

УДК 553.982.23.052(477.5)

Мищенко Л.А.Украинский научно-исследовательский институт природных газов (УкрНИИГаз), Харьков, Украина, geol.ukrniigaz@mail.ru

ОСОБЕННОСТИ ПОИСКОВ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В НЕАНТИКЛИНАЛЬНЫХ КЛИНОФОРМНЫХ ТЕЛАХ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ

В Днепровско-Донецкой впадине (Украина) в результате анализа сейсморазведывательных работ 3D установлен новый перспективный поисковый объект – линзовидные клиноформные тела, залегающие на склонах впадин северо-восточной прибортовой зоны. Обосновано, что среди неантиклинальных литологических ловушек клиноформные тела представляют особый интерес: в подошве они подстилаются нефтегазоматеринскими битуминозными глинистыми толщами, которые способны генерировать углеводороды. Клиноформные тела являются также идеальными ловушками. Рассмотрены особенности поисков залежей углеводородов в неантиклинальных клиноформных телах и предложены рекомендации при постановке поисково-разведочного бурения.

***Ключевые слова:** неантиклинальные ловушки, клиноформные тела, залежи углеводородов, сейсмический материал.*

В Днепровско-Донецкой впадине (ДДВ) антиклинальные структуры прибортовых зон, бортов и погруженных участков впадины, к которым приурочены традиционные антиклинальные ловушки углеводородов (УВ), достаточно точно изучены сейсмическими исследованиями и бурением. Фонд таких антиклинальных структур в значительной степени исчерпан. Вместе с тем в ДДВ имеются реальные предпосылки для открытия углеводородных скоплений в нетрадиционных ловушках неантиклинального типа [Лукин, 1976; Височанский, 1994; Лазарук, 2006а; Лукин, 1997; Височанский и др., 2003; Височанский, Тесленко-Пономаренко, 2005; Терещенко, 2011 и др.]. Прогнозировать нетрадиционные ловушки УВ сложнее, нежели антиклинальные. При моноклинальном залегании осадочных пород при прогнозировании ловушек важное место занимает палеоморфологический, литолого-фациальный и сейсмостратиграфический анализ. Примером неантиклинальных ловушек УВ могут быть клиноформные тела, которые представляют интерес, подтвержденный открытием в них огромных запасов УВ в Западной Сибири. Кроме того, линзовидные клиноформные тела являются идеальной ловушкой и, зачастую, имеют в подошве нефтегазоматеринскую толщу (битуминозные аргиллиты баженовской свиты в Западной Сибири, рудовские пласты в ДДВ и так далее), которые могут продуцировать углеводороды. Поэтому, по мнению автора, из огромной группы литологических ловушек клиноформные тела представляют особый интерес.

В России на многих месторождениях Западной Сибири известны аналоги таких природных тел. Это клиноформные ачимовские песчано-алевролитовые тела, которые залегают на битуминозных аргиллитах баженовской свиты (верхняя юра) [Наумов, Биншток, Онищук, 1977]. В работе [Литвин, Абеленцев, Лурье, 1999] представлена детальная комплексная геогидродинамическая модель в своем роде уникальной нижнемеловой ачимовской толщи Уренгой-Пуровской зоны Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ). В целом в отложениях ачимовской толщи Уренгой-Пуровской зоны сконцентрировано 1,5 трлн. м³ газа, 303 млн. т извлекаемого конденсата. В конкретных залежах запасы газа колеблются от 17 до 441 млрд. м³, извлекаемого конденсата – от 3 до 89 млн. т.

Песчано-алевролитовая ачимовская толща развита примерно на половине площади Западно-Сибирского НГБ. Сформировалась у подножия континентального склона между отложениями шельфа и глубоководными верхнеюрскими осадками баженовской свиты. Стратиграфически приурочена к нижней части преимущественно глинистых отложений нижнемелового подъяруса. Представлена рядом относительно узких (20-40 км) по широте, но субмеридионально вытянутых на сотни километров линз (тел) преимущественно песчано-алевролитовых пород, которые по площади и разрезу изолированы друг от друга глинистыми породами и имеют клиноформное строение, т.е. первично-седиментационное наклонное залегание по отношению к первично субгоризонтально залегающим подстилающим и перекрывающим отложениям. Каждое тело (линза) имеет свой возраст (возрастное «скольжение», «омоложение» в направлении источника сноса с востока на запад).

Все ачимовские тела (Ач₁, Ач₂, Ач_{3,4}, Ач₅, Ач₆) по вертикали представлены ритмическим переслаиванием (чередованием) пластов и пропластков песчаных, алевролитовых, песчано-алевролитовых, глинисто-алевролитовых пород и аргиллитов, которые хорошо увязываются между собой в соседних скважинах и трассируются по площади развития тела. В результате корреляции литотипов пород ачимовских тел оказалось, что по разрезу наблюдается цикличность осадконакопления, заключающаяся в наличии двухчленного деления пород на трансгрессивную (пелитовую) и регрессивную (алевро-псаммитовую) части.

Для ачимовских отложений характерны [Кулахметов, Никитин, Ясович, 1985] наклонные отражающие горизонты. Они образуют на сейсмических разрезах вкрест простирания серию кулисообразно сменяющих друг друга границ протяженностью до 30-50 км. Наклонные отражающие границы имеют сигмовидную или косослоистую конфигурацию.

Как показано [Кулахметов, Никитин, Ясович, 1985], фациальный анализ, палеогеографические и палеоморфологические реконструкции, отложения ачимовской толщи сформировались в относительно глубоководной части морского бассейна и представляют собой фации подводных конусов выноса. Основным механизмом формирования отложений являлись турбидиты и подводные течения.

Выделялись два основных типа сейсмофаций: сигмоидные и косослоистые. Первые приурочены преимущественно к глинистым, вторые – к песчано-глинистым отложениям [Гидион, 1989].

Следует подчеркнуть, что мегакослоистость нижнемеловых отложений Западной Сибири не является уникальным геологическим явлением. Согласно представлениям [Наумов, Биншток, Онищук, 1977; Гиршгорн, 1985] клиноформы возникают в результате бокового заполнения осадочного бассейна от его окраины, расположенных вблизи источников сноса, к центру при некомпенсированном режиме седиментации, что наблюдается в различных геологических провинциях и отложениях разных возрастов.

Проведенные автором статьи исследования сейсмического материала, в первую очередь сейсморазведка 3D, позволили установить, что клиноформный рисунок записи, по аналогии с клиноформной записью ачимовской толщи Западной Сибири, в Украине в ДДВ установлен в подошве верхневизейских отложений (горизонты В-21, В-22, В-23), которые относятся к ХIIа микрофаунистическому горизонту (МФГ). Комплекс ХIIа МФГ сформировался, согласно Я.Г. Лазаруку [Лазарук, 2006б], во время последнего проявления рифтогенеза. Его границы контролировались региональными приосевыми разломами. Осадконакопление комплекса началось в условиях существенной недокомпенсации бассейна, а закончился в полностью компенсированном бассейне, после чего до конца каменноугольного периода осадки формировались в условиях постоянной трансгрессивно-регрессивной миграции береговой линии бассейна. Отложения ХIIа МФГ имеют свою нефтегазоматеринскую толщу – рудовские битуминозно-глинистые пласты, которые могут [Кулахметов, Никитин, Ясович, 1985] продуцировать УВ.

Автором статьи установлены и описаны клиноформные тела в верхневизейских отложениях на Яблунковском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ) [Абеленцев, Ходаковский, Мищенко, 2006]. Рассмотрена уточненная модель поля нефтегазоносности горизонта В-22, которая базируется на двух составляющих: первая – структурно-тектоническая модель месторождения, вторая – детальная корреляция отложений горизонта В-22. Горизонт В-22 залегает в средней части ХIIа МФГ. Он сложен мелкозернистыми песчаниками с карбонатным цементом, аргиллитами и глинистыми алевролитами.

Распространение пластов-коллекторов горизонта В-22 литологически ограничено, по площади замещаются непроницаемыми породами.

Согласно интерпретации сейсморазведочных работ 3D горизонты В-22 и В-21 представлены двумя схожими регрессивными циклами (увеличение зернистости вверх), что видно на сейсмических профилях, где представлено два интервала косослоистого разреза, что свидетельствует о внутренней дискретности каждого горизонта (рис. 1). Отмечается также, что наиболее распространенными формами аномалий являются сигмоидные клиноформы.

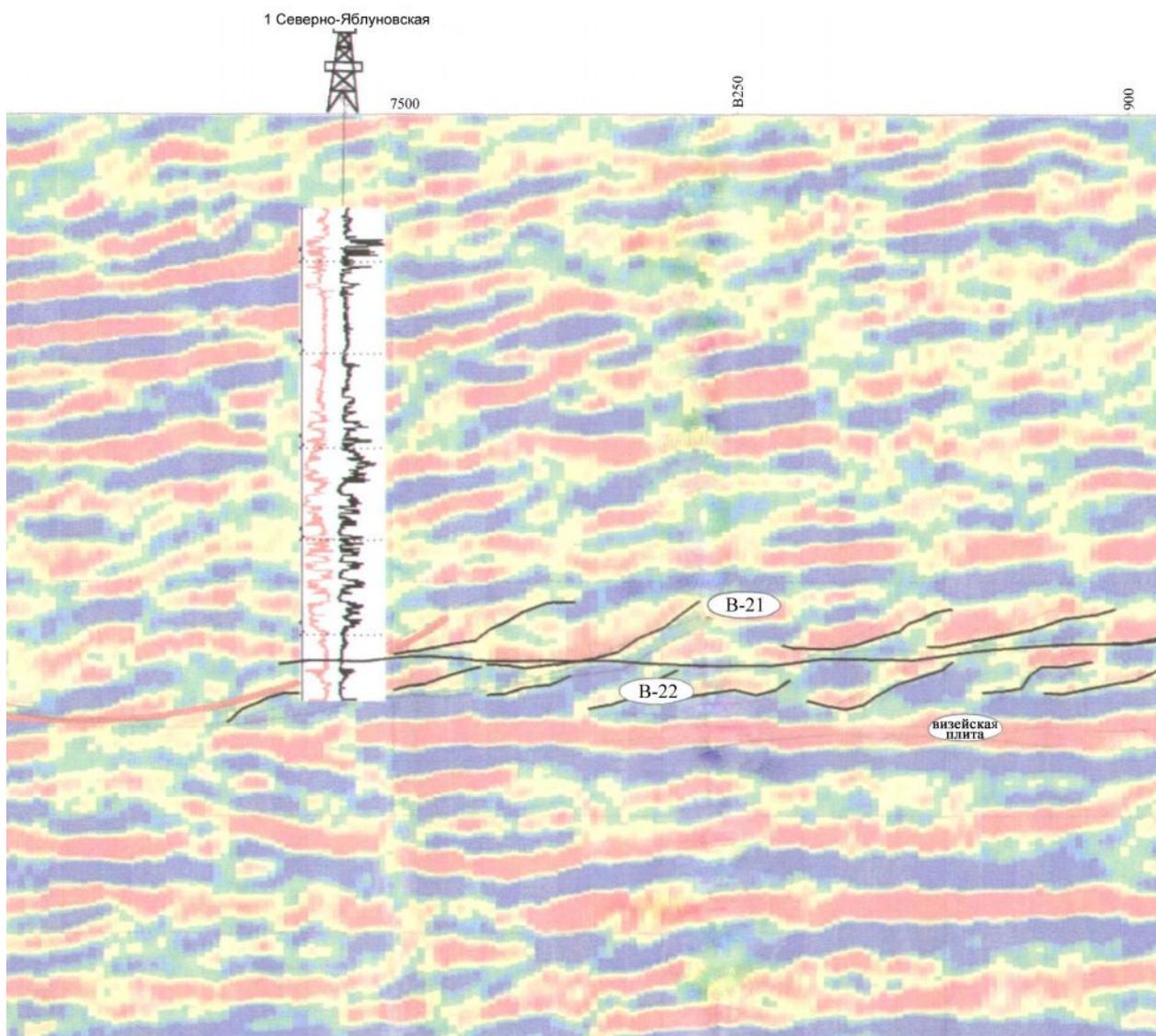


Рис. 1. Яблуновское нефтегазоконденсатное месторождение: палеореконструкция сейсмического разреза по профилю через Северно-Яблуновскую скважину [Лысынчук, 2002]

Эти факты свидетельствуют о сложности геологического строения горизонта В-22, неоднозначности генезиса его отложений. Поэтому корреляция таких сложнопостроенных пластов-коллекторов, представляющая некоторые трудности, проводилась двумя методами. Первый метод учитывал клиноформное строение горизонта В-22, которое фиксируют геофизики при интерпретации сейсморазведки. За базовую поверхность был принят региональный сейсмо-лито-геофизический репер $Vb_3(R_2)$ – кровля визейской карбонатной плиты. Корреляционные построения усложнялись тектоническими нарушениями со значительными амплитудами, поэтому проследить второй репер в верхней части верхневизейских отложений четко не удалось. Во втором методе корреляции горизонта В-22 за базовую поверхность была принята кровля пласта В-22н, который наиболее выдержан по площади месторождения.

Согласно корреляции, горизонт В-22 не представляет собой единое песчано-алевролитовое тело и уверенно делится на пласты В-22в и В-22н, которые представлены двумя-тремя литологическими пачками В-22в¹, В-22в², В-22н¹, В-22н² и В-22н³. Все выделенные пачки на Яблуновской структуре имеют линзообразное строение и ограниченное распространение (рис. 2).

В каждом из пластов В-22в и В-22н выявлены отдельные, изолированные по разрезу и площади, нефтегазонасыщенные участки, которые в большинстве случаев не совпадают в плане структуры. В целом в верхневизейском гор. В-22 Яблуновского месторождения выявлено двенадцать залежей, из которых пять газоконденсатных, шесть нефтяных и одна нефтегазоконденсатная.

Аналогичные клиноформные тела в ДДВ установлены не только в низах верхневизейского подъяруса (ХПа МФГ), а и в других отложениях. Так, согласно проанализированным автором сейсмических материалов 3D, клиноформы выделены на месторождениях центральной части северо-восточной прибортовой зоны ДДВ. На Котелевском месторождении были проанализированы поперечные сейсмические профили в направлении от южного крыла структуры к северному. Согласно сейсмическому рисунку записи, на уровне турнейско-нижневизейских отложений в погруженном тектоническом блоке (скв. 200) на южном борту Кубашевского прогиба выделяются литологически ограниченные линзовидные тела, которые могут локализовать УВ.

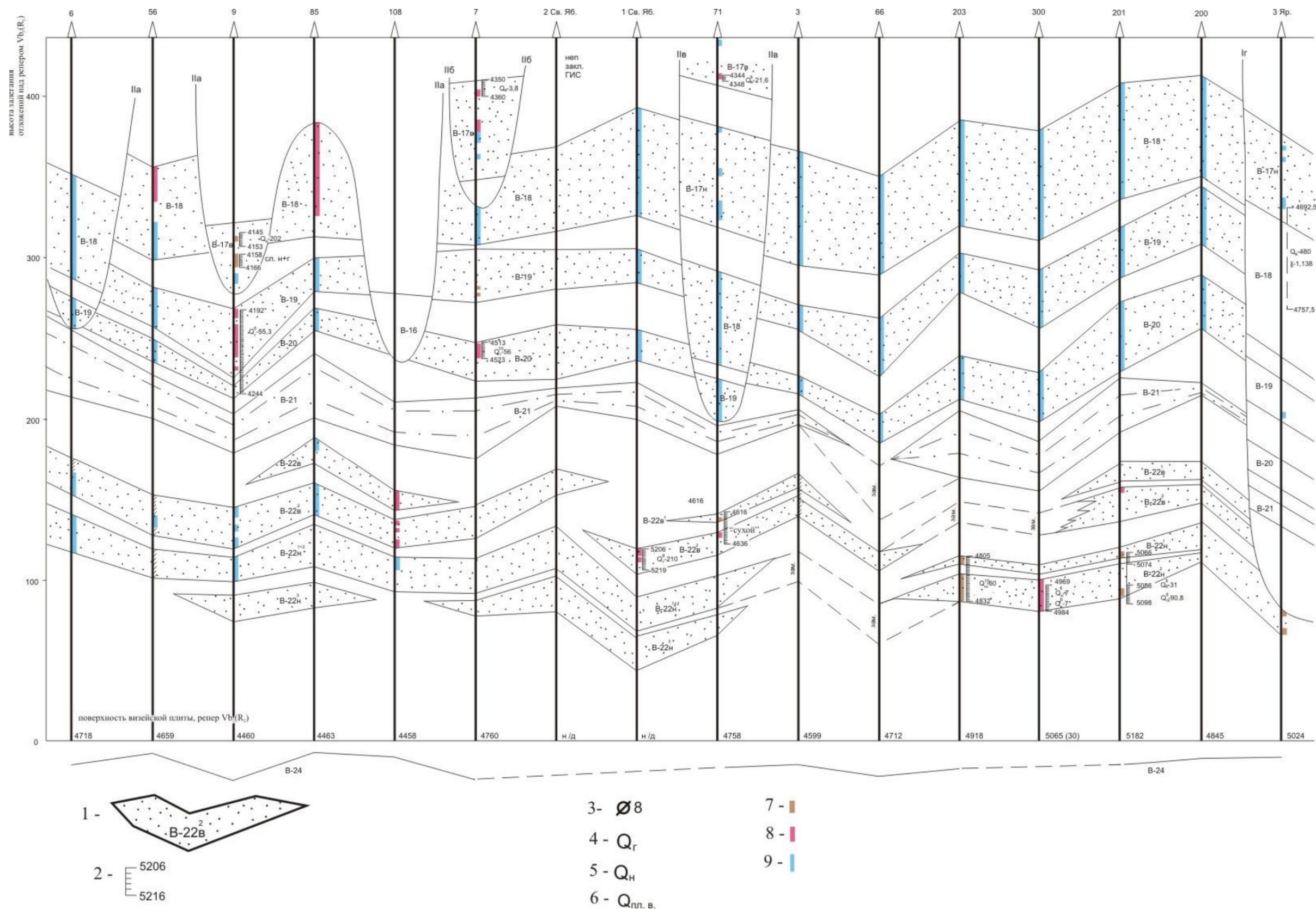


Рис. 2. Схема корреляции и опробования верхневизейских отложений северо-западного и южно-восточного участков Яблунковского нефтегазоконденсатного месторождения

1 – пласты-коллекторы горизонта B-22; 2 – интервалы перфорации, глубина, м; 3 – диаметр штуцера, мм; 4 – дебит газа, тыс. м³/сут.; 5 – дебит нефти, м³/сут.; 6 – дебит пластовой воды, м³/сут.; 7 – нефть; 8 – газ; 9 – вода.

Турнейский ярус представлен прибрежно-морскими образованиями, литологически сложенными переслаиваниями известняков, аргиллитов и пропластками песчаников. Отложения нижневизейского подъяруса в верхней части разреза представлены известняками с пропластками аргиллитов, в нижней – толщей песчаников морского генезиса, серых мелко-, среднезернистых, кварцевых, которые имеют высокие емкостные свойства.

Согласно карте пористости горизонта В-25-26, коллекторские свойства отложений в восточной части северного крыла (район скв. 200) в направлении Кубашевского прогиба улучшаются (Кп более 7%), что может свидетельствовать о перспективности данной территории. В антиклинальном залегании залежи УВ в нижневизейско-турнейских отложениях установлены на Котелевском и Березовском месторождениях. Кроме того, согласно материалам сейсморазведки (2010 г.) на Березовском месторождении на западном своде в горизонте В-21 (ХIIа МФГ) выделены литологически ограниченные линзовидные тела коллекторов, которые залегают в виде клиноформ и направлены в сторону Кубашевского прогиба (рис. 3).

Таким образом, из анализа сейсмического материала 3D следует, что на бортах впадин, которые примыкают к месторождениям северо-восточной прибортовой зоны, отложения горизонтов В-21, В-22, В-23 (ХIIа МФГ) представлены клиноформными телами.

В районе центральной части северо-восточной прибортовой зоны ДДВ, аналогичные отложениям Кубашевского прогиба клиноформные линзовидные тела прогнозируются на бортах Константиновского, Пархоменского, Краснокутского и других впадин (рис. 4), которые, к тому же, находятся вблизи северо-восточного (Воронежский кристаллический выступ) источника сноса обломочного материала. Наиболее перспективными на обнаружение залежей УВ являются клиноформные тела в отложениях ХIIа МФГ (горизонты В-21, В-22, В-23) по следующим причинам. Во-первых, они подстилаются нефтегазоматеринскими, битуминозными глинистыми толщами, которые способны генерировать углеводороды и, во-вторых, клиноформные линзовидные тела являются идеальными ловушками.

Поиски залежей углеводородов в неантиклинальных клиноформных телах имеют свои особенности. Так, согласно опыту поисков клиноформных тел в Западной Сибири установлено, что по разрезу, как правило, залегают две-три клиноформы (например, Ач₃₋₄, Ач₅, Ач₆). При этом, наиболее высокими фильтрационно-емкостными свойствами характеризуются их средние (по латерали) участки. Поэтому, при постановке поисково-разведочного бурения клиноформные тела необходимо вскрывать в оптимальных условиях, а именно, ориентироваться на средние их участки.

Приведенные примеры позволяют сделать следующие принципиальные выводы.

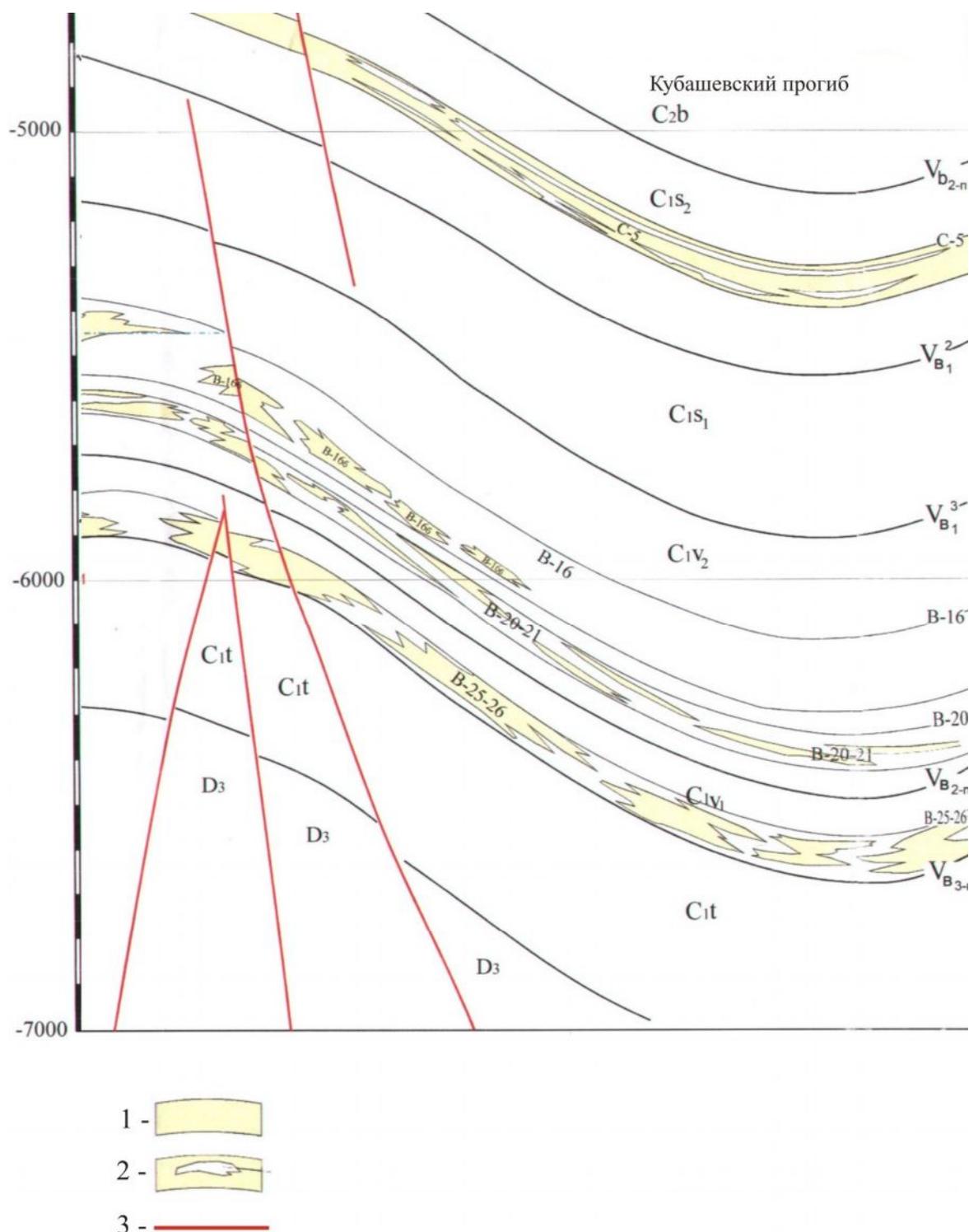


Рис. 3. Геологическая интерпретация сейсмогеологического профиля Березовской площади
[Маркова, 2010]

1 – прогнозные зоны распространения коллектора; 2 – участки замещения коллектора; 3 – тектонические нарушения.

В ДДВ в результате анализа данных сейсморазведки 3D, установлен новый перспективный поисковый объект – линзовидные клиноформные тела, залегающие на склонах впадин (прогибов) северо-восточной прибортовой зоны в верхневизейских отложениях (XIIa МФГ) в горизонтах В-21, В-22, В-23.

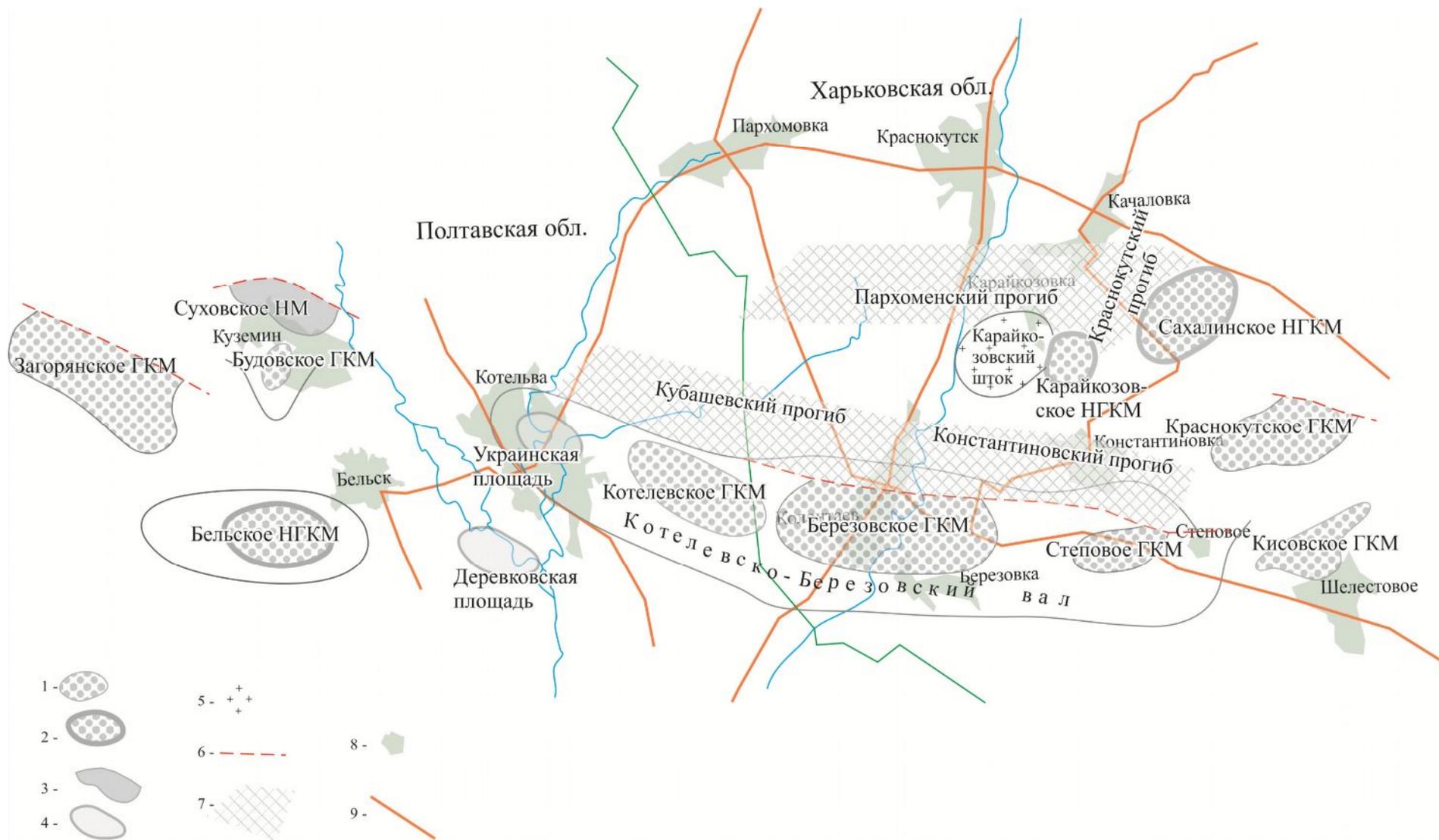


Рис. 4. Перспективные участки развития клиноформных тел

1 - газоконденсатное месторождение (ГКМ); 2 – нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ); 3 – нефтяное месторождение (НМ); 4 – площадь; 5 – соляной шток; 6 – тектоническое нарушение; 7 – перспективные участки развития клиноформных тел; 8 – населенные пункты; 9 – дороги с твердым покрытием.

Обосновывается, что из огромного числа неантиклинальных литологических ловушек именно клиноформные тела представляют наибольший интерес, поскольку в подошве подстилаются нефтегазоматеринскими, битуминозными глинистыми толщами, которые способны генерировать углеводороды, и к тому же, клиноформные тела являются идеальными ловушками.

Литература

Абеленцев В.М., Ходаковський В.Ю., Міщенко Л.О. Деталізація геологічної будови нафтових покладів верхньовізейського горизонту В-22 Яблунівського родовища з метою вибору оптимальної системи їх розробки // Стан і перспективи розробки нафтових родовищ України: мат. наук.-практ. конф. -Долина, 2006. - С. 26-29.

Височанський І.В. Структури-пастки нафти і газу плат формових регіонів (на прикладі Дніпровсько-Донецької западини): дис. д. геол.-мінер. наук: 04.00.17: у вигляді наукової доповіді / Височанський Іларіон Володимирович. – Львів, 1994. – 61 с.

Височанський І.В., Тесленко-Пономаренко В.М. Моделювання умов утворення несклепінних пасток вуглеводнів // Питання розвитку газової пром-ті України: зб. праць. УкрНДІгазу. – Харків. – 2005. – Вип. XXXIII. - С. 84-91.

Височанський І.В., Ульянов М.Г., Тесленко-Пономаренко В.М., Лизанець А.В., Дмитровський М.Й. До перспективності другої структурно-тектонічної зони північного борту Дніпровсько-Донецької западини (в межах Харківської області) // Питання розвитку газової пром-ті України: зб. праць УкрНДІгазу. – Харків, 2003. - Вип. XXXI. - С. 15-22.

Гидион В.Я. Прогнозирование геологического разреза неокомских толщ по конфигурации сейсмических отражений // Локальный прогноз нефтегазоносности Западно-Сибирской геосинеклизы: сб. науч. тр. ЗапСибНИГНИ. - Тюмень, 1989. – С. 99-106.

Гиригорн Л.Ш. Экзогенные структуры в нижнемеловых отложениях севера Западной Сибири // Сейсморазведка для литологии и стратиграфии: сб. науч. тр. ЗапСибНИГНИ.- Тюмень, 1985. – С. 7-24.

Звіт про виконані сейсморозвідувальні роботи 3Д на Березівській площі в центральній частині ДДЗ. Відп викон. Макрова Г.Г., USEIS, Київ, 2010.

Звіт про виконання тематичних досліджень по визначенню напрямків подальших бурових робіт на Північно-Яблунівській площі. Відп. викон. В.М. Лисинчук, Київ, 2002.

Кулахметов Н.Х., Никитин В.М., Ясович Г.С. Особенности стратиграфии морских отложений неокома севера Западной Сибири и по данным сейсморазведки и бурения // Сейсморазведка для литологии и стратиграфии: сб. науч. тр. ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1985. – С. 54-64.

Лазарук Я.Г. Теоретичні аспекти та методика пошуків покладів вуглеводнів у неантиклінальних пастках. – Київ: УкрДГПІ, 2006а. -110 с.

Лазарук Я.Г. Методичні аспекти прогнозування неантиклінальних пасток вуглеводнів на основі седиментаційних моделей відкладів // Вторинні природні резервуари і неструктурні пастки як об'єкти значного прироста запасів вуглеводнів в Україні: мат. міжн. нак. конференції.- Харків, 24-26 травня 2006б. - С. 36-37.

Литвин И.И., Абеленцев В.М., Лурье А.И. Опыт построения детальных комплексных геогидродинамических моделей крупных геологических объектов Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Питання розвитку газової пром-ті України: зб. праць УкрНДІгазу. – Харків, 1999. – Вип. XXVII. - С. 127-140.

Лукин А.Е. Перспективы поисков неантиклинальных залежей нефти и газа в Днепропетровско-Донецкой впадине // Советская геология. – 1976. - №8. – С. 14-25.

Лукин А.Е. Литогеодинамические факторы нефтегазонакопления в авлакогенных бассейнах. – Киев: Наукова думка, 1997. – 224 с.

Наумов А.Л., Биниток М.М., Онищук Т.М. О принципах выделения основных подразделений региональных стратиграфических схем-свит // ЗапСибНИГНИ: сб. трудов. – Тюмень, 1977. - Вып. 121. - С. 80-82.

Терещенко В.А. Поиски залежей углеводородов на моноклиналиях в Днепровско-Донецкой впадине // Вісник ХНУ ім. В.Н. Каразіна: зб. праць. – Харків. - 2011. – № 986. - С. 86-91.

Mischenko L.A.

Ukrainian Research Institute of Natural Gases, Kharkov, Ukraine, geol.ukrniigaz@mail.ru

FEATURES OF HYDROCARBON BEARING IN NON-ANTICLINAL TRAPS - CLINIFORM BODIES OF THE DNEIPER-DONETSK DEPRESSION (UKRAINE)

Analysing of the 3D seismic survey set a new perspective object in the Dnieper-Donetsk Depression (Ukraine) – the lenticular cliniform bodies, lying on the slopes of depression of northeast rift margin are established. It is proved that some non-anticlinal traps type cliniform could be very good traps; in the bottom part some times good source rocks were been found. The cliniform structures can offer very interesting exploration target in the studied area.

Keywords: non-anticline traps, cliniform bodies, deposits of hydrocarbons, seismic data.

References

Abelencev V.M., Hodakovs'kij V.Ju., Mishhenko L.O. *Detalizacija geologichnoí budovi naftovih pokladiv verhn'ovizejs'kogo gorizontu V-22 Jablunivs'kogo rodovishha z metoju viboru optimal'noí sistemi ih rozrobki*. Stan i perspektivi rozrobki naftovih rodovishh Ukraíni: mat. nauk.-prakt. konf. - Dolina, 2006, p. 26-29.

Gidion V.Ja. *Prognozirovanie geologicheskogo razreza neokomskih tolshh po konfiguracii sejsmicheskikh otrazhenij* [Neocomian strata geological prognosis interpretation base of seismic data]. Lokal'nyj prognoz neftegazonosnosti Zapadno-Sibirskoj geosineklizy: sb. nauch. tr. ZapSibNIGNI. - Tjumen', 1989, p. 99-106.

Girshgorn L.Sh. *Jekzogennye struktury v nizhnemelovyh otlozhenijah severa Zapadnoj Sibiri* [Exogenous structure in the Lower Cretaceous deposits of the northern West Siberia]. Sejsmorazvedka dlja litologii i stratigrafii: sb. nauch. tr. ZapSibNIGNI. - Tjumen', 1985, p. 7-24.

Kulahmetov N.H., Nikitin V.M., Jasovich G.S. *Osobennosti stratigrafii morskikh otlozhenij neokoma severa Zapadnoj Sibiri po dannym sejsmorazvedki i burenija* [Features Neocomian stratigraphy of marine deposits of north of Western Siberia according to seismic data and drilling]. Sejsmorazvedka dlja litologii i stratigrafii: sb. nauch. tr. ZapSibNIGNI. – Tjumen', 1985, p. 54-64.

Lazaruk Ja.G. Metodichni aspekti prognozuvannja neantiklinalnih pastok vuglevodniv na osnovi sedimentacijnih modelej vidkladiv // Vtorinni prirodni rezervuari i nestrukturni pastki jak ob'ekti značnogo prirosta zapasiv vuglevodniv v Ukraíni: mat. mizhn. nak. konferencii.- Harkiv, 24-26 travnja 2006b. - S. 36-37.

Lazaruk Ja.G. *Teoretichni aspekti ta metodika poshukiv pokladiv vuglevodniv u neantiklinal'nih pastkah*. – Kiiv: UkrDGRI, 2006a, 110 p.

Litvin I.I., Abelencev V.M., Lur'e A.I. *Opyt postroenija detal'nyh kompleksnyh geogidrodinamicheskikh modelej krupnyh geologicheskikh ob'ektov Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo bassejna* [Construction of detailed complex geohydrodynamic models of large geological targets of the West Siberian petroleum Basin]. Pitannja rozvitku gazovoí prom-ti Ukraíni: zb. prac' UkrNDIgaz. – Harkiv, 1999, No. XXVII, p. 127-140.

Lukin A.E. *Litogeodinamicheskie faktory neftegazonakoplenija v avlakogennyh bassejnah* [Lithogeodynamic factors in oil and gas aulacogene basins]. Kiev: Naukova dumka, 1997, 224 p.

Lukin A.E. *Perspektivy poiskov neantiklinal'nyh zalezhej nefti i gaza v Dnepropetrovsko-Donckoj vpadine* [Prospective research of the non-anticlinal oil and gas deposits in Dnieperopetrovsk-Donetsk Depression]. Sovetskaja geologija, 1976, No. 8, p. 14-25.

Naumov A.L., Binshtok M.M., Onishhuk T.M. *O principah vydelenija osnovnyh podrazdelenij regional'nyh stratigraficheskikh shem-svit* [Principles of determination of the main regional stratigraphic unit formations]. ZapSibNIGNI: sb. trudov. – Tjumen', 1977, No. 121, p. 80-82.

Tereshhenko V.A. *Poiski zalezhej uglevodorodov na monoklinaljah v Dneprovsko-Donockoj vpadine* [Features of hydrocarbon bearing on monoclines in the Dnieperovsko-Donetsk Depression]. Visnik HNU im. V.N. Karazina: zb. prac'. – Harkiv, 2011, No. 986, p. 86-91.

Visochans'kij I.V. *Strukturi-pastki nafti i gazu plat formovih regioniv (na prikladi Dniprovs'ko-Donec'koï zapadini)*. Dis. d. geol.-miner. nauk: 04.00.17: u vigljadi naukoivoi dopovidi / I.V. Visochans'kij. – L'viv, 1994, 61 p.

Visochans'kij I.V., Teslenko-Ponomarenko V.M. *Modeljuvannja umov utvorennja nesklepinnih pastok vuglevodniv*. Pitannja rozvitku gazovoï prom-ti Ukraïni: zb. prac'. UkrNDIgaz. – Harkiv, 2005, No. XXVIII, p. 84-91.

Visochans'kij I.V., Ul'janov M.G., Teslenko-Ponomarenko V.M., Lizanec' A.V., Dmitrovs'kij M.J. *Do perspektivnosti drugoi strukturno-tektonichnoi zoni pivnichnogo bortu Dniprovs'ko-Donec'koï zapadini (v mezhah Harkivs'koï oblasti)*. Pitannja rozvitku gazovoï prom-ti Ukraïni: zb. prac' UkrNDIgaz. – Harkiv, 2003, No. XXHI, p. 15-22.

Zvit pro vikonannja tematicnih doslidzhen' po viznachennju naprjamkiv podal'shij burovij robit na Pivnichno-Jabluniv'skij ploshhi. Vidp. vikon. V.M. Lisinchuk, Kiïv, 2002.

Zvit pro vikonani sejsmorozvidual'ni roboti 3D na Bereziv'skij ploshhi v central'nij chastini DDZ. Vidp vikon. Makrova G.G., USEIS, Kiïv, 2010.

© Мищенко Л.А., 2014.