

DOI 10.25689/NP.2018.3.31-43

УДК 622.276.031.011.43

РАСЧЕТ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПОРОД БАЖЕНО-АБАЛАКСКОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ПРОГНОЗА ЗОН ТРЕЩИНОВАТОСТИ

¹Красников А.А., ¹Меликов Р.Ф., ¹Павлов В.А., ¹Субботин М.Д.,
²Емельянов Д.В., ²Ахмадишин А.Т.

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,

²АО «РН-Няганьнефтегаз»

ESTIMATING GEOMECHANICAL PROPERTIES OF BAZHENOVSKIAN-ABALAKSKIAN ROCKS FOR PREDICTING FRACTURED ZONES

¹Krasnikov A.A., ¹Melikov R.F., ¹Pavlov V.A., ¹Subbotin M.D.,
²Yemelyanov D.V., ²Akhmadishin A.T.

¹ООО Tumenskiy Neftyanoi Nauchnyi Tsentr (Tyumen Petroleum Research Center)

²АО RN-Nyagan'neftegaz

E-mail: aakrasnikov2@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. На основе данных специальных комплексов ГИС, результатов лабораторных исследований керн для скважин Ем-Еговского месторождения создана модель геомеханических свойств горных пород бажено-абалакского комплекса (БАК), рассчитано их напряженное состояние, определен индекс хрупкости. Построена псевдо 3D-модель распределения индекса хрупкости в интервале БАК Ем-Еговского месторождения.

Ключевые слова: геомеханические свойства пород, индекс хрупкости, зоны трещиноватости

Abstract. Special logging and laboratory-based core analysis data for the wells of Em-Egovskoye field were used to create a geomechanical model for the

Bazhenovskian-Abalakskian productive play, to estimate the state of stress in the rocks mass, and determine rock brittleness index. A pseudo-3D model of brittleness index distribution within the Bazhenovskian-Abalakskian rocks of Em-Egovskoye field was constructed.

Key words: *geomechanical rock properties, brittleness index, fractured zones*

Введение

Масштабная добыча углеводородного сырья из традиционных коллекторов приводит к их истощению. Для сохранения и роста темпов добычи нефти и газа необходимо вовлекать в разработку нетрадиционные коллектора, которые являются трудно извлекаемыми запасами.

Одним из перспективных объектов Западной Сибири для разработки и добычи углеводородов является бажено-абалакский комплекс (БАК) горных пород, который считается нефтегенерирующим.

Интервал БАК характеризуется аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД). С одной стороны локализация зон АВПД и определение коэффициента аномальности (уровень превышения над гидростатическим давлением) необходимо для обеспечения безопасности бурения. С другой стороны, повышенное поровое давление может быть связано с улучшенными зонами и интервалами генерации углеводородов (УВ). Также необходимой основой при планировании бурения и гидроразрыва пласта (ГРП) является расчет непрерывных профилей упруго-прочностных характеристик горных пород, а также напряженного состояния массива. Особое внимание при изучении горных пород БАК уделяют расчетам индекса хрупкости, который характеризует способность горных пород образовывать трещины при определенных напряжениях (Рис. 1). Этот параметр широко используется в задаче определения перспективных интервалов для проведения ГРП [1] и при комплексировании различных методов выявления перспективных в плане добычи углеводородов объектов [2].

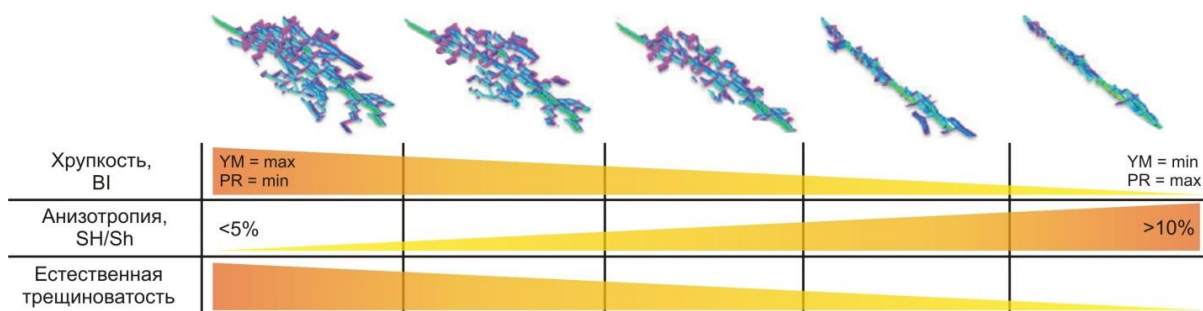


Рис. 1. Индекс хрупкости как характеристика потенциала образования сложной системы трещин

Привлечение геомеханического моделирования на ранних этапах освоения месторождения позволяет решать широкий спектр задач для оптимизации бурения, разработки и добычи пластов БАК.

В данной работе приведены результаты расчетов геомеханических свойств пород БАК, а также напряженного состояния для скважин Ем-Еговского месторождения (Рис. 2).

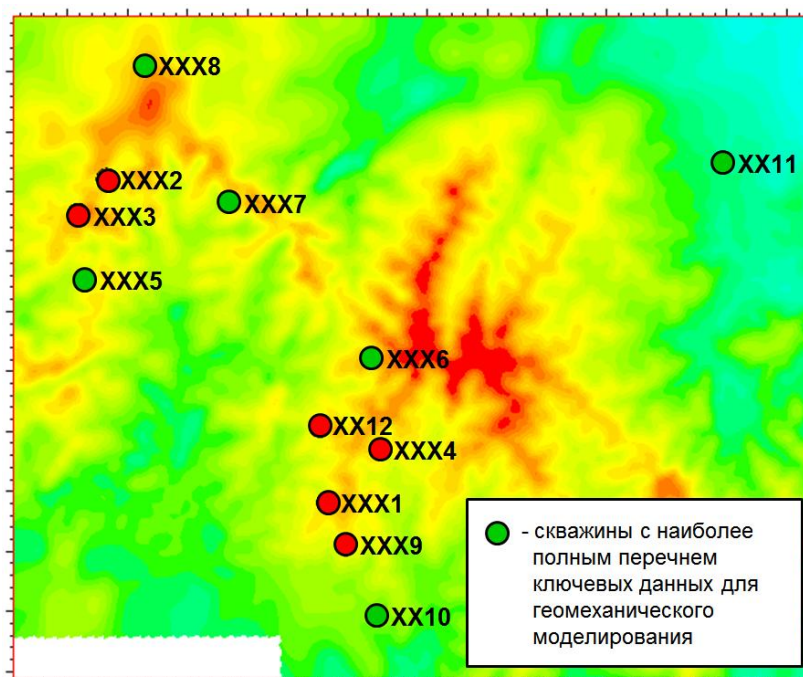


Рис. 2. Взаимное расположение опорных скважин

Создание модели механических свойств

Для расчетов напряженного состояния горных пород, оценки устойчивости ствола скважины, дизайна ГРП и решения других задач

необходимо формирование модели механических свойств среды, а именно упруго-прочностных параметров горных пород.

Основой для построения динамических упругих свойств (модуль Юнга и коэффициент Пуассона) являются записи плотностного и акустического широкополосного каротажей, которые выполнены в 12 скважинах месторождения (далее называемых опорными) (Рис. 2). Для перехода к статическим упругим свойствам и расчетам прочностных параметров используются либо стандартные корреляционные зависимости для тех или иных литотипов, либо зависимости, полученные из анализа лабораторных исследований керна.

Для Ем-Еговского месторождения лабораторные исследования керна из интервала БАК выполнены для шести скважин, что позволило выделить устойчивые корреляционные зависимости для перехода от динамических упругих свойств к статическим упругим и прочностным параметрам горных пород (Рис. 3).

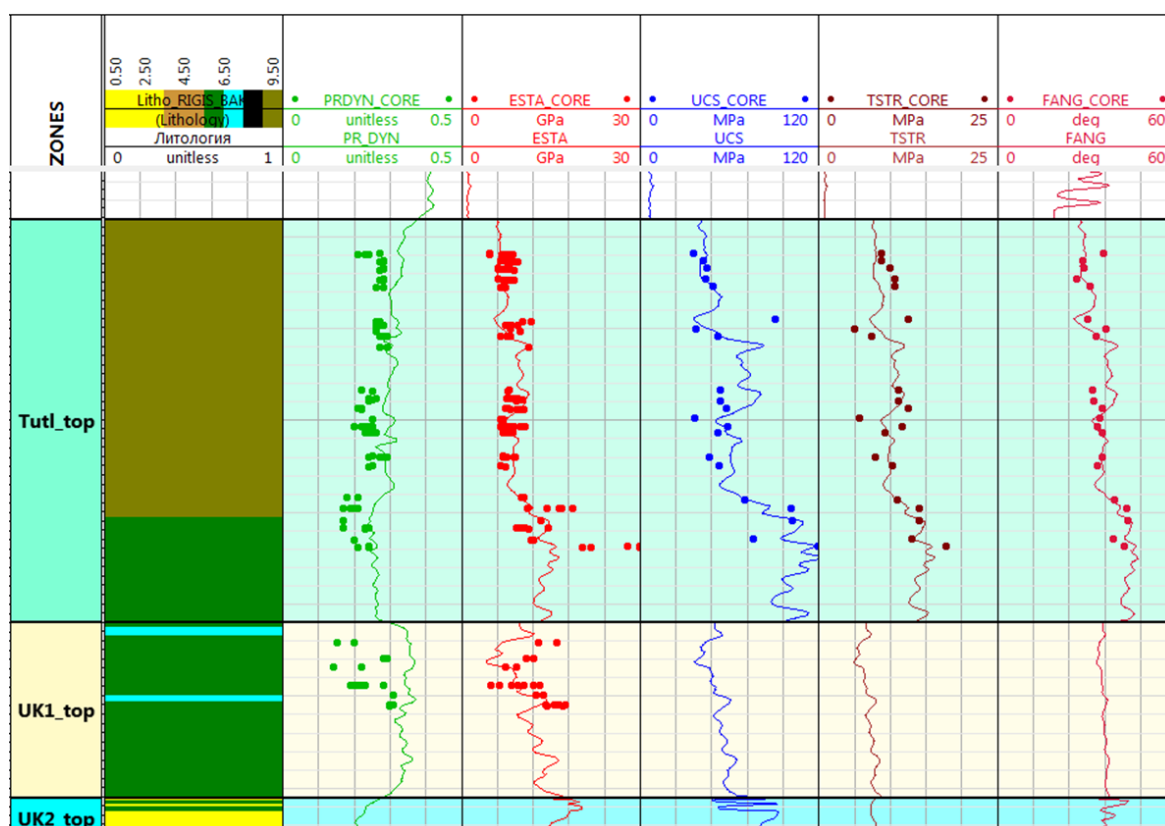


Рис. 3. Восстановленные по корреляциям КЕРН-КЕРН профили статических упругих и прочностных свойств на примере одной из скважин

Расчет напряженного состояние горных пород

Расчет напряженного состояния массива горных пород включает в себя оценку порового давления, вертикального и горизонтальных (минимального и максимального) напряжений [3].

Оценка пластового давления представляет собой важную задачу. Прогнозирование зон аномально высоких пластовых давлений (АВПД) позволяет существенно снизить риски аварийных ситуаций при бурении скважин, связанных с газонефтеводопроявлениями (ГНВП), а при наличии корреляционных связей с продуктивностью скважин картировать благоприятные зоны для бурения последующих скважин.

Ранее большим числом исследований установлено, что интервал БАК характеризуется наличием АВПД. Коэффициент аномальности при этом может варьироваться в значительных пределах и достигать градиента в $2,0 \text{ г/см}^3$, что ведет к необходимости его оценки для каждого отдельно взятого месторождения.

Для Ем-Еговского месторождения оценка АВПД выполнена при помощи двух подходов: метод Итона и метод Бауэрса [4]. Метод Итона чувствителен к зонам АВПД, обусловленным недоуплотнением горных пород, и подходит для оценки пластовых давлений во фроловской, абалакской и тюменской свитах. В интервале же баженовской свиты зоны АВПД, так называемого II типа, связаны с процессами генерации углеводородов.

Для обоих методов в качестве входных данных использовались кривые интервального времени пробега продольной волны, записанные в опорных скважинах. Из-за низкой проницаемости пород непосредственных замеров пластового давления для калибровки расчетного профиля в интервале пластов БАК получено не было. Косвенно значение коэффициента аномальности оценено по плотностям буровых растворов. При отсутствии ГНВП верхней границей пластового давления

принимается вес бурового раствора. В результате расчетов методом Итона в подошве фроловской свиты установлена зона АВПД с градиентом до $1,05 - 1,07 \text{ г/см}^3$, в баженовской свите (пласт ЮК₀) коэффициент аномальности увеличивается до $1,13 - 1,15 \text{ г/см}^3$ (оценка сверху), в кровле абалакской свиты (ЮК₁) давление снижается и к подошве возвращается на уровень гидростатического (градиент $1,03 \text{ г/см}^3$) (Рис. 4). Расчеты методом Бауэrsa также прогнозируют АВПД в баженовской свите, однако зона его проявления существенно уже и проявляется в основном в верхней части пласта ЮК₀. В остальных интервалах разреза поровое давление близко к гидростатическому.

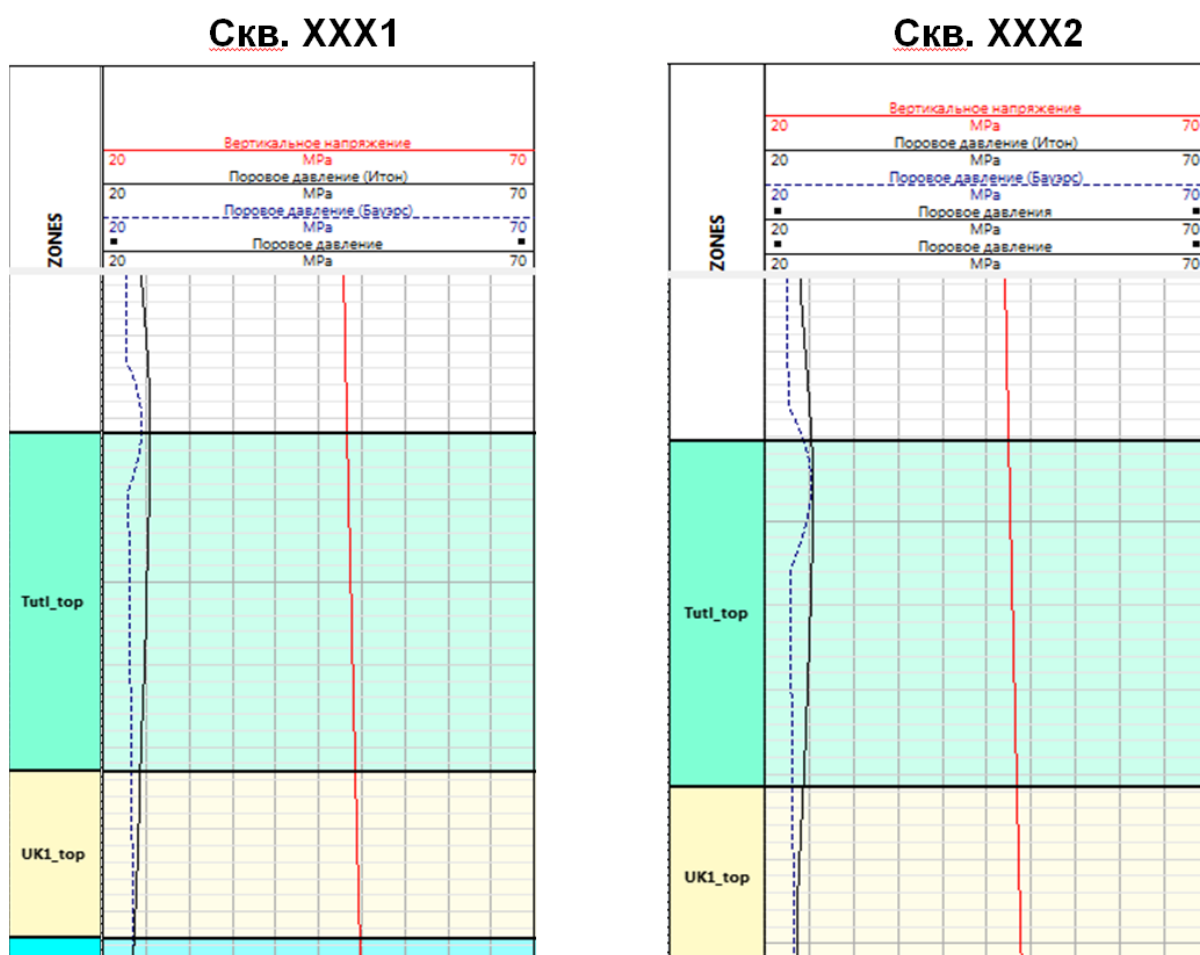


Рис. 4. Результаты расчетов порового давления методом Итона и Бауэrsa

Горизонтальные напряжения определены в рамках пороупругой модели и откалиброваны на данные стресс-тестов и мини-ГРП (Рис. 5).

Следует отметить пониженные значения пластовых давлений в пласте ЮК₃ по данным замеров, что является следствием истощения коллектора в процессе добычи углеводородов. Геомеханическая 1D модель строилась по исходным данным скважин до ввода их в эксплуатацию, этим объясняется расхождение расчетных профилей с результатами замеров по ГРП.

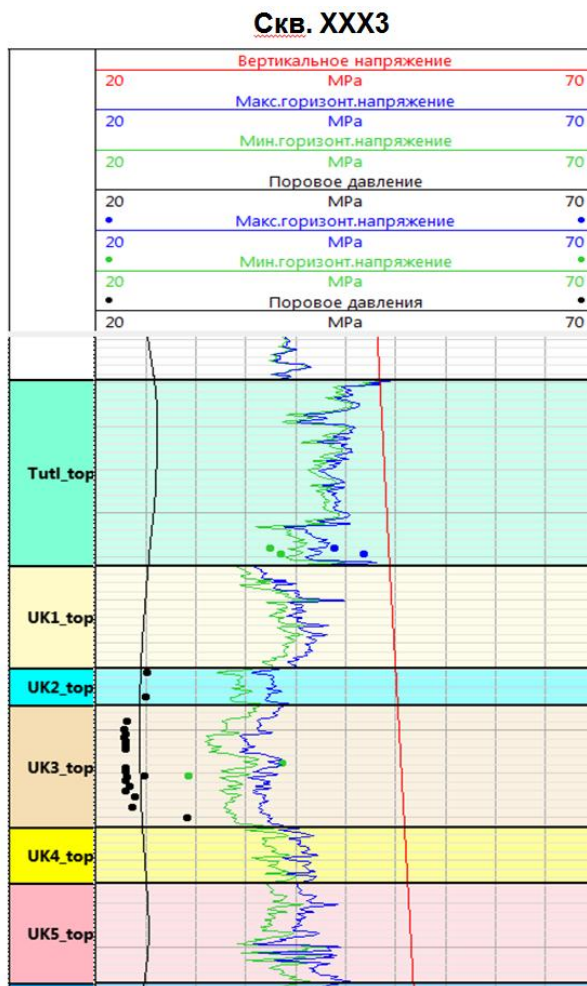


Рис. 5. Профили порового давления, вертикального, минимального и максимального горизонтальных напряжений и соответствующие калибровочные точки

Анализ данных пластовых микроимджеров и широкополосной акустики выявил различия в ориентации напряжений по площади (Рис. 6), что, по всей видимости, связано с довольно густой сетью разломов на Ем-Еговском месторождении. Этот эффект необходимо учитывать как при определении предпочтительных азимутов бурения скважин, так и при разработке отдельных участков месторождения.

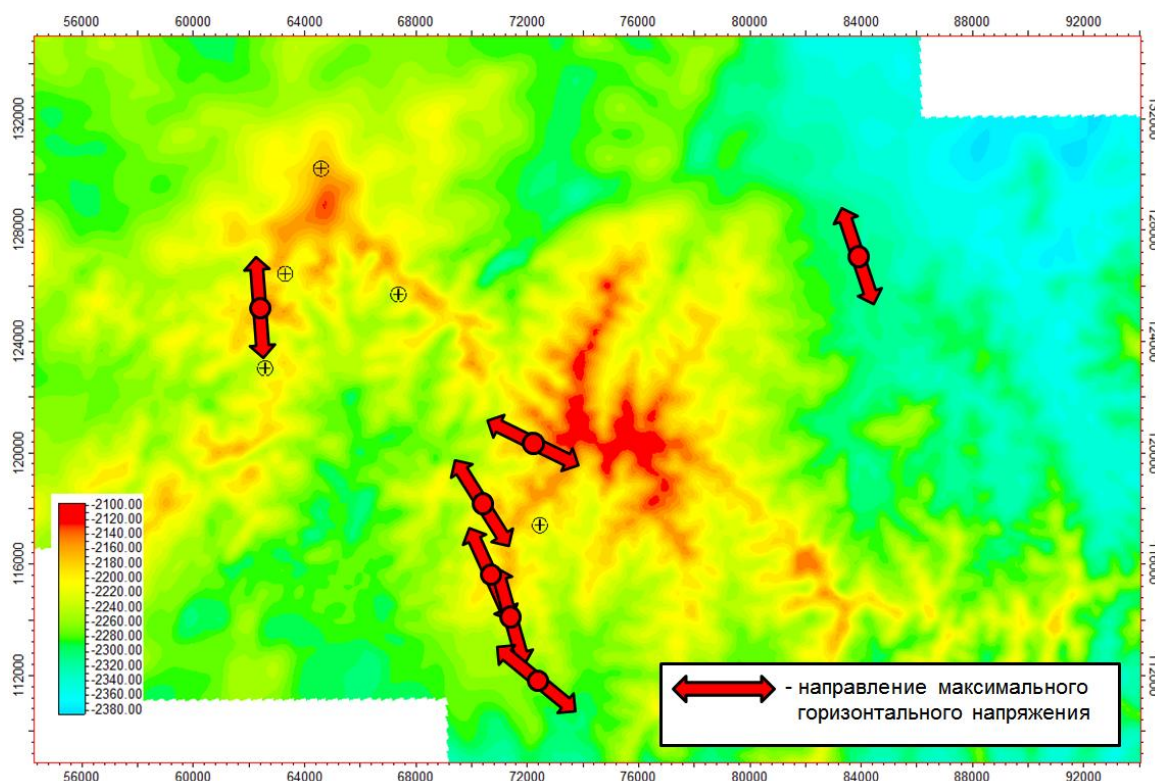


Рис. 6. Ориентация максимального горизонтального напряжения по данным микроимджеров

Определение индекса хрупкости

Существуют различные подходы к определению индекса хрупкости [1, 5]. В рамках данной работы индекс хрупкости рассчитан двумя альтернативными способами - через статические упругие модули (модуль Юнга и коэффициент Пуассона) и через компоненты объемной минералогической модели.

Статические модуль Юнга и коэффициент Пуассона участвуют в расчете индекса хрупкости в соответствии с формулой:

$$BI = \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{PR - PR_{max}}{PR_{min} - PR_{max}} + \frac{ESTA - ESTA_{min}}{ESTA_{max} - ESTA_{min}} \right),$$

где PR_{max} и PR_{min} , $ESTA_{max}$ и $ESTA_{min}$ – максимальное и минимальное значение коэффициента Пуассона и модуля Юнга соответственно, в рассматриваемом интервале.

В расчете индекса хрупкости через объемную минералогическую модель учитываются массовые доли глины $V_{Глина}$, кварца $V_{Кварц}$, кальцита $V_{Кальцит}$:

$$BI = \frac{V_{Кварц}}{(V_{Кварц} + V_{Кальцит} + V_{Глина})}.$$

Из анализа рассчитанных значений индекса хрупкости по опорным скважинам для интервала БАК по данным ГИС, КЕРН и компонентам минералогической модели следует отметить следующие особенности (Рис. 7):

- выделяется общий тренд изменения индекса хрупкости с глубиной;
- низ ЮК₀, верх ЮК₁, низ ЮК₁ характеризуются высокими значениями индекса хрупкости;
- верх - середина ЮК₀, середина ЮК₁ характеризуются средними и низкими значениями индекса хрупкости;
- наблюдается хорошее соответствие значений индексов хрупкости, полученные по данным ГИС и КЕРН.

Совместный анализ напряженного состояния и хрупкости может использоваться для локализации перспективных зон в плане ГРП. Так интервалы пластов ЮК₀ и ЮК₁ с высокими значениями индексом хрупкости и пониженными напряжениями могут рассматриваться как потенциально благоприятными для заложения скважин с ГРП (Рис. 7).

Большой охват площади Ем-Еговского месторождения опорными скважинами (Рис. 2) позволил создать псевдо 3D-модель распределения индекса хрупкости в интервале пластов БАК (Рис. 8). На данном этапе работ при отсутствии результатов обработки 3D сейсмических данных для распространения индекса хрупкости в межскважинное пространство использована интерполяция методом Кригинга. В результате чего, данная модель является лишь первым приближением распределения индекса хрупкости в пределах границ сектора, определенного расположением

опорных скважин. Тем не менее, на качественном уровне модель позволяет оценить степень изменчивости индекса хрупкости в пределах каждого слоя, от скважины к скважине. Кроме того, результаты геомеханического моделирования могут быть использованы для построения концептуальной модели трещиноватости пластов БАК в пределах Ем-Еговского месторождения.

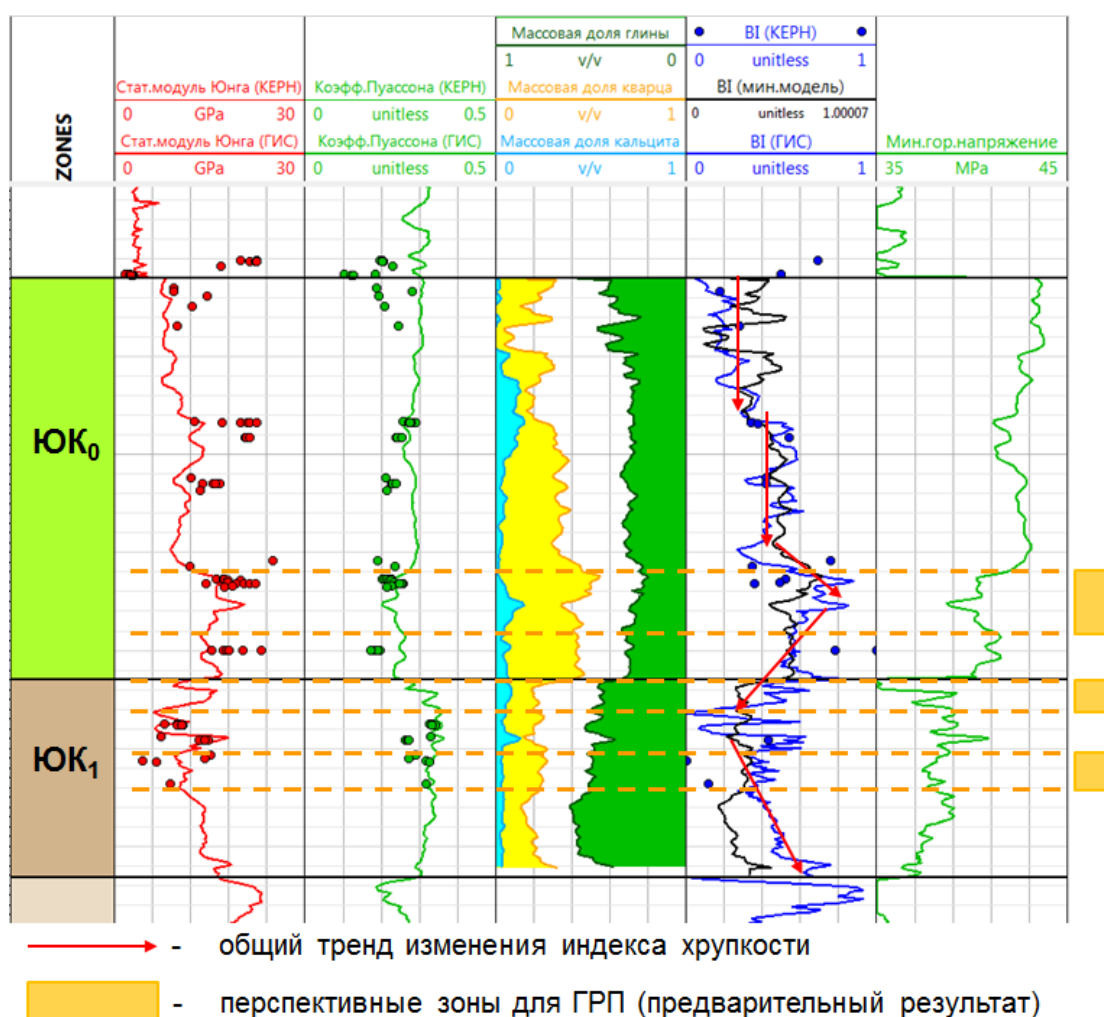


Рис. 7. Рассчитанные значения индекса хрупкости по ГИС, KERH и компонентам минералогической модели

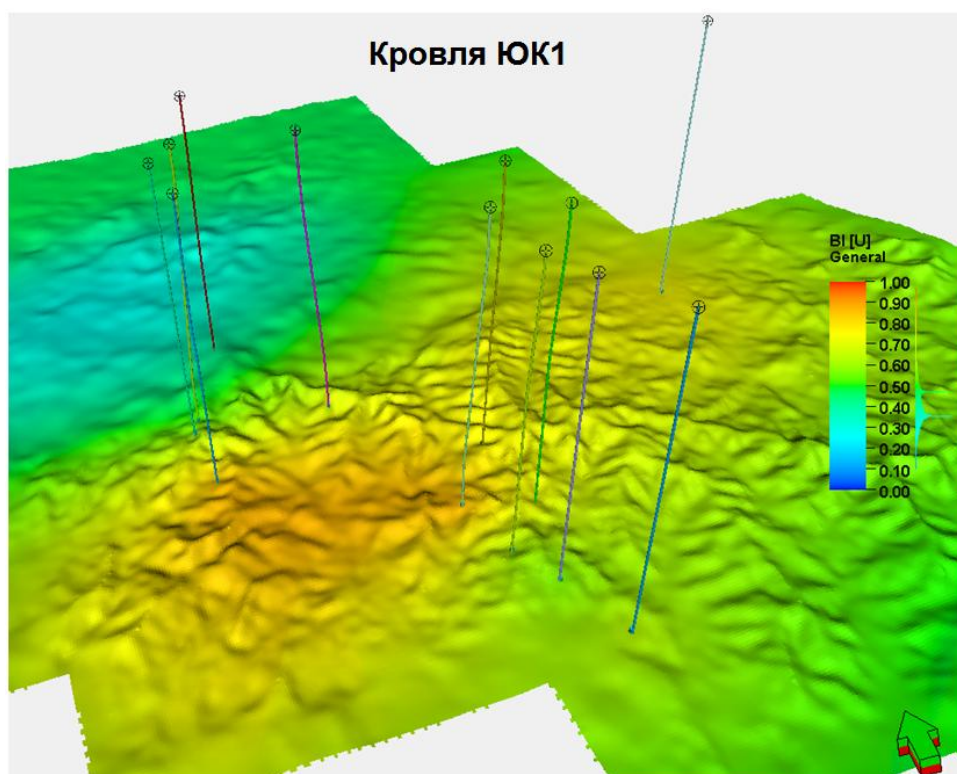


Рис. 8. Псевдо-3D модель распределения индекса хрупкости по площади месторождения

Заключение

В результате работы создана геомеханическая основа для отложений пород фроловской, баженовской и абалакской свит Ем-Еговского месторождения, включающая в себя данные по упруго-прочностным свойствам горных пород в интервале БАК, а также пластовым давлениям, вертикальным и горизонтальным напряжениям.

Необходимо отметить следующие важные результаты, полученные в результате геомеханических расчетов:

- в интервале БАК установлено АВПД с коэффициентом аномальности до $1,05 - 1,07 \text{ г/см}^3$ в подошве фроловской свиты и до $1,15 \text{ г/см}^3$ – в интервале баженовской свиты;
- установлены общие для месторождения закономерности распределения индекса хрупкости в пластах ЮК₀, ЮК₁: низ ЮК₀, верх

ЮК₁, низ ЮК₁ характеризуются высокими значениями индекса хрупкости; верх и середина ЮК₀, середина ЮК₁ характеризуются средними и низкими значениями индекса хрупкости;

- по результатам расчетов 1D геомеханических параметров в опорных скважинах создана псевдо 3D-модель распределения индекса хрупкости в пределах сектора Ем-Еговского месторождения, ограниченного расположением опорных скважин.

Список литературы

1. Комплексный геомеханический подход для выбора интервалов проведения ГРП на примере баженовской свиты в пределах Красноленинского свода / М.А. Маркин, А.К. Гула, Я.И. Юсупов// Бурение и нефть, №9, 2016. – С. 50 – 54.
2. Методика выявления перспективных объектов в баженовской свите на основе комплексирования геомеханических, геохимических и геофизических параметров / Д.А. Данько// Геофизика, №2, 2015. – С.38 – 47.
3. Геомеханическое моделирование березовской свиты для планирования разработки Харампурского месторождения / Р.Ф. Меликов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, №1, 2018. – С. 33 – 39.
4. Pore ressure estimation from velocity data: accounting for overpressure mechanisms besides undercompaction / G.L. Bower// SPE Drilling & Completion, June 1995. – P. 89 - 95.
5. Comparison of brittleness indices in organic-rich shale formations / Yang Yi, Sone Hiroki, Hows Amie, Zoback M.D. // ARMA 13-403 [Электронный ресурс].

Сведения об авторах

Красников Артём Александрович, кандидат технических наук, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Российская федерация
E-mail: aakrasnikov2@tnnc.rosneft.ru

Меликов Руслан Фуадович, главный менеджер по геомеханике, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Российская федерация
E-mail: rfmelikov@tnnc.rosneft.ru

Павлов Валерий Анатольевич, эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Российская федерация
E-mail: vapavlov4@tnnc.rosneft.ru

Субботин Михаил Дмитриевич, специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Российская федерация
E-mail: mdsbbotin@tnnc.rosneft.ru

Емельянов Дмитрий Васильевич, заместитель генерального директора, главный геолог, АО «РН-Няганьнефтегаз», г. Нягань, Ханты-Мансийский автономный округ, Российская федерация
E-mail: dvemelyanov@nng.rosneft.ru

Ахмадишин Алишер Тагирович, начальник отдела, АО «РН-Няганьнефтегаз», г. Нягань, Ханты-Мансийский автономный округ, Российская федерация
E-mail: atakhmadishin@nng.rosneft.ru

Authors

Krasnikov A.A., PhD, Chief Specialist, OOO Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia
E-mail: aakrasnikov2@tnnc.rosneft.ru

Melikov R.F., Chief Geomechanical Manager, OOO Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia
E-mail: rfmelikov@tnnc.rosneft.ru

Pavlov V.A., Expert, OOO Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia
E-mail: vapavlov4@tnnc.rosneft.ru

Subbotin M.D., Specialist, OOO Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia
E-mail: mdsbbotin@tnnc.rosneft.ru

Yemelyanov D.V., Deputy Director General, Chief Geologist, AO RN-Nyagan'neftegaz, Nyagan, Khanty-Mansi Autonomous Okrug, Russia
E-mail: dvemelyanov@nng.rosneft.ru

Akhmadishin A.T., Head of Department, AO RN-Nyagan'neftegaz, Nyagan, Khanty-Mansi Autonomous Okrug, Russia
E-mail: atakhmadishin@nng.rosneft.ru

Красников Артём Александрович
625002, Российская Федерация,
г. Тюмень, ул. Осипенко 79/1
тел.: 8 (3452) 52-91-51 доб.7598
E-mail: aakrasnikov2@tnnc.rosneft.ru