

Реферат

Целью данной работы было показать роль и применение комплекса данных геофизических исследований скважин и керна для оптимизации гидроразрыва пласта на примере юрских отложений Киев-Ёганского месторождения Томской области.

На основании данных геофизических исследований скважины 361 Киев-Ёганского месторождения были рассчитаны упругие характеристики породы (модуль Юнга, коэффициент Пуассона, напряжение смыкания трещины), которые в дальнейшем были скорректированы на результаты лабораторных исследований керна.

Далее, используя корреляционные зависимости нейтронного каротажа от скорости распространения продольных волн в породе и плотности, с высокими показателями корреляции, были восстановлены плотностные и акустические каротажи в скважинах 364 и 369, в которых данный вид геофизических исследований не проводился.

В скважине 369 по восстановленным каротажам были рассчитаны упругие параметры породы. Результаты расчетов показали высокую степень корреляции с лабораторными данными.

В результате данного вида исследований, была реализована возможность прогнозирования и расчет физико-механических параметров меловых отложений на Киев-Ёганском месторождении без проведения плотностных и акустических каротажей, а также дорогостоящих лабораторных исследований.

Прогнозирование и определение упругих параметров породы необходимо для моделирования трещины, возникающей после проведения ГРП. В данной работе на примере пласта Ю₁¹⁻² в скважине 361 был смоделирован оптимальный дизайн геометрии трещины. В результате анализа дизайна смоделированной трещины было получено, что разбиение пласта на отдельные интервалы позволяет оптимизировать моделирование и проведение ГРП, что в дальнейшем прямым образом отразится на разработке месторождения.

Abstract

The aim of this work was to demonstrate the role and application of complex formation evaluation data and core samples for hydraulic fracturing optimization on example of Kiev-Eganskoe field in Tomsk region.

Based on formation evaluation data in 361 well, elastic characteristics of rocks (Young's modulus, Poisson's ratio, Closure stress gradient) were calculated and then were subsequently corrected for laboratory core analysis.

After that, using the correlations Neutron log vs. Bulk density of the rock (with high correlation coefficient), density and acoustic logs in the wells were reconstructed in the wells 364 and 369, in which this type of formation evaluation was not conducted.

Rocks elastic parameters were calculated from reconstructed logs in well 369. The calculation results showed a high correlation with laboratory data.

As a result, the possibility of prediction and calculation has been realized for elastic parameters of the Jurassic sediments of the Kiev-Eganskoe field, without density and acoustic logs with expensive laboratory tests.

Prediction and determination of elastic parameters of rock needed for modeling hydraulic fracture. In this work, the fracture was designed in the well 361 for U_1^{1-2} formation. The fracture was designed with the average laboratory elastic coefficients across the formation. In the fracture the formation U_1^{1-2} has been divided into the intervals, the average elastic coefficients were calculated for each interval.

The partition into separate formation intervals allows optimizing the simulation of hydraulic fracturing and improving the development of the field in the future, which was found after designing of the fracture with optimal fracture geometry.

Оглавление

Введение	4
Раздел 1. Описание месторождения	7
Раздел 2. Геологическое строение месторождения	8
Раздел 4. Петрофизическая оценка пласта Ю₁¹⁻²	31
Раздел 5. Оценка физико-механических свойств пласта Ю₁¹⁻² по данным ГИС	40
Раздел 6. Восстановление каротажных кривых для скважин 364 и 369 на основе анализа результатов интерпретации данных скважины 361	51
Раздел 7. Оптимизация ГРП на примере пласта Ю₁¹⁻² в скважине 361	57
Раздел 8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Ошибка!
Закладка не определена.	
Раздел 9. Социальная ответственность при восстановлении изношенной поверхности вала центробежного насоса с помощью наплавки	Ошибка! Закладка не определена.
Заключение	Ошибка! Закладка не определена.
Список литературы	Ошибка! Закладка не определена.
Приложение	Ошибка! Закладка не определена.

Введение

Актуальность и постановка задачи:

Современный этап разработки месторождений требует постоянного введения новейших технологических мероприятий по увеличению производительности работы скважины. На сегодняшний день широко применяемым методом для этих целей является гидравлический разрыв пласта, который основан на прорыве загрязненного участка призабойной зоны путем создания канала высокой проводимости.

История развития проведения ГРП берет свое начало с 1947 году, когда на карбонатных месторождениях Хоктон в штате Канзас были проведены первые экспериментальные операции по ГРП. Тогда операция не принесла желаемых результатов, так как трещина не была закреплена, однако последующие операции на месторождениях Техаса дали прекрасные результаты, а уже с 1949 году ГРП получил промышленное применение. Сейчас гидравлический разрыв пласта применяется практически на всех месторождениях Западной Сибири.

Но дизайн и параметры трещины при проведении ГРП сильно зависят от физико-механических свойств пород, а также от распределения напряжений в массиве горных пород. Поэтому анализ и оценка упругих параметров породы играет ведущую роль, при моделировании трещины на месторождении.

Для оптимизации гидроразрыва пласта актуальными также являются вопросы восстановления акустического и плотностного каротажа в скважинах, где не были проведены данные виды геофизических исследований. Возможность восстановления каротажных кривых позволит спрогнозировать и оценить физико-механические параметры пласта без проведения дорогостоящих лабораторных исследований.

Целью данной магистерской диссертации является анализ эффективного применения комплекса данных геофизических исследований скважин и керна для оптимизации гидроразрыва пласта на примере юрских отложений Киев-Ёганского месторождения Томской области.

В ходе анализа предстояло решить следующие основные задачи:

1. Анализ и интерпретация каротажных кривых для трех скважин Киев-Ёганского месторождения Томской области;
2. Расчет физико-механических параметров для пласта $Ю_1^{1-2}$ скважины 361 и их корректировка на лабораторные данные;
3. Восстановление акустических и плотностных каротажных кривых для скважин 364 и 369;
4. Прогнозирование и расчет физико-механических параметров породы в скважине 369 и анализ с лабораторными данными;
5. Анализ и оптимизация ГРП на примере пласта $Ю_1^{1-2}$, вскрываемого скважиной 361.

Основные положения, выносимые на защиту:

1. Определены и оценены физико-механические параметры пласта $Ю_1^{1-2}$ в скважине 361;
2. На основании рассчитанных корреляционных зависимостей были спрогнозированы и восстановлены акустические и плотностные каротажные кривые для скважин 364 и 369, которые использовались для расчета упругих параметров пласта;
3. Проведен анализ и роль применения комплекса данных геофизических исследований скважин и керна для оптимизации гидроразрыва пласта на примере пласта $Ю_1^{1-2}$ в скважине 361.

Научная новизна и практическая значимость:

Результаты, которые были получены в ходе анализа комплекса геофизических данных и моделирования трещины ГРП, позволили оптимизировать проведение гидроразрыв пласта на Киев-Ёганском месторождении.

Благодарности:

По окончанию выполнения работы хочется сказать слова благодарности заведующей кафедрой ГРНМ Черновой Оксане Сергеевне, заведующему кафедрой ПОНК Меркулову Виталию Павловичу за ценные советы и поддержку в написании работы. Также слова благодарности выражаются преподавателям центра подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела за помощь в выполнении работы.

Раздел 1. Описание месторождения

Общие сведения о районе работ

Киев-Еганское нефтяное месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирской низменности, на правом берегу реки Обь. Территория района месторождения представляет собой слаборасчлененную различной степени заболоченную местность. Абсолютные отметки рельефа колеблются в пределах от +50 м до +90 м. Основной водной артерией в районе проектируемых работ является р. Обь, протекающая в 100 км от площади работ. Климат района континентальный. Среднегодовая температура отрицательная, январь – до -50°C , июль – до $+36^{\circ}\text{C}$.

В административном отношении Киев-Еганское нефтяное месторождение располагается в Каргасокском районе Томской области, в пределах лицензионного блока 80. Ближайшими населенными пунктами являются село Каргасок, и Стрежевой.

Магистральных путей сообщения вблизи района проектируемых работ нет. Сообщение возможно в зимнее время по временным зимним дорогам - «зимникам».

Для питьевого водоснабжения пригодны воды новомихайловской свиты верхнепалеогенового возраста, для технических нужд и эксплуатационного бурения можно использовать подземные воды чеганской свиты нижнего олигоцена.

Киев-Еганское месторождение в промышленно-экономическом отношении находится в Усть-Тымском нефтегазоносном районе. Ближайшие разрабатываемые нефтяные месторождения: Вахское, Снежное и др.

Раздел 2. Геологическое строение месторождения

2.1. Тектоническое строение

В тектоническом отношении лицензионный участок, в пределах которого находится Киев-Еганское месторождение, расположен в центральной части Западно-Сибирской плиты. Участок работ находится в пределах сочленения Пыль-Караминского мегантиклинория позднегерцинской складчатости и Усть-Тымской впадины. Усть-Тымская впадина в раннем триасе была подвержена континентальному рифтогенезу (В.С.Сурков и др.), что повлекло за собой интенсивную магматическую и тектоническую деятельность в районах заложения грабен-рифтов и формирование эффузивно-теригенного комплекса отложений на обширных территориях. Участок работ расположен в пределах области салаирской складчатости, переработанной герцинским циклом тектогенеза.

Согласно “Тектонической карте мезозойско-кайнозойского чехла Томской области, 2001 г.” под редакцией В. А. Конторовича, Киев-Еганское месторождение приурочено к одноименному локальному поднятию, осложняющему восточный склон Усть-Тымской впадины.

Киев-Еганская структура представляет собой сложнопостроенную антиклинальную складку, оконтуренную изогипсой -2540 м. От основной части складки в юго-западном направлении отходит крупный отрог, осложненный двумя поднятиями, разделенными глубоко врезающимся заливом.

Площадь работ осложнена многочисленными тектоническими нарушениями разной протяженности, и нелинейной направленности, что в свою очередь указывает на сдвиговые процессы по ранее проходящим зонам тектонической активности.

Для исследуемой площади, как и для всей территории Томской области, выделяют три этапа тектонической активности, оказавшей существенное влияние на современное строение исследуемого района:

- раннеюрский;

- раннемеловой;
- кайнозойский.

2.2. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Вскрытый скважинами разрез Киев-Еганского нефтяного месторождения представлен образованиями фундамента палеозойского и раннемезозойского (триас) возраста, а также отложениями мезокайнозойского чехла.

Ниже приводится краткая стратиграфическая характеристика отложений, вскрытых в пределах месторождения.

Палеозойская группа – PZ

Отложения палеозоя вскрыты на месторождении 7 скважинами, скв. 352, 353, 355, 357, 360, 361, 364. Отложения представлены слабометаморфизованными осадочными отложениями, такими как песчаники, алевролиты, аргиллиты, встречаются глинисто-сидеритовые породы.

Мезозойская эратема – MZ

В составе отложений мезозойской эратемы по данным бурения можно выделить эффузивно-осадочные образования фундамента триасового возраста и отложения мезозойско-кайнозойского осадочного комплекса представленные породами юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем.

Триасовая система – T

Отложения триасового возраста в районе Киев-Еганской площади вскрыты на абсолютных отметках от – 2559 м (скв. 355) до – 3041 м (скв. 352) на глубину от 18 до 142 м. В скважине 352 они представлены слабометаморфизованными кварцевыми песчаниками, песчанистыми алевролитами и глинисто-сидеритовыми породами. В остальных скважинах отложения системы представлены кварцевыми, альбитовыми и диабазовыми порфиритами. В кровельной части отмечаются следы процессов выветривания.

Юрская система – J

Юрские отложения со стратиграфическим перерывом и угловым несогласием залегают на дислоцированных породах доюрского фундамента. Значительная расчлененность рельефа поверхности фундамента определяет изменение толщин юрских отложений от 200 м (скв. 355) до 420 м (скв. 352).

Нижнеюрский отдел (геттанг-тоарский) юры на территории Киев-Еганского месторождения не вскрыт. Среднеюрский литолого-стратиграфический комплекс включает в себя отложения тюменской свиты, осадкообразование которых происходило преимущественно в континентальных условиях. Средне-верхнеюрский отдел (келловей-оксфорд) представлен отложениями наунакской, георгиевской, баженовской свит.

Тюменская свита – J₁₋₂tm (тоар-аален-бат)

Породы тюменской свиты составляют основной объем юрских отложений. Литологически свита сложена неоднородной сероцветно-темноцветной песчано-алевролитово-аргиллитовой толщей с прослоями углей и углистых аргиллитов. Характерными чертами являются литологическая невыдержанность, непостоянство толщин выделяемых песчаных пластов, что затрудняет их корреляцию по площади. Песчаники большей частью плотные, заглинизированные с низкими коллекторскими свойствами. В целом, для пород тюменской свиты, свойственна разнообразная слоистость, обилие растительного детрита, включения пирита, характерны частые и многочисленные прослои углей и углистых аргиллитов.

Наунакская свита – J₃np (келловей оксфорд)

Наунакской свита представлена песчаниками и алевролитами, переслаивающимися с аргиллитами и углистыми аргиллитами, с многочисленными остатками растительности, обугленным растительным детритом. Свита представлена двумя подсвитами: нижней - преимущественно глинистой и верхней - опесчаненной. С точки зрения нефтеносности более интересной является верхняя часть свиты, представленная песчаниками и

алевролитами, переслаивающимися с аргиллитами, прослоями углей и углистых аргиллитов. Песчаники серые, от мелко до крупнозернистых, крепкосцементированные. Слоистость пологоволнистая, линзовидная за счет растительного материала и слюды. Иногда песчаники сильно известковистые, крепкосцементированные. Встречаются как фаунистические, так и крупные растительные отпечатки. Характерным отличием толщи является высокая углистость пород в виде линз, прослоев углей или углистых аргиллитов.

Генезис отложений – континентальный, общей толщиной от 34 м до 105 м.

Георгиевская свита - J₃kt (кимеридж-нижневолжский)

Свита представлена морскими темно-серыми и черными аргиллитами с прослоями и линзами темно-серых алевролитов. Аргиллиты свиты часто с размывом и трансгрессивно залегают на отложениях наунакской свиты.

Баженовская свита – J₃bg (волжский)

Баженовская свита представлена глубоководно-морскими аргиллитами черного с буроватым оттенком цвета, битуминозными, плитчатыми, иногда карбонатизированными, с включениями пирита и обломками раковин белемнитов, брахиопод плохой сохранности. Общая толщина свиты в пробуренных скважинах составляет 8 - 17 м.

Меловая система – К

Отложения меловой системы по мощности осадков составляют главную часть платформенного чехла. Они согласно залегают на толще юрской системы и представлены морскими и континентальными фациями.

Меловая система на месторождении представлена нижним и верхним отделами включающими куломзинскую, тарскую, киялинскую, алымскую, покурскую, кузнецовскую, ипатовскую, славгородскую и ганькинскую свиты.

Нижний отдел – К₁

Куломзинская свита – К₁klm (берриас-нижний валанжин)

Отложения куломзинской свиты согласно перекрывает отложения баженовской свиты. Нижняя часть свиты сложена, в основном, аргиллитами, содержащими тонкие прослои песчано-алевролитовых разностей. В верхней части - среди аргиллито-глинистой толщи значительное место занимают пласты песчаников и алевролитов. Песчаники мелкозернистые серые средней крепости, известковистые, глинистые с включением растительного детрита. Мощность отложений куломзинской свиты составляет от 180 м до 252 м.

Тарская свита – K_{1tr} (верхний валанжин)

Тарская свита представлена осадками мелководно-морского, шельфового генезиса, представленными преимущественно мелко-, среднезернистыми песчаниками серыми, зеленовато-серыми, мелкозернистыми, слюдистыми, слабосцементированными. Песчаные пласты, как правило, представляют собой сравнительно мощные монолитные тела (толщина пластов составляет 5 - 10 м), хорошо выдержаны по простираению. Толщина свиты составляет 43 – 55 м.

Киялинская свита – K_{1kls} (валанжин-готерив-барем)

Отложения свиты накапливались в прибрежно-континентальных и континентальных условиях. В литологическом отношении свита представлена главным образом аргиллитоподобными глинами и аргиллитами с прослоями алевролитов и песчаников. Аргиллиты темно-серые и бурые, участками пестроцветные, с линзами голубовато-серого алевролита, иногда песчанистые, с раковистым изломом, с зеркалами скольжения. Песчаники голубовато-серые мелкозернистые плотные, крепкие, глинистые и известковистые, иногда с небольшими линзами угля. Песчаные пласты свиты крайне не выдержаны по площади и в разрезе, как и перекрывающие их глины, что присуще аллювиально-озерным обстановкам осадконакопления.

Толщина свиты составляет 300 - 450 м.

Алымская свита – K_{1al} (нижний апт)

Морские отложения алымской свиты, преимущественно представленные аргиллитами, делятся на две подсвиты. Верхняя подсвита темно-серых аргиллитов формировалась в мелководно-морской обстановке и соответствует в разрезе глинам кошайской пачки, являющейся репером первой категории по степени своей выдержанности в разрезе и по площади. Нижняя подсвита образовалась в прибрежно-морской обстановке и представлена столь же выдержанным на территории изучения песчаным пластом A_1 , который является базальным пластом аптской трансгрессии, мощностью от 15 до 20 м. Песчаники пласта серые, светло-серые, мелко-среднезернистые, различной крепости. Глины темно-серые, плотные, с остатками фораминифер, иногда плитчатые, участками алевролитистые с горизонтальной и косой слоистостью. Толщина свиты 35 – 40 м.

Нижний-верхний отдел K_{1-2}

Покурская свита – K_{1-2} pk (верхний апт-альб-сеноман)

Отложения представляют переслаивание светло-серых, иногда зеленоватых или голубоватых, слабосцементированных песчаников и алевролитов, сильно слюдистых, серых, темно-серых алевролитистых глин. Для отложений характерна косая слоистость, многочисленные скопления обугленного растительного детрита, маломощные прослои бурого угля. Песчаные пласты относятся к группе ПК ($ПК_1$ – $ПК_{19-20}$). Общая толщина пород покурской свиты составляет 750 - 800 м.

Верхний отдел – K_2

Кузнецовская свита – K_2 kz (турон)

Кузнецовская свита формировалась в условиях морского бассейна и сложена темно-серыми, иногда зеленоватыми тонкослоистыми глинами с редкими маломощными прослоями алевролитов с остатками морской фауны и включениями пирита. Мощность отложений свиты составляет в среднем около 13 м.

Ипатовская свита – K_2 ip (коньяк – сантон-компан)

Морские отложения свиты представлены переслаиванием серых, темно-серых песчано-алевритистых глин и серых разномеристых песчаников с прослоями алевролитов. В переслаивающейся толще иногда встречаются глауконитовые песчаники и включения пирита. Мощность их изменяется в пределах площади работ от 210 до 230 м.

Славгородская свита – $K_2 sl$ (верхний турон-компан)

Морские отложения представлены толщиной серых, зеленовато-серых алевритистых, реже опоковидных глин. Встречаются тонкие прослои песчаников и алевролитов. Толщина свиты составляет 80 - 110 м.

Ганькинская свита – $K_2 gn$ (маастрих)

Ганькинская свита завершает разрез меловой системы. Она также сложена глинистыми зеленовато-серыми породами с тонкими прослойками песков и алевролитов. Толщина свиты составляет 190 - 215 м.

Кайнозойская эратема – Kz

Вышезалегающие палеогеновые отложения представлены морскими, преимущественно глинистыми, отложениями талицкой (палеоцен), люлинворской (эоцен), чеганской (верхний эоцен – нижний олигоцен) свит и континентальными отложениями некрасовской серии (средний + верхний олигоцен). Толщина системы составляет 320 - 355 м.

Четвертичные отложения представлены толщиной переслаивающихся супесей, суглинков, песков и глин, перекрытых почвенно-растительным слоем. Общая толщина отложений достигает 50 – 60 м.

2.3. Нефтегазоносность месторождения

Район исследования расположен в Усть-Тымском нефтегазоносном районе, месторождение приурочено к Киев-Еганскому локальному поднятию, осложняющему северо-восточный борт Усть-Тымской впадины.

Впервые нефтегазоносность месторождения была обнаружена в результате поискового бурения скважины 350, в разрезе которой оказался нефтеносным пласт $Ю_1^{1-2}$. При последующем бурении была подтверждена залежь нефти пласта $Ю_1^{1-2}$, а также при бурении скважины 361 обнаружена залежь нефти в пласте $Б_{10}$.

Всего на месторождении пробурено 14 скважин (+2 в бурении), из которых 4 поисковые, 7 разведочные, 2 поисково-оценочные (в бурении 1 поисково-оценочная и 1 эксплуатационная).

Испытания пласта $Ю_1^{1-2}$ были проведены по следующим всем скважинам месторождения, за исключением скважины 352.

В результате испытаний, приток нефти был получен из скважин 350, 354 (нефть+вода), 355, 361 и 364. Дебиты нефти варьируются в пределах от 0,6 м³/сут (354 скважина) до 11,8 м³/сут (364 скважина).

Перспективность нефтеносности пласта $Б_{10}$ была выявлена в процессе обработки и интерпретации материалов 3D сейсмосъемки. В дальнейшем нефтеносность пласта была подтверждена результатами бурения. Таким образом, на Киев-Еганской площади промышленная нефтеносность связана с отложениями пластов Куломзинской и Наунакской свит, соответственно объектов подсчета $Б_{10}$ и $Ю_1^{1-2}$.

2.4. Залежь нефти пласта $Ю_1^{1-2}$

Песчаные пласты $Ю_1^{1-2}$ различной толщины развиты во всех скважинах, кроме 359 и 360. Абсолютные отметки пласта – 2423,50 – 2584,5 м. Толщины пласта, в пределах залежи, варьируют от 11,5 м (скв. 356) до 18,4 м (скв. 355), эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются в диапазоне от 2,1 м (скв.354) до 10,5 м (скв.355).

Литологически отложения пласта представляют собой переслаивание песчаников и аргиллитов. Песчаники от светло-серых до буровато-серых, от мелкозернистых до среднезернистых. Алевролиты серые плотные. Аргиллиты от темно-серых до черных, плотные.

Залежь нефти, приуроченная к отложениям пласта Ю₁¹⁻² Наунакской свиты, имеет сложное геологическое строение.

Пласт формировался в русле широкой равнинной реки, которая текла с юго-востока, а в центре разделялась на два рукава небольшой возвышенностью (район 359 скв.).

Основное русло реки было заполнено водой, а вся остальная часть долины заливалась водой только в периоды половодья или паводков. Таким образом, пласт Ю₁¹⁻² формировался в пределах основного русла реки, ее рукава, а также русел ее притоков, где он представлен песчаниками. Пойменная часть долины, а также межрусловые участки, оказались сложенными алевритоглинистыми породами.

Таким образом, залежь нефти пласта Ю₁¹⁻² можно охарактеризовать следующим образом. Залежь нефти состоит из трех тектонических блоков: западный (район скв.350) , центральный (район скв.364, 354) и восточный (район скв.355, 361). Типы ловушек для блоков залежи тектонические, центральный блок также ограничен литологически с северной стороны.

Для различных тектонических блоков залежи приняты различные уровни подсчетов. Для западного блока условный уровень подсчета принят на а.о. -2525 м. Основанием для принятия данного уровня служат гидродинамические исследования, проведенные в скважине 350, где при испытании интервала 2618,0 - 2626,0м (а.о. -2517,2-2525,2 м) получена практически безводная нефть. За условный уровень подсчета принята отметка нижнего отверстия перфорации.

Для центрального блока принятая отметка УУП составляет -2508 м. Отметка принята на основании проведенных гидродинамических исследований в скважине 354. При проведении испытаний был получен приток жидкости, содержащий 94% воды и 6% нефти.

Перфорированный интервал 2602 – 2615 м. Соответственно уровень ВНК, рассчитанный из условия пропорциональности дебитов мощностям вскрытых нефтенасыщенных и водонасыщенных горизонтов, находится на а.о.

- 2506,2 м. Однако, принимая во внимание, что при анализе проб воды получены данные о наличии примесей технической воды, а также большую плотность перфорационных отверстий в нижней части пласта, условный уровень подсчета принят на а.о. -2508 м.

Для восточного блока условный уровень подсчета принят на а.о. -2441 м. Основанием для принятия данного уровня служат гидродинамические исследования в интервале 2529,5-2547 м (а.о. -2423,4-2440,9 м). По результатам испытания из интервала получен приток безводной нефти. За условный уровень подсчета принята отметка нижнего отверстия перфорации.

В площадь запасов категории C_1 приняты запасы, находящиеся в районах скважин 350 для западного блока, 364 для центрального, и скважин 355, 361 для восточного блока. Площадь составила соответственно 5,1 км², 3,1 км², и 2,7 км².

Площадь запасов категории C_2 была принята в пределах вышеуказанных условных уровней подсчета и ВНК, с ограничением линией замещения для центрального блока (категория запасов C_2 выделена для западного и центрального блоков). Площадь составила соответственно 14,5 км², 35,9 км².

Суммарная площадь по категориям запасов C_1 и C_2 по блокам составила соответственно 19,6 км², 39 км² и 2,7 км². Таким образом, по залежи пласта Ю₁¹⁻² площадь категории C_1 составила 10,9 км², категории C_2 – 50,4 км², а площадь по обеим категориям запасов составила 61,3 км².

2.5. Фильтрационно-емкостные свойства пород

По физико-литологическим признакам выделяются на участке работ два объекта исследования: Ю₁¹⁻². Коллекторские свойства продуктивных пластов определялись по лабораторным исследованиям кернового материала, по материалам геофизических исследований, а также по результатам гидродинамических исследований скважин (проницаемость). Лабораторные исследования по определению коллекторских свойств в интервале залегания пласта Ю₁¹⁻² были проведены по скв. 350, 352, 354, 355, 356, 357, 359, 360, 361.

По данным исследования керна, в среднем проницаемость пласта Ю₁¹⁻² составила $3,94 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ изменяется от 2,68-5,97 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ м. Открытая пористость варьирует в пределах 12,6-14,7 %, среднее значение составляет 13,5 %. Начальная нефтенасыщенность по пласту в среднем составила 59,3 %.

По данным геофизических исследований среднее значение проницаемости пласта Ю₁¹⁻² составило $5,2 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, интервал изменений 2,36-9,8 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$. Средний коэффициент открытой пористости равен 15,2%, изменяется в интервале от 14,2-17,4 %. Средний коэффициент начальной нефтенасыщенности составил 64,5 %.

2.6. Свойства и состав нефти и газа

Изучение и анализ физико-химических свойств углеводородов пласта Ю₁¹⁻² Киев-Еганского месторождения проводились по данным исследований устьевых проб, отобранных в скважинах 350, 354, 355, 361, а также глубинных проб нефти пласта Ю₁¹⁻² в скв. 361.

По результатам анализа, нефть пласта Ю₁¹⁻² можно классифицировать как:

- особо легкую (плотность нефти в поверхностных условиях составляет $807,7 \text{ кг/м}^3$)
- с незначительной вязкостью (вязкость нефти в пластовых условиях $0,61 \text{ мПа} \cdot \text{с}$)
- малосернистую (содержание серы – 0,15%)
- малосмолистую (содержание смолисто-асфальтеновых веществ – 4,48%)
- парафинистую (содержание парафинов – 8,05%)
- с высоким содержанием светлых фракций (объемное содержание выкипающих фракций до 300°C составляет 63%).

Нефть пласта Ю₁¹⁻² легкая, малосернистая с низким содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов и с повышенным содержанием парафинов.

Раздел 3. Планирование ГРП на месторождении

Далее рассмотрим данные, необходимые для подготовки приемлемого проекта воздействия на пласт. Типы данных, которые необходимо собрать для подготовки проекта проведения ГРП, можно сгруппировать в следующие три основные категории:

- Характеристика состояния пласта;
- Характеристика геометрии/направления трещины;
- Оценка обрабатываемой жидкости и расклинивающего агента.

3.1. Характеристика состояния пласта

Прежде чем начать проектирование воздействия на пласт, необходимо критически оценить потенциал данной скважины. Особое внимание следует уделить проектированию, гидродинамическим исследованиям, каротажу необсаженных скважин, анализу керна и петрофизическим исследованиям.

Важные данные и параметры, которые попадают под эту категорию, включают следующее:

- Пористость (углеводороды, вода);
- Насыщенность (углеводород, вода);
- Проницаемость (абсолютная, относительная);
- Давление в коллекторе;
- Газонефтяные, водонефтяные контакты.

Помимо этого, большинство вышеупомянутых параметров (т.е. проницаемость, насыщение, пластовое давление) также применяются для оценки скорости инфильтрации обрабатываемой жидкости и ее совместимости с породами пласта. Для оценки состояния пласта и совместимости жидкости нужно собрать данные только по продуктивной зоне. Однако при выполнении исследований по инфильтрации нужно собрать данные, как по продуктивному пласту, так и по прилегающим породам.

3.2. Характеристика геометрии трещины и ее направления

Когда установлен потенциальный дебит скважины на предварительной стадии, можно сделать прогнозы потенциального прироста общей продуктивности скважины на стадии, следующей за гидроразрывом, при различных размерах трещин. Однако создание трещины определенной геометрии – дело сложное. Здесь геометрия трещины рассматривается не только как полудлина трещины, но также и как высота, ширина и направление (простираение). Для оценки геометрии трещины также следует собрать данные по продуктивной зоне и всем граничащим зонам и слоям.

Для определения длины, ширины и высоты трещины необходимы следующие данные:

- Минимальное горизонтальное напряжение;
- Модуль Юнга;
- Критический коэффициент интенсивности напряжений;
- Темпы закачивания обрабатываемой жидкости, ее вязкость и плотность.

Когда минимальные горизонтальные напряжения непосредственно не измеряются, то для оценки напряжений непосредственно не измеряются, то для оценки напряжений можно применять критерии разрушения пласта или понятие пороупругости.

Затем нужна следующая информация:

- Поровое давление;
- Полное горное давление (или плотность породы);
- Коэффициент Пуассона;
- Общая сжимаемость и сжимаемость скелета породы;
- Температурный градиент.

Созданная трещина будет перпендикулярна направлению минимального горизонтального напряжения и, следовательно, параллельна максимальному горизонтальному напряжению.

3.3. Оценка обрабатывающей жидкости и расклинивающего агента

Существует три основные области, которые следует рассмотреть при оптимизации требований к обрабатывающей жидкости и расклинивающему агенту:

- 1) Способность обрабатывающей жидкости транспортировать расклинивающий агент на определенную глубину в трещине;
- 2) Регулирование инфильтрации;
- 3) Обеспечение минимального снижения проводимости созданной трещины и прилегающей породы пласта.

3.4. Источники получения данных

Имеются четыре основных источника, из которых можно получить необходимые данные. При обсуждении каждого из них станет очевидно, что некоторые данные можно получить из некоторых источников.

3.5. Геология

Геология местности и стратиграфическое соотношение зон может дать ценную информацию для определения продуктивности и направления созданной трещины. Гидравлические трещины в литологически однородном наклонном пласте будут стремиться остаться в пределах продуктивной зоны. Однако если он имеет зоны разной пористости, то созданная трещина может иметь тенденцию к выходу из продуктивной зоны. В таких случаях трещина будет короткой. Поэтому знание локальной геологии поможет определить размер трещины и затем оценить ее.

Существуют несколько геологических показателей, которые могут позволить определить направление минимального горизонтального напряжения и по нему прогнозировать направление трещины. Минимальное горизонтальное напряжение обычно перпендикулярно нормальному сдвигу. Поэтому при знании расположения и направления сдвига можно определить направление гидравлической трещины. Изучение обнажений пород также может способствовать прогнозированию направления. Наблюдаемое по обнажениям

пород направление естественных трещин и видов горных пород можно использовать для прогнозирования направления созданной трещины. Конечно, любое соотношение имеет силу, только если напряженное состояние пласта в настоящее время такое же, каким оно было, когда создавались естественные трещины. Это также будет свидетельствовать об отсутствии диагенеза глубинных пород с момента создания естественных трещин. Более того, для этого потребовалось бы, чтобы обнаженная порода была показательной для глубинных пород.

Геофизический и петрофизический каротаж включает в себя применение устройства, спускаемого на тросе, для непрерывного измерения характеристик породы как в необсаженном, так и в обсаженном стволе. Этот каротаж может определять характеристики зоны притока, а также геометрию трещины и ее направление.

Геофизический каротаж можно применять в малопроницаемых пластах так же, как и в других, для определения параметров зоны притока. Чтобы установить подходящую каротажную программу, необходимо, прежде всего, определить категории первичного, вторичного и третичного уровней получения данных для различных типов пластов. Для песчаников первичные данные включают в себя пористость, насыщенность и пластовое давление; каротажная программа должна включать в себя фотоэлектрическую плотность, компенсированный нейтронный каротаж, микросопротивляемость, боковой каротаж, и каротаж с испытателем пласта, спускаемым на тросе. Вторичная категория включает в себя только проницаемость, для которой указаны каротажные кривые электромагнитного распространения и микрофокусированной сопротивляемости. Третичная категория включает в себя определение типа глины, для которого рекомендуется естественный гаммаспектрометрический каротаж.

Способ определения механических характеристик может быть выведен из наблюдений во время бурения, непосредственно до проведения каротажа. Во время бурения могут произойти потеря циркуляции бурового раствора или

осыпи в скважине. Традиционным способом устранения этого является изменение удельного веса бурового раствора и, тем самым, давления на забое. Следует вести подробную запись глубин и удельного веса бурового раствора, при которых возникали осложнения в процессе бурения, а также удельного веса раствора, применяемого для устранения этих осложнений. Такая информация может применяться при помощи измеренной эллиптичности скважины при прорывах в оценке основных характеристик в области пластового напряжения. Например, давление на забое на глубине, где произошла потеря циркуляции бурового раствора, указывает верхнюю границу минимального горизонтального напряжения на этой глубине и/или наличие системы естественных трещин, пересекающих скважину.

Если произошли осыпи в скважине, то давление бурового раствора с данными огибающей разрушения породы на этой глубине (выведенными по лабораторным измерениям на образцах керна) и эллиптичность скважины (выведенная по кавернограммам) могут применяться в предварительном анализе для очерчивания полезных границ в области горизонтального пластового напряжения.

За прошедшие несколько лет разработана технология для независимого определения Р- и S- волн во время каротажа скважин. Эти достижения дают возможность получить более надежные значения характеристик породы, такие как модуль Юнга, коэффициент Пуассона, а также общую сжимаемость и сжимаемость породы.

Существуют два основных типа каротажных инструментов, применяемых в настоящее время для измерения Р- и S- волн (сжимаемых волн и волн сдвига): ультразвуковой инструмент с большим промежутком (ISS) и ультразвуковой цифровой инструмент (SDT). Первостепенная разница между инструментами заключается в том, что ISS снабжен двумя приемниками для каждого датчика, а SDT имеет набор из восьми датчиков. Эта характеристика SDT значительно увеличивает надежность и разрешающую способность измерения в обсаженных скважинах.

Механические характеристики (коэффициент Пуассона и модуль Юнга), рассчитанные с применением волн Р- и S-, являются динамическими по природе. С другой стороны, процесс гидроразрыва является квазиустойчивым. Показано, что применение таких данных для расчета относительной разности напряжений между слоями очень хорошо действует в различных пластах. Далее будут представлены различные сравнения между механическими характеристиками, выведенными при каротаже; механическими характеристиками, измеренными на статичном керне. Как правило, применение динамических механических характеристик для проектирования гидроразрыва очень полезно. Однако следует помнить об ограничениях. Первостепенное предположение заключается в том, что напряженное состояние возникает только при упругой реакции на полное горное давление. Неупругий режим и тектонические напряжения находятся вне этих предположений.

Чтобы рассчитать горизонтальное напряжение из коэффициента Пуассона, нужно знать полное горное давление и поровое давление. Каротаж по плотности рекомендуется для его определения и измерений пластоиспытателем, спускаемым на канате (обсаженные и необсаженные скважины), а гидродинамические испытания рекомендуются для определения порового давления.

Направление трещины. Дэнеши (1971, 1973) исследовал поведение трещины, идущей в произвольном направлении от стенки скважины. Испытания на лабораторной модели показали, что эти трещины изменяют направление, как только они отходят от скважины, пока не станут перпендикулярными наименьшему из сжимающих пластовых напряжений. Абу-Саид и другие (1978) анализировали проблему роста трещины в упругом однородном материале. Они установили, что достаточно длинная открытая трещина развивается в направлении, которое наиболее близко к перпендикулярному направлению минимального сжимающего напряжения, а не существующей естественной трещины, при условии, что главные пластовые напряжения

неравны. Этот прогноз согласуется с результатами промысловых испытаний, проведенных Дэнеши (1971, 1973), Варпински и другими (1980).

Однако этот способ прогноза зависит от знания направления минимального сжимающего усилия, которое обычно неизвестно. Другие имеющиеся в настоящее время способы определения направления трещин также имеют определенные ограничения. Имеются скважинные способы определения направления локальной трещины с применением пакеров-печатей, ультразвуковых инструментов или каверномеров с высокой разрешающей способностью. Однако на результаты оценки влияют околоскважинные эффекты. Общий метод определения направления региональной трещины основан либо на анализе наклона поверхности, поверхностных пассивных сейсмических явлений, либо на деформациях твердой поверхности.

3.6. Испытания на керне

Испытание на керне может представить способы для определения состояния и характеристик пласта и геометрии трещины, включая направление. Требования к отбору керна. Керна применяются для определения в лабораторных условиях основных характеристик, таких как проницаемость, пористость и относительная проницаемость в условиях, соответствующих пластовым. Особый интерес представляют испытания, в которых определяют вместимость трещины и продуктивность скважины после воздействия на пласт (т.е. испытания механических характеристик пород-коллекторов и окружающих слоев, а также взаимодействия жидкости разрыва/расклинивающего агента/породы). Необходимо изъятие как минимум 6-10 футов керна из продуктивной зоны и около 5 футов из каждой зоны выше и ниже продуктивной. Из отобранного керна готовятся образцы диаметром 3.5-4 дюйма (длина каждого не меньше 5 дюймов).

Во время отбора керна необходимо, чтобы промысловая жидкость была совместима с материалом керна. Кроме того, следует поддерживать дифференциальное давление вокруг материала керна, чтобы свести к минимуму вторжение жидкости.

Предлагаются специальные лабораторные испытания для определения потенциального дебита низкопроницаемых коллекторов.

Проницаемость: рекомендуются измерения проницаемости по углеводороду в условиях, имитирующих пластовые давления, температуру и водонасыщенность. Для измерения низких проницаемостей можно применять метод затухания импульсов давления. Рекомендуемое количество испытаний: одно испытание на каждые 2 фута продуктивной зоны, из которой извлечен керн.

Капиллярное давление: рекомендуются измерения кривых зависимости капиллярного давления от водонасыщенности для образцов керна. Эти данные полезны для оценки возможного блокирования водой вследствие вторжения в породу жидкостей разрыва.

Относительная проницаемость: рекомендуются измерения относительной проницаемости при различных насыщенности жидкостью (20-80 %) и пластовых условиях. Они требуются для прогнозирования длительной добычи. Нужно выполнить необходимый ряд испытаний, чтобы кривые относительной проницаемости дали приемлемое соотношение.

Определение на керне геометрии трещины и ее направление. Для оценки вместимости трещины требуется определение в лабораторных условиях модулей упругости, коэффициента Пуассона и критического коэффициента интенсивности напряжений. Предлагаются измерения модулей упругости и коэффициента Пуассона (как статических, так и динамических) в пластовых условиях на образцах керна, взятых из продуктивной зоны и соседних пластов. Измерения модулей следует делать на образцах, вырезанных перпендикулярно и параллельно оси керна, для оценки ширины трещины, глубины проникновения трещины и ее высоты. Обычный размер образца для определения модулей составляет 1 дюйм в диаметре и 2 дюйма в длину. Рекомендуемое количество испытаний: шесть образцов из продуктивной зоны и четыре образца из каждого ограничивающего слоя.

Гидроразрыв – это квазистатический процесс, для которого всегда предпочтительным являлся сбор статических характеристик из камеры всестороннего давления. Сравнение статических и динамических значений часто показывало хорошее совпадение коэффициентов Пуассона и приемлемые значения для данных по модулям.

Критический коэффициент интенсивности напряжений может быть измерен при испытании породы на прочность. В скважину подается давление до тех пор, пока порода не разрушится. Более новый и усовершенствованный способ – это испытание с видоизмененным кольцом. Рекомендуется по два испытания породы на прочность для каждой зоны или слоя.

Из образцов керна породы можно также получить минимальные напряжения и их направления. Поэтому если можно определить направление напряжений на ориентированном керне, то следует прогнозировать направление любой созданной трещины. Анализ кривой дифференциальной деформации основывается на изменениях жесткости породы. В лабораторных условиях к образцу подсоединяются тензодатчики. Затем этот комплект помещается в гибкий силиконовый кожух и гидростатически сжимается. Рекомендуется проведение 2-4 таких испытаний на зону или слой.

По другому методу определения величины и направления напряжений (метод релаксации) измеряется зависящая от времени деформация керна, как только он достигнет поверхности. Относительные горизонтальные пластовые напряжения рассчитываются из относительного изменения деформации, измеренной по мере релаксации породы. При условии вязкоупругой релаксации можно измерить и экстраполировать высвобождение части деформации для расчета величины напряжений на забое.

3.7. Динамические испытания на забое

По динамическим испытаниям на забое определяют потенциальный дебит скважины, геометрию и направление трещины, применяя следующие методы:

- Микрогидроразрыв (μ ГРП);

- Испытания с переменным расходом и минигидроразрыв;
- Испытания скважины при неустановившемся режиме;
- Поверхностные измерители угла наклона;
- 3D сейсмика.

Испытания на микрогидроразрыв могут применяться для измерения минимального горизонтального напряжения, и они являются показателем проницаемости; испытания с переменным расходом и минигидроразрыв могут быть выполнены для измерения минимального горизонтального напряжения, давления разрыва, минимальной высоты трещины и инфильтрации; испытания скважины на неустановившемся режиме могут выполняться для измерения проницаемости пласта, скин-эффекта и среднего пластового давления, а методы поверхностных измерителей угла наклона и 3D сейсмики применяются для оценки направления и геометрии трещины.

3.8. Оптимизация требований к данным

На практике невозможно собрать данные из каждого желаемого источника. Как правило, оптимизация сбора ценных данных должна проводиться на основе того, на какой (ранней или поздней) стадии разработки находится скважина.

Разведочно-эксплуатационная скважина, или скважина, находящаяся на начальной стадии разработки

Если скважина находится на начальной стадии разработки, необходимо наиболее полное ее изучение во всех аспектах. Для этого требуется сбор большого объема данных. Однако сведения, полученные на разведочно-эксплуатационной скважине, могут использоваться для других скважин (соседних или аналогичных). Знание геометрии местности очень важно для определения применимости полученных данных для всего месторождения.

Для оценки средней проницаемости пласта и скин-эффекта рекомендуются испытания скважины при неустановившемся режиме.

Каротажные кривые и данные по проницаемости керна могут применяться для распределения средней проницаемости, полученной при испытании скважины, на проницаемость пласта. Каротаж рекомендуется для анализа пористости, насыщенности, наличия глины, а также контактов с водоносным пластом. Исследование керна рекомендуется для оценки относительных проницаемостей, капиллярного давления и минералогического состава. Повторные испытания рекомендуются для определения давлений в слоистом пласте.

Для расчета непрерывного распределения напряжения рекомендуется каротаж (акустический и испытатель пласта на кабеле). Для проверки значений каротажных диаграмм рекомендуются некоторые испытания на микроразрыв и, при необходимости, для калибровки значений каротажной диаграммы. Лабораторные статические и динамические измерения следует выполнять в дополнение к анализу логарифмической кривой. Непрерывность каротажного измерения делает его привлекательным дополнением. Однако, поскольку измерение является прямым, данные микроразрыва будут полезными, а иногда необходимыми. Если имеется возможность, следует выполнять столько испытаний на разрыв, сколько возможно. Миниразрыв следует выполнять для расчета коэффициента инфильтрации. Испытания на керне следует выполнять для определения критического коэффициента интенсивности напряжений и направления трещины. Для последнего требуется ориентированный керн. Кавернограммы также могут применяться для прогнозирования направления трещины. Сейсмический метод может применяться для более полного представления о направлении трещины.

Для выбора жидкости разрыва и расклинивающего агента рекомендуется проведение лабораторных испытаний.

Более поздняя стадия, или эксплуатационная скважина

Для эксплуатационных скважин требования к сбору данных не являются настолько строгими. В зависимости от типа коллектора некоторые данные могут иметь особое значение, а некоторые нужны лишь для пояснения. Обычно нет нужды в дублировании получаемых данных при помощи другого источника.

Для определения скин-эффекта (состояние скважины) рекомендуется проведение испытания скважины при неустановившемся режиме, особенно для скважин, где может понадобиться только кислотная обработка. Можно объединить результаты этого испытания с данными каротажа для определения проницаемости. Каротажные диаграммы рекомендуются для определения пористости, насыщенности и водяных контактов. В эксплуатационных бассейнах важно определение истощенных зон и рекомендуется проведение испытаний пласта при помощи пластоиспытателя, спускаемого на канате. Предполагается, что некоторые данные по относительной проницаемости и капиллярному давлению, полученные при исследовании керна, известны из ранее пробуренных скважин данного месторождения.

Определение геометрии трещины и ее направления. В зависимости от неоднородности месторождения следует определить частоту проведения проверочных испытаний. Эти испытания могут включать в себя применение каротажных диаграмм для оценки механических характеристик (предполагается, что значения каротажной диаграммы ранее сопоставлялись с некоторыми данными, полученными при микроразрыве). Проведение микроразрывов рекомендуется для уточнения коэффициента инфильтрации жидкости. Если имеются ориентированный керн, то можно проверить направление трещины в области взятия керна.

Раздел 4. Петрофизическая оценка пласта Ю₁¹⁻²

4.1. Исходные данные

Начальные данные включают в себя стандартный набор каротажей, необходимых для расчета физико-механических свойств пород и лабораторные исследования керна. Однако, на практике, при необходимости расчета определенных параметров пласта, нужные входные данные встречаются в ограниченном виде, а проведение дополнительных испытаний в скважине требует солидных капиталовложений. В качестве объектов исследования выбраны три скважины, обладающие различным набором исходных данных, которые представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Набор исходных данных для целевых скважин

Данные	Скважины			
		361	369	364
Набор каротажей	ПС	+	-	+
	ГК	+	+	+
	Боковой каротаж	+	+	-
	Индукционный каротаж	+	-	-
	Микроградиент + Микропотенциал зонды	+	-	+
	Нейтронный каротаж	+	+	+
	Градиент зонды	+	+	-
	Плотностной каротаж	+	-	-
	Акустический каротаж	+	-	-
	Кавернометрия	+	-	-
	Описание керна	+	+	+
Керн	Лабораторные исследования керна	+	+	—

Для расчета упругих и механических свойств пород требуются значения двух переменных: объемная плотность и скорость распространения продольных

волн в породе. Соответственно, плотностной и акустические каротажи являются главными источниками информации, которая будет использоваться при расчете модуля Юнга, коэффициента Пуассона и градиента напряжения смыкания трещины.

Согласно таблице 1, плотностной и акустические каротажи представлены только в скважине 361. Поэтому в скважине 361 есть возможность рассчитать механические свойства пласта напрямую. Кроме того, наличие лабораторных исследований керна позволит оценить качество проведения геофизических исследований в скважине.

Также важно отметить, что в скважинах 369 и 364 отсутствуют плотностной и акустический каротажи. Исходя из этого, для расчета упругих характеристик пород требуется найти способ восстановления данных кривых, тем самым оптимизировав процесс проведения гидравлического разрыва пласта без использования дорогостоящих операций отбора и исследования керна.

4.2. Расчет петрофизических зависимостей

Для скважины 361 была проведена интерпретация каротажных кривых. Используя описание керна и данные кавернометрии, гамма каротажа и каротажа произвольной самополяризации, было произведено литологическое расчленение пласта $Ю_1^{1-2}$ наунакской свиты, приуроченной юрским отложениям.

Перед расчетом механических параметров пласта необходимо осуществить привязку керна по глубине, так как, согласно предоставленным отчетам, глубины отбора керна по отчетам не соответствуют истинным глубинам. Привязка будет осуществляться путем сравнения пористости по лабораторным исследованиям с пористостью, рассчитанной с данных ГИС. В настоящее время широко используются три метода определения пористости с использованием данных ГИС:

- По данным нейтронного каротажа;
- По данным плотностного каротажа;
- По данным акустического каротажа.

Так как в скважине 361 присутствуют все вышеперечисленные каротажи, привязка керна будет осуществлена по всем трем каротажам, что также позволит оценить корректность проведения геофизических исследований в скважине 361.

Первым источником оценки пористости пласта Ю_1^{1-2} был выбран нейтронный каротаж. Изначально, кривая НКТ представлена в условных единицах, значения которых требуется перевести в величины пористости. Для этого необходимо выбрать опорные пласты с фиксированными значениями пористости. Далее необходимо произвести пересчет данных НКТ из условных единиц в пористость, пользуясь линейной зависимостью (Рис. 1).

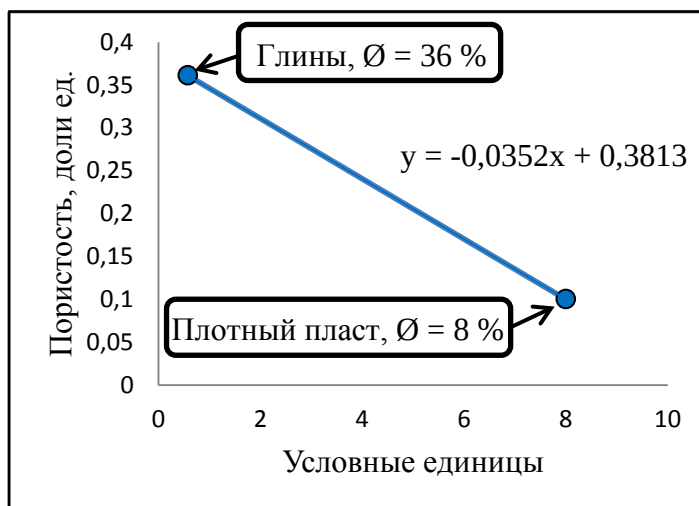


Рис. 1. Зависимость пористости от показаний НКТ (условные единицы)

Полученные значения нейтронной пористости отражают общую пористость, в то время как пористость, предоставленная лабораторными исследованиями керна, является эффективной. Общая пористость – объем сообщающихся и изолированных пор – включает поры различных радиусов, формы и степени сообщаемости, в то время как эффективная пористость характеризует часть объема, которая занята подвижным флюидом при полном насыщении порового пространства этим флюидом. Следовательно, для корректного сравнения пористости, определенной по керну и по данным кривых ГИС, необходим пересчет общей пористости в значения эффективной пористости. Основным источником ухудшения эффективной пористости

является наличие глинистых компонентов в породах. Поэтому очень важно учитывать влияние глинистых компонентов при определении фильтрационно-емкостных свойств пласта. Наиболее благоприятное распределение глинистого материала – структурное, которое обусловлено замещением минералов скелета глинистым материалом. Самое нежелательное распределение глин для пласта коллектора – дисперсная (рассеянная) глинистость, локализуемая в поровом пространстве. Для определения эффективной пористости необходимо ввести поправку за глинистость в полученные значения общей пористости.

В качестве основного способа определения глинистости был выбран гамма каротаж, интерпретация данных которого связана с определением опорных пластов по их радиоактивности: глинистые пласты характеризуются высокими показаниями гамма излучения, когда отложения чистых песчаников – низкими. Для определения глинистости предлагается следующий порядок выполнения задачи:

1. Определение интенсивности гамма излучения опорных пластов глин ($GR_{\max} = 12.8$) и песчаников ($GR_{\min} = 2.5$);
2. Вычисляется относительная амплитуда интенсивности гамма излучения по формуле

$$I_{gr} = \frac{GR - GR_{\min}}{GR_{\max} - GR_{\min}} \quad (1)$$

3. Для упрощенных расчетов обычно предлагается линейная зависимость и значение амплитуды интенсивности принимается равным значению глинистости, $I_{gr} = V_{sh}$. Также существует ряд более сложных зависимостей, позволяющих рассчитать точные значения глинистости:

Формула Штайбера:

$$V_{sh} = \frac{0.5 \times I_{gr}}{(1.5 - I_{gr})} \quad (2)$$

Формула Клавье:

$$V_{sh} = 1.7 - \sqrt{3.38 - (I_{gr} + 0.7)^2} \quad (3)$$

Формула В.В. Ларионова (для неконсолидированных пород):

$$V_{sh} = 0,33 \times (2^{2 \times I_{gr}} - 1) \quad (4)$$

Формула В.В. Ларионова (для третичных пород):

$$V_{sh} = 0,083 \times (2^{3,7 \times I_{gr}} - 1) \quad (5)$$

Введение вышеперечисленных поправок за глинистость дало улучшение коэффициента корреляции между нейтронной пористостью и пористостью по керну. Наиболее высокое значение коэффициента корреляции было достигнуто при введении поправки за глинистость по формуле В.В. Ларионова для неконсолидированных пород (Рис. 2).

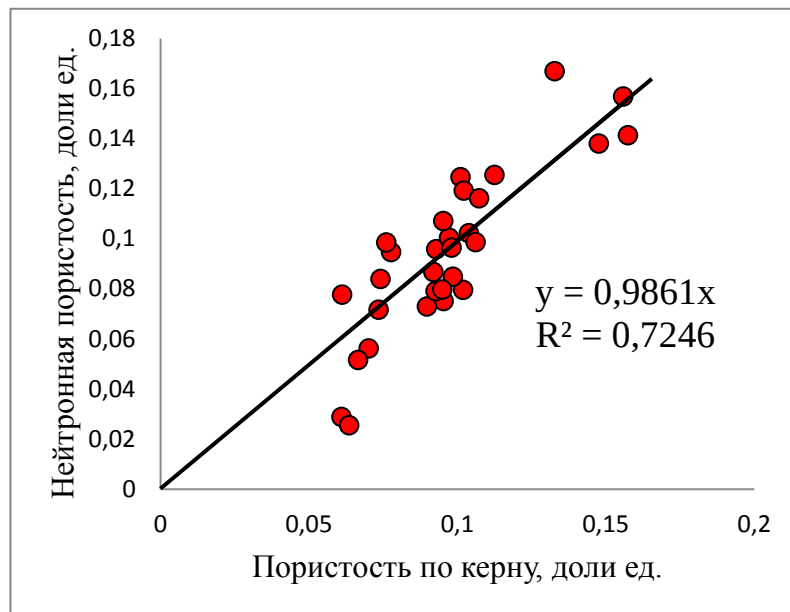


Рис. 2. Корреляционная зависимость пористости по керну и нейтронной пористости с поправкой на глинистость по В.В. Ларионову (для неконсолидированных пород)

Полученный коэффициент корреляции выше 70 %, что говорит о высокой сходимости данных лабораторных исследований керна и пористости, полученной при интерпретации нейтронного каротажа и качестве проведения данных исследований. Кроме того, высокий коэффициент корреляции говорит о корректной привязке керна по глубинам.

Однако, несмотря на успешную привязку глубин отбора керна к кривой НКТ, нельзя с уверенностью сказать, что привязка осуществлена достаточно точно. Далее будут рассмотрены корреляционные зависимости пористости по

керну и пористости, полученной по данным плотностного и акустического каротажей.

Объемная плотность, представленная в данных плотностного каротажа, связана с общей пористостью соотношениями:

$$\rho_b = \varphi \times \rho_f + (1 - \varphi) \times \rho_{ma} \quad (6)$$

$$\varphi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}, \text{ где} \quad (7)$$

ρ_b , ρ_{ma} , ρ_f – объемная, минералогическая плотности и плотность флюида, заполняющего поры, соответственно.

Определение ρ_{ma} осуществляется по данным анализа керна (Рис. 3), а плотность флюида в зоне исследования метода определяется плотностью фильтрата бурового раствора и равна $1,05 \text{ г/см}^3$.

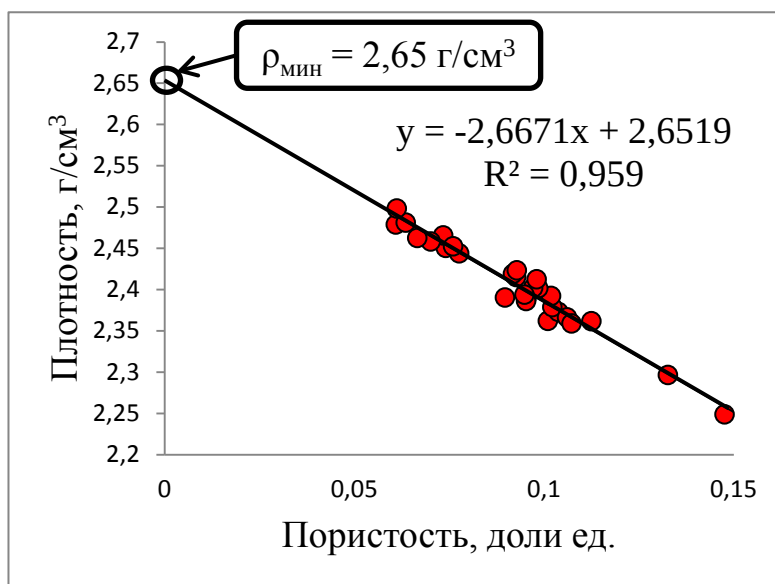


Рис. 3. Определение минеральной плотности

После вычисления общей пористости, аналогичным образом была рассчитана эффективная пористость, путем введения поправки за глинистость. В итоге, наилучшие результаты были зафиксированы при использовании плотностной пористости с поправкой на глинистость по формуле Штайбера (Рис. 4).

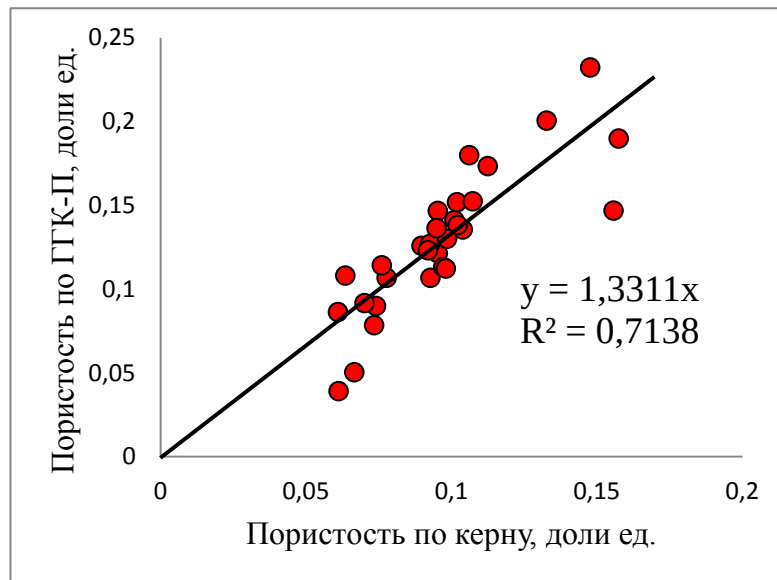


Рис. 4. Корреляционная зависимость пористости по ядру и пористости по ГГК-П с поправкой на глинистость по Штайберу

Высокая корреляционная сходимость пористости по ядру с плотностной пористостью подтверждает корректность проведения плотностного каротажа и привязки глубин отбора ядра.

При выполнении работ в скважине акустическим методом измеряется интервальное время пробега упругих волн, которое связано с пористостью крепких сцементированных горных пород уравнением Вилли:

$$\Delta t = \varphi \times \Delta t_f + \Delta t_{ma} \times (1 - \varphi) \quad (8)$$

$$\varphi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (9)$$

Применение указанных формул позволяет определить величину общей пористости пород (Рис. 5).

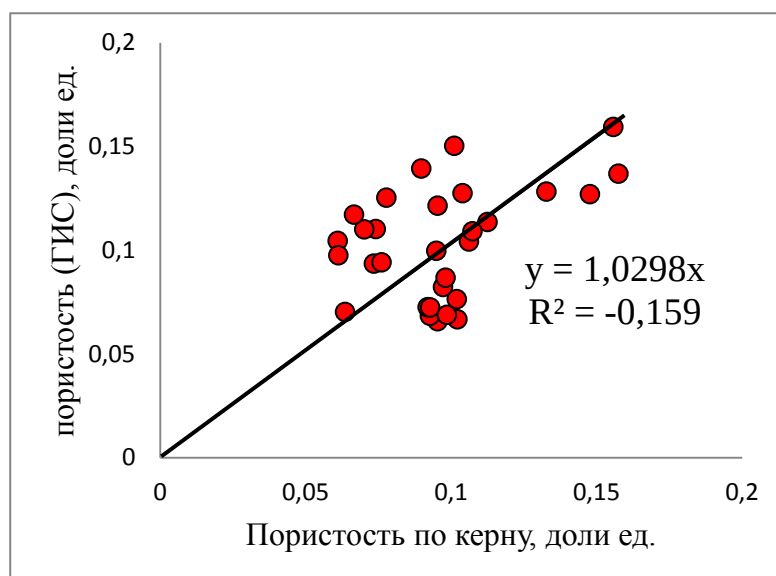


Рис. 5. Корреляционная зависимость пористости по керну и акустической пористости с поправкой на глинистость по Клавье

Результаты интерпретации акустического каротажа оказались несопоставимы с данными по керну. Однако, однозначно нельзя говорить, что привязка глубин отбора керна произведена ошибочно, так как, вероятно, запись акустического каротажа была проведена некорректно. Важно отметить, что с записью акустического каротажа может быть связан ряд проблем. На запись акустического каротажа могут влиять колебания, вызванные работой различных приборов, не связанные с источником зонда. Как следствие возможна регистрация волн-помех в качестве первых вступлений. Чтобы избежать такой тип ошибок, необходимо настроить приемник на определенное пороговое значение амплитуды колебания, и производить запись только после прихода сигнала, превышающего это значение. Кроме того, в разуплотненных породах возможно затухание сигнала до значения, ниже порогового. Тогда прибор регистрирует следующий импульс, амплитуда которого превышает порог чувствительности. Интервальное время при этом увеличится, и есть вероятность сделать неверную интерпретацию упругих свойств пород.

Если сравнить значения времени пробега продольных волн по керну с данными кривой акустического каротажа, можно заметить, что значения кривой значительно меньше. Данный факт свидетельствует о том, что, с

большой долей вероятности, акустический каротаж был проведен недостаточно корректно.

Учитывая тот факт, что кривая акустического каротажа признана недействительной, возникает вопрос восстановления корректных данных о времени пробега акустических волн в породах пласта Ю₁¹⁻² для последующих расчетов физико-механических свойств горных пород. На основе результатов проведения лабораторных исследований керна была построена корреляционная зависимость (Рис. 6) скорости пробега продольных волн от плотности. Данная зависимость позволит восстановить данные о времени пробега акустических волн и решит проблему расчета физико-механических характеристик пласта.

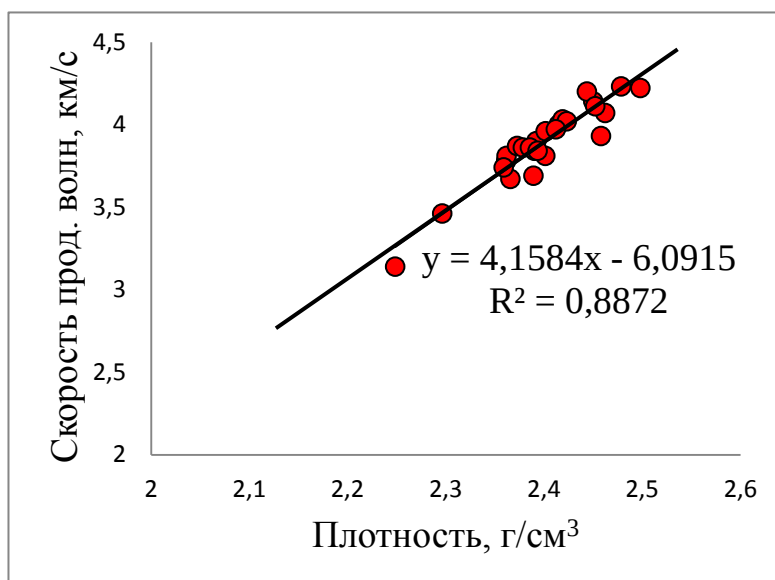


Рис. 6. Корреляционная зависимость пористости по керну и акустической пористости с поправкой на глинистость по Клавье

Итак, в результате оценки петрофизических свойств пласта Ю₁¹⁻² была осуществлена привязка глубин отбора керна, что в дальнейшем позволит корректно произвести расчет физико-механических свойств пород по данным ГИС.

Раздел 5. Оценка физико-механических свойств пласта Ю_1^{1-2} по данным ГИС

Изучение физических свойств осадочных пород имеет важное значение не только для проблемы строения земной коры, но и особенно для решения прикладных задач, связанных с прогнозированием геометрии развития трещин (деформации) при гидравлическом разрыве пласта. Большинство осадочных пород представляет собой пористые среды, содержащие поры, трещины, каверны и т.д.

В связи с развитием изучения планирования ГРП на нефтяных месторождениях, на больших глубинах очень важны сведения о физических свойствах образцов осадочных пород при высоких давлениях и температурах в том числе с различными заполнителями (флюидами) пустотного пространства. На изменение физических характеристик осадочных пород при воздействии высоких термодинамических условий большое влияние оказывает пористость пород, поэтому при расчете упругих свойств пород очень важно изменение пористости при повышении температуры и давления.

Изменение плотности, сжимаемости, скорости упругих волн и других физических характеристик в осадочных породах определяются в основном изменением пористости под давлением. Скорость упругих волн в осадочных породах возрастает с повышением давления.

Упругость тел – одна из основных физических характеристик, связанная с внутренним строением вещества. Она определяется рядом параметров, из которых для геофизики наибольшее значение имеет скорость упругих волн.

Упругостью, или силами упругости, называются внутренние силы, обуславливающие свойство тел восстанавливать свою форму.

Для большинства горных пород, минералов и элементов в общем случае справедлив закон Гука, на котором основана теория упругости. Согласно этой теории малые деформации пропорциональны приложенной нагрузке. Для характеристики упругих тел используются такие константы как модуль Юнга и коэффициент Пуассона.

Модули упругости характеризуют способность пород сопротивляться деформированию, т.е. определяют жесткость пород. Возникающие в телах под действием механического напряжения деформации имеют различный характер и вызывают разные по природе волны – продольные Р и поперечные S. Продольные волны являются следствием деформаций растяжение-сжатие, поперечные – следствием деформации сдвига. Продольные волны распространяются в твердых, жидких и газообразных средах, поперечные – в твердых средах и слоях рыхло- и прочносвязанной жидкости, характеризующихся относительно фиксированным положением молекул. Продольные и поперечные волны распространяются по всему объему породы и называются объемными.

Геометрия трещин гидравлического разрыва пласта значительно зависит от двух факторов:

- Механических свойств пород, которые описывают, каким образом пласт будет деформироваться под воздействием напряжений;
- Распределение естественных напряжений в массиве горных пород.

Для расчета физико-механических параметров породы (модуль Юнга, коэффициент Пуассона) необходимо использовать значения скорости или времени пробега волн и значения объемной плотности по данным плотностного каротажа.

При прохождении через профиль породы акустический импульс деформирует породу, а характеристики его распространения, в свою очередь, изменяются под воздействием породы. Измерения замедленности волн сжатия и Р-волны дают данные о реакции породы на продольное напряжение. Подобно этому замедленность волны сдвига Р-волны – это степень реакции породы на напряжение в поперечном направлении. Объединяя эти данные с объемным весом, можно рассчитать коэффициент Пуассона и другие упругие свойства породы.

Коэффициент Пуассона (коэффициент поперечного сжатия, σ) характеризуется как отношение поперечного сжатия тела при одноосном растяжении к продольному удлинению:

$$\sigma = \frac{\gamma^2 - 2}{2(\gamma^2 - 1)}, \text{ где } \gamma = \frac{g_p}{g_s} \quad (10)$$

v_p – скорость пробега продольных волн, [км/с];

v_s – скорость пробега поперечных волн, [км/с];

ρ – объемная плотность породы, [г/см³].

Модуль продольной упругости (модуль Юнга, E) определяется как отношение нормального напряжения к относительному удлинению (сжатию), вызванному этим напряжением в направлении его действия:

$$E = 2\rho g_s^2(1 + \sigma) \quad (11)$$

Акустический каротаж регистрирует время пробега продольных волн (Δt), время пробега поперечных волн рассчитывается из корреляционной зависимости, построенной на основе лабораторных исследований физико-механических свойств керна (Рис. 7).

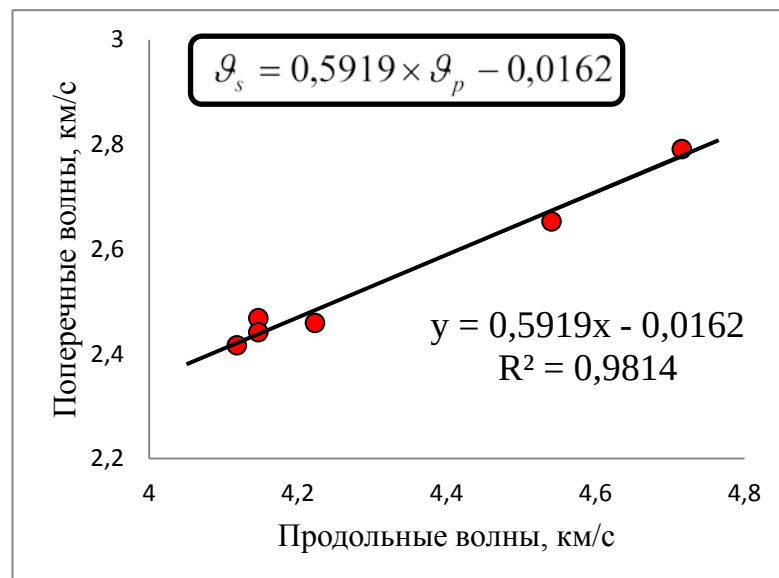


Рис. 7. Корреляционная зависимость скорости пробега продольных волн от скорости пробега поперечных волн

Следует отметить, что данным исследованиям подверглись лишь шесть образцов керна, тогда как при определении коллекторских и петрофизических характеристик пласта Ю₁¹⁻², исследованию подверглось более 30 образцов керна, где были представлены значения скоростей пробега продольных волн. В данном случае нельзя с уверенностью говорить о корректности применения полученной зависимости величин скоростей пробега продольных волн от скоростей пробега поперечных волн в дальнейших расчетах, вследствие малого количества исследуемых образцов. Поэтому, помимо полученной зависимости, будет рассмотрена эмпирическая формула пересчета скорости пробега поперечных волн через скорость пробега продольных волн:

$$\mathcal{G}_s = a \mathcal{G}_p^2 + b \mathcal{G}_p + c, \text{ где} \quad (12)$$

a, b, и c – коэффициенты, соответствующие породам разной литологии.

Так как пласт Ю₁¹⁻² сложен песчаниками, данным коэффициентам соответствуют следующие значения: a = 0, b = 0.804, c = -0.856. В результате, зависимость скорости пробега поперечных волн от скорости пробега продольных волн принимает следующий вид:

$$\mathcal{G}_s = 0,804 \times \mathcal{G}_p - 0,856 \quad (13)$$

Полученные зависимости будут применены для расчета упругих характеристик пласта, как для результатов лабораторных исследований керна, так и для данных геофизических исследований скважины 361. Кроме того, будет проведен сравнительный анализ рассчитанных механических свойств пласта с лабораторными исследованиями упругих свойств пород-коллекторов на шести образцах керна.

5.1. Расчет упругих параметров пласта по корреляционной зависимости скорости пробега поперечных волн от скорости пробега продольных волн

По формулам (10), (11) рассчитываются физико-механические характеристики пласта Ю₁¹⁻². Корреляционная зависимость между рассчитанными параметрами по данным ГИС и лабораторным исследованиям керна представлена ниже (Рис. 8, 9).

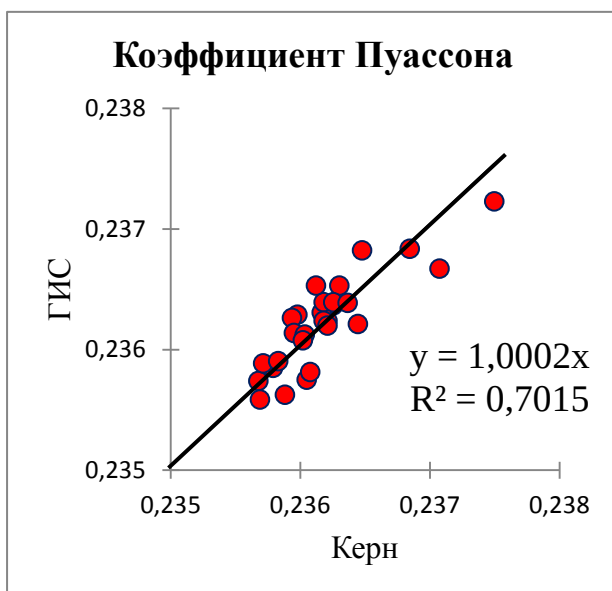


Рис. 8. Корреляционная зависимость коэффициента Пуассона по керну и по ГИС

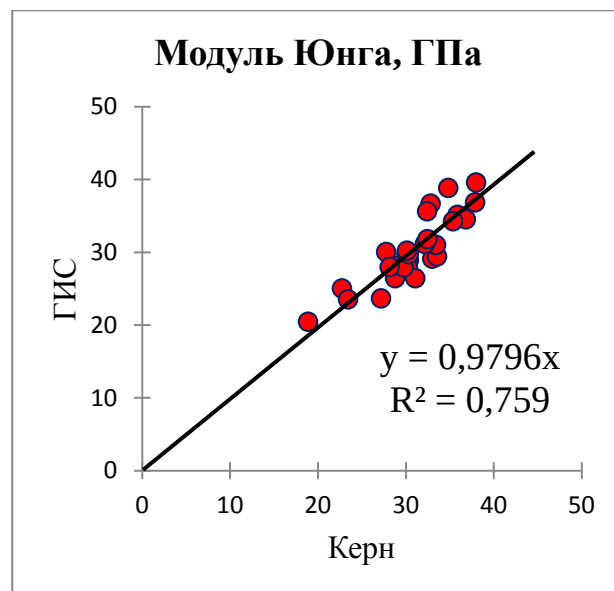


Рис. 9. Корреляционная зависимость модуля Юнга по керну и по ГИС

Можно заметить, что коэффициент корреляции полученных значений упругих свойств по данным лабораторных исследований керна и геофизических исследований скважины 361 относительно высок. Однако, стоит отметить, что расхождения в полученных величинах коэффициента Пуассона и модуля Юнга все же присутствуют. Данный факт можно объяснить тем, что результаты экспериментов по определению упругих характеристик пласта по лабораторным исследованиям керна и геофизическим исследованиям могут значительно отличаться между собой из-за различного характера нагрузок – при исследованиях керна применяются статические нагрузки, а при интерпретации ГИС рассматриваются динамические нагрузки. Применение корреляционных зависимостей между динамическими и статическими нагрузками позволит корректно анализировать физико-механические свойства, полученные с данных ГИС и лабораторных исследований керна (Рис. 10, 11).

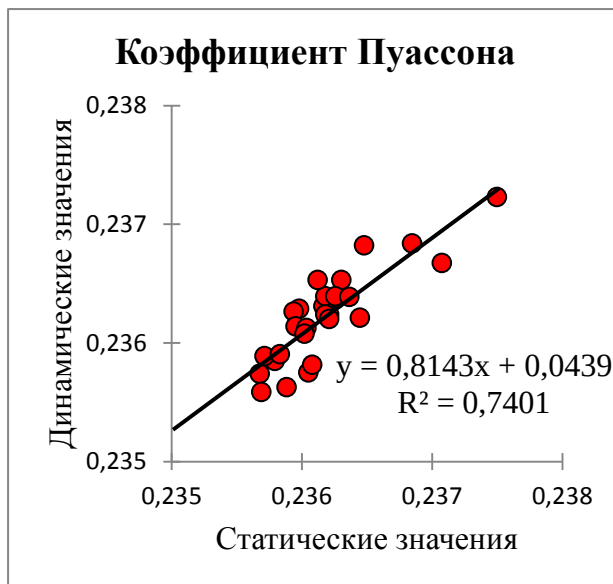


Рис. 10. Корреляционная зависимость значений модуля Юнга в системе динамических и статических нагрузок



Рис. 11. Корреляционная зависимость значений коэффициента Пуассона в системе динамических и статических нагрузок

Полученные зависимости можно представить в следующем виде:

$$E_{ст} = 1,0761 \times E_{дин} - 1,7095 \quad (14)$$

$$\sigma_{ст} = 1,228 \times \sigma_{дин} - 0,0539 \quad (15)$$

В результате пересчета динамических значений в статические были получены улучшенные значения коэффициента корреляции (Рис. 12, 13):

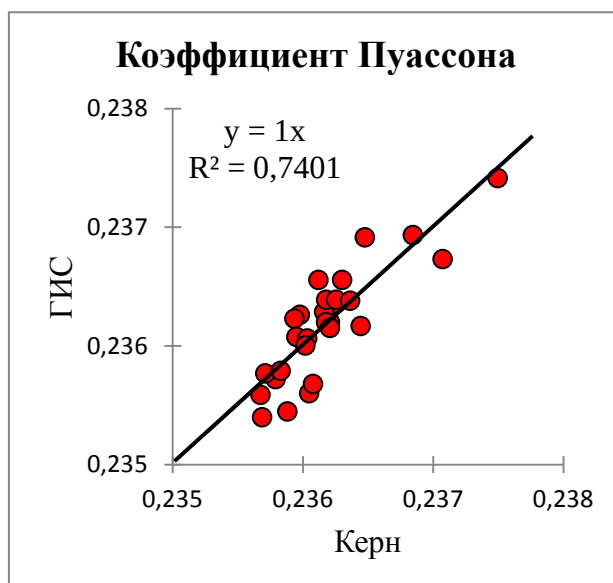


Рис. 12. Корреляционная зависимость значений коэффициента Пуассона по керну и по ГИС

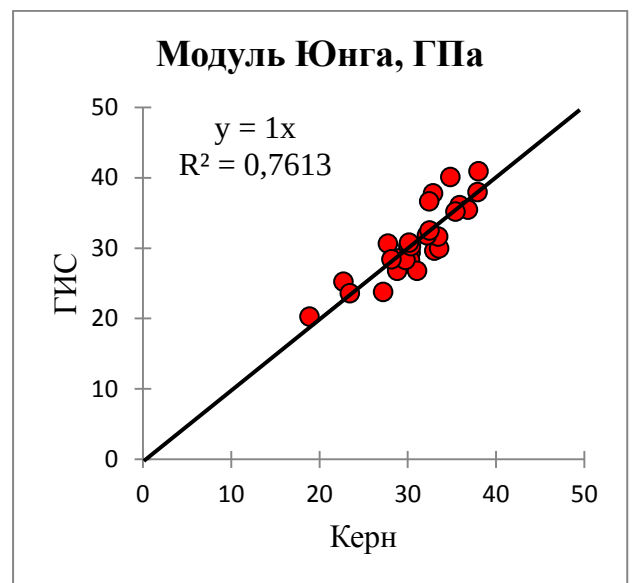


Рис. 13. Корреляционная зависимость значений модуля Юнга по керну и по ГИС

При расчете упругих параметров по корреляционной зависимости следует подвести итог, что данная зависимость дала высокие значения коэффициента корреляции, что говорит и о корректности применения данных ГИС при дальнейшем планировании проведения гидравлического разрыва пласта.

5.2. Расчет упругих параметров пласта по эмпирической зависимости скорости пробега поперечных волн от скорости пробега продольных волн

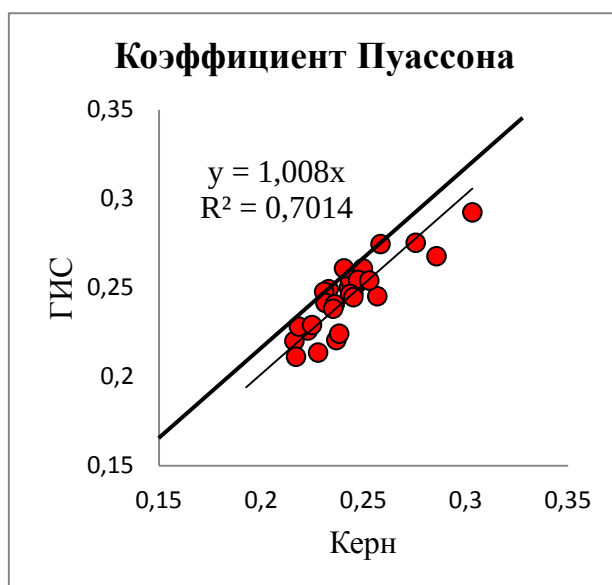


Рис. 14. Корреляционная зависимость значений коэффициента Пуассона по керну и по ГИС

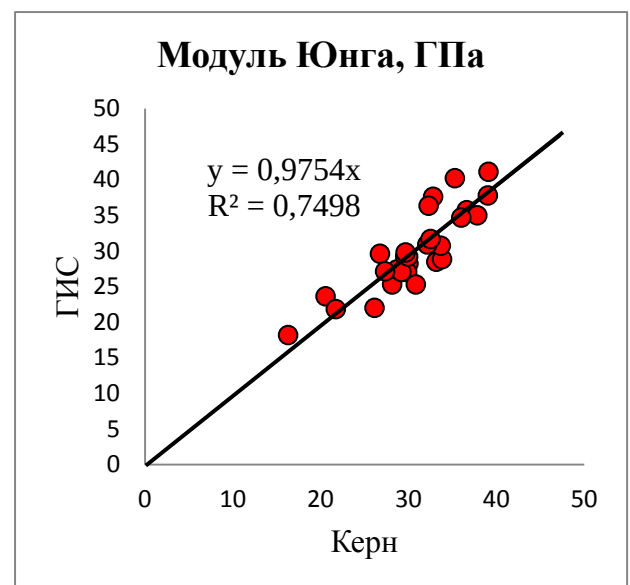


Рис. 15. Корреляционная зависимость значений модуля Юнга по керну и по ГИС

Значения упругих параметров пласта, рассчитанных по данным геофизических исследований скважины, аналогично следует привести в единую размерность с данными лабораторных исследований керна. В результате пересчета получены следующие зависимости:

$$E_{ст} = 1,086 \times E_{дин} - 1,8786 \quad (16)$$

$$\sigma_{st} = 1,1946 \times \sigma_{dyn} - 0,0499 \quad (17)$$

Зависимости физико-механических свойств измеренных при проведении геофизических и лабораторных исследований в системе статических нагрузок представлены ниже (Рис. 16, 17).

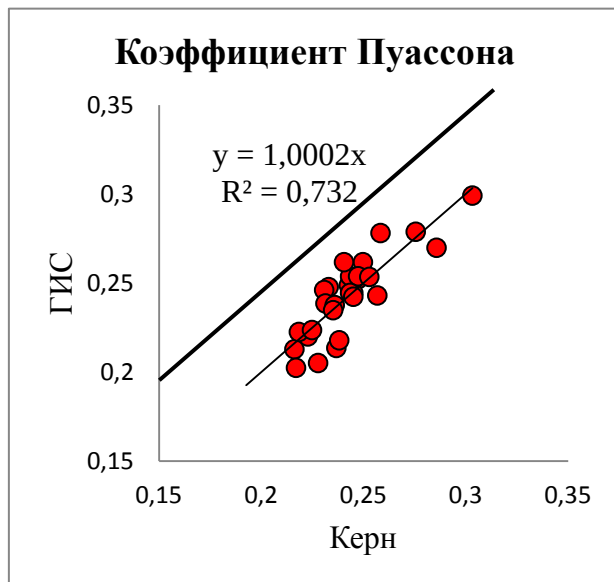


Рис. 16. Корреляционная зависимость значений коэффициента Пуассона в системе статических нагрузок

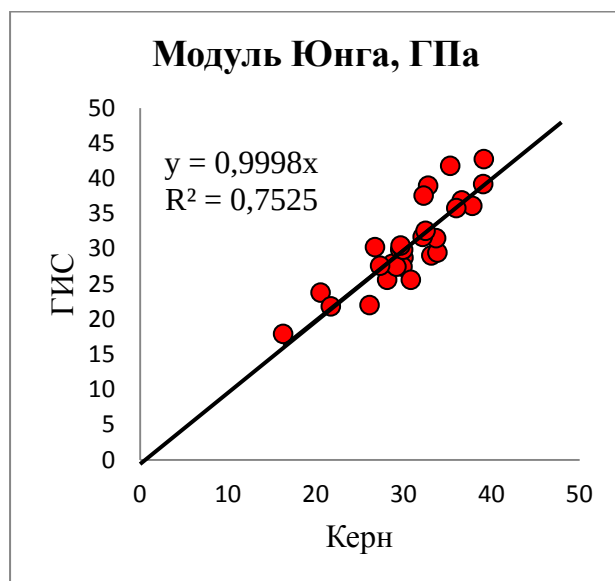


Рис. 17. Корреляционная зависимость значений модуля Юнга в системе статических нагрузок

Анализируя результаты использования корреляционной и эмпирической зависимостей распределения скорости пробега поперечных волн можно сделать следующие выводы:

1. Полученный высокий коэффициент корреляции в обоих случаях говорит о точности проведения геофизических и лабораторных исследований;
2. Качество интерпретации данных в результате применения эмпирической функции во многом подтверждает универсальность использования этой зависимости для разных типов литологии.

Если обратить внимание на тот факт, что пласт Ю_1^{1-2} является неоднородным, то можно сделать вывод о том, что физико-механические характеристики должны распределяться аналогичным образом. Однако, при использовании корреляционной зависимости, диапазон изменения

коэффициента Пуассона на протяжении всего интервала пласта γ_1^{1-2} минимален и равен 0,235 – 0,238. Для отложений песчаников с разной степенью карбонатизации такое распределение коэффициента Пуассона очень неестественно. Данное явление можно объяснить тем, что корреляционная зависимость была выведена при наличии лишь шести точек отбора керна, на которых производился анализ упругих свойств пород-коллекторов, глубины отбора которых соответствуют узкому интервалу пласта. Данный интервал отличается равномерным распределением пористости и проницаемости, а также низким уровнем карбонатизации. Вследствие этого, корреляционная зависимость распределения скорости пробега поперечных волн, выведенная для отдельного интервала пласта, не может быть применена для определения упругих свойств пород на всем интервале пласта γ_1^{1-2} .

В последующих расчетах геометрии трещины гидравлического разрыва пласта принято решение использовать результаты применения эмпирической зависимости распределения скорости пробега поперечных волн. Данное распределение соответствует неоднородным свойствам пласта и имеет высокий коэффициент корреляции данных геофизических и лабораторных исследований.

5.3. Расчет градиента напряжения, вызывающего смыкание трещины

Напряжение, вызывающее смыкание трещины используется при расчете геометрии трещины при планировании гидравлического разрыва пласта. Точные измерения давления смыкания для отдельных интервалов пласта особенно важны для прогнозирования роста высоты трещины, и, соответственно, геометрии трещины с моделью ГРП. Часто это понятие схоже с минимальным горизонтальным стрессом, учитывая, что большинство трещин вертикальные, так как трещины всегда формируются перпендикулярно направлению минимального стресса.

Для небольших глубин вертикальные стрессы могут быть минимальными, что ведет к образованию горизонтальных трещин. Это также

может произойти в породах-коллекторах с аномально высоким пластовым давлением. Однако, во многих случаях, значения горизонтальных стрессов меньше чем вертикальные. Поэтому, большинство трещин ГРП – вертикальные. Горизонтальные стрессы возникают в результате двух причин:

1. Взаимодействие с вышележащими породами: вес вышележащих пород уплотняет пласты, и такое взаимодействие формирует горизонтальное напряжение. Следовательно, образование горизонтальных напряжений обеспечивается гравитационной составляющей;

2. Тектонические силы, которые способствуют образованию локальных геологических структур.

Учитывая величину пластового давления и давления вышележащих толщ, приняв допущение, что литодинамические процессы равны 0, напряжение смыкания трещины равно:

$$\sigma_{\text{н}} = \frac{\nu}{1-\nu} \times (\sigma_v - \beta \times p) + \beta \times p + p_{\text{tec}}, \text{ где} \quad (18)$$

ν – коэффициент Пуассона;

σ_v – давление вышележащих толщ (вертикальный стресс), 0,23 атм/м;

β – упругая постоянная Байота;

p – пластовое давление, 253 атм;

p_{tec} – «внешнее» (тектоническое) напряжение, включающее воздействия на напряжение, кроме упругой чувствительности к вторичной перегрузке, например, термической, тектонической, неупругой (Прэтс, 1981).

Общее вертикальное напряжение может быть рассчитано простым интегрированием объемной плотности и порового давления.

После измерений, имея величины объемной плотности и замедленности волн сжатия и сдвига, можно вывести упругую постоянную Байота, которая может быть аппроксимирована посредством:

$$\beta = 1 - \frac{c_{\text{grain}}}{c_{\text{bulk}}}, \text{ где} \quad (19)$$

c_{grain} – сжимаемость скелета породы;

c_{bulk} – объемная сжимаемость.

По известным значениям скорости пробега продольных и поперечных волн, сжимаемость можно определить следующим образом:

$$c = \frac{g_p^2 - 2g_s^2}{2 \times (g_p^2 - g_s^2)} \quad (20)$$

Рассчитанный профиль напряжения смыкания трещины представлен в Приложении .

Последнее может быть получено при помощи методов измерения пластового давления. В тектонически ослабленных зонах несбалансированное «тектоническое напряжение» обычно одинаково для различных площадей. Поскольку в модели высоты трещины используется разница напряжений, «тектоническое» напряжение может не являться важным фактором. Следовательно, чтобы использовать модель развития трещины, и, тем самым, соотнести давление при обработке с ростом высоты трещины, можно не учитывать тектонические влияния и все же получить практические ответы.

Раздел 6. Восстановление каротажных кривых для скважин 364 и 369 на основе анализа результатов интерпретации данных скважины 361

Расчет и оптимизация проведения ГРП на скважинах 369 и 364 затрудняется тем, что определение упругих свойств пород невозможно ввиду отсутствия данных о времени пробега акустических волн и плотности пород.

Если предположить, что распределение свойств в юрских отложениях происходит по схожим зависимостям в разных скважинах, то, используя связь разных параметров в скважине 361, появляется возможность восстановления акустического и плотностного каротажей в скважинах 369 и 364. Это позволит рассчитать основные физико-механические параметры пласта γ_1^{1-2} , и, соответственно, определить геометрию трещины ГРП.

Если вернуться к набору каротажей в скважинах, можно заметить, что во всех трех скважинах присутствует нейтронный каротаж. Найдя связь между данными кривой НКТ с одним из необходимых параметров (плотность или время пробега продольных волн), решается проблема восстановления плотностного и акустического каротажей. Ранее выведенная корреляционная зависимость между плотностью и скоростью пробега продольных волн может быть использована при успешном определении одного из двух параметров.

Ниже представлена корреляционная зависимость (Рис. 18) нейтронной пористости и объемной плотности с данных ГИС, значения которых соответствуют глубинам точек отбора керна. Ввиду недостаточно высокого значения коэффициента корреляции нельзя быть уверенным в корректности применения полученной зависимости. Невысокий уровень сходимости можно объяснить погрешностью проведения геофизических исследований.

В свою очередь предлагается сравнить корреляционную зависимость по лабораторным исследованиям керна (Рис. 19). Важно заметить, что тренды корреляционных зависимостей, как в случае анализа данных ГИС, так и в случае интерпретации лабораторных исследований керна, очень близки. Ввиду отсутствия мусорных зависимостей, предлагается использовать функцию

распределения значений пористости от плотности, полученных в результате лабораторных исследований керна.

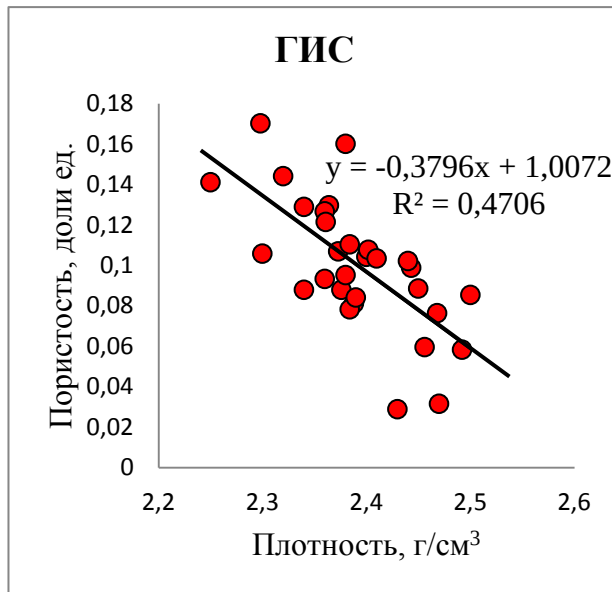


Рис. 18. Корреляционная зависимость нейтронной пористости и плотностного каротажа

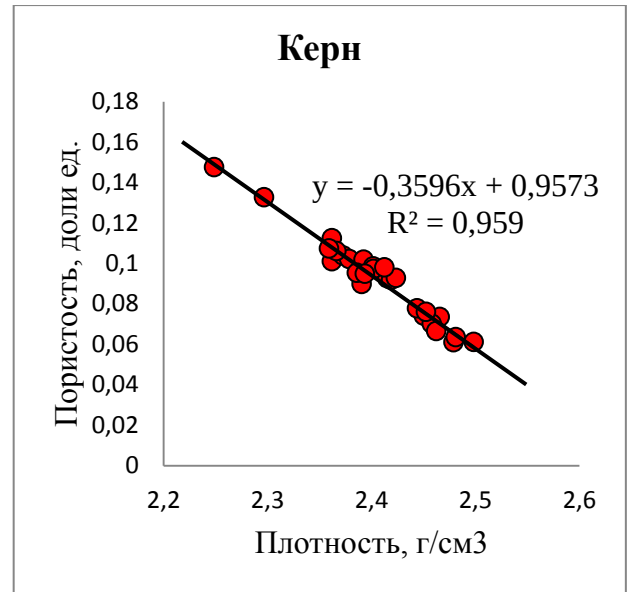


Рис. 19. Корреляционная зависимость пористости и плотности по керну

Далее необходимо конвертировать значения пористости в систему условных единиц нейтронного каротажа. Используя ранее полученную линейную зависимость пористости от условных единиц, можно выразить значения условных единиц через величину пористости:

$$\left\{ \begin{array}{l} \phi = -0,0352u.e. + 0,3813 \\ \phi = -0,3596 \times \rho + 0,9573 \end{array} \right. \quad (21)$$

$$\phi = -0,3596 \times \rho + 0,9573 \quad (22)$$

Выражение плотности через условные единицы НКТ получается следующая связь данных кривой НКТ с объемной плотностью:

$$\rho = 0,0977u.e. + 1,6 \quad (23)$$

Итак, имеется две зависимости для скорости пробега продольных волн и объемной плотности, что позволяет восстановить данные кривые в скважинах, где присутствует каротаж НКТ.

Прежде чем производить расчет физико-механических характеристик пласта, необходимо убедиться в применимости выше приведенных

зависимостей. В скважине 369 отсутствуют акустический и плотностной каротажи, однако имеются лабораторные исследования керна. Осуществив привязку керна по глубинам, можно рассчитать упругие свойства пласта через восстановленные кривые и сравнить их с данными лабораторных исследований. Высокое значение коэффициента корреляции подтвердит использование полученных зависимостей на остальных скважинах месторождения для дальнейшего планирования ГРП на месторождении.

Привязка керна была осуществлена по значениям нейтронной пористости с высоким значением коэффициента корреляции с лабораторными исследованиями (Рис. 20).

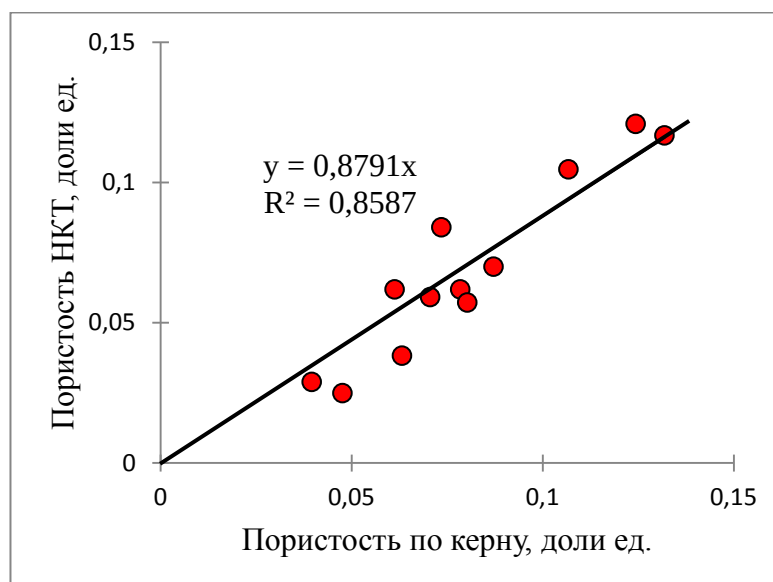


Рис. 20. Корреляционная зависимость нейтронной пористости и данных лабораторных исследований керна

Осуществив привязку по глубинам точек отбора керна, следующим этапом интерпретации данных по скважине 369 является расчет и анализ упругих свойств пород. Рассчитанные коэффициент Пуассона и модуль Юнга сравнены с лабораторными исследованиями керна (Рис. 21, 22).

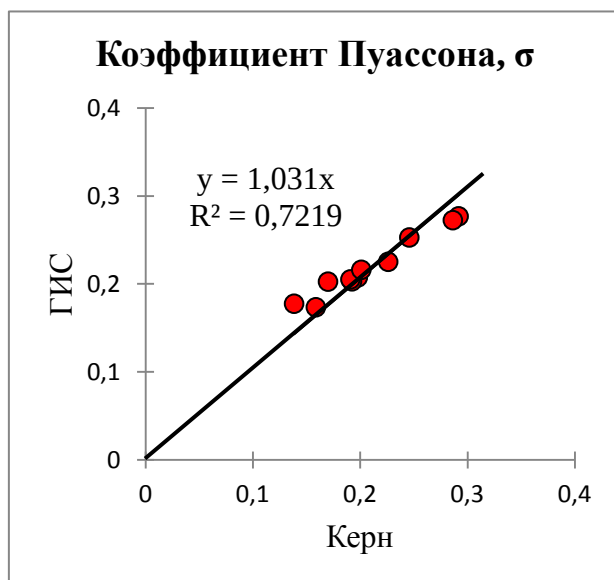


Рис. 21. Корреляционная зависимость значений коэффициента Пуассона по керну и по ГИС

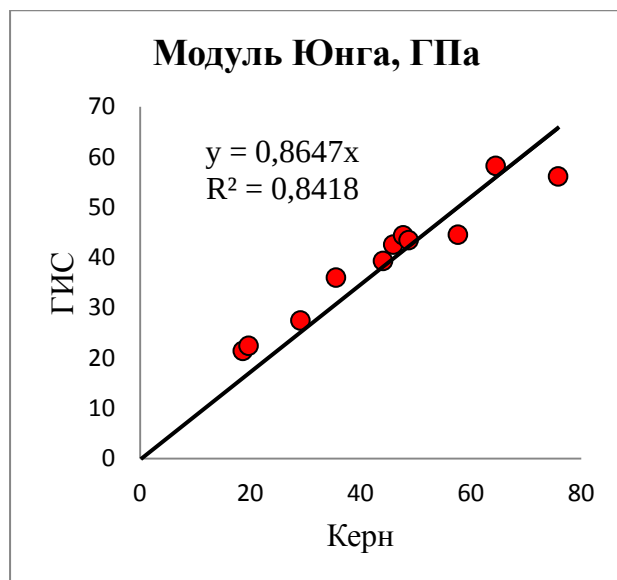


Рис. 22. Корреляционная зависимость значений модуля Юнга по керну и по ГИС

Важно обратить внимание на то, что значения, полученные по данным ГИС, необходимо перевести в систему статических нагрузок, несмотря на то, что коэффициент корреляции уже относительно высок. Ниже приведены корреляционные зависимости значений упругих параметров в системах динамических нагрузок и статических, которые будут использоваться для пересчета в единую систему измерения (Рис. 22, 23).

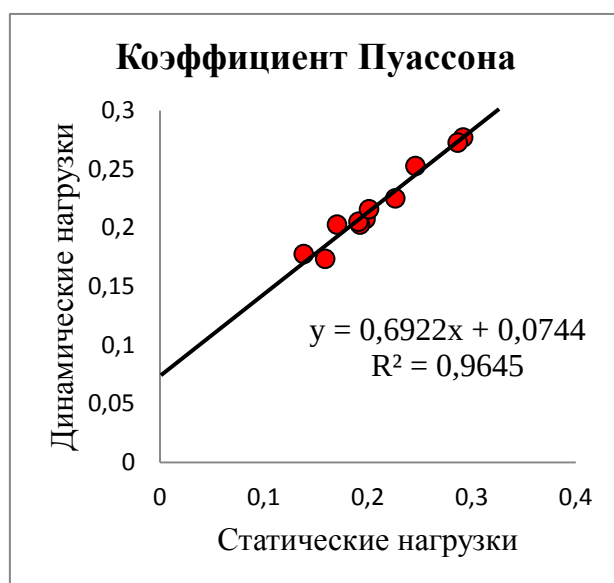


Рис. 22. Корреляционная зависимость статических и динамических значений коэффициента Пуассона

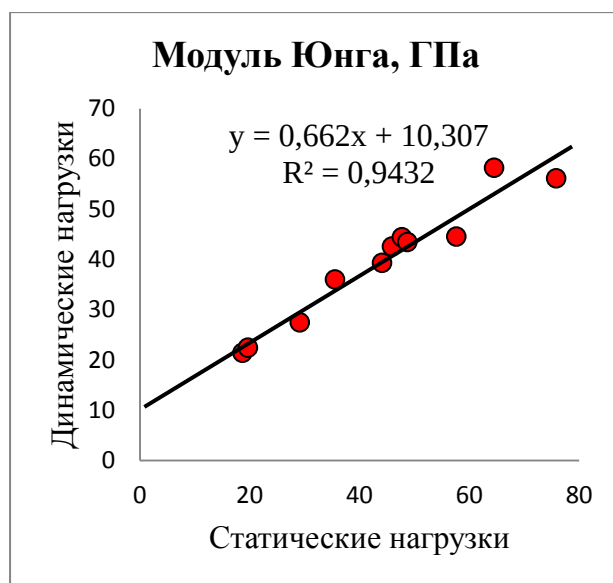


Рис. 23. Корреляционная зависимость статических и динамических значений модуля Юнга

Полученные зависимости можно представить в следующем виде:

$$E_{ст} = 1,5106 \times E_{дин} - 15,5695 \quad (24)$$

$$\sigma_{ст} = 1,4447 \times \sigma_{дин} - 0,1075 \quad (25)$$

После ввода поправок, сходимость данных ГИС и лабораторных исследований значительно улучшилась (Рис. 24, 25).

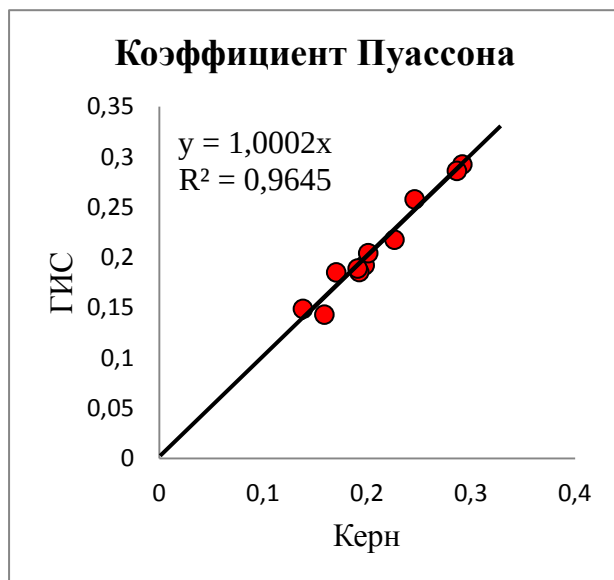


Рис. 24. Корреляционная зависимость значений коэффициента Пуассона по керну и по ГИС в системе статических нагрузок

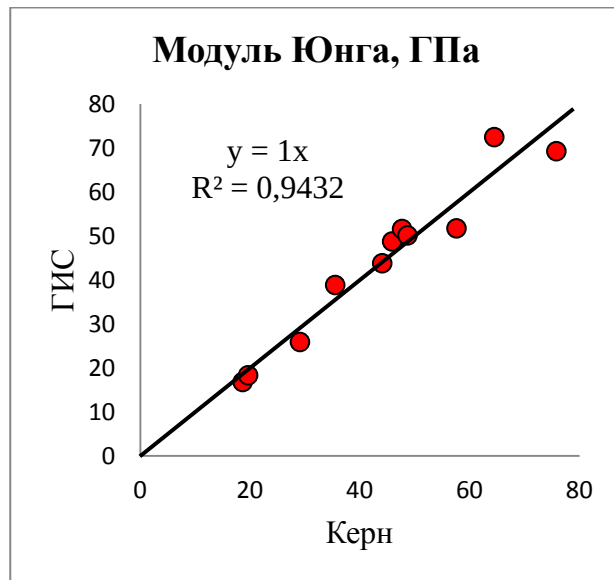


Рис. 25. Корреляционная зависимость значений модуля Юнга по керну и по ГИС в системе статических нагрузок

Практически 100 % сходимость физико-механических характеристик, рассчитанных по синтетически восстановленным кривым акустического и плотностного каротажа, со значениями соответствующих параметров после лабораторных исследований керна полностью подтверждает применимость функций восстановления значений акустического и плотностного каротажей в отложениях пласта Ю_1^{1-2} на территории месторождения.

На основании полученных результатов в ходе интерпретации данных скважины 369 и восстановленных целевых каротажных кривых можно сделать вывод о том, что прогнозирование и оценка упругих свойств юрских отложений возможна без проведения дорогостоящего лабораторного анализа образцов керна. Кроме того высокая точность расчета физико-механических

характеристик позволяет с достаточной степенью уверенности спрогнозировать геометрию и распространение трещины, при проведении ГРП.

Раздел 7. Оптимизация ГРП на примере пласта Ю₁¹⁻² в скважине 361

Успех или неудача при воздействии на пласт почти во всех случаях могут объясняться наличием и обоснованностью применения данных, необходимых для оптимизации процесса планирования и проведения гидравлического разрыва пласта. При подготовке проекта воздействия на пласт существуют три технические области, к которым следует обратиться: потенциал скважины, геометрия трещины и ее направление, а также обрабатываемые жидкости и расклинивающие агенты. Для правильной оценки каждой из этих областей требуется знание различных характеристик породы и жидкости. Четыре общих источника информации включают в себя геологию, исследования керна, геофизический и петрофизический каротажи, а также динамические испытания на забое.

Основной целью проведения ГРП на месторождении является увеличение продуктивности скважины за счет создания канала высокой проводимости, который будет обеспечивать хорошую связь со скважиной.

Важнейшими характеристиками созданной трещины является ее геометрия и ориентация в пространстве. Прогнозирование всех этих параметров должно осуществляться еще на начальной стадии проектирования. К факторам, которые могут влиять на геометрию, дизайн трещины относятся: положение интервала, литология и фильтрационно-емкостные свойства, естественные напряжения и физико-механические характеристики пласта, а также его температура и давление.

На примере пласта Ю₁¹⁻² в скважине 361 был проведен анализ влияния упругих коэффициентов породы на оптимизацию дизайна трещины. Ввиду неоднородности пласта Ю₁¹⁻², весь пласт был разбит на отдельные интервалы с усредненными параметрами. А также предлагается детально рассмотреть литологию вверх и вниз по разрезу на расстояние 25 м в каждом направлении.

Таблица 2 – Усредненные значения входных параметров для расчета геометрии трещины ГРП

Интервал, м		Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, ГПа	Напряжение смыкания, атм/м	Проницаемость, мД
2530,8	2532,18	0,277	21,57	0,132	2,2
2532,18	2533,6	0,268	23,83	0,128	4,67
2533,6	2536,07	0,241	31,33	0,118	0,043
2536,07	2537,7	0,24	32,16	0,117	0,113
2537,7	2545,3	0,26	26,09	0,125	0,286
2545,3	2547,54	0,303	17,28	0,142	0,093
2547,54	2550,7	0,4	5	0,25	0,003
2550,7	2554,41	0,282	20,81	0,134	2,854
2554,41	2556,1	0,289	22,41	0,136	0,5
2556,1	2558,61	0,282	20,58	0,134	0,443
2558,61	2560,22	0,331	16,16	0,153	0,335
2560,22	2561,71	0,29	18,93	0,137	0,027
2561,71	2562,1	0,26	25,65	0,125	0,884
2562,1	2562,87	0,277	21,5	0,132	0,125

Для моделирования геометрии и распространения трещины была задана закачка проппанта в одиннадцать стадий с постепенным увеличением концентрации проппанта до 1000 м³/мин. В качестве флюида был выбран гель Viking D 3500. Для создания оптимального дизайна трещины использовалось три типа проппанта, размер которого также увеличивался со стадией закачки, что очень важно для обеспечения высокой проводимости канала трещины. На последней стадии использовался прорезиненный проппант для обеспечения устойчивости и жесткости образованного высокопроницаемого канала.

В результате симуляции дизайна трещины ГРП в программном обеспечении FracproPT были получены ключевые параметры, необходимые

для расчета эффективности проведения гидравлического разрыва пласта (таблица 3).

Таблица 3 – параметры смоделированной трещины

Длина трещины, м	78,2
Длина трещины, заполненной проппантом, м	70,9
Высота трещины, м	19,8
Высота трещины, заполненной проппантом, м	18,0
Глубина верхней отметки трещины, м	2529,3
Глубина нижней отметки трещины, м	2549,1
Средняя ширина трещины, м	1,205
Средняя концентрация проппанта, кг/м ³	7,53
Безразмерная проводимость	14,681

Для оценки влияния трещины на продуктивность скважины после проведения ГРП существует несколько способов: оценка эффективного радиуса скважины, расчет значения скин-фактора после проведения ГРП в скважине или оценка безразмерного давления и безразмерного индекса продуктивности.

Чтобы оценить воздействие ГРП на пласт рассмотрим уравнение Дарси для радиального притока:

$$Q = \frac{k \times h \times \Delta P}{18.4 \times \mu \times B} \times J_D, \text{ где} \quad (26)$$

k – проницаемость пласта, [мД];

ΔP – депрессия на пласт, [атм];

h – мощность пласта, [м];

μ – вязкость нефти, [сП];

B – объемный коэффициент;

J_D – безразмерный индекс продуктивности.

Безразмерный индекс продуктивности, в свою очередь, рассчитывается по формуле:

$$J_D = \frac{1}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S}, \text{ где} \quad (27)$$

r_e – радиус дренирования скважины, [м];

r_w – радиус ствола скважины, [м];

S – скин-фактор.

Важным параметром, используемым для характеристики трещины после проведения ГРП, является также безразмерная проводимость трещины:

$$F_{CD} = \frac{k_f \times w}{k \times x_f}, \text{ где} \quad (28)$$

k_f – проницаемость трещины, [мД];
 w – ширина трещины, [м];

Способность трещины проводить
жидкость к скважине (проводимость
трещины)

k – проницаемость пласта, [мД];
 x_f – полудлина трещины, [м].

Способность пласта доставлять
флюид к трещине

Поэтому основными характеристиками трещины после проведения ГРП были выбраны два параметра: значение безразмерной проводимости трещины ($F_{CD} = 14.681$) и полудлина трещины ($x_f = 78.2$ м).

Для оценки характеристики скважины после проведения ГРП необходимо также оценить значение скин-фактора. Для этого предлагается воспользоваться одной из наиболее распространенных корреляций Синко-Ли и Саманьего (Cinco-Ley & Samaniego), которая представляет собой зависимость f – функции от безразмерной проводимости трещины:

$$f = S + \ln\left(\frac{x_f}{r_w}\right) = \frac{1.65 - 0.328 \times u + 0.116 \times u^2}{1 + 0.18 \times u + 0.064 \times u^2 + 0.005 \times u^3}, \text{ где} \quad (29)$$

$$u = \ln(F_{CD}) \quad (30)$$

В результате интерпретации полученных данных симуляции дизайна трещины удалось оценить значение скин-фактора, равное $S =$.

Чтобы оценить влияние проведения гидравлического разрыва пласта, необходимо оценить прирост добычи нефти после ГРП, который характеризуется таким параметром, как кратность увеличения дебита:

$$FOI = \frac{q_f}{q_o}, \text{ где} \quad (31)$$

q_f и q_o – дебиты скважины после и до проведения ГРП, значения которые равны:

$$q_f = \frac{kh\Delta P}{18.4\mu B} J_{Df} \quad (32)$$

$$q_o = \frac{kh\Delta P}{18.4\mu B} J_D \quad (33)$$

Следовательно, в результате подстановки формул (32) и (33) в (31) получается следующая зависимость:

$$FOI = \frac{J_{Df}}{J_D} \quad (34)$$

Сделав допущение, что скважина расположена в центре области дренирования в форме круга, безразмерный индекс продуктивности можно рассчитать как:

$$J_D = \frac{1}{\ln\left(\frac{0.472r_e}{r_w}\right) + S} \quad (34)$$

Полученные параметры можно сгруппировать в порядке их расчета:

f функция	0.79
Скин-фактор, S	-5.84
Безразмерный индекс продуктивности до ГРП, J_{Do}	0.133
Безразмерный индекс продуктивности после ГРП, J_{Df}	0.586
Кратность увеличения дебита, FOI	4.42