

УДК 553.98.+550.8(470.6)

ФОРМИРОВАНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В ПАЛЕЗОЙСКИХ И МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ СЕВЕРНОГО КАСПИЯ

© ¹Бочкарев В.А., ¹Сианисян С.Э., ²Сианисян Э.С., ³Бочкарев А.В.

¹ЛУКОЙЛ, г. Ставрополь

²Южный федеральный университет, г. Ростов-на дону

³Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина, г. Москва

Выявлен единый источник формирования залежей нефти в палеозойских и мезозойских отложениях Северного Каспия – материнские породы палеозойских отложений. На первом этапе залежи формировались в верхнепалеозойских отложениях в ловушках различного типа, на втором – в мезозойских отложениях за счет УВ полностью или в значительной мере разрушенных нефтяных залежей в подсолевых рифогенных постройках. На современном этапе в подсолевые палеозойские нефтяные залежи в органогенных постройках поступают УВГ со стороны Прикаспийской впадины, тогда как со стороны кряжа Карпинского и южных склонов сводовых сооружений – кислые газы. Смешиваясь в ловушках углеводородные и кислые газы формируют современные мультисистемы залежей летучих нефтей с АВПД.

Ключевые слова: нефтегазовая залежь; Северный Каспий; юрско-меловые отложения; нефтеносность; нефтегазовый потенциал; генезис, формирование залежей, катагенез.

Акватория Северного Каспия находится в зоне сочленения двух платформ (Восточно-Европейской и Скифско-Туранской) и двух нефтегазоносных провинций (Прикаспийской и Северо-Кавказско-Мангышлакской). Зона имеет покровно-надвиговое строение палеозойского складчатого комплекса метаморфизованных отложений. Отсюда, вследствие высокой тектонической активности в герцинскую (для палеозойских пород) и альпийскую (для мезозойских пород) фаз складчатости, проявилась сложность строения региона. Наиболее глубокий отпечаток оставила после себя герцинская фаза складчатости, когда сформировалось складчатое сооружение кряжа Карпинского. К северу от него инверсионные и взбросо-надвиговые структуры проявились с меньшей интенсивностью и в этом направлении палеозойские отложения переходят в платформенные мало или не дислоцированные породы южного борта Прикаспийской синеклизы (рис. 1).

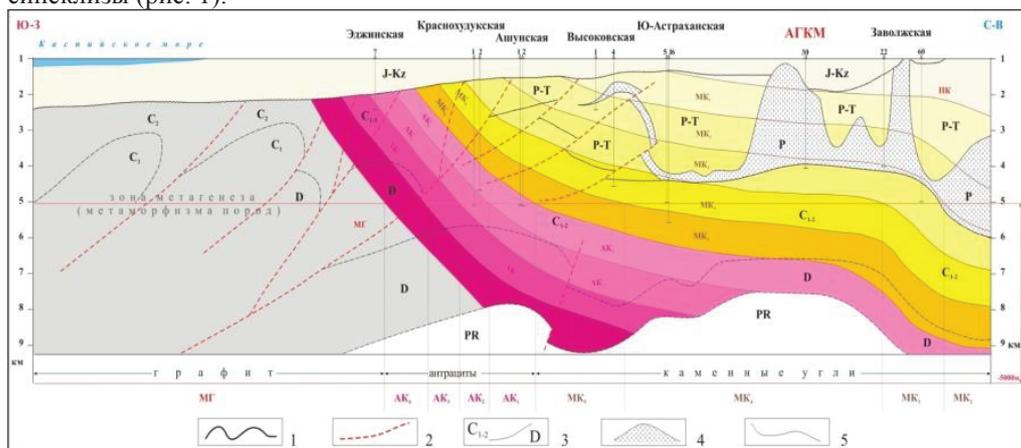


Рис. 1. Геолого-литогенетический профиль по линии Эджинская – Заволжская
1 – эрозийная поверхность; 2 - разрывные нарушения; 3 – стратиграфическая граница; 4 – соленосные образования; 5 – изореспленды, АГКМ – Астраханское газоконденсатное месторождение (Бочкарев В.А., 2001)

В результате на срезе 5 км органическое вещество (ОВ) в пределах интенсивно дислоцированной части крыжа Карпинского преобразовано до состояния суперантрацитов и графита, в переходной зоне к платформе – до градаций апокатагенеза, а в пределах крупных сводовых сооружений на юго-востоке Прикаспийской синеклизы – до градаций позднего мезокатагенеза (рис. 1). Исходя из положения, согласно которому поверхности равного катагенеза ОВ ортогональны источнику энергии, обуславливающей в нем катагенетические превращения за счет тепловых потоков из недр Земли (тепловой фактор), формируется субвертикальная литогенетическая зональность, а за счет направленного горизонтального сжатия – субгоризонтальная. При их наложении формируется диагональная зональность катагенеза (рис. 1) (Бочкарев А.В., Бочкарев В.А., 1996, 2006) [2].

Сводовые сооружения на юго-западе Прикаспийской впадины (Астраханский, Гурьевский, Биикжальский, Приморский своды), которым по кристаллическому фундаменту соответствует структурная перемычка между палеоморями – частями древнего палеозойского, а затем мезозойского (Тетис) палеоокеана к северу и югу от перемычки – продолжения на восток Воронежской антеклизы (рис. 2). На рисунке, отражающем профиль, проходящий через сводовые поднятия (Астраханское, Приморское, Южное) видно, что органогенные сооружения строились, используя максимально повышенные части кристаллического основания структурной перемычки.

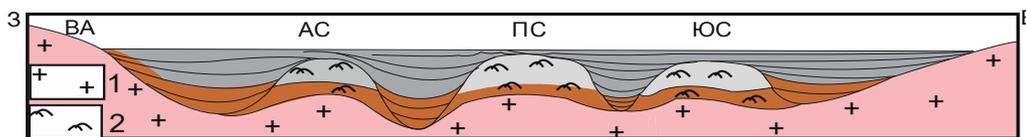


Рис. 2. Формирование сводовых сооружений и приуроченных к ним гигантских органогенных построек в пределах структурной перемычки морей палеоокеана Тетис. 1 – кристаллические породы; 2 – органогенные постройки; ВА – Воронежская антеклиза, АС Астраханский свод, ПС – Прикаспийский свод; Ю – Южный свод.

В акватории Северного Каспия и на прилегающей суше выявлена обособленная группа надсолевых нефтяных и нефтегазовых месторождений, продуктивность которых связана с юрско-меловыми (Каражанбас, Северные Бузачи, Жалгизтубе, Каламкас и другие) и с юрско-верхнетриасовыми (Западная Прорва, Прорва, Актюбе и другие) отложениями.

До сих пор существует точка зрения, согласно которой источником генерации УВ для надсолевых месторождений являются юрские материнские толщи депрессионных зон (Азнабаев Э.К., 1978, Нсанов Т.К., Кондратьев А.Н., 1977, Р.Г. Панкина, М.В. Проничева, Л.Г. Кирюхин, 1981 и другие) [1, 3]. Нашими исследованиями ранее было показано, что формирование нефтяных залежей Северного Каспия никак не связано с дальней миграцией со стороны зон (источников) генерации в юрских нефтегазоматеринских отложениях передовых прогибов и впадин Предкавказья и Средней Азии. Прежде всего, из-за наличия крупных валообразных структур вдоль южного борта крыжа Карпинского (зона передовой герцинской складчатости). Не связаны они и с юрскими отложениями Северного Каспия, собственный нефтегазоматеринский потенциал которых (с бурыми углями) в наиболее глубоких депрессиях не опускались глубже 1500 м и тем самым остался нереализованным (Остроухов С.Б., 2010). Юрские и неокомские биодegradированные нефти Северного Каспия в большинстве своем тяжелые и сверхтяжелые (0,89...0,98 г/см³), высокосернистые (до 2,5 %), высокосмолистые (до 25 %), сильновязкие (81...920 мПа·с при 20 °С) и малопарафинистые (1,3...3,5 %) (Остроухов С.Б., Бочкарев В.А., 2010, 2011) [4-6].

Основной состав нефтематеринского вещества нефти накапливался и перерабатывался в мелководных, застойных резервуарах в условиях сильного дефицита

кислорода, что характерно для палеозойской седиментации рассматриваемого временного интервала (С.Б. Остроухов, 2012). Однако по результатам восстановленных палеоусловий подобные обстановки осадконакопления в юрский период не просматриваются. Получается, что палеозойские нефти образовались в одних условиях (застойный режим с дефицитом кислорода), а находятся в юрских ловушках, в которых материнское вещество формировалось в условиях континентального режима с наземной растительностью и торфяниками) (Остроухов С.Б., Бочкарев В.А., 2010, 2011) [6].

Приведенные аргументы свидетельствуют о том, что месторождения в юрско-меловых отложениях Северного Каспия сформировались за счет мультисистем (в различных соотношениях углеводородные смеси нефти и газоконденсата), прорвавшихся сквозь соленосную покрывку под огромным пластовым давлением по зонам дробления разрывных нарушений за счет разрушения уникальных по объему и запасам массивных рифогенных залежей в подсолевых каменноугольных отложениях (Бочкарев В.А., Остроухов С.Б., Бочкарев А.В., Сианисян С.Э., Сианисян Э.С., 2010-2017) [9].

Из разбуренных палеозойских рифовых массивов уникальные по запасам нефтяные залежи сохранились на месторождениях Тенгиз, Кашаган, Кайран, Актоты в пределах Приморского атоллообразного сводового сооружения. Тогда как полностью разрушенные или частично сохранившиеся залежи в таких же рифовых постройках (Каратон, Тажигали, Пустынное, Огайский, Королевское, супергигант Южный и другие) стали источником УВ в юрско-меловых отложениях. Запасы только одной полностью разрушенной массивной залежи нефти в органогенной постройке Каратон были адекватны Тенгизскому месторождению.

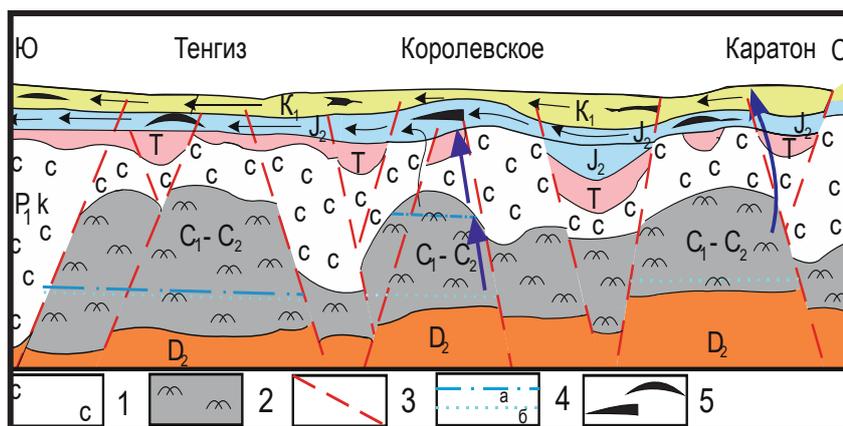


Рис. 3. Модель прорыва УВ из залежей в палеозойских рифогенных постройках в мезозойские коллекторы и формирования залежей УВ на пути движения прорвавшейся палеозойской нефти

1 – соли; 2 – органогенные постройке; 3 – дизъюнктивы; 4 – современный ВНК (а), палеоуровень ВНК(б); 5 – нефтяные залежи в мезозойских отложениях.

Прорвавшиеся под большим давлением в мезозойские покрывающие отложения УВ палеозойского возраста распределились в юрских и меловых отложениях, независимо от структурных особенностей залегания пластов-коллекторов. Нефть латерально растекалась в юрско-меловых пластах-коллекторах первоначально над и вокруг разрушенных палеозойских рифов, а затем двигалась произвольно по вектору наименьшего сопротивления, заполняя ловушки различного типа по трассам миграционных путей, пока не иссякло давление и не прекратилось движение нефти. С этого момента начинался этап деградации нефти. Отсюда низкий коэффициент извлечения нефти в таких залежах.

Геохимическая оценка нефтей отдельных месторождений показала близость между собой юрских и меловых нефтей по составу и свойствам, что указывает на единый источник поступления УВ по разрывным нарушениям.

С целью установления происхождения углеводородных и неуглеводородных продуктов преобразования органических веществ подсолевых палеозойских месторождений проведены определения катагенетической зрелости ОВ и восстановлена история нефтегазообразования (рис. 4).

В пределах органогенных сооружений из разбуренных палеозойских рифовых массивов уникальные по запасам нефтяные залежи сохранились на месторождениях Тенгиз, Кашаган, Кайран, Актоты и другие, газоконденсатное – на Астраханском месторождении.

Нефти палеозойского возраста генерированы на первом этапе из ОВ, пребывавшего в главной зоне и фазе нефтеобразования (рис. 4). На этом этапе все рассматриваемые органогенные постройки были заполнены нефтью. Дальнейшее погружение девонских и каменноугольных материнских пород к северу и к югу от гигантской перемычки привело их к последовательному прохождению сначала начальных подэтапов газообразования (градации МК₃¹...МК₄¹), затем ГЗГ (градации МК₄²... АК₂¹). На втором (включая современный этап) – палеозойские материнские отложения на северном склоне перемычки пребывают в условиях второй половины области образования УВГ. На южном склоне перемычки в сторону инверсионной области кряжа Карпинского – на этапах постепенного истощения материнского потенциала пород и метанообразования на предельных градациях катагенеза (АК₃²...АК₄⁶) и пребывания пород.

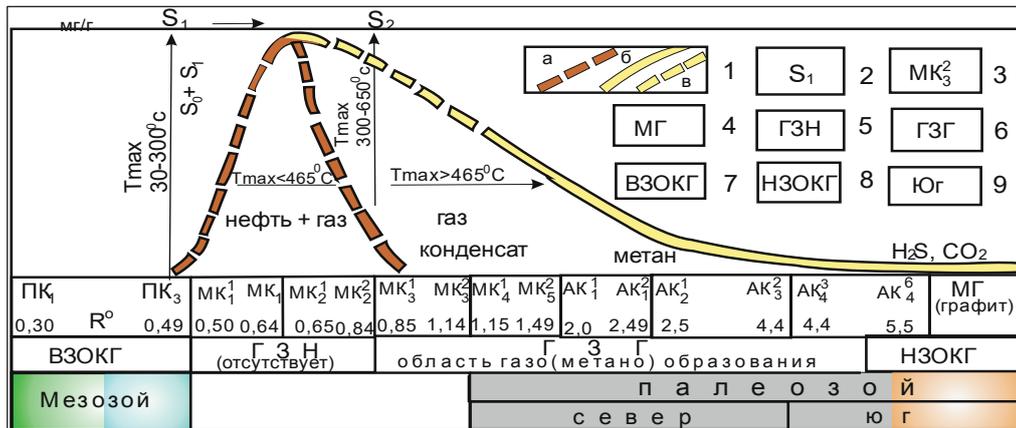


Рис. 4. Зональность образования нефти, газа и кислых газов в палеозойских и юрско-меловых отложениях Северного Каспия

1 – кривая интенсивности образования: нефти: а – реализованная часть; газа: б – нереализованная часть, в – реализованная часть; 2 – пики органических соединений в ходе пиролиза (метод Rock Eval): S₁ – доля исходного генетического потенциала; S₂ – термическое разложение керогена и переход в вид газообразных УВ; 3 – МК₃² – градации катагенеза; 4 – МГ – стадия метагенеза (метаморфизма); 5 – ГЗН – главная зона нефтеобразования; 6 ГЗГ – главная зона газообразования; 7 – ВЗОКГ – верхняя зона образования кислых газов; 8 – НЗОКГ – нижняя зона образования кислых газов; 9 – юг, север – северный и южный склоны органогенных построек.

Нефти палеозойского возраста генерированы на первом этапе из ОВ, пребывавшего в главной зоне и фазе нефтеобразования (рис. 4). На этом этапе все рассматриваемые органогенные постройки были заполнены нефтью. Дальнейшее погружение девонских и каменноугольных материнских пород к северу и к югу от гигантской перемычки привело их к последовательному прохождению сначала начальных подэтапов газообразования (градации МК₃¹...МК₄¹), затем ГЗГ (градации

МК₄²... АК₂¹). На втором (включая современный этап) - палеозойские материнские отложения на северном склоне перемычки пребывают в условиях второй половины области образования УВГ. На южном склоне перемычки в сторону инверсионной области кряжа Карпинского - на этапах постепенного истощения материнского потенциала пород и метанообразования на предельных грациях катагенеза (АК₃²...АК₄⁶) и пребывания пород в условиях начального метаморфизма (фашия зеленых сланцев) (рис. 4, 5). На южном и северном склоне органогенных построек материнские породы прошли ГЗН и уступили процессам газообразования. Как видим на рис. 5, на палеоэтапе палеозойские отложения уже прошли ГЗН, а мезозойские еще в нее не вступили. В пределах кряжа Карпинского отложения пребывают в зоне образования кислых газов - CO₂, H₂, H₂S, SO₂ и «водного газа» (Козлов А.Л., 1978, Бочкарев А.В., 1981, Петренко В.И., 1975) (рис.4, 5) [7].

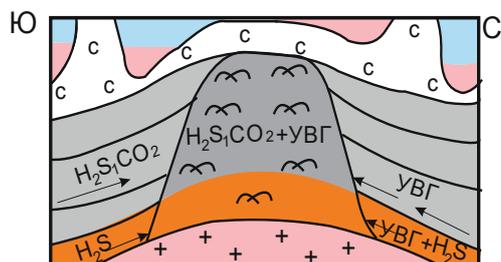


Рис. 5. Схема формирования залежей УВ в подсолевых палеозойских органогенных постройках Северного Каспия

Масштабы миграции кислых газов со стороны кряжа Карпинского и прилегающих зон весьма значительны. Принимая во внимание близость расположения органогенных построек, кислые газы проникают в их пределы и смешиваясь с УВГ, поступающими с севера, образуют в мультисистеме существенную долю (до 50%) (рис. 5). Сохранению столь высокого содержания кислых компонентов в составе мультисистем в органогенных постройках обусловлено их присутствием в карбонатных породах с незначительным количеством реакционноспособных форм железа. Со стороны северного склона поступают УВГ, содержащие в своем составе кислые компоненты (до 10 %). Последние поступают из максимально глубокопогруженных зон центральной части Прикаспийской синеклизы. На современном этапе наиболее интенсивным оказалось внедрение газа с юга и с севера на Астраханском серогазоконденсатном месторождении, где газ полностью растворил в себе первичную нефть. При этом на северном склоне Астраханского свода газовые скопления отличаются не высоким содержанием кислых компонентов в газовой смеси (до 13%), тогда как на юго-западном склоне в южном направлении наблюдается рост суммарного содержания H₂S и CO₂ (свыше 50 %). На месторождениях Приморской группы в подсолевых органогенных постройках фиксируется аномально избыточное количество газа в нефтегазовой смеси залежей («летучие» нефти с высоким содержанием кислых компонентов).

Генезис свободного газа в мезозойских отложениях. Газ, пришедший в юрские и меловые ловушки совместно с палеозойской нефтью и содержащий в своем составе большое количество C₂₊ и конденсата, в дальнейшем за длительное время диффундировал из этих залежей, а конденсат растворился в нефти. В результате нефтяные залежи недонасыщены газом, а газосодержание в них не превышает 5,5 м³/т. Как показано на рис. 7, юрско-меловые отложения в акватории моря пребывают в условиях верхней зоны образования кислых газов [2], где после диагенеза (главной верхней диагенетической зоны метанообразования) прекращаются процессы выделения из ОВ биогенного метана, но продолжают процессы выделения CO₂ за счет процессов

элиминирования (отрыва), который полностью растворяется в пластовой воде [2]. Возникает вопрос, откуда тогда в юрско-меловых пластах газ с высоким содержанием метана (более 94 % моль). Содержание его гомологов не превышает 0,60 % моль, углеводородных компонентов 4...5 %: азота – 2...9 % , гелия – 0,046 %, углекислого газа – не более 0,3 %, водорода – 0,001 %, сероводород не обнаружен. По сравнению с составом газа, растворенного в нефти, свободный газ генетически не связан с нефтяными УВ. Согласно гидродинамическим исследованиям самостоятельные газовые скопления представляют собой недонасыщенную газоконденсатную систему и при снижении давления, выпадение жидкой фазы из газовой среды не происходит ввиду отсутствия конденсата в составе газа. Природа образования таких газовых сред всегда вызывает повышенный интерес и требует объяснения [5, 6].

Один из наиболее вероятных путей попадания его в продуктивные пласты на сверхмалых глубинах может быть связан с дегазацией пластовых вод - высвобождение метана из водорастворенного состояния в свободное при снижении пластового давления ниже давления насыщения при региональном подъеме территории. В настоящее время кряж Карпинского испытывает устойчивый подъем более 2,2 мм в год, что может инициировать процесс свободного истечения газа из пластовых вод.

Второй возможный источник метана связывается с деятельностью бактерий (анаэробов) в процессах биодеградациии ОВ в продуктивных отложениях и биологической деструкции нефти.

Выводы:

1. Расшифровка сложной многоэтапной истории формирования залежей нефти в палеозойских и мезозойских отложениях Северного Каспия (акватория Каспийского моря и прилегающей суши) выявила единый источник их образования – материнские породы палеозойских отложений. Первоначально нефтяные залежи формировались в верхнепалеозойских отложениях в ловушках различного типа, а затем в мезозойских отложениях за счет УВ полностью или в значительной мере разрушенных нефтяных залежей в подсолевых рифогенных постройках

2. Второй этап истории развития нефтяных залежей в юрско-меловых ловушках связан с длительным периодом их разрушения (включая биодегградацию). Попав в результате единовременного катастрофического перемещения с глубины 4...6 км и разместившись в ловушках на глубинах 0,25...2,5 км, нефть на современном этапе, ввиду потери связи с зоной генерации со временем потеряла привлекательные товарные свойства, а для залежей с низким КИН характерны низкая продуктивность сверхтяжелой нефти в скважинах.

3. На современном этапе в подсолевые палеозойские нефтяные залежи в органогенных постройках поступают УВГ со стороны Прикаспийской впадины, тогда как со стороны кряжа Карпинского и южных склонов сводовых сооружений - кислые газы. Смешиваясь в ловушках массивного типа углеводородные и кислые газы формируют современные мультисистемы залежей летучих нефтей с АВПД.

4. Формирование в юрско-меловых отложениях мелких скоплений свободного метанового газа возможно за счет дегазации пластовых вод при снижении пластового давления ниже давления насыщения при региональном подъеме территории. Второй возможный источник метана связывается с деятельностью бактерий (анаэробов) в процессах биодеградациии ОВ в продуктивных отложениях и биологической деструкции нефти.

Литература

1. *Азнабаев Э.К.* Условия формирования месторождений нефти и газа Прикаспийской впадины. Алма-Ата: Наука. 1978.
2. *Бочкарев А.В., Бочкарев В.А.* Катагенез и прогноз нефтегазоносности недр. М.: ВНИИОЭНГ. 2006. 324 с.

1. Панкина Р.Г., Проничева М.В., Кирюхин Л.Г. Образование нефтяных залежей юрского продуктивного комплекса в Прикаспийской впадине и на полуострове Бузачи // Геология нефти и газа, 1981. № 6. С. 31-35.
3. Условия формирования УВ скоплений месторождения Укатное Северного Каспия / Бочкарев А.В., Остроухов С.Б., Бочкарев В.А., Крашакова А.В. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2011. № 11. С. 3-7.
4. Остроухов С.Б., Бочкарев В.А. Геолого-геохимические критерии формирования залежей УВ Среднего и Северного Каспия // Зоны концентрации УВ в нефтегазоносных бассейнах суши и акваторий // СПб.: ВНИГРИ. 2010. С. 408-413.
5. Остроухов С.Б., Бочкарев В.А. Этапность формирования залежей УВ в акватории Среднего и Северного Каспия // Успехи органической геохимии. Новосибирск: ИНГ СО РАН, 2010. С. 248-250.
6. Бочкарев В.А., Остроухов С.Б. Рубеж перспективности палеозойских отложений на юге России // Сборник докладов «ТЭК России – основа процветания страны». СПб.: ВНИГРИ, 2004. С. 178-184.
7. Clayton J.L. Geochemical evidence for Paleozoic oil in lower cretaceous O sandstone, Northern Denver basin // AAPG Bulletin, 1989. Vol. 73. № 8. P. 977-988.
8. Концепция двухэтапного формирования и рационального использования нефтяных скоплений / Бочкарев В.А., Бочкарев А.В., Сианисян С.Э., Сианисян Э.С. // Научный журнал российского газового общества, 2018. № 1. С. 9-16.