



ИССЛЕДОВАНИЕ ВЫСОТЫ ТРЕЩИНЫ ГРП В АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ НА БАЗЕ АНИЗОТРОПНОЙ ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ (ХАРВУТИНСКАЯ ПЛОЩАДЬ)

© Коллектив авторов,
2025



**С.В. Жигульский^{1,*}, Р.Р. Гайнетдинов¹, Д.А. Сидуков¹, А.А. Корепанов²,
С.С. Девятьяров², А.А. Бастраков², В.А. Арефьев², А.С. Васильев³, С.А. Верещагин³**

¹Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

²ООО «Газпромнефть-Заполярье», РФ, Тюмень

³Шлюмберже Лоджелко, Инк, РФ, Тюмень

Электронный адрес: ProNefit@gazprom-neft.ru

Введение. Освоение трудноизвлекаемых запасов является технологическим вызовом, решение которого требует синергетического подхода. В данной работе проведено исследование анизотропных упругих свойств и напряженно-деформированного состояния ачимовских отложений на примере Харвутинской площади Ямбургского НГКМ (нефтегазоконденсатного месторождения).

Цель данной работы состояла в выборе оптимальной технологии стимуляции пласта на базе различных предпосылок по геомеханической модели, исследование влияния анизотропии, выраженной в упругих параметрах и напряжении на рост трещины ГРП по высоте.

Материалы и методы. Была сформирована комплексная программа исследований на скважину, которая включала: кросс-дипольный акустический широкополосный каротаж до и после выполнения гидроразрыва пласта, термометрию после мини-ГРП и основного ГРП, ИНГК-импульсный нейтрон-гамма каротаж до и после ГРП и NRT пропант (non-radioactive tracer proppant; пропант с нерадиоактивным маркирующим материалом), оценку VTI-анизотропии, лабораторные исследования по профилированию предела прочности.

Результаты. Построена геомеханическая модель с учетом анизотропии упругих свойств в ачимовских отложениях. Выполнено моделирование дизайна трещины ГРП и проведено сопоставление с результатами исследований высоты трещины по данным ГИС.

Заключение. Выполненный комплекс исследований позволил углубить понимание о напряженно-деформированном состоянии ачимовских отложений на Харвутинской площади и выбрать наиболее эффективную технологию гидроразрыва пласта, рассмотрев различные сценарии по геометрии трещины ГРП на базе изотропной и анизотропной геомеханической модели.

Ключевые слова: геомеханическая модель, напряженно-деформированное состояние, анизотропные упругие свойства, гидравлический разрыв пласта (ГРП), дизайн ГРП, VTI-анизотропия

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Жигульский С.В., Гайнетдинов Р.Р., Сидуков Д.А., Корепанов А.А., Девятьяров С.С., Бастраков А.А., Арефьев В.А., Васильев А.С., Верещагин С.А. Исследование высоты трещины ГРП в ачимовских отложениях на базе анизотропной геомеханической модели (Харвутинская площадь). ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(1):47–59. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-47-59>

Статья поступила в редакцию 16.01.2025

Принята к публикации 06.02.2025

Опубликована 31.03.2025

A STUDY OF HYDRAULIC FRACTURE HEIGHT FOR ACHIMOV FORMATION BASED ON ANISOTROPIC GEOMECHANICAL MODEL (HARVUTINSKAYA AREA)

**Svetlana V. Zhigulskiy^{1,*}, Ruslan R. Gaynetdinov¹, Daniil A. Sidukov¹, Alexandr A. Korepanov²,
Sergey S. Devyatyarov², Alexandr A. Bastrakov², Viktor A. Arefev², Anton S. Vasiliev³,
Sergey A. Vereschagin³**

¹Gazprom нефт company group, RF, Saint Petersburg

²LLC "Gazpromneft Zapolyarie", Russian Federation, Tyumen

³Schlumberger Logelco Inc, Russian Federation, Tyumen

E-mail: ProNefit@gazprom-neft.ru

Introduction. The development of tight reservoirs is a technological challenge that needs synergetic work. This paper allows the results of the study of anisotropic elastic properties and stress state condition of the Achimov formation (AchS10, AchS12) related to the Harvutinskaya oil field.

Aim. The main goal of this research work was to choose the hydraulic fracture technology based on geomechanical modeling. That takes into account anisotropic elastic properties and stress state to determine the fracture height.

Materials and methods. A complex study program in the well was realized that includes sonic logging data in open hole and after hydraulic stimulation, thermometry after mini-hydraulic fracturing and after the main stage of hydraulic fracturing, pulsed neutron gamma ray imaging (NRT—non-radioactive propant), a study of VTI anisotropy, and the last one was a strength profile.

Results. A geomechanical model with anisotropic elastic properties and stresses was introduced. In the result, hydraulic fracture design was performed and validated on real study data from fracture high analysis.

Conclusion. A complex study allowed us to receive a full understanding of the Achimov formation stress state in the Харвутинская area and choose effective stimulation technology based on isotropic and anisotropic geomechanical models.

Keywords: geomechanical model, stress state condition, anisotropic elastic properties, hydraulic fracture (HF), hydraulic fracture design, VTI anisotropy

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest

For citation: Zhigulskiy S.V., Gaynetdinov R.R., Sidukov D.A., Korepanov A.A., Devyatyarov S.S., Bastrakov A.A., Arefev V.A., Vasiliev A.S., Vereschagin S.A. A study of hydraulic fracture height for Achimov formation based on anisotropic geomechanical model (Harvutinskaya area). PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(1):47–59. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-47-59>

Manuscript received 16.01.2025

Accepted 06.02.2025

Published 31.03.2025

ВВЕДЕНИЕ

Разработка трудноизвлекаемых запасов (ТриЗ) является вызовом для нефтегазодобывающей отрасли. Ответом на данный вызов может стать внедрение новых технологических решений, которые базируются на новаторских и комплексных подходах исследования геологических объектов. Несмотря на отсутствие утверждённого определения трудноизвлекаемых запасов, под этим термином понимается совокупность характеристик коллектора. К трудноизвлекаемым запасам относятся запасы ачимовских отложений. Одной из особенностей ачимовских отложений является сверхнизкая проницаемость. Широкое применение получила технология гидравлического разрыва породы, которая позволяет создать проводящую искусственную трещину и тем самым обеспечить приток флюида в скважину и нерентабельные запасы конвертировать в рентабельные.

В данной работе объектом исследования являются ачимовские отложения пласты АчС10 и АчС12, включая глинистую перемычку между ними, на Харвутинской площади Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ). Основные характеристики объекта исследования: эффективная мощность пласта 95 м, Кпр 0,2–0,3 мД, Кп 12–15 %, аномальное высокое поровое давление 575 атм., температура пласта более 100 °С. В рамках реализации опытно-промышленных работ (ОПР) была запланирована одна наклонно-направленная скважина (зенитный угол не более 7°) с расширенным комплексом исследований для последующего выполнения геомеханического моделирования. В комплекс исследований входили:

запись кросс-дипольного акустического широкополосного каротажа с исследованием анизотропных упругих свойств, отбор керна и выполнение лабораторных геомеханических исследований, проведение тестов DFIT (diagnostic formation integrity test), нагнетательный тест, мини-ГРП (гидроразрыв породы) перед выполнением основного ГРП по технологии HiWay.

Первоочередным являлось сформировать комплексное представление о напряженно-деформированном состоянии объекта, учитывая особенности ачимовских отложений, а именно выраженную слоистость и, как следствие, анизотропию упругих свойств в глинистых перемычках. Принятие той или иной модели напряженного состояния (изотропной или анизотропной) значительно влияет на характеристики трещины ГРП именно, на выбор технологии ГРП.

АНИЗОТРОПНЫЕ УПРУГИЕ СВОЙСТВА

Анизотропия — это физическое явление, заключающееся в том, что физическое свойство отличается по разным направлениям. Изучение анизотропии упругих свойств осуществляется посредством исследования характеристик акустических волн по данным акустического широкополосного каротажа (АКШ) в различных направлениях. В скважине ОПР проведена запись АКШ в открытом стволе до выполнения гидроразрыва пласта для изучения анизотропии упругих свойств отложений ачимовской толщи (пластов АчС10, глинистой перемычки и АчС12), а также после выполнения ГРП с целью исследования высоты трещины гидроразрыва.

В силу особенностей внутреннего строения внутрипластовые ачимовские глинистые перемишки можно охарактеризовать как среду, состоящую из чередующихся тонких слоев. В случае глинистых перемишек ачимовских отложений это вертикально-трансверсально-изотропная среда (VTI, vertical transverse isotropy), поскольку слои расположены горизонтально (ось симметрии среды — вертикальная). Для описания анизотропной среды используются параметры Томсена ϵ , γ , δ , которые в случае изотропной среды равны 0. В случае анизотропной среды параметры ϵ и γ отражают различие между вертикальной и горизонтальной скоростями продольных волн и скоростями двух поперечных волн. Параметр δ показывает характер угловой зависимости скорости Р-волны вблизи оси симметрии.

Для начала рассмотрим обобщенный закон Гука (матричное представление Фойгта):

$$\sigma_{ij} = C_{ijkl} \epsilon_{kl} \quad (1)$$

где C_{ijkl} — компоненты тензора четвертого ранга модулей упругости, σ_{ij} — компоненты тензора напряжений, ϵ_{kl} — компоненты тензора деформации.

Тензор модулей упругости VTI среды выражается следующим образом:

$$C_{ij} = \begin{pmatrix} C_{11} & C_{11} - 2C_{66} & C_{13} & 0 & 0 & 0 \\ C_{11} - 2C_{66} & C_{11} & C_{13} & 0 & 0 & 0 \\ C_{13} & C_{13} & C_{33} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & C_{44} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & C_{44} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & C_{66} \end{pmatrix}. \quad (2)$$

Для описания VTI среды необходимо знать пять упругих модулей и плотность среды (породы). Компоненты матрицы упругости можно получить по результатам специальной интерпретации записи акустического широкополосного каротажа. Параметры Томсена для VTI среды ϵ , γ , δ выражаются через упругие модули следующим образом:

$$V_{p0} = \sqrt{C_{33}/\rho}, \quad V_{s0} = \sqrt{C_{44}/\rho}, \quad (3)$$

$$\epsilon = \frac{C_{11} - C_{33}}{2C_{33}} = \frac{V_p^2(90^\circ) - V_p^2(0^\circ)}{2V_p^2(0^\circ)}, \quad (4)$$

$$\gamma = \frac{C_{66} - C_{44}}{2C_{44}} = \frac{V_{SH}^2(90^\circ) - V_{SH}^2(0^\circ)}{V_{SH}^2(0^\circ)}, \quad (5)$$

$$\delta = \frac{(C_{13} + C_{44})^2 - (C_{33} - C_{44})^2}{2C_{33}(C_{33} - C_{44})}, \quad (6)$$

где V_{p0} , V_{s0} — скорости распространения продольной и поперечной волн вдоль оси

симметрии. Необходимо отметить, что трудоемким является обработка данных акустического широкополосного каротажа и подготовка модели анизотропных упругих свойств [1].

С ЦЕЛЮ ПОНИМАНИЯ СОВРЕМЕННОГО НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ХАРВУТИНСКОЙ ПЛОЩАДИ И ФОРМИРОВАНИЯ ОПТИМАЛЬНОГО ДИЗАЙНА ГИДРОРАЗРЫВА ПРОВЕДЕНО ИССЛЕДОВАНИЕ АНИЗОТРОПНЫХ УПРУГИХ СВОЙСТВ ЭТИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА СКВАЖИНЕ ОПР (ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ РАБОТ).

По данным АКШ в скважине ОПР получены только C_{66} , C_{33} и C_{44} . Тогда как C_{11} и C_{13} получены с помощью модели MANNIE с использованием регионального опыта для оценки коэффициентов в этой модели. Применение модели MANNIE позволяет рассчитать остальные параметры анизотропии (эпсилон и дельта) через корреляции с глинистостью, параметром гамма, или через зависимость, установленную на керне [2].

Динамические анизотропные упругие модули можно выразить следующим образом [3]:

$$E_{vert_{dyn}} = C_{33} - \frac{2C_{13}^2}{C_{11} + C_{12}}, \quad (7)$$

$$E_{hor_{dyn}} = \frac{(C_{11} - C_{12})(C_{11}C_{33} - 2C_{13}^2 + C_{12}C_{13})}{C_{11}C_{13} - C_{13}^2}, \quad (8)$$

$$V_{hor_{dyn}} = \frac{C_{12}C_{33} - C_{13}^2}{C_{11}C_{33} - C_{13}^2}, \quad (9)$$

$$V_{vert_{dyn}} = \frac{C_{13}}{C_{11} + C_{12}}, \quad (10)$$

$E_{vert_{dyn}}$ — динамический модуль Юнга вертикальный, ГПа

$E_{hor_{dyn}}$ — динамический модуль Юнга горизонтальный, ГПа

$V_{hor_{dyn}}$ — динамический коэффициент Пуассона горизонтальный

$V_{vert_{dyn}}$ — динамический коэффициент Пуассона вертикальный

По результатам исследования отмечено, что VTI-анизотропия выявлена в значительной части глинистых перемишек, где параметр Томсена γ достигает значений 0,1–0,25.

Ниже показаны результаты расчетов анизотропных и изотропных упругих свойств. Можно отметить, что в интервалах, представленных песчаниками и чередованием песчаника и алевролита анизотропия

пренебрежимо мала и вертикальный упругий модуль Юнга равен горизонтальному и изотропному модулю Юнга. Тогда как в интервалах глинистых перемычек наблюдается значимая разница: вертикальный модуль Юнга близок к изотропному, а горизонтальный модуль Юнга превышает вертикальный на 10–15 ГПа. Такая существенная разница в упругих свойствах в интервале глинистых перемычек отразится на профиле напряжения на базе которого выполняется дизайн трещины гидроразрыва.

Результаты оценки анизотропных динамических свойств представлены на гистограммах (рис. 1) и на планшете (рис. 2). После расчета динамических свойств происходит переход к расчету статических свойств, которые непосредственно участвуют в оценке напряженного состояния. Переход к статическим упругим свойствам базируется на результаты лабораторных исследований керна. Оценка упругих свойств выполняется в рамках проведения теста на трехосное сжатие согласно регламентирующим методическим документам.

Для изучения статических анизотропных упругих свойств, как правило, формируется коллекция из образцов, отобранных в различных направлениях: параллельные, перпендикулярные, под 45° образцы, обязательным условием является тождественность одному и тому же механотипу. Процесс отбора образцов, последующей экстракции, насыщения и проведения исследования на геомеханическом прессе может занимать продолжительное время, по крайней мере срок проведения ГРП

зачастую опережает результаты лабораторных исследований. Тем не менее результаты исследований, несомненно, ценные и входят в дополнительный этап доизучения объекта в рамках которого выполняется актуализация геомеханической модели с целью формирования технических решений для последующих скважин.

В случае изучаемой скважины были предусмотрены некоторые допущения для перехода от динамических анизотропных свойств к статическим. Вертикальный статический модуль Юнга определялся путем пересчета изотропного статического модуля Юнга в значения вертикального динамического модуля Юнга согласно следующим соотношениям:

$$E_{hsta} = E_{hdyn} \cdot \frac{E_{sta_{iso}}}{E_{dyn}}, \quad (11)$$

$$E_{vsta} = E_{vdyn} \cdot \frac{E_{sta_{iso}}}{E_{dyn}}. \quad (12)$$

В случае коэффициента Пуассона приняты схожие соотношения:

$$v_{hsta} = v_{hdyn} \cdot \frac{v_{sta_{iso}}}{v_{dyn}}, \quad (13)$$

$$v_{vsta} = v_{vdyn} \cdot \frac{v_{sta_{iso}}}{v_{dyn}}. \quad (14)$$

На сегодняшний день существует ряд публикаций, освещающие результаты лабораторных исследований статических анизотропных упругих свойств [3–5].

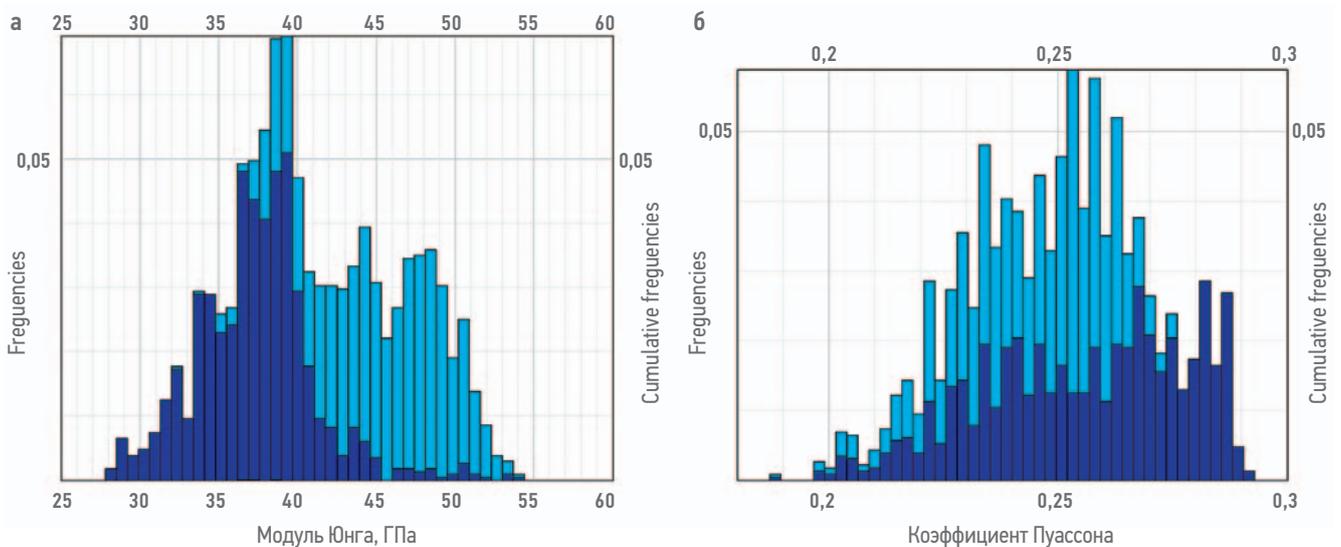


Рис. 1. Гистограммы распределения модуля Юнга (а) и коэффициента Пуассона (б) в глинистых перемычках, светло-синий цвет для горизонтальной компоненты и темно-синий цвет для вертикальной компоненты. Составлено авторами

Fig. 1. Young's Modulus histogram (a) and Poisson Ratio (b) in shales, light blue color represents elastic properties for horizontal component and dark blue color for vertical component. Compiled by the authors

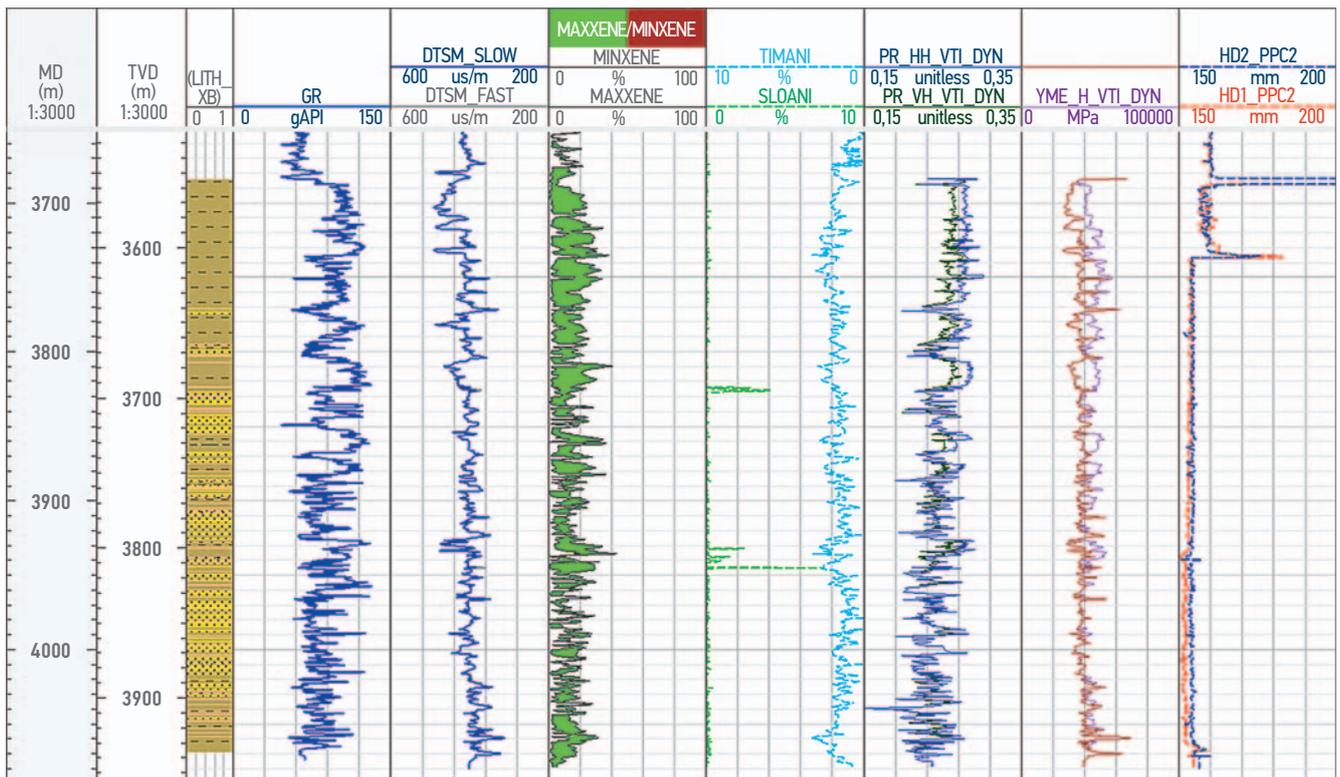


Рис. 2. Планшет с данными интерпретации АКШ (трек 1 — литологическая шкала, 2 — интервальное время пробега быстрой и медленной поперечной волны, 3 — минимальная и максимальная энергия, 4 — анизотропия TIMANI и SLOANI, 5 — вертикальный и горизонтальный коэффициент Пуассона, 6 — модуль Юнга вертикальный $_V$ и горизонтальный $_H$, 7 — калибр). Составлено авторами
Fig. 2. VTI anisotropy model: 1 — lithology, 2 — compressional and shear slowness, 3 — minimum and maximum energy, 4 — anisotropy TIMANI and SLOANI, 5 — vertical and horizontal Poisson Ratio, 6 — vertical and horizontal Young's Modulus, 7 — caliper. Compiled by the authors

Для трансверсально-изотропных пород минимальное горизонтальное напряжение можно оценить по формуле (15) [6, 7] через статические анизотропные упругие свойства в предположении изотропии коэффициента Био:

$$\sigma_{h_{VTI}} = \frac{E_{h_{sta}} v_{v_{sta}}}{E_{v_{sta}} (1 - v_{h_{sta}})} (\sigma_v - \alpha p) + \alpha p + \frac{E_{h_{sta}}}{1 - v_{h_{sta}}^2} (\epsilon_h + v_{h_{sta}} \epsilon_H), \quad (15)$$

где $\sigma_{h_{VTI}}$ — минимальное горизонтальное напряжение для VTI-анизотропии соответственно, p — пластовое давление, α — коэффициент Био, ϵ_h , ϵ_H — минимальная и максимальная горизонтальные деформации. В случае изотропной модели:

$$\sigma_{h_{iso}} = \frac{v}{1 - v} (\sigma_v - \alpha p) + \alpha p + \frac{E}{1 - v^2} (\epsilon_H + v \epsilon_h), \quad (16)$$

$\sigma_{h_{iso}}$ — минимальное горизонтальное напряжение для изотропной среды соответственно. Рассчитанное минимальное горизонтальное напряжение по анизотропной и изотропной модели было использовано в дизайне ГРП.

ПРОГРАММА ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА

С целью снижения диапазона неопределенностей по оценке высоты трещины гидроразрыва в ачимовских отложениях была составлена программа лабораторных исследований керна для последующего адресного выбора наиболее эффективной технологии ГРП. В программу включено изучение анизотропных упругих свойств посредством исследования образцов, отобранных параллельно и перпендикулярно к слоистости. Измерение упругих свойств (динамических и статических) запланировано по псевдо-трехосным многостадийным испытаниям. Подход к отбору образцов был основан на результатах скретч-тестирования (сплошное профилирование прочности породы). Данное исследование позволило оценить степень неоднородности глинистых перемычек и выполнить отбор образцов разной ориентации по отношению к слоистости, которые характеризуют один и тот же механический тип (порода со схожими упруго-деформационными характеристиками). Необходимо отметить, что керн в интервале глинистых перемычек (между пластами АчС12 и АчС10) характеризовался

повышенной степенью дискования/сегментации, что ограничило по итогу программе в суммарном количестве отображенных образцов. Такое явление, как дискование, является характерным для глин, которые испытывают повышенное поровое давление и, как следствие, напряженность в пластовых условиях, а также более низкие прочностные свойства глин вдоль направления. Также немаловажным являются

технические причины, такие как диаметр керна (чем он меньше, тем больше порода подвержена дискованию), скорость подъема, тип кернодержателя. Из-за ограниченных возможностей по отбору полной группы образцов были исключены тесты по трехосному одностадийному сжатию и заменены многостадийными тестами. В интервале песчаных пород и чередования песчаника и алевролита выполнялись только

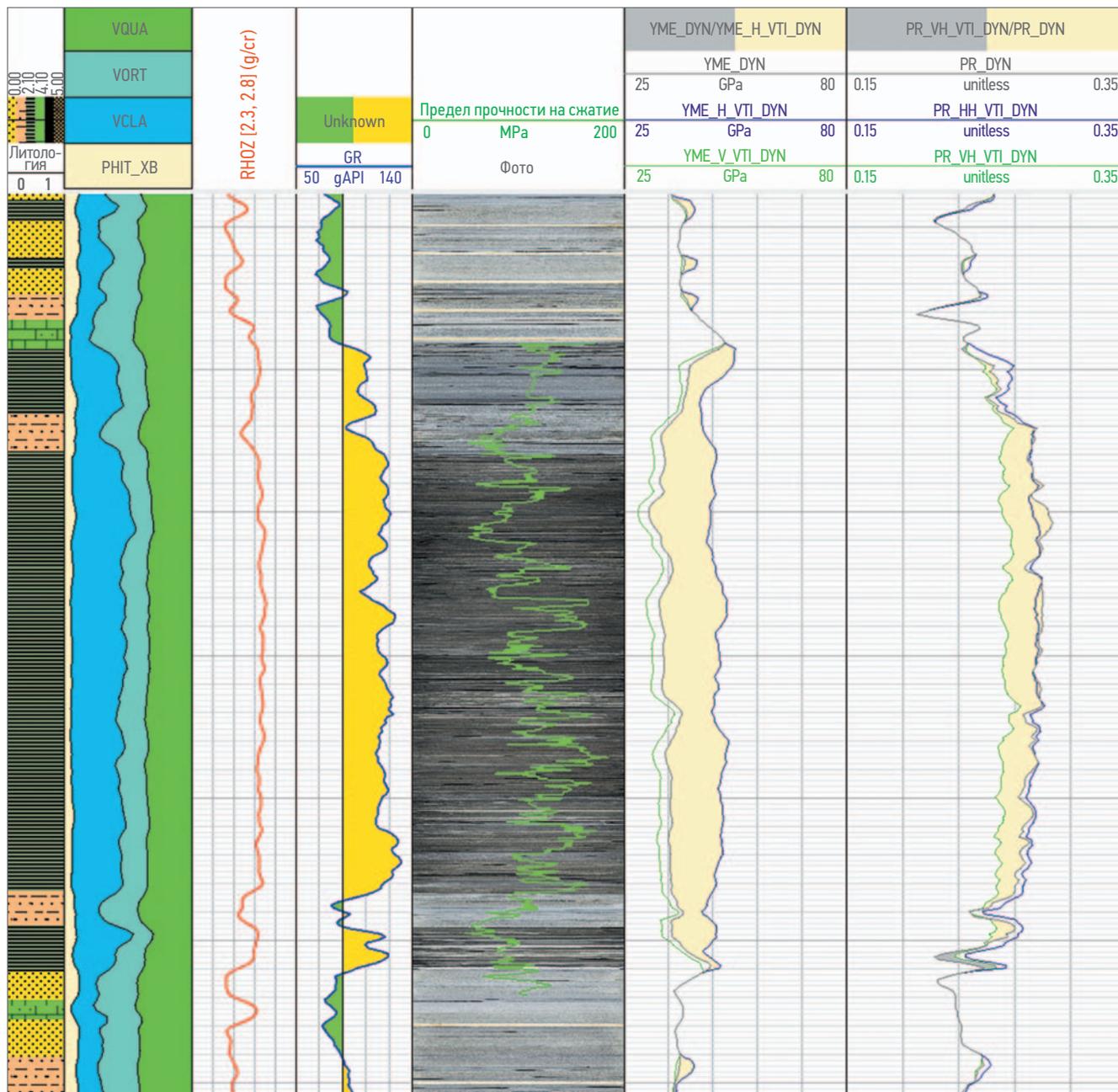


Рис. 3. Результаты скретч-тестирования в интервале глинистой перемычки (трек 1 — литология, 2 — объемная модель, 3 — плотность породы, 4 — гамма-каротаж 5 — фото и кривая предела прочности на одноосное сжатие в ходе скретчирования, 6 — динамический модуль Юнга (YME_DYN — изотропный, YME_H_VTI_DYN — горизонтальный модуль, YME_V_VTI_DYN — вертикальный модуль, 7 — коэффициента Пуассона, PR_DYN — изотропный, PR_HH_VTI_DYN — горизонтальный коэффициент, PR_VH_VTI_DYN — вертикальный коэффициент). Составлено авторами

Fig. 3. Laboratory measurements of the unconfined compressional strength by scratch test method. (1 — lithology, 2 — mineralogical model, 3 — bulk density, 4 — gamma ray, 5 — core photos and the results of the scratch test method, 6 — dynamic Young's Modulus (YME_DYN — isotropic, YME_H_VTI_DYN — horizontal modulus, YME_V_VTI_DYN — vertical modulus) 7 — Poisson Ratio, PR_DYN — isotropic, PR_HH_VTI_DYN — horizontal component, PR_VH_VTI_DYN — vertical component. Compiled by the authors

тесты на перпендикулярных образцах. Это было обусловлено тем, что по данным акустического широкополосного каротажа анизотропия V_{TI} не выражена в таких породах. На **рис. 3** приведен планшет с фото документацией керна и результатами профилирования предела прочности на одноосное сжатие (UCS).

Необходимо отметить, что, несмотря на однородность перемычки по данным плотностного каротажа, предел прочности характеризуется большей изменчивостью, свидетельствуя о том, что в интервале перемычки встречаются как более прочные породы (более 150 МПа), так и менее прочные (менее 100 МПа) (**рис. 3**).

ДИЗАЙН ГРП

Слабопроницаемые пласты северного кластера ачимовской толщи предъявляют к дизайнам стимуляции коллекторов сложные требования. Высокая степень расчленённости, общая мощность объекта в 135 м при эффективной толщине коллекторов 95 м, смыкающее напряжение ~ 65 МПа, пластовая температура 109 °С приводят к программе крупнотоннажного ГРП с высокопрочным пропантом и достаточной вязкостью для протяжённого во времени процесса

формирования трещины ГРП длиной и высотой в сотни метров. И в данной ситуации важно сохранить баланс между обоснованным временем термостабильности и риском нанесения пласту ущерба в виде кольматации продуктами разрушения жидкости ГРП гуароборатной системы.

Технологические вызовы, стоящие перед ОПР, были сформированы ещё на этапе первых полевых работ по ГРП на Ямбургском НГКМ. В поисках возможных причин получения невысокой продуктивности простимулированных скважин определены следующие предположения: разрушение пропанта в ходе агрессивного вывода на режим и высокого эффективного сжимающего напряжения, ускоренная деградация трещины ГРП в ходе эксплуатации, прорыв трещины в нецелевые пласты, что обуславливает меньшую эффективную полудлину трещины ГРП в целевом пласте.

Помимо технологии кластерного ГРП с применением растворимого волокна, перспективным направлением является формирование рецептуры жидкости ГРП и расписания закачки, предполагающих учёт эффекта выхолаживания пласта, что позволяет добиться радикального снижения загрузки гелеобразователя, сшивателя с одновременным повышением концентрации активного брейкера.

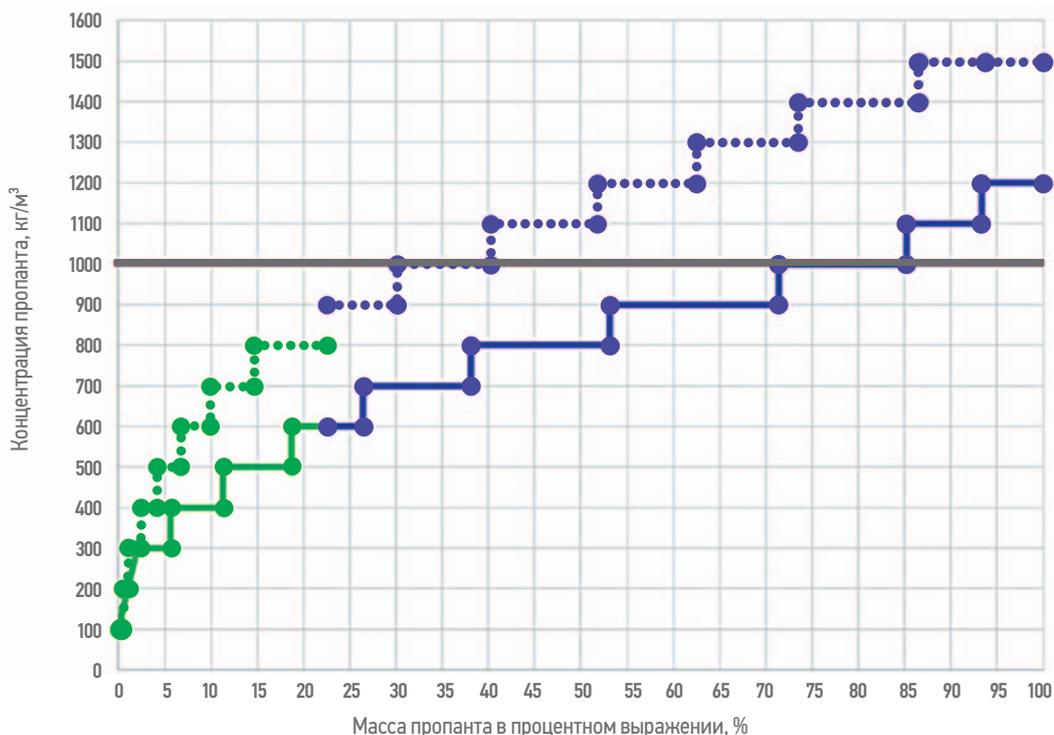


Рис. 4. Увеличение агрессивности дизайна — масса пропанта с концентрацией выше 1000 кг/м³ изменена с 35 до 70% (пунктирная линия — было, сплошная — оптимизированный). Составлено авторами

Fig. 4. Optimization of hydraulic fracture design—proppant mass with a concentration above 1000 kg/m³ was changed from 35% to 70% (dot line — before optimization, solid line — after optimization). Compiled by the authors

На этапе планирования ГРП для достижения высокого показателя проводимости трещины были приняты к реализации следующие мероприятия: изменение расписания закачки в сторону увеличения агрессивности — уменьшение коэффициента чистой жидкости на тонну пропанта (рис. 4), перевод в высокие концентрации большей части объёма расклинивающего агента, увеличение максимальной концентрации пропанта; применение технологии кластерных закачек; снижение загрязнения трещины гуаровой системой жидкости — уменьшение загрузки полимера-гелеобразователя и увеличение концентрации деструктора. При этом важно помнить, что стандартный подход к лабораторным испытаниям, на стабильность при пластовой температуре, не позволяет достичь положительного результата от оптимизации рецептуры рабочей жидкости. Для эффективной оптимизации рецептуры жидкости ГРП принят подход тестирования рецептур с учётом профиля выхолаживания, встроенного во все современные симуляторы ГРП. Профиль выхолаживания позволяет подобрать температурный порог нагрева жидкости ГРП в трещине для каждой стадии. Планово в ходе тестирования и опробования удалось добиться снижения температуры для последних стадий ГРП до 70° (рис. 5).

Таким образом, при стандартном подходе программа ГРП включала в себя: тестирование на стабильность (рис. 6) при пластовой температуре 109–105 °С, средняя загрузка полимера 3,8 кг/м³, средняя

концентрация деструктора на 1 м³ жидкости — 0,61 кг/м³ и 1,3 л/м³, применение стабилизатора геля на буферной стадии с высокими концентрациями. На сегодня оптимизированный подход к тестированию с учётом выхолаживания включает следующее: температурные пороги для тестов на стабильность 105 °С — 100 °С — 90 °С — 80 °С — 70 °С, средняя загрузка полимера 3,2 кг/м³, средняя концентрация деструктора на 1 м³ жидкости 2,7 л/м³. Применение стабилизатора геля на буферной стадии с низкими концентрациями или полный отказ от его использования. Применение выхолаживающей стадии, линейный гель с загрузкой 1,8 кг/м³. Существенного снижения практически в полтора-два раза удалось достигнуть по концентрациям сшивателя.

Термостатирование в масляной бане с точки зрения оценки полноты деструкции жидкости ГРП не является репрезентативным по причине того, что в масляном термостате жидкость не выдерживается под давлением в инертной атмосфере азота. При данной процедуре получается потеря органического пероксида в виду негерметичности используемого стеклянного сосуда. Более показательным является визуализация жидкости после проведения теста на стабильность и восстановление после охлаждения в испытательной ячейке реометра при высоком давлении в атмосфере азота, что исключает кипение испытуемой жидкости и испарение органических компонентов (рис. 7). Из-за того, что ионы железа обладают свойством сшивать гуаровый полимер,

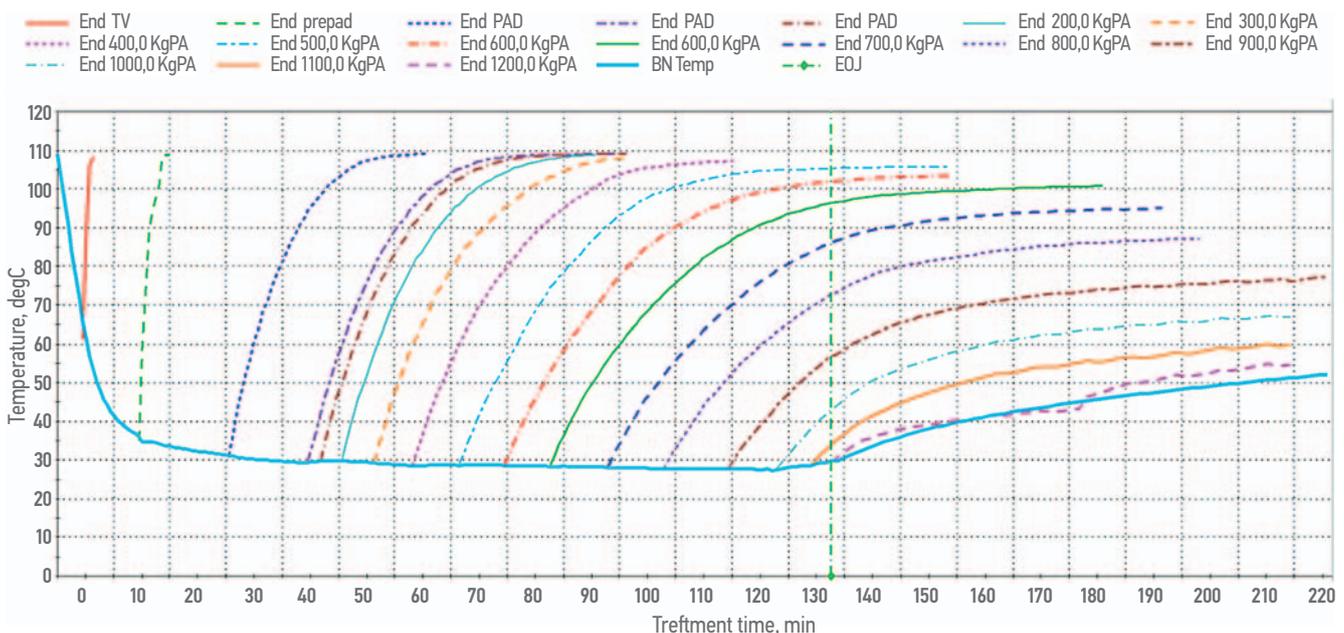


Рис. 5. Профиль выхолаживания. Составлено авторами
Fig. 5. Cooling profile over time. Compiled by the authors

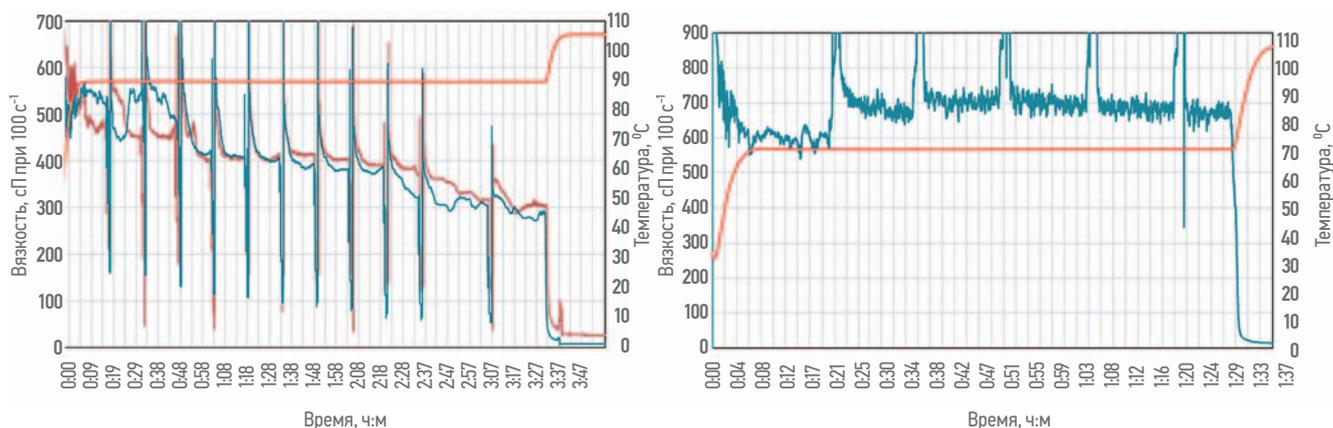


Рис. 6. Тесты на стабильность при 90 и 70°. Составлено авторами
 Fig. 6. Viscosity vs time for temperature 90and 70°. Compiled by the authors

образуя при этом гели с низкой термостабильностью, наблюдается сгустки в виде коагулянтов после деструкции и охлаждения рабочей жидкости.

В результате моделирования подготовлен дизайн кластерного ГРП массой пропан-та 250 т с вероятностной оценкой геометрических параметров на базе изотропной и анизотропной геомеханической модели (рис. 8).

Одним из основных вопросов, который решался в рамках данной работы был преобладание вертикального направления формирования трещины ГРП (верх или низ разреза) и возможности прорыва перемычки над зоной инициации трещины ГРП и способности полноценного приобщения закреплённой пропантом частью трещины вышележащего пласта.

АНАЛИЗ ВЫСОТЫ ТРЕЩИНЫ ГРП

Анализ высоты трещины ГРП осуществлялся несколькими методами: АКШ до и после ГРП, АКШ с обработкой по технологии BARS, термометрия после мини-ГРП и после основного ГРП, импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК) до и после основного ГРП (используется NRT-пропант) (рис. 9). Необходимо отметить, что каждый из перечисленных методов обладает теми или иными ограничениями.

В основе способа контроля ГРП по данным АКШ лежит эффект появления или увеличения анизотропии акустических свойств среды при создании трещины гидроразрыва. Для выделения интервалов развития трещины и оценки ее высоты проводят сравнение результатов двух замеров кросс-дипольного

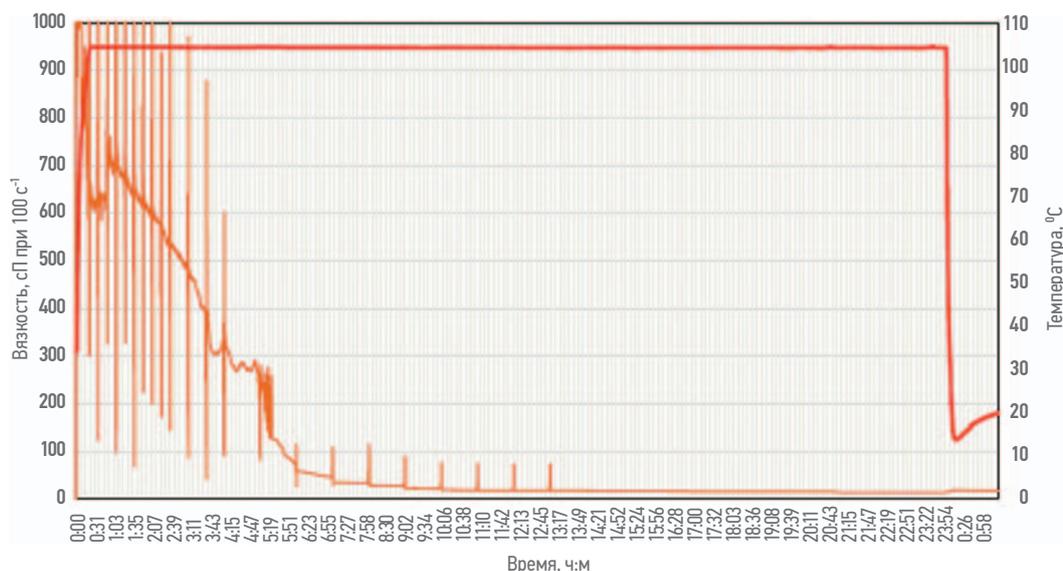


Рис. 7. Тест на восстановление вязкости разрушенной жидкости ГРП буферной стадии после охлаждения.
 Составлено авторами

Fig. 7. Viscosity stability of destroyed hydraulic fracturing fluid after cooling. Compiled by the authors

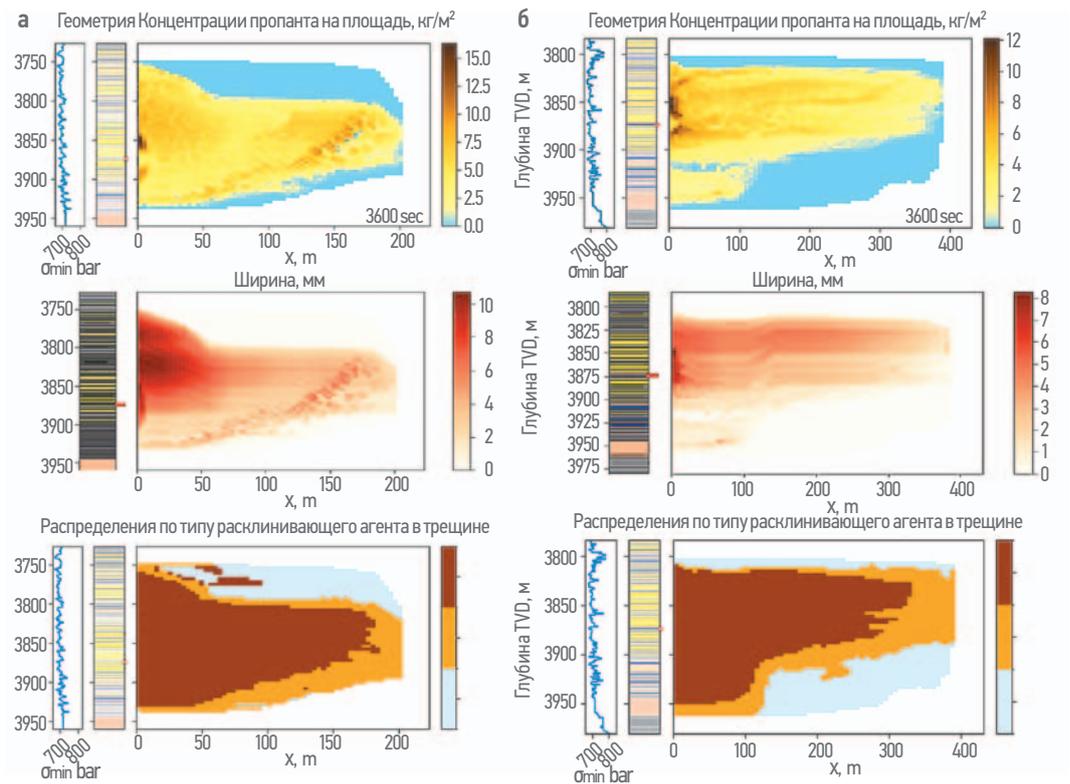


Рис. 8. Результат моделирования кластерного ГРП на базе изотропной (а) и анизотропной (б) геомеханической модели. Составлено авторами
Fig. 8. Hydraulic fracture design based on isotropic geomechanical model (a) and anisotropic model (b). Compiled by the authors

АКШ, выполненных до и после проведения ГРП. При этом замер до ГРП рекомендуется выполнять в открытом стволе. При сопоставлении результатов двух замеров используются критерии появления/увеличения анизотропии скоростей поперечных волн, а также увеличение интервальных времен продольной и поперечных (быстрой и медленной) волн и приращение энергии. Максимальный угол наклона скважины является определяющим для исследования высоты трещины ГРП учитывая глубину метода АКШ (примерно 1 м в данном случае). При значительном угле наклона скважины трещина ГРП, распространяющаяся вертикально (нормальный режим напряжений), удаляется от ствола скважины и находится вне зоны исследования, что приводит к заниженной оценке ее высоты. Так как в изучаемой скважине зенитный угол равен 7° , учитывая глубину метода АКШ, область «видимости» трещины довольно ограничена и наблюдаемая высота трещины ГРП меньше фактической. Трещина наблюдается в целевом пласте АчС12 и не вскрывает глинистую перемычку. По результатам термометрии отмечено, что трещина развивается в большей мере вниз и частично охватывает перемычку между пластами АчС10 и АчС12. Высота трещины

составила 130 м. Следует отметить, что неоднозначные результаты были получены, потому что запись температуры была проведена после продолжительного простоя. Зарегистрированные данные ИНГК также позволили провести оценку высоты развития трещины ГРП. Исследование выполняется с использованием NRT пропанта, данный тип пропанта обладает аномально высоким макросечением захвата тепловых нейтронов, что позволяет определить высоту закрепленной трещины [8]. Выделение интервала закрепленной трещины проводилось путем сопоставления данных, зарегистрированных до и после проведения ГРП: макросечений захвата тепловых нейтронов (сигмы) породы по ближнему и дальнему детекторам (SFNA/SFFA), а также исправленных за скважинные условия оценок сигмы (SIGM); эффективных скоростей счета гамма-квантов по ближнему и дальнему детекторам (RSCN/RSCF), кажущихся значений сигмы скважины по ближнему и дальнему детекторам (SBNA/SBFA). По данным ИНГК удалось исследовать только ограниченную зону, результаты данных исследований не могут быть использованы для калибровки геометрии трещины ГРП по дизайну. Установлено, что высота трещины не превышает 18 м.

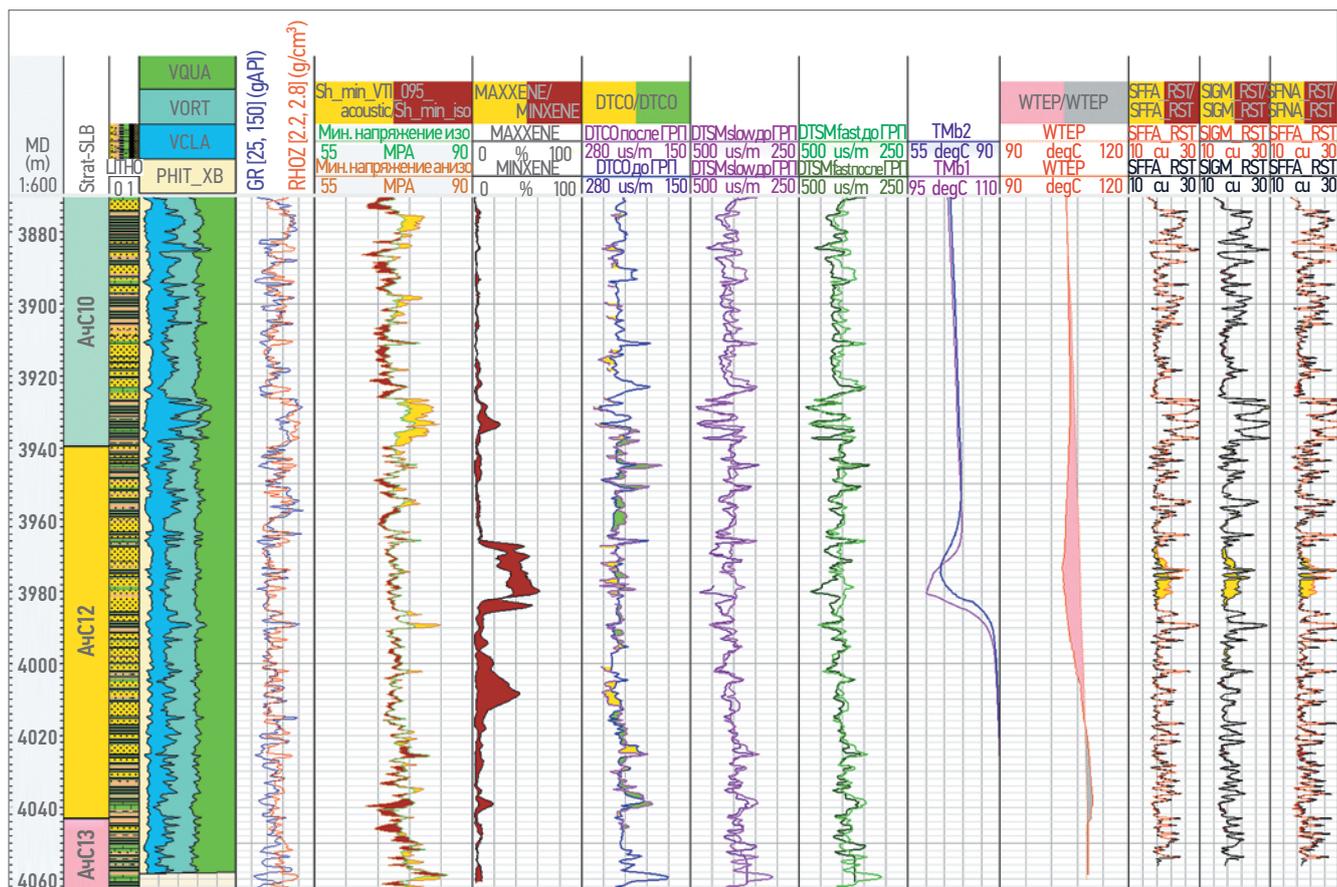


Рис. 9. Результаты исследования высоты трещины разными методами (1 — литология, 2 — объемная модель, 3 — гамма-картаж и плотность породы, 4 — минимальное горизонтальное напряжение по изотропной и анизотропной модели, 5 — минимальная и максимальная энергия по АКШ после ГРП, 6 — интервальное время продольной волны до и после ГРП, 7 — интервальное время медленной поперечной волны до и после ГРП, 8 — интервальное время быстрой поперечной волны до и после ГРП, 9 — термометрия после мини-ГРП, 10 — термометрия после основного ГРП, 11–13 — ИНГК. Составлено авторами

Fig. 9. Hydraulic fracture height analysis (1 — lithology, 2 — mineralogical model, 3 — gamma ray and bulk density, 4 — minimum horizontal stress based on isotropic and anisotropic model, 5 — minimum and maximum energy after hydraulic fracturing, 6 — compressional slowness before and after hydraulic fracturing, 7 — shear slow slowness before and after hydraulic fracturing, 8 — shear fast slowness before and after hydraulic fracturing, 9 — thermometry after mini-hydraulic fracturing, 10 — thermometry after hydraulic fracturing, 11–13 — Pulsed neutron gamma-ray logging. Compiled by the authors

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе отражен подход по построению анизотропной геомеханической модели для оптимизации дизайна ГРП. Показано, что по результатам акустических исследований глинистая перемычка между пластами АС10 и АС12 характеризуется как анизотропная (тип анизотропии VTI). В случае анизотропной модели напряженного состояния в глинистой перемычке минимальное напряжение выше на 18–25 атм., по сравнению с напряжением по изотропной модели. Рассмотрены результаты исследований высоты трещины ГРП по разным методам: АКШ до и после ГРП, ИНГК, термометрия, также

после выхода на режим запланировано выполнение ГДИС с замером КВД.

В случае низкопроницаемых коллекторов, которыми являются ачимовские отложения, сделан вывод о том, что перед выполнением мини-ГРП и основного ГРП рекомендуется выполнить DFIT тест объемом 5 м³ с расчетным расходом, который позволяет с большей уверенностью измерить давление смыкания трещины (минимальное горизонтальное напряжение).

Требуется выполнение дальнейших лабораторных исследований анизотропии свойств с интеграцией результатов и последующей верификации модели на результаты проведенного ГРП.

Список литературы

1. Алхименов Ю.А., Баюк И.О. Границы применимости параметров томсена для трещиноватого карбонатного коллектора // Технологии сейсморазведки, № 4, 2013, с. 36–48.

2. Higgings S., Goodwin S., Donald Q., Donald A., Bratton T., Tracy G. Anisotropic stress models improve completion design in the Baxter shale, In Proceedings of SPE ATCE, Denver, 21–24 September, 2008, SPE 115736.
3. Kefei Lu. Gas Shale Anisotropy and Mechanical Property: Laboratory Measurements and Mathematical Modeling. 2016, PhD, University of Houston.
4. King M. Static and dynamic moduli of rocks under pressure, in Somerton, W., and H. Ed. Rock mechanics-theory and practices. In Proceedings of 11th symposium of rock mechanics. 1969, University of Calif., Berkeley, 329–351.
5. Waters G., Lewis R., Bently D. The effect of mechanical properties anisotropy in the generation of hydraulic fractures in organic shales. In Proceedings of SPE ATCE, Denver, 2011. 30 Oct–2 Nov, SPE 146776.
6. Higgings S., Goodwin S., Donald Q., Donald A., Bratton T., Tracy G. Anisotropic stress models improve completion design in the Baxter shale, In Proceedings of SPE ATCE, Denver, 2008, 21–24 September, SPE 115736.
7. Zoback M.D., Kohli A.H. Composition, Fabric, Elastic Properties and Anisotropy from Part I — Physical Properties of Unconventional Reservoirs. 2019.
8. Duenckel R.J., Smith H.D., Warren W. et al. 2011. Field Application of a New Proppant Detection Technology. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, 30 October–2 November. SPE-146744-MS.

References

1. Alkhimenkov Yu. A., Bayuk I.O. Applicability of the Thomsen Parameters to fractured carbonate reservoir rocks // Seismic Technologies, № 4, 2013, p. 36–48.
2. Higgings S., Goodwin S., Donald Q., Donald A., Bratton T., Tracy G. Anisotropic stress models improve completion design in the Baxter shale, In Proceedings of SPE ATCE, Denver, 21–24 September, 2008, SPE 115736.
3. Kefei Lu. Gas Shale Anisotropy and Mechanical Property: Laboratory Measurements and Mathematical Modeling. 2016, PhD, University of Houston.
4. King M. Static and dynamic moduli of rocks under pressure, in Somerton, W., and H. Ed. Rock mechanics-theory and practices. In Proceedings of 11th symposium of rock mechanics. 1969, University of Calif., Berkeley, 329–351.
5. Waters G., Lewis R., Bently D. The effect of mechanical properties anisotropy in the generation of hydraulic fractures in organic shales. In Proceedings of SPE ATCE, Denver, 2011. 30 Oct–2 Nov, SPE 146776.
6. Higgings S., Goodwin S., Donald Q., Donald A., Bratton T., Tracy G. Anisotropic stress models improve completion design in the Baxter shale, In Proceedings of SPE ATCE, Denver, 2008, 21–24 September, SPE 115736.
7. Zoback M.D., Kohli A.H. Composition, Fabric, Elastic Properties and Anisotropy from Part I — Physical Properties of Unconventional Reservoirs. 2019.
8. Duenckel R.J., Smith H.D., Warren W. et al. 2011. Field Application of a New Proppant Detection Technology. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, 30 October–2 November. SPE-146744-MS.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

С.В. Жигульский — разработала общую концепцию статьи, выполнила анализ анизотропных упругих свойств, подготовила геомеханическую основу для формирования дизайна ГРП, провела исследование высоты трещины ГРП по данным исследований, подготовила текстовую и графическую часть статьи, согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Р.Р. Гайнетдинов — принял участие в формировании дизайна ГРП и оптимизации дизайна ГРП, подготовил текстовую и графическую часть статьи по разделу: Дизайн ГРП.

Д.А. Сидук — выполнил оценку напряженно-деформированного состояния для анизотропной геомеханической модели, подготовил графическую часть статьи.

А.А. Корепанов — принял участие в разработке концепции статьи, утвердил публикуемую версию статьи.

С.С. Девятьяров — контролировал сроки и качество работ, принял участие в разработке концепции статьи, утвердил публикуемую версию статьи.

В.А. Арефьев — принял участие в редактировании статьи, сформировал введение и аннотацию, утвердил публикуемую версию статьи.

А.А. Бастратов — контролировал сроки и качество работ, утвердил публикуемую версию статьи.

А.С. Васильев — разработал общую концепцию статьи, выполнил оценку напряженно-деформированного состояния для выполнения дизайнов ГРП.

Svetlana V. Zhigulskiy — developed the general concept of the article, conducted the analysis of anisotropic elastic properties, constructed geomechanical model based on anisotropic and isotropic scenario, participated in analysis of hydraulic fracture height, prepared the text of the article and the attached figures, agreed to take responsibility for all aspects of the work

Ruslan R. Gaynetdinov — developed a hydraulic fracture design and performed optimization of hydraulic fracturing treatment parameters, prepared the text of the article and the attached figures in the part: hydraulic fracture design.

Daniil A. Sidukov — calculated the stress strain state for anisotropic geomechanical model, prepared the text of the article.

Alexandr A. Korepanov — developed the general concept of the article, approved the published version of the article.

Sergey S. Devyatyarov — controlled the quality and deadlines of the work, developed the general concept of the article, approved the published version of the article.

Viktor A. Arefev — took part in editing the article, wrote the introduction and annotation, approved the published version of the article

Alexandr A. Bastrakov — controlled the quality and deadlines of the work, approved the published version of the article

Anton S. Vasiliev — developed the general concept of the article, calculated the stress strain state for hydraulic fracturing design.

С.А. Верещагин — принял участие в формировании дизайна ГРП и оптимизации дизайна ГРП, подготовил графическую часть статьи по разделу «Дизайн ГРП».

Sergey A. Vereschagin — took part in hydraulic fracturing design and performed optimization of hydraulic fracturing treatment parameters, prepared the attached figures in the part: hydraulic fracture design.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Светлана Владимировна Жигульский* — кандидат технических наук, руководитель по разработке продукта, Блок интегрированных решений, Группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNefit@gazprom-neft.ru

Svetlana V. Zhigulskiy* — Cand. Sci. (Eng.), Product manager, Gazprom нефт company group
3-5, Pochtamtskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNefit@gazprom-neft.ru

Руслан Рамильевич Гайнетдинов — руководитель направления, Центр компетенций по развитию технологий ГРП, Группа компаний «Газпром нефть»

Ruslan R. Gaynetdinov — Head of discipline, Gazprom нефт company group

Даниил Андреевич Сидуков — ведущий специалист, Блок интегрированных решений, Группа компаний «Газпром нефть»

Daniil A. Sidukov — Leading specialist, Gazprom нефт company group

Сергей Сергеевич Девятьяров — исполнительный директор, Блок крупных проектов, ООО «ГПН-Заполярье»

Sergey S. Devyatyarov — Executive director, LLC "Gazpromneft Zapolyarie"

Александр Александрович Корепанов — руководитель программ ГРП, Блок крупных проектов, ООО «ГПН-Заполярье».

Alexandr A. Korepanov — Program manager (HF), LLC "Gazpromneft Zapolyarie"

Александр Александрович Бастраков — заместитель исполнительного директора по геологии и разработке, Блок крупных проектов, ООО «ГПН-Заполярье».

Alexandr A. Bastrakov — Deputy Executive Director for Geology and Development, LLC "Gazpromneft Zapolyarie"

Виктор Александрович Арефьев — руководитель по геологии и разработке, Блок крупных проектов, ООО «ГПН-Заполярье».

Viktor A. Arefev — Head of Geology and Development, LLC "Gazpromneft Zapolyarie"

Антон Сергеевич Васильев — инженер-геомеханик, Шлюмберже Лоджелко, Инк

Anton S. Vasiliev — Geomechanics engineer, Schlumberger Logelco Inc

Сергей Александрович Верещагин — руководитель отдела новых технологий интенсификации скважин, Шлюмберже Лоджелко, Инк

Sergey A. Vereschagin — Head of the Department of New Well Stimulation Technologies, Schlumberger Logelco Inc

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author