

На правах рукописи

17-20043

БОБУХ Виктор Андреевич

**ГЕОЛОГИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
ВОЛГО-ДОНСКОГО РЕГИОНА**

Специальность 25.00.12 – Геология, поиски и разведка
горючих полезных ископаемых

**Диссертация
в виде научного доклада на соискание ученой степени
доктора геолого-минералогических наук**

Ростов-на-Дону – 2005

Работа выполнена в Южном государственном унитарном геологическом предприятии «Южгеология»

Официальные оппоненты: доктор геол.-мин. наук, профессор
Сианисян Эдуард Саркисович

доктор геол.-мин. наук, профессор
Самсонов Владимир Викторович

доктор геол.-мин. наук,
Овчаренко Анатолий Васильевич

Ведущая организация – *Институт геологии и разработки горючих ископаемых (г. Москва)*

Защита состоится «22» июня 2005 г в 13 часов на заседании диссертационного совета Д 212.208 15 по геолого-минералогическим наукам при Ростовском государственном университете по адресу: 344090, г Ростов-на-Дону, ул Зорге, 40, геолого-географический факультет РГУ, ауд. 201.

С диссертацией в виде научного доклада можно ознакомиться в библиотеке Ростовского государственного университета (344006, г. Ростов-на-Дону, ул. Пушкинская, 148).

Диссертация в виде научного доклада разослана «18» мая 2005 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
доктор геол.-мин. наук, профессор



В.С. Назаренко

2006-4
8091

2153132

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. К Волго-Донскому региону отнесены обширные территории от низовьев р. Волги до Таганрогского залива, административно охватывающие Ростовскую и Астраханскую области и республику Калмыкия. В силу своего географического положения, он является стратегически важным регионом РФ, расположен вблизи действующей сети магистральных газопроводов и основных потребителей, а также крупных центров по переработке нефти – имеет большое экономическое значение для развития нефтяной и газовой промышленности Российской Федерации. Открытие в этом регионе даже мелких месторождений нефти и газа (Н и Г) имеет большое народно-хозяйственное значение для развития субъектов Федерации. Новые месторождения УВ в основном почти сразу же вводятся в разработку. Так Астаховское месторождение газа (Г) открыто и разведано в 1969-70 гг., а введено в разработку в 1971 году; Синявское – открыто и разведано в 1959-65 гг., введено в разработку в 1968 году; Ики-Бурульское Г месторождение открыто и разведано в 1959-65 гг., введено в разработку 1966 году. Примечательно, что Азовское Г месторождение уже в год своего открытия было введено в разработку (1976 г.), Марковское газоконденсатное месторождение (ГКМ) было открыто в 1987 году, а в 1989 году – введено в разработку. Ввод в эксплуатацию месторождений даже с небольшими запасами газа не требует в этом регионе значительных затрат, и их эксплуатация рентабельна.

Острая потребность в углеводородном (УВ) сырье для региона создает необходимость открытия новых месторождений, применения ускоренных, передовых методов ведения разведочного процесса, глубины изучения геолого-геофизических материалов по месторождениям и утверждения по ним запасов стадийно, чтобы имелась возможность поэтапного ввода разведываемых месторождений в разработку.

Долгое время считалось, что в угледобывающих районах не могут быть обнаружены промышленные скопления УВ. Однако многочисленные исследования и геологоразведочные работы (ГРП), выполненные в пределах Ростовской области, опровергают это ошибочное представление, о чем свидетельствует открытие в северных окраинах Восточного Донбасса 17 месторождений УВ промышленного значения с участием автора. Успешное, эффективное ведение ГРП возможно лишь при глубоком знании особенностей строения изучаемых разрезов и площадей, использования данных геофизических, геохимических и гидрогеологических исследований, различных палеопостроений, а также передовых технологий бурения поисковых скважин.

Многие разработки и рекомендации автора, изложенные за период 50-ти летней научно-производственной деятельности на страницах опубликованных и тематических фондовых работ, остались пока нереализованными. Их реализация может привести к открытию новых месторождений УВ в этом регионе, что очень важно для развития народного хозяйства данной территории.

Цели и задачи работы. Целью работы является разработка теоретических основ и обоснование методических подходов, направленных на совершенствование достоверности прогноза перспектив нефтегазоносности территории Волго-Донского региона, а также выявление основных критериев для повышения эффективности ГРП. В соответствии с поставленной целью решены следующие основные задачи:

1. Выполнен анализ проведенных ранее исследований, связанных с оценкой перспектив нефтегазоносности Волго-Донского региона.

2. Проведена тщательная детальная корреляция продуктивных и перспективных толщ и отдельных характерных нефтегазоносных пластов, при этом в нефтегазоносных зонах изучались такие важные параметры, как:

- толщины пород-коллекторов (общая / эффективная),
- толщины покровов, их типы,
- литологическая выдержанность коллекторов

ния;

РОС. НАЦИОНАЛЬНАЯ
предельная нефтегазоаккумуляция
С. Петербург
08 108 5 451

– типы ловушек для УВ, их амплитуды, выраженность в пределах различных тектонических элементов.

3 Изучалась закрытость территории в различных нефтегазоносных районах региона.

4 При прогнозных оценках продуктивных и перспективных комплексов в пределах региона изучалась гидрогеологическая характеристика пластовых вод:

- химический состав,
- состав и упругость растворенных газов;
- геотермическая характеристика и др.

5. Тип и количество органического вещества (ОВ).

Всестороннему анализу и освещению этих и многих других задач, критериев и параметров посвящены публикации и научно-тематические разработки автора. Эти исследования способствовали более достоверным прогнозам перспектив нефтегазоносности изучаемых территорий, выбору новых направлений и повышению эффективности поисково-разведочных работ.

Научная новизна определяется следующими конкретными положениями:

– составлена и опубликована автором схема нефтегазогеологического районирования территории Ростовской области;

– обоснован новый поисковый объект – кора выветривания пород кристаллического фундамента Ростовского выступа;

– на основе разработанных концепций выполнена прогнозная оценка начальных потенциальных ресурсов УВ Ростовской области (1985), которая уточнена в 2004 году с учетом новых геологических данных;

– разработана схема стратиграфического расчленения разрезов юры для Волго-Донского региона на основании детальной корреляции и изучения фаунистических определений;

– обоснована целесообразность изучения перспектив нефтегазоносности подсоловых палеозойских отложений юго-западной части Прикаспийской впадины глубокими параметрическими скважинами в комплексе с проведением геофизических исследований;

– впервые дано геолого-экономическое обоснование необходимости проведения поисково-разведочных работ на нижнекаменноугольные карбонатные породы северной зоны мелкой складчатости Донбасса в качестве первоочередных поисковых объектов на нефть и газ,

– обоснована возможность выявления нефтяных и газовых залежей в триасовых и среднеюрских отложениях в пределах Восточно-Манычского прогиба;

– исследованы условия формирования УВ залежей в юрских отложениях на валу Карпинского, выбраны первоочередные объекты для выявления залежей нефти на новых поисковых площадях;

– разработаны рекомендации по изучению нефтегазоносности верхнемеловых отложений в пределах Волго-Донского региона на основе опыта изучения верхнемеловых коллекторов в Восточном Предкавказье, где с участием автора были выявлены залежи нефти на Прасковейском, Величаевском и других месторождениях;

– разработана методика опробования уплотненных продуктивных коллекторов мела, юры и карбона с их обработкой ПАВ на поисковых площадях Волго-Донского региона, которая внедрена на Марковском газоконденсатном месторождении в 2001–2003 гг.

Практическая значимость и реализация результатов исследований. Выполненные автором теоретические, методологические и научно-технические разработки и рекомендации использовались, используются и могут быть использованы

– при подсчете запасов свободного газа в коллекторах коры выветривания, нижнего и верхнего мела Азовского месторождения на Ростовском своде (РС) (с утверждением запасов ГКЗ в авторском варианте с оценкой «отлично» – 1980 г.);

- при анализе и обобщении результатов поисковых и разведочных работ с подсчетом запасов свободного газа и конденсата в коллекторах каменноугольного возраста на месторождениях Астаховском, Кружиловском, Глубокинском, Скоксырском, Северо-Белянском и других с разработкой рекомендаций дальнейших поисковых работ;

- при изучении структуры и динамики УВ Ростовской области с учетом подсчитанных начальных потенциальных ресурсов (80-е годы);

- величины начальных потенциальных ресурсов (НПР), их структура и степень достоверности приняты НТС ПГО Южгеология в количестве 313 млн. тонн усл. топлива (тут); НТС рекомендовано принимать эти объемы НПР за основу при составлении проектов, отчетов и при выборе наиболее эффективных направлений геологоразведочных работ на нефть и газ в Ростовской области;

- составленная схема нефтегазогеологического районирования и карта перспектив нефтегазоносности для Ростовской области была принята Рабочей редакцией Прогнозной карты перспектив нефтегазоносности территории РСФСР с оценкой «отлично», и она явилась фрагментом карты перспектив нефтегазоносности территории Российской Федерации (изданной в 1992 году под редакцией Л.И. Ровнина), а подсчитанные величины начальных потенциальных ресурсов использованы при определении плотностей запасов УВ для перспективных территорий Ростовской области;

- использование разработанных автором рекомендаций по испытанию верхнемоловых коллекторов в Волго-Донском регионе привело к открытию залежей УВ промышленного значения на площадях Промысловской, Тенгутинской, Азовской, Биричьей и др.;

- при выборе первоочередных направлений для проведения нефтегазописковых работ и определении их объемов в Волго-Донском регионе;

- при выборе объектов для опробования и методики их освоения;

- при подсчете запасов нефти и газа вновь выявленных месторождений (Бирючьему, Леоновскому, Совхозному, Верблюжьему и др.).

В период своей производственной деятельности автор принимал непосредственное участие в открытии и разведке нефтяных (Каспийского, Прасковейского и др.), газовых (Ермолинского, Промысловского, Астаховского, Синявского и др.) месторождений.

Апробация работы. По теме диссертационного доклада автором опубликовано 38 работ в журналах, книгах и научных сборниках, в том числе 3 монографии (в соавторстве); выводы и обобщения соискателя по различным вопросам перспектив нефтегазоносности Волго-Донского региона содержатся также в его 32 научно-тематических отчетах, хранящихся в Государственных фондах.

Результаты исследований докладывались и обсуждались на международных, всесоюзных, всероссийских, региональных, территориальных, отраслевых, межвузовских совещаниях, конференциях, выездных Научно-технических советах Мингео СССР, Министерства газовой промышленности, различных симпозиумах, семинарах. Свои взгляды и обобщения о геологическом строении и перспективах нефтегазоносности надсолевых и подсолевых коллекторов юго-западной части Прикаспийской впадины и ее обрамлении, а также о целесообразности бурения глубоких параметрических скважин автор излагал на выездных межведомственных совещаниях, Ученых советах Мингео СССР и НВ НИИГГ (Саратов, 1963; 1964; 1966; 1967; 1968; 1971). О видах и объемах поисковых геолого-геофизических работ в Волго-Донском регионе – на выездном совещании Мингео СССР (Тюмень, 1968); о перспективах открытия новых нефтяных и газовых месторождений – на совещаниях, проводившихся Министерством газовой промышленности (Ставрополь, 1974; Пятигорск, 1972; 1984); на выездном заседании Научно-технического совета Мингазпрома СССР (Ставрополь, 1982) и др. О создании новых газодобывающих районов в Ростовской области и Калмыкии, о перспективах геологопоисковых работ в Волго-Донском регионе – на геологических межведомственных совещаниях (Волгоград, 1962; 1965; 1973) О результатах поисково-разведочных работ на юге Ростовской области – на Геологических совещаниях

(Краснодар, 1966; 1981; 1984) Об эффективности геологопоисковых работ на нефть и газ и путях их повышения – на совещаниях, проводившихся ГКЗ СССР (Ростов-на-Дону, 1965; 1968; Элиста, 1963). На геологических совещаниях, проводившихся Мингео РСФСР (Астрахань, 1972; 1985; Москва, 1962; 1968; 1991). О результатах разведочных работ на нефть и газ в северном обрамлении Донбасса (Харьков, 1972; 1981; Изюм, 1974; Чернигов, 1988, Артемовск, 1984; Луганск, 1985; Донецк, 1987) О нефтегазогеологическом районировании Ростовской области – на выездном совещании Мингео РСФСР (Нижний Новгород, 1984) Об использовании малых газовых месторождений – на совещаниях, проводившихся в СКНЦ ВШ (Ростов-на-Дону, 1991; 1994; 1996) О перспективах создания нового нефтегазодобывающего района в Калмыцкой АССР – на 2-ой научной сессии конференции по геологии (Новочеркасск, 1965); о формировании Марковского ГКМ – на IV международной конференции (Новочеркасск, 2004) Публикации и научно-тематические отчеты соискателя, затронувшие целый комплекс аспектов геологоразведочного процесса, в значительной мере способствовали открытию ряда месторождений в регионе (Астаховского, Глубокинского, Промысловского, Комсомольского и других), выяснению их геологического строения

Предмет и объекты исследований. Предметом изучения и исследований являлись коллекторы пород от неогена до коры выветривания докембрийского фундамента; изучались их коллекторские свойства, характер насыщения флюидами (жидкими и газобразными), виды флюидов, гидродинамические и гидрогеологические условия их распространения и залегания.

Объектами изучения служили:

- 1) преимущественно каменноугольные породы: а) на южном склоне Воронежской антеклизы (ЮСВА); б) в северной зоне мелкой складчатости Донбасса (СЗМСД); в) на стыке южной части Донецкого складчатого сооружения с Ростовским выступом;
- 2) палеогеновые и меловые породы – в пределах РС;
- 3) палеогеновые, меловые и юрские породы – на валу Карпинского (ВК);
- 4) меловые, юрские и, особенно, триасовые отложения – на склонах Маньчских прогибов (Тузлов-Маньчского, Маньч-Гудилового и Восточно-Маньчского);
- 5) палеогеновые, меловые, юрские, триасовые и пермские породы – в юго-западной части Прикаспийской впадины в надсолевых отложениях, а палеозойские (в первую очередь – каменноугольные) – в подсолевом комплексе;
- 6) кора выветривания – в пределах Ростовского выступа и на поисковых участках ЮСВА. Автором впервые кора выветривания отнесена к объектам в Волго-Донском регионе, которые могут содержать промышленные залежи УВ (Азовское газовое месторождение).

При изучении вышеперечисленных проблемных вопросов автором анализировались, сравнивались и оценивались методики изучения коллекторских свойств терригенных пород, полнота их анализов и определений, которые применялись ВНИИГаз, ВНИИНГП, НВ НИИГГ, ЦЛ ЮПГО, лабораторией Астраханской КРБ – при изучении керна и флюидов по скважинам Волго-Донского региона

Фактический материал. В основу диссертационного доклада положены геологические материалы, собранные и обработанные лично автором при проведении исследований, выполненных им в период его продолжительной научно-производственной деятельности (с 1952 по 2005 годы) в нефтегазоразведочных и геологоразведочных предприятиях на территории Волго-Донского региона и сопредельных территориях Восточного Предкавказья. За этот период автором изучены разрезы более чем по 15000 скважинам (керна, каротажный материал, определения коллекторских свойств образцов пород, результаты петрографических и фаунистических исследований, анализы флюидов и др.) При этом изучены первичные геолого-геофизические материалы по 8 глубоким опорным, 23 глубоким параметрическим, по более чем 1200 поисковым, по 4720 разведочным, по 5150 эксплуатационным и ~ 4000 структурным скважинам. Изучено более

5500 результатов испытаний глубоких скважин, более 350 анализов нефтей, 2500 анализов водоразтворенных и свободных газов, около 2500 анализов подземных пластовых вод, более 9000 определений коллекторских свойств. Рассматривались анализы результатов люминесцентно-битуминологического изучения пород (более 1200 определений). С учетом результатов лабораторных определений керна и флюидов, автором изучались гидрогеологическая и геотермическая характеристики региона, химический состав пластовых вод, состав и упругость растворенных газов. Использовано более 200 фаунистических, около 2000 микрофаунистических и более 1500 палинологических определений. Кроме анализов и определений, выполненных в лабораториях ЦП ВДГТУ (ЮГУП Южгеология), треста Калмнефтегазразведка и Астраханской КРБ, привлекались результаты исследований керна и флюидов по скважинам Волго-Донского региона, выполненные ВНИИгаз (А.А. Ханиным, В.Н. Корценштейном, В.П. Стулаковым, Ю.А. Спевакон и др.), ИГ и РГИ (А.И. Летавиным, Н.А. Крыловым, Д.Н. Викторовым и др.), ВНИГНИ (И.Г. Сазоновой, Я.С. Эвентовым, Е.Ф. Поповиным, М.А. Ясеновой и др.), НВ НИИГГ (Т.Н. Хабаровой, А.Н. Ивановой, Ю.П. Кальновой, И.А. Макаровой и др.), ВНИИНГП (А.И. Сарычевой, Г.М. Аванисяном, Р.А. Твердовой и др.), ВСЕГЕИ (А.Я. Дубинским и др.), РГУ (В.С. Назаренко, Ю.И. Холодковым и др.).

В публикациях и научно-тематических отчетах автор доклада использовал сведения о стратиграфических расчленениях разрезов, литологии, тектоники, гидрогеологии, нефтегазоносности, изложенные в опубликованных и фондовых материалах большого коллектива ученых и геологов-производственников, некоторые из них приведены в диссертационном докладе. Автор выражает искреннюю благодарность руководителем и сотрудникам ЮГУП Южгеология А.А. Турченко, В.Г. Масину, В.П. Воробьеву, Г.В. Зелендикову, М.Л. Хацкелю, О.Д. Драгунову, Е.В. Мовшовичу и др., где выполнялась данная диссертация, а также всем своим коллегам и соавторам, совместное сотрудничество и общение с которыми сделали возможным появление этой работы. Особую признательность автор выражает генеральному директору ЗАО Донгаздобыча Н.Г. Сардаку, оказавшему всестороннюю поддержку и помощь в завершении диссертационного доклада.

В работе защищаются следующие положения:

1. Методика проведения ГРП в Волго-Донском регионе, разработанная с участием автора, способствовала открытию многих нефтяных, газоконденсатных и газовых месторождений, повышению эффективности и качества геологопоискового процесса. Она не утратила актуальности и в настоящее время;
2. Породы докембрия и кора выветривания в пределах Ростовского выступа и на ЮСВА выдвигаются автором как новый объект для поисков залежей углеводородов;
3. Разработана и внедрена автором схема стратиграфического расчленения пород юры Волго-Донского региона;
4. Обоснованы высокие перспективы нефтегазоносности коллекторов юры на южном склоне ВК и триаса – в пределах Восточно-Маньчжского прогиба;
5. Схема нефтегазогеологического районирования Ростовской области;
6. Методика опробования верхнемеловых коллекторов, целесообразность и эффективность ее использования при проведении поисковых работ в регионе;
7. Северная зона мелкой складчатости Восточного Донбасса отнесена автором к разряду перспективных и выдвинута им (1975 г) в число первоочередных нефтегазопоисковых объектов в Волго-Донском регионе.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

1. Введение

Территория Волго-Донского региона занимает площадь около 245 тыс. кв км, из них 2/3 площади отнесены к разряду перспективных земель. Первые открытия промышленных скоплений УВ в этом регионе относятся к 50-ым годам п.с., когда в 1952 году в Астраханской области в коллекторах нижнего мела сводовой части вала Карпинского было открыто Промысловское Г месторождение. В 1955 году в Ростовской области (на границе с республикой Калмыкия) выявлено Ивановское Г месторождение; промышленные притоки газа были получены из тонкозернистых, глинистых алевролитов и песчаников хадумского горизонта на южном погружении Сальского вала. В 1959 году в республике Калмыкия открыто Радыковское месторождение Г в коллекторах хадума в пределах северного склона Ставропольского свода. Затем последовали открытия в республике Калмыкия – Ики-Бурульского Г и Олейниковского НГ месторождений (1959 год); в Ростовской области – Синявского Г месторождения (1959 год). Первые открытия послужили основанием для начала интенсивных поисков месторождений УВ сырья в этом стратегически важном регионе. Особенно они усилились с сентября 1960 года, когда их проведение в регионе было поручено Волго-Донскому территориальному геологическому управлению (ВДГУ), которое организовало в г. Элиста специализированный нефтегазоразведочный трест Калмнефтегазразведка, а в его составе несколько нефтегазоразведочных экспедиций (Черноземельскую – в пос. Комсомольский; Каспийскую – в пос. Каспийский; Астраханскую – в г. Астрахань; Аршаньскую – в пос. Солнечный и др.).

В 60-е годы п.с. на южном склоне ВК были открыты Каспийское и Комсомольское Н, Ермоленское Г, Красно-Камышанское, Северо-Камышанское и Восточно-Камышанское – НГ, Северо-Комсомольское – Н, Екатерининское – НГК месторождения. В сводовой части вала Карпинского в этот период были открыты и разведаны Тенгутинское газонефтяное, Межевое и Цубукское – газовые месторождения. В Астраханской области в отложениях юры было выявлено Бешкульское Н месторождение, а в нижнемеловых – Халганское (Калмыкия). В Ростовской области на ЮСВА в коллекторах каменноугольного возраста в эти годы были выявлены Кружиковское и Астаховское месторождения Г. Соискатель принимал непосредственное участие в открытии и разведке многих из названных выше месторождений Н и Г. Им выполнена детальная корреляция меловых, юрских, триасовых и каменноугольных коллекторов, рассмотрены вопросы палеогеографии основных перспективных и продуктивных комплексов. На этой основе определены наиболее перспективные направления поисковых работ, выделены основные зоны нефтегазоаккумуляции (Красно-Камышанская; Каспийско-Улан-Хольская; Артезианская, Промысловско-Цубукская и др.). Это позволило соискателю обосновать ряд рекомендаций по выбору наиболее перспективных направлений дальнейших геолого-геофизических исследований на южном склоне вала Карпинского, в сводовой части вала, в пределах Астраханского валообразного поднятия (Астраханского свода), в районе развития солянокупольной тектоники, на ЮСВА и на других поисковых объектах региона, а также разработать наиболее эффективные методики проведения геологопоисковых работ. В этот период автор возглавлял всю геологическую службу ВДГУ нефтяного профиля. После первых открытий в регионе месторождений УВ сырья прошло всего 50 лет; за этот период здесь открыто 68 месторождений нефти и газа, содержащих 181 залежь (Н, Г, ГН, и НГК). В Ростовской области открыто 21 месторождения, запасы УВ которых состоят на госбалансе. Из них – одно ГН, 16 Г, 3 ГК и одно НГК. 21 месторождения содержат 90 залежей УВ промышленного значения.

В Астраханской области открыто 7 месторождений, из которых 2 – Н, 2 – ГК и 3 – Г. Эти 7 месторождений содержат 18 залежей. В Астраханской области выявлено крупнейшее в Европейской части РФ уникальное Астраханское ГК месторождение.

В республике Калмыкия выявлено 40 месторождений, из них 19 – Н, 6 – ГН, 5 – ГНК и 10 – Г. 40 месторождений УВ включают 73 залежей УВ промышленного значения.

В Волго-Донском регионе в 60-ые годы п.с. выявленные месторождения УВ сырья стали вводиться в разработку (Промысловское Г м-е в Астраханской области введено в разработку в 1960 году; Олейниковское НГ в республике Калмыкия – в 1961 году, а Синявское Г м-е в Ростовской области – в 1968 году). В 2002 году добыча природного газа в регионе достигла 12,388 млрд. м³, а добыча нефти – составила 0,264 млн. т. С начала разработки в регионе добыто газа 116,795 млрд. м³, а нефти – 15,689 млн. т. За сравнительно короткий период времени Волго-Донской регион стал важнейшим нефтегазодобывающим районом Европейской части РФ.

Дальнейший рост добычи Н и Г в этом регионе в 2 – 2,5 раза возможен в связи с высокими перспективами нефтегазоносности каменноугольных, триасовых, юрских, меловых и палеогеновых отложений. При этом не исключаются перспективы нефтегазоносности пород коры выветривания и возможность использования газовых ресурсов при разработке угольных пластов в Восточном Донбассе.

Диссертация является итогом 50-летней научно-производственной работы автора в нефтегазоразведочных и геологических предприятиях в этом регионе. В ней обобщены научные и методические разработки и обоснования по сравнительной оценке перспектив нефтегазоносности, использованы важнейшие выводы публикаций, внесены новые рекомендации по геологическому изучению этого важнейшего региона.

2. Основные черты тектонического строения региона

Волго-Донской регион занимает значительные участки разновозрастных платформ (древней Русской и молодой Предкавказской) и их сочленения, в тектоническом отношении весьма сложен.

Русская плита в пределах описываемого региона представлена двумя разобщенными фрагментами, из которых северный, сложенный юго-восточной частью Воронежской антеклизы и юго-западной – Прикаспийской впадины, расположен севернее Каменско-Астраханского тектонического шва. Значительно меньший по размерам участок Русской плиты находится на юго-западе Ростовской области, в районе восточного погружения допалеозойских пород Украинского щита (Ростовский выступ, Таганрогское седло). Эти участки имеют типичное для древних плит строение, определяемое наличием двух главных структурных этажей – кристаллического допалеозойского фундамента и более молодого платформенного чехла. В пределах описываемой территории фундамент Русской плиты сложен архейско-протерозойскими метаморфическими сериями и древними интрузиями, а платформенный чехол – осадочными девонскими и более молодыми породами [11].

Северо-запад территории занимает юго-восточный склон Воронежской антеклизы. Южной границей Русской плиты на значительном участке рассматриваемой территории является Каменско-Астраханский глубинный разлом (краевой тектонический шов). В зоне глубинного разлома кристаллический фундамент на ЮСВА погружается уступами с суммарной глубиной погружения 5,0–7,0 км. Буровыми работами и геофизическими исследованиями установлено сложное блоковое строение фундамента, наличие структур различных типов, а также крупных разломов (Каменско-Астраханского, Веселого-Ровского, Милютинского, Краснорецкого, Тарасовского и других более мелких). Кроме названных крупных субширотных нарушений, установлены многочисленные локальные разрывы этого же простирания, обусловившие весьма сложное тектоническое строение поверхности фундамента (наличие протяженных горстов, грабенов). Выделяется также

ряд субмеридиональных нарушений (Скосырский, Кружиловский и другие сбросы). Глубинные разломы образуют крупные блоки субмеридионального простирания, которые составляют тектонические элементы (Миллеровский выступ, Восточно-Миллеровский мыс, Задонский выступ и другие) того же направления.

Сложное блоковое строение палеозойского осадочного чехла тесно связано со структурой докембрийского кристаллического фундамента. В толще палеозоя, как и в фундаменте, развито большое количество тектонических нарушений, различающихся возрастом заложения, особенностями формирования, амплитудами, а также углами и направлениями падения сместителей. Субширотные дислокации выражены более четко, чем субмеридиональные. Локальные структуры на этой территории в основном приурочены к тектоническим нарушениям. Соотношение структурных планов в разновозрастных породах карбона является сложным, часто характеризуется смещением структурных планов с глубиной и литологическими замещениями в сводовых частях локальных поднятий, что было выявлено автором при обработке геолого-геофизических материалов по Глубокинской, Грачической и другим поисковым площадям.

Восточный склон Воронежской антеклизы с запада на восток подразделен на Хоперскую моноклиаль, Терсинскую впадину, Доно-Медведицкий вал, Приволжскую моноклиаль и в ее пределах – Уметовско-Линевскую впадину фундамента. По линии Саратов-Волгоград-Котельниковский выступ восточный склон Воронежской антеклизы, посредством сложной системы ступеней, выделяемых по геофизическим данным, сочленяется с юго-западной частью Прикаспийской впадины. При этом происходит погружение фундамента с 4...6 до 10...12 км и более. Наибольшая ступень (Волгоградская гравитационная), занимающая примерно среднее положение, принимается в качестве границы между Воронежской антеклизой и Прикаспийской впадиной. К Волгоградской ступени с востока примыкает опущенная на 2...5 км западная прибортовая часть Прикаспийской впадины, представляющая собою субмеридиональную систему вытянутых и относительно приподнятых блоков. Южная прибортовая часть впадины осложнена горстообразными поднятиями, западная группа которых (Астраханская) входит в рассматриваемую территорию.

В мощной толще осадочного чехла Прикаспийской впадины выделяются два структурных этажа: подсолевой, сложенный толщей карбонатно-терригенных пород палеозойского возраста, и солянокупольный, представленный галогенно-терригенными образованиями кунгурско-четвертичного возраста. По данным геофизических исследований на этой территории в осадочном чехле выделяется Астраханский свод, Сарпинский прогиб и Карасальская моноклиаль. Астраханскому своду осадочного чехла соответствует Астраханский выступ, а Карасальской моноклинали – Калмыцкий выступ, выделяемые по кровле докембрийского фундамента.

По оконтуриваемой изогипсе минус 8,0 км Астраханский выступ имеет размеры 170x110 км, а его амплитуда около 1,0 км. В северном направлении фундамент погружается на глубины до 12,0...13,0 км. Ранее автор выделял в юго-западной части Прикаспийской впадины в осадочном чехле Астраханское валообразное поднятие, которое соответствовало своду допалеозойского фундамента. В пределах этого элемента автор обосновывал необходимость бурения параметрических скважин глубиной 4,5...5,0 км и проведение комплекса геофизических исследований [20; 27]. Астраханский свод осложнен субмеридиональным разломом протяженностью 50...60 км, а в пределах вершины свода выделяются локальные поднятия и мелкие прогибы. Выявленные поднятия, осложняющие свод, Долгожданное, Безымянное, Стрелецкое, Астраханское, Нижне-Красносельское, Апрельское и другие, имеют размеры 10x7 км, амплитуды 50...70 м (Воронин, 1983, 1999; Кондратьев, 1983).

В западно-северо-западном направлении Астраханский свод погружается; при этом кровля подсолевых отложений погружается на глубину 7,0...9,0 км, образуя Сарпинский прогиб, а породы фундамента в прогибе залегают на глубинах 16,0...18,0 км. Сарпинский прогиб выделяется как по поверхности фундамента, так и по всем гори-

зонтам осадочного чехла. Он имеет заливообразную форму. Восточная граница прогиба проводится условно по изогипсе минус 6 км, западная – минус 4,9 км. Южная граница отвечает северному склону Каракульско-Смушковой зоны дислокаций. Общие погруженные пород, выполняющих Сарпинский прогиб, происходит в направлении внутренних районов Прикаспийской впадины. В пределах Сарпинского прогиба выделены восточный и западный борты. Как внутренняя часть Сарпинского прогиба, так и его восточный и западный борты осложнены подсолевыми локальными поднятиями (Чапаевским, Грязновским, Аршань-Зельменским, Цаган-Нурским и другими).

Карасальская моноклинал расположена на крайнем юго-западе Прикаспийской впадины, в области сочленения ее с Воронежской антеклизой. Она протягивается узкой полосой в 50...65 км к западу от Сарпинского прогиба вдоль бортовой зоны. В пределах Карасальской моноклинали по поверхности карбонатной толщи палеозоя выделено крупное поднятие (Калмыцкий свод). Его размеры по замкнутой изогипсе минус 6,6 км составляют 75х50 км, амплитуда более 1,0 км, простирание – почти меридиональное. На вершине свода карбонатные породы башкирского яруса предположительно залегают на глубине более 5,5 км. Они, вероятно, перекрыты толщей терригенных пород среднего и верхнего карбона толщиной до 1,5 км. К востоку от Калмыцкого выступа предполагается наличие крупного Аршань-Зельменского карбонатного массива. Поверхность подсолевых отложений в пределах этих структур залегают на глубине 4,0...5,0 км.

Другим фрагментом Русской плиты на рассматриваемой территории является Ростовский погребенный выступ докембрийских пород, являющийся погруженной частью Украинского щита. Будучи восточным продолжением Украинского щита, Ростовский выступ отделен от него Еланчикским субмеридиональным глубинным разломом. К западу от этого разлома докембрийские образования выходят на дневную поверхность, слагая восточный Приазовский блок Украинского щита. Южная граница выступа с герцинскими структурами Предкавказской плиты проходит по Бейсуюшской шовой зоне. На севере выступ отделен от Днепровско-Донецкой системы варисцид Персиановским глубинным разломом. Обычно восточную границу Ростовского выступа проводят по Восточно-Сальскому разлому. Однако обнаруженный архей-нижнепротерозойский мигматитовый комплекс свидетельствует о большей протяженности выступа в восточном направлении [11; 33]. С запада на восток поверхность фундамента Ростовского выступа погружается под палеозойские и мезокайнозойские отложения осадочного чехла, толщина которого в юго-восточной части достигает 4,0...5,0 км. Самая высокая отметка залегания пород фундамента на вершине выступа минус 350 м (Азовская площадь). Подробная характеристика строения Ростовского выступа (РВ) содержится в работах автора [14; 33]. РВ занимает в плане большую территорию, чем сформировавшийся над ним в мезокайнозойском чехле РС, и образует фундамент не только данного свода, но и прилегающих к нему Целинской седловины (ЦС) и южного борта Тузов-Маньчского прогиба (ТМП). РС представляет собой пологую структуру, вытянутую в восток-юго-восточном направлении. С востока к своду примыкает ЦС, с севера – ТМП, на западе свод сочленяется по системе разломов с Украинским щитом, на юге ограничен узким Ейским прогибом. В этих границах Ростовский свод имеет длину около 150 км, ширину 80 км. Минимальная толщина осадочного чехла в вершине свода составляет примерно 350 м, максимальная 1400...1500 м. Часть южного склона свода расположена в пределах Краснодарского края. Платформенный чехол РС образован меловыми породами, облекающими фундамент, а также отложениями кайнозоя, залегающими почти горизонтально. Современное строение РС сформировалось в основном на рубеже мела и палеогена. Подъем сопровождался разрывом накопившихся осадков, вследствие чего верхнемеловые отложения с разрывом лежат на разных ярусах мела вплоть до фундамента. Одновременно с формированием региональных структурных элементов происходило формирование мелких локальных структур, таких как Куцевская, Азовская, Канеловская, Александ-

ровская и др. Детальное описание тектонического строения РС содержится в работах автора (Бобух и др., 1980; 1993), [33] ТМП является западной частью линейно вытянутой от Азовского до Каспийского моря системы Манычских прогибов. На западе ТМП примыкает к Ровенецкому поднятию, на востоке отделен от Маныч-Гудилковского прогиба Сальским поперечным поднятием. Северный борт ТМП на западе ограничивает открытый Донбасс, а на востоке – западную оконечность ВК. Южный борт прогиба на западе переходит в северный склон Ростовского свода, на юго-востоке – в ЦС. Длина ТМП около 260 км, ширина колеблется в пределах 30-60 км.

Гудилковская впадина (часто именуемая Маныч-Гудилковским прогибом) имеет размеры 140х70 км, глубину – до 3100 м. С юга Гудилковская впадина отделяется от Ставропольского поднятия Бурукшунским разломом, которому соответствует в осадочном чехле узкая и глубокая палеодолина (Бурукшунский каньон), имеющая широтное простирание. Северный борт Гудилковской впадины осложнен Белоглинским субширотным поднятием (валом). ЦС сочленяет четыре тектонических элемента, из которых РС (на северо-западе) и Сальское поперечное поднятие (на юго-востоке) по отношению к ней являются положительными, а два других – ТМП (на севере) и Кропоткинская впадина (на юге) отрицательными. Размеры седловины по ее антиклинальной и синклинальной осям составляют соответственно 70 и 90 км. В пределах ЦС выявлено более 20 мелких локальных поднятий и других разного рода ловушек, которые являются, чаще всего, эрозионными выступами домеловых пород. Минимальная толщина осадочного чехла в пределах седловины 1500...1600 м, максимальная – 2600...2700 м.

Сальское поперечное поднятие представляет собой поперечную структуру по отношению к системе Манычских прогибов и ВК. На севере Сальское поднятие заканчивается небольшой седловиной, сочленяющей его с ВК. Эта же седловина сочленяет Тузлов-Манычский и Маныч-Гудилковский прогибы. На западе оно граничит с ТМП и ЦС, на юге и юго-востоке погружается в Кропоткинскую впадину, на востоке – примыкает к Маныч-Гудилковскому прогибу. Длина Сальского поперечного поднятия около 100 км, ширина 30-40 км. Оно осложняется целой группой локальных поднятий (Краснополянским, Николаевским, Ивановским, Новоселовским и др.). Локальные поднятия и другие структурные осложнения являются в основном отражением эрозионных выступов и приподнятых участков (блоков) палеозойского фундамента. Кроме ловушек ярко выраженного антиклинального типа в меловых отложениях (особенно в нижнемеловых) встречаются ловушки структурно-литологические. Особенностью всех ловушек является их выполаживание в палеоген-неогеновых слоях.

Центральную часть Волго-Донского региона занимают Донецкий выступ (Донбасс) и его юго-восточное продолжение (кряж Карпинского). Донецкий выступ и кряж Карпинского являются структурами Предкавказской (Скифской эпигерцинской) платформы. Донецкий выступ отождествляется с Открытым Донбассом. Кряж Карпинского является погребенным продолжением размытой и осложненной разрывами Донецкой складчатой системы. Донецкий выступ и кряж Карпинского в целом представляют крупную инверсионную эпигерцинскую тектоническую структуру позднепалеозойской складчатости. Донецкий выступ (Восточный Донбасс) подразделяется на «открытую» часть, где обнажаются каменноугольные отложения, и «погруженную», где они покрыты чехлом мезокайнозойских отложений. Самой западной частью кряжа Карпинского является погребенное юго-восточное продолжение Донецкого складчатого сооружения. В этой части кряжа известны крупные поднятия, такие как Ремонтненское, Восточно-Донбасский вал (поднятие), Зимовниковский вал, Белоглинский вал и ряд узких прогибов. Донецкий выступ и кряж Карпинского ограничивают с юга тектонические элементы Русской плиты – Воронежскую антеклизу и Прикаспийскую впадину. Граница между названными разновозрастными структурными элементами проводится по Каменско-Астраханскому тектоническому шву, представляющему собой сложную систему взбросо-надвигов с вертикальной амплитудой более: 1000 м и горизонтальным надвиганием на север до нескольких километров

Южная граница Донецкого выступа и кряжа Карпинского проводится по северному борту Ростовского выступа и северному борту зоны Маньчжских прогибов. На кряже Карпинского в палеозойских отложениях выделяются две системы дислокаций. субширотная, связанная с внутренней структурой пород этого возраста, и субмеридиональная, обусловленная разломами, способствовавшими образованию ступенчатого строения. Складки Донбасса прослеживаются в западной части кряжа; в восточной части, в поверхности складчатых палеозойских отложений, отражаются приподнятые зоны (Промысловская, Каспийская, Артезианская и др.), чередующиеся с прогибами (Георгиевским, Семеновским, Джанайским и др.). Прогибы, как правило, заполнены пермо-триасовыми отложениями (Джанайский прогиб и др.). Породы пермо-триаса пройдены Джанайской опорной скважиной. Структурные элементы палеозоя, вскрытые на кряже Карпинского, остаются недостаточно изученными, из-за малых объемов выполненных геофизических исследований. В осадочном мезокайнозойском чехле над кряжем Карпинского выделяется крупный структурный элемент, именуемый ВК.

ВК на севере по шовной зоне граничит с Русской докембрийской платформой. Погружаясь к югу, ВК также посредством шовной зоны сочленяется с Маньчжскими прогибами. Кроме шовных зон, в пределах вала Карпинского прослеживается ряд менее значительных дизъюнктивных нарушений, имеющих как субширотную, так субмеридиональную ориентировку. Сочетание этих систем разломов определяет сложное строение фундамента этой территории. Крупные блоки фундамента отражаются в осадочном чехле в виде более или менее ограниченных ступеней. В пределах центральной и восточной частей ВК выделяются крупные блоки Промысловский, Бузгинский и Элистинско-Ремонтненский.

В пределах этих блоков отмечены приподнятые валы и прогибы, которые осложняются локальными поднятиями. Локальные поднятия группируются в антиклинальные зоны, в основном субширотного простираения. В осевой части ВК эти поднятия (Промысловское, Олейниковское, Межевое, Тенгутинское, Цубукское и др.) сильно нарушены субмеридиональным грабеном и радиальными сбросами. Более просто построены структуры, расположенные на склонах вала. На северном склоне выявлены в меловых и юрских отложениях структуры Полдневская, Ново-Георгиевская, Караваненская, Михайловская, Эджинская, Марсынская и др. В пределах южного склона ВК на фоне моноклинального погружения мезозойских отложений выделяется структурная терраса (ступень) шириной 20-25 км, называемая Красно-Камышанско-Каспийской тектонической зоной. К ней приурочены Красно-Камышанское, Северо-Камышанское, Надеждинское, Екатерининское, Каспийское и многие другие локальные поднятия. На расстоянии 20-30 км к югу от Красно-Камышанско-Каспийской ступени выявлена Комсомольско-Артезианская зона поднятий, приуроченная к полосе шовного сочленения вала Карпинского с Восточно-Маньчжским прогибом. В ее пределах установлены Комсомольское, Северо-Комсомольское, Озерное, Прикумское, Имчикское, Юбилейное и многие другие поднятия.

Южный борт Восточно-Маньчжского прогиба более пологий, нежели северный. Но здесь тоже палеозойский фундамент ступенчато воздымается по системе глубинных разломов субширотного простираения в сторону Прикумско-Тюленевского вала. Южный борт прогиба четко фиксируется по породам дислоцированного основания, пермо-триасового и юрского возраста. По нижнемеловым отложениям южный борт постепенно сглаживается и по палеогеновым отложениям имеет место региональный наклон пластов на юг.

Проведенный автором анализ позволяет сделать вывод об унаследованном развитии структурных форм в мезокайнозое на ВК от поверхности палеозойского складчатого основания. Приподнятым участкам этой поверхности соответствуют поднятия и залегающих выше отложениях (в первую очередь – в юрских), а опущенным – погружения. В пределах Красно-Камышанско-Каспийской и Комсомольско-Артезианской зон в большинстве случаев развиты структуры раннего заложения. Они сформировались в период образования эрозионно-тектонических форм рельефа.

3. Продуктивные и перспективные комплексы

В пределах Волго-Донского региона автором выделены [10] следующие продуктивные литолого-стратиграфические комплексы:

Карбонатный комплекс нижнего и среднего карбона, в состав которого входят нижнекаменноугольные отложения и отложения нижнебашкирского и низов верхнебашкирского подъяруса среднего карбона. Коллекторами являются в основном известняки серые и темно-серые, органогенные, детритусовые, иногда доломитизированные и сильно перекристаллизованные; в известняках повсеместно наблюдаются трещины.

Промышленная нефтегазоносность коллекторов этого комплекса установлена в пределах принадвиговой зоны ЮСВА (месторождения Леоновское, Тишкинское, Глубокинское и др.), на Астраханском своде (Астраханское ГКМ, Заволжское м-е).

Преимущественно терригенный комплекс среднего и верхнего карбона, к которому приключается и сходная по литологическому составу нижняя часть пермских отложений. Коллекторами являются в основном песчаники и алевролиты черемшанского и мелекесского горизонтов верхнебашкирского подъяруса и верейского, каширского, подольского и мячковского горизонтов московского яруса; реже – коллекторами продуктивных пластов являются известняки подольского и мячковского горизонтов среднего карбона, жельского и касимовского ярусов верхнего карбона. Газовые и газоконденсатные залежи в коллекторах этого комплекса выявлены в пределах принадвиговой и междвиговой зон ЮСВА (Марковское, Патроновское, Дубовское ГКМ; Скосырское, Морозовское, Северо-Белянское и другие газовые месторождения).

Пермский соленосный комплекс развит лишь в пределах Прикаспийской впадины. Нефтегазоносными являются преимущественно песчаники сакмарско-артинских и кунгурских отложений нижней перми (Алексеевская и др. площади) и верхнепермские отложения (площади Бугринская, Заволжская и др.). На этой территории получили широкое развитие типичные мощные соленосные породы, которые имеют в плане различную конфигурацию и площадь распространения.

Терригенный комплекс пермо-триаса, охватывающий пестроцветные терригенные отложения верхней перми и триаса. Продуктивность коллекторов этого возраста установлена в пределах Сарпинского прогиба (месторождения Шаджинское, Бугринское, Северо-Шаджинское, Совхозное, Касаткинское, Чапаевское, Южно-Плодовитенское и другие); продуктивными являются пестроцветные разнозернистые песчаники, алевролиты, иногда и гравелиты, неравномерно переслаивающиеся с пестроцветными глинами. Нефтеносными являются отложения нижнего триаса и в Восточно-Маньчском прогибе (Плавненская, Закумская площади и др.).

Юрский преимущественно терригенный комплекс развит в восточной части региона, тесно связан с юрскими отложениями Прикумской области в единую водонапорную систему. Этот комплекс характеризуется выдержанными коллекторами от Прикумской нефтегазоносной области до Астраханского свода включительно. Нефтегазоносными являются преимущественно песчаники байосского (Каспийское, Бешкульское и другие нефтяные месторождения) и ааленского ярусов. Коллекторы аалена выражены преимущественно песчаниками кварцево-полевошпатовыми, в основном разнозернистыми. Их промышленная нефтеносность установлена на месторождениях Калининском, Северо-Комсомольском, Чулута, Майми-Харанском, Шахметском, Маньчском, Таша и др.

В юрском комплексе перспективными являются также коллекторы верхней юры (келловей и оксфорда). Их промышленная нефтегазоносность установлена на месторождениях Курганном, Восточно-Камышанском и др.

Терригенный комплекс нижнего мела и сеноманского яруса верхнего мела содержит основные продуктивные горизонты Н и Г на ВК и Г залежи на РС. На ВК в этом комплексе залежи Н и Г выявлены в нижнеальбских песчаниках (месторождения Цу-

букское, Межевое, Тенгутинское, Ики-Бурульское и др.), в песчаниках апта (Красно-Камышанское, Ермолинское, Восточно-Камышанское, Дорожное, Эркетинское и др.), в грубозернистых песчаниках и гравелитах неокома (Эркетинское, Надеждинское, Улан-Хольское и др.). В терригенно-карбонатных коллекторах сеномана Г залежи выявлены на Азовском месторождении в пределах РС.

Терригенно-карбонатный комплекс верхнего мела развит почти на всей территории региона. Его промышленная газоносность установлена на Азовском и Бирючьем месторождениях РС, где продуктивными являются известняки и глинисто-песчаные мергели, а также в центральной части ВК (месторождения Промысловское, Олейниковское, Тенгутинское и др.) Коллекторами являются известняки, залегающие на верхнеальбских размытых песчаниках нижнего мела; эти Г залежи в верхнемеловых коллекторах по генезису являются вторичными и образовались за счет перетоков. Карбонатный комплекс верхнего мела следует рассматривать в качестве природного резервуара, породы которого могут содержать УВ, мигрировавшие в них из нижележащего терригенного комплекса. Об этом, в частности, свидетельствует идентичность состава газа в залежах верхнемеловых и нижнемеловых отложений на Олейниковской, Азовской, Промысловской и других площадях. Перспективы нефтегазоносности карбонатного комплекса верхнего мела целиком зависят от характера подстилающих пород, условий возможности перетока УВ из этих пород в вышележащие, а также от характера перекрывающих комплекс пород.

Карбонатно-терригенный комплекс палеогена включает перспективные коллекторы от поверхности мела до кровли хадума. Этот комплекс распространен на Волго-Донской территории повсеместно, за исключением: открытого Донбасса; наиболее приподнятых участков отдельных поднятий в сводовой части ВК; крайней восточной части вала, а также на Астраханском своде [9, 10]. Мощность палеогенового комплекса колеблется от 0 до 900 м. На Ики-Бурульской площади в песчаных пластах палеоцена и эоцена выявлены залежи газа. Южнее рассматриваемой территории, в Восточном Предкавказье, из коллекторов палеогена получены промышленные притоки нефти на Прасковейской, Ачикулакской, Камыш-Бурунской, Озек-Суатской и Величавской площадях.

В центральном Предкавказье, в пределах Ставропольского свода, в хадумском горизонте выявлено крупнейшее Северо-Ставропольское газовое месторождение, а также значительные по запасам газа месторождения Тахта-Кугультинское, Безопасненское, Расшеватское и другие.

На площадях РС в коллекторах эоцена открыты месторождения Г Синявское, Ростовское, Тузловское и Обуховское. Коллекторами являются глинистые тонкозернистые песчаники и алевролиты.

На южном погружении СВ в отложениях палеогена выявлены Ивановское и Радыковское Г месторождения. Коллекторами являются глинистые песчаники и алевролиты хадума.

В Сарпинском прогибе Прикаспийской впадины освоен новый газоносный район, объединяющий Г месторождения палеогена (Царыньское, Чапаевское, Хар-Адрыкское, Полевое и др.).

Терригенный комплекс майкопской толщи отсутствует в сводовой части Промысловского блока, в пределах всей Бузгинской ступени и на Донецком выступе. На многих площадях южного склона ВК (Артезианской, Краснокамышанской и др.) толща майкопа достигает 1000...1265 м.

Майкопский терригенный комплекс газоносен на ряде площадей Ставрополя В пределах Волго-Донской территории небольшие Г залежи в коллекторах этого комплекса выявлены на Канеловской площади РС, на Маньчской площади СВ, а также на Гуляй-Борисовской площади ЦС. Эти мелкие залежи Г, приуроченные к песчаным линзам, имеют местное значение.

Неоген-четвертичный терригенный комплекс в пределах рассматриваемой территории имеет почти повсеместное распространение Газопроявления из апшеронских песчаников неоднократно отмечались на ряде площадей ВК, а также Астраханского валообразного поднятия. На Кирикилинской площади в скв. 5 (инт 438 ..444 м) при опробовании линзообразного пласта апшеронского возраста получен фонтан газа дебитом 78,1 тыс. м³/сут.[10; 11].

В западных районах Калмыкии на Заветинской площади в скв. 46 из инт. 139,0 ..150,0 м и 114,0. .133,0 м получены притоки газа УВ состава (газовый выброс длился 8–10 часов) Газопроявление связано с песчаными отложениями ергенинской свиты среднего неогена [30].

4. Методика геологоразведочных работ в регионе

В 50-х годах п.с на территории Волго-Донского региона нефтегазописковые работы проводились различными предприятиями: трестом Грознефтегазразведка – на площадях Промысловской, Артезианской, Краснокамышанской, трестом Союзнефтегазразведка – на Олейниковской, Каспийской, Замьяновской, Разночиновской, Кирикилинской и др ; трестом Кавказнефтегазразведка – на Белоглинской, Ивановской, Песчанокоспской, Маргаритовской. Работы осуществлялись разрозненно, без какой-либо координации, без единого методического подхода к выбору объектов для проведения буровых работ, полноты обработки ядерного материала и др.

С начала 60-х годов п.с наступил новый этап в развитии поисково-разведочных работ на нефть и газ на территории Астраханской, Ростовской областей и республики Калмыкия. Разрозненные усилия нескольких организаций, проводивших здесь эти работы, были объединены и сосредоточены с этого времени в Волго-Донском территориальном геологическом управлении и тресте Геофизнефтеуглеразведка. Предусматривалось обеспечить в течение 3–5 лет рост объемов глубокого поискового бурения в 3–4 раза, доведя его ежегодный объем до 130...140 тыс. пог. м. Чтобы выполнить эти задачи необходимо иметь обоснованную методику проведения поискового процесса.

Выбор методики геологоразведочных работ определяется геологическим строением региона пространственным расположением основных тектонических элементов, глубиной залегания фундамента, мощностью и составом осадочного чехла, типами ловушек и положением зон нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции.

Ранее автор отмечал, что территория Волго-Донского региона включена в две тектонические области, имеющие различие в геологическом строении и условиях нефтегазоаккумуляции, что объясняется принадлежностью их к разновозрастным платформам. Этим, в первую очередь, определяются различия в необходимых комплексах геологоразведочных работ. Существенные отличия в строении и перспективности между отдельными геоструктурными элементами, относящимися к одной платформе, также обуславливают выбор различных методов поисков и разведки нефтегазовых залежей Третьим фактором, дифференцирующим рациональные комплексы поисково-разведочных работ, является степень изученности, которая была неодинаковой в пределах рассматриваемой территории. Существовавшие в тот период методические руководства (Брод, Фролов, 1957, Буялов, Забаринский, 1960; Абрамович, 1955, и др.) практически не касались территории Волго-Донского региона, а в работах, освещавших особенности её геологического строения и нефтегазоносности, вопросам методики поисков залежей нефти и газа либо не уделялось большого внимания, либо эти вопросы касались отдельных ее частей. С учетом характерных особенностей геологического строения и перспектив нефтегазоносности, с участием автора, были разработаны рекомендации по методике поисков нефтегазовых месторождений в этом регионе, которыми руководствовались при проектировании и проведении работ [11; 14; 15, 18, 19, 21, 23, 25, 27]

В 60-70 гг. п. в. основной объем поисковых работ был сосредоточен на валу Карпинского, как наиболее изученном и весьма перспективном крупном объекте описываемой территории.

В пределах Красно-Камышанско-Каспийской тектонической зоны (ступени) основным видом выявления и подготовки поисковых площадей признавалась детальная сейсморазведка МОВ, ввиду ее высокой эффективности в этой зоне. Локальные поднятия (осложнения, структурные носы и пр.) картировались по рельефу палеозойского фундамента и по верхнемеловому отражающему горизонту, а иногда и по верхнеюрскому (известняки оксфордского яруса). С учетом совпадений структурных планов, если поднятия выявлены по верхнемеловому и палеозойскому отражающим горизонтам, можно прогнозировать наличие поднятий (структурных осложнений) также по коллекторам нижнего мела и юры. Большой практический интерес здесь представляют все выявленные поднятия, структурные осложнения (в виде структурных носов, террас и просто больших разрывных изогипс), которые из-за небольших размеров и амплитуд при существовавших методах сейсмокартирования не могли четко отображаться.

На выявленных сейсморазведкой МОВ поднятиях по отражающим горизонтам в отложениях верхнего, иногда и нижнего мела, рекомендовалось производить поисковое бурение, при этом заложение скважин осуществлять по профильной системе. На отдельных структурных осложнениях целесообразно проводить или повторную детальную сейсморазведку, или практиковать заложение одиночных поисковых скважин.

Первые поисковые скважины, закладываемые в сводах поднятий, доводить до вскрытия палеозойского фундамента с целью выявления и опробования перспективных коллекторов всего осадочного чехла. Рекомендовалось бурение первых сводовых скважин проводить с минимальным отбором керна (или вовсе отказаться от его отбора в них), что находится в полном противоречии с существовавшими методическими руководствами, в которых рекомендуется в первых поисковых скважинах отбирать керн в объеме 5-8 % от общей глубины скважины.

В первых поисковых скважинах целесообразно выполнять полный комплекс ГИС. С учетом данных ГИС определять в последующих скважинах интервалы отбора керна во всех выявленных продуктивных и перспективных объектах.

Учитывая резкую фаціальную изменчивость продуктивных горизонтов даже в пределах одной площади и небольшие размеры поднятий, расстояния между первыми поисковыми скважинами не должны превышать 1,5...2,0 км. При вскрытии газовой залежи следует сразу же на северном крыле структуры, примерно на 3...5 м ниже предполагаемой подошвы газовой залежи (по ГИС), закладывать очередные скважины с целью поисков нефтяной оторочки. Получаемые материалы ГИС, в силу особых геологических условий, не дают возможности делать однозначные заключения о характере насыщенности флюидами пластов-коллекторов. Поэтому в скважине, расположенной в сводовой части, рекомендуется проводить опробование всех пластов-коллекторов, считая её как бы опорной по опробованию на этой площади. При испытании продуктивных горизонтов необходимо изучать пласт в соответствии с требованиями ГКЗ.

В пределах Комсомольско-Артезианской зоны (ступени) сейсморазведкой МОВ выявлены Комсомольское, Северо-Комсомольское, Горбуновское, Можарское, Сан-дыкское и другие поднятия.

Наряду с продолжением детальной сейсморазведки по установленным, хорошо коррелируемым отражающим горизонтам в верхне- и нижнемеловых отложениях, в этой зоне следует усиленно внедрять сейсморазведку по картированию непосредственно юрских отложений, являющихся в этой зоне нефтеносными; рекомендовалось продолжить опытно-методические работы с применением новых модификаций (магнитной записи, РНП и др.). В виде опыта в этих же целях целесообразно было провести площадные работы КМПВ с целью получения данных о рельефе фундамента для ориентировки и выбора площадей для детальных сейсморазведочных работ. В дальнейшем эти работы были выполнены и дали положительный эффект.

Учитывая высокую перспективность юрских отложений в пределах Сухокумской группы месторождений (Дагестан), рекомендовалось бурение первых поисковых скважин ориентировать на полное вскрытие всего комплекса мезозойских отложений – до пермотриасовых включительно, которыми выполнен Восточно-Маньчский прогиб, с последующей оценкой нефтегазоносности всего вскрытого разреза мезозойских отложений отложений.

Одним из основных видов поисковых работ на южном склоне вала Карпинского (от Промышленно-Цубукской зоны на севере до Комсомольско-Артезианской на юге) считалось проведение глубокого профильного бурения в комплексе с сейсморазведкой МОВ, которое полностью оправдало себя получением притоков нефти на Черноземельской и Восточно-Артезианской площадях. Рекомендовалось [14], что первоочередными профилями скважин следует считать Белозёрский (к югу от Каспийского Н месторождения на п. Старый Бирюзьяк) и Прикумский (к югу от Красно-Камышанского ГН месторождения). Осуществляя в дальнейшем предложения о целесообразности бурения поисковых скважин по названным профилям – на первом из них были выявлены Майми-Харанское и Эркетинское Н месторождения, а на втором профиле – Н месторождения Таша и Шахметское.

На Южном склоне ВК, в юго-западной его части, где выявлены Ики-Бурульское и Буратинское Г месторождения, поисковые работы рекомендовалось проводить на объектах, подготовленных сейсморазведкой МОВ или структурным бурением. Разбуривание подготовленных структур осуществлять поисковыми и структурными скважинами до пород складчатого палеозоя, залегающего в этих районах на глубинах 1000...1700 м. На этой части перспективной территории продуктивные пласты палеогена и нижнего мела залегают на глубинах 250..850 м и, таким образом, есть возможность оконтуривания газовых залежей структурным бурением.

В западной части ВК, в пределах Элистинско-Ремонтненского блока, где выявлено крупное Ремонтненское и др. поднятия, оценку нефтегазоносности разреза мезозойского в их пределах рекомендуется осуществлять структурным бурением.

В сводовой части ВК доразведку выявленных месторождений (Тенгутинского, Цубукского и др.) проводить поисковым бурением в комплексе со структурным. Учитывая недостаточную изученность перспектив нефтегазоносности юрских отложений в пределах Бузгинского блока, рекомендовалось провести профильное структурное бурение. По результатам этих работ решить вопрос о целесообразности заложения одной-двух поисковых скважин в наиболее оптимальных условиях.

На РС практически единственным видом поисковых работ должно оставаться структурное бурение. Это обуславливается небольшой глубиной залегания кристаллического фундамента (350..600 м), еще меньшей глубиной залегания продуктивных золеновых и меловых коллекторов, влиянием на распределение газоносности не только структурного, но и литологического фактора. В этих условиях сейсморазведка не эффективна, так как она дает только отражения от поверхности верхнемеловых отложений, а они в центральной части РС распространены не повсеместно. Структурное же бурение позволяет решать одновременно комплекс задач, куда входят поиски и оконтуривание структурных и литологических ловушек, опробование перспективных горизонтов, оконтуривание выявленных залежей и проведение пробной эксплуатации. Сейсморазведка (в комплексе с другими модификациями) должна найти свое применение в самой южной части свода, а также на Целинской седловине, в полосе широкого развития коллекторов в нижнем мелу и покровных над ними, с целью поисков благоприятных структурных ловушек.

В пределах ЮСВА должны продолжаться опытно-методические сейсморазведочные работы по изучению возможностей подготовки локальных поднятий в сложных сейсмогеологических условиях. Эти работы следует проводить в комплексе с бурением структурных параметрических скважин, с обязательным проведением в последних сейсмокаротажей.

Существенный упор в этих районах следует сделать на структурное бурение, на подготовку им объектов для поискового бурения, ограничив его задачи поисками поднятий. Профили структурных скважин целесообразно размещать на расстоянии около 5-8 км и скважины в профилях – на расстоянии не более 2 км друг от друга. Глубины структурных скважин рекомендуется устанавливать 1000-1300 м, вскрывая при этом маркирующие горизонты в подольском горизонте среднего карбона, а в юго-восточной части принадлежавшей зоны – маркирующие известняки верхнего карбона. Об эффективности применения структурного бурения для подготовки поднятий можно судить на примере подготовки им Астаховского, Грачицкого, Глубокинского и др. поднятий, в пределах которых выявлены Г месторождения.

В районе Миллеровского выступа оценка перспектив нефтегазоносности каменноугольных отложений на площадях Миллеровской, Сулинской, Тренивской, Волошинской и Журавской также может быть выполнена структурным бурением.

Зона Астраханского валообразного поднятия. По данным геофизических исследований, а также по материалам бурения Астраханское валообразное поднятие представляет собой крупный приподнятый блок кристаллического фундамента, которому в палеозойско-мезозойском осадочном чехле соответствует крупное валообразное поднятие [14, стр. 10, 11] платформенного типа. По палеозойским отложениям поднятие смещено относительно кристаллического фундамента на юго-восток и имеет размеры 150 x 60 км. Мезозойский структурный план изучен довольно детально сейсмическими исследованиями и характеризуется наличием большого числа пологих брахиантиклинальных структур. Промышленная нефтеносность байосских отложений юры установлена на Бешкульской площади. Небольшие притоки нефти с пластовой водой из этих же отложений отмечены на Тинакской площади, а из нижнемеловых – на Разночиновской.

С целью изучения нефтегазоносности подсолевых каменноугольных отложений рекомендовано бурение ряда параметрических скважин с проектными глубинами 4,5-5 км (в первую очередь Батыр-Малинской, Шар-Царынской, Степновской, Заволжской и др.).

На уже выявленных структурах в пределах Астраханского валообразного поднятия (Астраханского свода), на которых бурение ещё не проводилось, дать оценку перспективности отложений мезозоя структурным бурением.

Юго-западный борт Прикаспийской впадины в конце 60-х годов п. в. изучался на отдельных площадях сейсморазведочными работами МОВ, площадными и профильными работами КМПВ, структурным, глубоким поисковым и параметрическим бурением. В результате проведения поискового бурения на Халганском соляном куполе, подготовленном сейсморазведкой и структурным бурением, впервые на соляной структуре в юго-западной части Прикаспийской впадины установлена промышленная газоносность нижнемеловых отложений. По данным проведенного бурения установлено блоковое строение Халганской солянокупольной структуры, сводовая часть которой осложнена узким грабеном.

Учитывая высокую перспективность для поисков залежей нефти и газа в нижнемеловых, юрских и пермотриасовых отложениях в пределах солянокупольных структур Правобережья р. Волги, рекомендованная методика поисково-разведочных работ должна быть следующей:

- ранее выявленные гравиразведкой солянокупольные структуры нужно изучать и подготавливать детальными сейсморазведочными работами, которые должны определять не только контуры и размер структуры, но и глубину залегания соленосных осадков, проследить зоны нарушений;

- ввиду сложного строения солянокупольных структур, следующим этапом работ должно стать детальное изучение строения соляного купола структурным бурением;

- после детализации тектонического строения изучаемой площади проводится поисковое бурение, которым дается оценка нефтегазоносности надсолевых отложений

Первую поисковую скважину следует закладывать в сводовой части структуры и вскрывать ею солевые отложения на максимально возможную мощность (не менее 500-600 м) для проведения скважинной сейсморазведки с целью изучения конфигурации поверхности соляного штока. Последующие поисковые скважины располагать на одном профиле, которым пересекут структуру по короткой оси с целью изучения нефтегазоносности подсольевых отложений на погруженных крыльях.

При установлении нефтегазоносности первыми поисковыми скважинами необходимо закладывать последующие разведочные скважины по сгущенной сетке, при этом не исключено, что для детализации строения продуктивных блоков потребуются заложение ряда структурных скважин.

Так как глубины залегания продуктивных пластов на большинстве открываемых в регионе в тот период месторождений нефти и газа не превышали 1500 м, рекомендовалось на стадии завершения разведочных работ на месторождении бурить в оптимальных условиях 1-2 структурные скважины с полным отбором керна из продуктивных пластов. В образцах отобранного керна определять все петро-физические параметры, требуемые ГКЗ. Это было сделано на Ики-Бурульском, Межевом, Тенгунтинском, Бешкульском, Астаховском, Кружиловском и др. месторождениях. В последние годы при завершении разведочных работ на Марковском ГКМ были с этой целью пробурены две структурные скважины (№№ 476 и 507). Этот методический прием положительно оценивался экспертами ГКЗ.

Если бы потребовалось разрабатывать методику геологоразведочных работ для региона в настоящее время, то, естественно, были бы внесены некоторые коррективы; они коснулись бы необходимости включения новых модификаций геофизических исследований для ЮСВА и юго-западной части Прикаспийской впадины. Основные же рекомендации по методике поисковых работ для региона остаются актуальными и в настоящее время.

5. Породы коры выветривания докембрийского фундамента региона, как новый нефтегазопромысловый объект

Докембрийские породы, слагающие фундамент Русской плиты, в пределах описываемой территории на дневной поверхности не обнажаются. Породы докембрия на ЮСВА вскрыты многими скважинами под толщей палеозойских отложений и под мезо-кайнозойскими – на Ростовском выступе и его юго-восточном погружении.

В районе Ростовского выступа в составе пород кристаллического фундамента преобладают гнейсы, гранодиориты и гранито-гнейсы. Также широко распространены метаморфические сланцы (эпидото-хлоритовые, кварцево-хлоритовые и филлитовые), а также кора выветривания в виде сильно каолинизированных пород толщиной от 20-25 м до 70-80 м. В северных районах на ЮСВА вскрыты кварцевые диориты, габбро, граниты, диабазы и темно-серые, крепкие, массивные, кварц-сирицитовые филлиты.

Докембрийские породы Ростовского выступа изучались на многих площадях (Приазовской, Головатовской, Екатериновской, Азовской и др.). Вскрытая толщина пород докембрия в отдельных случаях достигала 500 м.

Появились данные о признаках их газоносности на Кушевском газоконденсатном месторождении, расположенном на южном склоне Ростовского выступа (в пределах Краснодарского края), где породы фундамента газоносны. На поисковых площадях юга Ростовской области самыми древними породами, при испытании которых имели место притоки газа, являются трещиноватые граниты, гранитогнейсы, кварциты, амфиболовые и хлоритовые сланцы и другие трещиноватые и выветрелые породы докембрия. Как правило, сводовые части приподнятых эрозионных участков и смежные с ними ложбины в основном выстилаются площадной корой выветривания, толщина которой на отдельных участках достигает 50 м и более. Иногда породы фундамента

образуют с перекрывающимися их нижнемеловыми осадками единый резервуар, что было установлено автором на Азовском месторождении Г в районе скв. 254 (Бобух и др., 1980). Однако зачастую докембрийские породы выступов не имеют надежных глинистых покрышек и перекрываются верхнемеловыми известняками (Пишвановская площадь). Имеется ряд примеров, когда в сводах эрозионных выступов кора выветривания отсутствует (Мечетинский, Зерноградский и другие выступы). В этих случаях на склонах, противоположных региональному подъему, создаются благоприятные условия для образования стратиграфических ловушек.

Коллекторские свойства пород коры выветривания изучались по образцам керна, отобранного в скважинах на Азовской, Федоровской, Миусской и других поисковых площадях. Величина открытой пористости изменяется от 17 до 30 %, проницаемость составляет $0,05...0,27 \times 10^{-15} \text{ м}^2$, содержание CaCO_3 колеблется от 0,4 до 24 %, водонасыщенность – до 73 %.

При опробовании скв.255 Азовской в инт 400...416 м (кора выветривания) в открытом стволе был получен приток газа дебитом $4,7+5,8 \text{ тыс.м}^3/\text{сут}$ на 4-мм диафрагме. Докембрийские породы испытывались на Азовской площади в скв. 259 открытым забоем в инт. 400...417 м. При освоении скважины был получен приток газа дебитом $10 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$ на 8-мм штуцере. Газ поступал вместе с пластовой водой плотностью $1,03 \text{ г/см}^3$ и дебитом $4,5 \text{ м}^3/\text{сут}$.

На этом же месторождении притоки газа из коллекторов коры выветривания докембрия были получены в скв. 78, 79, 216, 254, 259, 271. В скв. 79 при испытании трещиноватых пород докембрия в инт. 381.. 383 м был получен промышленный приток газа дебитом $9 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$ на штуцере диаметром 8 мм В скв. 87 при совместном испытании палеоценовых и докембрийских пород из интервала 370.. 383 м дебит газа составил $24 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$ на 8-мм штуцере.

На Ново-Батайской площади породы докембрия испытаны в скв 830 и 831 В скв 830 трещиноватые породы фундамента испытывались в открытом стволе в инт. 844 ..853 м, при опробовании получен приток пластовой воды хлоркальциевого типа, имеющей минерализацию $51,3 \text{ г/дм}^3$. Пластовая вода характеризуется весьма высокой газонасыщенностью ($1175 \text{ см}^3/\text{дм}^3$), при этом давление насыщения составило $7,15 \text{ МПа}$ (величина пластового давления $7,94 \text{ МПа}$), дефицит насыщения равен $0,79 \text{ МПа}$. Согласно этим замерам, рассчитанный коэффициент газонасыщения весьма высок и составил 0,9. Величины коэффициентов, отражающих характер закрытости бассейна, следующие: $r_{\text{Na}}/r_{\text{Cl}} = 0,86$; $(r_{\text{Cl}}-r_{\text{Na}})/r_{\text{Mg}} = 2,36$; $r_{\text{Ca}}/r_{\text{Mg}} = 0,76$. Водорастворенные газы, содержащиеся в пластовых водах, полученных в скв. 830 и 831 на Ново-Батайской площади, характеризуются УВ составом, в основном метановым, и очень сходны между собой (метана до 94,6 %, азота до 5 %, этана – следы). Высокое насыщение пластовых вод растворенными УВ газами свидетельствует о возможном присутствии газовой залежи вблизи от опробованных скважин. На высокую перспективность выветрелых коллекторов докембрия в этом районе указывает также аналогия в химизме пластовых вод и газов из нижнего мела и докембрия, схожесть гидродинамических характеристик.

В скв. 814 Платовской площади при испытании трещиноватых коллекторов докембрия получен приток воды хлор-кальциевого типа с минерализацией $42,9 \text{ г/дм}^3$. Вода имеет следующие коэффициенты: $r_{\text{Na}}/r_{\text{Cl}} = 0,84$; $(r_{\text{Cl}} - r_{\text{Na}}) / r_{\text{Mg}} = 2,45$; $\text{Br}/\text{I} = 2,3$. Это талассогенная вода, указывающая на наличие в недрах условий, благоприятных для сохранения залежей.

На Екатериновской площади в скв 730 в трещинах керна микрогранитов докембрийского возраста из инт 1233,5.. 1239,7 м, отмечены интенсивные битумопроявления. В скв 11,29 и 6991 выявлена битуминозность в трещинах пород базальных горизонтов карбона (на границе с докембрием). Битуминозное вещество из трещин пород докембрия имеет аналогичный химический состав с битумом, обнаруженным в трещиноватых известняках и аргиллитах визейского возраста в скв. 3 и 5 Приазовских.

Эти битумы изучались Ю.И. Холодковым. На основании исследования битумов из трещин скв 5 Приазовской и проведенного им сравнения с образцами нефтей северных районов Ростовской области (скв 55 Каюковской площади и др.) было установлено присутствие следов неокисленной нефти. На Головатовской площади (северо-западный склон Ростовского выступа) при опробовании пород докембрия в скв 309 из интервала 562...573 м вместе с пластовой водой выделялся УВ газ в свободном состоянии. По отобраным на устье скважины пробам газ имеет следующую характеристику: относительная плотность (по воздуху) – 0,57; теплотворная способность – 34574 кДж/м³; содержание в газе метана – 96,64 %, этана – 0,02 %, азота – 3,1 %, кислорода – 0,07 %, двуокиси углерода – 0,02 %, гелия – 0,03 %, аргона – 0,04 %, водорода – 0,08 %, Т.У. – 0,02 % (этан).

Описание керна, отобранного из пород докембрия, петрофизические исследования коллекторских свойств, а также сведения о результатах испытаний содержатся в работах автора (Бобух и др., 1980; 1993). Кроме того, сведения о нефтегазонасности пород фундамента на Ростовском выступе имеются в публикации [33].

Приведенные выше данные о получении притоков газа, а также гидрогеологические параметры, выявленные при изучении притоков разгазированных пластовых вод из коллекторов докембрия, указывают на необходимость изучения перспектив нефтегазонасности пород докембрийского возраста – как трещиноватых пород, так и выветрелых (коры выветривания), которые при благоприятных условиях могут образовывать с перекрывающими их (или примыкающими к ним со стороны склонов) коллекторами нижнего мела единые массивные вторичные газовые залежи (подобные той, которая выявлена в нижнемеловом + фундамент резервуаре на Азовском Г месторождении).

На ЮСВА породы докембрия вскрывались скважинами на глубинах 1000–3653 м и глыбже, толщина вскрытия от 8...10 м до 259 м.

На площади Марковского ГКМ породы докембрия скв 18 Серебрянской вскрыты в инт. 3394–3653 м (толщина вскрытия 259 м). В данном инт. пройдено с отбором керна 41 м (отобрано 9 кернов, образцы которого подвергались всестороннему изучению). Изученный разрез в основном представлен гранитами красновато-серыми, мелко- и среднекристаллическими, местами очень крепкими, участками трещиноватыми и микротрещиноватыми, иногда массивными, с преобладанием калиевого полевого шпата. Породы докембрия в этой скважине по материалам ГИС характеризуются различными сопротивлениями по БК: низкими (120 ом), высокими (800 ом) и очень высокими (1000–3000 ом и более). Для этих пород по ГК характерны высокие значения (10–18 мкр-час), низкие значения по МКЗ. По газовому каротажу в отдельных интервалах отмечались повышенные газопоказания (в интервале 3528–3649 м – 0,1%). По ГИС отдельные интервалы вскрытого разреза, представленные трещиноватыми гранитами, обладают заметной пористостью (k_p в интервале 3395–3415 м – 8%, в инт. 3420–3435 м – 7%, в инт. 3448–3484 м – 6%, в инт. 3496–3529 м – 4%, в инт. 3616...3648 м – 6%).

В эксплуатационной колонне испытано 5 объектов (в интервалах повышенной пористости), однако притоков флюидов из опробованных интервалов не получено. Тем не менее, хотя при испытании инт. 3448–3484 м притока флюидов не получено, во время остановки при испытании наблюдалось слабое выделение свободного УВ газа. В скв 4 Хлоповской во вскрытой части (инт. 3613–3717) породы фундамента представлены кварц-сирцитовыми филлитами, полосчатými, сланцеватыми; сланцеватость вертикальная, полосчатость обусловлена светлыми прослоями кварца и темными слюдистыми прослоями.

При испытании в этой скважине интервала 3610–3625 м (кора выветривания) получен слабый приток газа дебитом ~ 300 м³/сут (газ УВ состава).

Кора выветривания докембрийского фундамента вскрывалась на ЮСВА также скважинами 1 Первомайской (инт. 2440–2466 м), 1 Тарасовской (инт. 3002–3018 м), 3 Мажуровской (инт. 3033...3043 м), 1 Терновской (инт. 2079–2104 м) и др. В этих скважинах кора

выветривания представлена в основном продуктами выветривания гранитов и сирицитовых пород. При их опробовании имели место слабые притоки газов УВ состава.

В изучаемых породах докембрия установлено наличие трещин и микротрещин. По материалам ГИС отмечается наличие пористых участков (с пористостью до 8 %). Это позволяет сделать предположение, что в породах фундамента могут создаваться условия проникновения флюидов не только по межзерновым каналам, но и по трещинам излома и слайности. При этом сеть микротрещин усложняется при физическом выветривании и создает еще более благоприятные условия для химических преобразований.

В результате изложенного выше можно сделать следующие выводы:

1. Породы коры выветривания ЮСВА не являются сильно преобразованными в результате метаморфических процессов. Об этом свидетельствует тот факт, что комплекс глинистых минералов, образовавшихся в результате выветривания гранитоидов, является гидрослюдисто-монтмориллонитовым, положительно влияющим на возможную нефтегазоносность коры выветривания.

2. Породы фундамента на отдельных участках характеризуются величинами пористости 6...8 % и более, что позволяет (при других положительных факторах) быть им нефтегазоносными.

3. В породах фундамента древних платформ могут формироваться либо трещинные, либо трещинно-поровые коллекторы. Последние являются результатом тектонической нарушенности и гидротермального минералообразования. Зоны развития подобных коллекторов могут встречаться на любых технических глубинах и содержать промышленные скопления минерализованных вод и УВ (Постников, 1996).

4. Формирование залежей УВ в породах коры выветривания и разуплотненном кристаллическом фундаменте (как и газовых скоплений в меловых и палеогеновых отложениях) в пределах Ростовского выступа, очевидно, происходило за счет дальней латеральной миграции со стороны Индоло-Кубанского прогиба.

5. Многочисленные газопроявления из кристаллических пород фундамента в принадвиговой тектонической зоне свидетельствуют о весьма высоких перспективах этого комплекса и на ЮСВА. При этом основным источником УВ для этой территории служат палеозойские толщи ДСС. Латеральная и вертикальная миграция УВ происходила и, вполне вероятно, протекает и в настоящее время, по широко развитой системе дизъюнктивных нарушений.

6. Породы докембрия и кора выветривания в пределах Ростовского выступа и на ЮСВА выдвигаются автором как новый объект для поисков залежей УВ; участок Ростовского выступа, расположенный между Азовским Г месторождением и Куцевским ГКМ, является первоочередным для проведения поисковых работ.

6. Перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений

Палеозойский комплекс на территории Волго-Донского региона представлен дислоцированными и метаморфизованными породами фундамента эпигерцинской Предкавказской платформы и нормальными осадочными образованиями Русской плиты на ЮСВА и в юго-западной части Прикаспийской впадины.

6.1. Перспективы нефтегазоносности докаменноугольных пород палеозоя

На территории Волго-Донского региона девон достоверно известен только на северо-восточном склоне Воронежской антеклизы и в юго-западной части Прикаспийской впадины. Присутствие более ранних (нежели девон) осадков палеозоя на территории региона не установлено. Девонские отложения несогласно залегают на кристаллическом фундаменте со следами размыва и длительных процессов выветривания. Данными бурения установлено их отсутствие на ЮСВА и в пределах Ростовского выступа.

Девонские отложения широко развиты в Воронежской и Волгоградской областях, при этом в последней в объеме всех трех отделов. Глубины их залегания здесь уста-

новлены от 0 до 2000–3200 м на Доно-Медведицких дислокациях. Нижний отдел девона, представленный немой толщей мощностью 90–250 м, развит не повсеместно и выделяется условно Породы среднего и верхнего девона охарактеризованы фаунистически. Литологически состав средне- и верхнедевонских отложений весьма изменчив. В пределах Доно-Медведицких дислокаций разрез девона преимущественно карбонатный (известняки и доломиты с прослоями глин, песчаников и алевролитов). Подробное описание отложений девона в пределах месторождений нефти и газа Волгоградской области содержится в публикации автора [28]. Толщина девонских отложений на восточном склоне Воронежской антеклизы в районе г. Урюпинска составляет около 430 м и в Волгоградском Поволжье – 2400–2700 м.

В Волгоградской области залежи нефти и газа выявлены в девоне как в терригенных, так и в карбонатных коллекторах. Комплекс терригенно-карбонатных пород среднего девона и нижнефранского подъяруса верхнего девона по структурным и литолого-фациальным особенностям оценивается как наиболее перспективный в Волгоградском Правобережье (Приволжский мегавал, Уметовско-Линевская депрессия, Кудиновско-Романовский свод). Залежи Н и Г в девоне выявлены на месторождениях Шляховском, Кудиновском, Романовском, Усть-Погожском и др. Залежи являются пластовыми, сводовыми, часто литологически экранированными; не исключено, что имеются и ловушки литологического типа. Коллекторами являются песчаные пачки. Регионально прослеживающейся покровной является мощная толща аргиллитов кыновского горизонта. В верхнем девоне имеются залежи на Кленовском, Бахметьевском, Жирновском, Коробковском, Арчедино-Панинском и других месторождениях. В большинстве коллекторами в верхнем девоне являются песчанки задонского горизонта; разнотеррасные, Кудиновские, характеризуются пористостью ~ 16 %, проницаемостью $127+875 \times 10^{-15} \text{ м}^2$. В основном залежи пластовые, сводовые, большей частью – нефтяные.

В юго-западной части Прикаспийской впадины поверхность подсолевого палеозоя в пределах вершины Астраханского свода (Кондратьев, 1983) залегает на глубине 3,8–4 км, поверхность фундамента – на глубине 9–9,5 км. Нижняя часть разреза палеозоя (толщиной более 3 км) представлена терригенными породами верхнего девона – нижнего палеозоя (возможно и верхнего протерозоя), верхняя (около 2 км) – породы каменноугольного возраста. Отложения девона в пределах юго-западной части Прикаспийской впадины вскрыты небольшим числом скважин, в основном в пределах Астраханского свода. На возможность наличия газовых залежей в терригенных отложениях девона может указывать приток газа в скважине Д-2 из глубины 6518 м, расположенной в центральной части Астраханского свода. Газ (Бочкарев, 2004) характеризуется метановым составом (метана в газе более 96 % по объему; газоконденсат, сероводород и диоксид углерода – отсутствуют). Нефтепроявление в отложениях девона отмечено на глубине 5961 м Володарской площади, расположенной южнее Астраханского свода (Бочкарев и др., 2004). Перспективными следует считать отложения девона и на Калмыцком своде. Как на Астраханском, так и на Калмыцком своде толщина перспективного комплекса девона может составлять 500–800 м. Для полного вскрытия пород этого перспективного комплекса потребуется бурение скважин глубиной 6500–7500 м. Это может привести к открытию крупных залежей УВ в девоне на Астраханском и Калмыцком сводах, подобных тем, какие уже выявлены в нижнебашкирских известняках на Астраханском своде.

Предполагается, что в пределах Сарпинского прогиба кровля подсолевого палеозоя погружается на глубину 6–8 км (Кирюхин, 1983; Воронин, 1999), а породы докарбонатного палеозоя могут присутствовать на глубинах 12–14 км. Поэтому на данном этапе техники бурения нецелесообразно рассматривать перспективы нефтегазоносности этого комплекса в пределах Сарпинского прогиба, так как в ближайшие 5–7 лет они не могут подлежать освоению.

Автор не исключает присутствие девона в Восточном Донбассе, но породы этого возраста бурением не вскрывались.

6.2. Перспективы нефтегазоносности каменноугольных отложений

6.2.1. Перспективы нефтегазоносности коллекторов карбона на южном склоне Воронежской антеклизы (ЮСВА)

На ЮСВА каменноугольные отложения развиты повсеместно и залегают трансгрессивно, ступенчато на докембрийском фундаменте, а местами (ст. Казанская) на верхнедевонских отложениях. В Волгоградской области, на юго-восточном склоне Воронежской антеклизы, они залегают согласно на девонских (верхнефаменских) отложениях. Мощность карбона увеличивается с севера на юг и юго-восток от 1370 м (г. Миллерово) до 5000 м (Скосырская площадь). В объеме карбона на ЮСВА выделяется два литолого-фациальных комплекса, которые разделены региональным черемшанским перерывом: *нижний карбонатный*, стратиграфически охватывающий породы турнейского, визейского, серпуховского и нижние горизонты башкирского яруса, и *верхний терригенно-карбонатный*, включающий отложения средне-верхнекаменноугольного и нижнепермского возраста.

В составе *нижнего* комплекса (мощностью до 1500 м) развиты две формации: преимущественно карбонатная и аргиллито-карбонатная, образующие единый латеральный ряд. Преимущественно карбонатная формация ниже-среднекаменноугольного возраста развита на всей рассматриваемой территории, а аргиллито-карбонатная – только на западе, юго-западе и юге принадевиговой зоны. В составе карбонатной толщи известняки резко преобладают над аргиллитами и песчано-алевролитовыми породами. Толща сложена преимущественно известняками с редкими прослоями ангидритов, доломитов (Патроновская площадь), аргиллитов и песчаников. Особый интерес в карбонатной формации представляют рифогенные известняки, с которыми на многих площадях связаны НГ месторождения (Леоновское, Тишкинское, Глубокинское, Курнолиповское) и нефтегазопроявления (Крутовское, Мажуровское, Верхне-Тарасовское и др.). В разрезе карбонатной толщи (нижний комплекс) на отдельных участках территории ЮСВА выделяются зоны повышенной пористости и проницаемости известняков и доломитов.

Верхний комплекс представлен повсеместно карбонатно-терригенной формацией (мощностью до 3,0+3,5 км). По возрасту она объединяет средний-верхний карбон, а в самих южной и юго-восточной частях принадевиговой зоны – и низы ассельского яруса нижней перми.

В среднем отделе каменноугольной системы выделены башкирский и московский ярусы. Отложения башкирского яруса, как отмечалось выше, разделяются на две толщи: карбонатную и терригенно-карбонатную. Карбонатная часть разреза башкирского яруса, в составе краснополянского, северокоржуменского, прикамского и нижней части черемшанского горизонта, повсеместно развита на рассматриваемой территории и вместе с карбонатными породами нижнего карбона создает единую карбонатную толщу нижнего-среднего карбона ЮСВА.

Граница между карбонатной и карбонатно-терригенной толщами проходит на разных стратиграфических уровнях на северных и южных участках ЮСВА, при этом для кровли карбонатной толщи в башкирском ярусе свойственен скользящий характер по стратиграфическому разрезу при прослеживании ее с юга на север по мере замещения карбонатных фаций терригенными.

В известняках повсеместно наблюдаются трещины, выполненные кальцитом или глинистым веществом. Свообразные условия осадконакопления и тектонических движений обусловили развитие в карбонатной толще разнообразных типов ловушек и структур, представленных биогермными постройками, антиклиналями, тектоническими блоками, горстами и др. Для пород рассматриваемого типа характерен порово-трещинный и кавернозный тип коллекторов, при этом размер каверн может достигать 0,7-0,8 см (скв.1 Тишкинская, инт. 2240 - 2247 м). Пористость отдельных известняков в карбонатной толще составляет 3+18 %, проницаемость иногда достигает $50 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ [38].

Вышележащая преимущественно терригенная толща представлена аргиллитами, песчаниками, алевролитами и реже – прослоями известняков и углей. В верхней части (мелекесский горизонт) разрез башкирского яруса более опесчанен: прослойки песчаников и алевролитов имеют большие толщины, песчаники менее глинистые, характеризующиеся преимущественно кварцевым или кварцево-полевошпатовым составом, меньшей карбонатностью, нежели коллекторы черемшанского горизонта. Мощность отложений башкирского яруса увеличивается с севера на юг и юго-восток от 760 м до 1800 м.

Московский ярус представлен верейским, каширским, подольским и мячковским горизонтами. Отложения этого яруса характеризуются ритмичным чередованием аргиллитов, алевролитов, песчаников, известняков и углей.

Реперные известняки хорошо коррелируются на значительном расстоянии. Песчаники, отлагавшиеся в прибрежно-морских и континентальных условиях, представлены в основном баровыми и русловыми фациями, часто выклиниваются. В разрезах каширского и подольского горизонтов содержание песчаников и алевролитов значительно выше, чем в верейском и мячковском горизонтах. Кроме того, в мячковском горизонте содержание прослоев углей значительно реже, чем в остальном разрезе московского яруса. Мощность отложений московского яруса изменяется от 190 м (г. Миллерово) до 1630 м (скв. 1 Самбуровская).

Отложения верхнего карбона в объеме касимовского и гжельского ярусов распространены только на юге и юго-востоке ЮСВА. Размыты они в пределах отдельных блоков междувиговой зоны. Литологически отложения этого возраста выражены чередованием терригенных и карбонатных пород, причем количество и толщины известняков увеличиваются в юго-восточном направлении. Общая мощность верхнекаменноугольных отложений в скв. 1 Самбуровской составляет 450 м, в скв. 4 Углопсковой – 584 м, в скв. 6 Скоырской – 850 м. Максимальная их толщина на рассматриваемой территории 900 м.

Нефтегазоносность коллекторов карбона изучалась на ЮСВА соискателем на протяжении многих лет и освещалась им в публикациях [9; 10; 11; 28; 31; 34; 35; 36; 37; 38], а также во многих работах при обработке результатов поисковых работ и оценке запасов природного газа по месторождениям Астаховскому, Кружиловскому, Скоырскому, Глубокинскому, Плотинскому и другим (Бобух и др. 1974; 1975; 1981; 1985 и др.).

Диапазон нефтегазоносности коллекторов карбона на ЮСВА весьма широк; по сути, весь разрез карбона, начиная с верхнего карбона вплоть до пород фундамента, содержит залежи УВ. Известно, что на юго-восточном склоне Воронежской антеклизы в верхнем карбоне на многих поисковых площадях установлена промышленная нефтегазоносность.

На Коробковском месторождении в известняках гжельского яруса выявлена Г залежь сводового типа. Пористость газосодержащих известняков 8 %. Дебит газа в скважинах составлял 50+200 тыс. м³/сут [28]. На Скоырской площади в междувиговой зоне ЮСВА выявлены в верхнем карбоне 4 Г залежи, из них 2 – в гжельском ярусе и 2 – в касимовском. Все названные Г залежи мелкие, сводовые. В гжельском ярусе одна верхняя залежь содержится в известняке P₂, пористость известняка 2,6-2,8%, проницаемость от 0,11 × 10⁻¹⁵ м² до 0,78 × 10⁻¹⁵ м²; газосодержащий коллектор известняка P₂ – порово-трещинного типа. Вторая Г залежь приурочена к песчаному пласту, залегающему выше известняка O₂. Залежь пластовая, сводовая, литологически экранированная. В касимовском ярусе одна Г залежь выявлена в известняке N₄, а другая – в известняке N₃³. Обе залежи пластовые, сводовые. Коллекторами являются известняки порово-трещинного типа с низкими коллекторскими свойствами. Пористость известняков 2+6 %, трещинная пористость 3,5+4,0 %.

Дебиты газа составляют 3,6+5,0 тыс. м³/сут. После двух или трехкратных солянокислотных обработок (СКО) продуктивного карбонатного пласта притоки газа увеличивались от 3,6 тыс. н. м³/сут на 5 мм диафрагме до 18,5 тыс. н. м³/сут. В залежах

верхнего карбона газы метановые (метана от 64,62 до 84,23 %), тяжелых УВ – до 8,24%, азота + редких содержится до 19,86 %, двуокиси углерода – до 1,6 %. Относительная плотность газа 0,66+0,68. Суммарные запасы газа 4-х залежей Скосырского месторождения не превышают 1 млн. тут.

В мячковском горизонте московского яруса среднего карбона выявлены 3 газовые залежи промышленного значения; 2 из них – на Морозовском месторождении (в известняках N_1^4 и N_1^3) и одна залежь – на Северо-Белянском месторождении. На Морозовском месторождении карбонатные коллекторы известняков N_1^4 и N_1^3 характеризуются открытой пористостью от 3 до 6 %, проницаемостью от $0,1 \times 10^{-3}$ мкм² до 65×10^{-3} мкм². Глубины залегания Г залежей на Морозовском месторождении от 710 м до 835 м. На Северо-Белянском месторождении газовая залежь содержится в песчаном коллекторе, открытая пористость его 15 %. Залежь пластовая, литологически экранированная, глубина ее залегания 950...965 м. На Морозовском месторождении залежи пластовые, сводовые; по величине запасов – все залежи мелкие. Дебиты газа не превышают 27 тыс. м³/сут.

Восточнее Северо-Белянского месторождения на Хлоповской площади в мячковском горизонте в скв. 2 отмечены интенсивные газопроявления из трех коллекторов. Из песчаника, залегающего между известняками N_1^1 и N_1 в инт. 530-539 м, при опробовании получен приток газа дебитом 22 тыс. м³/сут на диафрагме 8,3 мм; из песчаника, залегающего между известняками M_{10}^1 и N_1 , дебит газа на диафрагме 4,2 мм составил 1,2 тыс. м³/сут., а из известняка M_{10} – получен приток газа дебитом 0,7 тыс. м³/сутки. Глубины залегания газовых горизонтов на Хлоповской площади от 530 м до 560 м. Особенностью газов залежей мячковского горизонта является их метановый состав (метана до 92,65 %), очень высокое содержание гелия (до 0,28 %). Газовые залежи Хлоповской площади остались недоразведанными. Они приурочены к Хлоповской полуантиклинали северо-запад-юго-восточного простирания. С юга поднятия ограничено зоной Северо-Донецкого надвига; строение этой ловушки осталось неизученным.

В подольском горизонте на ЮСВА разведаны 9 Г залежей промышленного значения (6 – на Марковском ГКМ, 2 – на Кружиловском и 1 – на Астаховском Г месторождения).

Кроме того выявлено 5 газопоявлений на Марковском ГКМ и 2 – на Терновском Г месторождении. В подольском горизонте Г залежи содержатся, большей частью, в терригенных коллекторах, но иногда, они встречаются и в карбонатных коллекторах. Все выявленные залежи по величине запасов мелкие, по условиям залегания в основном пластовые, сводовые, некоторые из них – сводовые, пластовые, литологически ограниченные. Почти все Г залежи подольского горизонта характеризуются повышенным пластovým давлением (коэффициент аномальности 1,12...1,17).

Глубина залегания газоносных коллекторов на Марковском ГКМ от 580 м до 740 м; их пористость 17-18 %. Это в основном кварцевые и кварцево-полевошпатовые, мелко- и среднезернистые, хорошо проницаемые песчаники. Дебиты газа из залежей подольского горизонта составляют 10+45 тыс. м³/сут. Газ залежей преимущественно метановый, содержание метана (по объему) 91,3 – 92,0 %, содержание тяжелых УВ – не превышает 3 %, плотность газа 0,6 + 0,61; особенностью газов является повышенное содержание гелия (до 0,05 – 0,07 %). Подобными особенностями характеризуются газовые залежи в подольском горизонте на месторождениях Кружиловском и Астаховском.

В каширском горизонте выявлено и разведано 18 Г залежей промышленного значения, из них на Марковском ГКМ – 10, на Плотинском – 3, а также на Глубокинском, Кружиловском, Астаховском, Северо-Белянском и Грачичском (по одной). Газовые залежи в каширском горизонте преимущественно пластовые, сводовые, некоторые из них – пластовые, сводовые, литологически ограниченные (на месторождениях Глубокинском, Грачичском, Марковском и других). По величине запасов все залежи относятся к категории мелких. Для всех названных залежей коллекторами являются песчаные разности кварцево-полевошпатового состава. Газы в залежах каширского горизонта в основном

однотипные, их плотность 0,6.. 0,61, метана содержится 91,3...92,6 % (по объему), тяжелых УВ – не более 3 %, характеризуются повышенным содержанием гелия (до 0,05 ..0,18 %). В газовой залежи каширского горизонта на Глубокинском месторождении отмечается повышенное содержание конденсата (до 12-18 см³/м³).

В верейском горизонте разведано 12 Г залежей промышленного значения, из которых 9 залежей выявлено на Марковском ГКМ, 2 – на Терновском и 1 – на Кружиловском Г месторождении. Имело место газопроявление из коллекторов этого возраста на Вязовской площади, а также нефтепроявление на Романовской структуре В скв 2 на Романовской поисковой площади при опробовании интервала 2589...2592 м получен приток нефти дебитом 1,3 м³/сут., а дебит газа 0,8 тыс. м³/сут. на диафрагме 4 мм; при этом рабочие давления составили: Ртр = 0,74 МПа, Рзтр = 4,55 МПа

Получение нефти из коллекторов верейского горизонта в самой юго-восточной части принадвиговой зоны ЮСВА имеет принципиально важное значение, расширяет диапазон промышленной нефтегазосности коллекторов карбона на ЮСВА. К сожалению, Н залежь на Романовском поисковом объекте осталась недоразведанной

Обе Г залежи в верее на Терновском Г месторождении небольшие по запасам. Залежи пластовые, сводовые, литологически ограниченные. Газ содержится в песчаных коллекторах. Газ в этих залежах метановый (содержание метана до 98 %), его плотность 0,592...0,598.

Коллекторы мелекесского горизонта на ЮСВА являются основным поисковым объектом, в которых пока выявлено максимальное количество УВ сырья промышленного значения. В коллекторах этого возраста обнаружено 8 Г и ГК залежей промышленного значения. Кроме того, в мелекесском горизонте имели место газопроявления на Вязовской, нефтегазопроявление на Восточно-Качалинской площади и нефтепроявление – на Романовском месторождении. На Марковской площади в отложениях мелекесского горизонта разведаны 3 газовые залежи (в I, II и III продуктивных пластах). Газовая залежь в I пласте очень мелкая, а ГК залежи во II и III продуктивных пластах суммарно содержат чуть более 5,0 млн туг. Эти залежи являются на ЮСВА самыми крупными, содержатся в коллекторах высокой емкости (открытая их пористость 17 – 22 %, проницаемость в отдельных случаях достигает 1 мкм². Г залежи в мелекесском горизонте на Марковском ГКМ пластовые, сводовые, литологически экранированные.

На Терновском месторождении Г залежь в мелекессе пластовая, сводовая, литологически и тектонически экранированная. На Романовской площади при опробовании в скв 4 инт 2688. 2694 м получен приток нефти дебитом 2,5 м³/сут. на диафрагме 4 мм, а дебит газа при этом составлял 4,1...5,8 тыс. м³/сут., рабочие давления: Ртр = 3,6 МПа, Рзтр = 6,5 МПа.

На Восточно-Качалинском поднятии, расположенном в юго-восточной части принадвиговой зоны ЮСВА, при испытании известняков мелекесского горизонта в интервале 2482...2608 м получен слабый приток газа с нефтью.

Состав газа (по объему): метана – 84,33 %, этана – 5,33 %, пропана – 2,9 %, бутана – 0,69 %, пентана – 0,16 %, азота + редкие – 5,73 %, двуокиси углерода – 0,19 %. Следует отметить, что на Патроновском месторождении Г залежь промышленного значения в мелекессе также содержится в карбонатном коллекторе (в известняке светло-сером, трещиноватом).

На Астаховском месторождении в мелекесском горизонте выявлены 2 Г залежи, которые являются основными на месторождении. Также основной является залежь в мелекессе на Кружиловском Г месторождении.

В западной части междувидовой зоны на Вязовской площади, юго-западнее Астаховского Г месторождения, в отложениях мелекесского горизонта имели место два газопроявления. Вязовское поднятие тяготеет к северной зоне мелкой складчатости. Песчаники мелекесского горизонта на Вязовской структуре в скв. 1 опробованы в кровельной части в интервале 1410..1435 м; получен приток пластовой воды дебитом 0,48 м³/сут. с очень высоким их газонасыщением (1223 см³/дм³) и свободным выделе-

нием газа метанового состава ($\text{CH}_4 - 81\%$, $\text{CO}_2 - 0,90\%$, $\text{N}_2 + \text{редкие} - 14,51\%$). Плотность пластовой воды $1,03 \text{ г/см}^3$. Пористость коллекторов $7+10\%$, проницаемость от $0,034 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ до $0,155 \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

При опробовании в этой же скважине песчаников мелекесского горизонта в инт. 1443. 1467 м (песчаник залегае между известняками I_4 и I_4^1) получен приток пластовой воды дебитом $0,82 \text{ м}^3/\text{сут}$; вода имеет плотность $1,103 \text{ г/см}^3$, газонасыщенность воды $1917 \text{ см}^3/\text{дм}^3$, давление насыщения $1,21 \text{ МПа}$ (газ характеризуется составом: $\text{CH}_4 - 92,09\%$, $\text{CO}_2 - 1,33\%$, $\text{N}_2 - 5,31\%$, гелия $- 0,50\%$). Интервал опробования находится явно вблизи Г залежи. Коллектор характеризуется пористостью $12+14\%$, проницаемостью от $0,128 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ до $3,432 \times 10^{-15} \text{ м}^2$. Вязовская структура осталась недоразведанной. Можно с уверенностью прогнозировать в мелекесском, верейском и подольском горизонтах на этой площади наличие газовых залежей промышленного значения (подобных тем, какие выявлены на Астаховском месторождении).

В Миллеровском р-не (на поисковых площадях Миллеровской, Волошинской, Сулинской, Треневской и др.) отмечалось большое число нефтепроявлений в отложениях мелекесского и черемшанского горизонтов (свиты C_2^4 и C_2^3). В десятках случаев нефтью были пропитаны песчаники, в шести – трещиноватые и кавернозные известняки и лишь в одном – алевролиты [9]. Нефтегазосодержащие породы на поисковых площадях в Миллеровском районе вскрывались на глубинах от 260 м (скв 28, 29, 30 – Волошинской площади) до 1118 м (скв 2501 – Тарасовской площади).

В черемшанском горизонте башкирского яруса разведано 18 Г и ГК залежей промышленного значения, а также выявлено 17 газонефтепроявлений. В основном большинство выявленных залежей и нефтегазопроявлений приурочены к коллекторам терригенного типа. В черемшанском горизонте на Марковском ГКМ разведаны 11 Г и ГК залежей, а также выявлено 12 газопроявлений, требующих доразведки. Все Г и ГК залежи по величине запасов относятся к категории мелких. Суммарные утвержденные запасы по 11 залежам на Марковском ГКМ составляют $3,45 \text{ млн. т}$. На Марковском ГКМ в черемшанском горизонте почти все залежи являются ГК (содержание конденсата $17+19 \text{ см}^3/\text{м}^3$). Отдельные залежи пластовые, сводовые, но большинство залежей – пластовые, литологически или тектонически экранированные. 5 ГК залежей подобного типа разведаны и разрабатываются на Патроновском ГКМ. Как на Марковском, так и на Патроновском ГКМ выявленные ГК залежи в черемшанском горизонте располагаются на глубинах от 1350 м до 1800 м. В основном все они приурочены к коллекторам терригенного типа, пористость которых изменяется в широких пределах (от 9% до 18%), часто в этих коллекторах наблюдается трещинная пористость. На Красновской и Глубокинской площадях в черемшанском горизонте ГК залежи содержатся в карбонатных коллекторах (в известняке H_5).

На Глубокинском месторождении при испытании известняка H_5 в скв. 9 в инт. 2113. 2117 м получен приток газа дебитом $21,1 \text{ тыс м}^3/\text{сутки}$ на диафрагме $6,25 \text{ мм}$. Открытая пористость газонасыщенного известняка $9,7-12,15\%$. Ловушка структурно-литологического типа. Газ содержит метана $88,5\%$, тяжелых УВ – $8,63\%$. Пластовое давление в залежи $20,82 \text{ МПа}$.

На Красновской площади в известняке H_5 черемшанского горизонта выявлена Г залежь при опробовании скв. 2 в инт. 1975. 2005 м, получен приток газа на диафрагме 12 мм дебитом $118+125,2 \text{ тыс м}^3/\text{сут.}$, а дебит К при этом составил $3,45 \text{ м}^3/\text{сутки}$. Плотность газа $0,61$, конденсатогазовый фактор $27 \text{ см}^3/\text{м}^3$; плотность конденсата $0,734 \text{ г/см}^3$. Газ характеризуется высоким содержанием гелия ($0,1104\%$ по объему). В пластовом газе метана – $84,54\%$, тяжелых УВ – $12,92\%$, азота+редкие – $1,82\%$, диоксида углерода – $0,28\%$.

В карбонатной толще выявлены залежи УВ промышленного значения на площадях Глубокинской, Леоньевской и Тишкинской, а газонефтепроявления из коллекторов этой толщи имели место на площадях Хлоповской, Курнолиповской, Крутовской, Никольской, Восточно-Тарасовской, Самбуровской и других.

На Глубокинском месторождении в скв 4 при совместном опробовании инт. 2972..2982 м и 2998.. 3006 м получен приток газа с конденсатом; дебит газа 41,7 тыс.н м³/сут. на диафрагме 8 мм, при этом рабочие давления составили: Ртр = 4,4 МПа, Рзтр=5,9 МПа, пластовое давление 30,0 МПа. Газ преимущественно метановый: CH₄ – 85,28 %, C₂H₆ – 4,74 %, C₃H₈ – 1,52 %, C₄H₁₀ – 0,46 %, C₅H₁₂ – 0,1 %, N₂+редкие – 5,29 %, плотность газа – 0,64.

Г залежь в прикамском горизонте приурочена к биогермным известнякам и содержится в ловушке, образованной органогенной постройкой в виде куполовидного приподнятого участка, расположенного в западной части крупной Глубокинской структуры. Этот приподнятый участок осложнен субширотными и субмеридиональными тектоническими нарушениями.

На Леоновском месторождении ГН залежь промышленного значения разведана в кровельной части карбонатной толщи (прикамский горизонт) Коллектором является биогермный известняк, а ловушкой – куполовидное поднятие рифогенного типа Инт залегающая ГН залежи 1790+1862 м Нефть легкая, ее плотность в пластовых условиях 0,757 т/м³, а на поверхности 0,848 т/м³ В нефти содержится значительное количество (32%) бензиновых фракций Нефть характеризуется пониженным содержанием парафино-нафтеновых УВ и высоким – бензольных, спирто-бензольных смол и особенно асфальтенов. Пористость газонефтенасыщенных известняков 5,8+6,1%, отмечается наличие трещин. Для ГН залежи характерно наличие газовой «шапки».

На Тишкинском месторождении в кровельной части карбонатной толщи (прикамский горизонт) выявлены 2 ГН залежи, глубины залегания которых около 2000 м. Промышленные притоки Н с Г получены в скважинах 3 и 4 Коллекторами ГН залежей являются рифогенные нефтегазонасыщенные известняки серые, трещиноватые, а ловушками являются 2 мелкие куполовидные поднятия рифогенного типа, выявленные сейсморазведкой МОГТ в кровельной части карбонатной толщи. При опробовании в скв 4 инт 2121 2126 м (подошвенная часть нефтенасыщенного пласта) получен приток Н дебитом 91 м³/сут. на штуцере 10 мм, приток газа при этом составил 70 тыс м³/сут. При испытании центральной части продуктивного пласта в инт. 2107...2116 м получен приток Н дебитом 57,6 м³/сут., а дебит газа 48 тыс м³/сут.

При совместном испытании в кровельной части продуктивного пласта инт 2080. 2088 м и 2091 2098 м (газовая «шапка») получен фонтан Г дебитом 104 тыс м³/сутки на 10 мм диафрагме Незначительные притоки Н с водой (дебитом до 2,96 м³/сут) на Тишкинском месторождении получены также из темно-серых, битуминозных известняков северокельтменского горизонта.

На Марковском ГКМ в скв. 18 Серебрянской в отложениях северокельтменского горизонта карбонатной толщи в инт. 2340 2420 м вскрыта пачка трещиноватых известняков В процессе бурения при прохождении этой пачки в глинистом растворе выделялась обильная пленка нефти Пористость известняков по ГИС в отдельных интервалах данной пачки изменяется от 4 % до 14 % Эта пачка известняков вскрыта также в скв 23 С в инт 2340 2410 м, но по материалу ГИС трещиноватость известняков выражена менее отчетливо, нежели в скв 18 С При опробовании в скв 23 С инт 2394...2404 м получен очень слабый приток газа с обильной пленкой нефти На устье наблюдалось слабое выделение газа (длина факельного пламени на выкидной линии составляла 30–40 см) Плотность нефти, отобранной на глубине 1920 м (после снижения уровня в скважине), 0,817 г/см³ При промывке скважиной выброшено около 200 л смеси, в которой было нефти 8-10 л По результатам опробования можно полагать, что испытанный интервал насыщен нефтью с газом, при этом для пласта характерно слабое нефтегазонасыщение в р-не скв 23 С. Вполне вероятно, что при лучшей петрофизической характеристике известняки северокельтменского горизонта на Марковской площади могут содержать НГ залежь промышленного значения, а притоки нефти могут быть значительно увеличены после СКО

В карбонатной толще в краснополянском горизонте башкирского яруса на Самбуровской площади при опробовании серовато-черных известняков неравномернозернистых, перекристаллизованных, местами доломитизированных в инт. 3540...3590 м получен слабый приток газа. Длина факельного пламени составляла 1,5 м; на устье скважины скапливался газ ($P_{тр}=4,9$ МПа; $P_{зтр}=5,4$ МПа). УВ газ характеризуется составом: CH_4 -87,53%, C_2H_6 -5,12%, C_3H_8 -1,63%, C_4H_{10} -0,62%, C_5H_{12} -0,19%, CO_2 -2,12%, He -0,11%, O_2 -0,04%.

При опробовании известняков краснополянского горизонта, залегающих в кровельной части карбонатной толщи Краснояровской площади (юго-восточная часть принадлежковой зоны), в инт. 3348...3360 м получен слабый приток газа. Хим. состав газа почти такой же, как и в известняках краснополянского горизонта Самбуровской площади, приведенный выше.

На Хлоповской площади при опробовании известняков карбонатной толщи в инт. 3346...3360 м (стешевский горизонт серпуховского яруса) получен слабый приток газа с конденсатом.

В известняках стешевского горизонта отмечались газопроявления также в скв. 1 Тарасовской при испытании инт. 2540...2555 м. Получен приток сильно минерализованной пластовой воды дебитом $2,4$ м³/сут при переливе. В воде отмечена обильная пленка нефти. Вместе с водой наблюдалось свободное выделение УВ газа, при этом длина факельного пламени на выкидной линии 30-40 см. Плотность пластовой воды $1,06$ г/см³. В этой скважине во время бурения в карбонатной толще имели место газопроявления на глубинах 2550 м (серпуховский ярус) и 2640 м (визейский ярус).

В карбонатной толще в визейском ярусе отмечены нефте- и газопроявления на многих поисковых площадях ЮСВА. В скв. 1 на Мажуровской площади при испытании инт. 2877...2964 м (алексинский горизонт) в открытом стволе получен приток нефти дебитом $\sim 0,5$ м³/сут. Испытывались коричневатые-серые до черных массивные глинистые трещиноватые известняки V пачки карбонатной толщи. Трещины в известняках в основном вертикальные, выполненные кальцитом. Кровля карбонатной толщи в этой скважине выделяется на глубине 2460 м в низах черемшанского горизонта.

На Краснояровской площади из известняков алексинского горизонта визе при испытании инт. 3516. 3525 м получен слабый приток газа дебитом около $1,0$ тыс.м³/сут. Особенностью газа является высокое содержание в нем тяжелых УВ (около 18,0% по объему), а метана-всего 75,63%, азота+редкие – 4,41%, гелия – 0,07%. Испытанный известняк алексинского горизонта имеет четко прослеживаемую аргиллитовую покрывку толщиной до 3,0-3,5 м, что весьма важно для сохранения залежей.

При испытании инт. 3276...3326 м (известняки карбонатной толщи тульского горизонта визейского яруса) в скв. 1 Плотинской получен слабый приток газа дебитом $1,0...1,5$ тыс.м³/сут. с конденсатом (легкой нефтью); дебит нефти около $0,5$ м³/сут. Плотность нефти $0,760$ г/см³, в нефти отсутствуют асфальтены, содержание смол невысокое (от 4,5 до 11,6%).

На Курнолиповской площади при испытании в кровельной части известняков тульского горизонта визе в скв. 1 в инт. 2428...2443 м и 2444...2447 м получен приток разгазированной нефти дебитом около 5 м³/сут. при динамическом уровне на глубине 1060 м. Плотность нефти $0,851..0,856$ г/см³. Нефть метано-нафтенового типа с заметным содержанием ароматических УВ. Выход бензиновых фракций при разгонке 22-28%, керосиновых – 20-23%. Растворенный газ состоит в основном из метана (66,59+67,58%) и тяжелых УВ (24,56+25,30%); содержание азота в сумме с редкими составляет 4,53+4,65%. В этой скважине из инт. 2469...2477 м получен слабый приток газа УВ состава.

Ранее, детально анализируя результаты бурения и испытания на Курнолиповской площади, диссертант сделал вывод, что на этом поисковом объекте выявлена нефтяная залежь промышленного значения. Если бы в скважине 1 испытание производилось с помощью погружного глубинного насоса и станка-качалки, то был бы получен

промышленный приток нефти дебитом значительно большим, нежели $5 \text{ м}^3/\text{сут}$ Автор ранее неоднократно вносил рекомендации о целесообразности доразведки Курнолиповского месторождения [36], (Бобух и др., 1981; 1985; 1991 и др.).

При опробовании ИП в скв. 1 Мажуровской VI+VII+VIII пачек известняков карбонатной толщи в инт. 2952...3084 м получен приток нефти дебитом $\sim 2 \text{ м}^3/\text{сут}$. (по КВД).

При испытании известняков в скв. 1 Красноярской в инт. 3610...3625 м (подошвенная часть визейского яруса и кровельная часть пород докембрийского фундамента) получен слабый приток газа УВ состава (метана – 88,17%, этана – 4,94%, пропана – 1,46%, бутана – 0,54%, пентана – 0,22%, гелия – 0,12%). Газонасыщенными, вероятнее всего, являются как известняки, залегающие на породах фундамента, так и сами выветрелые породы докембрийского фундамента, вскрытые в этой скважине в инт 3613 – 3717 м При проведении поисковых работ отмечались нефтегазопроявления в Первомайской параметрической скважине, на Верхне-Тарасовской площади, в Тормосинской опорной скважине и на других поисковых объектах.

Учитывая установление промышленной нефтегазоносности в нижнем (C_1 - C_2) карбонатном комплексе (Глубокинская, Тишкинская, Леоновская и др. площади), наличия по всему его разрезу пластов-коллекторов и покрышек, выдержанность толщин коллекторов в комплексе в пределах Северодонбасского НГР, соискатель рекомендовал [29; 31; 36] считать нижний комплекс полностью нефтегазоносным. В этом комплексе перспективы нефтегазоносности связываются со следующими стратиграфическими интервалами:

1. с выветрелой поверхностью пород фундамента и подошвенной частью известняков в карбонатной толще (в отдельных случаях это известняки визе, в других – турне);
2. с кровлей турнейского яруса, где известняки, в результате воздействия предвизейского перерыва, выветрелы и трещеноваты;
3. с алексинским, бобриковским и тульским горизонтами визейского яруса, в которых имеются проницаемые пласты песчаников и хорошо пористые, трещиноватые прослои известняков;
4. с серпуховским ярусом нижнего карбона; здесь наиболее перспективна его кровельная часть (противный или прикамский горизонт) В этих породах прогнозируется наличие нефтегазоносных рифогенных ловушек;
5. с низами башкирского яруса – известняками прикамского, северокельтменского и краснополянского горизонтов (с ними связываются ГК залежь на Глубокинском месторождении, ГН залежи на Леоновском и Тишкинском месторождениях) Ловушками являются чаще всего рифогенные постройки

Мощность наиболее перспективных в нефтегазоносном отношении стратиграфических подразделений этого комплекса колеблется в различных пределах, однако можно полагать, что одна треть комплекса (по толщине) наиболее перспективна

В основном УВ залежи в этом комплексе прогнозируются в карбонатных коллекторах, а покрышками в этой толще являются аргиллиты и крепкие известняки

В нижнем карбонатном комплексе (C_1 - C_2) на ЮСВА сосредоточено по подсчетам (Бобух и др., 1985), [36] в Ростовской области максимальное количество прогнозных ресурсов (140 млн т) В верхнем терригенно-карбонатном продуктивном комплексе в северной части Ростовской области подсчитано 80 млн т прогнозных ресурсов, при этом предполагается, что $\sim 90\%$ прогнозных ресурсов, т.е. 72 млн т сосредоточено в терригенных коллекторах, и только $\sim 10\%$ (около 8 млн т) – в карбонатных

В целях реального наращивания разведанных запасов промышленных категорий на ЮСВА автором рекомендовалось [31; 38] провести доразведку выявленных нефтепроявлений на Курнолиповской, Крутовской, Каюковской, Мажуровской и Романовской площадях, где можно получить прирост запасов нефти ~ 15 20 млн т Целесообразно доразведать Г залежи на Марковской, Хлоповской, Глубокинской, Красноянской, Гусевской, Никольской, Вязовской и других поисковых площадях и месторождениях, где имели место газопроявления (в отдельных скважинах в пределах названных

Сведения о нефтегазоносности разреза карбона ЮСВА

№№ п/п	Месторождения, неф- тепроявления газо- проявления	КАРБОН - С																		
		Терригенно-карбонатная толща										Карбонатная толща								
		Верхний - C ₂					Средний - C ₂					Нижний - C ₁								
C ₂ ^в	C ₂ ^м	C ₂ ^{тс}	C ₂ ^{пд}	C ₂ ^{кs}	C ₂ ^{вг}	C ₂ ^{мк}	C ₂ ^{сг}	C ₂ ^{пк}	C ₂ ^{ск}	C ₂ ^{крп}	C ₁ ^м	C ₁ ^{аl}	C ₁ ^в	C ₁ ^{el}	C ₁ ^{ksi}	C ₁ ^{ml}				
1	Астаховское			Δ/1	Δ/1	Δ/2														
2	Кружиковское			Δ/2	Δ/1	Δ/1	Δ/1	o/2												
3	Марковское			Δ/6 o/5	Δ/10	Δ/9	o/2	o/11 o/12		■/1										
4	Патроновское						Δ/1	o/5				o/1								
5	Глубокинское				Δ/1			o/1		■/1		o/1					o/1			
6	Дубовское						Δ/1													
7	Плотинское				Δ/3									o/1						
8	Тишкинское						Δ/1		♦/2	■/3	■/1			o/1						
9	Леоновское						Δ/1		♦/1											
10	Скозырское	Δ/2	Δ/2																	
11	Северо-Белянское			Δ/1		Δ/1														
12	Морозовское			Δ/2																
13	Терновское				o/2		Δ/2	Δ/1												
14	Красновское							o/1												
15	Хлоповское			o/3								■/1	o/1							
16	Романовское						■/1	■/1												
17	Куропиловское														o/1	o/1				
18	Крутовское								■/1	■/1				o/1		o/1	o/1			
19	Никольское													o/1						
20	Вязовское						o/1	o/2												
21	Восточно-Качал							■/1												
22	Красноярское																			
23	Тарасовское													o/2						
24	Вост - Тарасовск								■/1	■/1										
25	Гусевское							o/1												
26	Грачичское				Δ/1															
27	Каюковское							o/2												
28	Самбуровское						o/1							o/1						
	Всего	Δ/2	Δ/2	Δ/3 o/3	Δ/9 o/7	Δ/18	Δ/12 ■/1 o/1	Δ/8 o/2 o/2 ■/1 o/1	o/18 o/3 o/17	o/1 o/3 ■/2	■/5	■/2 o/1	o/4 ■/1	o/2 o/1 o/1	o/1 o/1 o/1	o/1	o/1			

Условные обозначения: Залежи и проявления / их количество: ▲ – нефтяные; Δ – газовые, ♦ – нефтегазовые, o – газоконденсатные, Проявления ■ – нефтепроявления, o – газопроявления; ■ – нефтегазопроявления.

РОС. НАЦИОНАЛЬНАЯ
БИБЛИОТЕКА
С.Петербург
09 300 лет

33

площадей получали промышленные притоки газа) В результате доразведки можно реально получить прирост запасов природного газа промышленных категорий в объеме 15...20 млн. т. Кроме того, в ближайшие 2-3 года целесообразно ввести в разведку 3-4 новые подготовленные перспективные структуры, такие как Деркульская, Северо-Марковская, Платоновская, Восточно-Волошинская. При коэффициенте удачи 0,5 на двух из четырех вновь введенных в разведку объектах будут выявлены залежи УВ с запасами ~ 2,5 млн. т. на каждом объекте (всего ~ 5 млн. т.). Как видно, реально на ЮСВА в ближайшие годы только на выявленных поисковых объектах можно прирастить 35...40 млн. т.

Перспективы нефтегазоносности СЗМСД

Следует отметить, что при освещении перспектив нефтегазоносности Волго-Донского региона особое место занимает территория Донецкого складчатого сооружения (ДСС) и его северная зона мелкой складчатости (СЗМСД). Территорию ДСС, включая СЗМСД, многие исследователи оценивали, а некоторые и сейчас продолжают так считать, бесперспективной в нефтегазоносном отношении. Почти на всех изданных картах перспектив нефтегазоносности и при проводившихся ранее прогнозных оценках многими исследователями данный участок площади оценивался и закрашивался цветом, обозначающим бесперспективные земли, либо о его перспективах вообще умалчивается. В лучшем случае эту территорию относили к участкам с невыясненными перспективами. Установлению таких взглядов способствовали, прежде всего, сложная тектоника ДСС и его окраин, особенно в зонах надвигов, значительное ката- и метаморфогенное преобразование горных пород, отсутствие пробуренных глубоких параметрических и поисковых скважин южнее Каменского (Алмазно-го) надвига.

В первой половине 70-х годов п.с. автором доклада проведено глубокое сравнительное изучение перспектив нефтегазоносности СЗМСД, что позволило ему сделать основные выводы о ее перспективности (Бобух и др., 1975). Автором изучены и проанализированы фактические данные по возможной нефтегазоносности каменноугольных отложений СЗМСД; существовавшие взгляды на возможную нефтегазоносность указанной территории были различны и подчас противоречивы.

Впервые северная зона мелкой складчатости в северо-восточных районах Донбасса была выделена В.С. Поповым (1963) при проведении тектонического районирования Донецкого бассейна. В восточной части Донбасса выделены геологоструктурные зоны: 1) южная зона мелкой складчатости, 2) зона крупных линейных складок и 3) северная зона мелкой складчатости, которая в свою очередь состоит из трех подзон: группы относительно крупных складок; полосы собственно мелких складок и полосы сочленения складчатого Донбасса и Воронежской антеклизы, расположенной между Каменским и Глубокинским надвигами, названная В.С. Поповым подзоной краевых купольных складок. Эта территория в последние годы получила наименование «межнадвиговой зоны» Н.И. Погребнов и С.Т. Прокопченко (1969), Д.Н. Викторов (1965), Н.И. Погребнов и др. (1970), уточнив положение межнадвиговой зоны, именуют ее «шовной зоной сочленения разновозрастных платформ». Характеризуется межнадвиговая зона переходным типом складчатости, ее южной границей (по Погребнову) является Каменский надвиг, северной же границей СЗМСД является Северо-Донецкий (Глубокинский) надвиг. А.М. Винтер и М.В. Усков (1971), проводя реинтерпретацию данных геологических съемок с учетом материалов аэрофотосъемок, проводят деление СЗМСД на две части: северную, известную под названием «межнадвиговой зоны» и южную, расположенную южнее Каменского надвига. Автор придерживается такого же деления.

В СЗМСД вошли три геолого-промышленных района в западной части – Каменско-Гундоровский, в центральной – Белокалитвенский и в восточной – Тащинский. Северная граница СЗМСД принимается нами по простирацию Глубокинскому надвиго, а

южная – условно по южным границам Каменско-Гундуrowsкого, Белокалитвенского и Таинского угленосных районов.

На рассматриваемой территории СЗМС достаточное количество антиклинальных структур (более 40), которые могут служить ловушками для скопления газовых залежей (Изваринская, Станичная, Половкинская, Северо-Западная Говейная, Розетовская, Каменская, Светловская антиклинали и многие другие).

В Донбассе, включая СЗМСД, при углефикации образуется огромное количество газа; источником генерации являлись глубокопогруженные горизонты угленосной и карбонатной толщ. Основное количество газов содержится в угле вмещающей толще; выделение газа в горных выработках происходит за счет газа, содержащегося как в углях, так и во вмещающих породах.

Для всех названных геолого-промышленных районов Ростовской области и Краснодарского Луганской области, характеризующихся повышенной газообильностью, показательным является идентичный компонентный и изотопный состав газов углей и вмещающих пород, с газами разведенных в северных окраинах Донбасса месторождений свободного газа (м-я Астаховское, Скосырское, Северо-Белянское и др.). ТУ являются неотъемлемой составной частью угольных газов Донбасса. В процессе углефикации гомогенной и расеейной органики карбона Донбасса образуется не только метан, но и его тяжелые газообразные и даже жидкие гомологи.

Глинистые слабопроницаемые толщи нижней части среднего карбона обладают протяженностью и выдержанностью, пластичностью и недостаточной проницаемостью и в основном могут служить покрывками для возможных Г залежей. Следует учитывать возможность развития карбонатных нефтегазопоросов, пластичность которых начинает возрастать с увеличением метаморфизма углей (в свитах C_1^5 , C_2^1 , C_2^2).

Газоупорами в условиях широкого развития дизъюнктивных нарушений, характерных для СЗМСД, могут быть и сместители надвигов, особенно пологих. В некоторых случаях они играют проводящую роль для движения флюидов, а в других – изолирующую, что зависит от газопроницаемости зон нарушений. Последнее зависит от мощности этих зон, состава и раздробленности слагающих пород, а также от положения нарушений в общем структурно-тектоническом плане площади. Мы поддерживаем тех исследователей (Михалев, Терентьев, Двуреченский и др.), которые обосновывают взгляды, что в Донбассе нарушенность структурных форм с глубиной уменьшается, надвиги и др. дизъюнктивы с глубиной затухают. Это способствует сохранению возможных залежей.

При стадийных катагенных изменениях пористость полимиктовых песчаников в рассматриваемом районе уменьшается, одновременно под воздействием тангенциальных напряжений (по Карпову) в породах возникает трещиноватость, оказывающая существенное влияние на фильтрационные свойства порово-трещинных коллекторов. Породы, находящиеся южнее Каменского надвига, более метаморфизованы, чем в междвиговой зоне, но здесь песчаные породы в основном кварцевого состава (а в междвиговой зоне – преимущественно полимиктового), следовательно, подвергаются меньшим изменениям при катагенезе по сравнению с песчаниками тех же горизонтов междвиговой зоны. Поэтому, если среди полимиктовых песчаников промышленные залежи Г обнаружены в условиях катагенных изменений до стадии газовых углей, то среди кварцевых – возможны на стадиях жирных и даже коксовых углей. Основными же коллекторами на рассматриваемой территории для возможных залежей УВ могут быть карбонатные трещиноватые породы.

Прямые признаки газоносности в виде многочисленных газопроявлений и битумопроявлений, иногда газовых выбросов и суфлярных проявлений, сравнительно большая газозаванность угольных шахт, повышенная газоносность отложений карбона, характерная для всех рассмотренных углепромышленных районов, идентичность компонентного и изотопного состава газов углей и вмещающих их пород с газами разведенных газовых месторождений северных окраин Донбасса, единый источник

генерации, наличие коллекторов порово-трещинного типа и проводящих дизъюнктивных нарушений – все это указывает на перспективность в газоносном отношении рассматриваемой территории зоны мелкой складчатости.

В пределах СЗМСД южнее Каменского надвига зона газового выветривания достигает глубин 500-800 м, а иногда и глубже. Мы считаем, что перспективные горизонты залегают ниже этих глубин и нигде не выходят на поверхность. К антиклинальным структурам здесь могут быть приурочены свободные скопления газов с промышленными запасами. В этих районах для постановки глубокого параметрического бурения представляют интерес следующие структуры: Изваринская, Большая Каменская, Южная Горняцкая, Исаевская, Тацинская, Екатерининская. В пределах этих структур кровля карбонатной перспективной толщи может быть достигнута на глубинах 4600-4800 м. Эти глубины определены с учетом фактического вскрытия пород карбонатной толщи на площадях Никольской, Осиновской, Глубокинской и др. и расчетного градиента погружения реперных известняков в междвиговой зоне на площадях Астаховской, Скосырской, Самбуrowsкой при сопоставлении их с идентичными реперами принадвиговой зоны.

Промышленная газоносность каменноугольных отложений СЗМСД установлена в междвиговой зоне на площадях Астаховской, Красновской, Скосырской, Северо-Белянской. Имеются все предпосылки выявить Г залежи промышленного значения в карбоне на Вязовской площади. На Никольской площади установлена промышленная газоносность коллекторов карбонатной толщи в поднадвиговой части Глубокинского надвига (в плане – это междвиговая зона).

Соискатель впервые отнес СЗМС к перспективным землям, а остальную территорию ДСС – к землям с невыясненными перспективами (Бобух и др., 1975). Были выполнены обоснования на проведение буровых работ на Изваринской площади.

Есть все основания ожидать выявления новых залежей УВ в СЗМСД, которая является новым поисковым объектом в Ростовской области.

6.2.2. Перспективы нефтегазоносности каменноугольных отложений в южной части Ростовской области

Карбонатная толща нижнекаменноугольных отложений, представленная органогенно-обломочными известняками толщиной до 800 м, вскрыта рядом картировочных (3, 5, 11, 12, 512 и др.) и поисково-разведочных на уголь (6345, 6291) скважин в зоне ее выклинивания на глубинах от 450 до 1500 м на участке северо-западного погружения Ростовского выступа. В большинстве скважин в известняках и аргиллитах отмечались нефтепроявления в виде примазок по трещинам и каналам в пустотах. По данным А.В. Зайцева (1976) в скв 5 в инт. глубин 460-505 м в известняках и аргиллитах визейского яруса обнаружены признаки нефти, заполняющей трещины. В скв 3 (в этой же пачке) в инт. глубин 950-994 м отмечена сильная битуминозность известняков и аргиллитов (при этом до 60 % извлеченных битумов относятся к нефтяному типу, близкому к установленному в скв 5). Из этих битумов путем экстрагирования была выделена нефть. Исследование содержания и состава этой нефти из скв 5-съемочной, проведенное Ю.И. Холодковым, показало ее сходство с нефтью, полученной из карбонатной толщи ниже-среднекаменноугольных отложений принадлежливой зоны ЮСВА (Каюковская площадь, скв 55, интервал 1334-1381 м). Кроме того, в скв 11 (инт. 896-903 м), в скв 21 (инт. 879-885 м), в скв 6291 (инт. 1509-1512 м) была отмечена битуминозность в базальных (верхнетурнейских) породах карбона, где обломочные известняки и песчаники содержат битумы или обладают сильным битуминозным запахом [33]. На Екатериновской площади (северный склон Ростовского выступа) в кернах скв 730 и 740 отмечены значительные содержания битума, а также наблюдались прямые признаки нефтепроявлений в виде светло-коричневых пятен, пленок нефти по трещинам, кавернам и сутуристиполитовым швам. В кернах скв 730 в инт. 871-878 м особенно часто наблюдались сутуристиполитовые швы, заполнен-

ные битумом Керн издавал сильный запах бензина По данным лабораторного изучения эти известняки характеризуются пористостью от 1 до 8 %, а их проницаемость составляет доли миллидарси

По результатам петрографических исследований местами известняки переходят в доломиты.

Наиболее перспективные участки по степени и характеру проявления битуминозности приурочены к кровельной части известняковой толщи. Отмечено насыщение светло-коричневой фракцией битума прослоев конгломератов и мелкозернистых песчаников Аналогичные данные имеются и для северного склона Украинского щита (в пределах Украины), и по скважинам Матвеево-Курганского профиля В зоне сочленения Ростовского выступа с Донбассом, на границе с Украиной, нефтегазонасность каменноугольных отложений изучалась в пробуренных Успенских глубоких параметрических скв (1 и 2) до глубины 4463 м Вскрытые в этом районе песчаники и известняки карбона характеризуются очень низкими коллекторскими свойствами (общая пористость песчаников 1. 4 %, проницаемость $0,006+0,12 \times 10^{-15} \text{ м}^2$) В скв 2 Успенской проводилось опробование нижнекаменноугольных отложений в открытом стволе ИП в инт глубин 3969 4200 м и 4125 4389 м Притоков флюидов при испытаниях не получено. Плотность пород на Успенской площади возрастает с глубиной. Породы, залегающие на глубине свыше 1000 м, вероятно, находятся в зоне раннего катагенеза, на стадии углефикации тощих и антрацитовых углей, где осадочные породы переходят в категорию метаморфизованных Плохие коллекторские свойства песчаных пластов вскрытой части разреза, высокая степень метаморфизма, неблагоприятные структурные условия не дают оснований прогнозировать наличие скоплений УВ в районе расположения Успенских скважин

Битуминологические исследования образцов пород карбона юга области показали в основном их низкую битуминозность. В образцах пород карбона Целинской скв. 1, Лопанских 1 и 2, Сальской 1, Новочеркасской 1 и других суммарное содержание хлороформенного и спирто-бензольного битумов составляет всего 0,00015 0,0005 %. В отдельных образцах пород (Сальская параметрическая скв. 1) состав битума нейтральный, редко отмечается кислый Тип битума в основном маслянистый, иногда осмоленный или средний (Сальская площадь).

В основном вскрытые породы карбона на юге области представлены плотными разностями, выраженными аргиллитами, крепкими песчаниками и реже – известняками. Плотность пород имеет значение в основном 2,6 2,8 г/см^3 , общая пористость – чаще всего 0,5 2,5 %, открытая – 0,1 1,5 %, но встречаются коллекторы, характеризующиеся повышенной пористостью Так в разрезе Сальской параметрической скв. 1 в инт. 1854 1856,5 м известняк имеет общую пористость 18 %, а в интервале 1850 1852 м – всего 4 % Песчаники среднего карбона на Мелиховской площади (скв 803, глубина 607 м) имеют открытую пористость 5,31 %, их плотность $2,57 \text{ г/см}^3$, а газопроницаемость всего $0,07 \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

Опробование на характер насыщения пластов-коллекторов карбона производилось во многих скважинах как в открытых стволах ИП, так и в эксплуатационных колоннах В скв 740 на Екатериновской площади испытан инт 1060 1175 м открытым забоем При испытании получен приток пластовой воды с выделением свободного горючего газа; в пластовой воде отмечено высокое содержание растворенных газов УВ состава, а также пленки конденсата По заключению В.С. Назаренко конденсат, содержащийся в воде, имеет нафтенно-ароматический состав Проведенный им сравнительный анализ ИК-спектров этого конденсата со спектрами газоконденсатов Дубовского ГКМ (скв 6, инт 1311. 1316м), Патроновского ГКМ (скв 8, инт 1083 1085 м) и Плотинского ГКМ (скв 7, инт 1299 1301м) показал их сходство Нижележащие известняки карбона были опробованы в инт 1437,5 1490 м в открытом стволе ИП, в результате был получен приток воды с газом; газовый фактор при этом составил $0,144 \text{ м}^3/\text{м}^3$ Состав свободного газа следующий метана – 81,3%, этана – 0,9 %, про-

пана – 0,05 %, азота – 17 %, гелия – 0,49 %. Проницаемость этого пласта низкая. По литологическому описанию керна – это очень трещиноватые известняки с весьма обширной сетью открытых трещин, наблюдаются многочисленные участки сугурости-политовых швов.

Известняки карбонатной толщи каменноугольных отложений, вскрытые Сальской параметрической скв. 1 в инт. 2703...2827 м, испытывались в открытом стволе ИП в двух интервалах, однако притоков флюидов при опробовании не получено. Причину отсутствия притоков однозначно объяснить не представилось возможным. Видимо это связано с условиями вскрытия (трещины пород могли быть заглинизированными), а также по причине низких коллекторских свойств опробуемых интервалов. По материалам ГИС эта карбонатная толща характеризуется частым чередованием пористых прослоев с уплотненными. Сопротивление пористых прослоев (инт. 2755,5...2758 м, 2762...2765 м) по ИК порядка 40-60 омм, $K_p=5...8,5\%$, для них характерна отрицательная аномалия ПС. По материалам ГИС отдельные интервалы карбонатной толщи в кровельной ее части характеризуются как коллекторы, пористость которых достигает 10...14 %. Хотя при опробовании из коллекторов карбонатной толщи на Сальской площади притоков флюидов не получено, ее нельзя считать бесперспективной. Из аналогичных известняков карбонатной толщи в скв. 3 на Ново-Покровской площади, расположенной на Ставрополье, в 72 км к юго-западу от места расположения Сальской параметрической скважины, получены значительные притоки пластовой воды, что указывает на хорошие коллекторские свойства испытываемых пород (Бобух и др., 1993). В Сальской параметрической скв. 1 кровля каменноугольных отложений испытана в инт. 1407...1520 м, получен приток пластовой воды с растворенным газом. Дебит воды (по КВД в условиях испытания) составил $155 \text{ м}^3/\text{сут}$, пластовое давление 14,6 МПа. Пластовые воды -хлоркальциевого типа, растворенный газ по химическому составу – УВ, содержит метана 86 %. Выветрелые породы карбона опробованы в скв. 1 Краснополянской в инт. 1917. 1921 м, где они представлены трещиноватыми аргиллитами и кварцитовидными песчаниками. При испытании получен приток минерализованной пластовой воды дебитом $0,6 \text{ м}^3/\text{сут}$, содержащей микрокомпоненты (в $\text{мг}/\text{дм}^3$). Br – 120, J – 10, B – 100. Пластовая вода имеет повышенную минерализацию ($64,3 \text{ г}/\text{дм}^3$), характеризует восстановительную обстановку, благоприятную для скопления УВ в соответствующих структурных условиях.

Результаты кратко (далеко не полно) рассмотрения признаков нефтегазонасности каменноугольных отложений по югу Ростовской области, выявленных по полученным материалам бурения структурных, поисковых и параметрических скважин, изучения образцов керна, пластовых флюидов, обширных материалов ГИС, позволяющих считать эти отложения перспективными в нефтегазонасном отношении. Хотя пока из пород карбона не получено на юге Ростовской области промышленных притоков УГЗ, но наличие в них коллекторов, растворенных УВ газов в пластовых водах, типичных для нефтегазовых месторождений, а также капель и сгустков нефти в трещинах известняков, наличие надежных покрышек не позволяет нам исключать эти породы на рассматриваемой территории из категории перспективных. При прогнозных оценках НПР (Бобух и др., 1985; 2004) в карбоне на юге Ростовской области определена величина ресурсов УВ по категории D_2 20 млн. тут. Изучение перспектив нефтегазонасности каменноугольных отложений на юге области находится пока в начальной стадии, когда поиски ориентированы на традиционные пластовые сводовые ловушки, в то время как в этом регионе залежи нефти и газа в карбоне могут быть связаны со сложными, нестандартными ловушками и трещиноватыми коллекторами в первую очередь на склонах Ростовского выступа и СВ. Еще необходимо отметить, что коллектора палеозойского комплекса являются преимущественно трещинными и приурочены к зонам разломов. Поиски зон распространения коллекторов необходимо поэтому связывать с выявлением разрывов, в т.ч. надвигов и зон трещиноватости. Толщи коллекторов связаны прежде всего с трещинно-кавернозными известняками, подвергшимся

дроблению и растрескиванию, а также с трещиноватыми терригенными породами вблизи разломов.

6.2.3. Перспективы нефтегазоносности пород карбона в пределах погребенного Донбасса (ПД)

Самой западной частью кряжа Карпинского является погребенное продолжение Донецкого складчатого сооружения [11]. В некоторых работах автора эта территория именовалась как Элистинско-Ремонтненский блок ВК На территории погребенного Донбасса (ПД) в прошлом веке пробурено значительное количество структурных скважин, вскрывших породы мезо-кайнозоя и верхнюю часть разреза каменноугольных отложений На рассматриваемой территории по материалам Центрального геофизического треста выделено Восточно-Донбасское валообразное поднятие, в пределах которого было пробурено несколько структурных скважин. Это позволило изучить разрез мезокайнозойских пород и верхнюю часть среднекаменноугольных отложений, вскрытых под мезо-кайнозоем На участке описываемой территории, где предполагается расположение в породах карбона крупного Восточно-Донбасского поднятия, пробурены 3 параметрические скв. Обработка и обобщение геолого-геофизических материалов, полученных в результате бурения параметрических скв. 1 Цимлянская и 3 Цимлянская, выполнены с участием автора (1981) Геолого-геофизические материалы по результатам бурения скв. 2 Цимлянской обрабатывались Е.В. Мовшовичем (Мовшович и др., 1995).

Кровля карбона этими скважинами вскрыта на глубинах от 510 м (скв. 1-Ц) до 705 м (скв. 3-Ц) Скважинами вскрыт разрез среднего и, частично, нижнего карбона, причем отложения нижнего карбона вскрыты только скв. 3 Цимлянской в инт. 3875...4935 м в объеме визейского и серпуховского ярусов Возраст пород установлен по результатам палинологических исследований лаборатории треста Луганскгеология В составе вскрытых нижнекаменноугольных пород по литологическим признакам выделено четыре пачки песчано-алевролитно-аргиллитовых пород Нижняя пачка представлена преимущественно аргиллитами с редкими прослоями песчаников и алевролитов. Мощность пачки 315 м (инт. 4935-4620 м) Вышележащая песчаная пачка (инт. 4620-4475 м) представлена песчаниками с редкими (единичными) прослоями аргиллитов толщиной 4-5 м На диаграммах электрокаротажа песчаники этой пачки отличаются от нижезалегающих отложений высокими кажущимися сопротивлениями (100 ом и выше 200 ом) и характеризуются незначительными отрицательными аномалиями ПС Следующая алевролитно-песчано-аргиллитовая пачка мощностью 383 м выделяется в инт. 4475-4092 м Сложена она переслаивающимися песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Верхняя часть пачки (с глубины 4290 м) представлена плотными песчаниками, которые характеризуются высокими кажущимися сопротивлениями, с редкими низкоомными прослоями Самая верхняя аргиллитно-песчано-алевролитовая пачка пород, вскрытая в инт. 4092-3875 м, венчает разрез нижнего карбона и представлена алевролитами с прослоями песчаников и аргиллитов. Песчаники, алевролиты и аргиллиты этой пачки (также как и нижезалегающие) сильно метаморфизованы и уплотнены, содержат примесь тонкоструктурного углистого вещества, имеются трещины, выполненные кварцем и кальцитом Для этих пород характерна слоистость под углом 40-50°.

Отложения среднего карбона в описываемых разрезах параметрических Цимлянских скв. 1 и 3 вскрыты в инт. соответственно 510-3702 м и 705-3875 м и представлены мощной толщей пород, сложенной в основном аргиллитами с прослоями песчаников и алевролитов Карбонатные пласты в разрезе скважин не обнаружены По промыслово-геофизическим материалам разрезы скважин не содержат реперных пластов и не сопоставляются с разрезами скважин, пробуренных на участках, расположенных севернее и северо-западнее

Основные перспективы нефтегазоносности в пределах погруженного Донбасса, где пробурены 3 параметрические скважины 1, 2 и 3, связывались с верхнепалеозойскими отложениями, особенно с карбонатной толщей нижнего-среднего карбона, в которой, по аналогии с соседними территориями, по ряду косвенных признаков могли быть выявлены залежи УВ. Предполагалось, что литофациальная характеристика указанных комплексов сходна с разновозрастными отложениями северной части Ростовской области и Волгоградской Поволжья, в которых выявлены промышленные залежи Н и Г. На указанной территории залежи Н и Г содержатся в карбонатных и терригенных коллекторах нижнего и среднего карбона, а в Волгоградской области — и девона. В результате бурения Цимлянских параметрических скв. 1, 2 и 3 вскрыт разрез среднекаменноугольных и частично нижнекаменноугольных отложений. Он выражен терригенными породами, причем песчаники и алевролиты, присутствующие в разрезе этих скважин, характеризуются очень низкими коллекторскими свойствами за счет уплотненности и высокой степени метаморфизма. Эти песчаники и алевролиты практически являются неколлекторами. Подтверждением этого вывода являются результаты опробования в открытом стволе ИП в скв. 3 Ц песчаников, залегающих в инт. 3709...3880 м. При опробовании притока не получено. В скважине 2 Ц опробование в открытом стволе ИП производилось в инт. 3333...3386 м песчаников башкирско-го яруса среднего карбона, но притока флюидов не получено.

П.А. Карпов, изучая отражательную способность витринита (ОСВ) растительных остатков в породах образцов (обр.) из инт. глубин: 2537...2540 м, 3192...3195 м, 3334...3336 м (скв. 1 Ц) и 2503...2507 м, 3176...3181 м, 4153...4156 м, 4329...4333 м (скв. 3 Ц), установил, что эти породы преобразованы до стадии полуантрацитов и антрацитов. По его мнению, поровые коллекторы в породах с такой высокой степенью углефикации практически отсутствуют. Действительно, при лабораторном изучении коллекторских свойств образцов пород каменноугольного возраста, отобранных в скв. 3 Цимлянской, определены низкие величины пористости и проницаемости. Из инт. глубин 1710...4551 м изучено 30 обр. керн, величины открытой пористости в них изменяются от 0,2 до 2 %, при этом 25 обр. характеризуются пористостью менее 1, а проницаемостью менее $0,01 \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

В лаборатории физики пласта ЦЛ ПГО Южгеология были выполнены люминисцентно-битуминологические исследования по 127 обр. пород, отобранным из инт. глубин 1345...4920 м. По разрезу изученные образцы распределены неравномерно: 70 обр. из отложений среднего карбона, 57 — из пород нижнекаменноугольного возраста. Состав исследованных образцов литологически представлен в основном аргиллитами (107 обр.), 11 — алевролитами и 9 — песчаниками. Битуминологические исследования образцов керн, отобранного в разрезах параметрических скважин, показали очень слабую битуминозность пород. Суммарное содержание хлороформенного и спиртобензольного битума изменяется в основном по разрезу от 0,00094 до 0,003 и в среднем не превышает 0,0012 %. Содержание хлороформной фракции более высоко, чем спиртобензольной, изредка равное. Состав битума нейтральный, тип битума маслянистый, только в 3 обр. хлороформенный битум осмоленный. *Низкая битуминозность пород указывает на их низкую перспективность в нефтегазоносном отношении.*

Степень уплотненности каменноугольных пород, вскрытых Цимлянскими параметрическими скважинами, выше, чем в районах принадвиговой зоны ЮСВА. Нижне-среднекаменноугольные отложения, вскрытые на Цимлянской площади, преобразованы до стадии полуантрацитов и антрацитов. Отдельные прослои песчаников и алевролитов крепко сцементированы кремнистым цементом и не могут служить коллекторами, так как их пористость не превышает 2 %, а наибольшая проницаемость составляет всего лишь $0,01 \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

Комплекс полученных геологических и промыслово-геофизических материалов и различных лабораторных анализов и определений *позволяют считать терригенную толщу каменноугольных отложений территории погруженного Донбасса бес-*

перспективной в отношении нефтегазоносности Перспективными могут явиться лишь породы карбонатной толщи нижнекаменноугольных отложений, если будет доказано их присутствие на глубинах, доступных для бурения на современном этапе

6.2.4. Перспективы нефтегазоносности каменноугольных пород на кряже Карпинского

В пределах кряжа Карпинского (КК) дислоцированные и метаморфизированные породы палеозоя являются фундаментом для перекрывающих их отложений осадочного чехла эпигерцинской Предкавказской платформы. Они представлены в основном верхним и средним карбоном. Так как КК является погребенным юго-восточным продолжением ДСС, его образования по литологическим признакам сходны с породами, слагающими Донбасс. На ВК палеозойский фундамент осадочного чехла вскрыт многими пробуренными скважинами более чем в 300-х точках в пределах его сводовой части и склонов. Как правило, по породам фундамента проходка составляла от 20 до 100 м, однако в западных разрезах свода вала вскрытая его толщина составила 505 м – на Вознесенской, 820 м и 981 м – на Вишневской площадях. Сква. № 1 Чилгирской (Бузгинский блок) по породам карбона пройдено 1650 м. Наблюдается значительный подъем пород фундамента по простиранию вала в направлении с юго-востока на северо-запад и изменение в связи с этим глубин его залегания в среднем от 2100...2300 м до 950...1000 м [4;7]. Наибольшие глубины его залегания в пределах вала отмечаются для южного склона и особенно для площадей его юго-восточной части (Каспийская – Краснокамышанская – Артезианская и др.), где они составляют соответственно 2400...2850...3800 м.

В пределах ВК фундамент представлен переслаиванием некарбонатных плотных темно-серых (до черных) аргиллитов, алевролитов, крепких кварцевых песчаников, глил и сланцев. Иногда, в зависимости от глубины вскрытия, разрез слагается одной или двумя из перечисленных литологических разновидностей. Породы, как уже отмечалось, сильно дислоцированы и метаморфизованы, разбиты почти вертикальными трещинами, выполненными кварцем, кальцитом и пиритом. Отмечается присутствие обуглившихся растительных остатков и многочисленных зеркал скопления. Углы падения пород – от 20° до 90°. Иногда в кровле, на контакте с вышележащими отложениями, присутствуют галька и брекчии. Образцы темно-серых плотных песчаников, отобранных в скв. 1-Чилгирской из интервалов глубин 1877...1878 м и 1944...1945 м, изучались в лаборатории физики пласта ВНИИНГП П.А. Карповым и Н.В. Соловьевой. По их заключению, это песчаники полевошпатово-кварцевые, с обломками кислых эффузивов (5-6 %), с редкими обломками кварцита и листочков мусковита. Первичный цемент (1,5 %) глинистый, вторичный – серицитовый, изредка – карбонатный. Породы значительно преобразованы, уплотнены; полевые шпаты частично или полностью серицитизированы, большое количество серицита в глинистом цементе, местами наблюдается окварцевание. По степени вторичного преобразования породы скв. 1 Чилгирской напоминают аналогичные по составу песчаники зоны тощих углей Горловского района Донбасса (Украина) и антрацитовых углей Шахтинского района Ростовской области. О высокой степени катагенетического преобразования пород свидетельствуют большая плотность (2,87...2,92 г/см³) и низкая пористость (Kп=0,86...1,23 %) песчаников. Возраст пород фундамента определяется как верхне-среднекаменноугольный и, возможно, на ряде участков как нижнепермский или пермо-карбонный.

Каменноугольные отложения, вскрытые на КК многими скважинами, где они слагают фундамент породам эпигерцинской платформы, *интереса в смысле нефтегазоносности практически не представляют*. При опробовании пород этого возраста на Вишневской, Ики-Бурульской, Промысловской и многих других площадях получены либо очень слабые притоки минерализованных пластовых вод, либо совсем не получено никаких притоков. В скв. 1 Вишневской площади в толще пород палеозойского фундамента опробовано 5 горизонтов, представленных крепкими песчаниками и

алевролитами; из 3-х интервалов притоков вовсе не получено, а из 2-х получены незначительные притоки слабоминерализованных пластовых вод с дебитами от 0,8 до 2 м³/сут. Подобные результаты опробования каменноугольных отложений получены и на остальных площадях кряжа Карпинского Первичные гранулярные коллекторы в этой толще отсутствуют, так как песчаники превратились в кварциты или близкие к ним плотные разновидности. Все органические остатки углефицированы до антрацитовых стадий. Отсутствие источников палеозойских углеводородов делает отложения фундамента бесперспективными для поисков в них сингенетичных залежей нефти и газа, т.е. залежей, образовавшихся из УВ этих отложений и аккумулируемых в них (Летавин, 2003).

При всех прогнозируемых оценках автор отнесл эти терригенные породы карбона на кряже Карпинского к бесперспективным, а в западной его части – к ряду с невыясненными перспективами [9;15;29].

6.2.5. Перспективы нефтегазонасности пород карбона в юго-западной части Прикаспийской впадины

В Прикаспийской впадине в пределах Волго-Донского региона каменноугольные отложения присутствуют в подсолевом этаже осадочного чехла. Подсолевой этаж сложен толщей карбонатно-терригенных пород палеозойского возраста, основными из которых являются каменноугольные. Породы карбона в подсолевом этаже вскрыты на Астраханском своде на площадях Долгожданной, Заволжской, Ширяевской, Астраханской, Южно-Астраханской и др. Они характеризуются карбонатным типом пород, составляя вместе с прогнозируемыми образованиями верхнего девона единую карбонатную толщу. Верхняя часть карбонатной толщи вскрыта рядом скважин (скв 2 Долгожданной, скв. 7 Астраханской, скв. 23 Заволжской и др.) Они представлены известняками темно-серыми до черных, разнородными, органогенными, детритусовыми с обломками брахиопод, кораллов, обрывками водорослей и других органических остатков, сцементированных тонкокристаллическим карбонатом кальция. Породы разбиты системой трещин, заполненных битуминозным веществом и кальцитом. Местами известняки имеют открытые поры и каверны диаметром до 2..5 мм; часто встречаются вертикальные макротрещины шириной до 5..30 мм. Полости таких макротрещин выполнены зеленовато-серой массой, в которую заключены обломки вмещающих известняков. Макротрещины обуславливают фильтрацию УВ в пластах коллекторов, кроме того они способствуют образованию вторичной пористости выщелачивания и кавернозности. В породе отмечаются стилолитовые швы, пропитанные темно-коричневым битумом. Каверновые разности известняков чаще всего встречаются в верхней части продуктивной толщи. Отдельные каверны размером до 2 см развиты обычно вдоль зияющих трещин (скв. 5 Астраханская, инт. 4128..4136м). На Долгожданной площади отмечаются сплои ангидритов. Пористость известняков 3,0..6,5%, проницаемость 0,1..0,2x10⁻¹⁵ м² (Капустин и др., 1986). Нефтегазонасность карбонатных пород верхневизейско-серпучовского возраста установлена в скв. 3 на Заволжской площади.

При испытании скв. 3 Заволжской в инт 4260..4304 м из известняков нижнекаменноугольного возраста получен приток газа с конденсатом дебитом около 20 т.с.м³/сут. при работе скважины на 14,5 мм штуцере. В газе содержится (в % по объему): метана – 76,1; этана – 5,6; пропана – 2,56; бутана – 2,83; пентана – 5,6; гексана – 0,10; азота – 0,30, двуокиси углерода – 12,0; сероводорода – 5,67.

При испытании известняков этого же возраста в скв. 1 Астраханской (инт 4366..4398 м, 4580..4590 м и 4630..4670 м) получены притоки пластовой воды дебитом 7..10 м³/сут. с пленкой нефти. Плотность нефти – 0,810 г/см³. Нефть характеризуется групповым составом (в % по объему): асфальтены – 0,16; метанфтеновые УВ – 20,8; ароматические УВ – 21,8; бензольные смолы – 14,3; спиртобензольные смолы – 14,2. Фракционный состав: при 100° С отгоняется 14,5 %, при 150° С – 36,5 %, при 200° С – 54 %, при 250° С – 70 %, при 300° С – 78 %. Эти данные

свидетельствуют о том, что нефть обогащена окисленными смолами и что значительная роль в ней принадлежит тяжелым фракциям. Пластовые воды нижнекаменноугольных отложений характеризуются гидрокарбонатно-натриевым типом. Их дебиты в отдельных случаях достигают $150 \text{ м}^3/\text{сут}$, плотность $1,059 \dots 1,0685 \text{ г/см}^3$, газонасыщенность $1750 \text{ см}^3/\text{дм}^3$ Растворенный в воде газ содержит УВ – 20.25 %, CO_2 – 33...40 %, H_2S – от 32 до 48 %.

Получение промышленных притоков газа на Заволжской площади из нижнекаменноугольных отложений, наличие притоков пластовых вод с обильной пленкой нефти на Астраханской площади, высокая газонасыщенность пластовых вод указывают на высокую перспективность нижнекаменноугольных пород в нефтегазоносном отношении. Вскрытая мощность отложений нижнего карбона в юго-западной части Прикаспийской впадины составляет ~ 500 м

На размытой поверхности нижнекаменноугольных известняков развиты породы башкирского яруса среднего карбона Разрез среднего карбона представлен известняками темно-серыми, биоморфно-детритусовыми и биохемогенными, разнокристаллическими, сильно перекристаллизованными Известняки обогащены органическими остатками, представленными фораминиферами, створками остракод и другими обломками, имеющими округлую и угловато-окатанную форму. В породе имеются стилолитовые швы и трещины, заполненные глинисто-битуминозным веществом и кальцитом Известняки доломитизированные, крепкие, слабо пористые, трещиноватые Известняки характеризуются как гранулярной, так и трещинной пористостью. Трещинная пористость пород, по данным Н.И. Воронина (1983; 1999), достигает 1,4 %, а проницаемость колеблется от $0,01 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ до $42 \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

Хотя отложения башкирского яруса залегают с разрывом на известняках алексинского горизонта визейского яруса нижнего карбона, но, вследствие однообразия литологического состава, проведение границы между ними весьма затруднительно

В отложениях нижнебашкирского подъяруса на Астраханском своде выявлено уникальное по запасам УВ Астраханское серогазоконденсатное месторождение. Газ содержится в известняках, которые характеризуются величинами открытой пористости от 1 до 18 % (при утверждении запасов УВ по Астраханскому ГКМ принята величина открытой пористости 6,8 . 10,6 %).

Глубина залегания серогазоконденсатной залежи 3880. 4100 м Состав газа Астраханского СГКМ (в % по объему) следующий: метана – 51,31; этана – 2,5; пропана – 0,88; бутана – 0,57; азота – 2,2; двуокиси углерода – 18,7; сероводорода – 24,4, газ содержит соединения органической серы (меркаптаны) – 460 мг/м^3 . Дебиты газа по данным опробования колеблются от 23,5 до $1023,5 \text{ тыс м}^3/\text{сут}$, толщина продуктивной пачки до 230 м, эффективная толщина – до 100 м, глубина залегания серогазоконденсатной залежи 3880 4100 м Месторождение характеризуется аномально высоким пластовым давлением 62 МПа (коэффициент аномальности 1,55)

Мощность отложений башкирского яруса изменяется от 135 м (скв 3 Заволжская) до 281 м (скв 2 Долгожданная), что связано с влиянием эрозионных процессов, получивших широкое развитие на рубеже позднего карбона и ранней перми Покрышкой продуктивного комплекса служит нижнепермская кремнисто-глинисто-карбонатная толща и соленосные породы кунгурского возраста, ее толщина составляет 50 . 300 м, а в южном направлении возрастает до 2,5 2,8 км – в районе Смушковской площади

Открытие в нижнебашкирских карбонатных коллекторах среднего карбона уникального Астраханского СГКМ свидетельствует о весьма высоких перспективах нефтегазоносности в подсоловых отложениях среднего карбона на всей территории юго-западной части Прикаспийской впадины

Ввиду блокового строения Астраханского свода, нефтегазоносность коллекторов среднего карбона может быть установленной в изолированных блоках, независимо от их гипсометрического расположения

В Волго-Донском регионе в пределах Прикаспийской впадины верхнекаменно-угольные отложения вскрыты в крайней юго-западной ее части в скв 1 Степновской, 371 и 373 Сарпинских, 1 и 4 Сухотинских и др. Разрез верхнего карбона на этом участке Прикаспийской впадины сложен преимущественно аргиллитами с прослоями алевролитов, песчаников и (реже) известняков. Алевролиты и песчаники серые и темно-серые, прерывистослоистые, кварцевые, разномеристые, с обугленным растительным детритом, с плохо окатанными зернами; цемент преимущественно глинистый, базальный. Известняки серые и темно-серые, состоящие из разных обломков органических остатков (брахиопод, губок, кораллов и др.). Мощность редко встречающихся в разрезе известняков не превышает 15..20 м Подобный разрез верхнего карбона отмечается в более западных районах региона (в разрезе Тормосинской опорной скважины). Их нефтегазоносность на рассматриваемой территории пока не установлена, тем не менее отложения верхнего карбона в юго-западной части Прикаспийской впадины следует считать перспективными В пределах Волго-Донского региона их промышленная газоносность установлена в известняках на Скосырском месторождении в Ростовской области (междувдвиговая зона) и в известняково-доломитовой пачке на месторождениях Вишняковском, Нижне-Иловлинском и Щербавском в Волгоградской области.

6.3. Перспективы нефтегазоносности пород перми

Породы перми в пределах рассматриваемого региона имеют широкое развитие и представлены двумя отделами.

Они повсеместно распространены на юго-восточном слоне Воронежской антеклизы (ЮВСВА), в Прикаспийской впадине и в северной части Каракульско-Смушковой зоны дислокаций. Кроме того их присутствие установлено на валу Карпинского, где они протягиваются узкой полосой от Джанайской опорной скважины в направлении к Озек-Суату В работах автора [10; 11; 26; 28] содержится подробное описание пород перми и их нефтегазоносности В юго-западной части Прикаспия в состав пермского нефтегазонасного комплекса входят карбонатно-терригенные отложения ассельско-нижнеартинского возраста и лагуно-морские сульфатно-галогеенные образования кунгурского яруса. Коллекторами в основном являются карбонатные породы нижнеартинского подъяруса, сакмарского и ассельского ярусов, а также (реже) песчаники сакмарско-артинских и кунгурских отложений. Региональной покрывкой пермского НГК служит галогенная толща кунгурского яруса. Открытая пористость этих коллекторов в среднем составляет 8,7%, проницаемость $8,0+10,2 \times 10^{-15} \text{ м}^2$. Коллекторы ассельского яруса сложены преимущественно органогенно-обломочными, биогермными, водорослевыми известняками В разрезе преобладают коллекторы каверно-порового и трещинно-кавернозного типов, которые чередуются с непроницаемыми разностями пород В пределах Карасальской моноклиналы признаки нефтегазоносности подсолевых нижнепермских отложений отмечены в скв. 2, 3 и 4 Восточно-Шарнугских, 2 Карасальской, 1 Листинской и др. Хотя месторождений Н и Г промышленного значения на этом поисковом объекте пока не выявлено, убедительные предпосылки для этого имеются. В скв. 1 Листинской при опробовании инт. 2410..2453 м приток газа составил 61,25 тыс м³/сут В составе газа преобладает азот (66,52+86,71%); содержание метана – 10,74+21,62% В скв 2 Карасальской (инт. 3615..3651 м) получен приток высокоминерализованной пластовой воды дебитом (в условиях испытания) 5000 м³/сут. с нефтью (до 15 м³/сут.). Нефть характеризуется плотностью 0,814..0,853 г/см³; содержание асфальтенов в нефти 0,13..0,75%, серы – 0,42..0,64%, смол – от 0 до 3,2%, кокса – 1,1..2,1%, золы – 0,06..0,09%. Пластовые воды нижнепермских отложений характеризуются хлор-кальциевым типом. Их дебиты в основном колеблются от 1 до 60 м³/сут., плотность – 1,12..1,18 г/см³, состав растворенных газов – преимущественно УВ

На Астраханском своде из сульфатно-карбонатной пачки перми в скв 1 Пионерской (инт. 3840..3863 м и 3890..3896 м) получен приток нефти; в скв 1 Воложковской

(инт 3833 .3874 м) – имел место приток горячего газа, имеющего УВ состав Нефть легкая, ее плотность 0,8579 г/см³, маслянистая, малосмолистая, содержит всего 0,4 % серы. На северном борту Каракульско-Смушковой зоны дислокаций на Алексеевской площади (скв 5 Каракульская, инт 1723...1745 м) при опробовании скважины ИП в процессе бурения покровных ангидритов кунгурского яруса получен приток газа. При кратковременном фонтанировании скважины в течении 5 минут дебит на 9 мм штуцере составил около 100-150 тыс м³/сут.; газ характеризуется УВ составом. При повторном испытании скважины в колонне получен слабый приток газа. В скв 2 Наримановской при опробовании известняков и доломитов артинского яруса (инт. 2153...2187 м) – дебит газа на штуцере Ø 10 мм составил около 100 тыс. м³/сут.; состав газа УВ.

В Калмыкии в прибортовой зоне Прикаспийской впадины выявлено Южно-Плодовитенское нефтяное месторождение. Оно содержится в карбонатных коллекторах артинско-ассельского возраста нижней перми. Залежь Н промышленного значения залегает на глубине 4450 м.

В пределах юго-восточного погружения Воронежской антеклизы залежи газа промышленного значения выявлены на Вишняковской, Нижне-Иловлинской, Щербаковской и др поисковых площадях Волгоградского Поволжья. Залежи газа приурочены к известняково-доломитовой пачке казанского яруса. Коллекторы, вмещающие эти газовые залежи, очень неоднородны; их пористость и проницаемость на коротких расстояниях резко меняется. Покрышкой служит мощная (до 100 м) толща пестроцветных глин татарского яруса верхней перми. На Южно-Уметовском ГН месторождении Г залежь подсолевого сульфатно-карбонатного комплекса приурочена к доломитам с пористостью 8-12% и относится к массивному типу. Этаж газоносности 100 м, газ сухой, преимущественно метановый.

Основные перспективы нефтегазоносности пермских отложений, по мнению автора [10; 18; 27], следует связывать с подсолевыми нижнепермскими карбонатными коллекторами в пределах Карасальской моноклинали и Астраханского свода, где их нефтегазоносность уже установлена. Перспективны также коллекторы этого возраста на юго-восточном склоне Воронежской антеклизы (Прибортовая зона Волгоградского Поволжья), а также (в меньшей степени) в пределах распространения солянокупольных структур. Малоперспективны коллекторы пород перми в междвиговой и принадвиговой зонах в Ростовской области.

7. Перспективы нефтегазоносности мезозойских отложений

Мезозойские отложения на территории Волго-Донского региона представлены триасовыми, юрскими и меловыми отложениями, промышленная нефтегазоносность которых установлена на многих поисковых площадях.

7.1. Перспективы нефтегазоносности пермтриасовых и триасовых отложений

Нерасчлененная континентальная толща песчано-глинистых пород предположительно пермо-триасового возраста вскрыта рядом скважин в юго-восточной части ВК (скв 3 Каспийская, скв.2, 4, 5 Краснокамышанские); на Промысловском и Олейниковском поднятиях – в центральной части вала Карпинского – в скважинах 5, 13, 65, где они сохранились в глубоких эрозионных впадинах рельефа фундамента. Их мощности колеблются от 16...63 м до 230...357 м, а глубины залегания от 2418 м до 2870 м. Эти отложения также вскрывались на юге Астраханской области (Замьяновская, Подневская, Новогеоргиевская и другие поисковые площади). На ВК отложения пермо-триаса представлены равномерно переслаивающимися песчаниками, алевролитами и глинами буровато-красных и зеленовато-голубоватых оттенков. На юге Волгоградской области аналогичные отложения вскрыты на Сарпинско-Тингутинской и Ушаковской площадях. По своему типу – это осадки обширных мелких озер или отшнуровавших-

ся и значительно опресненных морских заливов. Мощность их вскрытия колеблется от 66 м до 1460 м. Вероятно, они распространены в пределах всей бортовой зоны Прикаспийской впадины, а также в ее центральной части. Перспективы нефтегазоносности пермо-триаса на рассматриваемой территории автор оценивает невысоко [9; 11; 24].

Отложения триаса на рассматриваемой территории развиты в Прикаспийской впадине, на ЮВСВА, в зоне сочленения Русской и Предкавказской платформ, в пределах Маньчских прогибов, на Сальском валу. В юго-западной части Прикаспийской впадины в триасовом нефтегазоносном комплексе выделяется 4 подкомплекса: 2 – в нижнем триасе (ветлужский терригенный и баскунчакский терригенно-карбонатный) и 2 – в среднем триасе (анизийский карбонатный и ладинский терригенный). Промышленные залежи газа в нижнем триасе выявлены на Бугринском, Шаджинском, Северо-Шаджинском, Совхозном, Пустынном, Чапаевском, Касаткинском и других соляных куполах.

Ветлужский (индский) продуктивный подкомплекс имеет широкое распространение, отсутствует лишь на сводах отдельных куполов. Коллекторами для Г залежей являются песчаники и алевролиты, а иногда и гравелиты; залегают продуктивные пласты в кровельной части песчаниковой толщи, а покрывкой для них является нижняя глинистая пачка баскунчакской серии. Песчаники преимущественно кварцевые и кварцево-полевошпатовые, в основном разномзернистые. Их открытая пористость в среднем 1,3 ..15%, но на отдельных месторождениях ее величина достигает 30%; проницаемость $95+137 \times 10^{-15} \text{ м}^2$, но иногда она составляет 4,6 Д ($4,6 \times 10^{-12} \text{ м}^2$). Карбонатность пород не превышает 10%, а содержание пелитовой фракции достигает 35%. Дебиты газа в основном высокие, иногда их величины превышают 1 млн и более $\text{м}^3/\text{сут.}$ (схв. 2 Шаджинская, инт. 2679. 2682 м, дебит газа на 14,4 мм штуцере 1,66 млн. $\text{м}^3/\text{сут.}$). Для большинства залежей характерны коэффициенты аномальности 1,12+1,15

Баскунчакский (оленьковский) продуктивный подкомплекс имеет более широкое распространение, чем ветлужский. Он состоит из трех пачек: нижней и верхней терригенных и средней – терригенно-карбонатной. В подошве средней пачки выделяется песчаный пласт толщиной до 20 м, с которым связана газоносность нескольких месторождений. Это песчаники кварцевые, мелкозернистые, их открытая пористость достигает 18%, проницаемость $120+140 \times 10^{-15} \text{ м}^2$. Дебиты газа – высокие. Покрывкой служат плотные известняки.

Нефтегазоносность подкомплекса установлена на Шаджинской, Бугринской, Чапаевской, Пустынной, Совхозной, Воропаевской и других площадях. Залежи пластовые, сводовые, стратиграфически и тектонически экранированные. На отдельных месторождениях вместе с газом имели место незначительные притоки нефти. Газ характеризуется УВ составом, с низким содержанием азота и двуокиси углерода.

Среднетриасовый карбонатный подкомплекс (анизийский ярус) развит в пределах Сарпинского мегапрогиба и на Карасальской моноклинали. Для залежей этого подкомплекса коллекторами являются трещиноватые и кавернозные известняки; их открытая пористость изменяется от 1 % до 24 %, толщина отдельных продуктивных пластов составляет 28 ..40 м в пределах Сарпинского мегапрогиба и 30 ..40 м – на Карасальской моноклинали. Покрывкой служат глины с прослоями песчаников, алевролитов, мергелей и известняков. Залежи газа в коллекторах среднего триаса (анизийский ярус) выявлены на Северо-Шаджинском, Касаткинском и Бугринском месторождениях. На Н месторождении Майли-Харанском, расположенном на южном склоне вала Карпинского, при испытании аргиллитно-песчаной толщи анизийского яруса получен приток газа.

Среднетриасовый терригенный подкомплекс (ладинский ярус) сложен глинами с тонкими прослоями песчаников, алевролитов и мергелей. Коллекторами являются песчаные и алевролитовые пропластки, в нижней части разреза встречаются гравелиты. Пористость песчаников колеблется в пределах от 3 % до 17 %, алевролитов –

от 13 до 16 %, проницаемость для продуктивной части разреза составляет около $80 \times 10^{-15} \text{ м}^2$. Продуктивность коллекторов подкомплекса установлена на Касаткинском месторождении, где при испытании скв 3 Касаткинской из интервалов 2170–2185 м и 2264–2271 м получены притоки газа с конденсатом (дебит газа 180 тыс $\text{м}^3/\text{сут}$), а из интервала 2212–2222 м – приток газа с нефтью (дебит газа составил 26 тыс $\text{м}^3/\text{сут}$). В газе метана – 90,72%, азота – 5,97%, диоксида углерода – 0,23%, плотность газа (по воздуху) – 0,61, а нефти – 0,8350 $\text{г}/\text{см}^3$.

С участием автора доклада проектировались и осуществлялись поисковые работы на Бугринском, Полынном и других соляных куполах, результатом которых явилось выявление Г залежей в отложениях триаса [18]. Анализ проведенных в начальный период работ на соляных куполах показал, что поисковый процесс на этих объектах связан с большими трудностями из-за их блокового строения, многочисленных тектонических нарушений, небольших размеров залежей и др. Вслед за открытием в триасе газовых залежей на Бугринском куполе автором рекомендовалось [18, 20, 27] первоочередными объектами для поисковых работ считать Полынскую, Отраденскую, Совхозную, Шаджинскую, Царынскую солянокупольные структуры, на большинстве из которых были впоследствии выявлены залежи Г, а на некоторых – и нефти.

Таким образом, в Сарпинском прогибе создан новый газодобывающий район, в котором основной газоносный комплекс составляют продуктивные пласты триаса Восточно-Маньчский (Кумо-Маньчский) прогиб, сочленяющийся с южным ВК по сложной построенной зоне глубинных разломов [24], вслед за Сарпинским прогибом Прикаспийской впадины, является в регионе вторым по перспективности триасовых отложений нефтегазоносным поисковым объектом. В Кумо-Маньчском прогибе в разрезе триаса установлено широкое развитие терригенно-карбонатных отложений, толщина которых по материалам геофизических исследований на отдельных площадях превышает 2000 м. Глубина залегания в прогибе поверхности фундамента 5000–5500 м, а в западной части – 3000–3800 м. В скв 1 Закумской, расположенной в 12 км к югу от Комсомольского Н месторождения, вскрытая мощность пород триаса составляет 310 м (интервал вскрытия 3320–3630 м). Вскрытый разрез триаса представлен аргиллитами, песчаниками, алевролитами и известняками. Из песчаного пласта, залегающего в скв 1 Закумской в интервале 3530–3540 м, получен при опробовании приток нефти дебитом около 1 т/сут. По данным КМПВ в прогибе в районе этой скважины мощность осадков триаса достигает 2000 м, а ширина самого ложа прогиба (в палеозое) приблизительно 20 км.

Северный борт прогиба осложнен узкой Комсомольско-Артезианской зоной (ступенью) поднятий, среди которых Комсомольское, Озерное, Светлоярское и др.

Южный борт Кумо-Маньчского прогиба осложнен Надеждинской ступенью, к которой приурочены поднятия Платоновское, Братское, Байджановское и др. К югу от южного борта Кумо-Маньчского прогиба выделяется крупное Прикумское поднятие (Прикумская зона поднятий), известное еще как Прикумо-Тюленевский вал. Прикумское поднятие протягивается (по фундаменту) почти до побережья Каспия. На большинстве поисковых площадей рассматриваемой территории верхняя часть нефтекумской свиты представлена массивными, перекристаллизованными, трещиноватыми, химически чистыми известняками. На южном борту Кумо-Маньчского прогиба и в пределах Прикумской зоны поднятий мощность этой толщи 500–800 м.

Особенностью Прикумского поднятия является его блоковое строение. В пределах отдельных приподнятых блоков мощность триаса значительно сокращается вследствие его размыва в предпоздне триасовое время. На этой территории в последние годы XX века открыто в коллекторах триаса 55 залежей УВ. Наибольшее распространение получили залежи Н сводового типа в массивных резервуарах нефтекумской свиты (верхняя пермь + нижний триас) на месторождениях Восточное (западный купол), Юбилейное, Солончаковое, Кумухское; в сводах древних поднятий (Южно-Таловское, Южно-Буйнакское); расположенные в присводовых и крыльевых

зонах древних поднятий (Зимняя Ставка, Восточное, Пушкарское), расположенные в погруженных зонах древних синклиналий (Центральная, Юбилейная, Солончковая); приуроченные к биогенным выступам (Русский Хутор Северный, Байджановская) Всего в кавернозно-трещиноватых коллекторах карбонатно-терригенных отложений нефтекумской свиты на рассматриваемой территории выявлено 34 залежи нефти.

В среднем триасе (в основном в свитах кизлярской и плавненской) на этой территории открыто 17 Н и НГ залежей в резервуарах, главным образом, сводового пластового типа (Сухокумское, Солончковое, Южно-Буйнакское и др.). Менее распространены залежи литологического, литолого-стратиграфического, тектонически экранированного и рифогенного типов (Восточно-Сухокумское, Западно-Такбулатское, Величаевское и др.).

Наиболее характерны для отложений этого возраста залежи УВ в ловушках сводового типа.

Широкое развитие дизъюнктивных нарушений в доюрском комплексе рассматриваемой территории позволяет считать возможным обнаружение залежей подобного типа в тех районах, где установлены крупные региональные разломы с многочисленными зонами дробления. Это, в первую очередь, прибортовые участки Восточно-Маньчского прогиба. В прогибе первоочередными объектами поисковых работ, по мнению автора, следует считать выявленные поднятия Закумское, Рыбачье, Шахметское, Бирюзакское, Южно-Бирюзакское, Восточно-Бирюзакское, Майли-Харанское, Барьерное и др. [24]. На некоторых из названных поднятий уже обнаружены залежи УВ в коллекторах юры или триаса, но они остались недоразведанными. Ранее автором (Бобух и др., 1993) выполнено подробное обоснование целесообразности поисков залежей УВ в коллекторах триаса на перечисленных объектах, а также на Маньчской площади в Маньч-Гудилловском прогибе и на поисковых площадях Сальского вала.

7.2. Юра и ее нефтегазоносность

Юрские отложения в регионе распространены в центральной и восточной частях вала Карпинского, в Кумо-Маньчском прогибе, в Прикаспийской впадине и в южных районах Волгоградского Поволжья.

Граница распространения отложений юры на ВК проходит примерно по близмеридиональной линии г.Элиста – с. Арзгир (через поисковые площадки Гагаринская – Вишневская – Вознесенская, южнее – отклоняясь до Ульяновской). Западнее они отсутствуют, и породы мелового возраста залегают непосредственно на палеозойских, а в Кумо-Маньчском прогибе и в Прикаспии – на породах триаса.

В стратиграфически наиболее полных разрезах в составе юрской системы обособлено выделены автором все три ее отдела [2; 3]. Нижний и средний отделы представлены, главным образом, терригенными разностями пород, верхний – терригенно-карбонатными. Максимальная мощность юрских отложений (800...1000 м) приурочена к сводовой части ВК; в Кумо-Маньчском прогибе и в районе Ики-Бурульского месторождения она достигает 700...740 м. В пределах северного склона вала (Михайловская площадь) мощность юры 350 м, а еще севернее – постепенно сокращается вплоть до 150...200 м на Астраханском своде. В прибортовой зоне Прикаспийской впадины мощности отложений юры колеблются на севере всего от 60 до 170 м (по данным Сарпинско-Тингутинской площади и Ушаковской свавины) и на юге (Долан-Алдынская площадь) составляют 180...190 м. Полнота юрского разреза на различных участках в регионе неодинакова. Нижнеюрские отложения развиты только в осевой зоне ВК, в Кумо-Маньчском прогибе и в Ики-Бурульском районе южного склона ВК. Отложения ааленского яруса средней юры развиты несколько шире, а байосс присутствует повсеместно в поле распространения отложений юры [2]. Максимальные мощности верхней юры отмечаются в центральной части Бузгинского блока (Гашунская площадь), а также в районе Артезианской опорной скважины. По литологическим осо-

бенностям и тектоническим условиям накопления осадков в разрезе юры автор выделил (Бобух, 1968) пять отличных друг от друга комплексов осадков:

- 1) *нижнеюрский* – преимущественно глинистый;
- 2) *среднеюрский* – песчано-алевролитовый;
- 3) *среднеюрский* – песчано-глинистый;
- 4) *среднеюрский* – глинисто-песчанистый;
- 5) *верхнеюрский* – терригенно-карбонатный.

Эти комплексы отвечают отдельным этапам развития региона в юрский период и отделяются друг от друга поверхностями региональных несогласий или же резким изменением литологического состава пород. Сопоставление выделенных комплексов с отдельными частями разреза юры Северо-Восточного Кавказа и Русской платформы, их характерная фауна указывают на место, которые они занимают в ряду местных стратиграфических подразделений [2; 3].

1 *Нижнеюрский преимущественно глинистый комплекс* континентальных и прибрежно-морских отложений представлен толщей темно-серых углистых, алевролитистых аргиллитов с прослоями алевролитов и песчаников; местами аргиллиты приобретают буроватую окраску. Породы комплекса развиты в узкой полосе сводовой части ВК, охватывая площади Промысловскую, Межевую, Олейниковскую, Тенгутинскую. Кроме того, породы этого комплекса установлены в Кумо-Манычском и Маныч-Гудилловском прогибах. Залежей УВ в коллекторах комплекса не выявлено. Его возраст, по исследованиям М. М. Мацкевича, И. Г. Сазоновой, И. Н. Соколовой определен, как тоарский. Автор также возраст комплекса принимает тоарским, относя его к *олейниковской свите юры* (по предложенной автором местной схеме стратификации). Границы комплекса выделяются четко: нижняя – по контакту с метаморфизованными породами фундамента, а верхняя – по размытой поверхности пород комплекса. Максимальные толщины комплекса на своде 170–265 м (Олейниковская площадь), а в прогибах – около 1000 м.

2 *Среднеюрский – песчано-алевролитовый комплекс* мелководных морских и континентальных отложений, представленных в основном песчаниками и алевролитами, залегают на размытой поверхности пород нижней юры, а на большей части территории региона – на дислоцированных породах карбона.

Отложения комплекса присутствуют на ВК, в разрезах юры Восточного Предкавказья и южных районов Русской платформы. По литологическим особенностям пород комплекс отчетливо подразделяется на две части. В нижней присутствуют отложения, содержащие наибольшее количество грубообломочного материала, обугленной древесины и углей. Верхняя часть отличается распространением более тонкозернистых, хорошо отсортированных осадков и присутствием прослоев карбонатных пород с фауной. Песчаники комплекса в основном кварцевые и полимиктовые, мелко и тонкозернистые, иногда разнозернистые. Детальное послыонное описание пород комплекса содержится в диссертации автора на соискание уч. степени к. г. м. н. (Бобух, 1968), а также в публикациях [2; 3]. Автор выделил в комплексе и детально описал пять пачек преимущественно песчаников, отличающихся составом, отсортированностью, карбонатностью, глинизацией, объемом глинистых прослоев [2; 3]. Возраст пород комплекса определен как *ааленский*. Автор, считая возраст комплекса ааленским, отнес его к *промысловской свите юры* [3]. В коллекторах этого комплекса выявлены нефтяные и нефтегазовые залежи промышленного значения на месторождениях, расположенных на южном склоне ВК (Северо-Комсомольское, Калининское и др.) и в Кумо-Манычском прогибе (Шахметское, Манычское, Таша, Чулуга, Майли-Харанское и другие).

3 *Среднеюрский – песчано-глинистый комплекс* представлен большей частью глинами и аргиллитами с подчиненным количеством песчано-алевролитовых и карбонатных пород. С подстилающими породами комплекс имеет резко выраженную литологическую границу. В регионе в разрезах юры в этом комплексе чаще всего выделяются три пачки. Нижняя пачка (1) представлена темно-серыми аргиллитоподобными

глинами с редкими прослоями алевролитов, известняков и мергелей. Средняя пачка (II) представлена чередованием песчано-алевролитовых и глинистых пород с редкими пропластками известняков и мергелей. Верхняя пачка сложена темно-серыми глинами с отдельными пластами песчаников и алевролитов. Возраст пород этого комплекса устанавливается как аален+байосский. Автор выделяет породы этого комплекса как *джанайская свита*. Максимальная толщина пород джанайской свиты 200 м (скв. 4 Промысловская, скв. 1 Каспийская). В коллекторах этого комплекса выявлены нефтяные залежи на Каспийском, Комсомольском нефтяном месторождении на южном склоне ВК, на Бешкульском (Астраханский свод), на Верблюжем (Прикаспийская впадина) и Г – на Юстинском.

4 *Среднеюрский – глинисто-песчаный комплекс* сложен типично морскими отложениями. На подстилающих породах этот комплекс залегает с большим перерывом и повсюду имеет в основании базальную пачку (I) песчаников и алевролитов с глинами и мергелями. Над базальной пачкой выделяются еще три. Нижняя пачка (II) сложена темно-серыми, иногда карбонатными глинами с прослоями известняков и мергелей; средняя (III) – глинистыми, часто карбонатными песчаниками и алевролитами с подчиненным количеством глин, известняков, мергелей и сидеритов и верхняя (IV) – преимущественно глинами, в нижней части карбонатными. Мощности трех нижних пачек в этих районах выдерживаются в пределах 30-50 м. Верхняя пачка достигает 100 м и более. В восточной части ВК отложения комплекса сильно размыты, особенно на его центральном участке. На таких площадях, как Промысловская, в разрезе присутствуют только самые нижние его горизонты, а на большей части Олейниковской площади и в районе Тенгутинского поднятия эти отложения полностью размыты. Возраст рассматриваемого комплекса определен как верхнебайосский+батский. Автор выделяет породы этого комплекса как *артезианская свита юры*.

5 *Верхнеюрский – терригенно-карбонатный комплекс* отложений отчетливо выделяется только в восточных районах ВК. В его составе преобладают светлые кварцевые, карбонатные, обычно хорошо отсортированные песчаники, занимающие нижнюю, большую часть разреза (пачка I). Иногда карбонатные песчаники в верхней части замещаются песчанстыми известняками. Верхняя часть комплекса (пачка II) представлена чередованием песчаников, известняков и глин. В разрезе опорной скв. 1 Артезиан мощность пород верхней юры в рассматриваемом регионе максимальная, она составляет 160 м. В ее составе выделяются келловейский и оксфордский ярусы, которые сложены в основном песчаниками, известняками и доломитами. Соискатель ранее неоднократно прогнозировал (Бобух, 1968), [9; 12] возможность установления промышленной нефтегазоносности верхнеюрских отложений. В настоящее время в терригенных коллекторах верхней юры на южном склоне ВК на месторождениях Восточно-Камышанском и Курганном выявлены Н залежи, которые разрабатываются.

В итоге комплексного изучения юрских отложений в пределах Волго-Донского региона автором дана более полная по сравнению с имевшимися ранее палеонтологическая и литолого-минералогическая характеристика юрских отложений региона, определен объем выделенных стратиграфических подразделений, уточнены границы распространения каждого из них (Бобух, 1968), [1; 2; 3; 12; 16; 17]. Предложена единая стратиграфическая схема [3] юры для территории ВК; уточнена граница между ааленом и байосом, установлено отсутствие отложений батского яруса почти на всей территории ВК. Отмечены спорные вопросы в стратиграфической схеме юры, требующие дальнейшей разработки. Изучены и описаны литологические особенности юрских отложений в пределах Промысловско-Олейниковской зоны поднятий, на Артезианской и Ики-Бурульской площадях южного склона ВК, в Кумо-Манычском прогибе (Закумская, Плавненская и другие площади) и на Астраханском своде (Бешкульская, Кирикилинская площади). Описаны основные черты истории геологического развития в юрском периоде. Установлено, что участками максимального, устойчивого прогибания в юрском периоде были Промысловско-Олейниковская зона, Кумо-Манычский прогиб и район Ики-Бурульского

месторождения. Эти участки приурочены к узким, грабенообразным палеопрогибам в породах складчатого основания. Отмечены особенности развития крупных палеоподнятий: Каспийского, Камышанского и Кекеусунского.

Результаты детального изучения нефтегазоносности юрских отложений в регионе позволили автору определить их перспективность. *Высокоперспективными, по заключению соискателя, следует считать коллектора средней и верхней юры на южном склоне вала Карпинского (на площадях Краснокамышанско-Каспийской ступени, Комсомольско-Артезианской зоны поднятий), в восточной части Кумо-Манычского прогиба, на надсолевых поднятиях Астраханского свода*

7.3. Нефтегазоносность отложений меловой системы

Отложения меловой системы широко распространены в пределах описываемой территории и представлены двумя отделами: нижним и верхним

7.3.1. Нефтегазоносность нижнемеловых отложений

Коллекторы нижнего мела являются основным объектом, из которого в регионе производится максимальная добыча нефти и газа

Отложения нижнего отдела меловой системы вскрыты многочисленными скважинами и отсутствуют только в пределах ДСС, ЮСВА, на большей части СВ, на некоторых приподнятых участках РС и западной части ВК. На рассматриваемой территории они подстилаются докембрийскими, каменноугольными, триасовыми, байосскими, иногда батскими породами, а в восточных районах региона (левобережье Волги) – нижне- и верхнедевонскими образованиями

Отложения валанжинского яруса нигде не выявлены и, по-видимому, отсутствуют

Отложения готеривского яруса выделяются в определенной степени условно и имеют ограниченное распространение. Готерив установлен лишь на некоторых площадях юго-восточной части ВК, на участках наиболее интенсивного прогибания в нижнемеловую эпоху (Промысловская, Михайловская площади), где он представлен 60 – метровой пачкой светло-коричневых крупнозернистых, неплотных песчаников со значительным содержанием глауконита

Отложения барремского яруса развиты только в восточных районах рассматриваемого региона, хотя и имеют более широкое, по сравнению с готеривскими отложениями, распространение. Положение границ барремского яруса обосновано палеонтологически на Промысловской, Олейниковской, Каспийской, Улан-Хольской площадях (а также в Астраханском Поволжье) и достаточно четко фиксируется по литологическим и геофизическим данным. Верхняя граница проводится по подошве регионально развитого базального песчаника нижнего апта; нижняя граница менее отчетлива, особенно на участках развития готеривских и оксфорд-келловейских отложений. На рассматриваемой территории для барремских отложений характерна литологическая изменчивость. В восточных районах региона они представлены чередованием серых и темно-серых, неслоистых, плотных, аргиллитоподобных глин и серых с зеленоватым оттенком кварцево-глауконитовых песчаников и алевролитов. Песчаники и алевролиты, как правило, линзовидные, наблюдаются постепенные переходы одной разности в другую. Чаще всего отложения баррема объединяются с нижезалегающими нижнемеловыми осадками готерива, где они присутствуют, и выделяются как *неокомские*. В регионе выдержанные пластовые резервуары в неокоме отсутствуют. На Каспийской, Улан-Хольской и Ермолинской площадях в основании неокома отмечается базальный песчано-алевролитовый горизонт с хорошими коллекторскими свойствами толщиной порядка 10 м, перекрытый пачкой глин мощностью около 20 м

На площадях сводовой части ВК (Промысловско-Цубукская зона поднятий) мощность неокома изменяется от 21 до 93 м, а на поднятиях Астраханского свода (Разночиновское, Кирикилинское, Красноярское), мощность неокома колеблется в пределах 35 – 92 м.

Своеобразные отложения, частично относимые к неокому, вскрыты в 3 пунктах на юге Ростовской области. Так, на Канеловском поднятии, осложняющем южный склон РС, скв. 2, 3, 4 и 5 на глубинах 1293...1374 м и 2005 м вскрыта толща субконтинентального и вулканогенно-континентального облика мощностью 29...73 м (скв. 2, 4 и 5) и в прибреговой погруженной зоне – до 548 м (скв. 3). Нижняя часть толщи сложенная бледно-зелеными туфитовыми гравелитами, серыми кварцевыми песчаниками и темно-серыми, перемятыми глинами. В песчаниках и глинах наблюдаются обуглившиеся растительные остатки. Верхняя часть толщи представлена светло-серыми, почти белыми песчаниками с прослоями каолинизированных глин, также содержащих обуглившиеся растительные остатки.

По мнению краснодарских геологов, возраст этой переходной от пород фундамента к нормальным осадочным образованиям толщи находится в диапазоне от средней юры (нижняя часть) до нижнего мела (апт). Такое мнение косвенно подтверждается споро-пыльцевыми определениями И.Н. Соколовой в разрезе скв. 5, согласно которым верхняя часть толщи датируется как *баррем*, а по многочисленным скважинам, пробуренным в Западно-Маньчскому прогибе (скв. 55, 58, 68, 75, 14 и др.), эта же часть разреза относится к *баррему* – *апту*.

На Шкуринско-Мечетинском поднятии в пределах ЦС тремя скважинами вскрыта толща юрского-неокомского возраста. Представлена она в нижней (предположительно юрской) части светлыми (желтоватыми) алевролитами плотными, глинистыми, известковистыми, и в верхней части (неокомской) – серыми известковистыми алевролитами с обуглившимися растительными остатками. Глубина залегания толщи 2059...2155 м, мощность ее 63...106 м. Возраст толщи определен условно по сопоставлению ее с близлежащими разрезами площадей Краснодарского края. На Красно-Полянском поднятии южного погружения СВ в нижней части нижнемелового разреза вскрыта пестроцветная континентальная глинисто-алевролитово-сидеритовая толща, несогласно залегающая на палеозойском фундаменте. Образование ее связывается с переотложением выветрелых пород карбона в нижнемеловое (апт-неокомское) время. Мощность толщи колеблется от 9 до 31 м.

На южном склоне ВК в базальных песчано-алевролитовых коллекторах неокома выявлено 10 залежей УВ промышленного значения: на Улан-Хольском месторождении 2-ГК и 2-НГК; на Екатериновском – одна – НГК; на Ермолинском – одна ГК; на Эркетинском – две залежи ГН и одна ГН – на Курганном, одна Н – на Надеждинском. Все выявленные ГК, НГК и Н залежи в неокоме являются мелкими. По сложности геологического строения продуктивных пластов – относятся к II группе с изменчивыми коллекторскими свойствами, литологическими замещениями, тектоническими экранированиями. Так, залежи на Улан-Хольском месторождении по условиям залегания являются сводовыми, пластовыми, тектонически экранированными (ПСТЭ). Они располагаются в обособленных блоках структуры Толщины продуктивных пластов 6...8 м, их открытая пористость 5...20%, проницаемость составляет $87...265 \times 10^{-15} \text{ м}^2$. Глубины залегания залежей 2150...2190 м. Дебиты газа при разработке месторождений 40...104 тыс. м³/сут., дебиты нефти (или конденсата) – 6...10 т/сут. Автор неоднократно прогнозировал [5; 9; 24], (Бобух и др., 1993) возможность открытия новых залежей УВ как на уже выявленных месторождениях (Северо-Камышанском, Черноземельском, Краснокамышанском), так и на новых поисковых площадях (Худжуртской, Северо-Комсомольской). Обращалось внимание на необходимость проведения дополнительных разведочных работ на площади Каспийского месторождения, где ранее из неокома в скв. 30 получен приток пластовой воды перенасыщенной растворенным газом, содержащим, кроме метана, большое количество тяжелых УВ. Особый интерес, по мнению соискателя, представляют поиски литологических залежей в неокоме и юре на площадях, расположенных южнее Краснокамышанско-Каспийской зоны [5].

Отложения аптского яруса на рассматриваемой территории распространены почти повсеместно. Они повсюду трансгрессивно залегают на подстилающих образо-

ваниях от неокомских – в юго-восточной части ВК до верхне- и среднеюрских – в северо-западной части вала В основании их лежит базальный слой грубообломочных пород (Артезианская опорная скважина, скв 4 Разночиновская). Это песчано-алевролитовый пласт с включениями галек, прослеживающийся с юго-востока к северо-западу до Бугзинской площади. Западнее Бугзинской площади нижняя граница апта устанавливается также четко: она фиксируется по стратиграфическому и литологическому контактам глин апта с песчаниками юры или с породами палеозоя (иногда с породами триаса) Верхняя граница апта везде проводится по подошве мощной песчаной толщи низов альба Стратиграфическая полнота аптского разреза неодинакова Наиболее полные разрезы развиты в юго-восточной части южного склона вала, где на ряде поднятий палеонтологически обосновано выделение нижне- и верхнеаптского подъярусов (поднятия Каспийское, Ермолинское, Красно-Камышанское) и где аптский разрез характеризуется сравнительно небольшими колебаниями мощностей и постоянством литологического состава даже маломощных пластов и пачек В Астраханском Поволжье аптские отложения развиты только в объеме нижнеаптского подъяруса.

Нижнеаптский подъярус выделяется фаунистически обосновано как в Астраханском Поволжье (Замьяновское, Поддневское и другие поднятия), так и в пределах ВК (Промысловское, Олейниковское, Межевое, Каспийское, Ермолинское, Краснокамышанское, Меклетинское поднятия, Артезианская и Джанайская опорные скважины) по находкам характерных нижнеаптских аммонитов, а также комплексов пелиципод и фораминифер Литологически нижнеаптский подъярус в регионе представлен в нижней части песчаниками и алевролитами с прослоями глин и в верхней – глинами алевритистыми и тонкоотмучеными с прослоями алевролитов Песчаники серые, светло- и зеленовато-серые, кварцевые и кварцево-глауконитовые, мелко- и среднезернистые. Мощность пород нижнего апта на Астраханском своде составляет 40–62 м, в пределах ВК и в зоне бортовой ступени (Долан-Алдынское поднятие) – 90 м.

Верхнеаптский подъярус развит только в сводовой части ВК и в его юго-восточной части южного склона, где присутствие верхнего апта обосновано фаунистически Верхняя граница подъяруса устанавливается по кровле песчаника с тонкими глинистыми прослоями, в которых обнаружена богатейшая ассоциация фораминифер уже среднего альба. Представлен верхнеаптский подъярус двумя пачками – нижней, песчано-алевролитовой, четко контактирующей с глинами нижнего апта, и верхней, алевролитово-глинистой. Характеристика песчаников, алевролитов и глин аналогична нижнеаптской. Сопоставление разрезов аптских отложений в пределах рассматриваемого региона позволило соискателю [5;9;10;18] проследить в них два выдержанных алевролитово-песчаных пласта, обладающих высокими коллекторскими свойствами. Нижний, залегающий в основании нижнеаптского подъяруса, имеет региональное распространение (от Прикумской НГО до Волгоградской Поволжья) и выделяется в Прикумской НГО как VIII продуктивный (нефтеносный) горизонт. К нему приурочены почти все основные залежи в апте на южном склоне ВК. Этот пласт прогнозировался автором в качестве одного из наиболее перспективных природных резервуаров юга описываемого региона [5]. Второй пласт залегаёт в основании верхнеаптского подъяруса и соответственно развит только в юго-восточных районах. Он соответствует VI горизонту Прикумской НГО, но малая мощность над ним глинистой покрывки в пределах восточной части ВК и отсутствие промышленных залежей значительно снижает перспективы этого второго природного резервуара.

Выявлено более 30 залежей УВ в коллекторах апта на месторождениях в регионе, большинство из них на южном склоне ВК являются Н. Они характеризуются сложным строением, их характеристика приведена в таблице 2

Альбский ярус Альбские отложения распространены повсеместно в Астраханской области и Калмыкии, на территории Ростовской области к югу от Донецкого бассейна (в пределах РС, северного борта Азово-Кубанского прогиба, ТМП и СВ). На всей территории, за исключением юга Ростовской области, где альбские отложения представ-

Таблица 2

Краткая характеристика нижнемеловых залежей УВ основных месторождений Волго-Донского региона

№№ п/п	Месторождение	Возраст продуктивных пластов (индекс)	Кол-во залежей (блоков)	Флюид	Тип залежи	Литология коллектора	Глубина кровли продуктивного пласта, м	Открытая пористость, %	Проницаемость, л · 10 ⁻¹⁵ м ²	Начальное пластовое давление, МПа	Начальный дебит нефти в т/сут, газа в тыс м ³ /сут (в скобках в штуцера в мм)
1	Июи-Бурульское	К ₁ а ¹	1	Г	ПС	П	420	28,0	886	3,4	6,1 (3)
		К ₁ ар	1	Г	ПС	П	650	27,0	315	6,1	22,12 (5)
2	Двойное	К ₁ ар	2	Н	ПСТЭ	П	2300	19,1	14,0	24,2	18 (6)
		К ₁ ар ²	1	ГК	ПС	П	2012	20,2	112	21,3	37 86 (8)
3	Эркетинское	К ₁ ар ¹	2 (в разных блоках)	НГК	ПСТЭ	П	2092 2099	18 23	89	22,0	65 (8)
		К ₁ пк	2 (в разных блоках)	НГК	ПСТЭ	П	2120 2157	15 18	≤ 140	23,0	Г 145 (8)
4	Дорожное	К ₁ ар ¹	1	Н	ПС	П	2047	19,2	≤ 125	23,4	8 14 (6)
5	Солянковое	К ₁ ар ¹	1	Н	ПС	П	2312	19,0	17,5	24,2	17,4 (8)
6	Черноземельское	К ₁ ар ¹	1	ГК	ПС	П	2130	20,5	450	23,4	180,4 (10)
7	Комсомольское	К ₁ ар ¹	1	Н	ПС	П	2610	20,0	35,0	27,2	11,7 (6)
8	Северо-Камышанское	К ₁ ар	1	Н	ПСТЭ	П	2220	18,0	102	23,1	30 (8)
9	Восточно-Камышанское	К ₁ а ¹	1	ГК	ПСТЭ	П	2005	23,0	195 705	21,5	10 20 (6)
		К ₁ ар ¹	1	ГК	ПС	П	2195	17,0	60 705	23,4	118 220 (7)
10	Улан-Хольское	К ₁ ар	2	ГК	ПСТЭ	П	2142 2160	6 20	198	23,3	117 (8)
		К ₁ пк	4	ГК НГК	ПСТЭ	П	2148 2170	5 22	87 265	23,8 24,1	40 (4) 57,6 (6)
11	Промысловское	К ₁ а ¹	8 залежей в разных 5-ти блоках	Г	ПСТЭ	П	752 772	23 32	200 2100	9,5	≤ 130 (6,8)
12	Межевое	К ₁ а ¹	3 залежи в 3-х разных блоках	Г	ПСТЭ	П	875 890	26	230	9,9	105 (8,10)
13	Олейниковское	К ₁ а ¹	8 залежей в 2-х блоках	НГ	ПСТЭ	П	910 980	27	≤ 2850	10 10,6	Г 115 (10) Н В 10 (10)
		К ₁ а ¹	3 залежи в 2-х блоках	Г	ПСТЭ	П	890 920	до 32	≤ 1260	9,1 9,9	≤ 80 110 (8,10)
14	Тенгутское	К ₁ а ¹	2 залежи в разных блоках (I и III)	Г	ПСТЭ	П	1010 1036	26	300 360	10,7	80 (10)
		К ₁ а ¹	1 залежь во II блоке	НГ	ПСТЭ	П	1042	26	300	11,1	Н 10 19 (10) Г 15 18 (10)
		К ₁ а ¹	2 (в IV и V блоках)	Н	ПСТЭ	П	1129 1131	26	320	12,2	Н 5 10 (6)
15	Цубукское	К ₁ а ¹	1	Г	ПСТЭ	П	950	26	300	10,1	104,9 (9)

15

№№ п/п	Месторождение	Возраст продуктивных пластов (ин- декс)	Кол-во залежей (бло- ков)	Флюид	Тип залежи	Литология коллектора	Глубина кровли продуктивного пласта, м	Открытая порис- тость, %	Проницаемость п-10 ^{15,15,2}	Начальное пластовое давление, МПа	Начальный дебит нефти в т/сут., газа в тыс.м ³ /сут (в скобках в штуцера в мм)
16	Краснокамышанское	K _{1ар}	1	НГК	ПСТЭ	П	2248	15 17	660	23,1	211 (10)
		K _{1ар}	2 на разных куполах	ГК	ПСТЭ	П	2225 2248	15 17	553	23,1	120 180 (10)
17	Майли-Харанское	K _{1ар}	1	Н	ПС	П	2780	17	34 73	28,1	12 17 (6)
18	Каспийское	K _{1ар}	1	Н	ПСТЭ	П	1870	5 22	120	19,6	± 75 (6,8)
19	Нарын-Худукское	K _{1ар}	1	Н	ПСТЭ	П	2260	18	518	23 9	Г 60 (8)
20	Надеждинское	K _{1ар}	1	Н	ПС	П	2231	19 231	178	23 5	Н 42 (6)
21	Курганное	K _{1ар}	2	ГН	ПС	П	2005 2010	17 22,5	165	21,0	Г 95 (8) Н 10 12 (8)
		K _{1нк}	1	ГН	ПС	П	2040	19,2	2137	21,2	Г 75 (10)
22	Ермалинское	K _{1ар}	2 в разных куполах структуры	ГК	ПС	П	2160	16 17	3 175	24,2	Г 117 (8)
		K _{1ар}	--/--	НГК	ПС	П	2215 2230	16	85	23,6	Н 51,4 (5)
		K _{1нк}	1	ГК	ПС	П	2220	17	135	24,2	40 (4)
23	Азовское	K _{1ал}	4 (в разных куполовид- ных поднятиях)	Г	ПС	П	375 390	31 35	19 118	3,8	8 37 (8,1)
24	Халганское	K _{1ал}	2 (в разных блоках соляного купола)	Г	ПСТЭ	П, ГЛ	1174 1226	25,1	24 251 226 819	13,4	48 6 (5,7) 270 (15,8)
				Г	--/--	--/--					

1) Флюиды Н – нефтяные залежи; Г – газовые, НГ – нефтегазовые, НГК – нефтегазоконденсатные

2) Типы залежей: ПС – пластовые, сводовые; ПСТЭ – пластовые, сводовые тектонич. экранированные, ПСЛЭ – пластовые, сводовые литол. экранированные

3) Тип коллектора: П – песчанистый, ГЛ – глинистый

лены в основном только нижнеальбским подъярусом, они развиты в объеме трех подъярусов – нижнего, среднего и верхнего. В Калмыкии и Астраханской области породы альба залегают трансгрессивно на ниже- и верхнеаптских отложениях; на юге Ростовской области они располагаются на каменноугольных и докембрийских породах фундамента, участками – на триасовых и юрско-неокомских отложениях.

Верхняя граница альба четко определяется по смене черных алевритистых глин от карбонатных пород верхнего мела; исключение составляют лишь места контакта альба с терригенным сеноманом, когда установление этой границы затруднительно. Нижняя граница не столь отчетлива, особенно при залегании альбских отложений на аптских, но в большинстве разрезов также устанавливается сравнительно легко.

Мощность альбского яруса колеблется от 594 м в юго-восточной сводовой части ВК до 0–80 м – в пределах СВ и РС.

Нижнеальбский подъярус. Породы нижнеальбского подъяруса наиболее детально изучены на площадях ВК к востоку от меридиана, проходящего через Бузгинское поднятие, где они вскрыты многочисленными разведочными скважинами.

В своде ВК (Западно-Цубукское – Промысловское поднятия) нижнеальбский подъярус представлен хорошо выдержанной мощной (до 190 м) толщей слабо уплотненных серых, темно-серых и зеленовато-серых песчаников и песков, мелкозернистых, кварцевых и глауконито-кварцевых с тонкими прослоями (до 1–1,5 м) крепких известковистых песчаников. Эта песчаная толща рассматривается как единый природный резервуар. Теми же осадками слагается нижний альб на южном и северном склонах вала, за исключением самой восточной (Каспийское поднятие) части южного склона, где в толще песчаников появляются подчиненные прослои глин, расчленяющие толщу на ряд самостоятельных резервуаров. Этот последний тип разреза с еще более увеличивающейся ролью глин в верхней части наблюдается в Астраханском Поволжье, где на Поддневском, Краснояровском, Кирикилинском, Разночюновском и Замьяновском поднятиях в разрезе нижнего альба уже выделяются нижняя (алевролитово-песчаная) и верхняя, глинисто-алевролитовая, пачки. В этих районах в подошве толщи подъяруса фиксируется грубозернистый песчаник с включениями гравия и гальки, свидетельствующий о трансгрессивном залегании пород нижнего альба на нижеаптских отложениях.

К западу от меридиана, проходящего через Бузгинское поднятие, на Ики-Бурульском – Яшкульском поднятиях в подошве и средней части толщи нижнего альба снова появляются пачки глин и алевролитов, а еще северо-западнее, на Манычском, Ульдючинском и Белоглинском поднятиях нерасчлененный альбский ярус представлен глинисто-алевролитовой толщей мощностью от 177 до 374 м с преобладанием глин в подошве и кровле. Верхняя граница подъяруса к востоку от Бузгинского поднятия отчетливо проводится по контакту песчаников нижнего альба с глинами среднего альба.

Мощность нижнего альба в Астраханском Поволжье изменяется от 78 до 124 м, на Ики-Бурульском – от 86 до 151 м и на Вознесенском – Гагаринском – от 27 до 112 м. Кровельная часть нижнеальбской песчаной толщи в юго-восточной сводовой части ВК нефтегазонасыщена и является здесь основным продуктивным горизонтом (Промысловское, Межевое, Цубукское Г, Олейниковское Г, Тенгутинское НГ месторождения).

На юге Ростовской области альбские отложения вскрыты разведочными скважинами (в том числе опорной Песчанокопской) на Шкуринско-Мечетинском, Канеловском, Лопанском и других поднятиях, в пределах СВ и многочисленными структурными скважинами на склонах РС (Александровское, Азовское, Мечетинское, Синявское поднятия) и в ТМП. На Шкуринско-Мечетинском поднятии это серые плотные песчаные глины с прослоями алевролитов и песчаников, залегающие на неокомских (аптских?) светлых песчаниках и алевролитах. На севере СВ в скважинах 2 и 3 Сальского профиля вскрыты известковистые алевролиты с прослоями глин, глины содержат обуглившиеся растительные остатки. Эти осадки трансгрессивно залегают на

отложениях нижнего триаса (скв 2) и на каменноугольных (скв 3). На южном погружении СВ (Красно-Полянская поднятие) над пестроцветной глинисто-алевролитово-сидеритовой пачкой неоккома залегают темно-серые до черных пиритизированные глины мощностью от 28 м (скв. Р-3) до 46 м (скв. Р-1 и Р-2). Эти глины сопоставляются с аналогичной нижнемеловой глинистой 26-метровой пачкой, вскрытой в находящейся южнее Песчанокопской опорной скважине. В последней глины залегают на каменноугольном фундаменте и содержат альбскую фауну. На Канеловском поднятии (южный склон РС) альбские осадки лежат на субконтинентальной переходной толще юрско-неокомского возраста и в своде поднятия – на выветрелых порфирах фундамента (скв Р-1). Это темно-серые неизвестковистые глины с прослоями зеленовато-серых алевролитов в кровле мощностью от 34 до 68 м. Севернее и восточнее Канеловского поднятия, в центральной части РС и на его восточном погружении (Азовское, Александровское, Мечетинское поднятия), альбские отложения представлены в нижней части рыхлыми песчаниками и алевролитами мощностью 60–80 м и в верхней части – глинами мощностью 5–20 м. На Азовской площади (в пределах 4-х мелких куполовидных поднятий) отложения альба являются газоносными. Здесь выявлено Азовское Г месторождение (Бобух и др., 1980). На северном склоне РС (Синявское, Самбекское, Миусское поднятия), а также на северном борту ТМП (Касеновское поднятие, скв. Р-1 и Р-2, скв. 68 Персиановская; скв 55 и др.) альбские отложения сложены карцево-глауконитовыми алевролитами и разнозернистыми глинистыми песчаниками (с постепенным переходом одной разности в другую). На Синявском поднятии в основании пачки алевролиты переходят в песчаники, содержащие гальки размером от 0,5 до 7 см. Мощности альба здесь колеблются от 7–10 м на Синявском поднятии до 19 (скв 69) – 60 м (скв. Р-1 Касеновская) в ТМП.

В нефтегазоносном отношении здесь представляют интерес альбские отложения на южном склоне и восточном погружении РС, содержащие песчано-алевролитовые коллекторы и глинистые покрышки над ними. На северном склоне вала и в ТМП при наличии в альбе коллекторов – отсутствуют глинистые покрышки, а в пределах СВ альбские отложения выражены преимущественно глинистыми фациями.

Среднеальбский подъярус Отложения среднеальбского подъяруса широко развиты на территории Астраханской области и Калмыкии и вскрыты многочисленными скважинами. Фаунистически они очень бедны и охарактеризованы только на Промысловском и Каспийском поднятиях. На Астраханском своде разрез сложен глинами темно-серыми, почти-черными, слюдистыми, с мелкими включениями пирита и тонким углефицированным растительным детритусом. Мощность пород подъяруса на площадях Астраханского свода постоянна – 50–60 м. К западу от поисковых площадей Астраханского свода в глинах среднего и верхнего альба появляются отдельные песчано-алевролитовые прослои. Количество и мощность песчаных прослоев увеличиваются в западном направлении, одновременно улучшаются их коллекторские свойства. В разрезах Бузгинской, Ики-Бурульской, Гагаринской, Вознесенской и других западных структур ВК породы среднего альба опесчаниваются и вместе с песчаными породами нижнего альба слагают единую песчано-алевролитовую толщу. В этих разрезах граница между нижним и средним альбом проводится с трудом.

Верхнюю границу подъяруса, учитывая общую тенденцию его пород к опесчаниванию, целесообразно проводить не по подошве верхнеальбского репера, а по кровле, включая последний в средний альб. Верхний альб в этом случае выделяется только в объеме глинистой части. Однако в некоторых разрезах определить верхнюю границу среднего альба не представляется возможным, вследствие чего он чаще всего объединяется с верхним альбом (Каспийское, Меклетинское, Манычское, Ульдючинское поднятия и др.)

Мощность пород подъяруса на Астраханских поднятиях колеблется в довольно широких пределах. от 62 м – на Красноярском поднятии до 122 м – на Замьяновском, и в пределах ВК от 70 м – в своде вала (Промысловское – Цубужское поднятия)

до 32 м – на поднятиях Бузгинского блока (Ики-Бурульское и др.) Резкие колебания мощностей происходят в основном за счет неравномерного размыва отложений верхнего альба.

Мощность пород альбского яруса в целом распределяется следующим образом. Максимальная мощность (500...600 м) наблюдается на юго-востоке сводовой части вала Второй зоной большой мощности (310...430 м) является юго-восточная часть южного склона вала. Значительная их мощность (320...380 м) установлена на Ики-Бурульском – Яшукульском поднятиях Бузгинского блока.

Автором неоднократно рекомендовалось [5;9;14] особое внимание в процессе разведки уделять методике вскрытия и послыному изучению продуктивных горизонтов, какими являются нижнемеловые, учитывая имеющиеся случаи несоответствия структурных планов юрских, нижнемеловых и верхнемеловых отложений в Волго-Донском регионе. Кроме того, при проведении поисковых работ следует учитывать особенности строения продуктивной нижнемеловой толщи на южном склоне вала Карпинского, заключающиеся в резкой литологической изменчивости коллекторов. Это приводит к резкому ухудшению их проницаемости, повышению содержания связанной воды. Последнее не позволяет по ГИС однозначно определять характер насыщения коллекторов.

Несмотря на продолжительный период изучения отложений нижнего мела, как объекта промышленной нефтегазоносности в регионе, поиски залежей УВ в его коллекторах продолжают отставаться и в настоящее время одним из основных направлений поисковых работ.

7.3.2 Нефтегазоносность верхнемеловых отложений

Верхнемеловые отложения широко распространены почти на всей описываемой территории. Отсутствуют они лишь на отдельных участках центральной части РС, на ДСС, в западной сводовой части ВК (Гагаринское, Яшукульское поднятия) и в своде Бузгинского поднятия центральной части ВК. На рассматриваемой территории верхнемеловой разрез представлен всеми ярусами – от сеноманского до датского, однако полнота разреза на различных участках неодинакова. Так, из разреза выпадают сеноманские отложения в Астраханском Поволжье, на севере Ростовской области и на отдельных участках Ростовского выступа (Позднеевское поднятие). Значительно размыты маастрихтские отложения в Астраханском Поволжье. На большинстве структур ВК маастрихт представлен лишь нижним подъярусом. На всей территории практически отсутствуют отложения датского яруса, имеющие небольшие мощности лишь на северном и южном склонах ВК и на отдельных поднятиях Астраханского Поволжья. Осадки верхнего мела обычно с четко выраженным несогласием ложатся на нижнемеловые, а в северной части Ростовской области – на триасовые, пермские и нижне-, средне- и верхнекаменноугольные отложения.

Литологически породы верхнего мела почти полностью и всюду являются карбонатными мергельно-известняковыми и лишь небольшую часть разреза (сеноман, верхний сантон, а в западной части южного склона ВК и кампан – маастрихт) составляют терригенные породы – песчаники, пески, алевролиты и глины, в различной степени известковистые.

Максимальные мощности отложений верхнего мела отмечаются на юге Ростовской области, в ТМП: по данным скв 37, 48 и 49 они составляют 787, 814 м. Вторая зона большой их мощности здесь приурочивается к Белоглинскому и Манычскому поднятиям южного склона ВК – 737 м и 619, 789 м соответственно. Значительная мощность верхнемеловых пород наблюдается также на склонах Ростовского выступа (Канеловское поднятие – 303, 558 м, Александровское – 429, 461 м, Мечетинское – 458, 544 м, Позднеевское – 595, 642 м), на северном борту Азово-Кубанского прогиба (Шкуринско-Мечетинское поднятие, 503...567 м) и на площадях СВ (Красно-Полянское поднятие – 520...623 м). К своду Ростовского выступа толщина пород

верхнего мела закономерно уменьшается до полного выклинивания; на Синаевском присводовом поднятии северного РС она составляет 240-275 м. На севере Ростовской области мощность их увеличивается с севера на юг от 90 м – в районе г. Богучары и ст. Казанской до 150...180 м – в бассейне рек Нагольной и Гилюи и 195 м – у восточной границы области, к востоку от меридионального течения р. Чир.

В пределах ВК (за исключением рассмотренной западной части склона) мощность этих отложений изменяется следующим образом. Наибольшее ее значение (490 м) фиксируется на западе южного склона вала (Ульдючинское поднятие), откуда она резко уменьшается к юго – востоку до 180 м – на Ики-Бурульском поднятии и до 100 м – на Ачинерском и Меклетинском поднятиях. Далее к юго-востоку их мощность снова возрастает до 325 м на Каспийском поднятии. В юго-восточной сводовой части вала на поднятиях Межевом-Западно-Цубукском она составляет в среднем 190 м, за исключением наиболее гипсометрически погруженного Тенгутинского поднятия, где она достигает 280 м. В северо-западной сводовой части вала толщина верхнемеловых пород сильно сокращается до 50-60 м; на Гагаринском и Яшкульском поднятиях, а также в своде Бузгинской структуры данные отложения отсутствуют. На Михайловском поднятии северного склона вала мощность верхнемеловых отложений составляет 240-260 м. На Даван-Алдынском поднятии мощность отложений верхнего мела 90 м, а на Сарпинско-Тенгутинском поднятии (на юге Волгоградской области) – 300..400 м.

Верхнемеловые отложения в пределах развития солянокупольных структур распространены повсеместно, за исключением отдельных высокоподнятых соляных гряд и куполов. Они вскрыты на Владимирском, Бугринском, Шаджинском и многих других соляных куполах, но из-за значительного размыва разрезы верхнемеловых пород не везде полные. На Владимирском куполе карбонатные верхнемеловые отложения вскрыты на глубине 470 м и имеют мощность 90 м, на Шаджинском куполе их толщина 235 м, а на Долгожданной площади – около 160 м, на Заволжской – 135...145 м.

В Волго-Донском регионе в общей оценке перспектив нефтегазоносности верхнемеловые осадки, по сравнению с нижнемеловыми, юрскими и каменноугольными, играют второстепенную роль. Исходя из этого, в докладе автором приводится их общая характеристика, без расчленения на ярусы и подъярусы и без подробного описания. Детальная поярусная литологическая и фаунистическая характеристика верхнемеловых отложений содержится в монографии [11], в публикации [9] и в тематических работах (Бобух и др., 1980, 1981; 1983; 1987).

Соискатель, используя данные о промышленной нефтегазоносности верхнемеловых отложений на Грасковейском, Величаевском и Мирненском месторождениях Восточного Предкавказья, прогнозировал возможность выявления залежей нефти и газа в отложениях верхнего мела [9] на поисковых площадях Волго-Донского региона. При этом нами обосновывалась возможность получения промышленных притоков нефти и газа из отдельных пластов внутри верхнемеловых отложений, характеризующихся повышенной трещиноватостью, связанной помимо тектонических факторов и с внутривулканическими разрывами. Прогнозы и разработанные автором рекомендации о необходимости опробования коллекторов верхнего мела во вскрываемых разрезах во многом оправдались. В изучаемом регионе выявлено уже около 15 Г залежей промышленного значения. В сводовой части ВК промышленная газоносность верхнемеловых отложений установлена на Промысловском, Олейниковском и Тенгутинском месторождениях. На Промысловском месторождении промышленный приток газа получен в скв. 23 (инт. 422..428 м). На Олейниковском месторождении выявлено 2 Г залежи в 2-х разных блоках; промышленные притоки газа получены в скв. 16 (инт. 539..541 м), 48 (инт. 574..576 м), 123 (инт. 509..512 м) и 175 (инт. 571..577 м).

На Тенгутинском месторождении выявлено 2 Г залежи (в 2-х разных блоках на глубинах 512 и 530 м); промышленные притоки газа получены в скв.: 140 (инт. 499..506 м) и 141 (инт. 524..531 м). Коллекторами газа в пределах залежей Тенгутинского месторождения являются известняки маастрихтского яруса, а на Промыслов-

ском и Олейниковском месторождениях – Г залежи содержатся в известняках сантона Открытая пористость известняков сантона и маастрихта, содержащих Г залежи, изменяется от 13 % до 19 %, а проницаемость их $176...445 \times 10^{-15} \text{ м}^2$; начальные пластовые давления в залежах колеблются в пределах от 5,4 МПа до 7,1 МПа, а начальные дебиты газа изменялись от 25...37,6 тыс $\text{м}^3/\text{сут.}$ (на 4,7...8,0 мм штуцерах) до $\leq 50 \text{ тыс. м}^3/\text{сут.}$

Все Г залежи в маастрихтских и сантонских известняках относятся к типу ПСТЭ. Их генезис автор объясняет возможными перетоками газа из нижнемеловых залежей по многочисленным тектоническим нарушениям. На это указывает и сходный хим. состав газов верхне- и нижнемеловых залежей.

Три Г залежи промышленного значения в верхнем мелу выявлены на Азовском Г месторождении, расположенном в центральной части РС. Одна залежь содержится в глинисто-песчанистых мергелях и глинистых известняках сеномана; одна – в светлых песчанистых известняках турон-нижнесантонского возраста и третья залежь приурочена к алевролитам сильно глинистым, слабо известковистым верхнего сантона.

Все три залежи в верхнем мелу на Азовском месторождении относятся к структурно-литологическому типу. Коллекторы, вмещающие Г залежи сеномана и верхнего сантона, характеризуются изменчивой открытой пористостью (от 8 % до 11 %, а иногда и ниже) и низкой проницаемостью (изменяется в основном от 1,44 до $12,2 \times 10^{-15} \text{ м}^2$); известняки турон-нижнесантонского возраста являются хорошими коллекторами. Продуктивность скважин, дренирующих сеноманскую залежь, невысока (дебиты скважин в основном 7,9+18 тыс $\text{м}^3/\text{сут.}$ на 8+12 мм штуцерах); дебиты скважин при разработке турон-нижнесантонской залежи значительно выше (они составляли в основном 39+60 тыс $\text{м}^3/\text{сут.}$) Автор доклада принимал участие в разведке Азовского месторождения; под его руководством производилась обработка всех геолого-геофизических материалов по месторождению и составление отчета с подсчетом запасов газа Им было сделано сообщение на заседании ГКЗ СССР при утверждении запасов газа по Азовскому месторождению.

На Бирючем Г месторождении, расположенном на юго-восточном погружении РС, выявлено в нижнем сантоне 2 небольшие Г залежи и одна Г залежь – в известняках коньяк-туронского возраста Все 3 залежи хотя и мелкие, но имеют промышленное значение. Газосодержащими пластами являются глинистые известняки с низкими коллекторскими свойствами. Глинизация пластов происходит в северном направлении. Границы глинизации и размыва контролируют залежи. Ловушки газа относятся к структурно-литологическим. Дебиты газа составляют всего 1,9+3,5 тыс $\text{м}^3/\text{сут.}$ (на 4 мм штуцера). Глубина залегания залежей 420...470 м и 505...530 м.

Все верхнемеловые Г залежи, выявленные в регионе, относятся к категории мелких; скважины, дренирующие эти залежи, относятся к мало- и среднедебитным Газопроявления в верхнемеловых отложениях отмечались и на многих других площадях в Волго-Донском регионе: в скв. 5 Надеждинской (инт 1780...1790 м), в скв. 5 Профильной (инт. 1259...1267 м), в скв. 2 В.-Артезианской (инт 2214...2218 м), в скв. 1 Шарынгольской (инт. 1034...1035 м), в 10 Ики-Бурульской (инт. 398...400 м) При опробовании верхнемеловых отложений в скв. Замьяновской, Бешкульской, Ермолинской и других площадей получены притоки сильно разгазированных вод. В скв. 3 Разночиновской площади из инт. 575...579 м вместе с водой поступал газ УВ состава [11]. Многочисленные газопроявления вместе с пластовыми водами отмечались при испытаниях в скв. на площадях РС, Маньч-Гудиловог прогиба и южного склона ВК.

К изложенному следует добавить, что верхнемеловые коллекторы на склонах РС, на площадях Белоглинского вала, на восточном склоне СВ следует относить к перективным.

8. Перспективы нефтегазоносности коллекторов кайнозоя

8.1. Перспективы нефтегазоносности палеогеновых отложений

Отложения палеогеновой системы распространены на территории региона почти повсеместно. На ряде площадей в отложениях палеогена присутствуют палеоцен, эоцен и олигоцен. На некоторых участках региона в разрезах выделяются подотделы эоцена: нижний, средний и верхний, а в верхнем эоцене, в свою очередь, горизонты – керестинский, кумский и белоглинский. Осадки палеогена со стратиграфическим несогласием залегают на размытой поверхности верхнего мела и реже – на нижнемеловых: в присводовой части Ростовского выступа и в центральной части ВК (Гагаринская, Яшульская площади, свод Бузгинской складки). На отдельных площадях в регионе в основании палеоценового (иногда эоценового) комплекса прослеживается базальный слой конгломерата или крупнозернистого песчаника. Наиболее полные разрезы палеоценовых отложений известны в Прикаспии и на северном борту Азово-Кубанского прогиба, и отсутствуют они в юго-восточной сводовой части ВК, в центральной части Астраханского свода, на отдельных участках Ростовского выступа и на севере Ростовской области, включая Донбасс. Эоценовые отложения развиты более широко, но мощность их также резко колеблется. Отложения олигоценного возраста (в основном майкопские), наоборот, характеризуются большой мощностью на юго-востоке ВК (за исключением свода, где они отсутствуют) и имеют сокращенную мощность в западной части ВК. На севере Ростовской области они развиты лишь на отдельных участках.

Для палеогеновых отложений рассматриваемой территории в целом характерно изменение литологического состава от карбонатно-глинистых пород – на востоке до песчаных – на западе. Мощность пород палеогена изменяется от единиц и десятков метров до 1000 м и более. Так, на Цубукском, Межевом, Тенгутинском и Олейниковском поднятиях мощность их колеблется от 0 до 100 м. На южном склоне ВК она уменьшается от 1050..500 м на Каспийском – Красно-Камышанском поднятиях до 303...163 м на Ики-Бурульском (за счет сокращения толщи майкопа) и затем снова резко увеличивается (вследствие увеличения мощности палеоцена) до 642...1159 м на Манычском и Ульдючинском поднятиях. На юге Ростовской области мощность пород палеогена колеблется от 519..670 м на Канеловском и Позднеевском поднятиях до 858..1005 м на Шуруинско-Мечетинском и Красно-Полянском поднятиях, сокращаясь к своду Ростовского выступа до 200 м и менее; на Синявском поднятии (на северном склоне выступа) они составляют 156..210 м. На севере области мощность пород палеогена около 100 м. В Прикаспийской впадине, по данному бурению скв. 2 на соляном куполе Солёное Займище, вскрытая мощность палеогена более 1200 м.

В пределах ВК и на юге Ростовской области палеогеновые отложения развиты в объеме нижнего и верхнего палеоцена (эльбурганский горизонт и свита горячего ключа), эоцена, в составе нерасчлененных нижнего и среднего подотделов (каркесская свита) и верхнего подотдела (керестинский, кумский и белоглинский горизонты), и олигоцена, в составе хадумского горизонта, нижнего и среднего майкопа.

На севере Ростовской области палеоген представлен нижним, средним и верхним эоценом, соответствующим каневской, киевской и бучакской свитам, и олигоценом – в составе харьковской и полтавской свит.

Отложения палеоцена на территории ВК развиты на южном (Каспийское, Ермолинское, Ики-Бурульское и др. поднятия, Артезианская и Джанайская опорные скважины) и на северном (Михайловское, Яшульское поднятия) склонах, а также в северо-западной сводовой части (Гагаринское, Вишневое, Вознесенское, Буратинское и др. поднятия). На юго-востоке этой территории палеоценовые осадки выражены темно-серыми очень плотными неизвестковистыми глинами, которые в северо-западном направлении (Ики-Бурул) становятся песчанистыми с появлением в них

прослоев алевролитов и песчаников. Одновременно в этом же направлении увеличиваются и мощности. На Гагаринском и Вознесенском поднятиях и на северо-западном участке склона ВК (Ульдючинское и Манычское поднятия) палеоценовые отложения представлены мощной уже преимущественно песчаной толщей с пачками алевроитических и песчаных глин в подошве и в кровле. На Ики-Бурульском поднятии в кровле палеоценовых глин залегают пласт слабосцементированных алевролитов песчано-глинистых и глинистых, глауконитово-кварцевых, мощностью от 11 до 20 м; пласт промышленно газоносен в своде Ики-Бурульского поднятия (II продуктивный горизонт) и на Буратинском поднятии. На северном склоне ВК на Михайловском поднятии, нерасчлененные палеоцен-эоценовые отложения выражены глинами (в верхней половине разреза карбонатными) с песчаным прослоем в кровле и известняковым — в нижней части толщи.

Мощность пород палеоцена изменяется от 41...56 м — на юго-востоке, на Каспийском и Ермолинском поднятиях, до 73. 141 м — на Ики-Бурульском, Таук-Унгурском и Яшкульском поднятиях. Далее к западу мощность их резко возрастает до 500-732 м на Гагаринском — Вознесенском и 316...701 м — на Манычском и Ульдючинском поднятиях.

На юге Ростовской области палеоценовые осадки представлены песчаными образованиями. Это крупно- и мелкозернистые песчаники и алевролиты с прослоями глин (иногда опоковидных и известковистых) и мергелей (Канеловское поднятие). На широте г.Ростова-на-Дону они выражены глауконитовыми песками и рыхлыми песчаниками. Мощность пород палеоцена здесь составляет: на Красно-Полянском поднятии 222...364 м, на Шкуринско-Мечетинском 247...377 м, на Канеловском 134...451 м и на Позднеевском 190 м. К своду Ростовского выступа мощность пород уменьшается до полного их выклинивания.

Промышленная газоносность коллекторов палеоцена установлена на северном погружении РС (Обуховское м-е), на ВК (Ики-Бурульское, Буратинское м-я), в Сарпинском прогибе Прикаспийской впадины (Царыньское, Чапаевское и др. м-я). Г залежи в пределах названных месторождений содержатся в основном в коллекторах верхнепалеоценового возраста, выраженных глинистыми песчаниками и алевролитами серыми и зеленовато-серыми тонко- и мелкозернистыми. На Ики-Бурульском м-и алевролиты на 50...60 % состоят из кварца и на 10...15 % из глауконита, при этом преобладают зерна размером 0,03.. 0,08 мм; среднее значение открытой пористости 30 %, проницаемость колеблется от 1,7 до $49 \times 10^{-15} \text{ м}^2$. На Обуховском месторождении содержание глауконита в газосодержащих коллекторах верхнего палеоцена превышает 20 %, а их толщина изменяется от 1,2 м (скв. 720) до 17 м (скв 7). На Ики-Бурульском м-и продуктивный пласт, выраженный глинистыми алевролитами, перекрыт 26-метровой пачкой глин нижнеэоценового возраста, разделяющей I и II горизонты, и подстилается толщей палеоценовых глин мощностью 60...70 м. На Чапаевском месторождении в палеоцене Г залежь выявлена лишь в одном блоке. Газ, содержащийся в коллекторах палеоцена на месторождениях Волго-Донского региона, УВ, метана содержится 38,67...89,7 %, этана и тяжелых — до 3,17 %, двуокиси углерода — 0,23 % ...0,47 %. Характеристика Г залежей по основным месторождениям палеоцена приведена в таблице 3.

Эоценовые осадки в регионе имеют более широкое распространение по сравнению с палеоценовыми. На юго-востоке ВК они представлены: а) белыми плотными известняками с прослоями глин и мергелей нижнего и среднего эоцена, залегающими в своде вала трансгрессивно на размытой поверхности верхнего мела; б) светлосерыми и белыми известковистыми глинами и мергелями керестинского и кумского горизонтов, а также в) белыми с зеленоватым оттенком известняками белоглинского горизонта верхнего эоцена. Мощность пород эоцена на Промысловском поднятии достигает 65 м. На южном склоне вала (Каспийское, Ермолинское поднятия и др.) эоценовые отложения представлены мергельной толщей

Таблица 3

Краткая характеристика палеогеновых залежей УВ основных месторождений Волго-Донского региона

№№ п/п	Месторождение	Возраст продуктивных пластов (индекс)	Кол-во залежей (блоков)	Флюид	Тип залежи	Литология коллектора	Глубина кровли продуктивного пласта, м	Открытая пористость, %	Проницаемость, $\text{п} \cdot 10^{15} \text{м}^2$	Начальное пластовое давление, МПа	Начальный дебит нефти в т/сут, газа в тыс м ³ /сут (в скобках в штуцера в мм)
1	Синявское	P_2^{1+2-I}	1	Г	ПСЛЭ	П,АЛ	225 290	25 37	≤12	2,8	до 1,0 (6,8)
		P_2^{1+2-II}	1	Г	ПСЛЭ	П,АЛ	228 330	31	1 397	2,8	3,9 16,0 (6,10)
		$P_2^{1+2-III}$	1	Г	ПСЛЭ	П,АЛ	260 265	31	16,5	2,8	5,15 (8)
		P_2^{1+2-IV}	1	Г	ПСЛЭ	П,АЛ	265	31	15 27	2,8	3,5 (8)
2	Ростовское	$P_2^{1+2-I+II}$	2	Г	ПСЛЭ	П	262	28	0,61 11,28	2,16	0,4 1,3 (4)
		P_2^{1+2-II}	1	Г	ПС	АЛ,ГЛ	298	27	2,79 273	2,45	1,3 3,0 (8,1)
3	Тузовское	P_2^{1+2-I}	7 залежей в пределах мелких куполовидных поднятий	Г	ПС	П,АЛ	247	35	2,65 56 5	2,65	1,62.. 14,0 (7)
		$P_2^{1+2-II+III}$	6 залежей в пределах мелких куполовидных поднятий	Г	ПС	П,АЛ	270	36	2,65 185,9	2,65	4,2 8,64 (8,1)
4	Обуховское	P_1^2	2	Г	ЛЭ	П,АЛ	253	29	9,04 179,3	2,55	1,26 12,3 (8)
5	Ивановское	$P_3^1 \text{ ch}$	1	Г	ПС	П,АЛ	500	21,4	450	5,4	13,8 (8)
6	Родыжское	$P_3^1 \text{ ch}$	1	Г	ПС	П,АЛ	677	25	75	5,4	12,2 (8)
7	Ики-Бурульское	P_1^3	1	Г	ПС	П,АЛ	180	30	2,3 13,5	1,6	4,82 (5)
		P_1^2	1	Г	ПС	П,АЛ	215	31	17 49	1,9	11,24 34 (2,4,5,2)
8	Царыньское	P_2	1	Г	ПСТЭ	П,ГЛ	539	20 25	139	6,1	37,8 (8)
		P_1	1	Г	ПСТЭ	П,ГЛ	555	20 31	203	6,1	60,9 90,5 (8,12,1)
9	Буратинское	P_2^1	1	Г	ПС	П,АЛ	330	25	2,3 17	3,2	7,0 (8)
		P_1	1	Г	ПС	П	450	25	2,3 12	4,6	13,8 (8)

(условные сокращения см на стр. 58).

В западном направлении эоцен фациально меняется и на площадях Бузгинского блока (Ики-Бурул и др.) выражен опесчаненными глинами нижнего эоцена, служащими покровной для II продуктивного горизонта, алевролитами и покрывающими их глинами среднего эоцена и мергелями керестинского, кумского и белоглинского горизонтов верхнего эоцена соответственно зеленовато-, буровато- и светло-серой окраски. Суммарная мощность пород эоцена составляет на Ики-Буруле 81...138 м. Пласт алевролита среднего эоцена мощностью от 7 до 18 м газонасыщен в своде Ики-Бурульского поднятия и является здесь I продуктивным горизонтом

К западу и северо-западу от Ики-Бурула разрез эоцена опесчанивается и на Гагаринском, Вознесенском, Маньчском и Ульдючинском поднятиях представлен переслаивающимися пачками глин и песчаников; мощность пород эоцена на Маньчском поднятии достигает 325 м. На юге Ростовской области ниже- и среднеэоценовые отложения представлены глинисто-алевролитовыми породами и верхнеэоценовые – глинистыми и местами глинисто-алевролитово-известковыми породами (керестинский и кумский горизонты). Кумский горизонт, обычно являющийся заметным репером, выражен известковыми алевролитами (Канеловское, Позднеевское поднятия) и песчаниками (Шкуринско-Мечетинское поднятие), а в районе СВ (Красная Поляна) замещается неизвестковыми глинами и выделяется с трудом. Мощность эоценовых отложений колеблется от 160...190 м – на Канеловском до 300...370 м на – Шкуринско-Мечетинском, Позднеевском и Красно-Полянском. На Синявском поднятии эоценовые отложения залегают трансгрессивно на верхнемеловых и представлены зеленовато-серыми, рыхлыми алевролитами и песчаниками, переслаивающимися с глинами, а сверху – глинами нижнего, среднего и верхнего эоцена. К четырем пластам алевролитов мощностью от 3 до 10 м, залегающим в подошве нижнего-среднего эоцена, здесь приурочены залежи газа. Мощность эоценовых отложений на Синявском поднятии 113...148 м. На Тузловском и Ростовском месторождениях, расположенных к западу и к востоку, соответственно, от Синявского месторождения, Г залежи также выявлены в эоценовых продуктивных пластах. Коллекторы эоцена на Синявском, Тузловском и Ростовском месторождениях Г выражены сильно глауконитизированными, глинистыми тонко- и мелкозернистыми песчаниками и алевролитами; на отдельных участках месторождений алевролиты и песчаники переходят в глауконититы. На Черноградском месторождении в керестинском горизонте верхнего эоцена выявлены 2 газовые залежи в ловушках неструктурного типа (литологически экранированных). Коллекторами являются глинистые тонкозернистые песчаники и алевролиты. Глубина залегания газовых залежей в керестинском горизонте на Черноградском месторождении 459–480 м; газонасыщенные толщины изменяются от 0 до 12 м. Пластовые давления составляют: в северной залежи 2,94 МПа, в южной – 3,55 МПа. На севере Ростовской области породы эоцена представлены толщей светло-серых опоковидных и опоковидно-глинистых песчаников и песков каневской свиты, светло-желтыми кварцевыми песками мощностью 20 м бучакской свиты и глауконитово-кварцевыми песками до 3,5 м мощности и белыми и зеленовато-белыми мергелями киевской свиты.

Олигоцен выражен на склонах ВК буровато-серыми глинами с прослоями мергелей и алевролитов хадумского горизонта и зеленовато-серых песчанистых глин с прослоями мергелей и алевролитов майкопа. В своде вала эти отложения размыты и присутствуют только на Промысловском поднятии; мощность их 40...50 м. Максимальная мощность майкопских отложений наблюдается на юго-востоке южного склона ВК, составляя 471...909 м на Каспийском – Красно-Камышанском поднятиях и уменьшаясь к западу до 5...160 м на Маньчском поднятии. На территории юга Ростовской области породы олигоцена значительно опесчаниваются. Здесь хадумские отложения представлены глинами с прослоями алевролитов (обычно в кровле и в средней части) и даже алевролитами и песчаниками (Синявское поднятие). Мощность этих осадков колеблется от 22–35 м на – Синявском и Канеловском до 50 м на Крас-

но-Полянском и Шуруинско-Мечетинском поднятиях. К глинистым алевролитам мощностью 10. 14 м, залегающим в средней части хадумского горизонта, приурочены газовые залежи на Ивановском и Радьковском газовых месторождениях юго-восточного склона СВ. Хадумский горизонт является одним из основных газоносных объектов Северного Ставрополя и слагается там преимущественно алевролитами и песчаниками с подчиненными прослоями глин. В южной части Ростовской области в коллекторах хадума выявлены 2 мелкие Г залежи: одна – на Гуляй-Борисовском месторождении, расположенном вблизи от границы с Краснодарским краем, и одна – на Черноградском Г месторождении. На Гуляй-Борисовском м-и Г залежь мелкая, литологически экранированная; глубина ее залегания 440...470 м. На Черноградском месторождении залежь приурочена к линзовидной ловушке тарельчатого типа. Коллекторами для этих залежей являются тонкозернистые глинистые песчаники и алевролиты. Их открытая пористость 33–35 %, газонасыщенность 50–53 %.

Майкопские отложения, развитые на юге Ростовской области в объеме нижнего, среднего и верхнего майкопа, слагаются песчанистыми глинами с прослоями, иногда мощными (Красная Поляна), алевролитов и песчаников в среднем и верхнем майкопе. Мощность пород майкопа изменяется от 280...305 м – на Шуруинско-Мечетинском и Красно-Полянском поднятиях до 160 м – на Канеловском и 8...23 м – на Сиявском поднятиях. На СВ в глинистых коллекторах майкопской свиты выявлено Маньчское мелкое Г месторождение. Площадь распространения газоносного пласта большая, но глубина залегания его 50–75 м, пластовое давление в залежи – 0,5...0,7 МПа. Поэтому в настоящее время месторождение особого практического значения не представляет.

На севере области одновозрастные отложения выражены глинистыми глауконитовыми песками и песчаниками харьковской свиты (до 40 м) и континентальными песками полтавской свиты (до 30 м).

8.2. Перспективы нефтегазонасности неогеновых отложений

Отложения неогеновой системы представлены в Прикаспийской впадине и в юго-восточной части ВК только ачкагыльским и апшеронским ярусами и трансгрессивно залегают на палеогеновых и верхнемеловых (от майкопа до турона) отложениях.

Ачкагыльский ярус представлен однообразной толщей зеленовато-серых известковистых глин с редкими прослоями песков и мергелей. Мощность их редко превышает 100...110 м.

Апшеронский ярус также слагается глинами, однако в средней части сильно опесчаненными. Мощность их в северных районах достигает 400 м, а в пределах вала Карпинского уменьшается до 100 м.

Выделение этих ярусов затруднительно; как правило, они рассматриваются совместно.

В Ростовской области неогеновые отложения развиты значительно шире. Здесь присутствуют верхнемайкопские осадки нижнего – среднего миоцена (рассмотренные выше совместно с олигоценом), на ряде участков – тарханский и чоκραкский и значительно шире – караганский и конкский горизонты тортонского яруса, сарматский и мзотический ярусы верхнего миоцена и континентальные плиоценовые отложения (хопровские пески, скифские глины, полтавские пески).

Морские неогеновые отложения представлены глинистыми и песчано-глинистыми осадками с характерными пластами известняков-ракушечников среднего сармата, понта и меотиса, являющихся хорошими маркирующимися горизонтами.

Мощность неогеновых отложений составляет на поднятиях: Сиявском 85...174 м, Позднеевском 128 м, Канеловском более 200 м, Красно-Полянском 177...283 м и Шуруинско-Мечетинском 500 м.

На Канеловской и Александровской площадях южного склона РС (юг Ростовской области) из караган-чокракских отложений (глинистых алевролитов) получены притоки газа (дебитом до 5 тыс. м³/сут. в скв 5 - Канеловской) Подробное описание нефте-

газоносности неогеновых отложений автором доклада выполнено в публикациях [11; 30]. В этих работах отмечаются случаи заметных газопроявлений на Тенгутинской площади (ВК), получение промышленных притоков газа в скв 5 на Кирикилинской площади (Астраханский свод) из инт. 438–444 м, представленного зеленовато-серым глинистым песчаником; залежь Г приурочена к песчаной линзе. Дебит газа составлял 22,9 тыс. м³/сут (на 6,35 мм штуцере) Отмечалось интенсивное фонтанирование газа в скв 46, пробуренной севернее с Заветное, из песков ергенинской свиты неогена (глубина залегания 139–150 м) Подобного типа газовые залежи в неогеновых коллекторах имеют довольно широкое распространение в юго-восточных районах Ростовской области, где широко распространены ловушки неструктурного типа (выступы, эрозийные врезы и т.д.) Объектами поисков залежей Г в неогене следует считать склоны Заветинского вала и Ремонтненского поднятия, а также восточный склон СВ.

Антропогенные отложения представлены в Прикаспийской впадине и в пределах вала Карпинского глинистыми и песчаными породами бакинского, хазарского, хвалынского ярусов и современными аллювиальными (пески), лиманно-лагунными (суглинки, супесь) и золовыми (пески) отложениями. Мощность их достигает 160 м (Замьяновское поднятие) – 180 м (Каспийское поднятие) На остальной территории это лессовидные суглинки водоразделов, аллювиально-деллювиальные суглинки склонов, продукты разрушения коренных пород, аллювиальные и золовые отложения. Мощность их колеблется от 0 до 100 м.

В антропогенных отложениях в пределах площадей ВК и Астраханского свода наблюдались газопроявления в виде незначительных газовых выбросов и разгазирования глинистого раствора (Тинаки, Кирикили, Промысловка, Красный Яр и др.) По химическому составу газ не отличается от УВ газов мезозойских отложений. Это обстоятельство, видимо, указывает на миграцию газа в новейшие отложения из подстилающих мезозойских пород.

9. Нефтегазогеологическое районирование территории Волго-Донского региона и общая прогнозная оценка перспектив нефтегазоносности

Важное значение для определения основных направлений поисковых работ и повышения их эффективности придается нефтегазогеологическому районированию изучаемой территории В качестве основы для нефтегазогеологического районирования принимается обычно фациально-тектонический принцип, предопределяющий различные масштабы нефтегаобразования и нефтегазонакопления, геохимические и гидрогеологические условия, характер продуктивных комплексов, возраст фундамента, разрывную тектонику и другие факторы.

Ранее нами [11;28] для территории Волго-Донского региона было проведено нефтегазогеологическое районирование, при котором перспективные земли региона занимают значительные участки 4 смежных нефтегазоносных бассейнов: Днепровско-Донецкого, Северо-Каспийского, Азово-Кубанского и Средне-Каспийского. При этом в пределах названных бассейнов были выделены элементы нефтегазогеологического районирования более низкого ранга: нефтегазоносные и газоносные области (НГО и ГО), а в составе последних – нефтегазоносные и газоносные районы (НГР и ГР) и зоны нефтегазонакопления (ЗНГП) Принадлежность региона к 4 различным бассейнам обуславливает многообразие встречающихся здесь типов нефтяных и газовых залежей. Используя данное районирование, нами выполнено [28] в XLVI томе (часть II) Геологии СССР подробное описание нефтяных и газовых месторождений Нижнего Поволжья, Астраханского свода, вала Карпинского и южного склона Воронежской антеклизы.

Позже, руководствуясь требованиями «Методического руководства по количественной оценке перспектив нефтегазоносности» (М., 1978, ВИЭМС, ОНТИ) и применяя рекомендуемую для нефтегазогеологического районирования терминологию, автором доклада включены перспективные земли региона в состав 4 нефтегазоносных про-

винций: Днепрво-Припятской, Волго-Уральской, Прикаспийской и Северо-Кавказско-Мангышлакской [29].

Все перспективные земли южной части Ростовской области, расположенные южнее Каменско-Астраханского разлома, автором [29], (Бобух и др., 1985) включены в состав Северо-Кавказско-Мангышлакской НГП. При более детальном нефтегазогеологическом районировании перспективные земли РС, ГМП, ЦС, СВ и акватории Таганрогского залива автор отнес в Ростовско-Сальскую ГО (вместо Азовско-Березанской). В составе Ростовско-Сальской ГО соискатель выделяет газонаосные районы (ГР): Азовский, Сальский и Целинский перспективный.

Азовский ГР объединяет газосодержащие Азовское, Бирючьё, Ростовское, Синявское, Обуховское, Тузовское. Сюда же отнесены газопоявления Канеловское, Александровское, Миусское и др., где имели место притоки УВ газов, но поисковые участки остались недоразведанными. В пределах Азовского ГР были выделены зоны газонакопления Азовская и Синявская.

Основные Г залежи в этом ГР содержатся в коллекторах нижнего мела (Азовское м-я), верхнего мела (Азовское и Бирючьё м-я) и палеогена, в основном в эоцене (Синявское, Ростовское, Тузовское м-я).

Целинский перспективный газонаосный район объединяет Гуляй-Борисовское и Зерноградское Г месторождения, а также газопоявления Шкуринско-Мечетинское, Лопанское, Буденновское и др. Продуктивными являются коллекторы палеогена, но основные перспективы нефтегазонаосности в этом ГР следует связывать, по заключению соискателя, с коллекторами мелового возраста.

Сальский ГР включает газосодержащие месторождения Ивановское, Радьковское и Маньчское, а также газопоявления Краснополянское, Городовиковское и др. Продуктивными коллекторами являются песчаники и алевролиты хадумского горизонта и майкопской свиты. Однако автор основные перспективы газонаосности в этом ГР связывает с меловыми и триасовыми коллекторами, хотя в них промышленная газонаосность пока не установлена.

В формировании залежей Г Азовского, Бирючьё и Гуляй-Борисовского месторождений основная роль отводится поступлению УВ из Азово-Кубанского прогиба, а при формировании Г залежей в пределах Синявской ЗГН и Зерноградского месторождения Г существенное значение автор отводит поступлению УВ газовых потоков из ТМП и ДСС.

Западная часть ВК, характеризующаяся относительно невысокими перспективами нефтегазонаосности, отнесена нами в состав НГО вала Карпинского. Основными возможно продуктивными комплексами на этой территории являются коллекторы нижнего мела и палеогена. Нельзя исключать здесь из состава перспективных и коллекторы верхнего мела. Перспективными могут быть и карбонатные породы нижнего карбона и девона, если их присутствие будет установлено на доступных для буровых работ глубинах (до 5000-5500 м). Основными поисковыми объектами на этой территории следует считать склоны Ремонтненского поднятия, Белоглинского вала и Маньч-Гудиловского прогиба.

Перспективные земли *северной части Ростовской области* (ЮСВА) ранее нами выделялись как Преддонбасский НГР и включались в состав Днепровско-Донецкой НГО Днепровско-Припятской НГП. В Преддонбасский НГР вошли глубокопогруженные участки ЮСВА (принадвиговая и междвиговая зоны). Кроме того в состав этого же НГР входят Г и ГК месторождения северных окраин Донбасса, расположенные в пределах Луганской области Украины. Газовые и газоконденсатные месторождения северных окраин ДСС Ростовской и Луганской областей (Ольховское, Марковское, Патроновское, Кружиловское, Кондрашевское, Тишкинское и др.) характеризуются сходным геологическим строением. Продуктивными на этой территории являются карбонатный комплекс пород нижнего-среднего карбона и карбонатно-терригенный комплекс среднего и верхнего карбона. Восточная граница Днепровско-Припятской НГП в Ростовской области проводится по Задонскому выступу, отделяя её от Нижневолж-

ской НГО Волго-Уральской НГП. В состав Преддонбасского (Северодонецкого) НГР могут быть включены Г и НГ месторождения СЗМСД, которые могут быть открыты при проведении поисковых работ.

Территорию ДСС автор относит к землям с невыясненными перспективами. В 1985г. автором был составлен макет прогнозной карты Ростовской области с элементами нефтегазогеологического районирования. Эта карта была принята Рабочей редакцией по составлению Прогнозной карты перспектив нефтегазоносности Российской Федерации (под редакцией Л.И. Ровнина).

При проводимых автором прогнозах оценках суммарных НГР Ростовской области их величина составила 313 млн. туг (1985г), а по уточненным данным – НГР составили 330 млн. туг (2004г). Величина прогнозных ресурсов по Ростовско-Сальской ГО составляет около 100 млн. туг, а по Преддонбасскому НГР северной части Ростовской области около 230 млн. туг. К востоку от Ростовско-Сальской ГО выделяется НГО вала Карпинского, также входящая в состав Северо-Кавказско-Мангышлакской НГП.

В последние годы нефтегазогеологическое районирование территории республики Калмыкия и Астраханской области проводилось В.Э. Бембеевым, И.Н. Капустиним, Н.И. Ворониным и др. (Капустин и др., 1986; Воронин, 1999). Автором при прогнозных оценках и при составлении общей обзорной прогнозной карты Волго-Донского региона учитывались эти работы.

Заключение

Проведенные исследования позволяют сформулировать следующие выводы и заключаемые положения.

1. Методика проведения ГРР в Волго-Донском регионе, разработанная с участием автора, способствовала открытию многих Н, Г, ГК, НГК месторождений (Астаховского, Марковского, Кружиловского, Ермолинского, Ики-Бурульского, Цубукского, Комсомольского, Черноземельского, Улан-Хольского, Азовского и многих других), повышению эффективности и качества ГРР. В итоге при утверждении в ГКЗ запасов УВ последние утверждались в авторских вариантах с высокими оценками (по м-ям Азовскому, Синявскому, Ики-Бурульскому, Краснокамышанскому, Ермолинскому, Каспийскому и др.).
2. Породы докембрия и кора выветривания в пределах РВ и на ЮСВА выдвинуты автором как новый объект для поисков залежей УВ. При обработке геолого-геофизических материалов по Азовскому Г м-ю автор включил в подсчет содержание Г в коре выветривания. ГКЗ были утверждены запасы Г и в коре выветривания (Бобух и др., 1980). При разработке Азовского м-я запасы газа в коре выветривания подтвердились.
3. Разработанная и внедренная автором схема стратиграфического расчленения пород юры для Волго-Донского региона нашла широкое применение. Она содержит, кроме общепринятых стратиграфических единиц, свитное подразделение разреза юры (артезианскую, джанайскую, промысловскую и олейниковскую свиты).
4. Схема нефтегазогеологического районирования Ростовской области, разработанная автором, явилась фрагментом изданной карты перспектив нефтегазоносности территории РФ.
5. Северная зона мелкой складчатости Восточного Донбасса отнесена автором к разряду перспективных и выдвинута им (1975г) в число нефтегазопоисковых объектов в Волго-Донском регионе. Им обоснована целесообразность бурения Изваринской параметрической скважины; НТС ПГО «Южгеология» проект бурения этой скважины был одобрен.
6. Автором впервые была обоснована целесообразность испытаний верхнемеловых коллекторов в Волго-Донском регионе, что привело к установлению промышленной их газоносности на РС и ВК.

Список, опубликованных автором работ по теме диссертации:

1. Нефтегазоносность мезозойских отложений в пределах юго-восточной части вала Карпинского // Тез докл. науч.-геол. конф. РГУ. – Ростов н / Д: РГУ, 1963. – С. 35-36.
2. Распространение и перспективы нефтегазоносности юрских отложений в пределах вала Карпинского // Геология и минеральные ресурсы территории Нижнего Дона и Нижней Волги. – Ростов н / Д: РГУ, 1964. – С. 155-162.
3. О стратиграфическом разрезе юрских отложений вала Карпинского // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1964, № 4. – С. 22-27 (совместно с М.М. Мацкевичем).
4. Новые данные о геологическом строении кряжа Карпинского // ДАН СССР. Т. 154. – 1964, № 6., – С. 1340-1343 (совместно с чл. корр. АН СССР М.Ф. Мирчинком, А.И. Летавиным, Н.А. Крыловым).
5. Новые газоконденсатные месторождения на южном склоне вала Карпинского // Газовая промышленность. – 1964, № 12. – С 4-7 (совместно с Д.Л. Федоровым).
6. Некоторые новые данные о геологическом строении юго-западной части Бортовой зоны Прикаспийской впадины // М-лы I межвед. коорд. совещ: Региональные геолого-геофизические исследования в Бортовой зоне Прикаспийской впадины. Тр. НВ НИИГГ. Вып. 2. – Саратов: изд-во Коммунист, 1964. – С. 179-182 (совместно с Д.Л. Федоровым)
7. Геология и полезные ископаемые Калмыцкой АССР – Элиста: Калм. кн. изд-во, 1965. – 120 с. (совместно с Ф.А. Беловым, И.Н. Карловой, Н.И. Погребновым, Д.Л. Федоровым).
8. Перспективы создания нового нефтегазодобывающего района в Калмыцкой АССР // Тез докл. 2-ой науч. сессии: Геология, стратиграфия, тектоника и литология Донецкого бассейна, Нижнего Дона и Нижней Волги. Тр. НПИ, вып. IV. – Новочеркасск: 1965. – С. 62-63 (совместно с В.А. Двуреченским, Б.Р. Токмачевым, Д.Л. Федоровым, В.П. Щербаковым).
9. Нефтегазоносность Калмыцкой АССР, Астраханской и Ростовской областей // Геол. и нефтегазон. юга СССР. Тр. НИЛНефтегаз. Вып. 13 – Л.: Недра, 1965. – С. 187-196.
10. 10 Перспективы нефтегазоносности Волго-Донской территории // Геол. и нефтегазон юга СССР. Тр. НИЛНефтегаз. Вып. 13 – Л.: Недра, 1965. – С. 197-234 (совместно с Б.Р. Токмачевым, Н.И. Погребновым, Д.Л. Федоровым, Д.В. Несмеяновым, Д.Н. Викторовым, Ю.А. Висковским).
11. Нефтегазоносность и основные направления поисково-разведочных работ на нефть и газ в Волго-Донском регионе – М. Недра 1966. – 222 с. (совместно с Д.Г. Бегун, В.Г. Васильевым, С.П. Косоротовым, Н.И. Погребновым, В.П. Ступаковым, Б.Р. Токмачевым, Д.Л. Федоровым).
12. К вопросу о нефтегазоносности верхнеюрских отложений южного склона вала Карпинского // Материалы геол. исслед. на террит. Нижнего Дона и Нижней Волги. – Ростов н / Д: РГУ, 1967. – С. 45-51.
13. Задачи нефтегазоразведчиков на 1967 год // Геолог. – Ростов н / Д: Молот, 1967, № 7. – С. 1-2.
14. О методике геологоразведочных работ на нефть и газ в Волго-Донском регионе // Мат. геол. иссл. на территории Нижнего Дона и Нижней Волги – Ростов н / Д РГУ, 1967. – С. 3-14 (совместно с Б.Р. Токмачевым, В.А. Двуреченским, Д.Л. Федоровым, В.П. Щербаковым).
15. Основные направления геологоразведочных работ Волго-Донского управления на 1966-1970 гг. // Результаты геологических исследований на территории нижнего Дона и Нижней Волги – Ростов н / Д: РГУ, 1967. – С. 3-15 (совместно с М.Е. Желдаковым, Г.В. Чернявским).

16. О формировании залежей нефти и газа в юрских отложениях южного склона вала Карпинского // Результаты геол. исслед. на территории Нижнего Дона и Нижней Волги. – Ростов н / Д: РГУ, 1967. – С. 15-21.
17. Продуктивные коллекторы нефтяных и газоконденсатных месторождений южного склона вала Карпинского // Вопр. геол. и нефтегазон. Нижнего Поволжья. Тр. ВНИИГП. Вып. 12. – Волгоград: Нижневолжское кн изд-во, 1967. – С. 152-161 (совместно с В.П. Щербаковым).
18. Об оценке перспектив нефтегазоносности Прикаспийской впадины в пределах Калмыцкой АССР и Астраханской области // Геол. строение юго-восточных районов Русской платформы и перспективы их на нефть и газ. Тр. ВНИГНИ. Вып. L – М.: Недра, 1967. – С. 100 -105 (совместно с Я.С. Эвентовым, В.А. Двуреченским, В.П. Щербаковым).
19. К вопросу опробования продуктивных юрских и нижнемеловых горизонтов // Новое в методике и технике геологоразведочных работ. – Ростов н / Д: РГУ, 1968. – С. 12-18.
20. О геологической эффективности поисков нефти и газа в Астраханском Поволжье и Калмыцкой АССР // Геол., нефтегазон. и методика поисково-разв. работ в Нижнем Поволжье. Тр. НВ НИИГГ. Вып. 11 – Саратов: изд-во Коммунист, 1969. С. 237-243 (совместно с В.А. Двуреченским, В.П. Щербаковым, М.Б. Эздриним).
21. Параметрическое и структурно-поисковое бурение в юго-западной части бортовой зоны Прикаспийской впадины // Геол., нефтегазон. и методика поисково-разв. работ в Нижнем Поволжье. Тр. НВ НИИГГ. Вып. 11. – Саратов: изд-во Коммунист, 1969 – С. 253-262 (совместно с М.Б. Эздриним).
22. Перспективы нефтегазоносности Волго-Донского региона и основные задачи дальнейших поисково-разведочных работ на нефть и газ // Геол. строение и минер.-сырьевая база Волго-Донского региона. – Ростов н / Д: РГУ, 1969. – С. 3 -10 (совместно с В.А. Двуреченским, Г.В. Чернявским, В.П. Щербаковым).
23. Новые данные о геологическом строении и нефтегазоносности юго-западной части Прикаспийской впадины и ее обрамлении (Астраханская область и Калмыцкая АССР) // Регион. геолого-геофиз. исслед. в бортовой зоне Прикаспийской впадины Тр. НВ НИИГГ. Вып. 13 – Саратов: изд-во Коммунист, 1969. – С. 28-39 (совместно с В.А. Двуреченским, В.П. Щербаковым).
24. Перспективы выявления новых месторождений нефти и газа в Восточно-Манычском прогибе и его прибортовых частях // Нефтегазовая геология и геофизика – 1969, № 6. – С. 14-17 (совместно с А.Н. Марковым).
25. Методы разведки нефтяных и газовых месторождений, основные недостатки, отмеченные ГКЗ по подсчету запасов, и пути повышения качества геологоразведочных работ на нефть и газ в КАССР (вал Карпинского) // Геолого-экономическая оценка месторожд. нефти и газа, практические методы подсчета запасов и составление кондиций. Сб. докл. МГ СССР. – Ростов н / Д: РГУ, 1969. – С. 11-24.
26. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности мезозойских отложений северо-западного Прикаспия // Геол. строение юго-восточных районов Русской платформы и перспективы их нефтегазон. Тр. ВНИГНИ. Вып. LIV – М.: Недра, 1969. – С. 97-104 (совместно с Я.С. Эвентовым, А.И. Кононовым, В.И. Мальцевым.).
27. Обоснование плана поисковых работ на нефть и газ в юго-восточной части Русской платформы и ее обрамлений (Саратовская, Волгоградская, Астраханская, Актыюбинская, Уральская области и Калмыцкая АССР) // Геол. и нефтегазон. юго-востока Русской платформы и ее обрамлений Мингео СССР, Тр. ВНИГНИ. Вып. LXXXIV. – М.: Недра, 1971. – С. 3-11 (совместно с Я.С. Эвентовым, З.Е. Булекбаевым, О.Д. Казанцевым, В.Я. Шорниковым и др.).

- 28 Нефть и природные газы // Геология СССР. Т. XLVI ч. II: Полезные ископаемые. – М.: Недра, 1972 – С. 70-177 (совместно с Д.Г. Бегун, В.А. Двуреченским, Е.А. Маслениковым, Ю.А. Слеваком, Д.Л. Федоровым, Ю.И. Холодковым).
- 29 Нефтегазогеологическое районирование территории Ростовской области // Геол. и полезн. ископ. Нижнего Дона – Ростов н / Д.: РГУ, 1983 – С. 104-112.
- 30 Неогеновые отложения юго-восточных районов Ростовской области и перспективы их нефтегазоносности // Геол. строение и полезн. ископ. Ростовской области. – Ростов н / Д.: 1987 – С. 31-36 (совместно с Г.В. Афанасьевым).
31. Карта перспектив нефтегазоносности и нефтегазогеологического районирования РФ // Фрагмент карты, включающий Ростовскую область / Под ред. Л.И. Ровнина. – М.: 1992.
- 32 Геологоразведочные и геофизические работы на нефть и газ // Геологи Нижнего Дона. – Ростов н / Д.: МП Книга, 1999. – С. 323-331.
- 33 Перспективы нефтегазоносности пород кристаллического фундамента в юго-западной части Ростовской области // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2002, №12 – С. 29-34 (совместно с А.А. Чихириным)
34. Роль вертикальной миграции углеводородных газов в формировании Марковского газоконденсатного месторождения // Мат. IV межд. научн. конф.: Проблемы геологии, полезных ископаемых и экологии юга России и Кавказа. – Новочеркасск: 2004. – С. 76-80 (совместно с А.А. Чихириным, В.Н. Тюльдиным).
35. Региональное надвигообразование северных окраин Восточного Донбасса в связи с формированием залежей УВ // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений – 2004, № 7. – С. 22-28 (совместно с А.А. Чихириным, В.Н. Тюльдиным).
36. Прогнозная оценка потенциальных ресурсов углеводородного сырья Ростовской области // Изв. вузов. Сев.-Кавк. регион. Естеств. науки. Приложение 2004 № 4. – С. 104-110 (совместно с А.А. Чихириным, В.Н. Тюльдиным)
37. Донецкий бассейн как возможный нетрадиционный источник УВ сырья // ТЭК России – основа процветания страны: Мат. конф., посвященной 75-летию ВНИГРИ, 25 – 29 окт. 2004 г. – С.-Птерб.: Недра, 2004. – С. 379 – 382 (совместно с А.А. Чихириным и В.Н. Тюльдиным).
- 38 К вопросу о нефтегазоносности нижнекаменноугольной карбонатной толщи северо-восточных окраин Донбасса // Разведка и охрана недр № 12, 2004, С. 41-44 – (совместно с А.А. Чихириным, В.Н. Тюльдиным)

Подписано в печать 14 05 2005 Формат 60×84 1/16
 Офсетная печать Физ. печ. л. 4,4 Тираж 100 экз. Заказ № 424

РУ РГПУ
 344082, г. Ростов-на-Дону, ул. Большая Садовая, 33

№ 1 1 2 5 9

РНБ Русский фонд

2006-4

8091