

Геомеханические и литологические характеристики отложений верейского горизонта среднего карбона в связи с прогнозированием применения технологии гидроразрыва пласта, на примере Ивинского месторождения юго-востока Татарстана

А.Н. Кольчугин*, Э.Р. Зиганшин, В.П. Морозов, Е.С. Быстров, Э.А. Королев, С.И. Гильфанов
Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

Для отложений верейского горизонта московского яруса юго-востока Татарстана в последние годы активно применяется метод кислотного гидроразрыва пласта. Разработка дизайна и, собственно, применение гидроразрыва пласта, включая прогноз распространения формирующихся трещин, требуют полноценных исследований геомеханических характеристик пород. На примере исследования полифациальных отложений верейского горизонта Ивинского месторождения рассмотрены основные геомеханические характеристики для пород-коллекторов и плотных пород, участвующих в строении разрезов. Выявлено, что наименьшими прочностными свойствами и большей подверженностью к трещинообразованию обладают карбонатные породы-коллекторы средней и верхней частей верейского горизонта (пласты-коллекторы C_{2vr3} и C_{2vr5}). Несколько более прочными оказались песчаные породы верхней части горизонта, мергели и аргиллиты средней и верхней части горизонта, а также известняки-мадстоуны и плотные известняки-пакстоуны, характерные для нижней части верейского горизонта. Приведенные в статье данные могут быть справедливы для большей части разрезов верейского горизонта юго-востока Татарстана и использованы для подбора оптимальных решений при применении технологии гидроразрыва пласта.

Ключевые слова: Верейский горизонт, геомеханические свойства, литологические типы, породы-коллекторы, трещиностойкость

Для цитирования: Кольчугин А.Н., Зиганшин Э.Р., Морозов В.П., Быстров Е.С., Королев Э.А., Гильфанов С.И. (2022). Геомеханические и литологические характеристики отложений верейского горизонта среднего карбона в связи с прогнозированием применения технологии гидроразрыва пласта, на примере Ивинского месторождения юго-востока Татарстана. *Георесурсы*, 24(4), с. 65–74. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.5>

Введение

Истощённость запасов терригенных отложений девона и перспективы дальнейшей нефтедобычи в Республике Татарстан в значительной степени связаны с вовлечением в разработку коллекторов вышележащих горизонтов каменноугольных и пермских отложений (Ларочкина, 2011).

Одним из перспективных объектов настоящей и будущей нефтедобычи в республике являются отложения среднего карбона, главным образом, в составе башкирского и московского ярусов (Кольчугин и др., 2020). В настоящем исследовании в качестве объектов были выбраны разрезы регионально нефтеносного верейского горизонта московского яруса. Названный горизонт в юго-восточной части Татарстана практически повсеместно обладает промышленной нефтеносностью, а наиболее продуктивные разрезы в структурно-тектоническом отношении характерны для восточного борта Мелекесской впадины (МВ), чуть в меньшей степени для западного склона Южно-Татарского свода (ЮТС) (Хисамов и др., 2010).

Особенностями строения разрезов верейского горизонта московского яруса Татарстана являются: полифациальность отложений, выражающаяся в высокой неоднородности разрезов по вертикали, трудность прослеживания и корреляции горизонтов-коллекторов по площади, неоднородность строения пустотно-порового пространства, различная степень глинистости коллекторов (Королев и др., 2014). Сложность строения таких объектов часто предопределяет необходимость применения различных методов увеличения нефтеотдачи пластов для эффективной разработки залежей. Так, в практику разработки отложений верейского горизонта вовлечен метод многостадийного кислотного и кислотного-пропантового гидроразрыва пласта (ГРП) (Салимов и др., 2013). Построение геомеханических моделей, которые бы описывали свойства карбонатов с достаточной точностью, невозможно без проведения комплексных лабораторных исследований (Зиганшин, 2021). Применение ГРП трудно представить без анализа геомеханических и петрофизических характеристик пород, структуры пустотного пространства, минерального состава, моделирования нагрузок на пласт и прогнозов развития вторичных трещин. Это справедливо не только для пластов-коллекторов, но и для пород, слагающих плотные разделы между ними, которые изолируют коллекторы друг относительно друга

* Ответственный автор: Антон Николаевич Кольчугин
e-mail: anton.kolchugin@gmail.com

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

и обеспечивают отсутствие гидродинамической связи между ними (Zoback, 2009).

В качестве модельного объекта было выбрано Ивинское месторождение нефти, административно расположенное на территории Новошешминского района. В тектоническом отношении месторождение расположено на границе западного склона ЮТС и восточного борта МВ (рис. 1). Изучен керн нескольких скважин, наиболее полно характеризующих отложения верейского горизонта московского яруса. По составу отложения верейского горизонта представлены переслаиванием карбонатных, карбонатно-глинистых и глинистых пород, а в верхней части горизонта наблюдается появление прослоев песчаных и алевритовых пород. Нижняя граница верейского горизонта надежно определялась как по керну, так и по данным ГИС. Граница отбивается по смене карбонатных отложений башкирского яруса глинистыми и карбонатно-глинистыми породами верейского горизонта. Верхняя граница отложений горизонта также отбивается по данным ГИС, а по керну обычно характеризуется сменой известняково-терригенных отложений мелкозернистыми доломитами каширского горизонта. Средняя мощность отложений верейского горизонта составляет 40 м (Геология Татарстана..., 2003).

Целью настоящей работы является обобщение различных данных по исследованиям керна для получения представлений о геомеханических свойствах карбонатных пород верейского горизонта.

Методика исследований

Выделение литологических типов отложений осуществлялось на основе подробного послойного макроописания керна и изучения петрографических шлифов под оптическим микроскопом. Для характеристики литотипов,

представленных карбонатными отложениями, использовалась классификация Данхема (Dunham, 1962). Далее по материалам описания керна строился разрез скважин, и в совокупности с анализом данных ГИС выделялись основные пласты-коллекторы верейского горизонта. Построение разрезов на основе выделенных литотипов позволило: 1) выявить основные закономерности строения разрезов; 2) установить по керну интервалы развития перспективных для освоения пород-коллекторов; 3) определить интервалы развития пород-флюидопоров и плотных пород, в том числе, оценить их экранирующие свойства между пластами-коллекторами; 4) выявить основные закономерности горизонтальной изменчивости отложений в пределах месторождения.

Общие закономерности осадконакопления в верейское время можно проследить на основе разработанной авторами модели осадконакопления верейских отложений юго-востока Татарстана (рис. 2).

Комплекс лабораторных геомеханических исследований включал в себя определение динамических упругих параметров и статических упруго-прочностных характеристик. Из полноразмерного керна изготавливались цилиндрические образцы диаметром 30 мм и полудиски с надрезом. Определение объемного веса (плотности породы) образцов проводилось весовым методом при помощи лабораторных весов АН-220СЕ (ООО «Вибра Рус»). Лабораторные исследования упругих свойств выполнялись на установке «ПИК-УЗ-ЭП» (АО «Геологика», Новосибирск).

Определение упругих, деформационных и прочностных свойств в условиях трехосного сжатия выполняются согласно требованиям (ASTM D7012-14, ГОСТ 21153.7-75, ГОСТ 21153.2-84, ГОСТ 21153.8-88, ГОСТ 28985-91, ГОСТ 21153.3-85). Испытания проводились в состоянии

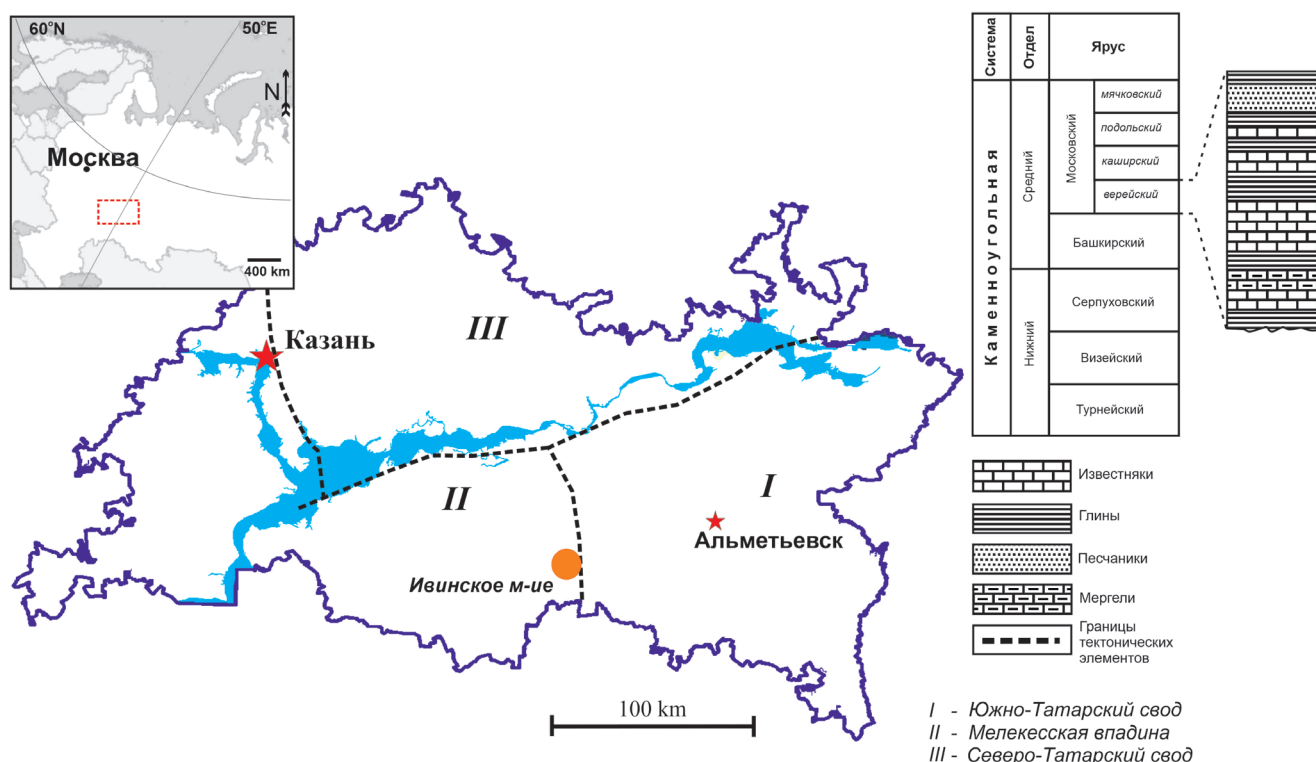


Рис. 1. Схема расположения Ивинского месторождения нефти, основные тектонические элементы региона и краткая литолого-стратиграфическая характеристика каменноугольной системы

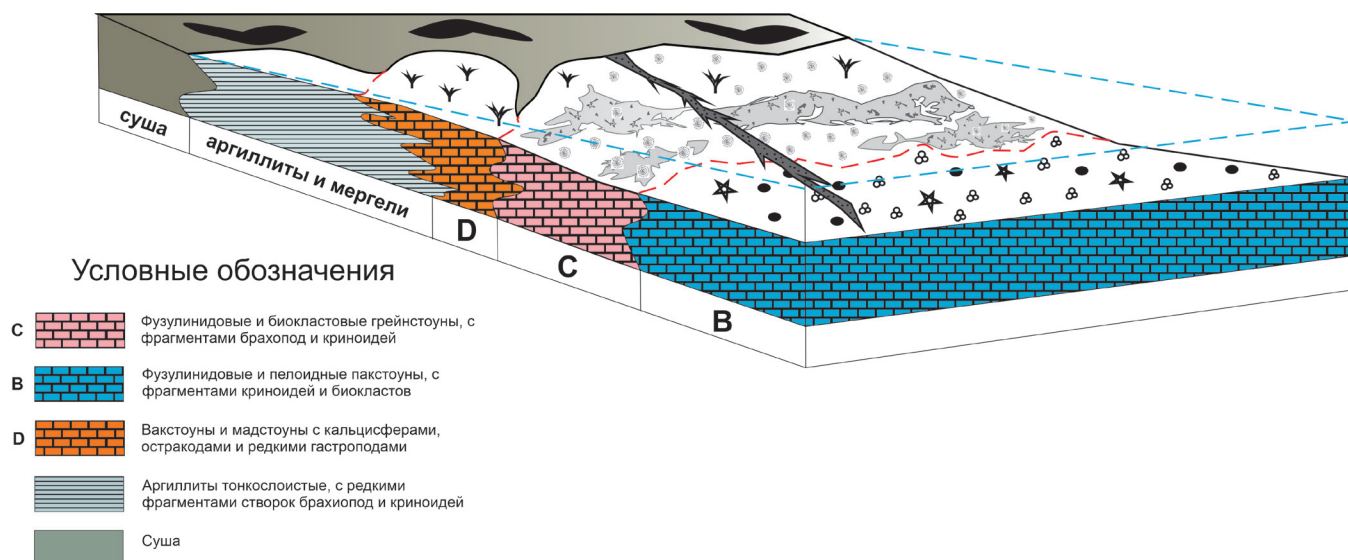


Рис. 2. Седиментационно-фациальная модель формирования основных типов отложений верейского горизонта московского яруса

естественного насыщения при эффективном давлении 5, 10, 15, 20 МПа для трехосных испытаний. Измерение упругих и прочностных свойств осуществлялись в камере трехосного осесимметричного сжатия при помощи осевых и радиальных датчиков линейного перемещения (рис. 3).

По кривым напряжения-деформации фиксировалась пиковая нагрузка, на которой происходило разрушение образца, что соответствует пределу прочности на сжатие. Упругие модули (модуль Юнга, коэффициент Пуассона) определялись по кривым напряжения-деформации в интервале 25–50% от предела прочности согласно методикам (ASTM D7012-14, ГОСТ 28985-91).

Определение предела прочности на растяжение при раскалывании методом приложения сжимающей нагрузки вдоль диаметра образца выполнялось согласно требованиям (ASTM D3967-08). Испытания проводились на образцах в форме диска с отношением толщины к диаметру (t/D) от 0,2 до 0,75. Образец помещался в приспособление одноосного растяжения установки ГТЯН.441179.050 и зажимался в радиальном направлении. Нагрузка увеличивалась с заданной скоростью деформации до разрушения образца (например, 0,1 МПа/с). Предел прочности на разрыв определялся из предельной нагрузки по методике (ASTM D3967, ГОСТ 21153.3-85).

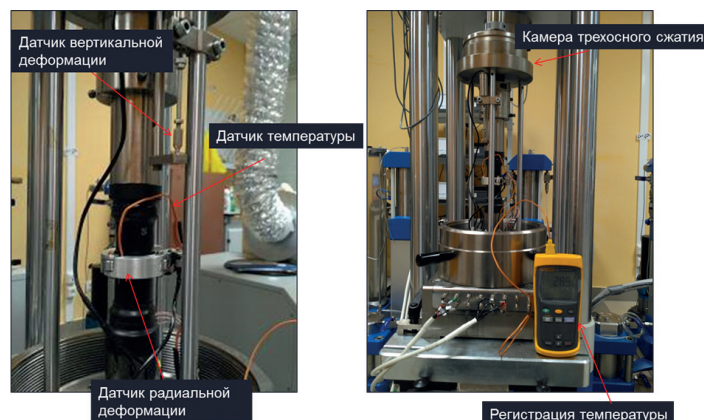


Рис. 3. Обвязка датчиков при многостадийных трехосных испытаниях

Значения коэффициента трещиностойкости K_{TC} определялись на образцах-полудисках с диаметром 62 мм. Процедура пробоподготовки образца к испытаниям подробно описана в методике (ISRM). Суть метода заключается в измерении пиковой нагрузки, при которой разрушается полудиск с надрезом – инициатором трещины. Диаметр образца ($D = 2R$) должен иметь размеры не менее 10:1 или не менее 76 мм, минимальная толщина образца должна быть больше 0,4 D или 30 мм. В данном случае толщина образца принята 25 мм. Надрез-инициатор трещины выполнен поперек слоистости отрезным алмазным диском толщиной 1 мм, на глубину 15 мм.

Результаты

В составе изученных отложений верейского горизонта выделяются карбонатные, терригенные и смешанные карбонатно-терригенные породы (рис. 2). Основными типами карбонатных отложений верейского горизонта являются пакстоуны, грейстоуны и мадстоуны, основными типами терригенных отложений – аргиллиты, песчаники, редко алевролиты, карбонатно-терригенных – мергели (рис. 4).

Пакстоуны в разрезах верейского горизонта макроскопически обычно представляют собой в различной степени нефтенасыщенные известняки, чаще однородные по текстуре, в меньшей степени обладающие пятнисто-полосчатой текстурой, обусловленной неравномерной нефтенасыщенностью. По данным оптико-микроскопического изучения, породы представляют собой пелоидные и пелоидно-фораминиферовые известняки, где форменные компоненты (фораминиферы, пелоиды, биокласты) составляют до 80%, находятся в состоянии соприкосновения и скреплены поровым типом цемента, по структуре отвечающего спариту, реже микриту. Структурная особенность пакстоунов предопределила их относительно высокую пористость (до 16%), где межзерновые породы являются результатом постседиментационного выщелачивания пород. Значения пористости в интервалах представленных пакстоунами варьируют в пределах 8–16%, средние значения составляют 12%.

Грейстоуны в разрезах верейского горизонта макроскопически представлены равномерно нефтенасыщенными,

однородными по текстуре, пористыми известняками. По данным оптико-микроскопических исследований грейнстоуны представлены хорошо отсортированными ооидно-пелоидными, пелоидно-фузулиновыми, биокластовыми и брахиоподово-фузулиновыми известняками. Форменные элементы (пелоиды, раковины и их обломки) составляют до 90–95% объема пород и скреплены цементом соприкосновения, реже поровым по типу цемента, по структуре отвечающим спариту. Структурная особенность грейнстоунов заключается в их первично высокой пористости (до 24%). Так, грейнстоуны еще на стадии осадконакопления представляли собой хорошо отсортированные карбонатные пески, с первично высокой пористостью, которая в значительной степени была унаследована в постседиментационных условиях, нередко дополнительно увеличенная за счет процессов вторичного выщелачивания. Значения пористости для грейнстоунов варьируют в пределах 11–24%, средние значения составляют 16%.

Мадстоуны по сравнению с вышеперечисленными литотипами в разрезах представлены плотными, чаще однородными по текстуре породами, как правило, без признаков нефтенасыщения. По данным оптико-микроскопических исследований, породы представляют собой мелкозернистые известняки с редкими фрагментами флоры и фауны (фораминиферы, обломки раковин брахиопод, кальциферы, фрагменты водорослей и др.). Структура пород плотная, отмечаются лишь единичные каналы выщелачивания, редкие несвязанные поры. Пористость мадстоунов варьирует в пределах 1–5%, средние значения пористости составляют 3%.

Песчаные и алевропесчаные отложения в разрезах встречаются не повсеместно и характерны преимущественно для верхней части горизонта. Макроскопически такие отложения представлены в различной степени нефтенасыщенными породами, от полного отсутствия признаков нефтенасыщенности до равномерно нефтенасыщенных пород. По данным оптико-микроскопических исследований нефтеносные алевропесчаники и песчаники характеризуются преимущественно мелкозернистой структурой и неяснослоистой текстурой за счет наличия глинистых слойков и слабо выраженной дифференциации обломочного материала по размерам. Породы на 80–85% сложены зернами, на 15–20% – цементом. Обломочная часть размером 0,05–0,25 мм (преобладают 0,1–0,25 мм) представлена преимущественно угловатыми и полуокатанными зернами кварца изометричного и удлиненного облика (75%), раковинным и водорослевым детритом (15%), угловатыми зернами полевых шпатов (10%), редкими пластинками мусковита и хлорита. Зерна сцементированы карбонатно-глинистым цементом. Карбонатный, кальцитовый по составу цемент имеет тонко-мелкозернистую структуру за счет неравномерной перекристаллизации цемента. Глинистый цемент по составу хлорит-иллитовый, по структуре пелитовый, по типу чаще поровый, реже прожилковый. Пустотно-поровое пространство представлено межзерновыми порами и поровыми каналами, размером до 0,1 мм. Пористость варьирует в пределах 4–20%, в среднем составляет 15%.

Мергели и аргиллиты в разрезах встречаются повсеместно и обычно выполняют плотные разделы между пластами-коллекторами. Макроскопически представлены

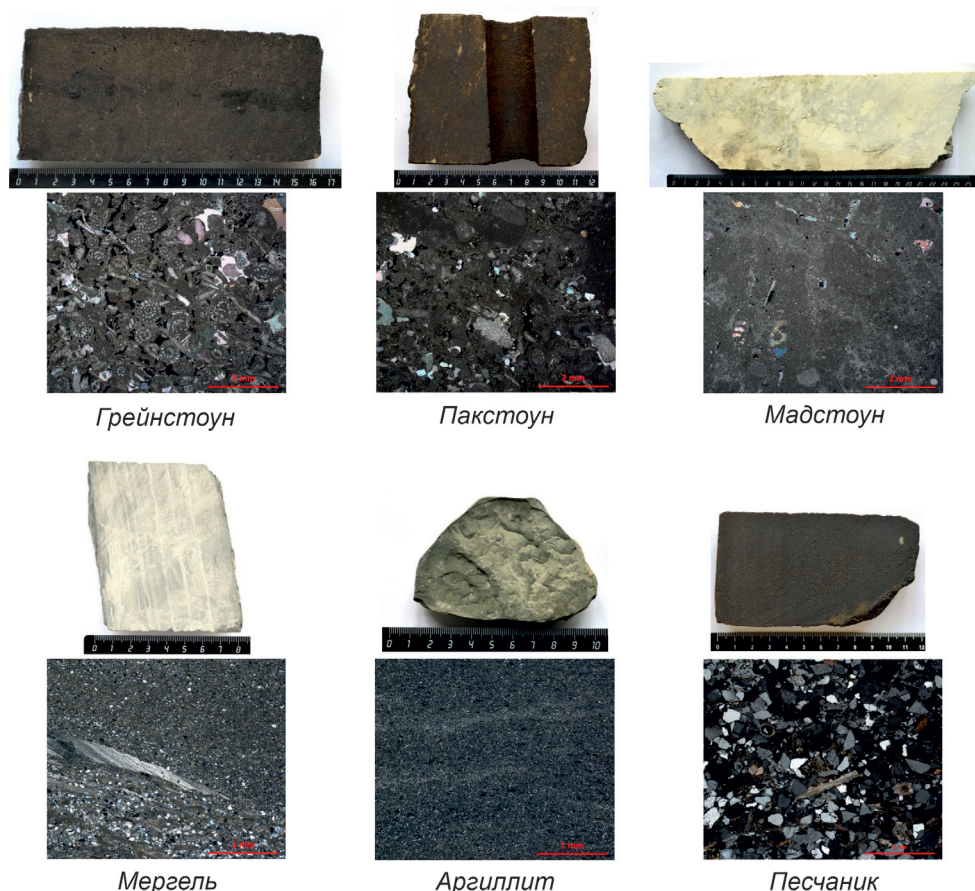


Рис. 4. Фотографии образцов и шлифов основных литотипов верейского горизонта московского яруса, слагающих разрез Ивинского месторождения

плотными серыми и зелено-серыми породами, с характерной горизонтальной слоистостью. По данным оптико-микроскопического изучения представляют собой плотные породы, пустотное пространство в которых визуально не различимо.

Естественная трещинная пустотность для отложений верейского горизонта не характерна. Наблюдаются лишь локальные трещины растворения пород, встречающиеся как в плотных, так и пористых типах известняков. Тектоническая трещиноватость по керну надежно не установлена.

Таким образом, коллекторами в разрезах выступают карбонатные отложения в составе грейнстоунов, несколько реже пакстоунов, а также песчаники и алевропесчаники, развитые в верхней части разреза горизонта. К плотным породам относятся мергели, аргиллиты и известняки-мадстоуны, залегающие в разном соотношении между пластами-коллекторами.

В составе отложений верейского горизонта снизу-вверх выделяют 6 пластов карбонатных коллекторов C_2vr1-6 и один пласт-коллектор, маркирующий врезовые отложения, чаще всего представленный песчаниками – C_2vr0 . Пример разрезов двух скважин представлен на рис. 5. Отсутствие кенового материала верхней части верейского горизонта для скв. 4993 не позволило построить полный разрез. На разрезе этой скважины отображена лишь нижняя карбонатная часть, являющаяся наиболее перспективной для освоения (рис. 5). На литологическом разрезе скв. 4935 горизонт охарактеризован кеном практически на всю свою мощность.

Нижний верей (C_2vr1-2). На практике оказалось довольно трудным различить отложения пластов C_2vr1 и C_2vr2 , так как участками пласт-коллектор C_2vr1 полностью отсутствует, где-то образует единый пласт с пластом-коллектором C_2vr2 . Предложено рассматривать их совместно, так как они практически не различимы по литологическому строению. Особенностью строения коллекторов является чередование в разрезе в различной степени нефтенасыщенных пакстоунов и грейнстоунов, часто перемежающихся с аргиллитами и плотными мадстоунами и пактоунами. Плохая выдержанность нижневейских пластов-коллекторов по мощности и площади не всегда позволяет рассматривать их в качестве перспективных для поисков и разработки объектов.

Средний верей (C_2vr3). Отложения пласта-коллектора C_2vr3 в разрезах Ивинского месторождения представлены равномерно нефтенасыщенными грейнстоунами мощностью от 4 до 5,5 м. Пористость по интервалу варьируется от 15 до 22%. Хорошая выдержанность горизонта по площади не только в пределах месторождения, но и на соседних площадях; относительно высокая однородность по петрофизическим свойствам определяет пласт-коллектор в качестве наиболее перспективного для освоения.

Верхний верей (вр-4,5,6). Пласты-коллекторы C_2vr4 , 5, 6 относятся к верхней части верейского горизонта. Пласты C_2vr4 и C_2vr6 малоперспективны из-за малой мощности, неоднородности и низких коллекторских характеристик. Отложения пласта-коллектора C_2vr5 представлены грейнстоунами, в нижней части пакстоунами. Высокие коллекторские характеристики, выдержанность по мощности и однородность строения позволяют

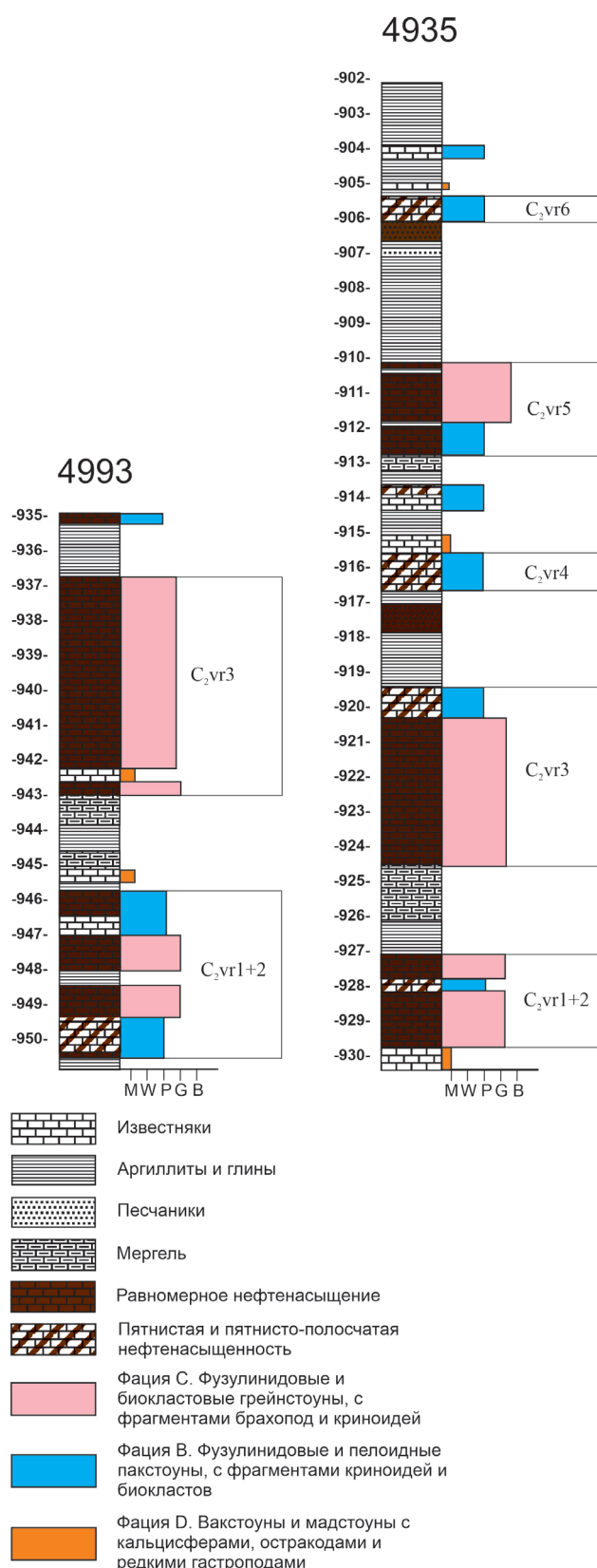


Рис. 5. Литологические разрезы скважины 4993 и скважины 4935 Ивинского месторождения нефти

рассматривать пласт-коллектор C_2vr5 в качестве перспективного для освоения.

По результатам лабораторных геомеханических исследований Ивинского месторождения собрана база данных по упруго-прочностным свойствам пород верейского горизонта. Данные характеристики получены благодаря

измерениям геомеханических параметров кернового материала трёх скважин. Всего свойств было измерено в 65 образцах керна различными методами. Обобщенный планшет с результатами представлен на рисунке 6, где точками отмечены результаты керновых исследований, а линиями – средние значения параметров для отдельных пластов.

Так, по своим упругим свойствам относительно низкими значениями обладают породы горизонтов C_2vr4 и C_2vr6 . Средние значения скоростей продольной и поперечной волны равны соответственно 3300 м/с и 2100 м/с. Упругие свойства также относительно низкие. Модуль Юнга равен в среднем 10,5 ГПа, коэффициент Пуассона 0,24 д.ед. Несколько более высокими упругими параметрами обладают горизонты C_2vr3 , C_2vr5 , плотные породы между горизонтами C_2vr3 и C_2vr4 , а также терригенные отложения верхней части верейского горизонта. Скорость продольной волны в среднем составляет 4300 м/с, а поперечной 2500 м/с. По модулю Юнга явных различий указанных слоёв с горизонтами C_2vr4 и C_2vr6 не наблюдается (12,7 ГПа). Коэффициент Пуассона также не отличается и равен 0,25 д.ед. Из представленного разреза самыми высокими значениями упругих свойств обладает пласт, залегающий между горизонтами C_2vr5 и C_2vr6 , а также пласт C_2vr2 (неколлектор). Скорость продольной волны в среднем равна 5300 м/с, поперечной – 3050 м/с. Модуль Юнга равен 18,4–26 ГПа, коэффициент Пуассона 0,2–0,23 д.ед.

Помимо упругих свойств, в геомеханике также важны прочностные параметры. В результате лабораторных испытаний были определены значения предела прочности на сжатие, растяжение и параметр трещиностойкости. Самыми низкими прочностными свойствами в верейском горизонте обладают интервалы слоев C_2vr3 – C_2vr5 и пласт C_2vr6 . Средние значения предела прочности на сжатие равны 80 МПа, предела прочности на растяжение – 3 МПа. Параметр трещиностойкости в среднем равен 470 $KPa \cdot m^{0.5}$. Высокими прочностными характеристиками

обладает слой между горизонтами C_2vr5 и C_2vr6 , а также терригенная часть верейского горизонта. Средние значения предела прочности на сжатие равны 150 МПа, предел прочности на растяжение – 6 МПа, параметр трещиностойкости в среднем равен 730 $KPa \cdot m^{0.5}$. К этой группе можно отнести и горизонт C_2vr2 (неколлектор), предел прочности на сжатие которого в среднем составляет 100 МПа.

Для изученных интервалов построены корреляционные графики зависимости геомеханических параметров от скорости прохождения продольной волны (рис. 7). Полученные уравнения могут быть весьма востребованными при построении геомеханической модели или дизайна гидроразрыва пласта. Чтобы создать непрерывную модель механических свойств горных пород вдоль ствола скважины, используют данные акустического каротажа, позволяющие построить синтетические кривые упругих модулей и параметров прочности (Mavko et al., 2009).

Резюмируя вышесказанное следует отметить, что пласты-коллекторы и плотные слои между ними в интервале C_2vr3 – C_2vr5 , а также пласт C_2vr6 обладают самыми низкими упругими и прочностными характеристиками. Относительно высокими прочностными свойствами обладают интервалы между C_2vr5 и C_2vr6 , а также терригенные породы верейского горизонта, представленные песчаниками и алевропесчаниками.

Дискуссия

Согласно данным геомеханических исследований, следует отметить, что породы-коллекторы и неколлекторы верейского горизонта обладают относительно низкими упруго-прочностными параметрами. Предел прочности на сжатие известняков и доломитов, согласно литературным данным, варьирует от 10 до 300 МПа (Zoback, 2009). Изученные отложения обладают прочностью в среднем не выше 150 МПа.

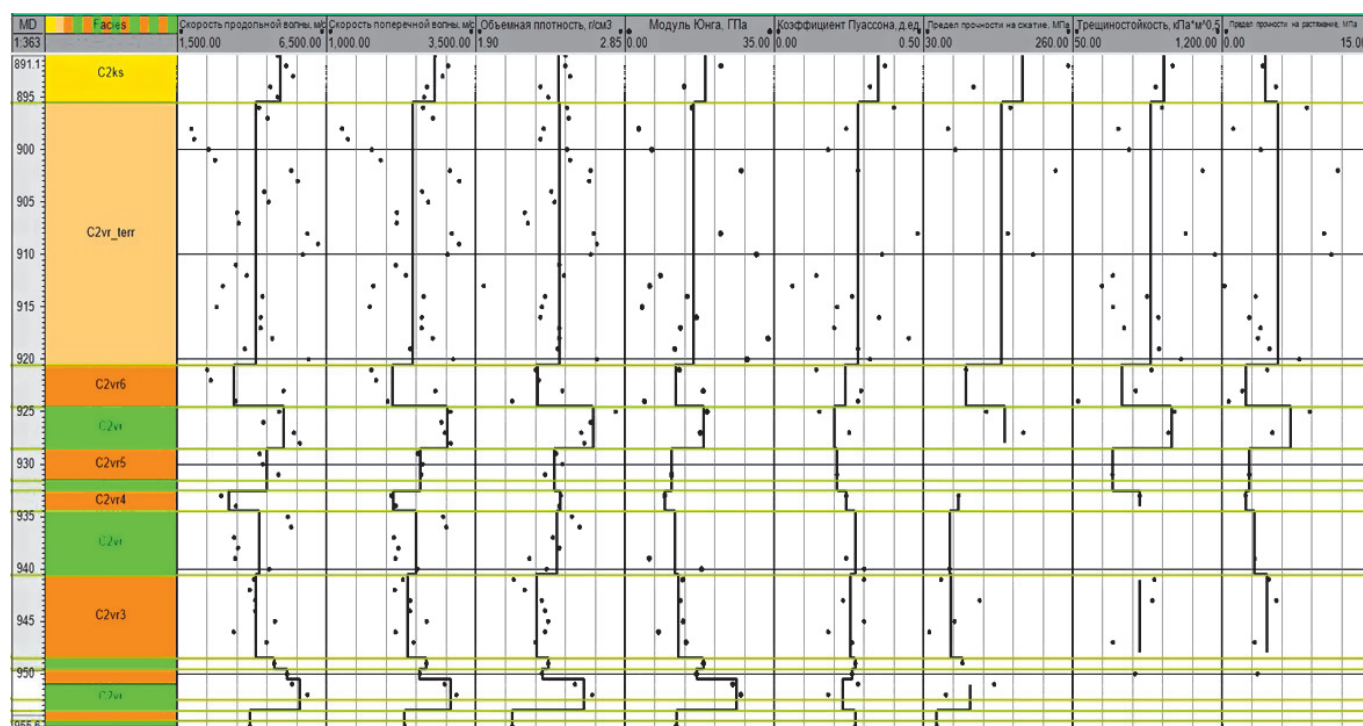


Рис. 6. Результаты геомеханических исследований керна Ивинского месторождения нефти

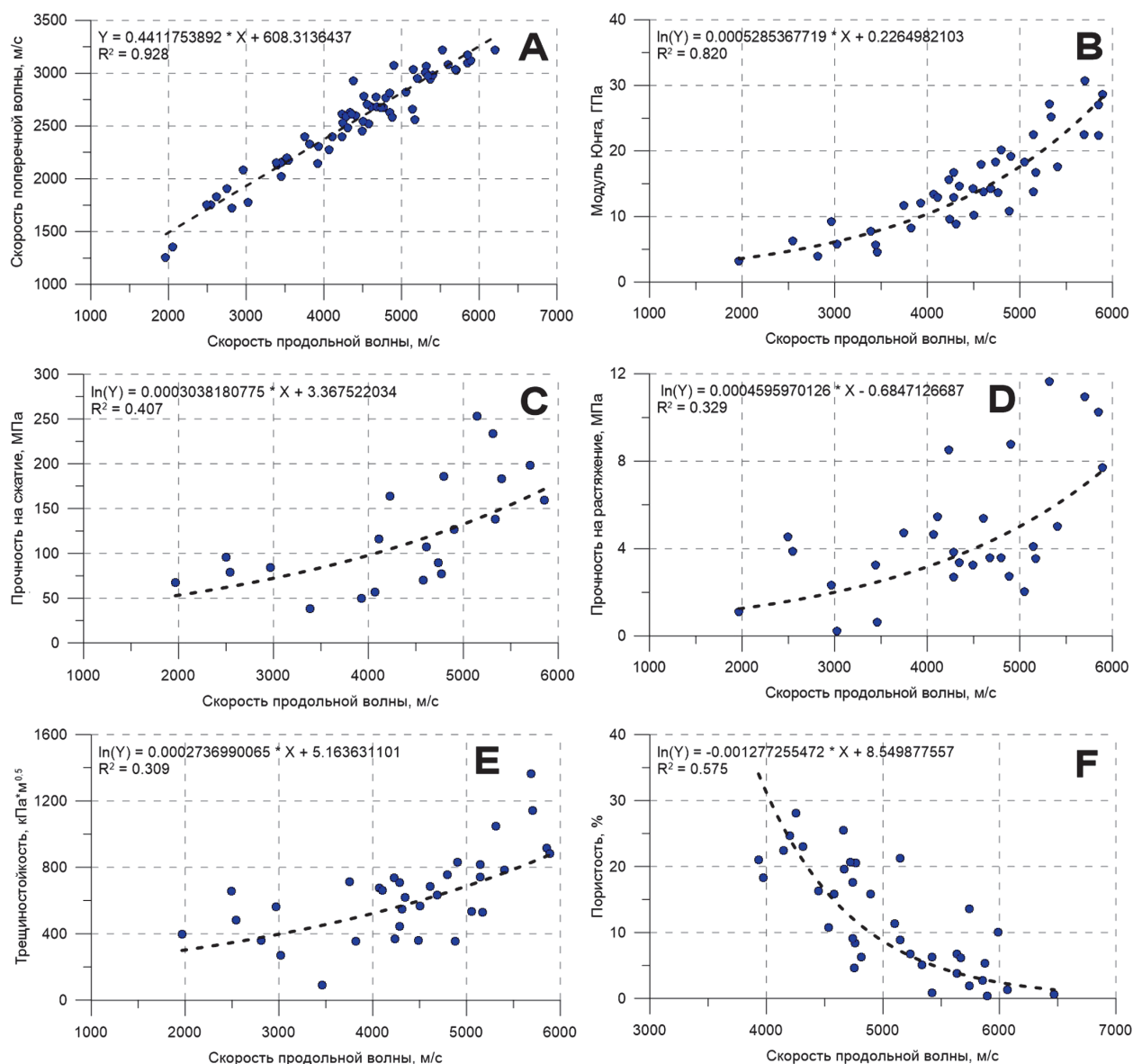


Рис. 7. Графики зависимости основных геомеханических характеристик изученных отложений. А – Зависимость скорости продольной и поперечной волны; В – зависимость модуля Юнга и скорости продольной волны; С – зависимость прочности на сжатие и скорости продольной волны; D – зависимость прочности на растяжение и скорости продольной волны; E – зависимость трещиностойкости и скорости продольной волны; F – зависимость пористости и скорости продольной волны.

При выполнении работы выявлена определенная закономерность изменчивости геомеханических свойств в зависимости от литологических типов отложений, слагающих верейский горизонт.

В настоящем исследовании впервые для карбонатных пород среднего карбона в составе верейского горизонта представлены результаты специальных геомеханических исследований параметра трещиностойкости. Выявлено, что параметр трещиностойкости пород в целом хорошо коррелирует с упругими и прочностными свойствами исследуемых пород. В частности, параметр трещиностойкости нижневерейских отложений, где коллекторы образуют лишь маломощные прослои, незначительно отличается от продуктивных и выдержанных по мощности пород-коллекторов средней части горизонта.

Самыми высокими прочностными свойствами обладает пласт между C_2v_5 и C_2v_6 . Согласно данным изучения керна, рассматриваемый интервал практически нацело представлен глинистыми породами (аргиллитами

и уплотненными глинами), иногда с прослоями песчаных и песчано-алевритовых пород. Высокая прочность песчаных и песчано-алевритовых пород может объясняться их плотной структурой и низкой пористостью. Пористость развита неравномерно и обусловлена единичными, часто несвязанными между собой порами. Также к плотным и прочным породам можно отнести породы нижней части верейского горизонта в интервале между пластами-коллекторами C_2v_2 и C_2v_3 . Здесь породы представлены аргиллитами и мергелями, с содержанием глинистых минералов в мергелях до 60%. По мнению авторов, глинистость пород для отложений верейского горизонта может оказывать влияние на параметр трещиностойкости за счет приобретения породами большей пластичности и устойчивости к разрыву, а повышенные прочностные характеристики определяются их значительно меньшей пористостью, по сравнению с выше и ниже лежащими карбонатными породами-коллекторами. Пластичность глинистых пород наблюдалась на кривых «напряжение-деформация»:

во-первых, наблюдался явный переход от упругого деформирования к пластичному, во-вторых, на некоторых образцах не наблюдалось явного разрушения со «срывом» графика вниз, а происходило постепенное уплотнение образца с сильным его расширением.

Наименьшими прочностными характеристиками обладают породы интервалов-коллекторов в составе горизонтов C_2vr3 и C_2vr5 . Как уже отмечалось выше, данные пласты представлены известняками-грейнстоунами, которые обладают высокими коллекторскими характеристиками. Особенностью грейнстоунов является их структурная упаковка, где зерна, представленные оолитами, пелоидами, фораминиферами, в меньшей степени биокластами, формируют каркас породы, соприкасаясь между собой краями. Цемент в таких породах контактовый, соприкосновения, реже поровый, по времени образования – ранне-диагенетический. Низкие прочностные свойства породы определяются особенностями структуры грейнстоунов, где поры, образованные еще на стадии седиментогенеза карбонатных осадков, были унаследованы и практически не залечены процессами вторичной цементации в условиях постседиментационной истории пород. Данная структурная особенность пород и предопределила их в качестве наименее устойчивых к нагрузкам. Изменение упругих и прочностных свойств пород с увеличением пористости можно наблюдать на графике «F» рисунка 7. Кроме того, наблюдения показывают: чем выше однородность пород по мощности и выдержанность состава отложений, тем выше их способность подвергаться трещинообразованию. В частности, подобное характерно для интервалов среднебашкирских отложений, когда практически повсеместно на территории юго-востока Татарстана мощные (до 15 м) и хорошо выдержанные нефтеносные пакстоуны подвержены тектонической трещиноватости, в то время как вышележащие полифациальные отложения верхнего башкира практически не содержат тектонических трещин.

Анализируя состав литологических типов отложений, можно отметить, что наименее устойчивыми к нагрузкам оказались породы-коллекторы, представленные грейнстоунами, в меньшей степени пакстоунами. Несколько большей устойчивостью обладают в различной степени заглинизированные мадстоуны и плотные пакстоуны. Наиболее устойчивыми к трещинообразованию являются песчаники, мергели и аргиллиты. Следует отметить, что явного контраста геомеханических свойств среди изученных пород не наблюдается, особенно для отложений средней и нижней части верейского горизонта. Сказанное указывает на то, что плотные породы нижних интервалов верейского горизонта не могут в полной мере выполнять роль «барьеров», способных удержать трещину гидро-разрыва пласта. Это следует учитывать при построении дизайна ГРП, для избежания эффекта неконтролируемого роста высоты трещин, вплоть до их вхождения в водоносную часть залежи.

В качестве примера, доказывающего вероятность неконтролируемого роста трещины в высоту, можно использовать зависимость между существующей длиной трещины, и давлением, необходимым для дальнейшего её развития (Barry et al., 1992). Чем выше длина трещины, тем меньше требуется усилий, чтобы она распространялась далее. Данную зависимость можно выразить уравнением:

$$P_b = \frac{K_{IC} - g(a/R_w)\sqrt{\pi a}(\sigma_H - \sigma_h) \cos 2\beta}{\sqrt{\pi a}f(a/R_w)} + \sigma_H (\cos \beta)^2 + \sigma_h (\sin \beta)^2, \quad (1)$$

где P_b – градиент давления разрыва, K_{IC} – трещиностойкость, a – изначальная длина трещины, R_w – радиус скважины, σ_H , σ_h – соответственно максимальное и минимальное горизонтальное напряжение, β – угол между осью трещины и максимальным горизонтальным напряжением, $g(a/R_w)$ и $f(a/R_w)$ – коэффициенты, значения которых указаны в таблице 1.

Если сопоставить между собой два интервала пород, с самым высоким и самым низким значениями трещиностойкости из всех полученных в данной работе ($K_{IC1} = 0,09 \text{ МПа} \cdot \text{м}^{1/2}$, $K_{IC2} = 1,4 \text{ МПа} \cdot \text{м}^{1/2}$), и построить график зависимости между длиной трещины и давлением, необходимым для дальнейшего её развития, то получится следующее (рис. 8).

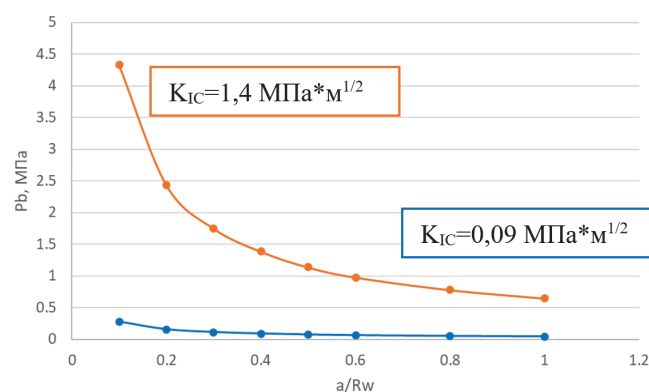


Рис. 8. График зависимости между отношением длины трещины к радиусу скважины (a/R_w) и давлением, необходимым для дальнейшего её развития (P_b)

Как видно из графика на рисунке 8, если длина трещины не превышает 0,1 от радиуса скважины, то давление распространения трещины отличается значительно (около 4 МПа). Однако, если отношение длины трещины к радиусу скважины приближается к 1, то разница давлений распространения трещины становится минимальной (около 0,08 МПа), а значит, риск неконтролируемого роста трещины увеличивается. Следует также учитывать, что в данном конкретном случае было сделано допущение, что трещина распространяется по направлению максимального горизонтального напряжения ($\beta = 0$), горизонтальные напряжения равны между собой ($\sigma_H = \sigma_h$). Очевидно, что при наличии контраста горизонтальных напряжений, эти значения будут отличаться.

Выводы

Проведенные исследования позволили авторскому коллективу сделать следующие выводы.

Геомеханические свойства пород верейского горизонта зависят от их литологического типа и структуры, в том числе способа упаковки зерен, а также степени глинистости пород.

Наиболее устойчивыми к трещинообразованию являются песчаные и алевропесчаные породы, аргиллиты и мергели, в различной степени глинистые известняки-мадстоуны. Наименьшими прочностными характеристиками,

включая большую способность к трещинообразованию, обладают известняки-грейнстоуны, слагающие в разрезах горизонта породы-коллекторы.

Отсутствие значимого различия геомеханических свойств в целом по разрезу верейского горизонта требует более тщательного подхода к выбору оптимальных нагрузок при проведении ГРП, особенно в условиях близости водоносной части залежи, нередко расположенной в отложениях нижележащего башкирского, реже серпуховского ярусов.

Опыт анализа литологических и геомеханических данных на разрезах Ивинского месторождения, может быть использован и на других месторождениях юго-востока Татарстана, так как в целом отложения верейского горизонта в пределах региона близки по своему литологическому строению и параметрам геомеханических свойств. Подобные исследования могут стать примером составления атласа геомеханических свойств для отдельного месторождения, а в перспективе всего юго-востока Татарстана.

Финансирование/Благодарности

Авторы выражают признательность и благодарят руководство ЗАО «Татнефтепром» за возможность изучения кернового материала в рамках текущего исследования. Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-299 в рамках программы развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты». Статья выполнена частично по материалам Отчета о НИР «Экспериментальные геомеханические исследования карбонатных массивов горных пород для выбора оптимальной технологии разработки трудноизвлекаемых запасов высоковязкой нефти» по договору № С50-17 от 06 июля 2017 года (тема 063100027 БиПи Эксплорэйшн).

Авторы выражают благодарность рецензентам за критический анализ рукописи, ценные комментарии и замечания.

Литература

- Геология Татарстана: стратиграфия и тектоника (2003). Под ред. Б.В. Бутова. М.: ГЕОС, 402 с.
- Зиганшин Э.Р. (2021). Взаимосвязь упругих и емкостных свойств карбонатных коллекторов (на примере каменноугольных отложений Республики Татарстан). Дис. канд. геол.-мин. наук. Казань, 192 с.
- Кольчугин А.Н., Делла Порта Дж., Морозов В.П., Королев Э.А., Темная Н.В., Гареев Б.И. (2020). Особенности фациальной изменчивости нефтеносных карбонатных коллекторов среднего карбона (на примере башкирского яруса юго-востока Татарстана). *Георесурсы*, 22(2), с. 29–36. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.2.29-36>
- Королев Э.А., Кольчугин А.Н., Морозов В.П., Низамутдинов Н.М., Пронин Н.В. (2014). Причины низкой нефтеотдачи верейского горизонта Аканского месторождения. *Нефтяное хозяйство*, 10, с. 57–59.

Ларочкина И.А. (2011). Перспективы развития нефтедобычи в Республике Татарстан. *Георесурсы*, 4(40), с. 2–6.

Салимов В.Г., Ибрагимов Н.Г., Насыбуллин А.В., Салимов О.В. (2013). Гидравлический разрыв карбонатных пластов. М.: ЗАО «Нефтяное хозяйство», 472 с.

Хисамов Р.С., Губайдуллин А.А., Базаревская В.Г., Юдинцев Е.А. (2010). Геология карбонатных сложно построенных коллекторов девона и карбона Татарстана. Казань: Фэн, 283 с.

Barry N., Whittaker N.R., Singh S.G. (1992). Rock fracture mechanics principles design and applications. Elsevier, Amsterdam-London-New York-Tokyo.

Dunham R.J. (1962). Classification of carbonate rocks according to depositional texture. Classification of carbonate rocks. *Simp. Amer. Assoc. Petrol. Geol. Mem.* Ed. W.E. Ham. V.1, pp. 108–121.

Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J. (2009). The rock physics handbook. 2nd ed. Cambridge University Press, 511 p.

Zoback M.D. (2007). Reservoir Geomechanics. Cambridge: Cambridge University Press, 449 p.

Сведения об авторах

Антон Николаевич Кольчугин – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры минералогии и литологии, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18
e-mail: anton.kolchugin@gmail.com

Эдуард Ришадович Зиганшин – инженер, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

Владимир Петрович Морозов – доктор геол.-мин. наук, профессор, зав. кафедры минералогии и литологии, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

Егор Сергеевич Быстров – магистрант, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

Эдуард Анатольевич Королёв – кандидат геол.-мин. наук, доцент, заведующий кафедрой общей геологии и гидрогеологии, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

Салават Ильдусович Гильфанов – инженер-проектировщик, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

Статья поступила в редакцию 06.09.2022;

Принята к публикации 07.11.2022; Опубликована 20.12.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Geomechanical and lithological characteristics of the Vereysky horizon in the Middle Carboniferous for prediction of hydraulic fracturing technology, on the example of the Ivinskoye field in the South-East of Tatarstan

A.N. Kolchugin*, E.R. Ziganshin, V.P. Morozov, E.S. Bystrov, E.A. Korolev, S.I. Gilfanov

Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

*Corresponding author: Anton N. Kolchugin, e-mail: anton.kolchugin@gmail.com

Abstract. The method of acid hydraulic fracturing has been actively used in recent years, for the deposits of the Vereysky horizon of the Moscowian strata in the south-east of Tatarstan. Design development and the use of hydraulic fracturing requires full-fledged studies of the geomechanical characteristics of rocks, including the prediction of the propagation of emerging fractures. It is considered the main geomechanical characteristics for reservoir rocks and dense rocks involved in the structure of the sections, on the example of the study of polyfacial reservoirs of the Vereysky horizon of the Ivinskoye oil field. It was revealed that the carbonate reservoir rocks of the middle and upper parts of the Vereysky horizon (C_2vr3 and C_2vr5) have the least strength properties and a greater susceptibility to fracturing. More durable were sandstones of the upper part of the horizon, marls and mudstones of the middle and upper parts of the horizon, as well as mudstone and dense packstone, typical for the lower part of the Vereysky horizon. The presented data can be valid for most of the sections of the Vereysky horizon of the southeast of Tatarstan and are used for the choice of optimal solutions when applying the hydraulic fracturing technology.

Keywords: Vereysky horizon, geomechanical properties, lithological types, reservoir rocks, fracture toughness

Acknowledgements

The authors thank to the Tatneftprom management for the opportunity to study the core material in the framework of the current study. The work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-15-2022-299 within the framework of the development program for a world-class Research Center "Efficient development of the global liquid hydrocarbon reserves".

The article is partly based on the materials of the Research Report "Experimental geomechanical studies of carbonate rock masses to select the optimal technology for the development of hard-to-recover high-viscosity oil reserves" under contract No. C50-17, July 06, 2017 (topic 063100027 BP Exploration).

The authors are grateful to the reviewers for critical analysis of the manuscript, valuable comments and remarks.

Recommended citation: Kolchugin A.N., Ziganshin E.R., Morozov V.P., Bystrov E.S., Korolev E.A., Gilfanov S.I. (2022). Geomechanical and lithological characteristics of the Vereysky horizon in the Middle Carboniferous for prediction of hydraulic fracturing technology, on the example of the Ivinskoye field in the South-East of Tatarstan. *Georesursy = Georesources*, 24(4), pp. 65–74. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.5>

References

Barry N., Whittaker N.R., Singh S.G. (1992). Rock fracture mechanics principles design and applications. Elsevier, Amsterdam-London-New York-Tokyo.

Dunham R.J. (1962). Classification of carbonate rocks according to depositional texture. Classification of carbonate rocks. *Simp. Amer. Assoc. Petrol. Geol. Mem.* Ed. W.E. Ham. V.1, pp. 108–121.

Geology of Tatarstan: stratigraphy and tectonics (2003). Ed. B.V. Burova. Moscow: GEOS, 402 p. (In Russ.)

Khisamov R.S., Gubaidullin A.A., Bazarevskaya V.G., Yudinsev E.A. (2010). Geology of complexly constructed carbonate reservoirs of the Devonian and Carboniferous of Tatarstan. *Kazan: Fen*, 283 p. (In Russ.)

Kolchugin A.N., Della Porta G., Morozov V.P., Korolev E.A., Temaya N.V., Gareev B.I. (2020). Facies variability of pennsylvanian oil-saturated carbonate rocks (constraints from Bashkirian reservoirs of the south-east Tatarstan). *Georesursy = Georesources*, 22(2), pp. 29–36. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.2.29-36>

Korolev E.A., Kolchugin A.N., Morozov V.P., Nizamutdinov N.M., Pronin N.V. (2014). Causes of low oil recovery of the Vereysk horizon of the Akanskoye field. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 10, pp. 57–59. (In Russ.)

Larochkina I.A. (2011). Perspectives of oil output development in the Republic of Tatarstan. *Georesursy = Georesources*, 40(4), pp. 2–6. (In Russ.)

Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J. (2009). The rock physics handbook. 2nd ed. Cambridge University Press, 511 p.

Salimov V.G., Ibragimov N.G., Nasybullin A.V., Salimov O.V. (2013). Hydraulic fracturing of carbonate formations. Moscow: Neftyanoe khozyaistvo, 472 p. (In Russ.)

Ziganshin E.R. (2021). Relationship between elastic and capacitive properties of carbonate reservoirs (on the example of the Carboniferous deposits of the Republic of Tatarstan). Cand. geol.-min. sci. diss. Kazan, 192 p. (In Russ.)

Zoback M.D. (2007). Reservoir Geomechanics. Cambridge: Cambridge University Press, 449 p.

About the Authors

Anton N. Kolchugin – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Department of Mineralogy and Lithology, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

Kremlevskaya str., 18, Kazan, 420008, Russian Federation
e-mail: anton.kolchugin@gmail.com

Eduard R. Ziganshin – Engineer, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

Kremlevskaya str., 18, Kazan, 420008, Russian Federation

Vladimir P. Morozov – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Head of Department of Mineralogy and Lithology, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

Kremlevskaya str., 18, Kazan, 420008, Russian Federation

Egor S. Bystrov – Graduate Student, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

Kremlevskaya str., 18, Kazan, 420008, Russian Federation

Eduard A. Korolev – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of the Department of General Geology and Hydrogeology, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

Kremlevskaya str., 18, Kazan, 420008, Russian Federation

Salavat I. Gilfanov – Engineer, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

Kremlevskaya str., 18, Kazan, 420008, Russian Federation

Manuscript received 6 September 2022;

Accepted 7 November 2022; Published 20 December 2022