

Восточно-Федынского выступа и восточную часть Восточно-Персейского выступа. Наиболее перспективными локальными структурами являются Западно-Штокмановская, Демидовская, Западно-Лудловская, Медвежья, Вернадского и Средняя. Представляется, что к числу перспективных можно отнести и Фермановскую, в которой скв. I пробурена в неблагоприятных структурных условиях (на западном крыле).

ЛИТЕРАТУРА

1. Борисов А.В., Таныгин И.А., Винниковский В.С., Борисова И.А. Штокмановско-Лунинский структурный порог

баренцевоморского шельфа — новый крупный нефтегазовый район России // Геология нефти и газа. — 1995. — № 7. — С.10—15.

2. И.С. Грамберг, Д.А. Додин, Н.П. Лавров и др. Арктика на пороге третьего тысячелетия (ресурсный потенциал и проблемы экологии). — С.-П., Наука, 2000. — С. 247.

3. Захаров Е.В., Юнов А.Ю. Направления поисков залежей УВ в юрских отложениях на российском шельфе Баренцева моря // Геология нефти и газа. — 1994. — № 2. — С. 13—15.

4. Захаров Е.В., Кулибакина И.Б. Перспективы юрского комплекса арктических морей СССР для поисков залежей углеводородов // Советская геология. — 1989. — № 5. — С. 33—37.

УДК 553.98 (470.4)

**МАЛЫШЕВСКО-ПЕТРОВСКАЯ ЗОНА ПОДНЯТИЙ —  
ЕДИНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ НЕФТИ В ЗАПАДНОМ ПРИКАСПИИ**

Г. А. Фадеева, И. С. Степанов, Н. Л. Багова  
(“ЛУКойл — ВолгоградНИПИморнефть”)

Эта статья может рассматриваться как дискуссионная, поскольку 100%-х бесспорных доказательств приведенным положениям нет и в Волгоградской области до сих пор нет открытых месторождений-аналогов. Однако перспективность Малышевско-Петровской зоны признается многими исследователями; бобриковские песчаники и фаменско-турнейские известняки здесь являются нефтегазонасыщенными в региональном плане. Модель геологического строения месторождения и сами выводы делают очевидной перспективность описываемой зоны и всей Волгоградской области, так как это месторождение крупнее Памятно-Сасовского на описываемой территории.

This paper may be considered as open to discussion for there are no strong evidences to postulates given in the paper and similar fields have not been yet discovered in the Volgograd region. Never the less a number of specialists consider Malyshevsko-Petrovskaya zone to be very prospective. Bobrikovian sandstones and the Famenian-Tournaisian limestones are oil-and-gas-saturated. Simulation of the field geological structure and conclusions presented in the paper make the prospects of this zone and the total of the Volgograd region quite evident for this field is considerably larger than Pamyatno-Sasovskoye field that is recognized to be the largest one in the Volgograd region.

В западной бортовой зоне Прикаспийской впадины в 1980-е годы в пределах центральной части Николаевско-Городищенской бортовой ступени по данным сейсморазведки МОГТ («Волгограднефтегеофизика») была выявлена система погребенных поднятий — Быковско-Николаевская (Малышевско-Петровская) зона (рис. 1). Малоамплитудные локальные поднятия, вытянутые в виде цепочки субпараллельно борту Прикаспийской впадины, выделены по сейсмическим отражающим горизонтам IX-D<sub>3</sub>fm и VIII-C<sub>1</sub>t (Золотаревой В. А., Степановым И. С., 1981—1987 гг.).

В период с 1987 по 1993 г. этот район был объектом интенсивных поисково-разведочных работ. Здесь выделены Долгожданная, Золигорская, Левчуновская, Южно-Левчуновская, Прибрежная, Юрьевская, Центральная, Федоровская, Малышевская, Сергеевская и Дмитриевская локальные структуры и пробурено 19 поисковых скважин. В результате бурения первых

же поисковых скважин в северной части Малышевско-Петровской зоны открыты Сергеевское, Малышевское, Центральное, Прибрежное, Алексеевское и Левчуновское месторождения. Первоначальные притоки нефти дебитом от 56 до 192 м<sup>3</sup>/сут получены из карбонатных пород турнейского яруса и терригенных отложений бобриковского горизонта с глубины от 4100 до 4300 м.

Принято считать, что залежи нефти с относительно небольшими запасами в них (1...5 млн т) связаны с малоамплитудными (до 20...25 м) локальными поднятиями ограниченной площади (до 5...6 км<sup>2</sup>)

и с малыми эффективными нефтенасыщенными толщинами продуктивных пород.

Между тем переинтерпретация имеющегося материала (2000 г.) свидетельствует о большей значимости и перспективности этой зоны.

В региональном плане горизонты IX-D<sub>3</sub>fm (кровля фаменских отложений) и VIII-C<sub>1</sub>t (кровля турнейских пород), по которым закартирована Малышевско-Петровская зона, испытывают моноклинальное погружение в сторону Прикаспийской впадины и ступенчато погружаются на юг.

По данным бурения и геофизических исследований в скважинах были построены геологические разрезы (один из них показан на рис. 2) и схемы корреляции турнейских и бобриковских отложений в продольном (с севера на юг) и поперечном (с запада на восток) пересечениях цепочки локальных поднятий в масштабе 1:500 (фрагмент — на рис. 3).

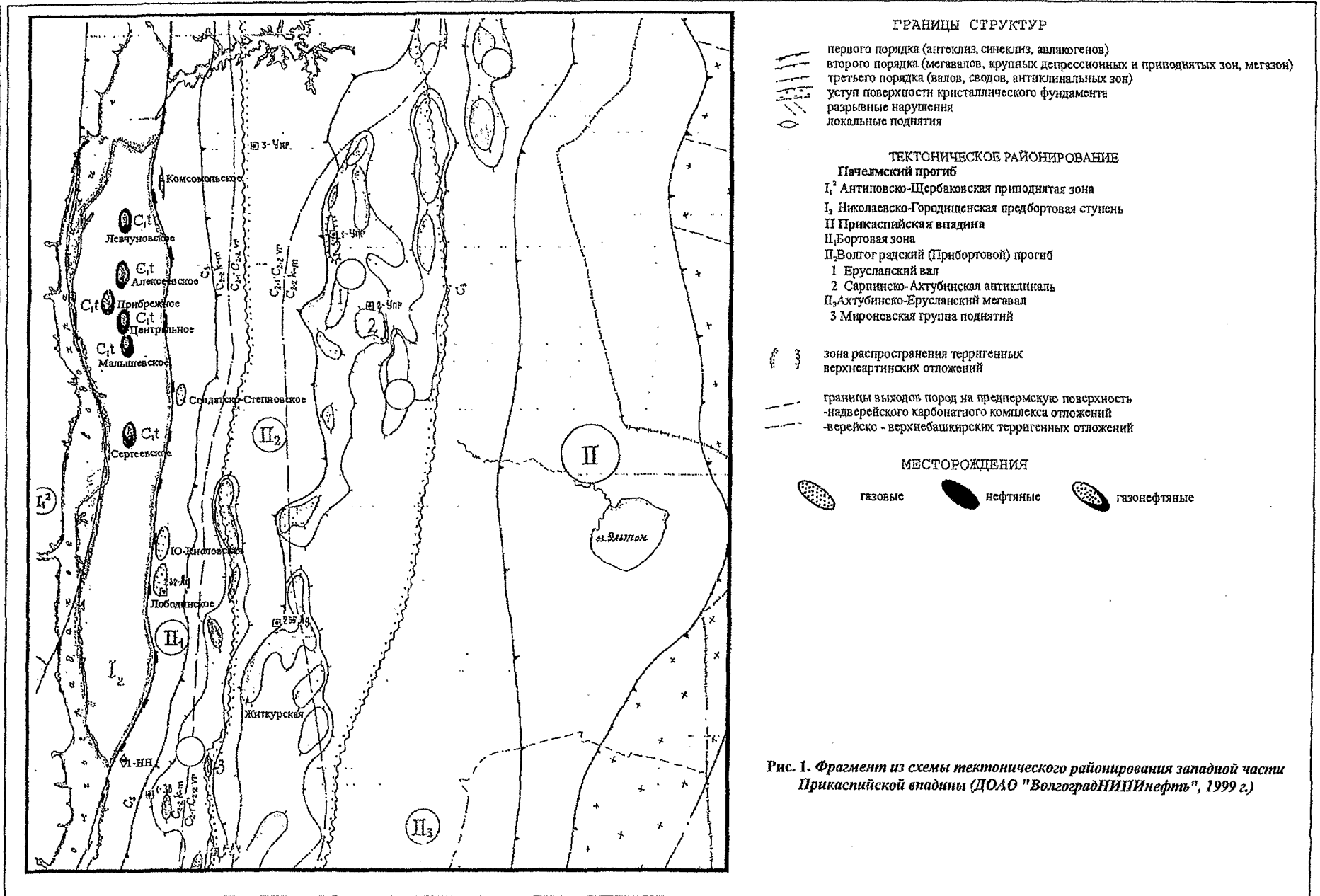
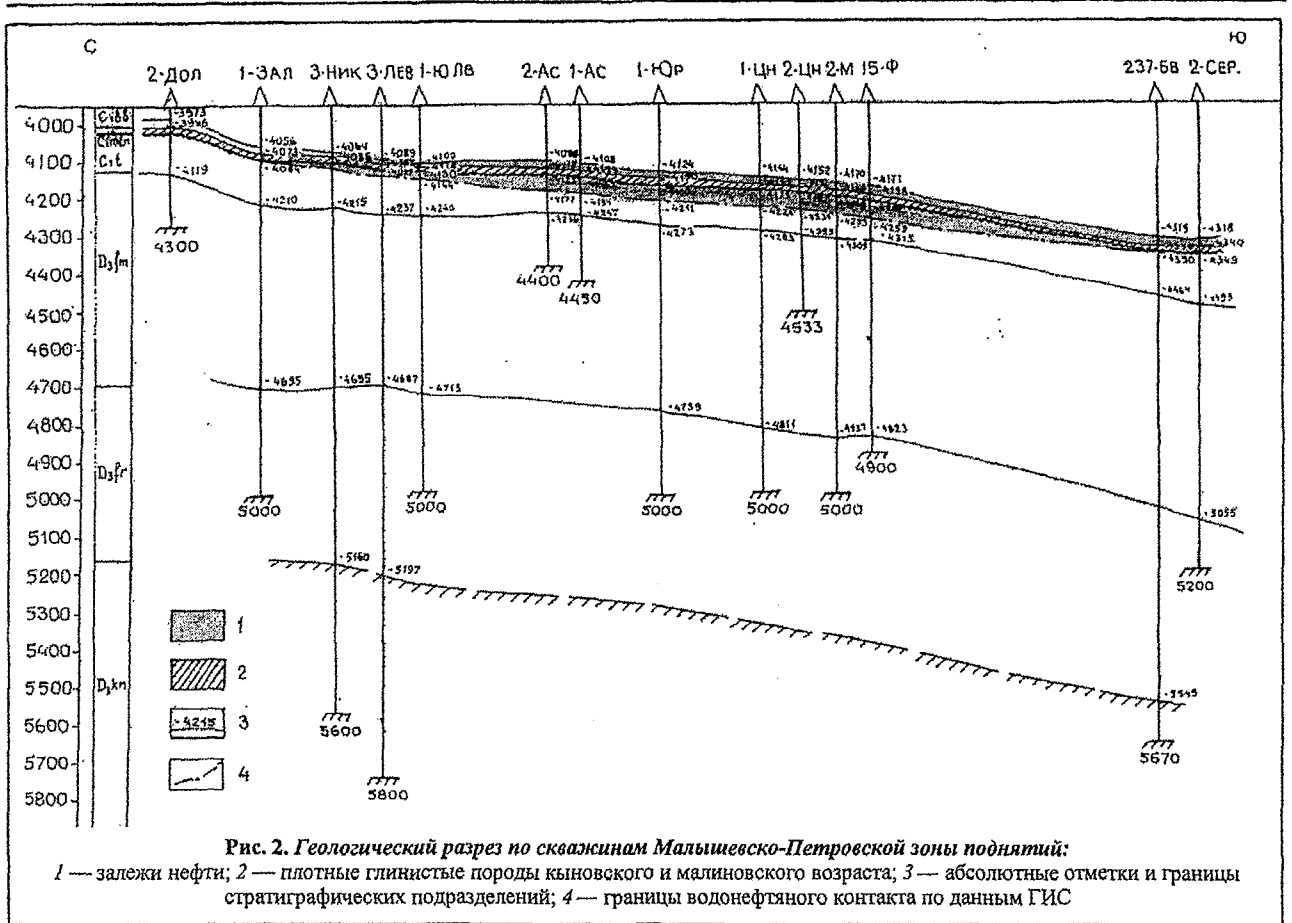


Рис. 1. Фрагмент из схемы тектонического районирования западной части Прикаспийской впадины (ДОО "ВолгоградНИПИнефть", 1999 г.)



По этим построениям видно, что монолитные толщи турнейских известняков (от 104 до 126 м) и бобриковских терригенных пород (общей толщиной от 20 до 26 м) распространены повсеместно, полностью или частично повторяя структурные формы нижележащих франско-фаменских образований.

Турнейские отложения представлены мелководными, в основном чистыми известняками, участками неравномерно глинистыми, с редкими и тонкими прослоями аргиллитов. Карбонатные породы неоднородны по петрофизическим свойствам. Аномального увеличения толщины мелководных турнейских известняков не установлено, что свидетельствует о нормальном осадконакоплении в бассейне.

Турнейские известняки отделяются от бобриковских песчаников толщей пород малиновского надгоризонта (10...15 м), которая служит крышкой для турнейских коллекторов. Для малиновского надгоризонта характерно преобладание уплотненных и заглинизированных пластов. Сложен он преимущественно известняками с маломощными прослоями аргиллитов, реже алевролитов. Известняки органогенно-обломочные, биоморфно-детритовые, перекристаллизованные, неравномерно глинистые и доломитизированные.

Бобриковский горизонт в пределах Мальшевско-Петровской зоны представлен переслаиванием песчаников кварцевых, буровато-серых, мелко-среднезернистых, хорошо отсортированных, с глинистым и карбонатным цементом, алевролитов кварцево-слоистых

массивной текстуры, местами глинистых и известковистых и аргиллитов алевритистых, тонкослоистых.

Отложения тульского горизонта, служащие крышкой для бобриковских песчаников, представлены известняками органогенно- и шламово-детритовыми, иногда мелкозернистыми, доломитизированными, с прослоями алевритистых аргиллитов. Толщина горизонта в Мальшевско-Петровской зоне 77...132 м.

Для бобриковских отложений выполнены схемы корреляции в масштабе 1:200, некоторые из них показаны на рис. 4, 5. На схемах отчетливо выделяются два песчаных пласта толщиной от 2 до 5 м в скв. 2-Дол, 1-Зол, 1-Лев, 2-Лев, 3-Лев, 1-Ю-Лев, 2-Ц, 1-Мал, 2-Сер. Они разделяются глинистыми породами толщиной до 3 м. В основании горизонта прослеживаются карбонатно-аргиллитово-алевролитовые породы толщиной от 1 до 10 м, которые иногда полностью замещают нижний песчаный пласт (скв. 3, 4, 5-Ник, скв. 237-Бык). В некоторых скважинах (2-Ал, 1-Ю, 3-Ник) как нижний, так и верхний песчаные пласты разделяются линзовидными глинистыми телами. В общей толще бобриковских пород выделяется до 4 песчаных прослоев, иногда нижний и верхний песчаные пласты объединяются в один (скв. 1-Цен, 2-Цен). В скв. 1-Луг песчаные разности полностью замещаются глинистыми фациями и толщина их уменьшается до 10 м. Максимальная толщина песчаных пропластков прослеживается по гребню локальных поднятий, а в западном (скв. 4-Ник, 235-Бык) и восточном направлениях их толщи-

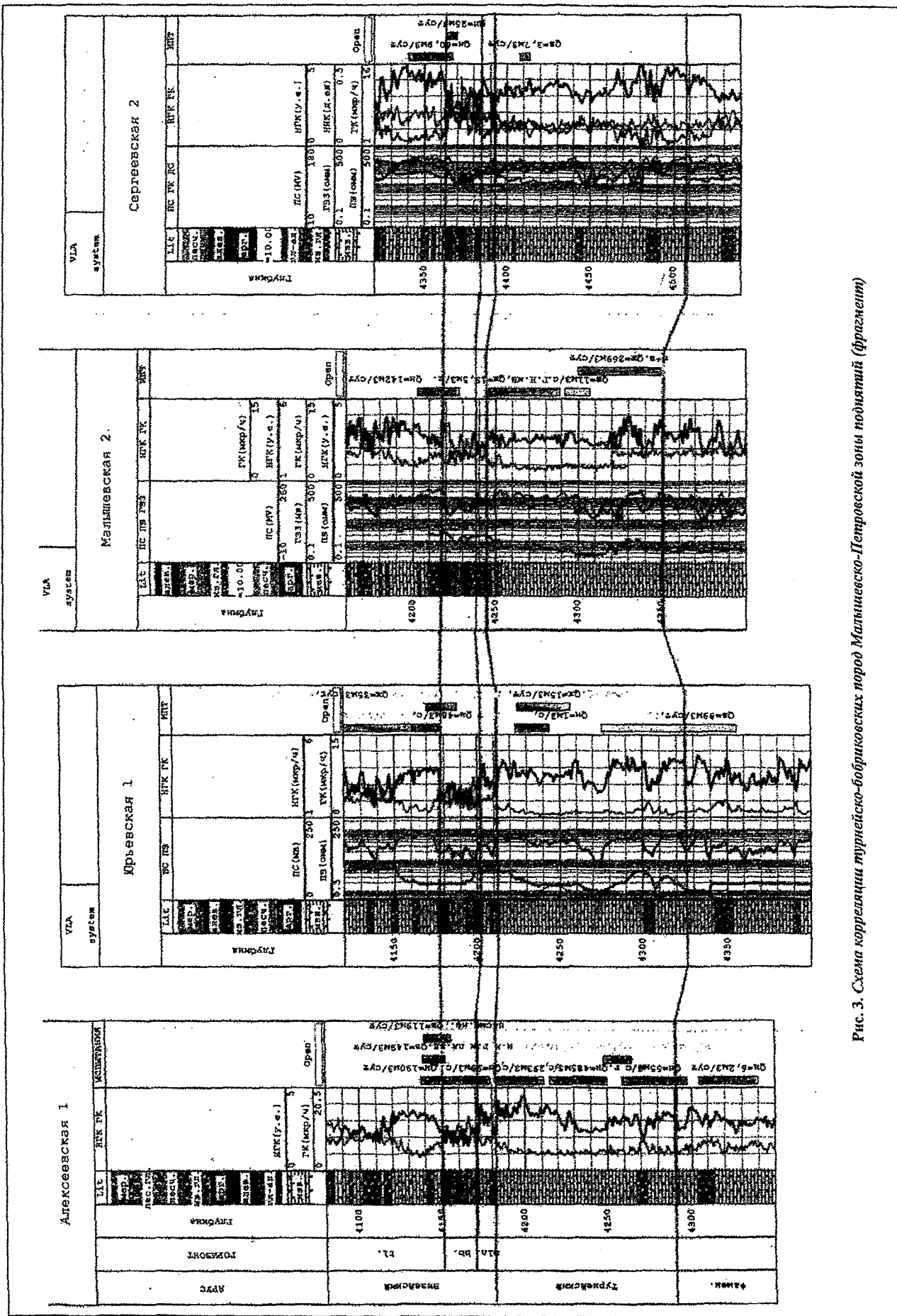


Рис. 3. Схема корреляции турнейско-бобринских пород пород Малышевско-Петровской зоны поднятий (фрагмент)

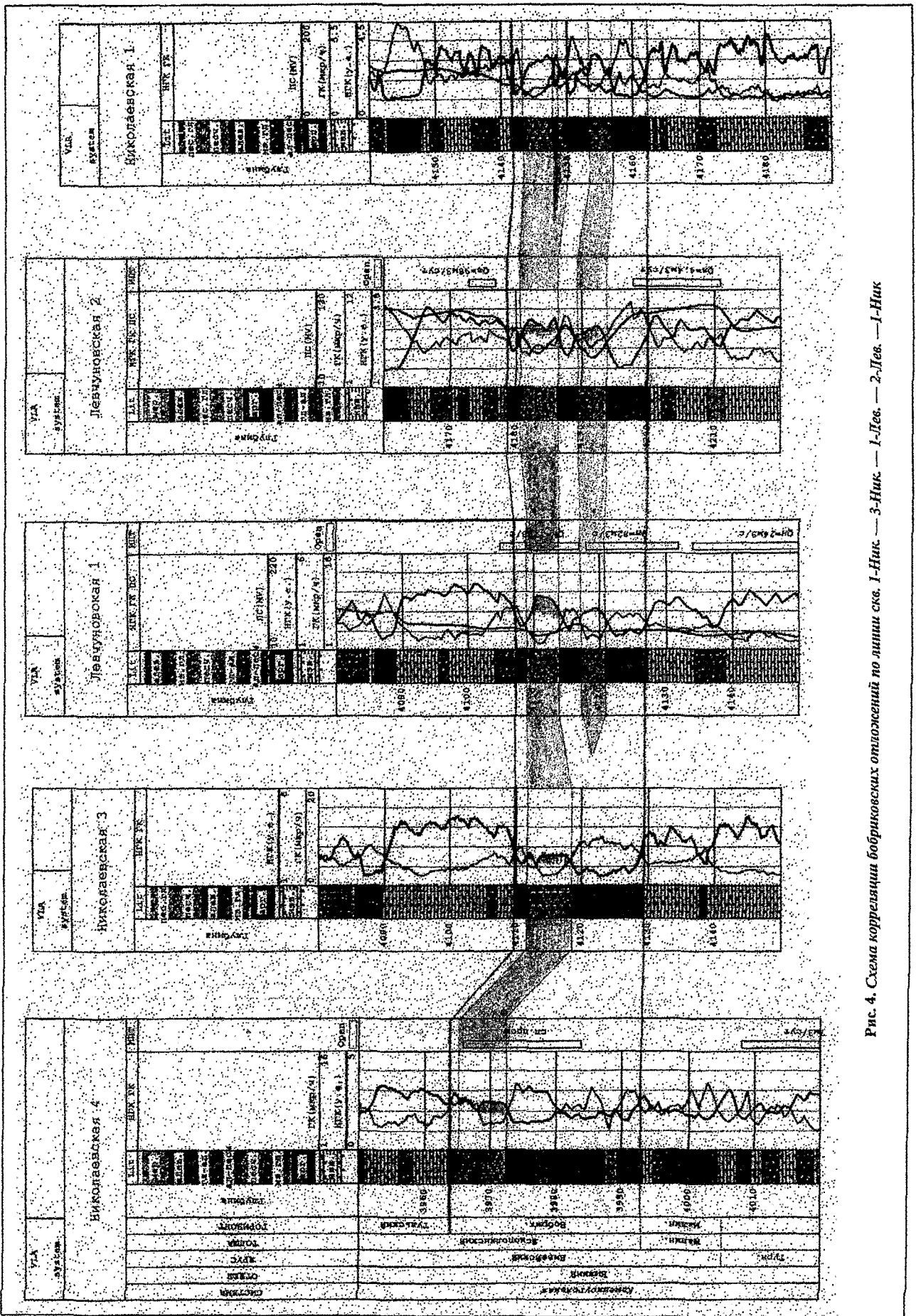


Рис. 4. Схема корреляции бобриковских отложений по линии скв. 1-Ник — 1-Лев — 2-Лев — 3-Ник — 4-Ник

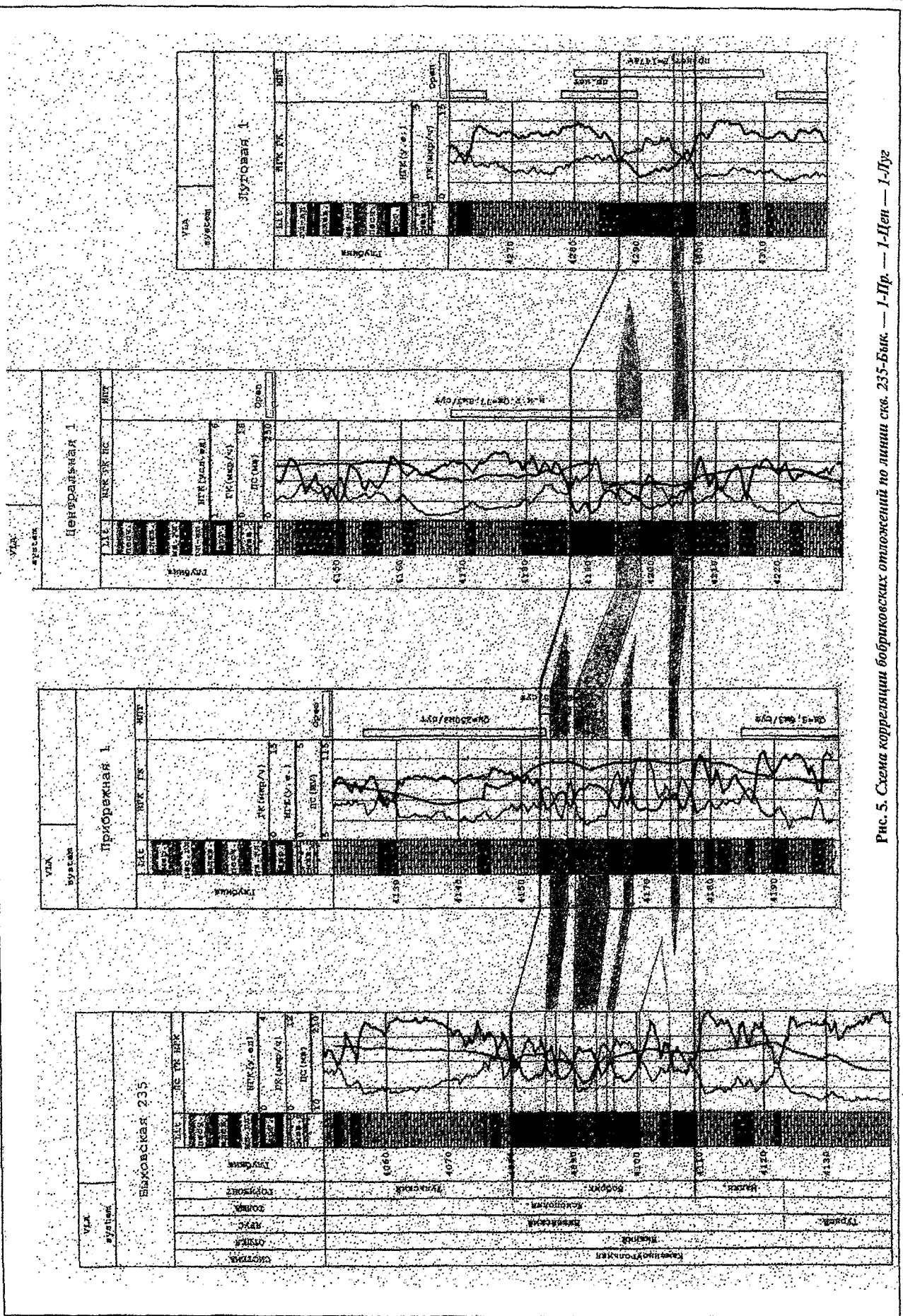


Рис. 5. Схема корреляции бобриковских отложений по линии скв. 235-Бок. — 1-Пр. — 1-Цен — 1-Зуб

на уменьшается, вплоть до почти полного исчезновения на востоке (скв. 1-Луг).

По данным анализа керн продуктивные пласты бобриковских песчаников характеризуются открытой пористостью от 4,4 до 16,0 %, проницаемостью от  $0,01 \cdot 10^{-3}$  до  $433,4 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Бобриковские песчаники и турнейские известняки являются нефтенасыщенными в скв. 1-Лев, 1-Ю-Лев, 1-Ал, 2-Ал, 2-Сер, 1-Юр, 3-Юр, 1-Цен, 1-Пр, 1-Мал, 2-Мал, 15-Ф. Нефть легкая, слабопарафинистая, малосмолистая, малосернистая, вязкостью от 0,43 до 0,84 мПа·с, со средним газосодержанием до 346 м<sup>3</sup>/т, содержание метана в ней до 84 % и кислых компонентов до 3,68 %.

Для бобриковского времени была построена схема палеогеографии и литофаций Малышевско-Петровской зоны (Манцурова В. Н., 1993), на которой видно, что бобриковские породы распространены повсеместно и представлены мелководными фациями шельфа. Их структурные и лито-фациальные особенности указывают на близость древней береговой линии. По-видимому, бобриковские отложения этой зоны можно рассматривать как песчаное тело, простирающееся с севера на юг субпараллельно береговой линии. Образовалось оно в волноприбойной зоне и, возможно, ограничено с западной и восточной сторон, на что указывает ухудшение коллекторских свойств пород в этих направлениях.

Для дифференциации карбонатной толщи фаменско-турнейских отложений Малышевско-Петровской зоны был проведен комплексный анализ результатов исследований керн и данных промысловой геофизики [1]. Франско-турнейские отложения были расчленены на десять элементарных парациклов. Установлено, что породы-коллекторы наиболее развиты в верхних частях элементарных парациклов, соответствующих окончанию трансгрессивной или началу регрессивной фазы. Турнейский разрез завершается верхней частью восьмого, девятым и десятым парациклами. Кровельная (регрессивная) фаза десятого парацикла заканчивается к концу турнейского времени региональным размывом.

Франско-турнейские отложения охарактеризованы мелководными слоистыми карбонатными породами. Доминирующим компонентом этого разреза являются известняки органогенно-обломочные, ступково-комковатые, содержащие разнообразную фауну фораминифер, брахиопод, криноидей, водорослей. В основании парациклов отмечаются тонкие прослои аргиллитов и мергелей, среди турнейских известняков широко распространены органогенно-обломочные интенсивно выщелоченные, нефтенасыщенные разности пород. Наряду с ними выделены известняки микроступковые, биоморфно-детритовые, неравномерно перекристаллизованные, нефтенасыщенные. Пороодообразующие органические остатки фораминифер и криноидей обладают повышенными коллекторскими свойствами (пористость до 17 %) и могут относиться к коллекторам кавер-

ново-порового типа с линзовидным чередованием плотных и кавернозно-поровых известняков.

Наиболее перспективны с точки зрения коллекторских свойств ступково-комковато-детритовые и органогенно-обломочные известняки, залегающие в верхних частях парациклов. Повышенные коллекторские свойства этих известняков связаны с различной упаковкой детритовой составляющей и вторичными процессами (выщелачивание, растворение и частично доломитизация). Неплотная упаковка органогенного материала способствовала возникновению первичной пористости, по которой в результате выщелачивания формировалась вторичная. Низкими коллекторскими свойствами характеризуются микро- и тонкозернистые известняки с прослоями глинистых разностей, залегающие в нижних частях парациклов. По соотношению пор, каверн и трещин в структуре пустотного пространства пород можно выделить коллекторы четырех типов: поровый, трещинно-поровый, порово-трещинно-каверновый и порово-каверново-трещинный.

По емкостным свойствам выделяются коллекторы с высокой ( $K_n > 12$  %), средней ( $K_n = 9 \dots 12$  %) и преимущественно низкой ( $K_n = 3.6$  %) емкостью. Наиболее широко представлены по разрезу и площади коллекторы порово-трещинно-кавернового типа со средней ( $K_n = 9 \dots 12$  %) емкостью.

Турнейские известняки полностью представлены коллекторами, не разделяющимися на отдельные выдержанные слои, а имеющими мозаичный характер с чередованием порово-трещинно-каверновых и плотных разностей.

Проведенные исследования позволили сделать вывод о том, что как турнейские известняки, так и бобриковские терригенные породы Малышевско-Петровской зоны (общей толщиной около 150 м) не имеют ограниченного распространения как по площади, так и по разрезу, за исключением возможного замещения бобриковских песчаников глинистыми фациями в восточном и западном направлениях.

Согласно приведенному описанию, казалось бы, речь идет о крупном месторождении в бортовой части Прикаспийской впадины, поскольку здесь имеются коллекторы в турнейских известняках и бобриковских песчаниках, распространенные на значительной площади (около 500 км<sup>2</sup>); породы-покрышки (карбонатно-глинистые пачки малиновского и тульского возраста), получены промышленные притоки нефти из скважин с идентичными свойствами флюидов и т.д. Однако ранее эта зона никем не рассматривалась как единое месторождение.

По мнению авторов, это связано с тремя основными причинами: во-первых, традиционно на хорошо изученной территории Волгоградской области ищут рифогенные ловушки; во-вторых, здесь присутствует ловушка неантиклинального типа, которую сложно выявить, опираясь на стандартные методы исследования; в-третьих, весьма трудно ограничить залежь плоскостью водонефтяного контакта,

так же как и разделить единую толщу турнейских отложений на отдельные залежи, прибегая к искусственному их ограничению по аналогии с рифовыми телами.

Рассмотрим последовательно каждую из причин.

В карбонатных отложениях турнейского возраста не наблюдается аномального увеличения толщин как по сейсмическим, так и по стратиграфическим данным. По описанию керн в них не выявлено рифостроящих организмов, поэтому, по-видимому, рифогенных ловушек на описываемой территории в турнейских известняках нет.

По данным геофизических исследований и структурным построениям (рис. 6), прослеживается моноклиналиное залегание турнейских известняков, однако поверхность их существенно дифференцирована (амплитуда до 90 м), т. е. имеются локальные осложнения, которые и были выделены по сейсмическим данным в виде цепочки поднятий. Бобриковские отложения в той или иной степени повторяют структурный план нижележащих турнейских известняков. Их накопление приурочено к гребню локальных поднятий, несколько сглаженных глинистокарбонатными породами малиновского возраста.

Маломощные песчаники бобриковского возраста локализовали (подразумевая их замещение в критических направлениях глинистыми разностями) в пределах структурных осложнений, контролируемых небольшими поднятиями в нижележащих турнейских отложениях. С турнейскими известняками это сделать значительно труднее без искусственного разделения их между скважинами с севера на юг, потому как нефтенасыщенные толщины (общая толщина до 50 м) требуют наоборот их объединения на таком близком расстоянии между скважинами. Однако тогда встает вопрос, как их можно объединить, если в каждой скважине имеется свой водонефтяной контакт и даже на одном локальном поднятии он отличается на несколько метров?

Так, например, на Алексеевской площади в скв. 2-Ал, ВНК отбит по данным ГИС на отметке -4177 м, а в скв. 1-Ал на отметке -4194 м, что составляет разницу в 17 м. Скв. 2-Ал по стратиграфическим отметкам турнейских отложений выше скв. 1-Ал на 15 м, а расстояние между ними менее 2 км. Тектонические нарушения здесь не выделяются. Тогда невольно возникает предположение о наклоне поверхности водонефтяного контакта в сторону падения пласта, который на этой территории вполне вероятен.

Чтобы разрешить эту проблему, необходимо изучить флюидодинамическую систему Малышевско-Петровской зоны, являющуюся частью Прикаспийского артезианского бассейна. К сожалению, данных в этом плане очень мало.

Однако собственный опыт авторов по изучению таких крупных месторождений, как Астраханское, Тенгизское, Королевское и др., входящих в этот же артезианский бассейн, а также литературные данные, замеры пластовых давлений в скважинах и материалы геофизических исследований в них по

определению водонефтяного контакта позволили в той или иной степени решить эту проблему.

Для этого по методике А. И. Силина-Бекчурина [2] были рассчитаны приведенные пластовые давления. Плоскость сравнения выбрана на отметке -4200 м. Расчеты и графические построения могут свидетельствовать о том, что движение потока флюидов происходит в северо-западном направлении из Прикаспийской впадины (рис. 7.). Подобные выводы сделаны по Карачаганакскому (север) и Астраханскому (юго-запад) месторождениям Прикаспийской впадины [3]. Та же тенденция прослеживается и на площадях Приморского свода (Тенгизской, Королевской, Каратон).

Некоторые исследователи считают, что в подсолевых водонапорных комплексах Прикаспийской впадины подземные воды находятся в условиях элизионного гидродинамического режима. Движение их направлено от внутренних частей впадины к периферии, что позволяет прогнозировать на расположенных здесь месторождениях наклонные ВНК (водонефтяной контакт) и ГВК (газоводяной контакт). Ловушки нефти и газа приурочены в основном к бортовым частям палеобассейнов осадконакопления, включая впадины и прогибы в их пределах [4, 5]. Синклиналиная форма бассейнов, впадин и прогибов, неравномерное распределение давления (максимальное в их центральной части и убывающее к периферии), наличие ловушек в бортовых зонах, сформировавшихся еще в ходе осадконакопления, — все это создает предпосылки для движения первоначально рассеянной нефти и газа по региональному восстанию пластов от центральной части бассейна к его периферии, перераспределению углеводородов по разрезу и аккумуляции их в различных ловушках.

Если бассейны осадконакопления, а также осложняющие их впадины и прогибы характеризуются значительными размерами и устойчивым прогибанием с большой амплитудой, если накопление осадков в них происходит в основном в субаквальной среде с анаэробной геохимической обстановкой и если они осложнены поздней конседиментационной или постседиментационной складчатостью, то основные зоны нефтегазонакопления в них, вероятно, будут связаны с ловушками, развитыми на бортах этих структур. В зависимости от продолжительности геологического времени, при наличии благоприятных палеогидрогеологических и термодинамических условий бортовые части структур могут быть зонами возможной концентрации максимальных ресурсов нефти и газа [4].

Прикаспийская впадина — одна из глубочайших на Земле. Она имеет площадь около 500 тыс. км<sup>2</sup> и характеризуется активной геодинамической обстановкой. Значит, не исключено, что максимальное скопление углеводородов может быть приурочено именно к бортовой Малышевско-Петровской зоне (Западный Прикаспий).



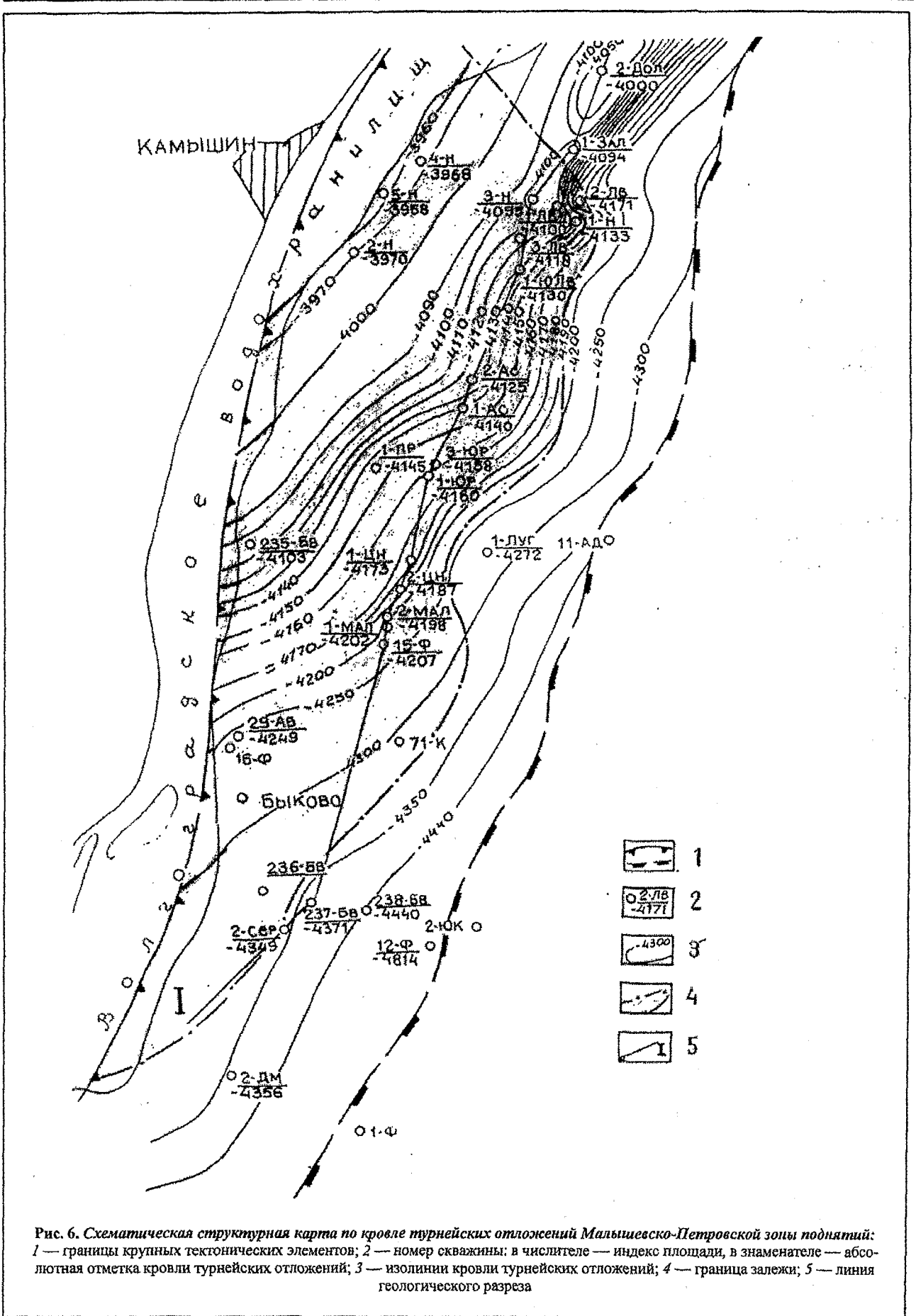


Рис. 6. Схематическая структурная карта по кровле турнейских отложений Малышевско-Петровской зоны поднятий: 1 — границы крупных тектонических элементов; 2 — номер скважины; в числителе — индекс площади, в знаменателе — абсолютная отметка кровли турнейских отложений; 3 — изолинии кровли турнейских отложений; 4 — граница залежи; 5 — линия геологического разреза

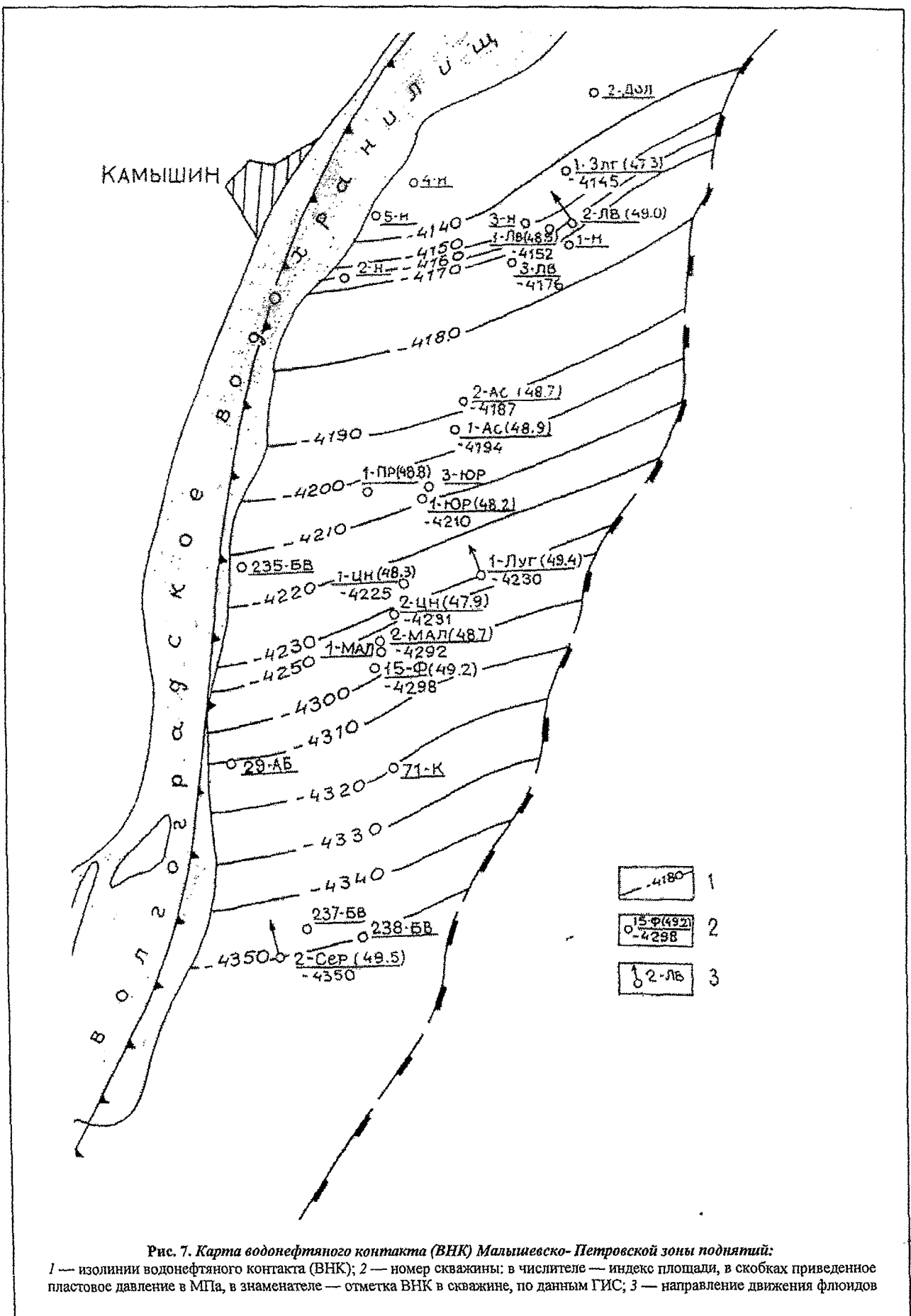


Рис. 7. Карта водонефтяного контакта (ВНК) Малышевско-Петровской зоны поднятий:

1 — изолинии водонефтяного контакта (ВНК); 2 — номер скважины; в числителе — индекс площади, в скобках приведенное пластовое давление в МПа, в знаменателе — отметка ВНК в скважине, по данным ГИС; 3 — направление движения флюидов

Механизм формирования залежей на описываемой территории можно представить, опираясь на универсальный закон формирования залежей нефти и газа [6].

Если миграция УВ происходит в растворенном состоянии и давление насыщения нефти газом ниже пластового, то по региональному восстанию слоев снижающиеся давление и температура способствуют выделению из раствора нефти и газа в свободном состоянии. Так как жидкие УВ растворяются хуже, чем газообразные, первой из раствора должна выделиться нефть, которая и заполнит нижнюю ловушку. В дальнейшем, по мере снижения пластового давления и температуры, наряду с жидкими УВ будут выделяться и газообразные, поэтому в следующих по восстанию ловушках, будут аккумулироваться нефть и газ, а еще выше — только газ. Такая дифференциация УВ напоминает размещение их по принципу гравитационного разделения флюидов. Если в ловушках одновременно аккумулируются нефть и газ, то в результате дифференциации УВ по плотности газ оттеснит нефть и она будет мигрировать в следующую ловушку по региональному восстанию слоев. Если углеводородов окажется недостаточно для заполнения следующей ловушки, расположенной гипсометрически выше, то она может оказаться водоносной.

Попытаемся проследить описанный выше процесс в Малышевско-Петровской зоне по восстанию плато с юга на север. В скв. 15-Ф температура пласта ( $t_{пл}$ ) равна 97 °С, пластовое давление ( $P_{пл}$ ) составляет 48,7 МПа, давление насыщения ( $P_{нас}$ ) — 27,8 МПа, плотность нефти ( $\gamma_n$ ) — 0,815 г/см<sup>3</sup> (глубина 2250...2350 м). Вверх по разрезу в скв. 2-Ц  $t_{пл} = 102$  °С,  $P_{пл} = 45,2$  МПа,  $P_{нас} = 25,8$  МПа,  $\gamma_n = 0,830$  г/см<sup>3</sup>; еще выше, в скв. 1-Ал,  $t_{пл} = 95$  °С,  $P_{пл} = 48,09$  МПа,  $P_{нас} = 35$  МПа,  $\gamma_n = 0,815$  г/см<sup>3</sup> и в самой высокой из всех перечисленных скв. 1-Л  $t_{пл} = 92$  °С,  $P_{пл} = 47,6$  МПа,  $P_{нас} = 30,2$  МПа,  $\gamma_n = 0,808$  г/см<sup>3</sup> (глубина 4100...4200 м).

Даже с учетом погрешности определения перечисленных параметров прослеживается следующая тенденция — по мере снижения пластового давления (с 48,7 до 47,6 МПа) и температуры (с 97 до 92 °С) увеличивается давление насыщения от 27,8 до 30,2 МПа и уменьшается плотность нефти от 0,815 до 0,808 г/см<sup>3</sup>. По восстанию пластов возрастает газосодержание, на что и указывают интенсивные газопроявления при исследовании скважин. Таким образом, механизм заполнения ловушек, по-видимому, подобен описанному выше, причем он объясняет и отсутствие углеводородов в самых высоких (по восстанию) скв. 1-Зл и 2-Дл (в момент заполнения УВ оказалось недостаточно).

Рифогенный комплекс франско-фаменского возраста полностью не рассматривается, хотя нефтепроявления возможны во всей «области транзита» флюидов от кыновских до тульских пород (см. рис. 2),

причем за счет неоднородности и мозаичной картины распространения карбонатных коллекторов могут встречаться целики "пустых" плотных пород.

При подсчете запасов на месторождениях Малышевско-Петровской зоны во всех скважинах по результатам ГИС определены водонефтяные контакты. По этим значениям построена карта водонефтяного контакта для всей зоны и по методике З. Г. Борисенко [7] определена граница залежи (рис. 7). В турнейских отложениях — это восточная граница, западной границей может являться тектоническая граница предбортовой зоны (других данных пока нет).

С учетом приведенных результатов исследований, авторами предложена геологическая модель месторождения, показанная на рис. 2, б. Согласно этой модели геологические запасы нефти Малышевско-Петровской зоны значительны при их самой пессимистической оценке.

### Выводы

1. Малышевско-Петровская зона поднятий — это единое месторождение нефти с залежами в турнейских известняках и бобриковских песчаниках.

2. Тип залежей сложный, они приурочены к структурным резервуарам, и флюиды в них находятся в динамическом состоянии.

3. Ловушка нефти в бобриковских песчаниках, по-видимому, образована длинным, узким песчаным телом типа берегового бара.

4. Перспективность Малышевско-Петровской зоны весьма существенна как для Левобережья, так и для всей Волгоградской области.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Использование цикличности осадконакопления при выделении карбонатных коллекторов Волгоградского Левобережья / Н. Л. Багова, А. В. Карсулов, И. В. Мокиенко, Е. Е. Крестя // Проблемы освоения нефтегазовых месторождений Нижнего Поволжья. — Волгоград, 2000. — Вып. 57. — С. 42—48.
2. Силин-Бекчурин А. И. Специальная гидрогеология. — М.: Госгеолиздат, 1951. — 394 с.
3. Клычев Н. В. Влияние гидродинамики на формирование наклонных контактов вода — залежь углеводородов в условиях подсолевых отложений Прикаспийской впадины // РНТЖ. Недр Поволжья и Прикаспия. — Саратов, 1999. — Вып. 18. — С. 14—18.
4. Керимов В. Ю. Поиски и разведка залежей нефти и газа в стратиграфических и литологических ловушках. — М.: Недр, 1987.
5. Флюидодинамический фактор в тектонике и нефтегазоносности осадочных бассейнов. — М.: Наука, 1989.
6. Геология и геохимия нефти и газа / А. А. Бакиров, З. А. Табасаранский, М. В. Бордовская, А. К. Мальцева. Под ред. А. А. Бакирова и З. А. Табасаранского. — М.: Недр, 1982. — 288 с.
7. Борисенко З. Г. Методика геометризации резервуаров и залежей нефти и газа. — М.: Недр, 1980 — 206 с.