



трудно установить главную, выдержанную в пространстве ось скелета.

В строении губок (*Leptophragmidae*, *Zittelispongia*) планиформного строения модули расположены линейно, в одной вертикальной плоскости и среди них установлены, в частности, гребневидные (кулисообразные) (см. рис. 5, фиг. 3) и перистые (рис. 5, фиг. 4) разновидностей. В качестве планиформных могут рассматриваться и губки с перпендикулярным, к основной оси скелета попарным расположением модулей (рис. 5, фиг. 1в). При совпадении ориентации осей модулей и главной оси скелета губки, строение колонии определяется как согласное (рис. 5, фиг. 3а), а при несовпадении – как несогласное (см. рис. 5, фиг. 1в, 3б).

Ростральный тип построения колоний выделен условно. Так, не всегда уверенно можно определить значение поперечных или продольных выростов в качестве субмодулей, тогда это транзиторный уровень организации губок, или

модулей, и тогда это первичные колонии. Предполагается, что от первичных ростральных колоний (*Botryosellidae*, *Plocoscyphia*) произошли некоторые настоящие колонии. При поперечном (см. рис. 5, фиг. 1) и субпродольном (см. рис. 5, фиг. 2) расположении модулей отмечается поочередное и попарное их расположение. Ростральное построение скелета характерно для транзиторных губок *Balantionella*, у которых субоскулюмы на апикальных участках выростов ориентированы вниз (рис. 5, фиг. 2б), иногда их поочередное взаиморасположение придает спиральный облик.

В морфологии скелетов первичных колоний, при сравнении с настоящими, отсутствуют скелетные элементы, соединяющие модули между собой и расположенные выше узлов дихотомии (междоузлий) – перемычки. При формировании перемычек между ними и модулями образуются зияния интерлабиринтового пространства, свойственные настоящим колониям.

УДК 553.98 (170.44)

ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РАННИХ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮГО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ БУЗУЛУКСКОЙ ВПАДИНЫ

А. А. Пятаев

ООО «Геосистемы», Саратов
E-mail: Geosystems@mail.ru

Описано геологическое строение юго-западной части Бузулукской впадины. Здесь толща палеозойских отложений имеет аналогичное строение с северной и южной частями Бузулукской впадины, где в отложениях нижнего карбона и девона открыт ряд газонефтяных месторождений. Даны морфологическая, геофизическая, геологическая, физико-литологическая и термобарическая характеристики разреза. Описана структура, к которой приурочены залежи углеводородов. Предложена методика оплоискования аналогичных структур в пределах рассматриваемого района.

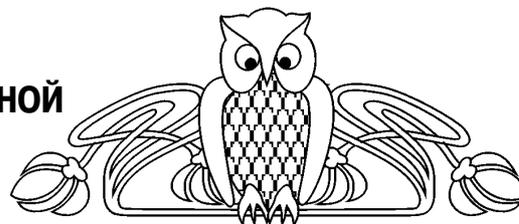
Ключевые слова: Бузулукская впадина, нефтегазоносность, карбон, девон, структурная залежь.

Forecast of Oil and Gas Deposits of Paleozoic Southwestern Buzuluk Basin

А. А. Pytaev

Described the geological structure of the south-western part of the basin Buzuluk. Here the thickness of the Paleozoic sediments has a similar structure to the north and south of the basin Buzuluk, where sediments of the Lower Carboniferous and Devonian numerous open gas deposits. The morphological, geophysical, geological, physical, and thermobaric lithological characteristics of the section. The description of the structure to which the deposits are associated with hydrocarbons. The methods of prospecting similar structures within the area under consideration.

Key words: Buzuluk depression, petroleum, carbon, devon, structural pool.



В результате геолого-поисковых работ в пределах юго-западной части Бузулукской впадины получены многочисленные данные о нефтегазоносности палеозойских отложений. Открыт ряд нефтяных и газовых месторождений на Жигулевско-Пугачевском своде, на внешнем бортовом уступе Прикаспийской впадины, кроме того, получены принципиально новые данные о нефтегазоносности Карповско-Тепловского вала и западной части Камелик-Чаганской системы дислокаций (рис. 1).

На Карповско-Тепловском валу в результате бурения скважин 1 Малаховской и 7 Карповской установлена нефтегазоносность карбонатных отложений мосоловского возраста среднего девона (скв. 1 Малаховская, инт. 4220–4230 м), карбонатно-терригенных отложений тульско-бобриковского возраста нижнего карбона (скв. 7 Карповская, инт. 4000–4050 м).

Основным обоснованием высокой перспективности юго-западной части Бузулукской впадины является аналогия ее геологического строения со строением уже выявленных месторождений Оренбуржья, таких как Зайкинское, Росташинское, Вишнево-Пальговское и других, расположенных вдоль Камелик-Чаганской системы дислокаций, вытянутой в субширотном направлении на 180 км и выходящей западной частью в пределы Саратовской области [1, 2].

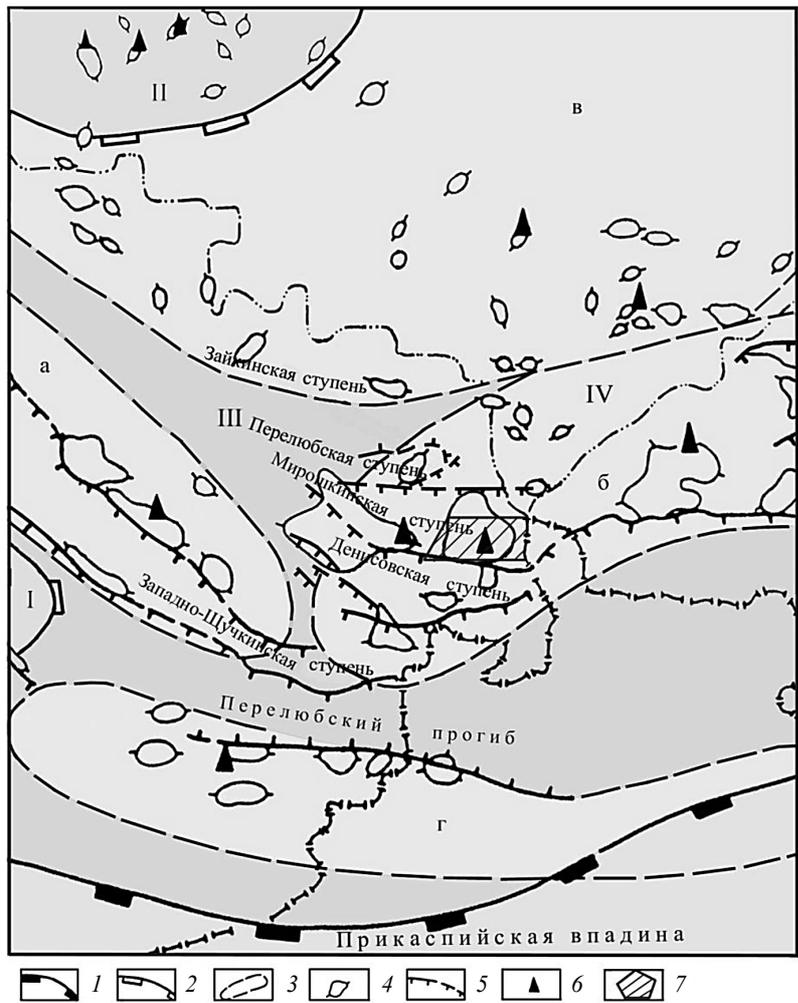


Рис. 1. Фрагмент тектонической схемы в зоне сочленения Бузулу́кской впадины с Прикаспийской впадиной и Пугачевским и Жигулевскими сводами (по отложениям девона): 1 – границы мадпорядковых тектонических элементов; 2 – границы тектонических элементов I порядка – Пугачевского свода (I), Жигулевского свода (II), Ирзгирского прогиба (III), Бузулу́кской впадины (IV); 3 – системы дислокаций – Кузябаевско-Октябрьская (а), Камелик-Чаганская (б), зона поднятий юго-восточного склона Жигулевского склона (в), Карповско-Терповский вал (г); 4 – локальные поднятия; 5 – тектонические нарушения; 6 – месторождения; 7 – участок работ

В результате детальных сейсмических работ МОГТ 2Д установлен блоково-ступенчатый характер строения зоны. На это указывает наличие субмеридиональных дизъюнктивных нарушений, расчленяющих Натальинско-Мирошкинский региональный блок на более мелкие, к которым приурочены выявленные месторождения и структуры (Западно-Вишневская, Разумовская, Таловская, Алексеевская, Денисовская и др.), образуя единую нефтегазоносную зону с месторождениями западного Оренбуржья. Все эти месторождения и поднятия с юга и севера ограничены субширотными крупно-амплитудными (с юга до 350–400 м) тектоническими нарушениями, являющимися одними из главных (региональных) ветвей Камелик-Чаганской системы

флексур и сбросов. Друг от друга структуры отделены вышеуказанными субмеридиональными нарушениями, сбросами, а в некоторых случаях взбросами (рис. 2) [3].

Характерной особенностью структур этой зоны является ступенчатое погружение блоков с севера на юг и с запада на восток. Амплитуды дизъюнктивных смещений пластов сокращаются от южных ступеней к северным и в направлении с востока на запад. Превышение Зайкинского блока над Мирошкинским составляет 240 м, Расташинского над Зайкинским – до 120 м, Мирошкинского над Вишневским – 350 м, Вишневского над Таловским – 200 м, западнее амплитуда уменьшается до 140 м. На это указывают и максимальные отметки стратиграфического горизонта

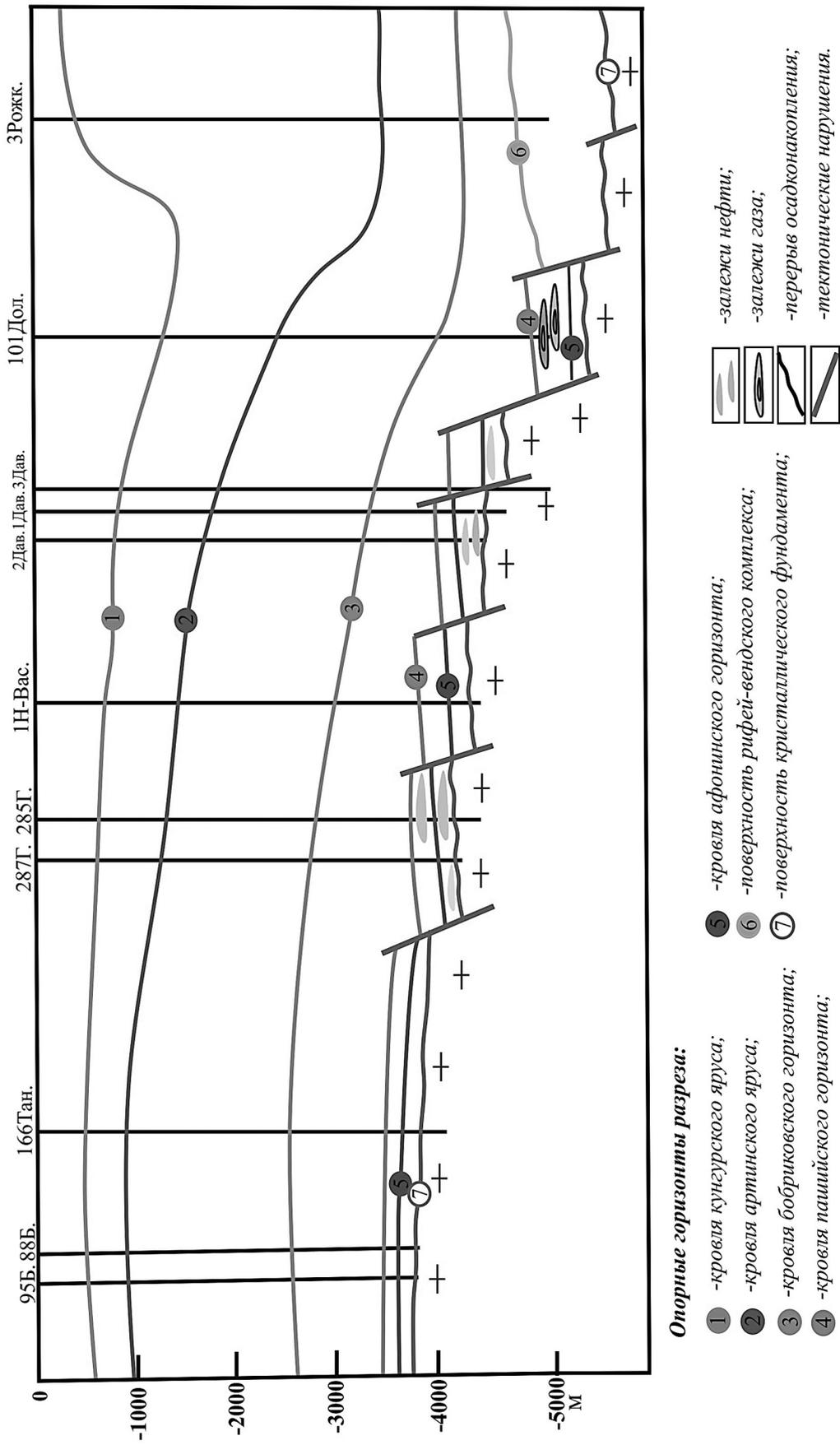


Рис. 2. Субдолготный профиль вкрест простирания Бузулукской впадины



пД₃ карб. на Восточно-Мирошкинской структуре – 4840 м, на Мирошкинской – 4550 м, на Вишневской – 4200 м, на Пальговской – 4180 м, на Западно-Вишневской – 4150 м, на Разумовской – 4130 м, на Алексеевской – 4100 м, на Таловской – 4000 м. Наблюдается сокращение мощностей отложений среднего девона Д₂, верхнего девона Д_{3п} и нижнекаменноугольного С₁ возраста, типичная для структур Камелик-Чаганской системы дислокаций (рис. 3, выполнен на основе материалов НВНИИГГ ПГО «Нижневожскгеология», ПО «Саратовнефтегеофизика») [4].

Все структуры исследуемого района косвенно выражены в современном рельефе. В частности, тектоническим нарушениям (сбросам, взбросам) верхнедевонского возраста, как правило, соответствуют спрямленные участки русел рек. В контурах поднятий наблюдаются останцы рельефа, являющиеся индикационными признаками девонских структур. Геоморфологический анализ, проведенный при подготовке Разумовской структуры, показал, что ей характерны максимальные значения региональной составляющей вертикальной расчлененности рельефа (25–30 м). Вдоль предполагаемых контуров продуктивности структур развиты останцовые формы рельефа, длинные оси этих останцов ориентированы, как правило, вдоль контура структуры.

На примере Западно-Вишневской структуры (рис. 4 и 5) рассмотрим характерные особенности строения структур и основных нефтегазоносных комплексов [3, 5].

На Западно-Вишневской площади, находящейся на 15 км западнее Вишневского месторождения, установлено распространение эйфельско-нижнефранского нефтегазоносного комплекса девона, представленного карбонатными отложениями афонинского горизонта, терригенными отложениями воробьевских и ардаатовских слоев.

Западно-Вишневская структура является, наряду с находящимися восточнее продуктивных Мирошкинской, Росташинской, Вишневской и других структур, одним из осложнений Натальинско-Мирошкинского блока Камелик-Чаганской системы дислокаций. Она выделяется только по горизонтам терригенного девона (отражающие границы пД₃ карб. Д₂) и представляет собой выступ в блоке фундамента, ограниченный с севера, запада и юга сбросами, а с востока региональным наклоном слоев и взбросов.

По данным сейсмики, размеры структуры по отражающему горизонту пД₃ карб. изогипса 4200 м, 12,4 x 2,7 км, амплитуда 140 м, по горизонту Д₂ изогипса -4450 м, 12,0 x 2,9 м, амплитуда 170 м.

Как уже отмечалось выше, этаж нефтегазоносности представлен породами афонинского и старооскольского горизонтов (рис. 6, вклейка).

Продуктивность афонинских отложений связана с карбонатным пластом Д₅ (Вишневское,

Зайкинское, Росташинское и другие месторождения Оренбуржья). В целом отложения данного возраста представлены известняками светло- и темно-серыми, органогенно-детритовыми, а также биогермными, кораллово-строматолитовыми, кавернозно-пористыми. В верхней части афонинского горизонта выделяется 11-метровая пачка аргиллитов, алевролитов, плотных известняков и мергелей, являющаяся покрывкой для залежи.

Возраст данных отложений подтвержден палеонтологически, в подошвенной части в известняке содержатся многочисленные раковины остракод. Из средней карбонатной пачки определены брахиоподы, встречены также остатки кишечнополостных, моллюсков, криноидей и остракоды. Из алевролитов и аргиллитов – слабоизвестковистых – выделен споровый комплекс зоны, отвечающий морсовскому горизонту.

Коллекторские свойства пород-коллекторов меняются в следующем диапазоне: пористость от 2 до 11%. Тип коллектора: гранулярно-поровый и трещиновато-кавернозный. Кроме глинисто-алевролитовой пачки афонинского возраста, наиболее мощной региональной покрывкой являются глинистые осложнения черныярских слоев [6].

В отложениях старооскольского горизонта промысленно-продуктивными являются воробьевский пласт Д_{IV} и ардаатовские слои Д_{III}. Общая мощность горизонта достигает 163 м. Данному горизонту соответствуют нормальный тип разреза и обычное строение: переслаивание песчаных и аргиллитовых пачек с пластами известняков в кровле воробьевских и ардаатовских слоев. Весь объем старооскольского горизонта в целом отвечает зоне, выделенной по спорам для нефтегазоносных толщ фанерозоя Русской плиты. По изменению состава спор в разрезах старооскольского горизонта возможно установление составляющих его слоев и их частей. Продуктивный пласт Д_{IV} (воробьевские слои) представлен серым, светло-серым мелко-среднезернистым песчаником и залегает в подошве старооскольских отложений, мощность его 39 м. Коллекторские свойства меняются, в частности пористость составляет от 2 до 11,5%. Региональной покрывкой для пл. Д_{IV} является одновозрастная пачка глинистых пород, залегающих выше. В целом воробьевские слои охарактеризованы в основном споровыми комплексами, выделенными преимущественно из аргиллитовых и алевролитовых пород. Споровые комплексы, характеризующие отдельные пачки воробьевских слоев, отличаются хорошо выдержанным видовым составом и количественными соотношениями. Надо отметить, что для комплексов из песчаных пород количественное содержание повышается. В аргиллитах и известковистых алевролитах содержатся раковины остракод с расчлененной и скульптурированной поверхностью, характерные

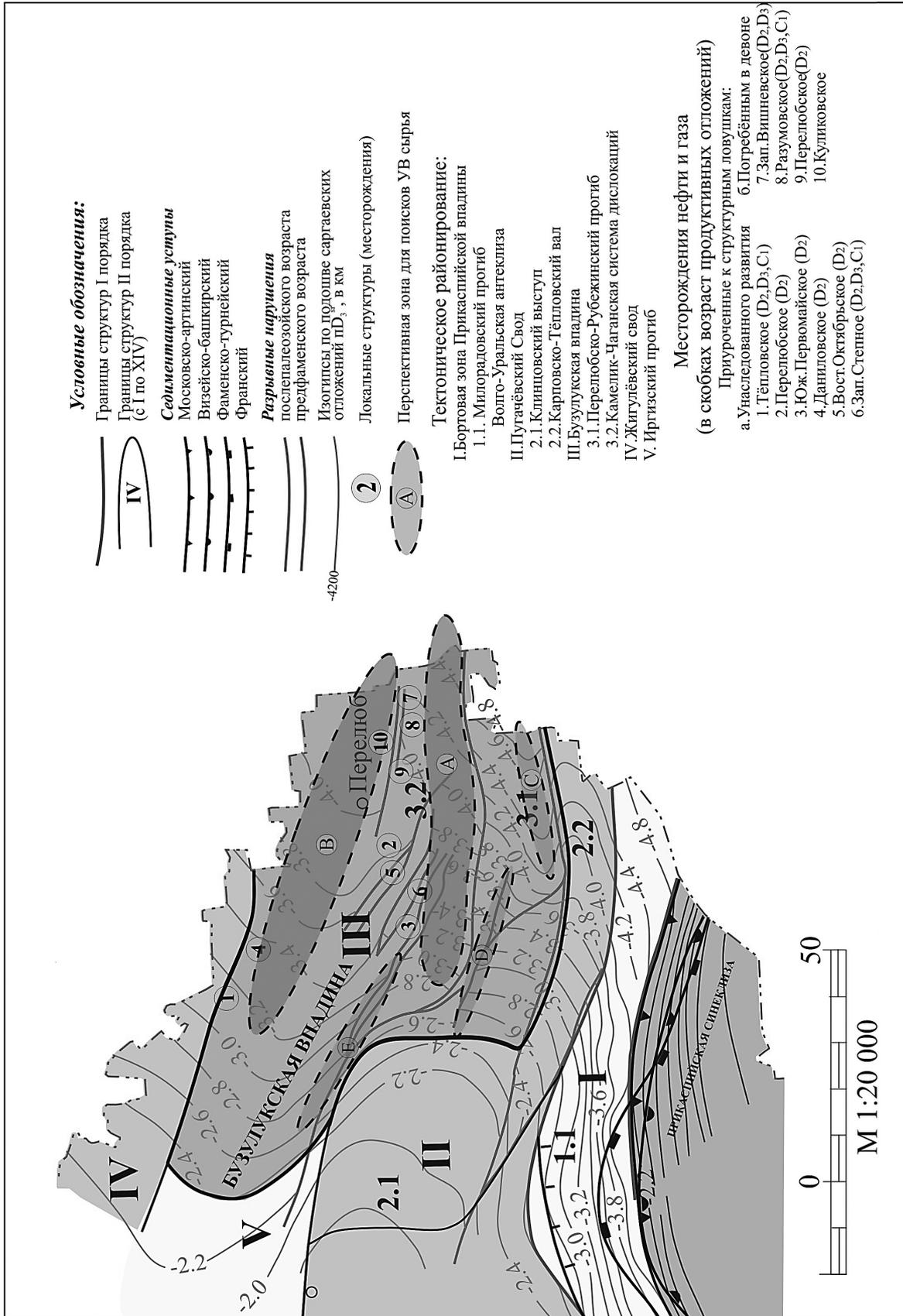
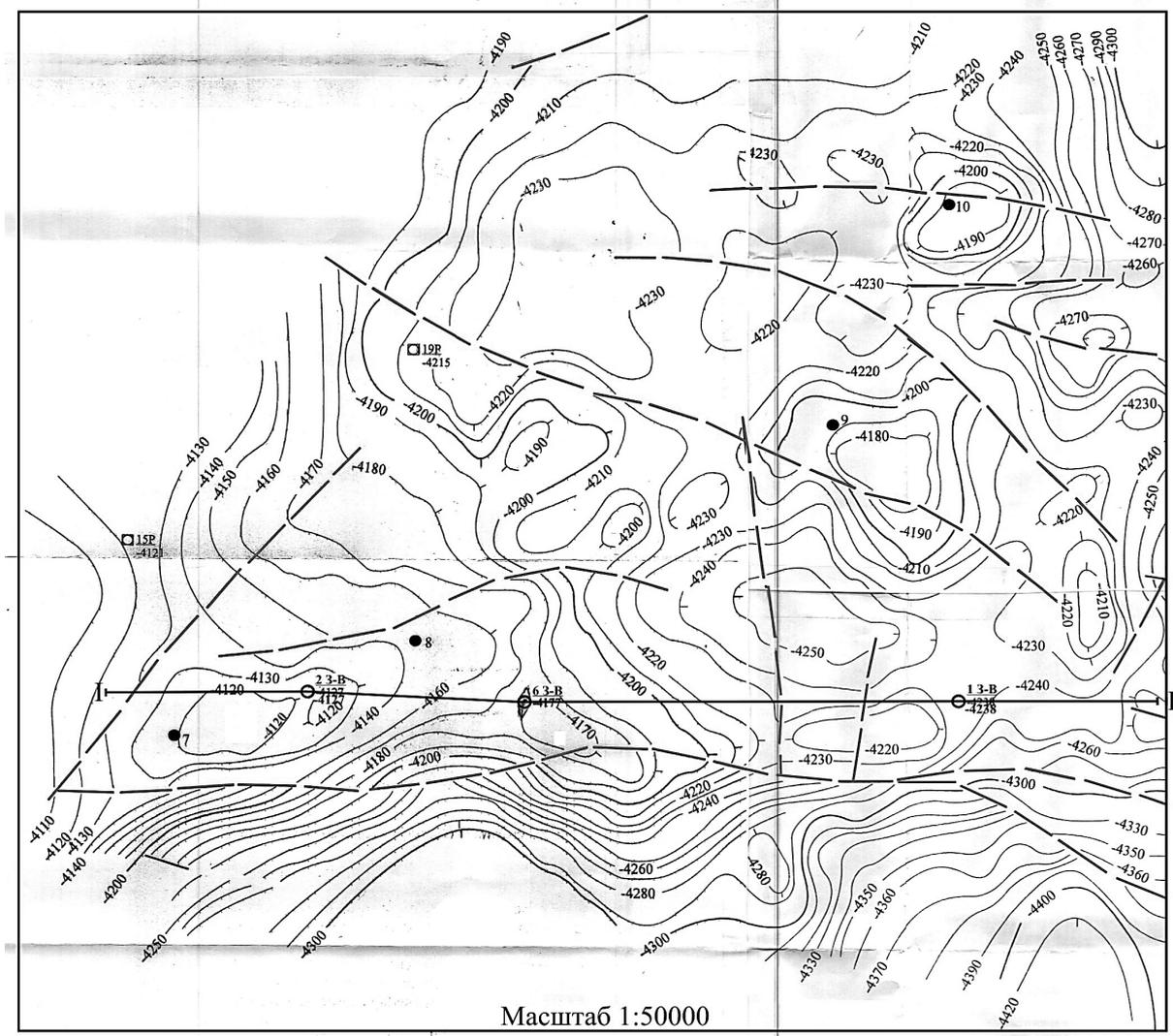


Рис. 3. Карта перспективных зон поисков нефти и газа в Ю-З части Бузулуцкой впадины



Масштаб 1:50000

Условные обозначения:

- $\frac{23-B}{-4127}$ Скважина глубокого бурения:
в числителе – номер скважины и индекс скважины
в знаменателе – абсолютная отметка кровли афонинских отложений
- 4200— Изогипсы отражающего горизонта D2af, отождествляемого с кровлей афонинского надгоризонта среднего девона
- Тектонические нарушения
- I—I Сейсмический профиль по линии I-I

Рис. 4. Западно-Вишневская площадь (структурная карта по отражающему горизонту D2af)

для старооскольских слоев Центрального Девонского Поля, а также для воробьевских слоев. В строении ардатовского продуктивного пласта Д III принимают участие песчано-алевролитовые пласты коллекторы. Песчаники кварцевые серые и буровато-серые, с прослоями темно-серых, аргиллиты темно-серые, плитчатые, коалинито-гидрослюдистые, с прослоями алевролитов темно-серых, известняков глинистых и мергелей плитчатых общей мощностью до 78 м.

Ардатовские слои охарактеризованы, как и подстилающие воробьевские, в основном споровыми комплексами. В подошве разреза в некоторых скважинах исследуемого района определены споры, подтвердившие границу между ардатовскими и воробьевскими слоями. Споровый комплекс, характеризующий ардатовские слои, отличается от воробьевского количественным соотношением отдельных видов и составом. В составе комплекса группа становится более грубо-

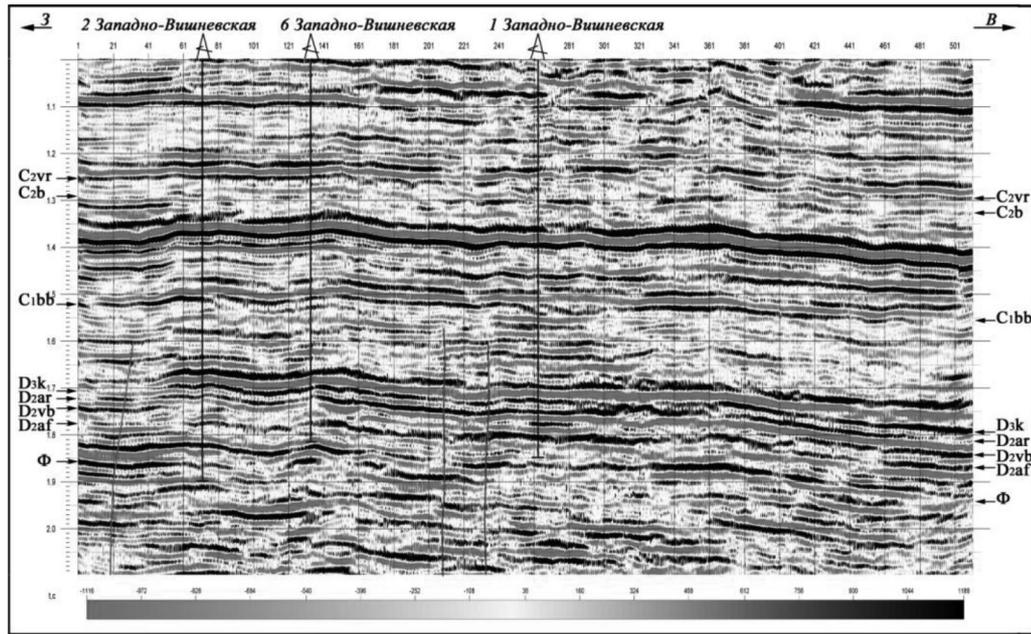


Рис. 5. Западно-Вишневская площадь (фрагмент временного разреза по линии I–I)

скульптурированной и разнообразной по видовому составу. Найденные споровые комплексы представлены разнообразными формами, обычными в ардатовских слоях. Кроме того, в них входят и виды, общие для среднего девона в целом.

Региональной покрывкой для ардатовских пластов-коллекторов служит глинистая пачка пород муллинского возраста мощностью 8–15 м. Коллекторские свойства продуктивных пластов характеризуются следующими параметрами: пористость от 4 до 16%, проницаемость 36,2 мд. Исходя из вышеизложенного, можно сделать вывод, что при благоприятных структурных условиях отложения эйфельского и живетского ярусов могут служить прекрасными резервуарами для залежей нефти и газа.

Кроме того, дополнительным объектом поисков залежей углеводородов в некоторых площадях Бузулукской впадины в пределах Саратовской области являются терригенные отложения пашийского горизонта нижнефранского яруса, пласт Д_{II}, где на ряде площадей Оренбуржья открыты нефтяные месторождения (Зайкинское, Ташлинское и др.). Основным негативным элементом отсутствия залежей на ряде площадей исследуемого района является локальный размыв тиманских аргиллитов, являющихся покрывкой для коллекторов пашийского возраста.

Второстепенным объектом поисков залежей углеводородного сырья в пределах Бузулукской впадины являются отложения яснополянского надгоризонта (бобриковские отложения). Нефтегазоносность данного комплекса в пределах Камелик-Чаганской зоны дислокаций изучена недостаточно, отсутствие залежей углеводородов обусловлено сnivelированной поверхностью визейского яруса на большей части исследуемой территории.

Промышленные притоки нефти, газа и конденсата, полученные на Южно-Первомайской, Западно-Степновской, Разумовской и других площадях, являются подтверждением высокой перспективности верхне-, среднедевонского комплекса в пределах юго-западной части Бузулукской впадины. В поисковой скв. № 1 на Западно-Вишневской площади (инт. 4121–4135 м) из кровли живетских отложений получен фонтан нефти – 397 м³/сут и газа – 81 тыс. м³/сут. С целью определения фазового состояния углеводородного флюида в залежи было проведено комплексное изучение проб газа и жидкости, обработанных на Западно-Вишневской площади инт. 4121–4135 м. Первое, что обращает на себя внимание при рассмотрении результатов анализа, – это необычно низкое содержание метана в газе (33–34%, по данным НВ НИИГТ), что влечет за собой высокое содержание показателя C₂+C₆/C₁ и, как следствие, возможность прогнозирования наличия в залежи нефти.

В пользу нахождения УВ в жидком состоянии свидетельствует фракционная разгонка, данные компонентного анализа и соответствующие коэффициенты (УВ 100–150 / УВ 150–200 и УВ / (смолы + асфальтены)). В то же время ряд показателей, полученных в результате изучения газа C₂ / C₃ + C₁+C₂+C₃+C₄ / C₅ + в содержание C₅ + в и других компонентов, позволяют представить пробу жидкого флюида отнести к конденсатам. В пользу газоконденсатного состояния флюида свидетельствует и низкое содержание азота в газе (0,38–1,00%).

Такое соотношение геохимических характеристик газа и жидкого флюида позволяет диагностировать представленную пробу как легкую нефть, близкую по составу к газоконденсатам.



С учетом того факта, что пластовый флюид Западно-Вишневской площади по химическому составу очень близок к нефти, полученной из этих же отложений на Вишневской площади и Заikinском месторождении, можно сделать вывод, что на Западно-Вишневской и других площадях Бузулукской впадины залежи в ардатовских слоях будут заполнены легкой ($0,78-0,80$ гр./см³) нефтью с высоким содержанием растворенного газа (до 250 м³/тн). С открытием залежей углеводородов на Западно-Вишневской, Перелюбской, Западно-Степной площадях и в юго-западной части Бузулукской впадины намечается единая зона нефтегазонакопления, расположенная на стыке Оренбургско-Куйбышевской и Саратовской областей, приуроченная к живетско-нижнефранскому нефтегазоносному комплексу [7].

Согласно карте плотностей прогнозных ресурсов (по данным НВ НИИГГ) указанного нефтегазоносного комплекса и поисковых зон на исследуемой территории ожидается плотность прогнозных ресурсов категории Д₁ в пределах 101–200 т/км².

В период 2000–2012 гг. в результате поисково-оценочного бурения обнаружены промышленные залежи в нижнекаменноугольном С1 нефтегазоносном комплексе структуре Тепловской, Денисовской, Новоалександровской и других площадей, перспективы юго-западной части Бузулукской впадины возрастают по оценкам исследователей до 300 т/км² и более [8].

Выводы

1. Впервые в пределах юго-западной части Бузулукской впадины, по данным сейсморазведки МОГТ 2Д и последующего глубокого поисково-оценочного бурения, дан прогноз перспектив нефтегазоносности каменноугольных и девонских отложений.

2. Предлагается новая структурно-тектоническая схема рассматриваемой территории. Это обусловлено тем, что Прикаспийская впадина и юго-западная часть Бузулукской впадины сочленяются через Карповско-Тепловский вал, являющийся крупным объектом аккумуляции углеводородов.

3. Согласно предложенной схеме южный и западные склоны Бузулукской впадины представляют серию протяженных террас, каждая из которых дополнительно разбита субмеридио-

нальными сбросами на отдельные блоки, являющиеся самостоятельными объектами нефтегазопоисковых работ.

4. Центральная и южная части Бузулукской впадины, отличающиеся большими мощностями терригенно-карбонатных пород девона и карбона, являются основным источником бессернистого углеводородного сырья на юго-востоке европейской части России.

Исходя из вышеизложенного, предлагается методика опознания структурно-тектонических ловушек (блоков), используя комплекс геолого-геофизических методов.

Библиографический список

1. *Абрамов В. А., Шатолов О. В., Левина В. И.* Комплексная программа геологоразведочных работ на нефть и газ в карбонатно-терригенных отложениях девона юго-западной части Бузулукской впадины и зоне ее сочленения с Пугачевским и Жигулевским сводами на 1986–1990 гг. / ПО «Нижевожскгеология». Саратов, 1986 г.
2. *Абрамов В. А., Шатолов О. В., Левина В. И.* Количественная оценка подтверждаемости перспективных ресурсов нефти и газа в Саратовской области и разработка рекомендаций по повышению эффективности поисково-разведочных работ. Саратов, 1985.
3. *Бородина В. К., Богданов В. В., Тельянова Г. Е.* Поисковые сейсмические работы МОГТ 2Д на Перелюбской площади с целью выявления объекта по горизонтам девона и карбона для постановки детальных сейсмических работ. Саратов, 1987.
4. *Абрамов В. А., Денцкевич И. А., Суриков Е. Я., Жуков И. М., Коврижкин В. С., Кутеев Ю. М., Постоевко П. И.* Геологическая модель Бузулукской впадины и направление поисковых работ. Оренбург, 1991.
5. *Богданов В. В., Бородина Н. К.* Материалы к обоснованию заложения опережающих поисковых скважин на Алексеевско-Таловской приподнятой зоне / ДСЗ. Саратов, 1989.
6. *Левина В. И.* Разработка единых принципов расчленения и корреляции нефтегазоносных толщ осадочного чехла по территории деятельности ПГО «Нижевожскгеология». Саратов, 1987.
7. *Орешкин И. В., Постнова Л. В., Пятаев А. А.* Обоснование критериев прогноза фазового состояния пластовых углеводородных смесей. М., 2013.
8. Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. М., 1983.