

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2025.3.186-205>

EDN HRRKCP

УДК 622.276.66

**Систематизация результатов 1D геомеханического  
моделирования для унификации дизайнов ГРП на объектах  
АО «РН-Няганьнефтегаз»**

*Недомовный Б.Н., Самойлов М.И., Павлюков Н.А.*

*ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия*

**Systematization of the results of 1D geomechanical modeling for  
the unification of hydraulic fracturing designs at the facilities of  
RN-Nyaganneftegaz**

*B.N. Nedomovnyi, M.I. Samoylov, N.A. Pavlyukov*

*Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia*

**E-mail: [BNNedomovnyi@tnnc.rosneft.ru](mailto:BNNedomovnyi@tnnc.rosneft.ru)**

**Аннотация.** В статье, на примере терригенных пластов викуловской (ВК), тюменской (ЮК) и бажено-абалакского комплекса (БАК) Краснотеннинского нефтегазоконденсатного месторождения, рассматривается подход построения одномерных геомеханических моделей с последующей систематизацией результатов моделирования на основе кластерного анализа.

Особое внимание уделяется анализу площадного распределения ключевых характеристик (напряжение, модуль Юнга, коэффициент Пуассона) массива пород и учёту вертикальной анизотропии среды, влияющих на параметры развития трещины гидроразрыва пласта (ГРП).

По результатам анализа сформирована библиотека осреднённых по площади упругих свойств и напряжений для симуляторов ГРП, позволяющая на основе данных пластовых давлений и результатов интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС) оперативно выполнять построение дискретной геомеханической модели.

Сопоставление результатов моделирования (непрерывных профилей) и библиотечных (дискретных) геомеханических моделей на основе плановых дизайнов и последующей верификацией на фактические данные ГРП демонстрируют высокую сходимость проектными и фактическими параметрами.

**Ключевые слова:** геомеханика, гидроразрыв пласта, разработка дизайнов ГРП, кластеризация данных, библиотека геомеханических свойств

**Для цитирования:** Недомовный Б.Н., Самойлов М.И., Павлюков Н.А. Систематизация результатов 1D геомеханического моделирования для унификации дизайнов ГРП на объектах АО «РН-Няганьнефтегаз» // Нефтяная провинция.-2025.-№3(43).-С. 186-205. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.3.186-205>. - EDN HRRKCP

**Abstract.** Using the example of terrigenous formations of the Vikulovskaya (VK), Tyumenskaya (SK) and Bazhenov-Abalatsky complex (BAK) of the Krasnoleninsky oil and gas condensate field, the paper describes an approach to building one-dimensional geomechanical models with subsequent systematization of modeling results based on cluster analysis.

Special attention is paid to the analysis of the area distribution of the key characteristics (stress, Young's modulus, Poisson's ratio) of the rock mass and taking into account the vertical anisotropy of the medium affecting the parameters of hydraulic fracture (FRACKING) development.

Based on the results of the analysis, a library of area-averaged elastic properties and stresses for hydraulic fracturing simulators has been formed, which makes it possible to quickly build a discrete geomechanical model based on reservoir pressure data and the well logging interpretations.

Comparison of modeling results (continuous profiles) and library (discrete) geomechanical models based on planned designs and subsequent verification of the actual hydraulic fracturing data demonstrate high convergence of design and actual parameters.

**Key words:** *geomechanics, hydraulic fracturing, hydraulic fracturing design development, data clustering, library of geomechanical properties*

**For citation:** B.N. Nedomovnyi, M.I. Samoylov, N.A. Pavlyukov Sistematizatsiya rezul'tatov 1D geomekhanicheskogo modelirovaniya dlya unifikatsii dizaynov GRP na ob"yektakh AO «RN-Nyagan'neftegaz» [Systematization of the results of 1D geomechanical modeling for the unification of hydraulic fracturing designs at the facilities of JSC «RN-Nyaganneftegaz»]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(43), 2025. pp. 186-205. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.3.186-205>. EDN HRRKCP (in Russian)

## Введение

В настоящий момент гидроразрыв пласта (ГРП) является ключевым методом интенсификации добычи углеводородного сырья, а для низкопроницаемых коллекторов является обязательным условием для обеспечения экономической эффективности.

В то же время применение ГРП наряду с ростом добычи существенно повышает риски прорыва в водо- и газонасыщенные зоны, что, в свою очередь, приводит к неоптимальной работе скважин. Главной задачей для минимизации данных рисков является обеспечение надёжных, физически обоснованных дизайнов ГРП, позволяющих не допускать прорыва в нежелательные зоны и в то же время обеспечивать высокую эффективность работы скважины.

По причине того, что наибольший вклад в формирование дизайна гидроразрыва пласта вносят упругие свойства (Модуль Юнга и коэффициент Пуассона) и градиенты напряжений пород коллектора, задача минимизации рисков сводится к обеспечению высокой достоверности этих параметров. Эти величины должны быть получены методами геомеханического моделирования на основе исследований керна и ГИС.

До недавнего времени общепринятой практикой среди отечественных сервисных компаний при проектировании дизайнов ГРП являлось разбиение разреза и задание величин упругих свойств и напряжений на основе гамма каротажа (ГК). При этом в качестве опорных значений модуля Юнга и коэффициента Пуассона использовались табличные величины, являющиеся достаточно грубой аппроксимацией реальных характеристик пород, слагающих коллектор. Как следствие, вопрос достоверности и эффективности получаемых дизайнов оставался открытым.

Развитие отечественной геомеханики и привлечение результатов геомеханических исследований и моделирования для проектирования дизайнов ГРП позволило существенно повысить эффективность и прогнозируемость работ ГРП. Однако высокие требования к входным данным (наличие специального комплекса ГИС, замеров пластового давления и т.п.) не всегда позволяют выполнять достоверное геомеханическое моделирование на произвольной скважине и обеспечивать высокую достоверность на локальных участках месторождения.

Красноленинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) расположено в западной части ХМАО Тюменской области. Месторождение приурочено к своду, расположенному на юго-западе Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В настоящее время в разработке находятся 3 площади: Талинская, Ем-Еговская и Каменная, где сосредоточено 93% запасов нефти Красноленинского НГКМ (Рис. 1).



Основными объектами разработки являются пласты ВК и ЮК, которые характеризуются низкими проницаемостями, в связи с чем ГРП является базовым способом интенсификации притока для рентабельной разработки месторождения.

При проведении ГРП часто наблюдаются проблемы высокой обводнённости продукции скважин, что связано с развитием трещины в высоту. Для повышения эффективности операций ГРП необходимо построение достоверных 1D геомеханических моделей, что обуславливает потребность в следующем наборе данных:

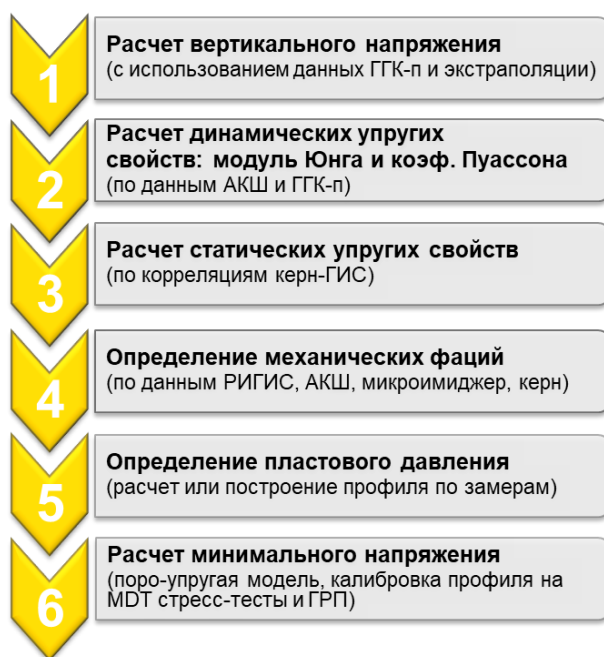
- расширенном комплексе ГИС (плотность, скорость пробега продольной и поперечной волн, гамма-каротаж);
- геомеханических исследованиях керна, замерах статических и динамических упругих свойств горных пород;
- данных вертикального сейсмического профилирования (ВСП);
- замерах пластового давления (ГДК, КВД);
- информации для калибровки минимального горизонтального напряжения (MDT стресс-тесты, результаты мини ГРП, тесты на утечку - LOT)

На территории Красноленинского НГКМ необходимый набор данных присутствует в 22 скважинах Каменного и Ем-Ёговского лицензионных участков.

Для калибровки геомеханических моделей желателен замер высоты трещин ГРП [1, 4]. Данный вид замера проведён в одной скважине в интервале пластов ВК1-2.

### **Построение предварительных геомеханических моделей**

Стандартный алгоритм построения 1D геомеханических моделей для целей ГРП представлен шестью последовательными шагами (Рис. 2).



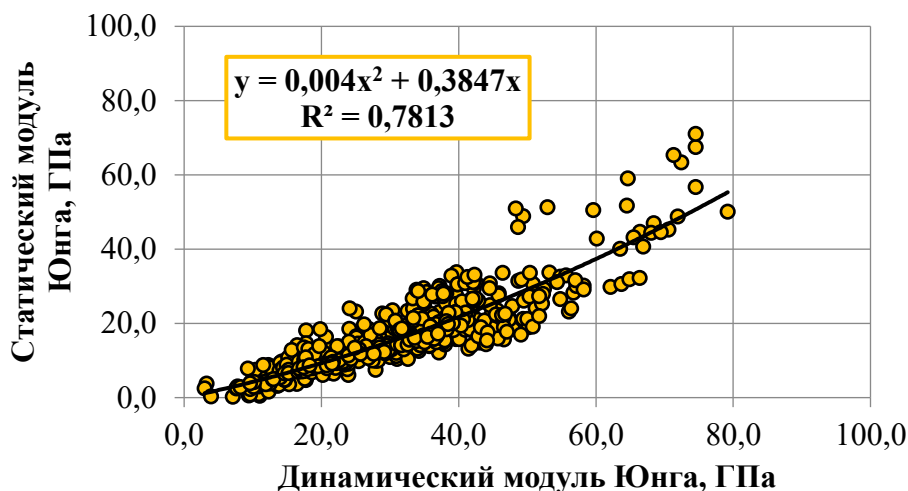
*Рис. 2. Схема построения одномерной геомеханической модели*

### ***Вертикальное напряжение***

На первом этапе выполнялся расчёт вертикального напряжения, для этого на основе данных вертикального сейсмического профилирования (ВСП) методом Гарднера были восстановлены кривые плотности до дневной поверхности. Вместе с тем для скважин с отсутствием данных ВСП восстановление кривых ГГКп осуществлялось методом экстраполяции с плотностью на дневной поверхности  $1,85 \text{ г/см}^3$ . По результатам расчётов погрешность в вертикальном напряжении составила не более 5%.

### ***Динамические и статические упругие свойства***

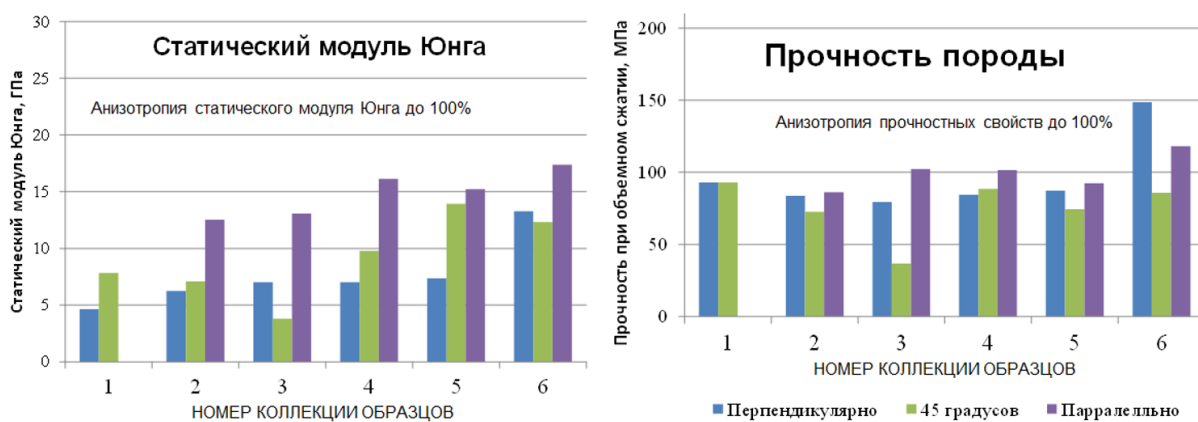
Далее выполнялся расчёт динамических и статических упругих свойств. Из-за отсутствия достаточного количества керновых исследований в интервале пласта ВК, а также в некоторых литофациях группы пластов ЮК, для перехода от динамических к статическим упругим свойствам использовалась общая корреляция (Рис. 3). В результате расчётов получена хорошая согласованность между упругими характеристиками на основе данных ГИС и результатов керновых исследований.



**Рис. 3. Корреляционная зависимость между статическим и динамическим модулем Юнга для Каменного и Ем-Ёзовского ЛУ по пластам ВК и ЮК**

При расчёте и калибровке горизонтальных напряжений выявлена потребность в учёте VTI-анизотропии упругих свойств в интервале юрских отложений ЮК0-9. Факт наличия анизотропии упругих свойств также подтверждается специальными кернавыми исследованиями, выполненными в интервале пластов ЮК0, ЮК1 (Рис. 4).

Для учёта VTI-анизотропии при расчёте горизонтальных напряжений необходимо знать не только вертикальную составляющую статических упругих характеристик, но и горизонтальную. Отношение между горизонтальной и вертикальной составляющими называется коэффициентом анизотропии.



**Рис. 4. Результаты лабораторных исследований керна на анизотропию упругих свойств для пластов ЮК0 и ЮК1**

В связи с отсутствием достаточного количества необходимых керновых исследований в интервале ЮК2-9 подбор коэффициента анизотропии осуществлялся эмпирическим способом. По итогам многократных расчётов и калибровки горизонтального напряжения для глинистых отложений в интервале пластов ЮК были приняты следующие значения коэффициентов анизотропии (Таблица 1).

Таблица 1

*Параметры анизотропии упругих свойств для группы пластов ЮК*

| Пласт | Коэффициент анизотропии | Вертикальный модуль Юнга | Горизонтальный модуль Юнга |
|-------|-------------------------|--------------------------|----------------------------|
| ЮК0   | 1,8                     | $Y_{meSTA}$              | $1,8 \cdot Y_{meSTA}$      |
| ЮК1   | 1,15                    | $Y_{meSTA}$              | $1,1 \cdot Y_{meSTA}$      |
| ЮК2-9 | 1,7                     | $Y_{meSTA}$              | $1,7 \cdot Y_{meSTA}$      |

При переходе к статическим упругим свойствам в настоящей работе использовался общепринятый подход, в рамках которого значения динамического и статического коэффициента Пуассона принимаются равными между собой.

*Определение механических фаций*

Для выделения механических фаций (т.е. разбиения пород на группы с общими упругими характеристиками) по каждой группе пластов ВК и ЮК была выполнена кластеризация упругих свойств (работы [2], [3]). Особенностью процедуры кластеризации является то, что результаты, полученные различными методами, могут в значительной степени отличаться друг от друга. Для обеспечения устойчивости результатов рекомендуется использование группы методов (не менее трёх) с последующим сопоставлением данных и выбора опорного метода на основании индекса Рэнда. Под «опорным» понимается тот метод, результаты кластеризации которого меньше всего отличаются от результатов кластеризации по другим методам.

По результатам кластеризации и сопоставлением её результатов с результатами керновых исследований были выделены механофации представленные в Таблица 2.

Таблица 2

**Механофации для группы пластов ВК, ЮК Красноленинского НГКМ**

| Пласт   | Механические фации (с привязкой к литологии) | Коллектор/Неколлектор |
|---------|----------------------------------------------|-----------------------|
| ВК      | Глины над ВК                                 | Неколлектор           |
|         | Известняк/плотный                            | Неколлектор           |
|         | Глины                                        | Неколлектор           |
|         | Песчаник                                     | Коллектор             |
| ЮК0     | Глины Баженовской свиты                      | Неколлектор           |
| ЮК0-ЮК1 | Глинисто-кремнистая порода                   | Неколлектор           |
| ЮК1     | Известняк                                    | Неколлектор           |
|         | Глауконит-глинистая порода                   | Неколлектор           |
| ЮК2-9   | Глины /Аргиллиты                             | Неколлектор           |
|         | Песчаник/песчаник глинистый                  | Коллектор             |
|         | Алеврит                                      | Коллектор             |
|         | Уголь                                        | Неколлектор           |
|         | Плотный                                      | Неколлектор           |

**Расчёт пластового давления**

По результатам анализа пластовых давлений на территории Красноленинского НГКМ наличие зон АВПД и АНПД выявлено не было. В зонах активной разработки Каменного и Ем-Ёговского лицензионных участков наблюдается вариативность пластовых давлений, связанная с добычей или влиянием нагнетательных скважин.

При снижении пластового давления трещина ГРП преимущественно развивается в интервале коллектора и имеет большую полудлину, относительно скважин с исходными или повышенными значениями, как правило, расположенных вблизи нагнетательных скважин. Данный факт обусловлен контрастом напряжений между коллектором и неколлектором. Ввиду выше сказанного, достоверность информации о пластовом давлении на момент проведения операции ГРП является ключевым фактором, от которого зависит точность геомеханических моделей и дизайнов ГРП.

Достоверная оценка пластового давления до ГРП в скважинах Каменного и Ем-Ёговского ЛУ обеспечивалась за счёт комплексного анализа: промысловых данных, ГДИ, применяемых при ГРП устьевых и забойных манометров.

метров, результатов гидродинамического моделирования. При возникновении сомнений в источниках информации предпочтение, как правило, отдавалось данным забойного манометра.

В результате профиль пластового давления строился согласно следующему алгоритму:

- В интервале коллектора пластовое давление принято равным давлению на момент проведения ГРП с учетом разработки целевых объектов.
- В неколлекторе пластовое давление принято равным гидростатическому.

#### *Расчёт горизонтальных напряжений*

По причине вертикальной анизотропии упругих свойств в интервале пластов ЮК расчёты профилей минимального и максимального горизонтальных напряжений выполнены на основе анизотропной поро-упругой модели среды:

$$\sigma_h = \frac{E_{horz}}{E_{vert}} \frac{\nu_{vert}}{1 - \nu_{horz}} \cdot (\sigma_V - \alpha P_p) + \alpha P_p + \frac{E_{horz}}{1 - \nu_{horz}^2} \cdot E_x + \frac{\nu_{horz} E_{horz}}{1 - \nu_{horz}^2} \cdot E_y, \quad (1)$$

$$\sigma_H = \frac{E_{horz}}{E_{vert}} \frac{\nu_{vert}}{1 - \nu_{horz}} \cdot (\sigma_V - \alpha P_p) + \alpha P_p + \frac{E_{horz}}{1 - \nu_{horz}^2} \cdot E_y + \frac{\nu_{horz} E_{horz}}{1 - \nu_{horz}^2} \cdot E_x, \quad (2)$$

где  $\sigma_h$  и  $\sigma_H$  – минимальное и максимальное горизонтальные напряжения соответственно,  $\sigma_V$  – вертикальное напряжение,  $\nu_{horz}$  – горизонтальный статический коэффициент Пуассона,  $E_{horz}$  – горизонтальный статический модуль Юнга,  $\nu_{vert}$  – вертикальный статический коэффициент Пуассона,  $E_{vert}$  – вертикальный статический модуль Юнга,  $P_p$  – поровое давление,  $\alpha$  – коэффициент поро-упругости (Био),  $E_x$  и  $E_y$  – региональные тектонические деформации.

При отсутствии анизотропии формулы приобретают вид изотропной поро-упругой модели ( $E_{horz} = E_{vert}$ ,  $\nu_{horz} = \nu_{vert}$ ). Таким образом, для всего про-

филя, за исключением интервала Юрских отложений ЮК0-9, расчёт минимального и максимального горизонтальных напряжений производился в соответствии с изотропной моделью.

В качестве калибровочной информации для минимального горизонтального напряжения использовались данные мини ГРП и MDT стресс-тестов:

- Давление закрытия трещины, как оценка минимального горизонтального напряжения в интервале коллектора.
- ISIP (мгновенное давление остановки насосов), как оценка снизу минимального горизонтального напряжения в глинах.

По результатам калибровки и верификации при построении моделей были приняты следующие параметры:

- тектонические деформации приняты равными:  $E_x = 0.0001$  и  $E_y = 0.0002$ ;
- коэффициент Био  $\alpha = 0.7$  в коллекторе пласта ВК;
- коэффициент Био  $\alpha = 0.85$  в алевролитах пласта ВК;
- коэффициент Био  $\alpha = 1$  в пласте ЮК;

Итог 1D-геомеханического моделирования: непрерывные (шаг дискретизации 0,1 м) профили статических упругих свойств и минимального горизонтального напряжения.

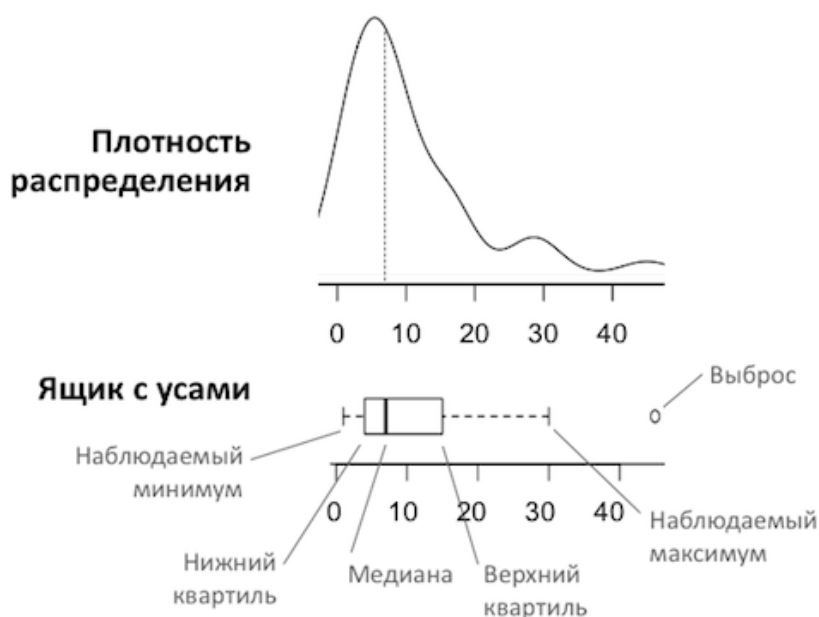
### **Анализ и обобщение результатов моделирования**

Полученные непрерывные профили упругих свойств и напряжений позволяют детально изучить и описать особенности изменения характеристик горных пород в рамках каждого литологического пропластка.

В то же время высокие требования к входным данным (спец. комплекс ГИС, калибровочная информация) для выполнения геомеханического моделирования делают невозможной детальную оценку упругих свойств и напряжений в произвольной скважине, где отсутствует необходимый набор данных. В связи с чем возникает необходимость поиска более доступных

решений, позволяющих получать характеристику напряжённно-деформированного состояния горных пород для целей ГРП, имея в наличии только стандартный комплекс скважинных исследований.

Таким образом, на основании непрерывных кривых был выполнен анализ распределения величин упругих свойств и напряжений в рамках каждой механической фации для дальнейшего поиска средних величин, способных аппроксимировать непрерывные данные. Для этого по всем 22 опорным скважинам построены диаграммы размаха и плотности распределения. Данные методы являются удобными способами визуального представления набора числовых данных. Пример графического анализа распределения некоторой величины представлен на Рис. 5. Сверху показана плотность распределения, а снизу – «ящик с усами».



**Рис. 5. Сравнение плотности распределения и диаграммы размаха**

В результате анализа диаграмм распределения были сделаны следующие выводы:

- упругие свойства и напряжения песчаников, алевролитов (коллекторов) и внутрипластовых глинистых отложений имеют высокую вариабельность величин по площади, связанную с изменением пластового давления в процессе разработки;

- упругие свойства и напряжения плотных и углистых отложений имеют выдержанный площадной характер и могут быть описаны средними величинами.

Для учёта влияния пластового давления и оценки средней величины упругих свойств и напряжений коллекторов и внутрипластовых глинистых отложений по данным ГРП получены корреляционные зависимости «давление закрытия – пластовое давление». Результаты в виде средних значений минимального горизонтального напряжения и упругих свойств по пластам ВК, ЮК представлены в Таблица 3 и на Рис. 6.

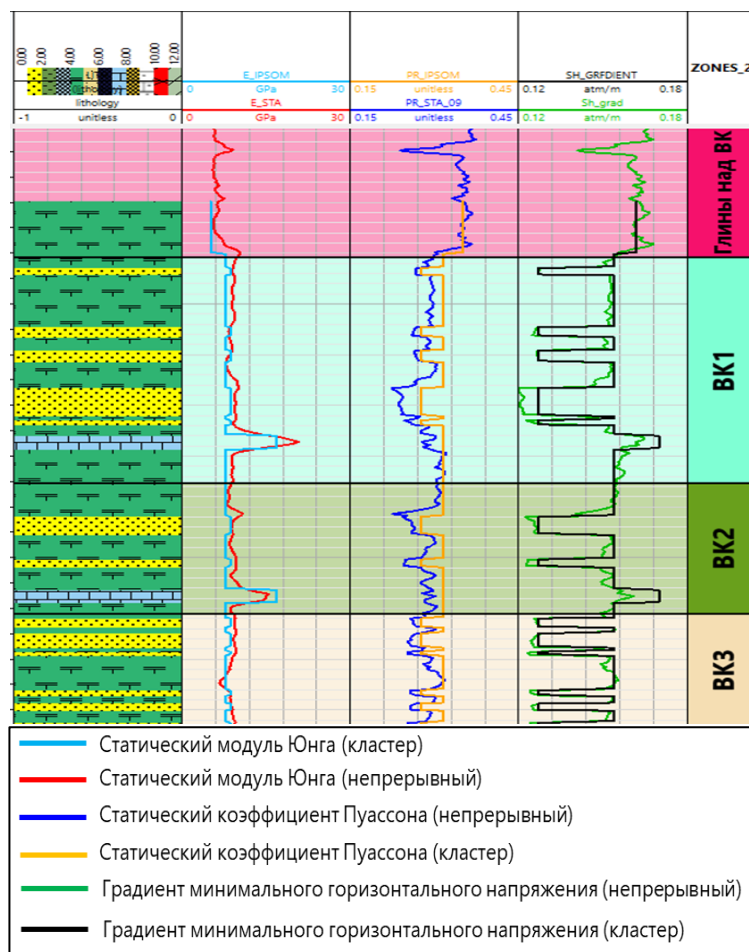
Таблица 3

*Средние значения для выделенных механофаций в пластах ВК, ЮК*

| РИГИС                                                                                                               | Модуль Юнга (стат), ГПа | Коефф. Пуассона (стат) | Градиент напряжений, атм/м     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|------------------------|--------------------------------|
| <b>ВК</b>                                                                                                           |                         |                        |                                |
| Глины над ВК                                                                                                        | 5,1                     | 0,351                  | 0,162                          |
| Песчаник*                                                                                                           | 8,6                     | 0,275                  | <b>0,4467·GRAD_PP + 0,083</b>  |
| Глины/алевролит                                                                                                     | 7,7                     | 0,316                  | <b>1,08 · GRAD_PP</b>          |
| Плотный                                                                                                             | 16,8                    | 0,316                  | 0,17                           |
| <b>ЮК0</b>                                                                                                          |                         |                        |                                |
| Глины (Баженов)                                                                                                     | 6,5                     | 0,268                  | 0,181                          |
| <b>ЮК0-ЮК1</b>                                                                                                      |                         |                        |                                |
| Глинисто-кремнистая порода                                                                                          | 11,3                    | 0,25                   | 0,173                          |
| <b>ЮК1</b>                                                                                                          |                         |                        |                                |
| Известняк                                                                                                           | 16,6                    | 0,3                    | 0,159                          |
| Глауконит-глинистая порода                                                                                          | 10,4                    | 0,347                  | 0,202                          |
| <b>ЮК2-ЮК9</b>                                                                                                      |                         |                        |                                |
| Алевролит*                                                                                                          | 18,3                    | 0,196                  | <b>1,9534·GRAD_PP - 0,0424</b> |
| Песчаник/песчаник глинистый*                                                                                        | 21,7                    | 0,186                  | <b>0,4545·GRAD_PP + 0,0905</b> |
| Глины                                                                                                               | 16,2                    | 0,266                  | 0,189                          |
| Уголь                                                                                                               | 4,0                     | 0,318                  | 0,157                          |
| Плотный прослой                                                                                                     | 29,4                    | 0,267                  | 0,159                          |
| * - градиент напряжения в «песчанике» зависит от градиента ожидаемого пластового давления ( <b>GRAD_PP</b> , атм/м) |                         |                        |                                |

Средние величины упругих свойств и градиентов напряжений совместно с данными РИГИС могут использоваться для построения

ступенчатой (осреднённой) геомеханической модели для загрузки в симулятор ГРП и планирования дизайна.



*Рис. 6. Сравнение непрерывных и осредненных по механическим фациям упругих свойств и напряжений в интервале группы пластов ВК*

### Построение дизайнов ГРП и анализ полученных результатов

Геомеханические характеристики пород пласта являются ключевыми величинами, влияющими на параметры моделируемых трещин ГРП. Результат моделирования зависит от качества и полноты входной информации, что свидетельствует о предпочтительности использования непрерывных профилей упругих свойств и напряжений. Наоборот, большие временные затраты при построении дизайнов с использованием высокодискретных данных (с шагом 0,1-0,2 м), стимулируют частичное усреднение (апскелинг) результатов геомеханического моделирования.

На основе полученных геомеханических моделей (непрерывной и ступенчатой) выполнено моделирование по фактическим данным ГРП. В Таблица 4 представлены результаты сравнения расчётных параметров: давление закрытия, мгновенного давления остановки закачки – с фактическими данными миниГРП. Погрешности (отклонения расчётных давлений по дизайнам ГРП от фактически замеренных давлений) составляют:

Для группы пластов ВК непрерывный профиль геомеханических свойств:

- до 5% в мгновенном давлении остановки закачки (ISIP);
- до 6% в давлении закрытия.

Для группы пластов ВК осреднённый профиль геомеханических свойств:

- до 8% в мгновенном давлении остановки закачки (ISIP);
- до 5% в давлении закрытия;

Для группы пластов ЮК 2–9 непрерывный профиль геомеханических свойств:

- до 9% в мгновенном давлении остановки закачки (ISIP);
- до 10% в давлении закрытия.

Для группы пластов ЮК 2–9 осреднённый профиль геомеханических свойств:

- до 10% в мгновенном давлении остановки закачки (ISIP);
- до 4% в давлении закрытия.

Результаты моделирования демонстрируют согласованность между непрерывными и ступенчатыми (осреднёнными) геомеханическими моделями. В ряде случаев модели на основе осреднённых данных имеют лучшую сходимость с фактическими замерами. Вероятной причиной такого эффекта является отсутствие влияния нормировки и локальных аномалий данных,

которые иногда встречаются в моделях на основе ГИС. Относительно высокие значения погрешности в интервале юрских отложений, вероятно, связаны с неравномерным распределением анизотропии в пределах площади.

Таблица 4

*Расчётные параметры и фактические данные миниГРП ВК1, ЮК2-9*

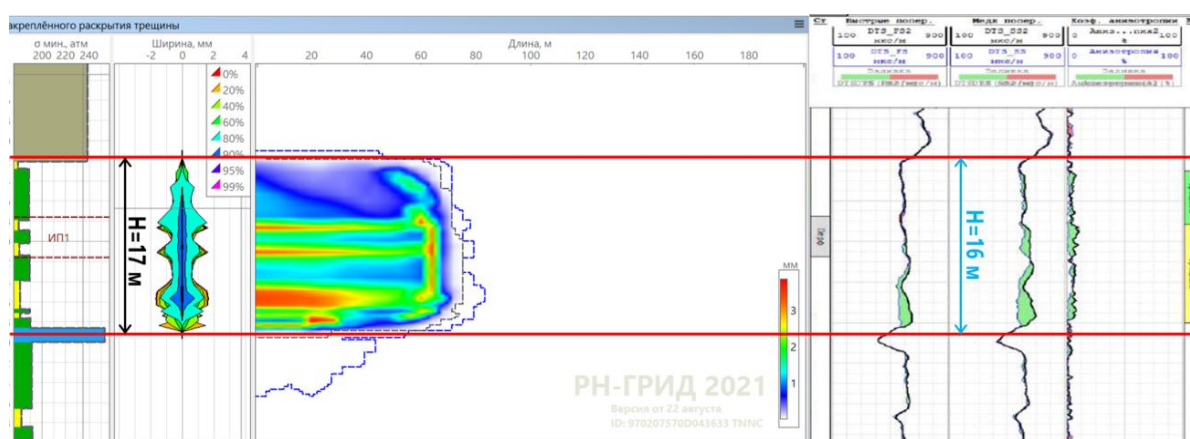
| Скважина | Пласт | ISIP (атм)   |                         |                         |                                           |                                           | Давление закрытия |                         |                         |                                           |                                           |
|----------|-------|--------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------------------------|-------------------------------------------|-------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------------------------|-------------------------------------------|
|          |       | МиниГРП, атм | Непрерывная модель, атм | Осреднённая модель, атм | Разница (миниГРП - непрерывная модель), % | Разница (миниГРП - осреднённая модель), % | МиниГРП, атм      | Непрерывная модель, атм | Осреднённая модель, атм | Разница (миниГРП - непрерывная модель), % | Разница (миниГРП - осреднённая модель), % |
| 1        | ВК    | 222          | 228                     | 222                     | -3%                                       | 0%                                        | 203               | 191                     | 197                     | 6%                                        | 3%                                        |
| 2        | ВК    | 203          | 206                     | 205                     | -1%                                       | -1%                                       | 178               | 168                     | 171                     | 6%                                        | 4%                                        |
| 3        | ВК    | 221          | 225                     | 224                     | -2%                                       | -2%                                       | 195               | 193                     | 195                     | 1%                                        | 0%                                        |
| 4        | ВК    | 222          | 232                     | 215                     | -5%                                       | 3%                                        | 189               | 192                     | 188                     | -2%                                       | 1%                                        |
| 5        | ВК    | 193          | 199                     | 178                     | -3%                                       | 8%                                        | 152               | 158                     | 159                     | -4%                                       | -5%                                       |
| 6        | ВК    | 214          | 222                     | 219                     | -4%                                       | -3%                                       | 182               | 183                     | 185                     | -1%                                       | -2%                                       |
| 7        | ВК    | 202          | 206                     | 204                     | -2%                                       | -1%                                       | 181               | 186                     | 187                     | -3%                                       | -3%                                       |
| 8        | ЮК    | 363          | 350                     | 348                     | 4%                                        | 4%                                        | 303               | 305                     | 307                     | -1%                                       | -1%                                       |
| 9        | ЮК    | 400          | 415                     | 390                     | -4%                                       | 3%                                        | 343               | 333                     | 335                     | 3%                                        | 2%                                        |
| 10       | ЮК    | 407          | 408                     | 405                     | 0%                                        | 0%                                        | 338               | 334                     | 345                     | 1%                                        | -2%                                       |

Для повышения достоверности результатов геомеханического моделирования (т.е. планшета ГРП) проводилась калибровка моделей ГРП по данным миниГРП не только по списку предварительно выбранных скважин, но и на соседних скважинах. Результат калибровки – соответствие прогнозных и фактических значений величин давлений. Сравнение прогнозной и фактической высоты трещины ГРП (Таблица 5, Рис. 7) показало хорошую сходимость с абсолютной погрешностью не более 2 м.

Таблица 5

**Сравнение прогнозных и фактических параметров трещины ГРП**

| Источник                                        | Закрепленная высота трещины, м | Закрепленная полу-длина, м. | Давление закрытия на забое, атм. | ISIP на забое, атм. |
|-------------------------------------------------|--------------------------------|-----------------------------|----------------------------------|---------------------|
| Дизайн по осреднённым параметрам                | 14                             | 72                          | 187                              | 227                 |
| Дизайн по непрерывному профилю                  | 17                             | 70                          | 186                              | 226                 |
| Адаптированный дизайн по непрерывному профилю с | 16                             | 65                          | 181                              | 202                 |
| Результаты замера высоты трещины                | 16                             | -                           | 181                              | 202                 |



**Рис. 7. Высота трещины на основе геомеханической модели (слева) и первый вариант интерпретации данных замера высоты (справа)**

Ввиду значительного влияния соотношения мощности коллектора и мощности внутрипластовых глинистых перемычек при адаптации моделей ГРП применялось:

- выставление значения смыкающего напряжения в «песчанике» в соответствии с результатами анализа мини ГРП;
- калибровка чистого давления или ISIP путём изменения значения градиента смыкающих напряжений исключительно в «алевролитах». Для увеличения чистого давления или ISIP увеличивалось минимальное горизонтальное напряжение в механической фации «алевролит», а для сниже-

ния чистого давления или ISIP – соответственно, значения минимальных горизонтальных напряжений в «алевролите» уменьшались. При этом градиент напряжений в остальных механических фациях оставался без изменений.

### **Выводы**

– Равномерное распределение скважин по площади месторождения и широкий охват необходимым набором входной и калибровочной информации, позволили с высокой детальностью охарактеризовать напряженно-деформированное состояние объектов исследования (группы пластов ВК1-3, ЮК2-9).

– Результаты геомеханического моделирования показали, что упругие свойства и напряжённое состояние пород викуловской свиты (ВК) в пределах рассматриваемых участков имеют достаточно выдержанный характер. Пласты тюменской свиты (ЮК2-9) характеризуются вертикальной анизотропией упругих свойств (VTI), имеющей неравномерное распределение по площади.

– Алгоритм кластеризации данных на основе стандартного комплекса ГИС (RHOV, TNPH, RT, GR) и упругих свойств позволил выделить основные механические фации, входящие в состав пластов ВК1-3, ЮК2-9, надстиляющих и подстиляющих отложений.

– Для механических фаций получены корреляционные зависимости и осреднённые значения упругих свойств и градиентов напряжений от градиента пластового давления. Указанные зависимости в составе библиотеки геомеханических свойств симулятора ГРП позволяют осуществлять оценку упруго-прочностных характеристик при наличии только данных механо-литологической колонки и градиента пластового давления на момент планирования ГРП.

– Отклонение параметров дизайнов ГРП пластов ВК, полученных на основе непрерывных (на основе ГИС) профилей геомеханических

свойств, от фактически замеренных параметров составило: до 5% в мгновенном давлении остановки закачки (ISIP) и до 6% - в давлении закрытия. Для группы пластов ЮК2-9 погрешность в мгновенном давлении остановки закачки (ISIP) составила до 9%, в давлении закрытия - до 10%.

– При составлении дизайнов ГРП пластов ВК на основе осреднённых геомеханических свойств: погрешность в мгновенном давлении остановки закачки (ISIP) составила до 8%, в давлении закрытия - до 5%. Для группы пластов ЮК2-9 погрешность в мгновенном давлении остановки закачки (ISIP) составила до 10%, в давлении закрытия - до 4%.

– Высоты трещин ГРП, давление закрытия трещины, ISIP, оценённые по моделям на основе непрерывных и осреднённых геомеханических свойств, хорошо согласуются с фактическими замерами высоты трещины ГРП, давлением закрытия и ISIP.

#### Список литературы

1. Морева В.А., Кулешов В.С., Павлов В.А., Самойлов М.И. Замер высоты трещины гидроразрыва пласта как метод верификации геомеханической модели // НТВ «Каротажник» 2021. №8(314). С. 93-109.
2. Ельцов И.Н., Самойлов М.И., Торопецкий К.В., Борисов Г.А. Построение петрофизических зависимостей с использованием кластерного анализа // SPE-201970-MS. 2020.
3. Самойлов М.И., Павлов В.А., Павлюков Н.А., Тимиртдинов А.Ю. Интегрированное геомеханическое моделирование и проектирование ГРП: от частных случаев к общему результату // SPE - 206641-RU. 2021.
4. Павлюков Н. А., Павлов В. А., Самойлов М. И. Адаптация геомеханической модели на замер высоты трещины гидроразрыва пласта с использованием акустического каротажа. // НТВ «Каротажник» 2022. №6(320). С. 93-103.

#### References

1. Moreva, V.A., Kuleshov, V.S., Pavlov, V.A., Samoilov, M.I., 2021. *Measuring the height of a hydraulic fracture as a method for verifying a geomechanical model*. Karotazhnik Journal No. 8 (314). P. 93-109. (in Russian)
2. Eltsov, I.N., Samoilov, M.I., Toropetsky, K.V., Borisov, G.A. *Building petrophysical functions using cluster analysis*. SPE-201970-MS. 2020. (in Russian)
3. Samoilov, M.I., Pavlov, V.A., Pavlyukov, N.A., Timirtdinov, A.Yu. *Integrated geomechanical modeling and design of hydraulic fracturing: from special cases to a general result*. SPE - 206641-RU. 2021. (in Russian)

4. Pavlyukov, N. A., Pavlov, V. A., Samoilov, M. I. *Matching a geomechanical model to measured height of a hydraulic fracture using acoustic logging*. Karotazhnik Journal 2022. No. 6 (320). P. 93-103. (in Russian)

### Сведения об авторах

*Недомовный Богдан Николаевич*, ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»  
Россия, 625048, Тюмень, ул. Максима Горького, 42  
E-mail: BNNedomovnyi@tnnc.rosneft.ru

*Самойлов Михаил Иванович*, старший эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»  
Россия, 625048, Тюмень, ул. Максима Горького, 42  
E-mail: MI\_Samoylov2@tnnc.rosneft.ru

*Павлюков Николай Алексеевич*, начальник отдела, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»  
Россия, 625048, Тюмень, ул. Максима Горького, 42  
E-mail: NAPavlyukov@tnnc.rosneft.ru

### Authors

*B.N. Nedomovnyi*, Leading Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC  
42, M. Gorkogo Str., Tyumen, 625048, Russian Federation  
E-mail: BNNedomovnyi@tnnc.rosneft.ru

*M.I. Samoylov*, Senior Expert, Tyumen Petroleum Research Center LLC  
42, M. Gorkogo Str., Tyumen, 625048, Russian Federation  
E-mail: MI\_Samoylov2@tnnc.rosneft.ru

*N.A. Pavlyukov*, Head of the Department, Tyumen Petroleum Research Center LLC  
42, M. Gorkogo Str., Tyumen, 625048, Russian Federation  
E-mail: NAPavlyukov@tnnc.rosneft.ru

*Статья поступила в редакцию 07.07.2025*

*Принята к публикации 16.09.2025*

*Опубликована 30.09.2025*