

# ГЕОЛОГИЯ И ГЕОХИМИЯ ХАДУМСКОЙ СВИТЫ ПРЕДКАВКАЗЬЯ – КАК ПОТЕНЦИАЛЬНОГО ИСТОЧНИКА «СЛАНЦЕВЫХ» УГЛЕВОДОРОДОВ

Н.Ш. Яндарбиев<sup>1</sup>, Н.П. Фадеева<sup>1</sup>, Е.В. Козлова<sup>2</sup>, Ю.В. Наумчев<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

<sup>2</sup>Сколковский институт науки и технологий, Москва, Россия

Одним из основных современных направлений развития нефтяной промышленности является разработка технологий добычи нефти из «нефтяных сланцев», среди которых в России широко распространены керогено-насыщенные карбонатно-глинисто-кремнистые отложения баженновской свиты, карбонатные породы доманика Волго-Уральского и Тимано-Печорского нефтегазоносных бассейнов и глинистая майкопская серия Предкавказья, в которой наиболее перспективными являются карбонатно-глинистые и глинистые отложения хадумской свиты. На базе многолетних полевых и лабораторных исследований, проведенных специалистами кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова, всестороннего изучения литологического состава, строения, геохимических, гидрогеологических и гидродинамических характеристик палеогенового разреза и мониторинга пробуренных скважин проведена оценка перспектив нефтегазоносности хадумских отложений олигоцена на территории Восточно-Предкавказского нефтегазоносного бассейна. В отложениях хадума открыты 11 газовых и 19 нефтяных месторождений, однако они приурочены к зоне развития песчаных прослоев и линз, а большая часть хадумского разреза принадлежит к «нетрадиционным» источникам углеводородов. На основании комплексного подхода построена карта перспектив нефтегазоносности хадумских отложений. Выделены высокоперспективные территории для бурения на нефть, участки с малыми и средними перспективами, газоперспективные районы. Даны рекомендации по бурению и технологии освоения предкавказских сланцевых толщ, основываясь на мировом опыте разработки подобных формаций.

**Ключевые слова:** сланцевая толща, углеводороды, хадумская свита, майкопская серия, аномально высокие пластовые давления

**DOI:** <http://doi.org/10.18599/grs.19.21>

**Для цитирования:** Яндарбиев Н.Ш., Фадеева Н.П., Козлова Е.В., Наумчев Ю.В. Геология и геохимия хадумской свиты Предкавказья – как потенциального источника «сланцевых» углеводородов. *Георесурсы*. 2017. Спецвыпуск. Ч. 2. С. 208-226. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.21>

## Введение

На протяжении многих лет на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова проводятся литолого-геохимические исследования высокобитуминозных глинистых отложений майкопской серии Предкавказья (Н.Б. Вассоевич, Ю.И. Корчагина, О.К. Баженова, Н.П. Фадеева, М.Л. Сен-Жермес и др.). В свете нарастающего в мире интереса к проблеме «сланцевых» источников углеводородов (УВ), нами проанализированы и обобщены накопленные материалы по хадумской свите Предкавказья – как наиболее обогащенной органическим веществом части майкопской толщи, которая, на наш взгляд может рассматриваться как потенциальный источник «сланцевых» УВ.

## Структурная характеристика хадумских отложений

В тектоническом отношении изучаемая территория охватывает западную часть эпигерцинской Скифской плиты и примыкающий с юга Терско-Каспийский передовой прогиб.

С позиций нефтегазогеологического районирования Юга России (Яндарбиев, Крылов, Козлова, Фролов и др., 2014) она включает полностью или частично континентальные части трех нефтегазоносных областей (НГО) Среднекаспийского нефтегазоносного бассейна (НГБ): Восточно-Предкавказской, Ставропольской и Терско-Каспийской НГО (Рис. 1). Мощность осадочного чехла в пределах исследуемой территории увеличивается в

южном направлении от 4-5 км в северных платформенных районах до 10 км и более в наиболее погруженной осевой части Терско-Каспийского передового прогиба (Рис. 2).

В современном структурном плане по кровле хадумских отложений (Рис. 3) исследуемый регион выражен обширной гомоклиной, погружающейся в южном направлении и осложненной отдельными слабоконтрастными локальными поднятиями. Средний угол гомоклинали залегания составляет около 45°.

Восточно-Ставропольская впадина по кровле хадумской свиты выделяется как обширная депрессия, включающая Чернолесский, Темнолесский и Спицевский прогибы, Томузловскую ступень и Александрово-Георгиевскую моноклинал, на фоне которых наиболее рельефно прослеживаются Журавское, Янкульское и Нагутско-Веселовское поднятия.

При более детальных построениях в зоне Манычских прогибов и на Прикумском вале на фоне моноклинали залегания хадумских отложений выделяется группа малоамплитудных антиклинальных складок (Озек-Суатская, Зимнеставкинская, Прасковейская, Нефтекумская, Ачикулакская и др). Амплитуды складок не превышают первых десятков метров и оконтурены изолиниями от –2300 до –2400 м.

В пределах Терско-Каспийского передового прогиба хадумские отложения формируют сложный структурный план Терско-Сунженских передовых складок, которые представляют собой, как правило, узкие дисгармоничные



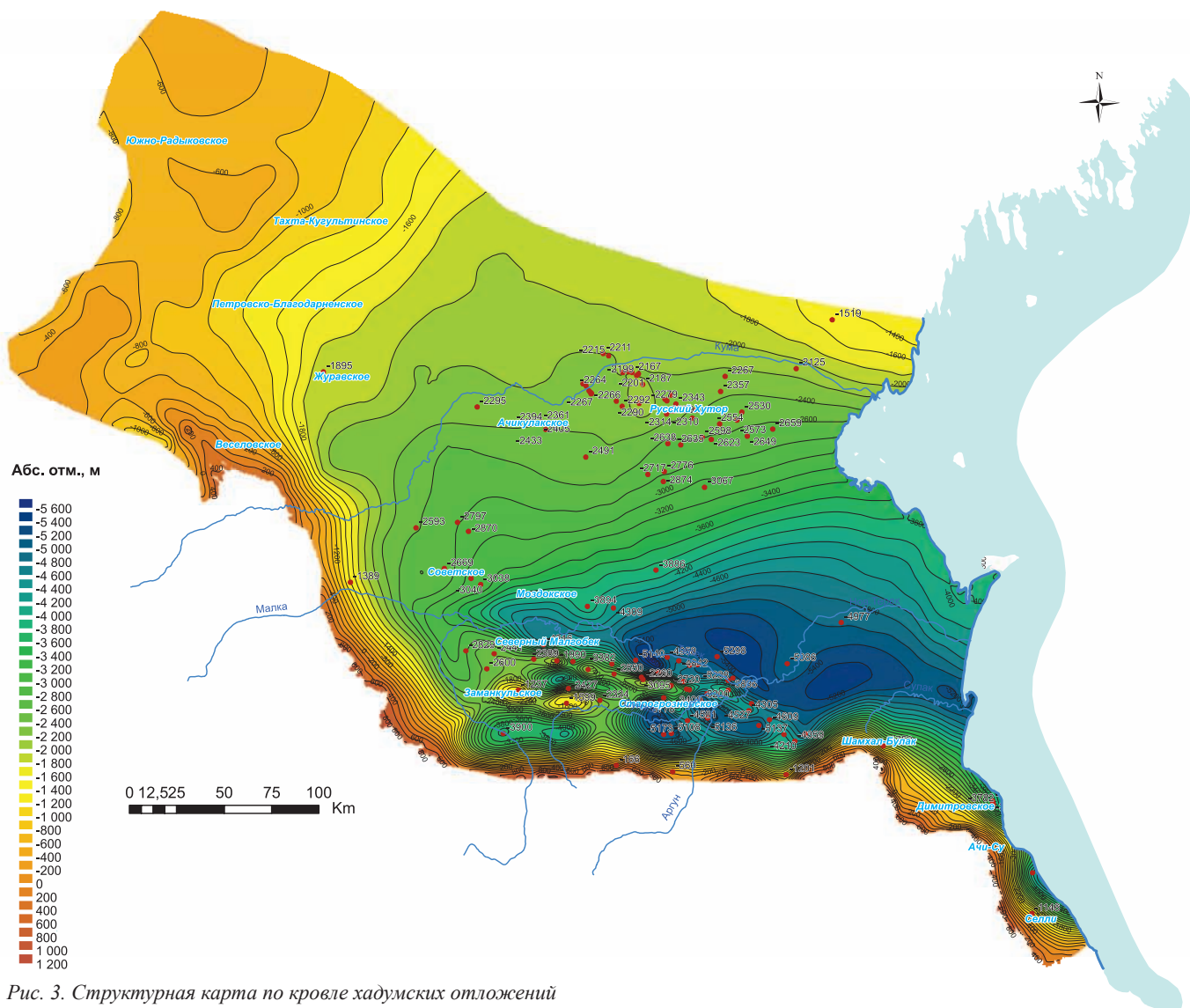


Рис. 3. Структурная карта по кровле хадумских отложений

впадины, южнее широтного течения р. Сулак, кровля хадумских отложений залегает на глубине более 5400 м и постепенно к северу воздымается в сторону Кизляра и Тарумовки. Западная центрицираль впадины выражена структурным носом, соответствующим Аксайскому поднятию в нижележащих горизонтах, а в восточном направлении она раскрывается в акваторию Каспия. Западнее Сулакского выступа располагается Предтерская мульда, где глубина залегания хадумских отложений также превышают 5000 м.

В Южном Дагестане, в пределах Западной и Восточной антиклинальных зон, в сводовых частях антиклиналей мощность и глубина залегания хадумских отложений заметно уменьшаются. Так, в пределах площади Дагогнахадумские отложения мощностью порядка 10 м залегают на глубине 270-280 м. Структурные планы складок по миоценовым и палеоген-меловым горизонтам характеризуются смещениями сводов (до 500 м). Также наблюдаются значительные вариации мощностей, многочисленные стратиграфические и угловые несогласия.

### Литолого-стратиграфическая характеристика хадумских отложений

Согласно стратиграфической шкале Восточного Паратетиса (Попов и др. 1993), майкопская серия на

платформенной части Предкавказья подразделяется на три отдела (подсерии). Нижний майкоп (нижний-средний олигоцен) или хадумская свита включает горизонты пшехский, полбинский (остракодовый) и морозкиной балки, средний майкоп (верхний олигоцен) – баталпашинскую, септариювую и зеленчукскую свиты; верхний майкоп (нижний миоцен) – караджалгинскую, ольгинскую и ритцевскую свиты.

В Терско-Каспийском прогибе используется двучленная схема деления майкопской серии (Шатский 1929), согласно которой майкопская толща подразделяется на нижний и верхний майкоп.

В западных районах передового прогиба (Терско-Сунженская зона) в составе нижнего майкопа выделяются хадумская, миатлино-муцидакальская и алкунская свиты; верхний майкоп выделяется как ассинские слои. В восточной части Терско-Каспийского прогиба (Предгорный и Южный Дагестан) нижний майкоп подразделяется на хадумскую, миатлинскую, нижнеглинистую и муцидакальскую свиты, а верхний майкоп – на зурамакентскую и рики свиты (Рис. 4).

В пределах платформенной части территории по литологическому составу, строению и характеру контакта с подстилающими отложениями хадумские отложения образуют два типа разреза: западный и восточный.



Эта часть хадума отделяется от верхней части про-слоем «остракодового мергеля», светло-серого или кре-мовато-серого, с поверхности часто желтовато-серого, пиритизированного. В мергеле встречаются единичные раковины тонкостенных остракод.

Верхняя часть хадума (отвечает гехинской и рош-ненской свитам, по В.Д. Сомову, 1965) представлена чередованием известковистых и неизвестковистых глин с весьма скудной микрофауной в виде единичных очень мелких *Globigerina*. Глины темно-серые с буроватым оттенком, иногда почти черные слабо алевроитистые от-четливо слоистые и плотные с прослоями доломитовых мергелей.

В Терско-Сунженской зоне хадумские отложения сохраняют те же литологические особенности, что и в Черногорской зоне, только глины становятся менее кар-бонатными. В районах Терской зоны в разрезе хадумских отложений появляются прослой алевролитов. Далее к северу песчанистость увеличивается. В юго-восточной части Черных гор (р. Элистанжи) и Предгорном Дагестане в верхней части хадумских отложений отмечаются пале-овнедрения мощностью порядка 100 м из пород более древнего возраста. В зоне Передовых хребтов подводно-ползневые включения установлены на Старогрозненском и Восточно-Гудермесском площадях.

В отличие от всей вышележающей майкопской толщи хадумские отложения охарактеризованы фаунистически.

В отложениях встречаются отпечатки *Planorbella* sp., *Ostracod* sp., *Globigerina officinalis* Sub. и др., что позволяет определить их возраст как ранне-среднеолигоценовый. Мощность хадумских отложений уменьшается с запада на восток от 75 м на Арак-Далатарекской площади до 20 м в центральной части Передовых хребтов, а затем вновь увеличивается на восток. В Черногорской зоне мощности возрастают с севера на юг, достигая максимума в Рошненском районе – 80 м.

В дагестанской части передового прогиба мощность хадума варьирует от 0 (Восточный Капчугай, Шавдан) до 395 м в Буйнакской синклинали (Заузанбаш, Чубарарка). В Южном Дагестане наблюдается сокращённая мощность и стратиграфическая неполнота разреза, вызванная пре-имущественно послехадумским размывом. Хадумские отложения отсутствуют на восточном крыле Мугринской антиклинали. Размыв хадумского горизонта отмечен в сводах Аджиноурской, Экендильской и Балхасхунукской поднятий. На площади Гаша мощность хадумского гори-зонта составляет 60-70 м, к югу в направлении площади Селли она не превышает 20-25 м.

### Термобарическая характеристика хадумских отложений

Современные пластовые температуры в хадумских отложениях варьируют в широких пределах: от 40-50 °C (Ставропольский свод, Южный Дагестан) до 180 °C (Терско-Сунженская зона). Наиболее высокие значения пластовых температур характерны для центральной и

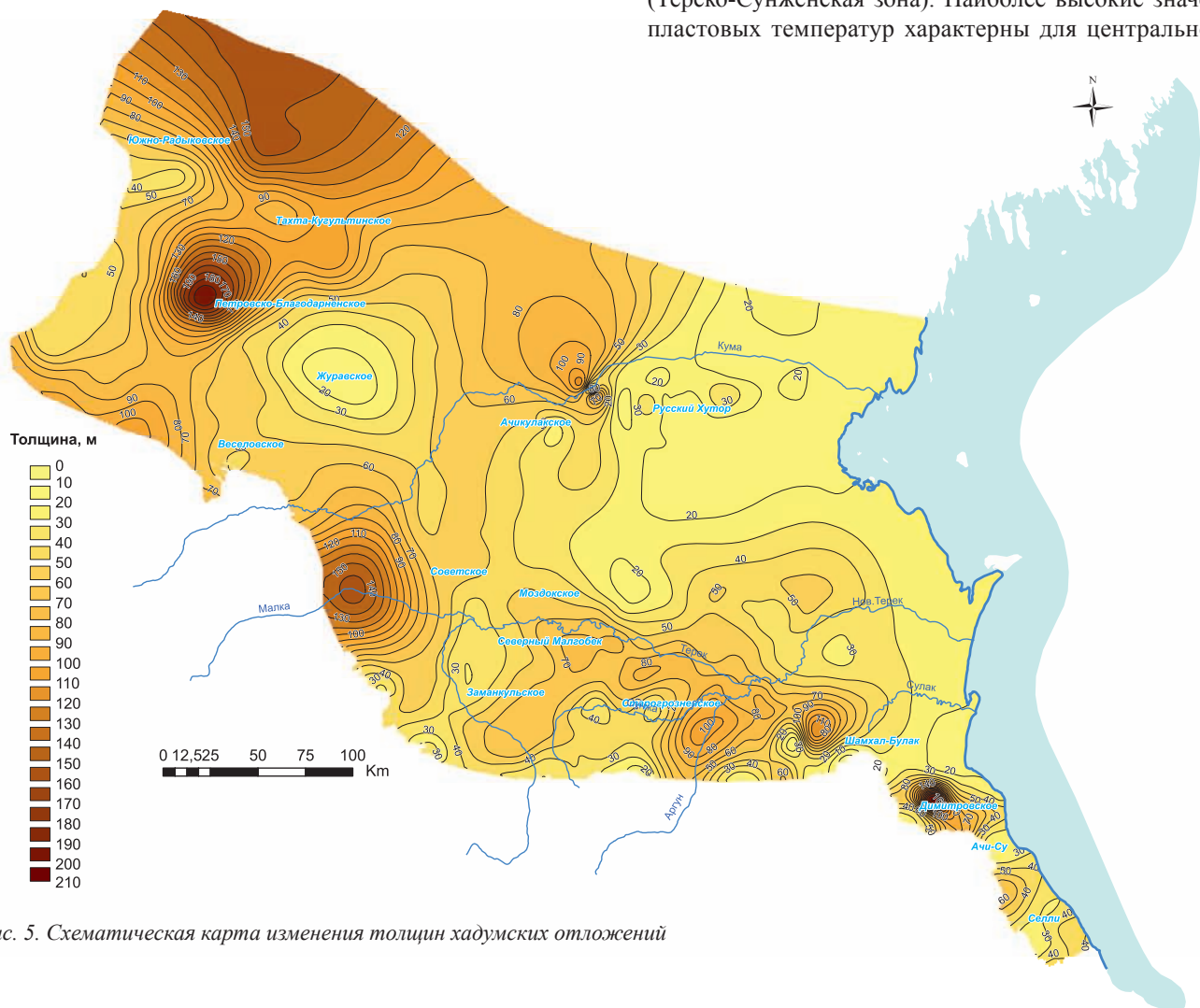


Рис. 5. Схематическая карта изменения толщин хадумских отложений

восточной частей Терско-Каспийского прогиба, Восточно-Ставропольской впадины и Ногайской ступени (Рис. 6).

Максимальные замеренные значения пластовой температуры (180 °С) зафиксированы в скважине Новолакская-1, расположенной в юго-восточной части Терско-Сунженской зоны на границе с Предгорным Дагестаном, где кровля хадумских отложений залегает на глубине 5220 м. Относительно высокими пластовыми температурами (более 120 °С) характеризуются хадумские отложения в Прикумской зоне поднятий и Восточно-Ставропольской впадине, где располагается большинство выявленных нефтяных месторождений.

Зона минимальных пластовых температур полосой окаймляет Прикумскую зону поднятий, Ногайскую ступень и Терско-Каспийский прогиб, значительно расширяясь в западных (Ставропольский свод) и северных (Восточно-Маньчский прогиб) районах. Аналогичная картина характерна и для площадей Южного Дагестана. Здесь пластовые температуры хадумских отложений, как правило, не превышают 100 °С.

Современные пластовые давления (Рпл) в хадумских отложениях сильно варьируют в зависимости от глубины их залегания. Максимальные значения Рпл зафиксированы в пределах Терско-Сунженской зоны поднятий

Терско-Каспийского прогиба. Так, на площади Северо-Минеральная, где глубина залегания хадумских отложений составляет около 5280 м, пластовое давление составляет 80,5 МПа.

Как правило, гидродинамические условия хадумских и баталпашинских отложений характеризуются аномально высокими пластовыми давлениями. Максимальное значение коэффициента аномальности пластового давления (Кан) в хадумских отложениях установлено в скважине Карабулак-Ачалуки-8 (Кан=2,13) (Рис. 7). Минимальные значения пластовых давлений и коэффициентов аномальности отмечаются на площадях Ставропольского свода, в северных районах Восточного Предкавказья (Восточно-Маньчский прогиб) и в юго-восточных районах Южного Дагестана.

Определенный практический интерес представляют результаты анализа изменения пластового (порового) давления и результатов испытаний скважин в хадумских и баталпашинских отложениях в пределах Восточного Ставрополя (Чепак и др., 1983, Чепак, Ликов и др., 1996ф). Проведенный анализ позволил установить следующую зональность пространственного распределения залежей УВ в зависимости от величины пластовых давлений.

Зона аномально-низких пластовых давлений (АНПД) с коэффициентами аномальности 0,7-0,9. В этой зоне сконцентрированы крупные газовые залежи в хадумских гранулярных коллекторах на Ставропольском своде.

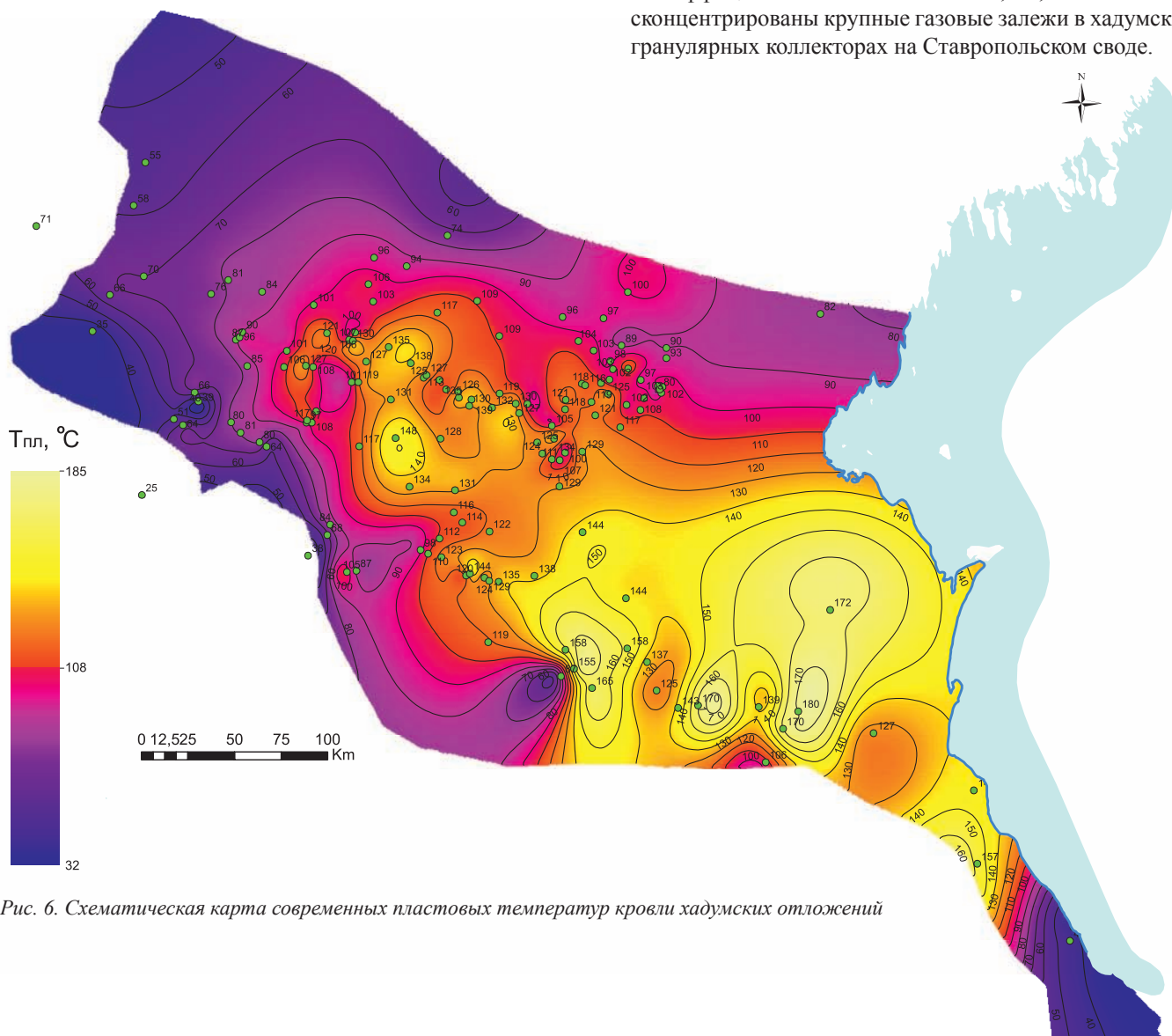


Рис. 6. Схематическая карта современных пластовых температур кровли хадумских отложений

В эту зону входят также площади Армавири-Невинномысского вала (Янкульская, Дубово-Балковская, Подгорненская, Надзорненская, Невинномысская и др.) и центральной части вала Карпинского (Ики-Бурульская, Песчаная и др.). Отличительной особенностью данной зоны является отсутствие верхнемайкопских и частично среднемайкопских пластичных глин, за счет чего общая мощность майкопа сокращается до 400-500 м. Эти районы характеризуются небольшими глубинами залегания хадума, развитием терригенных и трещинных коллекторов и раскрытостью структур, т.е. благоприятными условиями для разгрузки пластовых флюидов.

К зоне нормальных условно-гидростатических давлений с коэффициентами аномальности от 0,9 до 1,1 отнесены площади, расположенные в северной и восточной частях Прикумской зоны поднятий, а также территория, обрамляющая с востока Минераловодский выступ узкой полосой и простирающаяся на юго-восток вдоль южного борта Терско-Каспийского прогиба. Указанная зона характеризуется повышенной суммарной песчаностью (до 250 м в Равнинном Дагестане) и незначительными мощностями майкопской толщи.

Зона повышенных пластовых давлений с коэффициентами от 1,1 до 1,3 охватывает западную и центральную части Прикумской зоны поднятий (Озек-Суат, Ачикулак,

Лесная, Прасковейская и др.). Эта зона характеризуется снижением песчаности майкопа в западном направлении, в то же время коэффициент аномальности в этом направлении увеличивается до 1,3.

Зона АВПД с коэффициентом от 1,3 до 1,7 охватывает Восточно-Ставропольскую впадину (Журавская, Пашолкинская, Александровская, Довсунская, Воробьевская, Южно-Спасская), западную часть Ногайской ступени (Сизовская, Соломенская) и северо-западную часть Терско-Каспийского прогиба (Советская, Курская, Курганная). Данная зона характеризуется максимальными мощностями майкопской толщи (до 1600 м), минимальными значениями песчаности (от 0 до 50 м) и глубинами залегания от 2000 до 2850 м.

Зона АВПД с коэффициентом от 1,7 до 2,3 (кульминационного проявления). Эта зона охватывает большую часть территории Терско-Каспийского прогиба. На территории Ставрополя такие участки кульминационного АВПД в олигоцене встречаются на Моздокской площади (1,83), расположенной на северном борту Терско-Каспийского прогиба. Особенностью данной площади является глубина залегания майкопских отложений более 3000 м и наибольшая мощность майкопской толщи.

Таким образом, изучаемые отложения имеют четко выраженную гидродинамическую зональность, заключающуюся в возрастании коэффициентов аномальности в направлении от выходов майкопских отложений на

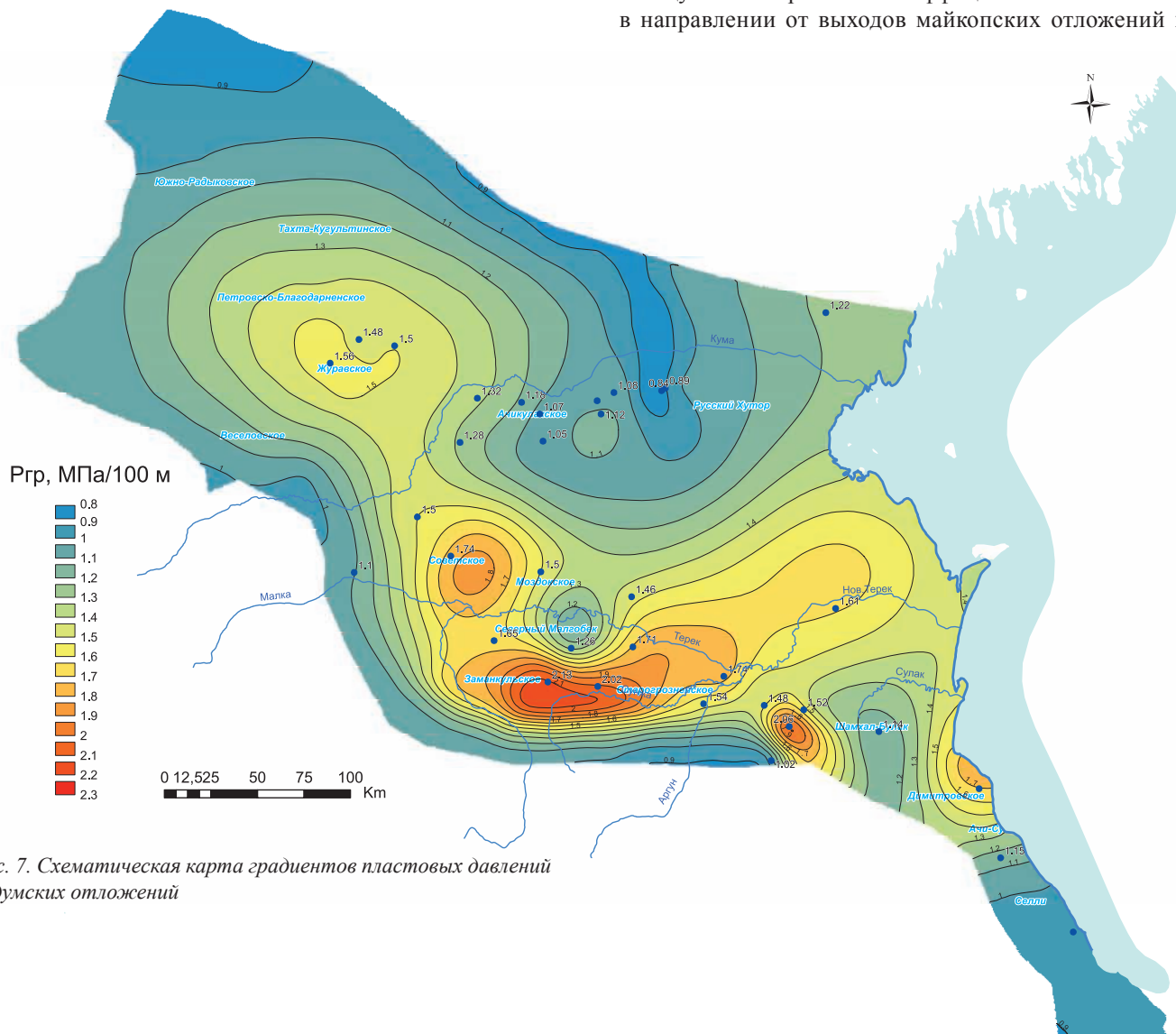


Рис. 7. Схематическая карта градиентов пластовых давлений хадумских отложений



Рис. 8. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений в хадумских и баталпашинских отложениях исследуемой территории

поверхность или зон суммарных максимальных мощностей песчаников в сторону их регионального погружения, что свидетельствует о связи АВПД с геостатической нагрузкой. Помимо этого, зоны АВПД, как правило, имеют разрез с наименьшей песчанистостью. Этот факт указывает на существование разгрузки УВ через опесчаненные разрезы с последующим их рассеянием.

### Нефтегазоносность хадумских отложений

В настоящее время в хадумских и баталпашинских отложениях изучаемого региона открыто 11 газовых и 19 нефтяных месторождений (Рис. 8). Промышленная газоносность хадумских отложений установлена в пределах Центрального Предкавказья (Ставропольский свод) и Южного Дагестана (Восточная антиклинальная зона Терско-Каспийского прогиба).

Наиболее крупные газовые месторождения открыты в Центральном Предкавказье, в центральной части Ставропольского свода, где наблюдается максимальное развитие песчанности в хадумских отложениях.

Выявленные месторождения связаны с пологими (углы падения слоев не превышают нескольких градусов) платформенными антиклиналями небольшой амплитуды (Северо-Ставропольско-Пелагиадинское, Казино-Грачевское, Безопасненское, Тахта-Кугультинское, Сенгилеевское и др.). Основные скопления газа приурочены к хадумским отложениям, в составе которых развиты пачки песчано-алевролитовых пород.

Залежи газа имеют либо пластовый сводовый, либо массивный характер; иногда за счет литологической изменчивости коллектора или его выклинивания наблюдается литологическое ограничение залежи.

По мнению некоторых исследователей, газ хадумских отложений Центрального Предкавказья имеет сингенетичное происхождение за счет низкотемпературного

преобразования керогена (на грациях ПК<sub>3</sub>-МК<sub>1</sub>) преимущественно сапропелево-гумусового типа (Галимов, 1985; Евдокимова, 2003).

В Восточном Предкавказье промышленных скоплений свободного газа в хадумских отложениях не обнаружено.

Притоки свободного газа из гранулярных коллекторов среднего майкопа получены на площадях Приозерная, Закумская, Русский Хутор Центральный. На месторождении Русский Хутор Центральный в Прикумской зоне поднятий газовая залежь приурочена к муцидакальской свите среднего майкопа. Первый промышленный приток газа получен в скважине №95 в 1977 г. При испытании интервала 1767-1770 м (X пласт майкопа) получен дебит безводного газа 93,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут при диаметре штуцера 6,5 мм. Мелкие газовые залежи выявлены в маломощных (6-11 м) пластах мелкозернистых кварцевых песчаников и алевролитов (всего 6 пластов), перемежающихся с глинистыми прослоями. Все газовые залежи пластовые сводовые, начальные пластовые давления меняются от 17,2 до 18,7 МПа, пластовые температуры – 78-91 °С.

Небольшие по размерам и запасам газовые скопления в изучаемых отложениях обнаружены в юго-восточной части Терско-Каспийского прогиба, в Южном Дагестане. Здесь, на площадях Хошмензил, Дузлак и Дагогни, выявлены единые гидродинамически связанные залежи массивного типа в хадумско-фораминиферовых отложениях. Коллекторами являются трещиноватые мергели, характеризующиеся неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств, что обуславливает существенные различия дебитов газа по скважинам. Наибольшая трещиноватость приурочена к сводовой части структур. Глубина залегания



продуктивных отложений – 230-400 м, начальные дебиты скважин порядка 30-35 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Режим залежей упруговодонапорный.

*Нефтеносность* хадумских отложений установлена в Восточном Предкавказье и Терско-Каспийском прогибе.

Наиболее значительные по запасам и размерам нефтяные залежи формируют Журавскую зону нефтенакпления в пределах Восточно-Ставропольской впадины. Промышленная нефтеносность здесь связана с листовато-чешуйчатыми глинами олигоцена (хадумская и баталпашинская свиты). Нефтенасыщенные интервалы приурочены к разуплотненным разностям глин с повышенным содержанием кремнезема. Именно эти интенсивно окременные слои глин наиболее подвержены разуплотнению (микротрещиноватости) при воздействии тектонических сил деформации. Залежи нефти не имеют структурного контроля и располагаются в условиях моноклиналей, структурных носов, бортовых частей впадин. Участки нефтенасыщения незакономерно размещены по площади, но пространственно приурочены к зонам развития тектонических нарушений в подстилающих горизонтах осадочного чехла (Чепак и др., 1983). Вероятно, благодаря активизации этих нарушений в неогеновое время, в отложениях нижнего майкопа формировались тектонические ослабленные разуплотненные зоны.

В пределах Восточно-Ставропольской впадины нефтяные залежи в хадумских и баталпашинских отложениях открыты на Журавской, Воробьевской и Южно-Спасской площадях. Наиболее изученными являются Журавское и Воробьевское месторождения. На этих площадях пробурено 148 скважин, из которых в 117 проведено испытание олигоценых отложений. Притоки нефти получены в 49 скважинах (Чепак и др., 1998).

Продуктивными являются разуплотненные глины подсвиты Морозкиной балки хадумской свиты и нижней «подреперной» части баталпашинской свиты. Начальные дебиты нефти скважин изменяются от 0,5 до 104 м<sup>3</sup>/сут. Глубина залегания продуктивных интервалов – 2050-2200 м, мощность продуктивных отложений – 30-40 м. Пластовое давление изменяется от 28,8 до 31,5 МПа, пластовая температура – от 125 до 130 °С. Градиент пластового давления варьирует от 1,42 до 1,48 МПа/100 м.

В пределах Прикумской системы поднятий и зоны Манычских прогибов нефтеносность приурочена к наддотракодовой и подотракодовой частям хадумской свиты. Коллектор трещинно-порового типа представлен глинами с прослоями алевролитов и мергелей. Нефтяные залежи установлены на Ачикулакской, Лесной, Пашолкинской, Кумской, Краевой, Озек-Суатской, Южно-Озек-Суатской, Прасковейской, Южной площадях. Начальные дебиты скважин варьируют в пределах 0,5-110 м<sup>3</sup>/сут.

В современном структурном плане нефтяные залежи Прикумской системы поднятий приурочены, в основном, к юго-восточным периклиналям поднятий. Начальные дебиты скважин варьируют в пределах 0,5-50 м<sup>3</sup>/сут. Глубина залегания продуктивных интервалов колеблется в пределах 2300-2600 м. Пластовые температуры в продуктивной части составляют 115-120 °С, пластовые давления изменяются от 26,0 до 31,9 МПа, градиент пластового давления – от 1,17 до 1,30 МПа/100 м.

В пределах Ногайской ступени нефтеносность

олигоценых отложений установлена на Архангельской площади. При опробовании скважины Архангельская-3 (интервал 2815-2838 м) получен приток нефти дебитом 13 м<sup>3</sup>/сут и газа 975 м<sup>3</sup>/сут. Нефтепроявления и признаки нефти отмечались также в процессе бурения на Сизовской площади.

Региональная нефтегазосность майкопских отложений установлена также в пределах Терско-Каспийского передового прогиба. Здесь открыты нефтяные залежи в нижнемайкопских отложениях на Моздокской, Советской, Бенойской, Шамхал-Булакской, Карабулак-Ачалукской и Берикейской площадях.

В предгорьях Большого Кавказа установлены многочисленные естественные нефтегазопроявления, а при бурении скважин отмечены интенсивные, вплоть до промышленных притоков, проявления нефти, газа и воды.

Первые фонтаны нефти из майкопских отложений были получены в 1930 г. на Бенойской площади. Наиболее мощный приток нефти из нижнемайкопских отложений был получен в скважине Старогрозненская-649 (с глубины 3206 м из миатлино-муцидакальских отложений скважина фонтанировала дебитом 600 т/сут на протяжении 3-х недель).

На Моздокской площади в скважине №1 (интервал 3638-3671 м) получен кратковременный фонтан нефти с газом с дебитом 96 м<sup>3</sup>/сут.

На Советской площади в скважине №19 из интервала 2880-2915 м получен приток безводной нефти дебитом 24 м<sup>3</sup>/сут через 3,7 мм штуцер. Продуктивность связана с «подреперными» слоями баталпашинской свиты и верхней частью хадумской свиты.

В скважине 21 при опробовании интервалов 2963-2983 м, 2936-2963 м, 2906-2936 м на регулируемом штуцере при депрессии 21,6 МПа получен фонтан безводной нефти дебитом 17 м<sup>3</sup>/сут.

Нефтепроявления (0,7-25 м<sup>3</sup>/сут) и признаки нефти отмечались при бурении на Курской площади.

На Карабулак-Ачалукском месторождении при испытании скважины №10 в интервале 1681-1737 м (пласт «гребенка» нижнего майкопа) был получен фонтан нефти дебитом 200 т/сут на штуцере 20 мм.

На Берикейской площади нефтяная залежь массивного типа приурочена к единому природному резервуару, образованному карбонатами хадумской свиты и фораминиферовых слоев. Первые притоки нефти достигали 80 т/сут, глубина залегания продуктивных отложений составляет 400-420 м.

В настоящее время нефть из майкопских отложений в пределах Терско-Каспийского прогиба добывается лишь на Шамхал-Булакском месторождении (скв. 6, 12). По данным местных геологов, в скважине №6 продуктивный объект приурочен к крупному олистолиту в низах майкопа. Начальный дебит нефти составлял 60 м<sup>3</sup>/сут. Скважиной 12 эксплуатируется песчаный пласт («миатлинский песчаник») в кровле нижнего майкопа. Начальный дебит нефти достигал 16 м<sup>3</sup>/сут.

### **Геохимическая характеристика хадумских отложений**

Геохимические особенности хадумских отложений изучались многими исследователями (О.К. Баженова,



Изученные образцы пород отличаются также высоким содержанием битумоидов. Битуминозная текстура в основном равномерная, редко отмечается линзовидная. По характеру люминесценции растворов битумоидов и их капиллярных вытяжек (ярко-голубые, бледно-синие, серо-голубые цвета) отмечается наличие только легких (ЛБА) и маслянистых (МБА) битумоидов. Содержание хлороформенных (ХБ) и спирто-бензольных (ДСББ) битумоидов в породах составляет 0,01-1,5%. Более высокими концентрациями битумоидов отличаются породы пшехской подсытки (ХБ – 0,74%, ДСББ – 0,44), в подсытке Морозкиной балки ХБ – 0,52%, ДСББ – 0,3% (Евдокимова, 2003).

В общем балансе битумоидов на площадях Восточного Предкавказья преимущественно доминируют хлороформенные экстракты (Фадеева и др., 1998). Для изученных образцов пород Журавской и Прасковейской площадей отношение ХБ/ДСББ изменяется от 0,22 до 3,5, составляя в среднем около 1,4. Отношение ХБ/ДСББ пород Южно-Озек-Суатской площади составляет 1,04-9,4, а на Советской площади, где олигоценовые отложения находятся на более значительных глубинах и более преобразованы – достигает 13,8, в среднем составляя 4,5 (Горягина, 2005). Групповой состав ХБ характеризуется в среднем следующим содержанием компонентов: масла – 57,5%, смолы – 39,3%, асфальтены – 3,2%. Элементный состав ХБ: С – 82,3%, Н – 10,2%, (О+N+S) – 7,5%.

В песчано-алевролитоглинистых породах Центрального Предкавказья превышения содержания ХБ над ДСББ не установлено, что указывает на окисленный характер битумоидов. В хадумских глинах Центрального Предкавказья содержание ХБ составляет 0,015-0,04%.

По данным пиролитических исследований хадумские отложения характеризуются достаточно высокими значениями генерационного потенциала.

Содержание свободных УВ ( $S_1$ ), характеризующее величину реализованного генерационного потенциала, варьирует в пределах 0,04-9,44 мг УВ/г породы. Максимальные значения зафиксированы в мергелях подсытки морозкиной балки на Емельяновской площади (глубина 2427 м). Максимальные значения  $S_1$  характерны для хадумских отложений Чернолесской впадины и Прикумского вала (Емельяновская, Искринская, Журавская, Ачикулак, Озек-Суат); минимальные – на крыже Карпинского (Элиста, Черные земли).

Содержание УВ-продуктов пироллиза керогена и смолисто-асфальтеновых соединений, характеризующих остаточный генерационный потенциал ( $S_2$ ), варьирует в еще более широком диапазоне значений – 0,2-48 мг УВ/г породы. Наиболее высокими значениями отличаются хадумские отложения (особенно образцы остракодового горизонта) Прикумского вала (Озек-Суат, Ачикулак, Новомолодежная Емельяновская), восточного погружения Ставропольского свода (Александровская, Журавская) и северного борта Терско-Каспийского прогиба (Советская,

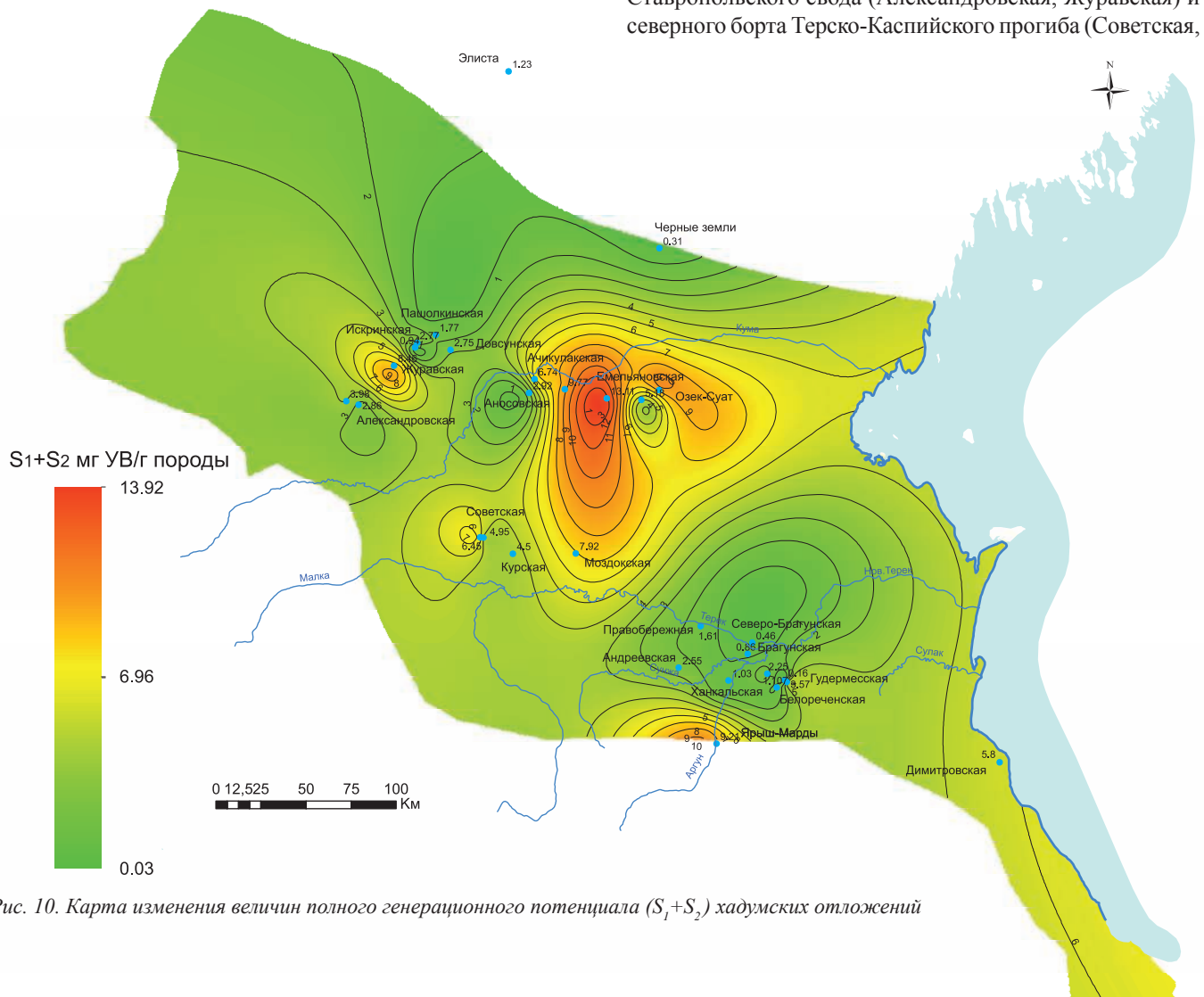


Рис. 10. Карта изменения величин полного генерационного потенциала ( $S_1+S_2$ ) хадумских отложений

Курская). Максимальные значения  $S_2$  (48 мг УВ/г породы) установлены также в мергелях остракодового горизонта на Емельяновской площади.

Среднее значение полного генерационного потенциала ( $S_1+S_2$ ) для изученных образцов составляет 8 мг УВ/г породы. Разброс значений полного генерационного потенциала весьма широкий: от 0,3 до 51 мг УВ/г породы. Максимальные значения  $S_1+S_2$  фиксируются для отложений остракодовой подсвиты в зоне Прикумского вала. Зона развития хадумских нефтематеринских пород с высоким генерационным потенциалом охватывает Прикумский вал и Чернолесскую впадину (Рис. 10).

По классификации Тиссо и Вельте (1981), хадумские отложения могут быть отнесены к категории нефтематеринских пород с высоким генетическим потенциалом ( $S_1+S_2 > 6$  мг УВ/г породы). На графике зависимости полного генерационного потенциала от концентрации  $C_{орг}$  (Рис. 11) видно, что значительная часть изученных образцов попадает в поле «хороших», «очень хороших» и «превосходных» нефтематеринских пород.

Весьма информативным параметром пиролиза является водородный индекс (HI-hydrogenindex), рассчитываемый как отношение количества органических соединений  $S_2$  на содержание органического углерода (ТОС) в образце (мг УВ/кг ТОС). Среднее значение HI для хадумских отложений составляет 188 мг УВ/кг ТОС при вариации от 18 до 580 мг УВ/кг ТОС. Максимальные значения фиксируются в мергелях остракодовой подсвиты (среднее значение HI составляет 338 мг УВ/кг ТОС).

На модифицированном графике Ван Кревелена по данным пиролиза ( $HI=f(T_{max})$ ) ОВ большинства изученных образцов хадумских пород идентифицируется как кероген II-III и III типов (Рис. 12).

Значения  $T_{max}$ , характеризующие степень катагенетической преобразованности хадумских отложений, варьируют в пределах от 390°C (Черные земли, кряж Карпинского) до 471°C (Белореченская, Терско-Каспийский прогиб).

На карте катагенеза хадумских отложений (Рис. 13) отчетливо видно, что зона наиболее высоких значений  $T_{max}$  охватывает центральную часть исследуемого региона. В тектоническом отношении здесь располагаются восточные части Прикумского вала и Ногайской ступени, а также центральная и восточная части Терско-Каспийского прогиба.

В пределах этой зоны значения  $T_{max}$  хадумских отложений, как правило, превышают уровень 430 °C, ограничивающий нижнюю границу (начало «главной зоны нефтеобразования»). Максимальные значения  $T_{max}$  (до 470 °C) фиксируются в наиболее погруженных районах Терско-Каспийского прогиба (Белореченская, Брагунская, Правобережная, Гудермеская).

Западная и северная части территории (Ставропольский свод, прилегающие западные части Прикумского вала, Восточно-Ставропольской впадины, Восточно-Манычского прогиба) характеризуются низким уровнем катагенетической преобразованности хадумских отложений (до начала градаций мезокатагенеза – зона незрелого керогена). Здесь значения  $T_{max}$  не превышают уровня 430 °C. Наиболее низкими значениями  $T_{max}$  (около 420 °C) отличаются центральная часть Ставропольского свода и приподнятые районы Южного Дагестана (юго-восточная часть Терско-Каспийского прогиба).

Обращает внимание разброс значений  $T_{max}$  в пределах одной и той же площади (скважины) на близких глубинах (Елгашская-1, Моздок-6, Советская-19 и др.). Возможно, это обусловлено миграционным характером УВ, переместившихся в пределах нефтематеринской толщи (паравтохтонный битумоид). По мнению французских исследователей (Espitalie et. al., 1986) присутствие миграционного ОВ приводит к относительно повышенным значениям индекса продуктивности PI и более низким –  $T_{max}$ .

Степень выработанности керогена отражается в коэффициенте PI (ProductionIndex) =  $S_1/(S_1+S_2)$ , значения которого равные 0,1-0,4 отвечают условиям ГЗН (при отсутствии миграции) и, следовательно, могут служить относительной мерой катагенеза. Нефтегазонасыщенному коллектору соответствуют высокие значения  $S_1$ , а нефтематеринским породам – высокие значения  $S_2$ , поэтому значения PI > 0,5 для пород одного уровня катагенетического преобразования присущи интервалам развития коллекторов.

Для почти всех изученных образцов значения PI варьируют в пределах значений 0,1-0,4, лишь отдельные образцы на площадях Чанты-Аргун, Андреевская, Ханкала, Довсунская, Емельяновская характеризуются значениями более 0,4. В комплексе с высокими значениями  $T_{max}$  это свидетельствует о высокой зрелости этих образцов и возможной нефтеносности «in situ».

Поскольку отложений хадумской свиты в настоящее время достигли «нефтяного окна» и, следовательно, генерация и эмиграция УВ уже происходила (и происходит), то исходные (начальные) значения концентраций  $C_{орг}$  и HI могли быть выше (по нашим оценкам приблизительно в 1,3-1,5 раза) и составлять не менее 3-4% –  $C_{орг}$  и 400-500 мг УВ/кг ТОС – HI.

## Оценка перспектив нефтегазоносности хадумских отложений

Основой для составления карты перспектив нефтегазоносности исследуемых отложений послужили результаты комплексного анализа и обобщения данных изучения хадумских отложений. По результатам этих исследований были построены карты (схемы) площадного изменения различных параметров, определяющих степень перспективности региона (зон, участков) на нефть и газ. К их числу относятся: тип и содержание ОВ, степень катагенеза ОВ, пиролитические параметры, отражающие генерационные возможности ОВ ( $S_1, S_2, (S_1+S_2), HI$ ), современные пластовые температуры и градиенты пластового давления, литологический состав и палеогеографические условия седиментации отложений, мощность и структурные условия залегания пластов.

Прежде чем приступить к построению результирующей карты перспектив нефтегазоносности изучаемых отложений, с целью отдельного прогноза нефте- и газоносности недр нами проведено разграничение исследуемой территории на потенциально газоносные и нефтеносные земли. В качестве основы такого разделения принята карта значений  $T_{max}$ , показывающая степень катагенеза рассматриваемых отложений. При определении вертикальной генерационной зональности нами использована известная классификация Н.Б. Вассоевича и др. (Неручев и др., 1976), согласно которой «главная зона нефтеобразования»

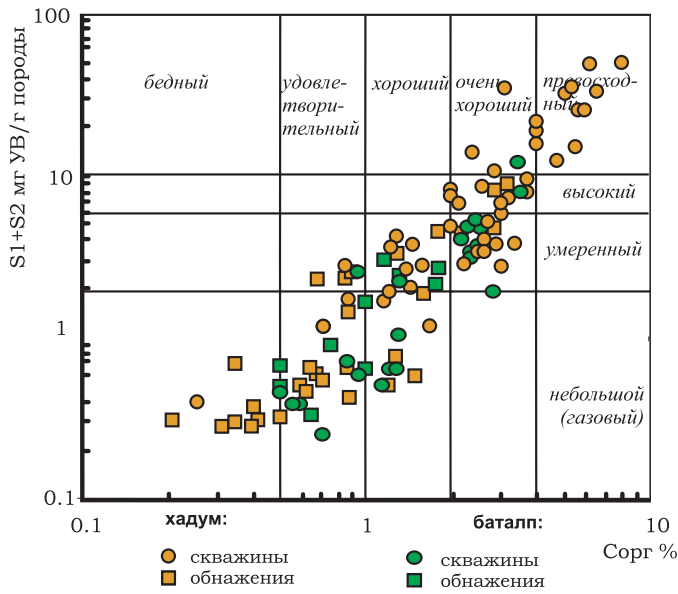


Рис. 11. График зависимости  $S_1+S_2$  от  $S_{орг}$ , характеризующий качество нефтематеринских пород хадумской свиты

(ГЗН) выделяется в объеме градаций катагенеза  $МК_1$ - $МК_3$ , что по шкале углефикации соответствует значениям показателя отражения витринита в масле ( $R_o$ ) 0,55–1,2%. Пик нефтеобразования приходится на стадию  $МК_2$  ( $R_o$  от 0,65 до 0,85%). «Газовому окну» (главной зоне газообразования) соответствуют значения  $R_o=1,2$ –4%. В начале «газового окна» генерируется преимущественно «жирный» газ (до  $R_o=2\%$ ), далее происходит генерация «сухого» газа, в

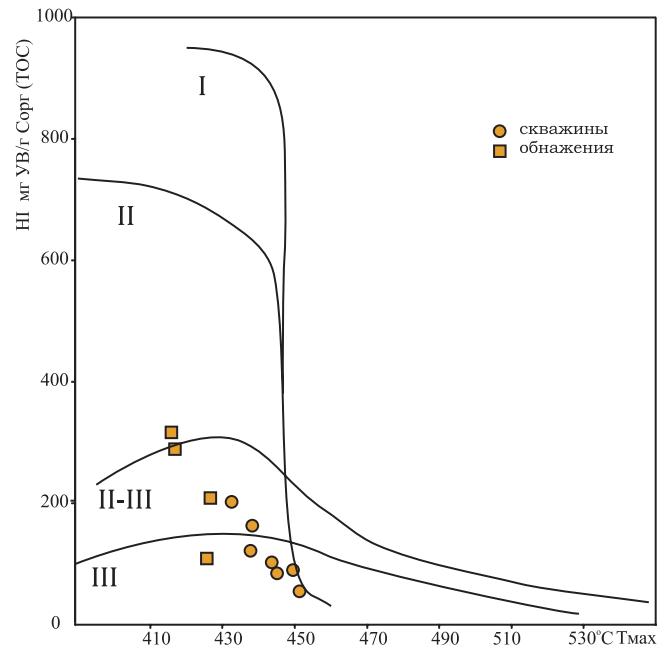


Рис. 12. Модифицированная диаграмма Ван-Кревелена для хадумских отложений

составе которого преобладает метан (Неручев, Рогозина, Капченко, 1973).

Поскольку в изучаемых отложениях практически отсутствуют кондиционные для инструментальных замеров углистые мацералы, для катагенетических построений нами использовались значения  $T_{max}$  пиролиза.

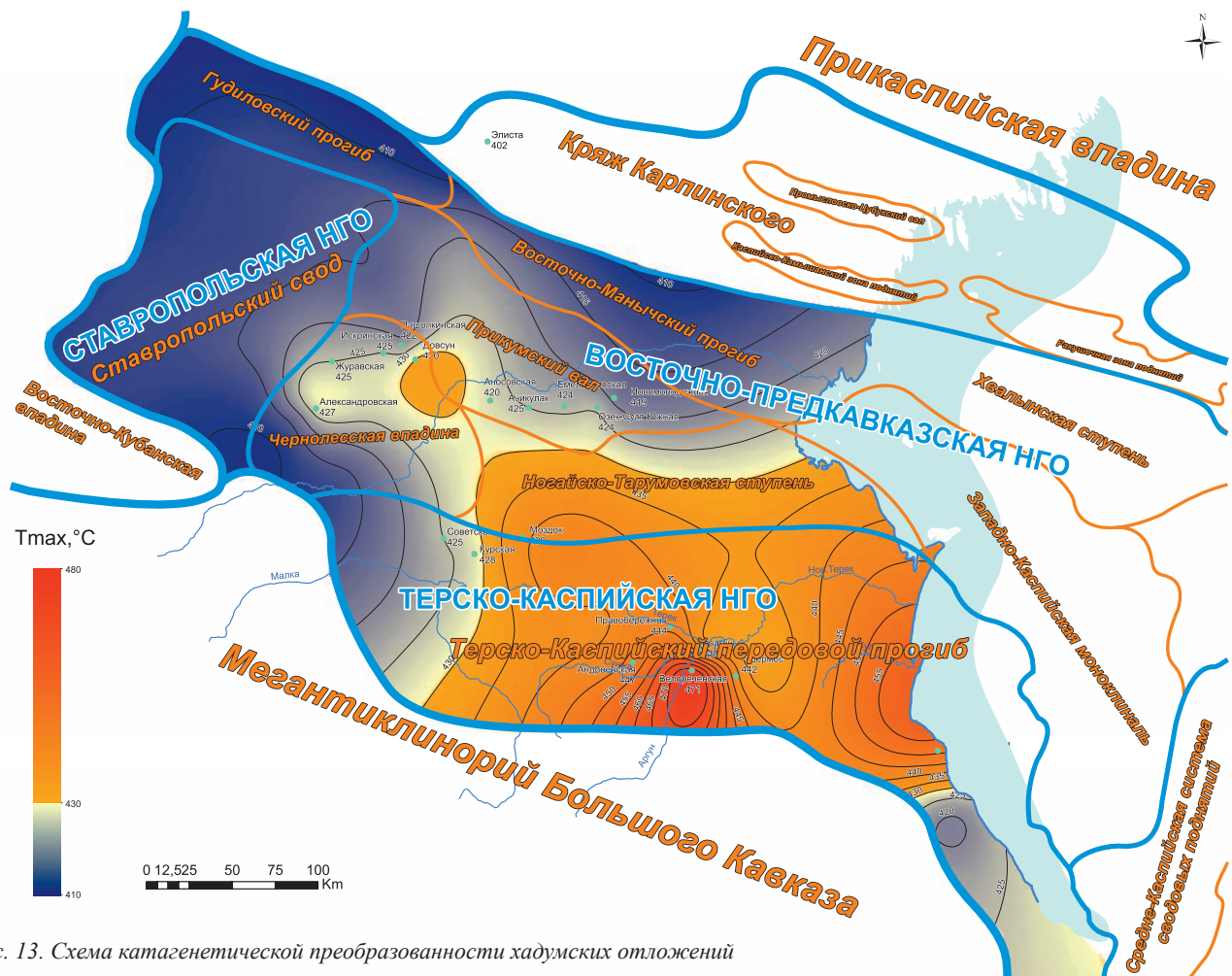


Рис. 13. Схема катагенетической преобразования хадумских отложений

Пересчет значений  $T_{max}$  в  $R_o$  производился по известной формуле (Pelet, 1985):

$$R_o, \% = 0,018 * T_{max} - 7,16.$$

Надо отметить, что в литературе существуют различные варианты соотношений  $R_o - T_{max}$  для «нефтяного окна» для разных типов ОБ. Так, Дж. Эспиталье определяет «нефтяное окно» для ОБ I типа рамками  $R_o = 0,5-1,30\%$  ( $T_{max} = 430-465^\circ C$ ). Американские геохимики из компании «Шеврон» пользуются несколько другими границами «нефтяной зоны»:  $R_o = 0,6-1,35\%$ ,  $T_{max} = 440-470^\circ C$ . По данным геохимических исследований ставропольских геологов (А.А. Ярошенко, О.О. Луканова, Т.А. Горягина и др.) граница между верхней зоной газообразования и главной зоной нефтеобразования для хадумско-баталпашинских отложений на территории Ставропольского края принимается на уровне  $T_{max} = 422^\circ C$ .

В соответствии с проведенным катагенетическим районированием изучаемых отложений западная и северная части исследуемой территории, охватывающие Ставропольский свод, большую часть Восточно-Ставропольской впадины, зону Маньчских прогибов и западную центриклиналь Терско-Каспийского прогиба, относятся к потенциально газоносным землям. К потенциально газоносным относится и территория Южного Дагестана. Вся остальная территория Восточного Предкавказья и, по-видимому, акватория Среднего Каспия нами отнесены к потенциально нефтеносным землям. Следует отметить, что установленная промышленная нефте- и газоносность хадумско-баталпашинских

отложений подтверждает проведенную дифференциацию исследуемой территории.

Для потенциально нефтеносных земель проведено ранжирование по степени перспективности с выделением высокоперспективных, среднеперспективных, малоперспективных и бесперспективных зон (участков). Построение карты перспектив нефтеносности проводилось путем наложения карт (схем) отдельных параметров. В ранг высокоперспективных земель выделены зоны и участки максимального соответствия (совмещения) наиболее благоприятных значений (характеристик) параметров (критериев), определяющих условия генерации, аккумуляции и сохранности углеводородных скоплений. По мере уменьшения степени соответствия и ухудшения характеристик параметров проводилось ранжирование остальной территории с выделением среднеперспективных, малоперспективных и бесперспективных земель (Рис. 14).

К *высокоперспективной на нефть* отнесена центральная часть Восточного Предкавказья, охватывающая центральные части Прикумской зоны поднятий (примерно до широтного течения р. Кума) и Ногайской ступени (почти до р. Терек). В плане высокоперспективная территория имеет неправильную овальную форму, вытянутую диагонально с юго-запада на северо-восток, пространственно включая открытые нефтяные месторождения Озек-Суат, Озек-Суат Южное, Краевое, Южное, Лесное, Ачикулакское. В этой части территории Восточного Предкавказья хадумские отложения представлены карбонатно-глинистыми породами и содержат

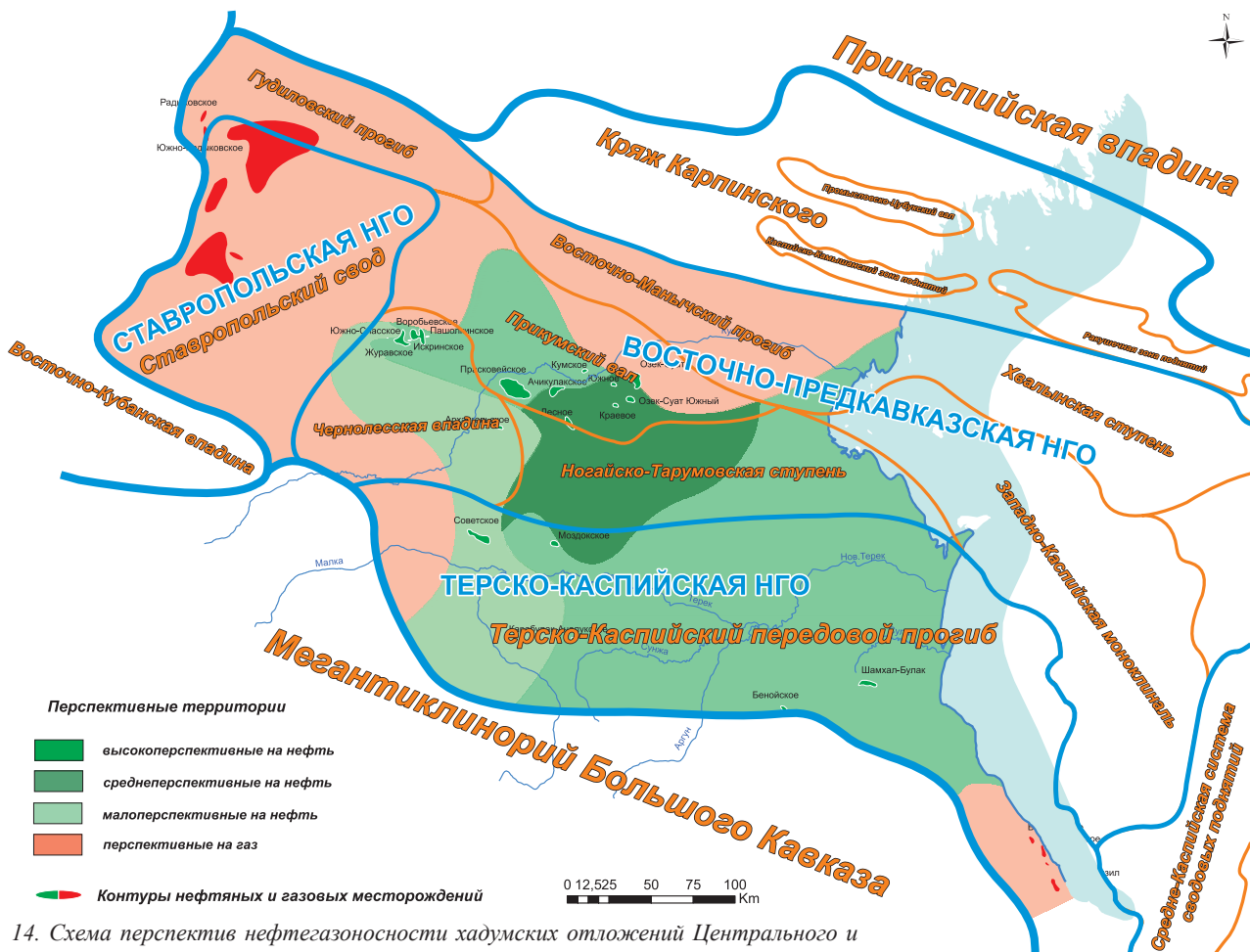


Рис. 14. Схема перспектив нефтегазоносности хадумских отложений Центрального и Восточного Предкавказья

гумусово-сапропелевое ОВ с концентрациями ТОС  $\geq 3\%$  («очень богатое»), преобразованное до градации МК<sub>1</sub> и выше (ГЗН); значения полного генерационного потенциала достигают 6 мг УВ/г породы и более («нефтематеринские породы с высоким генерационным потенциалом»). Глубины залегания кровли хадумских отложений здесь составляют порядка 2200-3500 м, современные пластовые температуры изменяются в пределах 120-140 °С, а градиенты пластовых давлений варьируют в диапазоне 1,10-1,60 МПа/100 м.

*Среднеперспективная на нефть* территория охватывает почти всю остальную платформенную часть Восточного Предкавказья и большую часть Терско-Каспийского передового прогиба, исключая его западную центриклиналь и наиболее прогнутые

центральные части Чеченской и Сулакской впадин. Среднеперспективные земли окружают со всех сторон высокоперспективную зону. Западной границей ее распространения является линия разграничения сапропелево-гумусового и гумусово-сапропелевого подтипов ОВ хадумских отложений. Необходимо отметить определенную условность данной границы. Восточнее этой линии в составе РОВ изучаемых отложений преобладает содержание сапропелевых компонентов (более 50%), а западнее – гумусовых. На севере территория среднеперспективных земель охватывает зону Манычских прогибов и ограничивается изолинией  $T_{\max} = 422^{\circ}\text{C}$ , соответствующей катагенетической границе ПК<sub>3</sub>/МК<sub>1</sub> (по данным А.А. Ярошенко и др.), т.е. началу ГЗН в рассматриваемых отложениях. В восточном направлении она открывается в акваторию Среднего Каспия. На юге региона граница проходит в Черногорской моноклиальной зоне вдоль линии выходов хадумских отложений на дневную поверхность и в Предгорном Дагестане отсекает юго-восточную часть Южного Дагестана примерно на широте Ачи-Су. Среднеперспективная территория включает открытые месторождения Журавское, Воробьевское, Пашолкинское, Южно-Спасское, Искринское, Кумское, Прасковейское, Моздокское, Шамхал-Булак, Бенойское, Карабулак-Ачалукское.

В пределах среднеперспективной территории хадумско-баталпашинские отложения также представлены преимущественно карбонатно-глинистыми породами и содержат гумусово-сапропелевое ОВ с концентрациями ТОС=1-3% («богатое»). Вместе с тем, встречаются отдельные участки, где значения ТОС < 1% (западная часть Восточно-Манычского прогиба или западная часть Сулакского прогиба), и наоборот, ТОС  $\geq 3\%$  (южный борт Аргунской впадины). Степень катагенеза хадумских отложений изменяется от МК<sub>1</sub> до МК<sub>3</sub>, а в наиболее погруженных частях Аргунской и Сулакской впадин степень катагенеза предположительно превышает градацию МК<sub>3</sub> (эти участки нами вырезаны из поля среднеперспективных на нефть). Значения полного генерационного потенциала в среднеперспективной зоне в среднем составляют порядка 2-3 мг УВ/г породы с тенденцией заметного увеличения (до 8-10 мг УВ/г породы) в южных районах Терско-Каспийского прогиба (бассейн р. Чанты-Аргун) («нефтематеринские породы с умеренным и высоким генерационным потенциалом»). Глубины залегания кровли хадумских отложений здесь варьируют от примерно

2000 м (Восточно-Ставропольская впадина) до 5000 м и более (Терско-Сунженская зона), современные пластовые температуры изменяются в пределах 100-160 °С, а градиенты пластовых давлений варьируют в диапазоне 1,10-2,13 МПа/100 м.

*Малоперспективная на нефть* территория узкой полосой окаймляет с запада среднеперспективную зону и охватывает восточный склон Ставропольского свода, прилегающие участки Восточно-Ставропольской впадины, западные части Ногайской ступени и Терско-Каспийского прогиба. Западным ограничением малоперспективной территории является изолиния  $T_{\max} = 422^{\circ}\text{C}$ , которая в пределах исследуемой территории разграничивает потенциально нефтеносные земли от потенциально газоносных. В границах данной территории располагаются Советское и Архангельское месторождения, на которых получены промышленные притоки нефти из хадумских и баталпашинских отложений.

Хадумские отложения в пределах малоперспективной территории представлены преимущественно глинистыми отложениями (к юго-востоку появляются карбонатные прослойки), содержащими сапропелево-гумусовый подтип ОВ с концентрациями ТОС около 2%. Степень катагенеза изучаемых отложений не превышает градацию МК<sub>1</sub>, т.е. находятся только в начале главной зоны нефтеобразования, когда еще не происходит массовая эмиграция новообразованных УВ нефтяного ряда. Значения полного генерационного потенциала составляют порядка 3-4 мг УВ/г породы с некоторыми локальными максимумами до 6-7 мг УВ/г породы (Советская площадь). Глубины залегания кровли хадумских отложений варьируют в пределах 1300-3500 м, современные пластовые температуры изменяются в пределах 80-110 °С, а градиенты пластовых давлений варьируют в диапазоне 1,10-1,3 МПа/100 м (локальный максимум в районе Советской площади – 1,74 МПа/100 м).

В разряд *бесперспективных на нефть* земель отнесена зона выходов майкопских отложений на дневную поверхность на северном склоне Большого Кавказа и Минераловодском выступе.

*Газоперспективные* земли располагаются на Ставропольском своде и в Южном Дагестане. В пределах Ставропольского свода хадумские отложения залегают на небольших глубинах (до 1000-1300 м) и в литологическом отношении выражены песчано-алевритно-глинистыми фациями. Термобарические условия залегания отложений весьма мягкие. Здесь сосредоточены крупные газовые скопления в гранулярных высокопроницаемых коллекторах хадумских отложений. Хадумские отложения содержат ОВ сапропелево-гумусового подтипа, а степень его катагенеза не превышает градаций протокатагенеза ( $T_{\max}$  около 420 °С), т.е. располагаются в верхней газогенной зоне. Содержание  $C_{\text{орг}}$  в них составляет порядка 2%, а величины полного генерационного потенциала не превышают 2-3 мг УВ/г породы.

В Южном Дагестане также открыты небольшие газовые скопления (Хошмензил, Дузлак, Даггни) в трещиноватых мергелях хадумско-фораминиферовых отложений (гидродинамически связанные массивные залежи). Геохимические характеристики изучаемых отложений близки таковым на Ставропольском своде, хотя

они и отличаются литофациальным обликом и составом ОВ (в Южном Дагестане хадумские отложения содержат карбонатный материал и ОВ гумусово-сапропелевого состава). Глубины залегания хадумских отложений здесь возрастают до 2000 м и более (в сторону Каранайаульской депрессии). Содержание  $C_{\text{орг}}$  составляет около 2%,  $T_{\text{max}}$  около 420°C.

Обоснование направлений и рекомендации по проведению геологоразведочных работ на нефть и газ в хадумских отложениях

Опыт изучения и освоения известных сланцевых формаций Северной Америки свидетельствует том, что такие толщи могут представлять собой гибридные феномены, сочетающие как традиционные, так и нетрадиционные скопления УВ. Примером таких отложений является сланцевая нефтяная формация Баккен в бассейне Уиллистон, которая во многих частях имеет толщину не более 50 м, как и хадумская свита Предкавказья.

По результатам проведенных исследований представляется возможным также выделить два различных направления геологоразведочных работ на нефть и газ в хадумских отложениях на исследуемой территории. Первое направление нами определяется как «поиски традиционных залежей УВ в гранулярных коллекторах хадумской свиты», а второе – как «поиски нетрадиционных залежей УВ в карбонатно-глинистых природных резервуарах хадумской и баталпашинской свит».

Геологоразведочные работы по первому, традиционному направлению должны быть сконцентрированы в пределах Ставропольского свода и его восточного обрамления, в северо-восточной части Прикумской зоны поднятий, в восточной части Восточно-Манычского прогиба, а также вдоль южного борта Терско-Каспийского прогиба. В этих районах в нижнемайкопских и среднемайкопских отложениях значительное развитие получают песчано-алевритовые пласты и прослои, разделенные глинистыми горизонтами. Такие разрезы приурочены в основном к Центральному Предкавказью (Ставропольский свод), где открыты крупные газовые залежи в хадумских отложениях. Коллекторами здесь являются мощные пакки алевритов и песчаников, общая пористость которых достигает 37% (эффективная – 20%), а проницаемость варьирует от 50 до 1500 мД. Эффективная мощность пластов варьирует в пределах 27-56 м. Высокие фильтрационно-емкостные свойства коллекторов обеспечивают высокую продуктивность скважин (до 1 млн. м<sup>3</sup>/сут). Выявленные месторождения связаны с пологими (углы падения слоев не превышают нескольких градусов) платформенными антиклиналями небольшой амплитуды (Северо-Ставропольско-Пелагиадинское, Тахта-Кугульгинское, Казино-Грачевское, Безопасненское, Сенгилеевское и др.). Залежи газа имеют либо пластовый сводовый, либо массивный характер; иногда за счет литологической изменчивости коллектора или его выклинивания наблюдается литологическое ограничение залежи.

Другой зоной развития песчаности майкопских отложений является северная часть Прикумской зоны поднятий. По данным А.И. Эйвазова и др. (1979) песчаность майкопских отложений здесь составляет 15-25% и сконцентрирована преимущественно в нижней части

майкопской толщи (хадумская и аналоги баталпашинской свиты). В восточном направлении, в сторону акватории Каспия (Кизлярский залив), по данным М.С. Бурштара и Ю.Н. Швембергера (1970) песчаность возрастает до 45%.

В этой зоне, на месторождении Русский Хутор Центральный выявлены небольшие газовые залежи в отложениях муцидакальской свиты. Мелкие газовые скопления (всего 8 залежей) пластово-сводового типа приурочены к маломощным (6-11 м) пластам мелкозернистых кварцевых песчаников и алевритов, перемежающихся с глинистыми прослоями. На остальных площадях (Сухокумская, Юбилейная, Кумухская, Южно-Буйнакская) эти пласты оказались водонасыщенными.

Фильтрационно-емкостные свойства терригенных коллекторских пластов в Прикумской зоне оказались гораздо менее благоприятными, чем на Центральном Предкавказье. Открытая пористость – 15,5%, проницаемость – 0,6 мД, эффективная мощность пластов – 1,64-3,1 м.

В геохимическом отношении хадумские отложения в Центральном Предкавказье и прилегающих районах содержат ОВ сапропелево-гумусового подтипа, содержание  $C_{\text{орг}}$  в них составляет около 2%. Степень катагенеза не превышает градаций протокатагенеза ( $T_{\text{max}}$  около 420°C), т.е. располагаются в верхней газогенной зоне. Близкими геохимическими параметрами характеризуются рассматриваемые отложения и в Южном Дагестане.

Прогнозируемые зоны газонакопления здесь могут быть связаны с отдельными, слабовыраженными в структурном плане по хадумским отложениям, положительными тектоническими элементами (флексуры, выступы, структурные носы) на склонах Ставропольского свода, Минераловодского выступа. В качестве локальных поисковых объектов могут рассматриваться изометричные маломплитудные поднятия и структурные осложнения в пределах более крупных тектонических элементов. Для их выявления и пространственной локализации необходимо провести переобработку и переинтерпретацию данных сейсмических исследований прошлых лет с проведением, при необходимости, дополнительных детализационных сейсморобот (2Д и 3Д).

Прогнозируемый тип углеводородных скоплений – преимущественно газовый. Предполагаемые глубины залегания прогнозируемых залежей – от первых сотен метров до 2000 м, тип коллектора – поровый, порово-трещинный. Залежи предположительно будут приурочены к малоамплитудным изометричным поднятиям (структурный тип) с возможным литологическим замещением (структурно-литологический тип).

Поиски и разведку залежей УВ по первому направлению работ рекомендуется проводить бурением вертикальных скважин со вскрытием подошвы майкопских отложений. В процессе бурения скважин необходимо провести полный комплекс ГИС и отбор керна в интервалах продуктивных и перспективных горизонтов, опробование пластоиспытателями песчано-алевритовых пластов нижнего майкопа в процессе бурения.

Следует подчеркнуть, что территория концентрации поисково-разведочных работ по первому направлению характеризуется нормальными гидростатическими или аномально низкими пластовыми давлениями в хадумских



отложениях, сокращенными мощностями майкопских отложений за счет отсутствия в разрезе верхнемайкопских и частично среднемайкопских отложений, значительной раскрытостью тектонических структур и благоприятными условиями для разгрузки пластовых флюидов.

Второе, нетрадиционное направление геологоразведочных работ предлагается сконцентрировать на большей части Восточного Предкавказья, включающей центральную и восточную части Прикумского вала, Восточно-Ставропольскую впадину, Ногайскую ступень и Терско-Каспийский прогиб. Майкопские отложения здесь характеризуются наибольшей стратиграфической полнотой, значительными глубинами залегания (до 5-6 км) и мощностями (до 2 км и более). Природные резервуары в объеме майкопской толщи (в первую очередь в хадумских и баталпашинских отложениях) представлены горизонтами разуплотненных листоватых тонкоплитчатых глин и карбонатов (тонкие прослой мергелей, доломитов, известняков), перемежающихся с пластами плотных непроницаемых глин и мергелей, которые служат гидродинамическими экранами.

По данным лабораторных и гидродинамических исследований (Чепак и др., 1998; и др.) коллекторами нефти в олигоценых отложениях Восточного Предкавказья являются листоватые аргиллитоподобные глины и аргиллиты баталпашинской свиты и тонкоплитчатые до листоватых аргиллиты горизонта Морозкиной балки, характерной особенностью которых является разуплотненность. В интервале наибольшего разуплотнения пород (граница баталпашинской и хадумской свит) трещинная пористость составляет от 0,1% до 4,1%, открытая пористость – до 22,6%. По данным гидродинамических исследований скважин проницаемость изменяется в пределах  $2-22 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , в среднем составляет  $5,0 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ . Основными факторами, обусловившими разуплотненность пород, предполагаются тектонические напряжения и расклинивающее воздействие генерируемых углеводородов. Характерно, что именно к этой зоне приурочена и максимальная битуминозность пород (Дудаев, 2012).

Хадумские и баталпашинские отложения в геохимическом плане здесь характеризуются более «благородным», преимущественно сапропелевым составом ОВ. По данным разных исследователей (Фадеева и др., 1998, 1999; Сен-Жермес и др., 2000; Горягина, 2005; Ярошенко и др., 2010; и др.) доля сапропелевой составляющей в составе ОВ в восточных районах Восточного Предкавказья достигает до 90%. По содержанию  $C_{\text{орг}}$  на преобладающей части данной территории изучаемые отложения могут быть отнесены к классу «богатых» и «очень богатых» (более 3%) нефтематеринских пород.

По степени катагенетической преобразованности хадумские отложения здесь располагаются в ГЗН. Значения  $T_{\text{max}}$ , как правило, превышают уровень 430 °С. Максимальные значения  $T_{\text{max}}$  (до 471 °С) фиксируются в восточных районах Терско-Каспийского прогиба (Брагунская, Правобережная, Белореченская, Гудермесская).

Прогнозируемый тип углеводородных скоплений – преимущественно нефтяной. Предполагаемые глубины залегания прогнозируемых скоплений – от 1,5-2 км до 5 и более км, тип коллектора – нетрадиционный, листовато-плитчатый.

В качестве локальных объектов для постановки поискового бурения могут быть рекомендованы участки пересечения глубинных разломов различной ориентировки, где прогнозируется наибольшая густота дизъюнктивной нарушенности пород. Такие участки по данным сейсморазведки и бурения выделяются на северо-восточном обрамлении Ставропольского свода (Арзгирский прогиб, Приманычская ступень), в Восточно-Маньчском прогибе и в Довсунском прогибе на западе Прикумской системы поднятий.

Учитывая зарубежный опыт освоения сланцевых скоплений УВ, поиски, разведку и разработку прогнозируемых нетрадиционных скоплений УВ в хадумско-баталпашинских отложениях рекомендуется проводить бурением наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

Горизонтальное бурение обеспечивает большее раскрытие резервуара, чем в случае вертикальных скважин. Такое увеличение раскрытия резервуара создает ряд преимуществ над бурением вертикальных скважин. От шести до восьми горизонтальных скважин, пробуренных только в пределах одной кустовой скважины, могут обеспечить доступ к такому же объему резервуара, как и шестнадцать вертикальных скважин. Площадь дренирования вертикальных скважин на сланцевый газ обычно значительно меньше, чем при бурении горизонтальных скважин. Так, площадь дренирования (при гидроразрыве) сланцев Файеттвилл в Арканзасе (близких сланцам Барнетт) составляет от 2 до 8 га для вертикальных скважин и от 7,2 до 24,8 гектаров для горизонтальных скважин (Maison, 2011). В формации Антрим площадь дренажа одной скважины варьирует в пределах 16-32 га.

Использование кустовых многоствольных скважин может также значительно сократить общее количество кустов скважин, необходимых подъездных дорог, линий трубопроводов и необходимого оборудования для добычи.

Другим технологическим ключом к экономичному извлечению сланцевых углеводородов является гидроразрыв пластов, который включает нагнетание создающего гидроразрыв флюида под высоким давлением в сланцевую формацию, чтобы создать трещины или разрывы в целевой формации. Этот процесс способствует поступлению из сланцевой толщи в скважину УВ в экономически значимых объемах. Например, горизонтальные скважины в формациях Барнетт или Баккен с высоким начальным давлением в резервуаре могут обеспечивать после проведения гидроразрыва начальный дебит нефти от 100 до 800 т/сут и газа в несколько десятков и даже сотен тысяч м<sup>3</sup>/сут. Однако такой приток в течение одного-двух лет работы скважины значительно снижается, и в последующем приток углеводородов определяется скоростью диффузии из матрицы к новообразованным (индуцированным) при гидроразрыве трещинам. Как показывает американский опыт освоения сланцевых УВ, величина притока газа на одну горизонтальную скважину после 3-5 лет работы без проведения дополнительных гидроразрывов пластов снижается примерно на 10% за каждый последующий год. Поэтому в процессе разработки сланцевых толщ гидроразрыв в одних и тех же скважинах приходится проводить неоднократно.

Особое внимание при бурении на низкопроницаемые толщи следует уделить выбору буровых растворов и технологии освоения скважин. Как показывает анализ результатов бурения на площадях ОАО «НК «Роснефть»-Ставропольнефтегаз» использование в качестве утяжелителя промывочной жидкости гематита, барита при их длительном контакте с породообразующими минералами приводят к образованию труднорастворимых соединений. Значительные динамические перепады давлений при спуске бурильного инструмента нередко приводят к гидроразрыву и проникновению в пласт больших количеств бурового раствора. По разным оценкам глубина проникновения фильтрата достигает 4-8 м и более, в результате чего происходит полная потеря проницаемости керна за счет коагуляции каналов фильтрации. При испытании таких интервалов в открытом стволе с использованием максимальных депрессий (13-17 МПа) происходит заклинивание твердых частиц в порах (каналах фильтрации) за счет смыкания трещин в результате резкого снижения забойного давления. В связи с этим при освоении скважин остро стоит проблема разработки оптимальной технологии испытания глинистых коллекторов.

Тем не менее, в конечном итоге степень извлечения нефти и газа из сланцевых толщ существенно меньше (от менее 5% до 20%) в сравнении с резервуарами традиционных залежей (до 50-90%), хотя имеются и исключения. Например, сильно трещиноватые сланцы Антрим могут иметь коэффициент извлечения газа до 0,5-0,6 (Curtis, 2002). Согласно последним данным, сланцы Хайнесвилл в Луизиане могут иметь коэффициент извлечения нефти до 0,3, что сопоставимо с характеристиками традиционных залежей.

## Литература

- Баженова О.К., Фадеева Н.П., Сен-Жермес М.Л. и др. Биомаркеры органического вещества и нефтей майкопской серии Кавказско-Скифского региона. *Геохимия*. 2002. № 9. С. 993-1008.
- Бурштар М.С., Швембергер Ю.Н. Отложения майкопской серии Восточного Предкавказья – возможный резерв открытия новых месторождений нефти и газа. *Тр. ВНИГНИ*. 1970. Вып. 100. С. 98-110.
- Глумов И.Ф., Маловицкий Я.П., Новиков А.А., Сенин Б.В. Региональная геология и нефтегазоносность каспийского моря. М: ООО «Недра-Бизнесцентр». 2004. 342 с.
- Горягина Т.А. Геолого-геохимические условия нефтегазоносности олигоценых отложений Центрального и Восточного Предкавказья. Дисс. канд. геол.-мин. н. Ставрополь. 2005. 132 с.
- Дудаев С.А. Геолого-геофизическое обеспечение технологий выделения, оценки и освоения нетрадиционных глинистых коллекторов Предкавказья. Дисс. д. геол.-мин. н. Уфа. 2012. 254 с.
- Неручев С.Г., Вассоевич Н.Б., Лопатин Н.В. О шкале катагенеза в связи с нефтегазообразованием. Труды XXV сессии Международного геологического конгресса. *Докл. сов. геол. Горючие ископаемые*. М. 1976. С. 47-62.
- Неручев С.Г., Рогозина Е.А., Капченко Л.Н. Главная фаза газообразования – один из этапов катагенетической эволюции сапропелевого рассеянного органического вещества. *Геология и геофизика*. 1973. № 10. С. 14-16.
- Сен-Жермес М.Л., Баженова О.К., Боден Ф., Запорожец Н.И., Фадеева Н.П. Органическое вещество в майкопских отложениях олигоцена Северного Кавказа. *Литология и полезные ископаемые*. 2000. № 1. С. 56-73.
- Тиссо Б.П., Вельте Д.Х. Образование и распространение нефти. М: Мир. 1981. 501 с.

Чепак Г.Н., Шапошников В.М. Особенности нефтеносности глинистой толщи олигоцена Восточного Предкавказья. *Геология нефти и газа*. 1983. № 4. С. 36-40.

Чепак Г.Н., Скрипкин А.П., Ковалев Н.И. Сингенетичные залежи нефти в палеогеновых отложениях Восточного Предкавказья. *Сб. научн. Трудов. Сер. «Нефть и газ»*. Ставрополь. 1998. № 1.

Чепак Г.Н., Ликов А.Г. Обобщение геологического строения и выработка методики поисков литологически и стратиграфически экранированных залежей Восточного Предкавказья. Ставрополь. 1996. 51 с.

Эйвазов А.И., Галилов Г.Б., Эйвазова Л.А. Оценка перспектив нефтегазоносности майкопских отложений Равнинного Дагестана. Махачкала. 1979. 162 с. Фонды ОАО «Дагнефть».

Яндарбиев Н.Ш., Крылов О.В., Козлова Е.В., Фролов С.А. и др. Изучение особенностей нефтегазообразования в регионах деятельности и интересов ОАО «НК «Роснефть»: Юг России (Западное и Восточное Предкавказье). Атлас и пояснительная записка. Москва. 2014. 262 с.

Ярошенко А.А., Луканова О.О., Бигун П.В. Методические аспекты определения типа органического вещества хадумских отложений Центрального и Восточного Предкавказья (территория Ставропольского края). *Геология нефти и газа*. 2010. № 6. С. 77-84.

*Applied Petroleum Geochemistry*. Ed. Bordenave. Paris. 1993.

Curtis J. Fractured shale-gas systems. *AAPG Bulletin*. 2002. V.86. No.11. Pp. 1921-1938.

Espitalie J., Deroo G., Marquis F. La pyrolyse Rock-Eval: ses applications. *Revue de l'Institut Francais du petrole*. 1986. V. 41. No. 1.

Pelet R. Evaluation quantitative des produits formés lors de l'évolution néochimique de la matière organique. *Rev. d'Institut Francais du Pétrole*. 1985. V.40, No. 5. Pp. 551-562.

## Сведения об авторах

**Нурдин Шамаевич Яндарбиев** – доцент, кандидат геолого-минералогических наук, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Тел: +7(917)512 21 19

e-mail: yandarbiev@mail.ru

**Наталья Петровна Фадеева** – вед. науч. сотрудник, кандидат геолого-минералогических наук, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Тел: +7(495)939 24 98

e-mail: fadeeva\_nataly@mail.ru

**Елена Владимировна Козлова** – старший научный сотрудник, кандидат геолого-минералогических наук, Центр добычи углеводородов

Сколковский институт науки и технологий

Россия, 143026, Москва, ул. Нобеля, 3

e-mail: e.kozlova@skoltech.ru

**Юрий Владимирович Наумчев** – аспирант, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

e-mail: yurana@mail.ru

Статья поступила в редакцию 15.03.2017

Принята к публикации 27.04.2017

Опубликована 20.05.2017

## Khadum Formation of Pre-Caucasus region as potential source of oil shales: geology and geochemistry

N.Sh. Yandarbiev<sup>1</sup>, N.P. Fadeeva<sup>1</sup>, E.V. Kozlova<sup>2</sup>, Yu.V. Naumchev<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia

<sup>2</sup>Skolkovo Institute of Science and Technology, Moscow, Russia

**Abstract.** One of the main modern aim for oil industry is the development of hydrocarbon extraction technologies from «oil shale». In Russia there are kerogen-saturated carbonate-clayey-siliceous deposits of the Bazhenov Formation, carbonate rocks of the Volga-Ural and Timan-Pechora oil and gas bearing basins and clayey Maikop series of Pre-Caucasus region. The Khadum Formation is lower part of the Maikop series represented by carbonate-clay and clayey deposits. On the basis of long-term field and laboratory investigation conducted by specialists of the Oil and Gas Department from Geological Faculty of the Lomonosov Moscow State University. a comprehensive study of the lithological composition, structure, geochemical, hydrogeological and hydrodynamic characteristics of the Paleogene section and monitoring of the drilled wells, the prospects of the oil and gas potential of the Khadum deposits of the Oligocene in the Eastern Pre-Caucasus oil and gas bearing basin were estimated. 11 gas and 19 oil deposits are discovered within the Khadum deposits, and they are confined to the sand layers and lenses, but most of the Khadum section belongs to «unconventional» sources of hydrocarbons. Based on the integrated approach, a map of oil and gas potential prospects for the Khadum deposits was constructed. Highly prospective territories for drilling for oil, areas with small and medium perspectives, and gas prospecting areas have been singled out. Recommendations are given for drilling and technology for the development of the Pre-Caucasus oil shales, based on the world experience in the development of such formations.

**Key words:** oil shale, hydrocarbons, abnormally high reservoir pressures, Khadum Formation, Maikop series

**For citation:** Yandarbiev N.Sh., Fadeeva N.P., Kozlova E.V., Naumchev Yu.V. Khadum Formation of Pre-Caucasus region as potential source of oil shales: geology and geochemistry. *Georesursy = Georesources*. 2017. Special issue. Part 2. Pp. 208-226. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.21>

### References

- Applied Petroleum Geochemistry. Ed. Bordenave. Paris. 1993.
- Bazhenova O.K., Fadeeva N.P., Sen-Zhermes M.L. et al. Biomarkers of organic matter and oils of the Maikop series of the Caucasus-Scythian region. *Geohimiya = Geochemistry*. 2002. No. 9. Pp. 993-1008. (In Russ.)
- Burshtar M.S., Shvemberger Yu.N. The deposits of the Maikop series of the Eastern Pre-Caucasus region as a possible reserve for the discovery of new oil and gas fields. *Tr. VNIGNI*. 1970. Is. 100. Pp. 98-110. (In Russ.)
- Chepak G.N., Shaposhnikov V.M. Peculiarities of the oil content of the clayey strata of the Oligocene of the Eastern Ciscaucasia. *Geologiya nefi i gaza = The geology of oil and gas*. 1983. No.4. Pp. 36-40. (In Russ.)
- Chepak G.N., Skripkin A.P., Kovalev N.I. Syngenetic deposits of oil in the Paleogene sediments of the Eastern Trans-Caucasus. *Sb. nauchn. trudov. Ser. «Nefi i gaz»* [Ser. «Oil and gas»: Coll. papers]. Stavropol. 1998. No. 1. (In Russ.)
- Chepak G.N., Likov A.G. Generalization of the geological structure and development of a methodology for prospecting of lithologically and stratigraphically screened deposits of the Eastern Ciscaucasia. Stavropol. 1996. 51 p. (In Russ.)
- Curtis J. Fractured shale-gas systems. *AAPG Bulletin*. 2002. V. 86. No. 11. Pp. 1921-1938.
- Dudaev S.A. Geological and geophysical support of technologies for isolation, assessment and development of unconventional clay reservoirs in

the Ciscaucasia. *Diss. dokt. geol.-min. nauk* [Dr. geol. and min. sci. diss.]. Ufa. 2012. 254 p. (In Russ.)

Espitalie J., Deroo G., Marquis F. La pyrolyse Rock-Evalsets applications. *Revue de l'Institut Francais du petrole*. 1986. V. 41. No. 1.

Glumov I.F., Malovickij Ja.P., Novikov A.A., Senin B.V. Regional geology and oil and gas potential of the Caspian Sea. Moscow: OOO Nedra-Biznescentr. 2004. 342 p. (In Russ.)

Goryagina T.A. Geological and geochemical conditions of oil and gas content of Oligocene deposits of Central and Eastern Pre-Caucasus region. *Diss. kand. geol.-min. nauk* [Cand. geol. and min. sci. diss.]. Stavropol. 2005. 132 p. (In Russ.)

Jandarbiev N.Sh., Krylov O.V., Kozlova E.V., Frolov S.A. et al. Study of the features of oil and gas formation in the regions of activity and interests of Rosneft: South of Russia (Western and Eastern Ciscaucasia). Atlas and explanatory note. Moscow. 2014. 262 p. (In Russ.)

Jaroshenko A.A., Lukanova O.O., Bigun P.V. Methodical aspects of determining the type of organic matter of the Khadum deposits of the Central and Eastern Ciscaucasia (Stavropol region). *Geologiya nefi i gaza = The geology of oil and gas*. 2010. No. 6. Pp. 77-84. (In Russ.)

Jeyvazov A.I., Galilov G.B., Jeyvazova L.A. Estimation of oil and gas potential of Maikop deposits of Plain Dagestan. Mahachkala. Funds of OAO Dagneft. 1979. 162 p. (In Russ.)

Neruchev S.G., Vassoevich N.B., Lopatin N.V. On the scale of catagenesis in connection with oil and gas formation. *Trudy XXV sessii Mezhdunarodnogo geologicheskogo kongressa* [Proc. XXV session of the Int. Geological Congress]. Moscow: 1976. Pp. 47-62. (In Russ.)

Neruchev S.G., Rogozina E.A., Kapchenko L.N. The main phase of gassing is one of the stages in the catagenetic evolution of sapropelic dispersed organic matter. *Geologiya i geofizika = Geology and geophysics*. 1973. No. 10. Pp. 14-16. (In Russ.)

Pelet R. Evaluation quantitative des produitsformés lors de l'évolutionéochimique de la matièreorganique. *Rev. d'Institut Francais du Pétrole*. 1985. V. 40. No. 5. Pp. 551-562.

Sen-Zhermes M.L., Bazhenova O.K., Boden F., Zaporozhec N.I., Fadeeva N.P. Organic matter in the Maikop sediments of the Oligocene of the North Caucasus. *Litologiya i poleznye iskopaemye = Lithology and Mineral Resources*. 2000. No. 1. Pp. 56-73. (In Russ.)

Tisso B.P., Vel'te D.H. Obrazovanie i rasprostranenie nefi [Petroleum formation and occurrence]. Moscow: Mir Publ. 1981. 501 p. (In Russ.)

### About the Authors

**Nurdin Sh. Yandarbiev** – Associate Professor, PhD in Geology and Mineralogy, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1

Phone: +7(917)512 21 19, e-mail: [yandarbiev@mail.ru](mailto:yandarbiev@mail.ru)

**Nataliya P. Fadeeva** – Leading Researcher, PhD in Geology and Mineralogy, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1

Phone: +7(495)939 24 98, e-mail: [fadeeva\\_nataly@mail.ru](mailto:fadeeva_nataly@mail.ru)

**Elena V. Kozlova** – PhD in Geology and Mineralogy, Senior Researcher, Hydrocarbon Production Centre Skolkovo Institute of Science and Technology

Russia, 143026, Moscow, Nobel St., 3

**Yurii V. Naumchev** – PhD student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1

e-mail: [yurana@mail.ru](mailto:yurana@mail.ru)

Manuscript received 15 March 2017;  
Accepted 27 April 2017; Published 20 May 2017