

Геомеханическая характеристика литогенетических типов карбонатных пород башкирского яруса Аканского месторождения

Geomechanical properties of Bashkirian carbonates from Akanskoye deposit subject to lithogenetic type

I.I. Nugmanov¹, A.V. Starovoytov¹, E.R. Ziganshin¹, V.V. Kazakov¹
¹Kazan (Volga Region) Federal University, RF, Kazan

E-mail: IImir.Nugmanov@kpfu.ru, lexander.Starovoytov@kpfu.ru,
 ERZiganshin@kpfu.ru

Keywords: World Stress Map, hydraulic fracturing, microseismic monitoring, well logging, fracture, remote sensing

Article briefly describes results of experimental investigations of geomechanical properties for major lithogenetic types of carbonate rocks, constituting the typical sedimentary sequence for the Bashkirian stage of the middle Carboniferous. Feature of experimental work has been conducting laboratory tests on large-sized samples, close to a full-sized core rock (63 mm diameter, with height to diameter ratio in between 1:1 - 2:1). To account for anisotropy of elastic and strength properties for carbonates, sampling has been carried out in two orthogonal directions: along bedding and cross bedding. In absence of standard documentation to execution of researches for the samples of specified size, methodical sequence of laboratory experiments is offered, for receipt of maximum informativeness on mechanical and formation reservoir properties. Results showed significant difference for bioclast-zoogenic type I and type II limestones by physical and mechanical properties, but also on the character of development of deformation in zones weakness – shear fracture plane. Research methods and results include a few cutting-edge technical solutions in the context of "digital core". A result shows the efficacy of computed tomography to determine porosity. Using special algorithms for raw data processing of X-ray tomography allows to classify porous space by dimensions. Volumetric model with texture, carried out as a result of photogrammetry, applicable to highlight the natural fracturing of rocks. Correlation between p-wave propagation measurements in laboratory on core samples and derived from acoustic well logging has been noticed. As a rapid analysis method of the mechanical properties of carbonate rocks, authors recommends to use a Schmidt rebound hammer, as a cheaper and more affordable alternative to continuous profiling with a scratcher.

Согласно данным AAPG и AGI в карбонатных коллекторах сосредоточено до половины запасов углеводородов мира [1]. Карбонатные коллекторы с трудноизвлекаемыми запасами нефти являются основным резервом поддержания уровней добычи нефти в Республике Татарстан в целом, а для ряда малых нефтяных компаний (например, ЗАО «Кара Алтын») – главным объектом разработки. Более 98 % запасов нефти карбонатных отложений сосредоточено в регионально-нефтеносных турнейских (нижний карбон) и верейско-башкирских (средний карбон) пластах [2]. Однако извлекаемые запасы достигают лишь 10–15 %. Как отмечают исследователи региона [3, 4], основная причина заключается в сложном геологическом строении массивов карбонатных пород из-за высокой степени неоднородности [2–6].

И.И. Нугманов¹, К.Г.-М.Н.,
 А.В. Старовойтов¹,
 Э.Р. Зиганшин¹,
 В.В. Казаков¹

¹Казанский (Приволжский)
 Федеральный университет

Адреса для связи: IImir.Nugmanov@kpfu.ru,
 Alexander.Starovoytov@kpfu.ru,
 ERZiganshin@kpfu.ru

Ключевые слова: карбонатные породы, керн, геомеханические свойства, компьютерная томография, фотограмметрия

DOI: 10.24887/0028-2448-2018-2-30-35

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ (проект № 02.G25.31.0131)

Согласно работам [7, 8] к эффективным методам разработки сложнопостроенных многопластовых залежей в карбонатных коллекторах относятся применение горизонтальных скважин и кислотный гидро-разрыв пласта (ГРП). Следует отметить, что успешность указанных методов существенно зависит от геомеханических свойств горных пород [9].

Для Республики Татарстан проблема построения объективных геомеханических моделей весьма актуальна [10]. В настоящее время геомеханические параметры определяются в основном по промыслово-геофизическим данным [11], что при отсутствии лабораторных испытаний на керне существенно снижает прогнозируемую способность конечной геомеханической модели при расчете как устойчивости ствола и выбора оптимальной плотности бурового раствора, так и дизайна ГРП.

Целью настоящего исследования являлась проверка гипотезы о возможности механической стратификации карбонатных пород башкирского яруса среднекаменноугольных отложений на основе фациального различия, задачей – определение геомеханических и петрофизических свойств карбонатных отложений разного структурно-генетического типа.

Геомеханические свойства определялись на образцах диаметром 63 мм с соотношением высоты и диаметра 1:1–2:1, близких к полноразмерному керну, без экстракции. Выбор большего размера образцов для

проведения исследований обосновывается тем, что механические свойства, определенные на стандартных образцах (диаметром 25–30 мм), часто оказываются завышенными [12], поскольку в меньшей степени характеризуют неоднородность пород. Для каждого литогенетического типа карбонатных пород образцы отобраны в двух ортогональных направлениях – вдоль и поперек слоистости, для учета анизотропии геомеханических свойств при расчете горизонтальных напряжений [13].

Комплексный подход и методика исследований физико-механических, фильтрационно-емкостных (ФЕС) свойств и зон разрушения пород отличаются новизной и могут быть рекомендованы для исследования геомеханических свойств карбонатных пород Республики Татарстан.

Объект и методика исследования

В качестве объекта исследования выбраны керн скв. № 1985, вскрывшей многопластовую нефтяную залежь Аканского нефтяного месторождения. Исследуемый интервал находится на глубине 1170–1200 м и представлен породами башкирского яруса среднекаменноугольного возраста. Учитывая пространственную приуроченность скважины к купольной части малоамплитудной брахиантиклинальной структуры, можно считать, что вскрытая залежь относится к многопластовым залежам сводового типа. Согласно макроскопическому описанию в керне наблюдается переслаивание нефтенасыщенных известняков с характерной темно-коричневой окраской и плотных светло-серых пород, образующих в целом литологически неоднородную нефтяную залежь. Ранее были проведены оптико-минералогические исследования в шлифах, а также определены ФЕС на стандартных образцах диаметром 30 мм с соотношением высоты и диаметра 1:1. По результатам этих исследований в пределах изучаемого интервала выделяются следующие структурно-генетические типы известняков (рис. 1): биокластово-зоогенные I типа (ИБЗ-I); биокластово-зоогенные II типа (ИБЗ-II); пелитоморфные (ИП; на рис. 1 не показаны ввиду малой толщины); литокластовые (ИЛ).

По результатам геофизических исследований скважин (ГИС) в пределах исследуемого интервала выделяются шесть пластов-коллекторов с различной степенью насыщения, разделенных перемычками плотных известняков. Целевым назначением методов стандартного комплекса ГИС (НГК, БК и ИК) в карбонатных породах является выделение пластов-коллекторов (см. рис. 1), эти методы не применяются для установ-

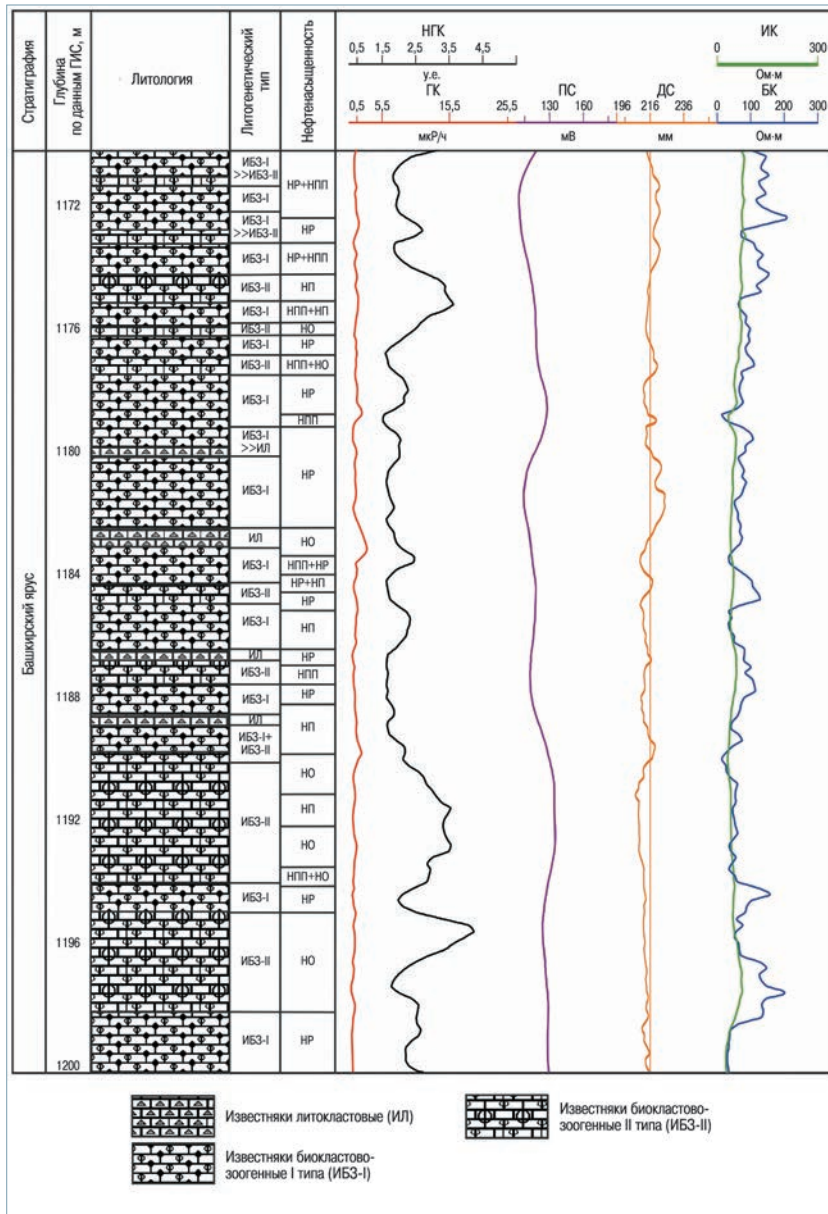


Рис. 1. Геолого-геофизический разрез интервала башкирских отложений скв. 1985 Аканского месторождения (НР – нефтенасыщение равномерное; НП – нефтенасыщение пятнистое; НПП – нефтенасыщение пятнисто-полосчатое; НО – нефтенасыщение отсутствует; НГК – нейтронный гамма-каротаж; ГК – гамма-каротаж; ПС – метод самопроизвольной поляризации; ДС – кавернометрия; ИК, БК – соответственно индукционный и боковой каротаж)

ления структурно-генетических особенностей карбонатных пород, степени и характера вторичных изменений, разделения моделей первичной (гранулярной) и двойной пористости-проницаемости (обусловленной кавернами и трещинами). Однако результаты ранее проведенных лабораторных определений ФЕС показали высокую степень неоднородности в пределах выделенных пластов-коллекторов, которая напрямую связана как с литогенетическим фактором осадконакопления, так и с процессами эпигенетических преобразований карбонатных пород.

С учетом литологической изученности объекта из керна скв. 1985 было приготовлено 10 образцов (табл. 1). Основные виды выполненных лабораторных исследований приведены в табл. 2.

Таблица 1

Номер образца	Глубина по проходке, м	Направление выбуривания	Литотип
1Г	1174,5	Вдоль напластования	ИБЗ-II
2В	1176,2	Вкрест напластования	ИБЗ-I,II
3В	1177,5	Вкрест напластования	ИБЗ-I
4Г	1179,0	Вдоль напластования	ИБЗ-I
5В	1182,7	Вкрест напластования	ИБЗ-I
6Г	1183,5	Вдоль напластования	ИБЗ-II
7В	1186,5	Вкрест напластования	ИП
8В	1190,3	Вкрест напластования	ИП
9Г	1192,0	Вдоль напластования	ИБЗ-II, ИП
10В	1195,5	Вкрест напластования	ИЛ

Таблица 2

Вид исследования	Целевое назначение	Оборудование
Оптико-минералогические	Определение минерального состава, текстуры, структуры	Микроскоп Axiomager (CarlZeiss), дифрактометр D2 PHASER (Bruker)
Компьютерная микротомографическая съемка (КТ), фотограмметрия, растровая электронная микроскопия (РЭМ)	Определение ФЭС, распределение пористого пространства в объеме, текстура, характер деформации в зоне трещины сдвига	Рентгеновский томограф Phoenix v tome I x s Industrial High-Resolution CT & X-Ray Systems, система обработки AvizoFire, AgisoftPhotoScan, сканирующий электронный микроскоп FEI XL-30ESEM
Физико-механические испытания	Определение геомеханических параметров в атмосферных и пластовых условиях	Дефектоскоп УСД-60Н, склерометр Rock Schmidt, установка трехосного сжатия

Таблица 3

Номер образца	Тип
1Г	Пакстоун (П)
2В	Грейнстоун-пакстоун (ГП)
3В	Грейнстоун (Г)
4Г	Грейнстоун (Г)
5В	Грейнстоун (Г)
6Г	Пакстоун (П)
7В	Вакстоун (В)
8В	Вакстоун
9Г	Вакстоун-мадстоун (ВМ)
10В	Вакстон-пакстоун (ВП)

Результаты исследования

Оптико-минералогические исследования. Целенаправленный отбор образцов для исследований позволил подтвердить и дополнить результаты ранее проведенных исследований [5]. В качестве универсальной и общепризнанной была выбрана классификация Данема с дополнениями Эмбри и Кловена. В табл. 3 представлены результаты структурной классификации исследуемых образцов.

По результатам рентгенографического анализа минеральный состав разных литологических типов карбонатных пород не различается: основная минеральная фаза представлена кальцитом, иные компоненты определяются на уровне незначительных примесей, что не противоречит результатам работы [5].

Специальные исследования. К специальным исследованиям отнесены методы, которые позволяют восстановить трехмерный объем исходного образца горной породы. По результатам фотограмметрической обработки серии снимков получена прецизионная модель геометрии образца с текстурой. На основе данных об объеме рассчитана плотность пород. На основе КТ восстановлена внутренняя структура образца – матрица породы и пустотно-пористое пространство. Результаты определения плотности и пористости, полученные на образцах большого диаметра представлены в табл. 4.

Таблица 4

Номер образца	Плотность, г/см ³	Объем малых пор, %	Объем пор (включая трещины и каверны), %	Общая пористость, %	Касательный модуль деформации E _t , ГПа	Коэффициент Пуассона	Предел прочности при объемном сжатии, МПа	Предел прочности при одноосном сжатии, МПа	Скорость продольной волны, м/с	Угол внутреннего трения, °	Сцепление С, МПа
1Г	2,573	4,15	3,56	7,71	29,462	0,33	141,126	46,5	4925,4	30	37,853
2В	2,395	12,56	5,54	18,1	13,386	0,28	52,112	28,5	2970,7	30	12,156
3В	2,160	7,84	18,47	26,31	6,267	0,29	5,968	31	3406,5	24	0,754
4Г	2,123	8,96	17,89	26,85	4,983	0,40	10,647	30	3374	30	0,187
5В	2,368	10,78	13,45	24,23	10,603	0,38	39,463	33,5	4178,9	40	3,142
6Г	2,632	5,78	2,47	8,25	22,817	0,31	107,549	45	5767,6	40	19,016
7В	2,625	2,45	4,12	6,57	34,409	0,36	130,04	43,5	5425,3	46	17,935
8В	2,577	4,89	5,74	10,63	22,874	0,41	85,149	39	5672,1	46	8,865
9Г	2,632	2,16	5,56	7,72	24,03	0,34	150,396	45	5767,6	40	29,006
10В	2,690	4,45	4,56	9,01	31,105	0,42	150,374	44	4795,6	30	40,523

Физико-механические испытания. В табл. 4 также приведены деформационные и прочностные свойства образцов горных пород.

Исследуемых образцов недостаточно для установления регрессионных зависимостей, так как они отбирались выборочно для определенных литогенетических типов. Для построения специальных регрессионных зависимостей – «статические – динамические» геомеханические свойства («кern – ГИС»), необходим: во-первых, поинтервальный отбор образцов с фиксированным шагом исследований; во-вторых – присутствие среди материалов ГИС данных акустического и плотностного каротажей. По скв. 1985 Аканского месторождения имеется лишь комплекс стандартного каротажа и запись с применением акустического каротажа (АК) продольной волны прибором МАК-2. Тем не менее, используя интервальное время пробега продольной волны в интервалах отбора образцов керна, удалось получить хорошую сходимости, которую можно уточнять дальнейшими исследованиями.

Более интересной является статистическая связь предела прочности на одноосное сжатие (UCS) со статическим модулем деформации E_t (рис. 2). Поскольку UCS определен склерометром (динамический импульс отскока молотка Rock Schmidt), а функциональная зависимость является экспоненциальной [14], этот метод может быть рекомендован как существенно менее затратная альтернатива методу непрерывного профилирования на скретчере [15]. Предел прочности на одноосное сжатие и модуль упругости являются ключевыми параметрами для решения задач расчета устойчивости при 1D геомеханическом моделировании.

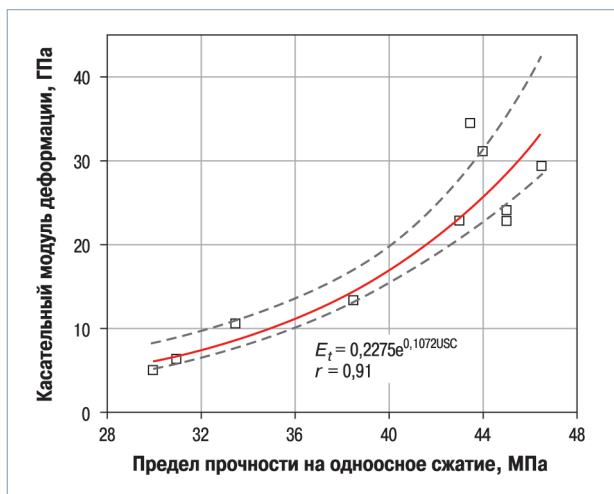


Рис. 2. Регрессионная модель «предел прочности – модуль деформации»

На рис. 3 представлена связь деформационных и емкостных характеристик карбонатных пород с учетом их литогенетического типа. Принципиально выделяются две группы образцов. Группа I включает карбонатные породы литотипа грейнстоун. Структура пород представлена не связанными между собой в процессе осадконакопления зернами оолитов, фораминифер песчаной размерности, которые опираются друг на друга. Межзерновое пространство таких пород пред-

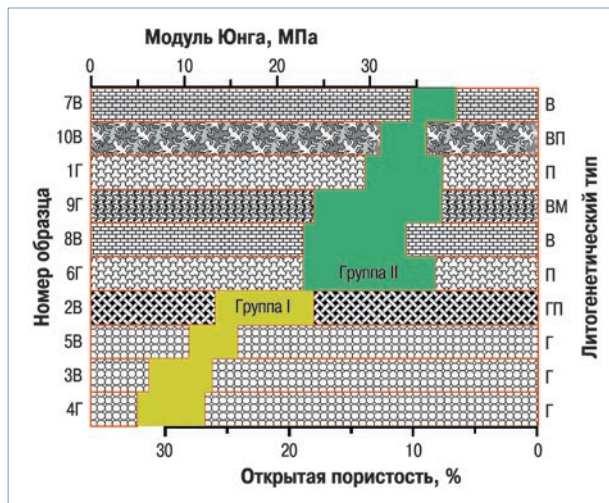


Рис. 3. Классификация образцов по деформационным и емкостным свойствам

ставляет собой равномерно распределенные поры, заполненные нефтью. Высокая пористость и низкая плотность определяют низкие значения модуля деформации и предела прочности на одноосное и объемное сжатие. Для пород этой группы основным вторичным процессом является выщелачивание.

Группа II включает литотипы пакстоун, вакстоун и мадстоун. Общее для группы – присутствие микроцементов, который заполняет межзерновое пространство, что обуславливает низкие значения пористости. Кроме того, для образцов группы II широко развиты вторичные процессы: кальцитизация, перекристаллизация, селективное выщелачивание. Большинство вторичных изменений уменьшают и без того малую первичную пористость породы. В породах этой группы развиты как сколовые трещины (образец 10 B), залеченные кальцитом, так и стилолиты (образец 1 Г), заполненные глинистым материалом, пигментированным битуминозным веществом. Для группы в целом характерны высокие модули деформации и предела прочности на объемное и одноосное сжатие. Плотность пород стремится к минералогической плотности кальцита ($\approx 2,71 \text{ г/см}^3$).

Оптическая и электронная микроскопия зон сдвиговых трещин. При достижении предела прочности в условиях трехосного сжатия разрушение породы происходит по трещинам сдвига. Первичная информация о характере разрушения получена по визуальным замерам угла плоскости сдвига и графическим способом – по диаграмме Мора. Несмотря на то, что угол внутреннего трения ϕ не вариативен, видимые изменения в зоне трещины сдвига для карбонатных пород разного литогенетического типа существенно различаются. Трещина сдвига не является плоскостью, имеет неровные борта, что затрудняет изготовление шлифов непосредственно для зоны потери прочности. Для характеристики пород в зоне сдвиговой трещины был собран материал разрушения («карбонатная мука»), из которого были изготовлены шлифы. В качестве проб для РЭМ использовались участки исходной породы и материал из зоны сдвига. В качестве примера на рис. 4 представлены результаты электронной

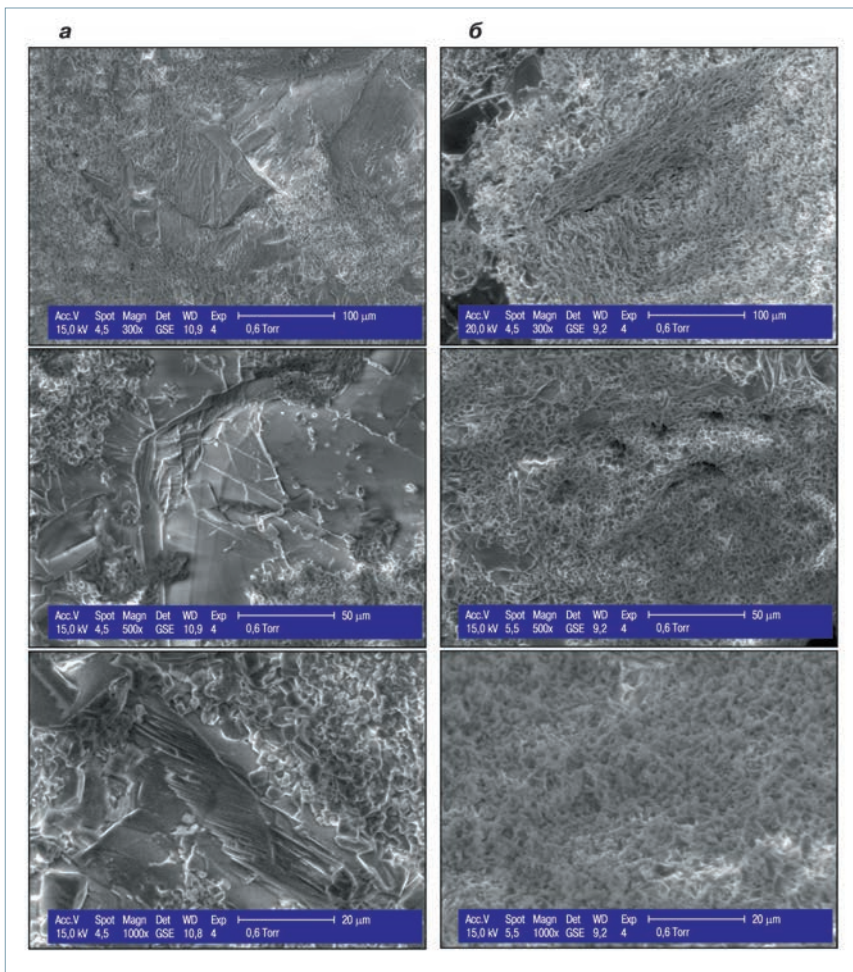


Рис. 4. Изображения РЭМ при разном увеличении образца 1Г (пакстоун): а – горная порода до разрушения; б – материал зоны сдвиговой трещины

микроскопии исходной породы и материала зоны деструкции.

Общим свойством зоны сдвига вне зависимости от литологии является деструкция пород [13]. Измельчение путем дробления, расстрескивания и начальная фаза катакlastического течения приводят к изменению гранулометрического состава. В условиях лабораторных физико-механических испытаний на объемное сжатие – неконсолидированное недренированное сжатие при комнатной температуре – изменения химического состава в зоне сдвига за счет растворения не наблюдается. Сравнение изображений РЭМ исходной породы и материала зоны сдвига (см. рис. 4) показало, что деструкция породы выражается изменением морфологии кристаллов (ясно различимые грани приобретают «аморфный» вид) и увеличением дисперсности породы.

Выводы

1. Различие геомеханических и фильтрационно-емкостных свойств карбонатных отложений башкирского яруса определяется в первую очередь литогенетическим типом. Минералогический состав пород при этом может быть идентичным. Существенных различий по физико-механическим свойствам в зависимости от ориентации образца вдоль или вкрест плоскости напластования не установлено.

2. Литологический тип грейнстоун, обладая высокой первичной пористостью и вторичной каверзностью за счет выщелачивания, представляет типичные пласты-коллекторы. Породы этого типа, а также переходных разновидностей характеризуются низкими деформационными и прочностными свойствами. Быстро достигнув предела упругости, в дальнейшем порода испытывает пластическую деформацию и компакцию.

3. Литологические типы карбонатных пород, структура которых представлена преимущественно микритом, цементирующим отдельные слабо-, несвязанные зерна (пакстоун, вакстоун, мадстоун), представляют собой плотные пласты-покрышки или литологические переемычки внутри коллекторов. Такие породы характеризуются низкой пористостью, высокими плотностью, скоростью прохождения акустических волн, большими значениями модуля деформации и предела прочности на объемное и одноосное сжатие.

4. Деформация пород упруговязкая или вязкоупругая, часто с упрочнением за счет закрытия микротрещин. При достижении пиковых нагрузок породы разрушаются по одной или сопряженным трещинам сдвига. Для этих литологических типов пород

часто характерно развитие трещин, залеченных вторичными минералами. Это косвенно свидетельствует о том, что в геологическом прошлом палеонапряженное состояние: а) достигало предела прочности породы или б) формировало концентраторы напряжений вследствие «эффекта усталости». В процессе развития трещины в условиях трехосного сжатия происходят катакlastическое течение и изменение гранулометрического состава с увеличением доли зерен пелитовой размерности с большей удельной поверхностью.

5. Адаптируя полученные результаты к пластовым условиям, можно предположить, что образование пелитоморфного кальцита в среде с флюидопотоком приведет к мобилизации вторичных процессов [5]. В зависимости от насыщенности раствора будет происходить перераспределение кальцита – его растворение или кристаллизация.

6. Результаты компьютерной томографии с применением специальных алгоритмов обработки имеют значительное преимущество при оценке ФЕС и классификации пустотно-пористого пространства пород.

7. Комплексные исследования собственно механических свойств, ФЕС методом компьютерной томографии, а также характеристик зон разрушения методом электронной микроскопии позволили подтвердить геомеханическое различие карбонатных пород разной фациальной принадлежности.

8. Установлена функциональная зависимость между пределом прочности на одноосное сжатие и статическим модулем деформации. Дальнейшие исследования позволят уточнить коэффициенты зависимости. Исследования с использованием склерометра рекомендуются как менее затратная, но информативная альтернатива непрерывному профилированию на скретчере.

Список литературы

1. Желтов Ю.В., Кудинов В.И., Малофеев Г.Е. Разработка сложнопостроенных месторождений вязкой нефти в карбонатных коллекторах. – М.: Нефть и газ, 1997. – 256 с.
2. Мухаметшин Р.З., Калмыков А.В. Причины и следствие неоднородности продуктивных карбонатных толщ при проектировании и разработке залежей высоковязкой нефти (на примере месторождений Татарстана) // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 т.: сборник статей / ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет; (под общ. ред. д-ра техн. наук О.В. Савенко). – Краснодар : Издательский Дом Юг, 2017. Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 168–174.
3. Зависимость состава и подвижности нефти в карбонатных породах от их пористости и проницаемости / Э.А. Королев, А.А. Ескин, В.П. Морозов (и др.) // Нефтяное хозяйство – 2013. – № 6. – С. 32–33.
4. Определение трещиноватости в карбонатных отложениях с целью выбора оптимального заложения горизонтальных скважин / Р.С. Хисамов, В.Г. Базаревская, Т.И. Тарасова (и др.) // Георесурсы. – 2013. – № 4 (54). – С. 58–64.
5. Типовые разрезы карбонатных пород башкирского яруса юго-востока Республики Татарстан и строение залежей нефти / А.Н. Кольчугин, В.П. Морозов, Э.А. Королев (и др.) // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 11. – С. 84–86.
6. Лусна Ф.Дж. Построение геолого-гидродинамической модели карбонатного коллектора: интегрированный подход / М.-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Ижевский институт компьютерных исследований, 2010. – 384 с.
7. Идиятуллина З.С., Арзамасцев А.И., Миронова Л.М. Повышение эффективности выработки запасов нефти из слабопроницаемых слоистых коллекторов на месторождениях Республики Татарстан // Территория Нефтегаз. – 2012. – № 4. – С. 44–49.
8. Мальхин В.И., Тахаудинов Р.Ш., Якубов М.Р. Совершенствование методов и технологий обработки призабойной зоны и повышения нефтеотдачи пластов для малоэффективных месторождений с высоковязкой нефтью // Экспозиция Нефть Газ. – 2010. – № 1. – С. 36–37.
9. Ибрагимов Н.Г., Насыбуллин А.В., Салимов О.В. Геомеханические условия эффективного применения кислотного гидроразрыва пластов / Н.Г. Ибрагимов, В.Г. Салимов, Р.Р. Ибатуллин (и др.) // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 7. – С. 32–36.
10. Салимов О.В. Проблемы построения геомеханических моделей для малых глубин // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 8. – С. 99–102.
11. Салимов О.В. Определение геомеханических параметров по промыслово-геофизическим данным // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 6. – С. 30–33.
12. The effect of specimen diameter size on uniaxial compressive strength, P-wave velocity and the correlation between them / A. Jamshidi (et al.) // Geomechanics and Geoengineering. – 2016. – V. 11. – Is. 1. – P. 1–7.
13. Zoback M.D. Reservoir Geomechanics. – New York: Cambridge University Press, 2012. – 449 p.

14. Aydin A., Basu A. The Schmidt hammer in rock material characterization // Engineering Geology. – 2005. – V.81. – P. 1–14.

15. Гришин П.А., Ковалев К.М. Экспериментальное определение механических свойств карбонатных коллекторов Висового месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 6. – С. 78–81.

References

1. Zheltov Yu.V., Kudinov V.I., Malofeev G.E., *Razrabotka slozhnopoostroyennykh mestorozhdeniy вязкой нефти в карбонатных коллекторах* (Development of complex deposits of viscous oil in carbonate reservoirs), Moscow: Neft' i gaz Publ., 1997, 256 p.
2. Mukhametshin R.Z., Kalmykov A.V., *Prichiny i sledstvie neodnorodnosti produktivnykh karbonatnykh tolshch pri proektirovani i razrabotke zalezhey vysokovязкой нефти (na primere mestorozhdeniy Tatarstana)* (The causes and consequences of heterogeneity of productive carbonate formations in the design and development of heavy oil deposits (by the example of Tatarstan fields)), Proceedings of Conference held at the University of Krasnodar in honour of prof. Dr. Anatoly I. Bulatov, Part 2. *Razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* (Development of oil and gas fields): edited by Savenok O.V., 31 March 2017, Krasnodar: PH – Yug, 2017, pp. 168–174.
3. Korolev E.A., Eskin A.A., Morozov V.P. et al., *The relationships between petroleum composition and viscosity of oil and petrophysical properties of oil reservoirs* (In Russ.), *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2013, no. 6, pp. 32–33.
4. Khisamov R.S., Bazarevskaya V.G., Tarasova T.I. et al., *Determination of fracturing in carbonate deposits in order to select the optimal location of horizontal wells* (In Russ.), *Georesursy = Georesources*, 2013, no. 4 (54), pp. 58–64.
5. Kol'chugin A.N., Morozov V.P., Korolev E.A. et al., *Typical sections of Bashkirian carbonate rocks and structure of oil deposits in southeast part of the Republic of Tatarstan* (In Russ.), *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2013, no. 11, pp. 84–86.
6. Lucia F.J., *Carbonate reservoir characterization: An integrated approach*, Springer, Berlin Heidelberg New York, 2007, 333 p.
7. Idiaytullina Z.S., Arzamastsev A.I., Mironova L.M., *Increasing the efficiency of oil production from low-permeability layered reservoirs at the deposits of the Republic of Tatarstan* (In Russ.), *Territoriya Neftegaz*, 2012, no. 4, pp. 44–49.
8. Malykhin V.I., Takhautdinov R.Sh., Yakubov M.R., *Perfection of methods and technologies for bottomhole zone treatment and enhanced oil recovery for low-effective fields with high-viscosity oil* (In Russ.), *Ekspozitsiya Neft' Gaz*, 2010, no. 1, pp. 36–37.
9. Ibragimov N.G., Salimov O.V., Ibatullin R.R., *Geomechanical conditions of successful acid fracturing applications* (In Russ.), *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2014, no. 7, pp. 32–36.
10. Salimov O.V., *Some challenges related to geomechanical modeling at shallow depths* (In Russ.), *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2017, no. 8, pp. 99–102.
11. Salimov O.V., *Determination of geomechanical parameters based on well logging data* (In Russ.), *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2017, no. 6, pp. 30–33.
12. A. Jamshidi et al., *The effect of specimen diameter size on uniaxial compressive strength, P-wave velocity and the correlation between them*, *Geomechanics and Geoengineering*, 2016, V. 11, no. 1, pp. 1–7.
13. Zoback M.D., *Reservoir geomechanics*, New York: Cambridge University Press, 2012, 449 p.
14. Aydin A., Basu A., *The Schmidt hammer in rock material characterization*, *Engineering Geology*, 2005, V.81, pp. 1–14.
15. Grishin P.A., Kovalev K.M., *Experimental determination of Visovoye oilfield carbonate formations stress-strain properties* (In Russ.), *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2016, no. 6, pp. 78–81.