

УДК 553

ФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ И ФАЗОВОЕ СОСТОЯНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ УВ В ЧОКРАКСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ СЕВЕРНОГО БОРТА ЗАПАДНО-КУБАНСКОГО ПРОГИБА

Григорьев М. А.¹, Ширяева И. В.²

FLUID DYNAMIC CONDITIONS AND THE PHASE STATE OF HYDROCARBON DEPOSITS IN THE WESTERN PART OF CHOKRAK SEDIMENTS OF THE NORTHERN SIDE OF THE WEST KUBAN TROUGH

Grigoriev M. A., Shiryayeva I. V.

Fluid dynamic characterization is given Chokrak deposits west of the northern edge of the West Kuban trough, and analyzed the conditions of formation and the sources of energy. The possibilities of practical application of findings in the preparation of project documentation for construction wells and geological and ravedochnyh work in the region.

Keywords: fluid dynamic conditions, the phase state of the deposits of abnormally high reservoir pressures, given the pressure.

В разрезе миоценовых отложений западной части северного борта Западно-Кубанского прогиба (ЗКП) выделяются понтический, меотический, сарматский, караганский и чокракский осадочно-породные комплексы.

Наиболее сложное геологическое строение имеют караган-чокракские отложения, которые разбиты на серию субширотных блоков, ступенчато опущенных с севера на юг и прослеживающихся в виде субширотно вытянутой зоны от Азовского моря на западе до Новотитаровской площади на востоке.

Нефтегазоносность миоцена рассматриваемой части ЗКП (рис. 1) связана с понтическими (Гривенское, Мечетское, Мостовьянское, Петровское месторождения) и меотическими (Славянское, Фрунзенское и Западно-Красноармейское) газовыми скоплениями. Продуктивность чокрака доказана выявлением таких газоконденсатных и нефтяных месторождений как Прибрежное, Восточно-Прибрежное, Северо-Прибрежное, Сладковское, Морозовское, Южно-Морозовское, Западно-Беликовское,

Восточно-Черноерковское, Терноватое, Варавенское и другие.

Газовые месторождения в понте и меотисе приурочены к бескорневым складкам уплотнения в терригенных породах, отличаются относительно простым геологическим строением и сравнительно небольшими запасами (как правило, менее 1 млрд. м³). Месторождения углеводородов (УВ), открытые в чокраке, характеризуются довольно сложным строением, многопластовостью и имеют более значительные запасы углеводородов — от 1 млн т.у.т. до 5–7 млн т.у.т.

Флюидодинамические условия понтического и меотического осадочных комплексов характеризуются развитием близких к гидростатическим пластовых давлений и хлориднокальциевым (по В.А. Сулину) типом пластовых вод с минерализацией 50–70 г/л. Водообильность коллекторов изменяется от 20 до 200 — 300 м³/сут.

Флюидодинамическая обстановка чокракских отложений западной части северного борта ЗКП имеет ряд специфических особенностей, из которых следует отметить исключительно ровный химический состав

¹Григорьев Михаил Александрович, канд. геол.-минерал. наук, доцент кафедры региональной и морской геологии геологического факультета Кубанского государственного университета; e-mail: geosarmat@mail.ru.

²Ширяева Ирина Владимировна, магистрантка кафедры региональной и морской геологии геологического факультета Кубанского государственного университета; e-mail: srupticbezam@mail.ru.

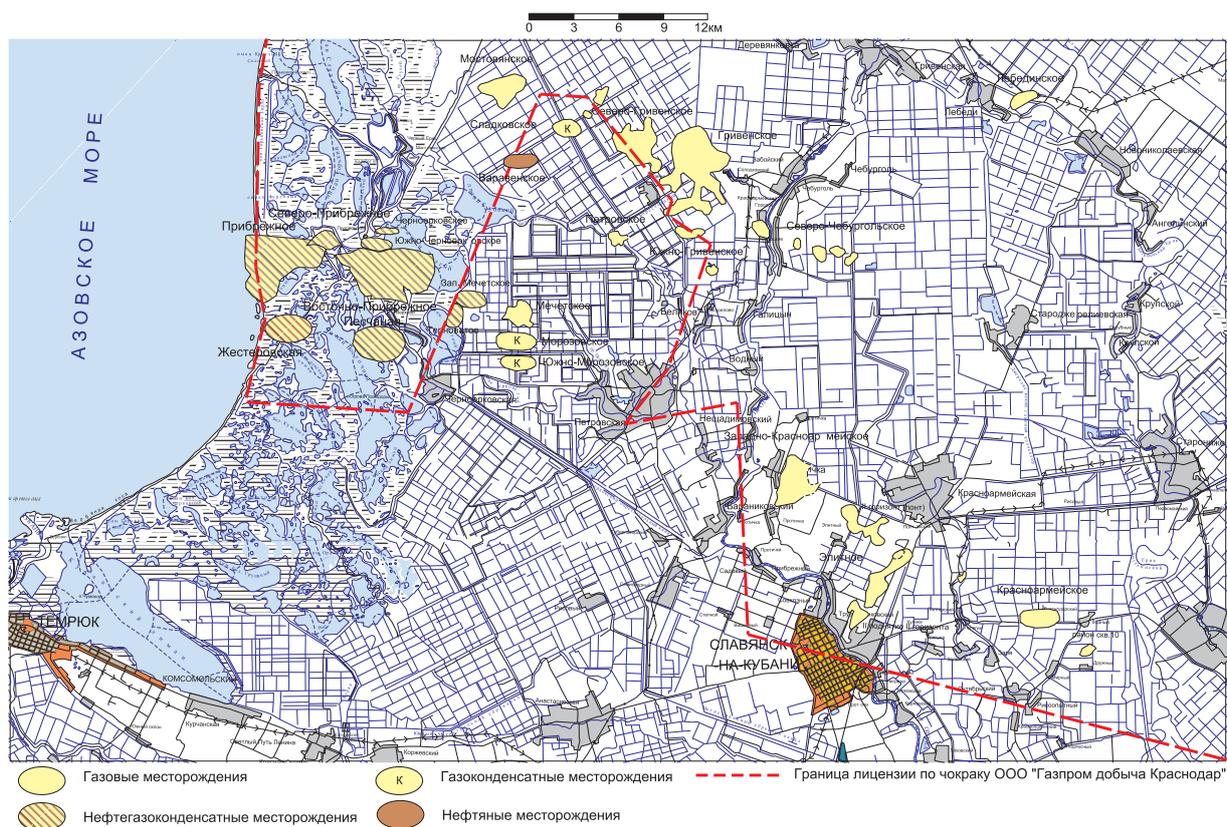


Рис. 1. Обзорная схема месторождений нефти и газа западной части северного борта Западно-Кубанского прогиба

пластовых вод гидрокарбонатнонатриевого состава со средней минерализацией около 15–20 г/л. Последнее обстоятельство объясняется преимущественно глинистым характером разреза чокрака, что, в сочетании с высокой геостатической нагрузкой рассматриваемой зоны, обуславливает отжим больших объемов вод из глин в коллектора и, как следствие, обеспечивает однородность их химического состава.

Другой характерной особенностью флюидодинамической обстановки является повсеместное развитие аномально высоких пластовых давлений (АВПД) в чокрацких отложениях северного борта ЗКП с коэффициентами аномальности ($K_{ан}$) от 1,37 до 2,08, что обусловлено резкой литолого-фациальной изменчивостью, линзовидным характером коллекторов и их существенно подчиненным значением в разрезе и по площади. Показательно также, что АВПД одинаковой интенсивности в равной степени присущи и продуктивным и водоносным объектам.

Региональное развитие АВПД предъявляет повышенные требования к количествен-

ному локальному прогнозу сверхвысоких давлений по разрезу вскрываемых отложений, а также к принятию решений по выбору конструкций скважин на стадиях проектирования поискового и разведочного бурения [1]. С учетом вышесказанного представляется целесообразным рассмотреть возможные источники и условия формирования пластовой энергии, а также характер распределения пластовых давлений по разрезу и площади распространения чокрацких отложений западной части северного борта ЗКП.

Необходимо заметить, что инфильтрационная гидродинамическая модель формирования пластовой энергии в чокрацких отложениях северного борта ЗКП не рассматривается, поскольку, во-первых, гипотетическая область питания (междуречье Белая–Уруп) расположена на значительном расстоянии (около 400 км), а, во-вторых, гипсометрические отметки выходов чокрака на дневную поверхность (до 400 м [2]) почти на порядок меньше, чем приведенные к уровню моря напоры в изучаемой зоне (3000 м и более).

На рис. 2 приведен график изменения пластовых давлений с глубиной залегания

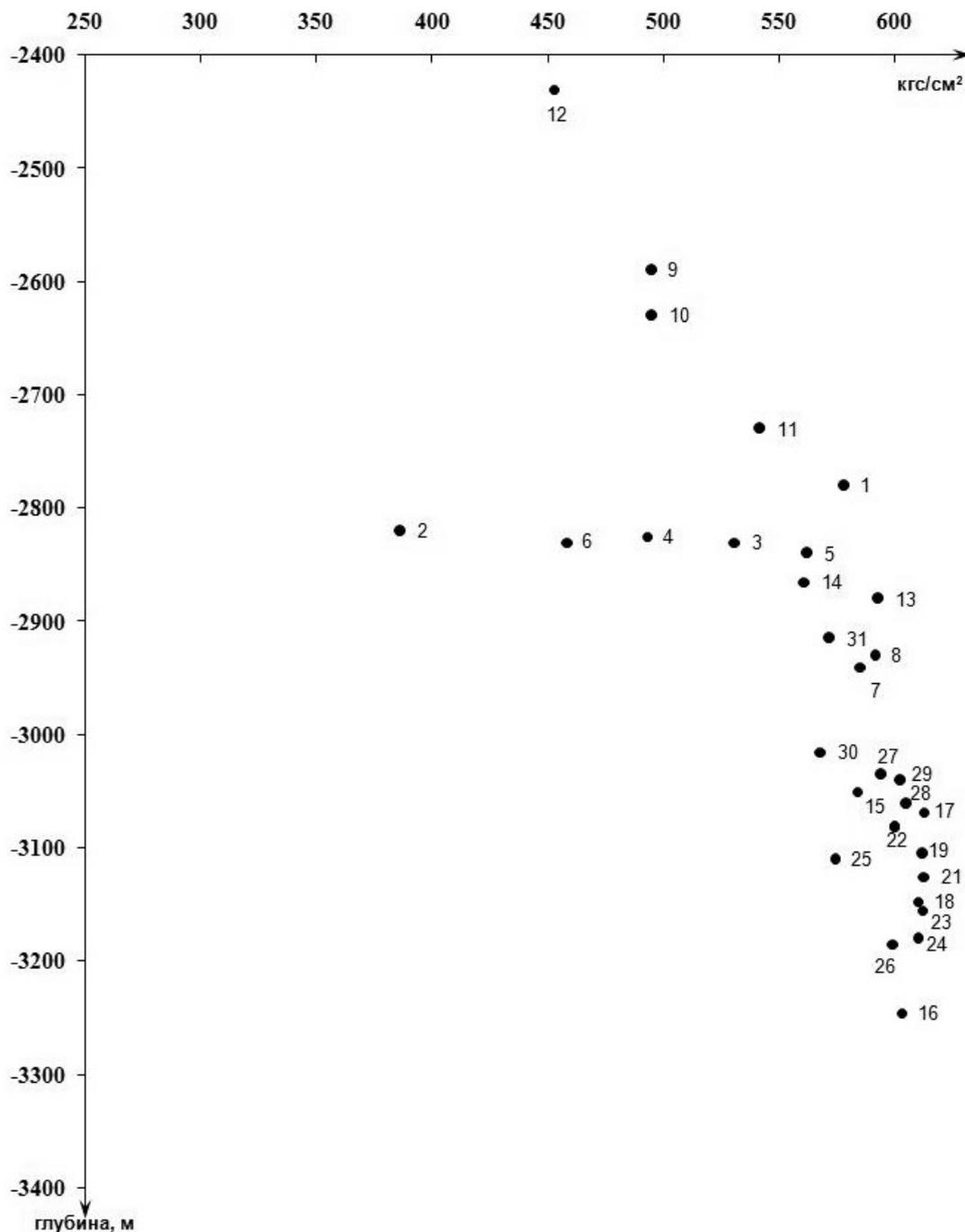


Рис. 2. График изменения пластовых давлений с глубиной залегания чокракских отложений на северном борту Западно-Кубанского прогиба.

Точки №№1–13 — замеры по площадям ОАО «Роснефть-Краснодарнефтегаз»; точки №№14–31 — замеры по площадям ООО «Газпром добыча Краснодар»; точки №№1–4 — пл. Морозовская, скв. 2, 5, 6, 7; точки №№5–6 — пл. Южно-Морозовская, скв. 1, 2; точки №№7–8 — пл. Терноватая, скв. 1, 2; точки №№9–11 — пл. Варавенская, скв. 2, 1; точки №№12 — пл. Сладковская, скв. 9 (II ствол); точки №№13 — пл. Западно-Беликовская, скв. 6; точки №№14–19 — пл. Прибрежная, скв. 3, 9, 14, 15, 21; точки №№20–24 — пл. Восточно-Прибрежная, скв. 2, 3, 4, 5; точки №№25 — пл. Черноерковская, скв. 3; точки №№26–27 — пл. Песчаная, скв. 1, 4; точки №№28–31 — пл. Южно-Черноерковская, скв. 1

чокракских отложений на северном борту ЗКП. Отметим, что на график выносились только пластовые давления, замеренные в процессе исследования поисковых и разведочных скважин. Это позволило минимизировать степень техногенного воздействия, обусловленного промышленным отбором флюидов в процессе разработки и рассмотреть первоначальную картину распределения флюидодинамических полей в изучаемой зоне.

Анализ графика показывает, что большинство точек довольно уверенно аппроксимируются в линейную зависимость и иллюстрируют закономерное увеличение пластовых давлений с глубиной. Так, в порядке возрастания глубины, точки 12, 9, 10, 11, 5, 14, 31, 8, 7, 30, 27 и облако точек в нижней правой части графика образуют ленточную линейно вытянутую зону, которая доказывает доминирующее значение глубины (т.е. величины геостатической нагрузки) на процессы формирования пластовых давлений при общности геологических условий и коллекторских свойств флюидовмещающих отложений. На этом фоне (слева направо) резко контрастируют точки 2, 6, 4, 3, 5, которые при практически одинаковой глубине образуют горизонтальную линию, ориентированную параллельно оси давлений и, казалось бы, очевидно опровергают зависимость величины пластовых давлений от глубины залегания флюидовмещающих отложений. Точки 1–4 относятся к Морозовской (скважины №№ 2, 5, 6, 7), а 5 и 6 (скважины №№ 1 и 2) — к Южно-Морозовской площадям соответственно. Сопоставление дат исследований по этим скважинам показывает, что каждый последующий замер фиксирует меньшее значение пластового давления. Так, замер в точке 1 (скв. № 2 Морозовская) произведен в 1996 году, в точке 3 (скв. № 6 Морозовская) в 1997, в точке 4 (скв. 7 Морозовская) в 1998, а в точке 2 (скв. № 5 Морозовская) в 2000 г. Аналогичная картина фиксируется по скважинам №№ 1 и 2 Южно-Морозовской площади (точки 5 и 6). Показательно также, что закономерное падение пластового давления в каждой последующей разведочной скважине фиксируется только на месторождениях, расположенных на лицензионном участке ОАО «Роснефть-Краснодарнефтегаз» (рис. 1). Причина этого заключается в особенностях поверхностных условий на лицензионных участ-

ках ОАО «Роснефть-Краснодарнефтегаз» и ОАО «Газпром добыча Краснодар». На рис. 1 отчетливо видно, что граница между лицензионными участками одновременно разделяет сухопутные (ОАО «Роснефть-Краснодарнефтегаз») и лиманно-болотные (ОАО «Газпром добыча Краснодар») условия. Это предопределило применение различных методических приемов освоения углеводородной (УВ) сырьевой базы. Наличие развитой промысловой инфраструктуры, дорожной сети, в сочетании с благоприятными сухопутными поверхностными условиями, позволило ОАО «Роснефть-Краснодарнефтегаз» осуществить опережающий ввод в разработку месторождений, находящихся в стадии доразведки. Поэтому специфическое положение точек 1–6 на графике отражает закономерное падение пластового давления в процессе разработки залежей и, в свою очередь, свидетельствует об изолированности разрабатываемых объектов. Болотистые поверхностные условия на лицензионном участке ОАО «Газпром добыча Краснодар» обусловили применение кустового наклонно-направленного бурения и вынужденную консервацию поисковых и разведочных скважин, т.к. создание промысловой инфраструктуры и подъездных путей сопряжено со значительными трудовыми, временными и финансовыми затратами. В силу этого, замеры пластовых давлений в поисковых и разведочных скважинах ОАО «Газпром добыча Краснодар» отражают первоначальную картину распределения флюидодинамических полей в чокракских отложениях.

Переходя к рассмотрению особенностей фазового состояния выявленных УВ скоплений в чокракских отложениях рассматриваемого региона необходимо отметить, что на сегодняшний день среди исследователей нет единого мнения по данному вопросу.

Сопоставление общепринятых критериев отличия нефтей от конденсатов (плотность, цвет, особенности группового состава, величина газового фактора и др.) с фактической информацией по чокракским залежам северного борта ЗКП, проведенное в [3, 4] показало, что данные показатели практически идентичны по нефтяным и газоконденсатным скоплениям и поэтому не могут быть привлечены для обоснования фазового состояния залежи. Еще одним критерием, позволяющим прогнозировать фазовое состояние

залежей до бурения, являются термобарические условия, глубина залегания перспективных отложений и целевых объектов поиска. Однако, поскольку как нефтяные, так и газоконденсатные залежи в западной части северного борта ЗКП приурочены к одному глубинному и термобарическому интервалу (глубины 2800–3200 м, пластовые температуры 115–130°С), данный показатель также неинформативен.

Помимо этого, сопоставление геологических условий залегания по выявленным нефтяным залежам (таблица) показывает, что они имеют достаточно контрастные отличия. Так, залежи Варавенской площади, однозначно определяемые как нефтяные, что подтверждается минимальными значениями газового фактора и максимальным содержанием C_{5+} выше, и залежь VIII пачки, вскрытая на Восточно-Прибрежном месторождении, которая также отнесена к классу нефтяных, имеют разницу по глубине в 650 м, а по температуре в 13°С. Не менее контрастно различаются и значения газового фактора (65,3 и 174,4 м³/м³ соответственно).

Следует согласиться [3, 4], что однозначное определение фазового состояния залежи возможно экспериментальным путем, когда увеличение температуры пробы пластового флюида приводит к улучшению растворимости жидкости в газе и позволяет определить анализируемую систему как газоконденсатную. Если же повышение температуры приводит к появлению двухфазового флюида, тип залежи определяется как нефтяной с растворенным газом. Вместе с тем, подобные, трудно уловимые отличия переводят проблему определения фазового состояния залежей в рассматриваемом регионе в теоретическую плоскость, что и позволяет в практических целях использовать термин «залежи жидких углеводородов, находящихся в околокритическом состоянии» [3, 4].

Таким образом, строгих корреляционных связей между температурами, глубинами, пластовыми давлениями и фазовым состоянием УВ залежей чокракских отложений на северном борту ЗКП не прослеживается. Учитывая общность условий формирования и истории геологического развития миоценовых отложений в рассматриваемом районе, различное фазовое состояние залежей также не может быть объяснено отличиями в исходном типе органического вещества и особенностями его последующих преобразований.

Вместе с тем, несомненная близость химического состава УВ в выявленных залежах свидетельствует о том, что они сформировались под воздействием единых факторов, а имеющиеся отличия могут быть обусловлены геодинамическими особенностями рассматриваемых отложений на локальном уровне.

В целом, анализ флюидодинамических условий чокракских отложениях западной части северного борта ЗКП позволяет сделать следующие выводы:

1. Чокракские отложения рассматриваемого района характеризуется высокой гидродинамической напряженностью резервуаров, что находит отражение в региональном развитии АВПД с коэффициентами аномальности от 1,99 до 2,08.

2. Продуктивность чокракских отложений не коррелируется со степенью гидродинамической напряженности вмещающих резервуаров.

3. Основным источником формирования пластовой энергии в чокракских отложениях западной части северного борта ЗКП является геостатическое давление вышележащей толщи осадочных пород. В сочетании с замкнутым линзовидным развитием коллекторов, заключенных мощную флюидонепроницаемую толщу, это приводит к повсеместному развитию сверхвысоких пластовых давлений.

4. Значения $K_{ан} = 1,37–1,74$, зафиксированные на Морозовской и Южно-Морозовской площадях, имеют техногенный характер и отражают темп падения пластового давления в процессе разработки залежей. Данную региональную особенность необходимо учитывать и отражать в проектной документации на строительство разведочных скважин в случаях, когда планируется опережающий ввод месторождения в разработку, поскольку принятие первоначальных градиентов пластовых давлений чревато серьезными осложнениями в процессе бурения, вплоть до гидроразрыва пласта.

5. Линзовидный замкнутый характер чокракских коллекторов позволяют исключить механизм формирования УВ залежей за счет латеральной миграции на региональном уровне.

6. Зависимости между пластовой температурой, глубиной залегания и фазовым состоянием залежей УВ в чокракских отложениях не прослеживается, что не позволяет

Результаты опробования нефтяных залежей в чокрацких отложениях на Варавенской и Восточно-Прибрежной площадях и водоносного объекта на Прибрежной площади

Площадь	№ скв.	А, м	Дата опроб.	Интервал перфорации, м	Ø шт., мм	Дебиты			Пласт. давление			Тпл., °С	ГФ м ³ /м ³	С ₅ +выс., г/м ³			Анализ газа % по объему		
						жидкие УВ, м ³ /с	газ, т.м ³ /с	вода, м ³ /с	глуб. зам.	кгс/см ²	КАН			газ сепарации	пласт. газ	СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	
Варавенская	2	5,9	7-17.6.97	2601-2608	6	248,6	31,58	0,97	2590	494,93	1,91	119,5	127,0	4918,45	2627,93	77,78	5,04	8,44	
Варавенская	2	5,9	12-21.5.97	2634-2636,8	4	121,68	7,945	18,96	2630	494,86	1,88	118	65,3	10649,5	3721,39	85,55	4,31	4,21	
Восточно-Прибрежная	1	9,66	1999	3255-3261	5	205	50,6	отс.	3258	606	1,98	131	211,3	3674,88	2087,82	77,43	8,52	7,22	
Восточно-Прибрежная	2	9,6	05-11.06.04	(-3078,9-3079,9)	2	19,28	25,15	1,72	3070,5 (верт.)	621,25	2,02	126	766,6	990,37	809,62	86,38	7,14	3,04	
Прибрежная	1	4,05	22.08.85	2966-3006	10			1008	2900	584,4	2,015								

осуществлять его прогноз на стадии проектирования поисковых работ.

Литература

1. Григорьев М.А. Геологические условия проводки скважин, бурящихся на чокракские отложения в пределах северного борта Западно-Кубанского прогиба // Геология, география и глобальная энергия. 2011. № 3 (43). С. 23–25.
2. Закиров С.Н. и др. Совершенствование технологий разработки месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2000. 644 с.
3. Островская Т.Д. и др. Обоснование подсчетных параметров по нефти и конденсату Прибрежного газоконденсатного месторождения. М.: ГЕОС, 2000. 83 с.
4. Проблемы нефтегазоносности Краснодарского края. М.: Недра, 1973. 320 с.

Ключевые слова: флюидодинамические условия, фазовое состояние залежей, аномально высокие пластовые давления, приведенные напоры.

Статья поступила 9 мая 2012 г.

Кубанский государственный университет, г. Краснодар

© Григорьев М. А., Ширяева И. В., 2012