том числе, и в смене характерной конфигурации разломной сети.

Список сокращений

АКШ – акустический каротаж широкополостный

ВСП – вертикальное сейсмическое профилирование

ГВК – газо-водяной контакт

ГИС – геофизические исследования в скважинах

ГНК – газо-нефтяной контакт

ГРП – гидроразрыв пласта

ГТМ – геолого-технические мероприятия

МНДС – модель напряженно-деформированного состояния

МУПСС – модель упругих и прочностных свойств

FIT – испытания на гидроразрыв пласта

FMI – пластовый микросканер

LOT – испытания пласта на приемистость

XLOT – расширенные испытания пласта на приемистость

Список литературы

1. Карев В.И., Коваленко Ю.Ф. *Геомеханика нефтяных и газовых скважин*//Вестник Нижегородского ун-та им. Н.И.Лобачевского. 2011. №4 ч.2. с.448-450.
2. Коптев А.И., Ершов А.В. Роль гравитационного потенциала литосферы в формировании глобального поля напряжений. // Физика Земли. 2010. №12. с. 66-81.
   Koptev A.I., Ershov A.V. The role of the gravitational potential of the lithosphere in the formation of a global stress field. // Izvestiya, Physics of the Solid Earth. 2010. Vol.46. №12. pp.1080-1094.
3. Коптев А.И., Ершов А.В. *Численное моделирование напряженного состояния литосферы Земли. Методика и результаты.* LAP Lambert Academic Publishing, 2014, 212 с., ISBN:978-3-659-58420-6.
4. Коптев А.И., Ершов А.В., Маловичко Е.А. *Напряженное состояние литосферы Земли: результаты статистической обработки данных «Мировой Карты Напряжений»*. // Вестник Московского Университета. сер.4. Геология. 2013. №1. с.19-27.
5. Тиаб Д, Дональдсон Э. *Петрофизика. Теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов*. М., Премиум Инжиниринг, 2009, 878 с.
6. *Bowers, G. Pore pressure estimation from velocity data: accounting for overpressure mechanisms besides undercompaction*//SPE Paper 27488, 1995
7. Dodson, J., Dodson, T., and Schmidt V., *Gulf of Mexico 'trouble time' creates major drilling expenses: use of cost-effective technologies needed*//Offshore, vol. 64, no. 1, pp. 46-48, 2004
8. Dodson, T, James Dodson Company, and Rosenberg, S., Deepak Gala, and Utama B., Weatherford Int'l *Eliminating Non-Productive Time Associated with Drilling Trouble Zones* //Offshore Technology Conference held in Houston, Texas, USA, 4–7 May 2009.
9. Donald, J. A. and Prioul, R. *In situ calibrated velocity-to-stress transforms using shear sonic radial profiles for time-lapse production analysis//* THE LEADING EDGE March 2015, p. 286 – 294.
10. Farquhar, R.A., Somerville, J.M., and Smart, B.G.D. *Porosity as a geomechanical indicator: an application of core and log data and rock mechanics.* //SPE-28853, in European petroleum conference proceedings: Society of Petroleum Engineers, 1994, p. 481-489
11. Fjaer, E., Holt, R.M., Horsrud, P., Raaen, A.M., Risnes, R. *Petroleum Related Rock Mechanics* (2nd Edition), Elsevier, 2008, 515 p

12. Mavko, G., Mukerji, T., Dvorkin J. *The rock physics handbook* (2nd Edition), Cambridge University press, 2009, 525 p
13. Morales, R.H., Marcinew, R.P. *Fracturing of hight-permeability formations: mechanical properties correlations*// SPE 26561, 1993, p. 467-475
14. Rana,R.R. and Chandrashekhar,C. Indian Oil Corporation Ltd. *Pore Pressure Prediction a Case Study in Cambay Basin//* GEOHORIZONS, January 2015, pp. 38 – 46.
15. Sarda, J.P., etc. *Use of porosity as a strength indicator for sand production evaluation*// SPE-26454, Annual technical conference and exhibition Houston, TX, USA, 1993, 8 p
16. York, P., Weatherford Int'l., Pritchard, D., Successful Energy Practices, Int'l., Dodson, J.K. and
17. Zhang, J., Peng, S. *Engineering geology for underground rocks*, Springer, 2007, 319 p.
18. Zoback, M. *Resevoir geomechanics*, Cambridge University Press, UK, Cambridge/ 2007.