



УДК 553.98(571.1)

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ МОВ ОГТ 3D С ЦЕЛЮ ПОДГОТОВКИ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДОВ ПРЕДПРИЯТИЙ ОАО «ГАЗПРОМ» В ПРЕДЕЛАХ НЕРУТИНСКОЙ ВПАДИНЫ И СОПРЕДЕЛЬНЫХ ТЕРРИТОРИЙ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В.Н.Бородкин (Тюменский государственный нефтегазовый университет), **А.Р.Курчиков** (Западно-Сибирский филиал «Института нефтегазовой геологии им. А.А.Трофимука» СО РАН), **С.А.Варягов** (ООО «Газпром добыча Надым»), **А.С.Недосекин**, **А.В.Лукашов**, **О.А.Смирнов** (ООО «ИНГЕОСЕРВИС»), **В.В.Шуманский** (ФГУ НПП «Геологоразведка»)

В статье приведен УВ-потенциал впадины, показано, что основные перспективы нефтегазоносности связаны со среднеюрским и ачимовским нефтегазоносными комплексами. Кроме того, по результатам геолого-разведочных работ доказывается развитие пласта Ю₁ васюганской свиты, продуктивность которого в пределах впадины установлена на ряде площадей. По материалам сейсморазведки 3D не исключено, что данные песчаные образования могут быть связаны с фронтальными частями аномальных разрезов баженовской свиты валанжинского возраста.

С использованием объемной сейсморазведки в разрезе юрско-меловых отложений выделена серия сложнопостроенных перспективных объектов, которые по материалам сейсморазведки 2D не картируются.

Ключевые слова: Нерутинская впадина; нефтегазоносные комплексы; ресурсы УВ; клиноформа; аномальный разрез; сейсморазведка 3D.

В тектоническом отношении Нерутинская впадина входит в состав Надым-Тазовской синеклизы и осложнена серией локальных поднятий. С востока ограничена Уренгойским, с запада – Медвежьим и с севера – Песцовым валами, на юге граничит с Пангодинским и Ямсовейским поднятиями.

С точки зрения стратиграфической изученности разреза мезо-кайнозойский осадочный чехол полностью вскрыт в юго-восточной части впадины в скв. 200 Юбилейного локального поднятия и скв. 414 Уренгойского вала, на западе – в скв. 1001 в пределах Медвежьего вала и на севере – в скв. Ен-Яхинская СГ-7.

В пределах впадины перспективны среднеюрский (пласты Ю₂₋₄), ачимовский (пласты группы Ач) и неокомский (пласты группы БУ, БП) нефтегазоносные комплексы.

Начальные суммарные ресурсы (НСР) (категорий С₁+С₂+С₃+Д_{1n}) УВ в пределах впадины и прилегающих территорий по среднеюрскому, ачимовскому и неокомскому нефтегазоносным комплексам составляют: нефти – 1071,9 млн т, газа – 4863,8 млрд м³, конденсата – 835,8 млн т. Из них на среднеюрский нефтегазоносный комплекс приходится: нефти – 223,3 млн т, газа – 1058,9 млрд м³, конденсата – 188,4 млн т; на ачимовский: нефти – 670,4 млн т, газа – 3266,9 млрд м³, конденсата –

564,8 млн т; на неокомский: нефти – 138,7 млн т, газа – 538,0 млрд м³ и конденсата – 82,6 млн т [1].

Из приведенных материалов видно, что основные перспективы нефтегазоносности связаны с ачимовским нефтегазоносным комплексом.

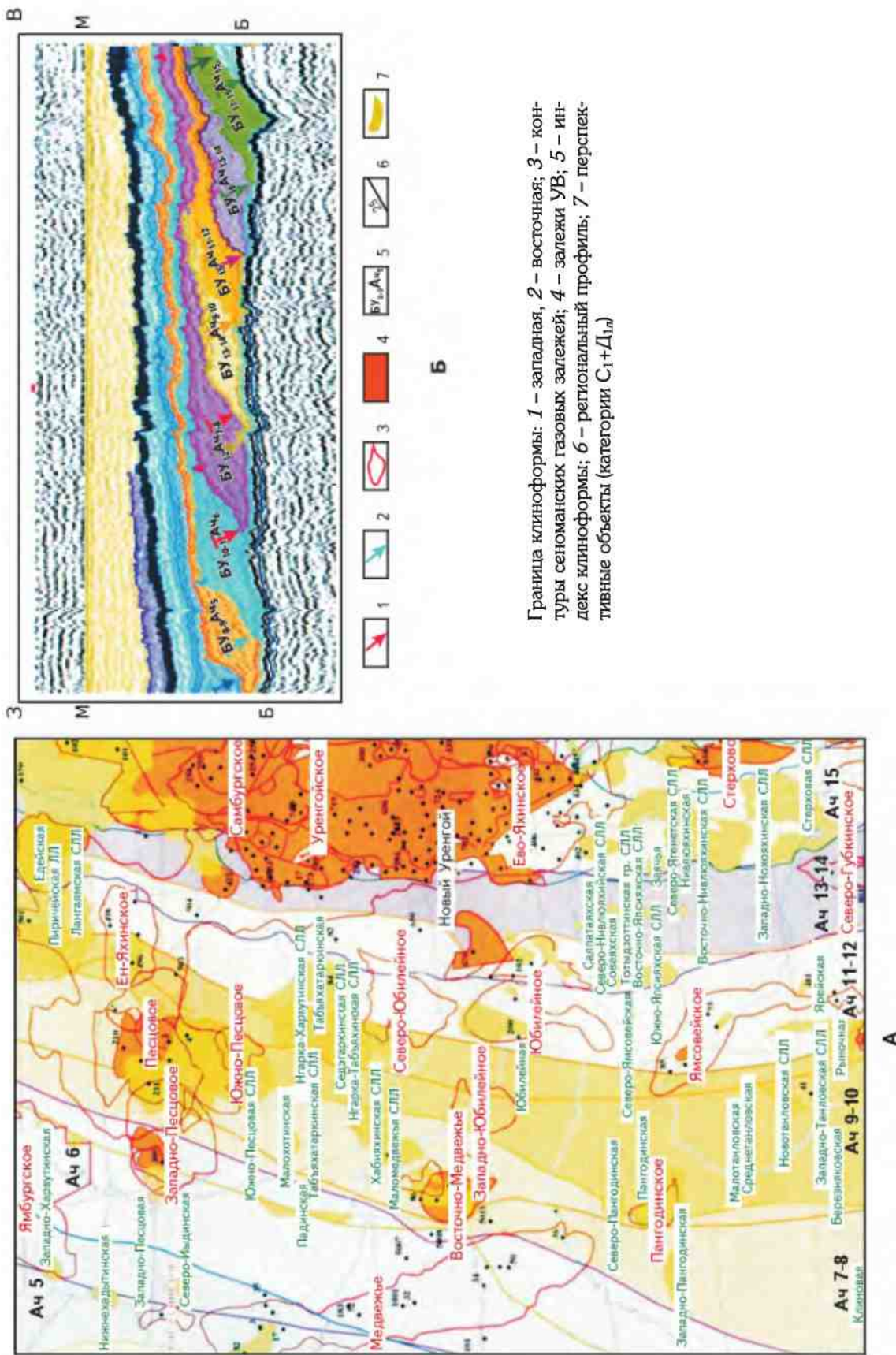
На основе анализа литолого-геохимических и сейсмофациальных критериев в работе [2] в составе ачимовского нефтегазоносного комплекса севера Западной Сибири выделены крупнейшие зоны нефтегазоносности. Они включали территорию от 34-го регионального профиля на севере до 22-го на юге, от клиноформы БТ₁₂₋₁₃Ач₁₈ на востоке до БУ₈₋₉Ач₅ на западе (Уренгойский регион). НСР УВ региона составили: нефти – 1667 млн т, газа – 6050 млрд м³, конденсата – 1050 млн т [3].

Нерутинская впадина (зона нефтегазоаккумуляции) в составе выделенных зон также характеризуется высоким УВ-потенциалом ачимовского нефтегазоносного комплекса.

На основании выполненных стратиграфических исследований нижнемеловых отложений в пределах впадины и прилегающих территорий [4] в составе ачимовской толщи выделены клиноформы БУ₁₇₋₁₉Ач₁₅, БУ₁₆Ач₁₃₋₁₄, БУ₁₅Ач₁₁₋₁₂, БУ₁₃₋₁₄Ач₉₋₁₀, БУ₁₂Ач₇₋₈, БУ₁₀₋₁₁Ач₆, и БУ₈₋₉Ач₅ (рис. 1). Индексация клиноформ, предложенная авто-

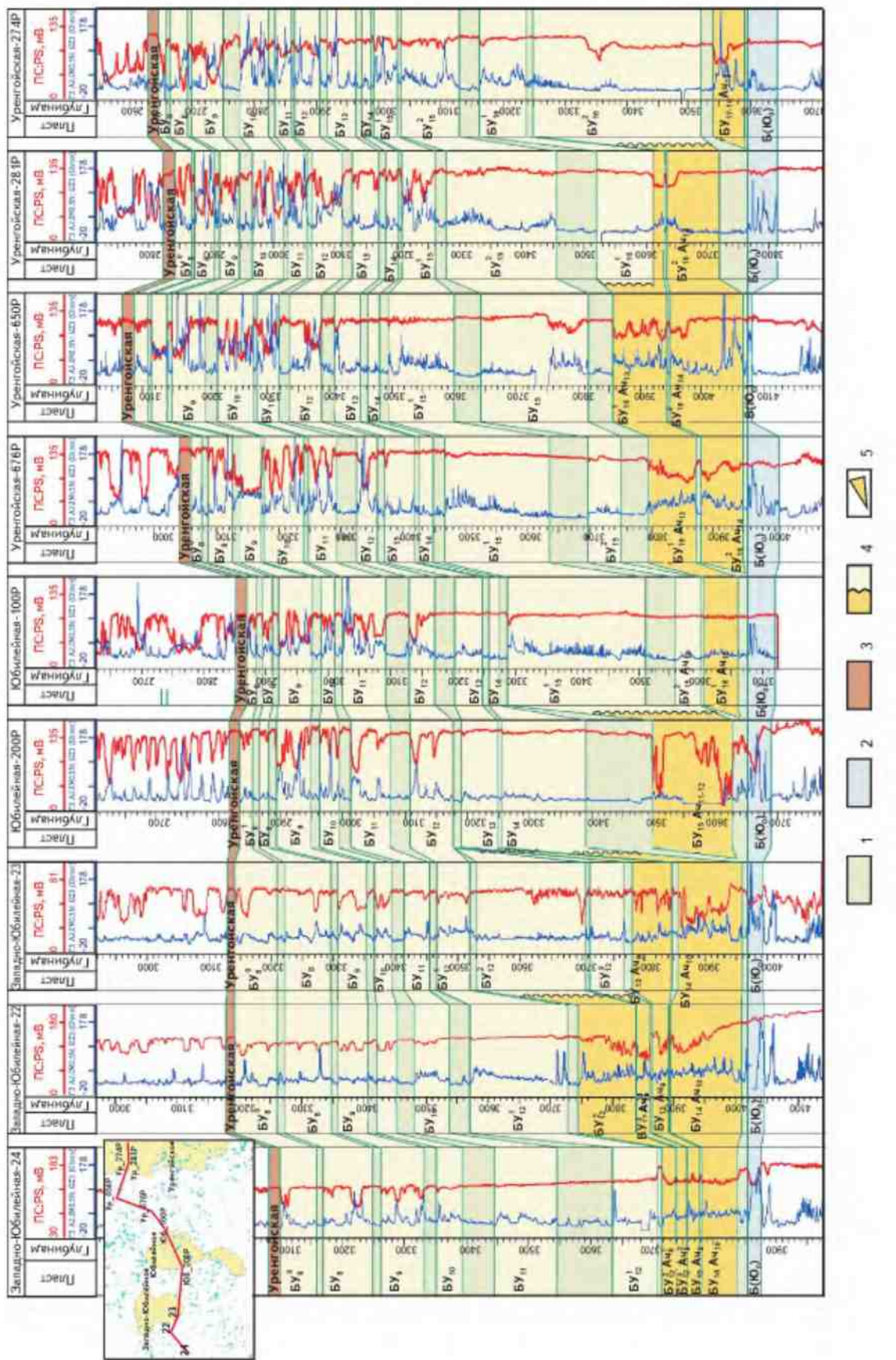


Рис. 1. СХЕМАТИЧЕСКАЯ КАРТА (А) ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КЛИНОФОРМНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ НЕРУТИНСКОЙ ВПАДИНЫ И СОПРЕДЕЛЬНЫХ ТЕРРИТОРИЙ И РАЗРЕЗ (Б)



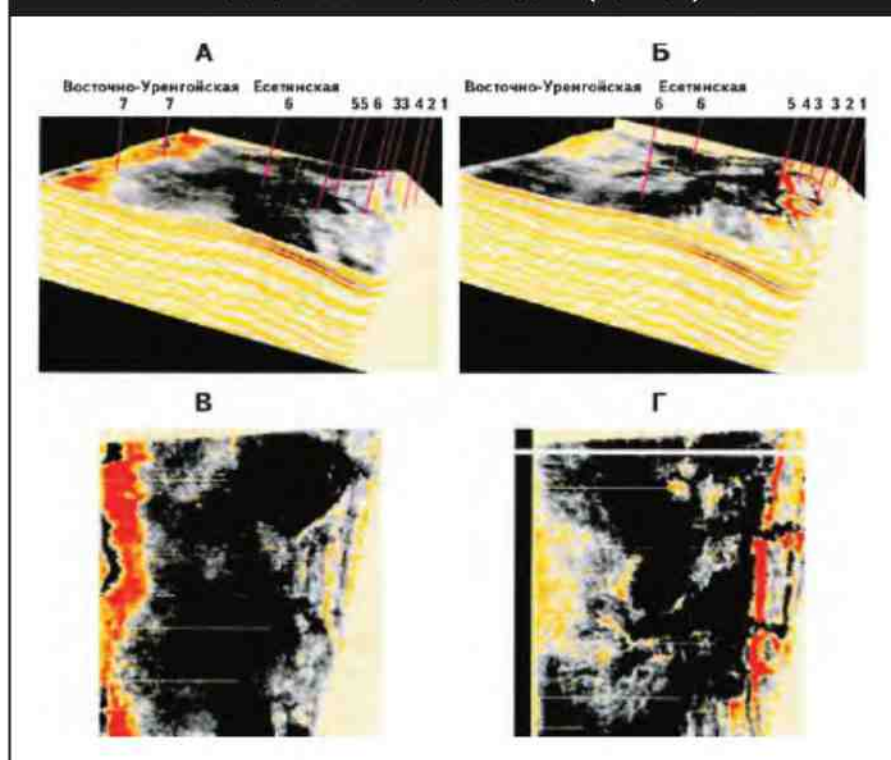
Граница клиноформы: 1 – западная, 2 – восточная; 3 – контуры сенноманских газовых залежей; 4 – залежи УВ; 5 – индекс клиноформы; 6 – региональный профиль; 7 – перспективные объекты (категории $C_1+D_{1л}$)

Рис. 2. СХЕМА КОРРЕЛЯЦИИ НЕКОМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПО ЛИНИИ СКВАЖИН 24, 22, 23 ЗАПАДНО-ЮБИЛЕЙНОГО, 200Р, 100Р ЮБИЛЕЙНОГО, 676Р, 650Р, 281Р, 274Р УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (по Бороздину В.Н., Загородней М.В., Черепанову С.Б., 2015)



1 – региональные и субрегиональные глинистые пачки; 2 – баженовская свита; 3 – «шоколадные» глины (уренгойская пачка); границы: 4 – фаншального перехода склоновых глинистых образований в песчаники ачимовской толщи, 5 – выклинивания ачимовской толщи

Рис. 3. ОБЪЕМНОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ (А, Б) И ПЛАСТОВОЕ СЕЧЕНИЕ (В, Г) 3D ВОЛНОВОГО ПОЛЯ КОНУСОВ ВЫНОСА КЛИНОФОРМ БТ₁₁Ач₁₇ (А), БУ₂₀Ач₁₆ (Б) ВОСТОЧНО-УРЕНГОЙСКОЙ ЗОНЫ (МОГТ 3D)



1 – прибрежно-мелководная зона (шельф); 2 – бровка прибрежно-мелководной террасы (шельф); 3 – каналы мутьевых потоков; 4 – склон прибрежно-мелководной террасы (шельф); 5 – основание склона; 6 – песчано-алевролитовые конусы выноса мутьевых потоков (турбидиты); 7 – граница конуса выноса с дистальными гемипелагическими образованиями (зона выклинивания клиноформы БТ₁₁Ач₁₇)

рами статьи [5], как и для территории Среднего Приобья, включает индекс изохронного шельфового пласта [6] и субрегиональный цифровой индекс, учитывающий возрастное скольжение клиноформ с востока на запад (см. рис. 1).

При стратификации разреза неокома в пределах впадины авторы статьи [4] сначала выполнили корреляцию разрезов скважин по линии 106 регионального сейсмического профиля через стратотипы пластов БП (скв. Губкинская-38) и БУ (скв. Уренгойская-17), поскольку в пределах района исследований развиты обе группы пластов. Затем результаты выполненной корреляции передавались на 25-й региональный сейсмический профиль (см. рис. 1), по линии которого осуществлялась корреляция разрезов скважин (рис. 2).

Исходя из изложенных [7] принципов выделения сейсмофациальных комплексов и на основании выполненной сейсмогеологической корреляции, откартированы границы площадного распространения клиноформных образований (см. рис. 1) и изохронных прибрежно-меловых резервуаров неокома [1].

Нефтегазоносность ачимовского нефтегазоносного комплекса в пределах впадины и прилегающих территорий установлена в клиноформах БУ₁₇₋₁₉Ач₁₅ (Стерховое, Уренгойское, Самбургское), БУ₁₆Ач₁₃₋₁₄ (Восточно-Юбилейное, Уренгойское, Табьяхинское), БУ₁₅Ач₁₁₋₁₂ (Ямсовейское), БУ₁₃₋₁₄Ач₉₋₁₀ (Песцовое, Западно-Юбилейное), БУ₁₂Ач₇₋₈ (Восточно-Медвежье, Песцовое, Западно-Юбилейное) и БУ₁₀₋₁₁Ач₆ (Западно-Песцовое) (см. рис. 1) [8].

В составе ачимовского нефтегазоносного комплекса по результатам сейсморазведочных работ 2D выявлено более 70 перспективных ловушек с суммарным объемом нефти – 554,0 млн т, газа – 1414,4 млрд м³ и конденсата – 286,6 млн т [1]. Перспективы ачимовской толщи исследованной территории впервые отмечены в работе [9] и впоследствии подтвердились результатами геолого-разведочных работ. Промышленная нефтегазоносность среднеюрских отложений (пласты Ю₂₋₄) подтверждена на Песцовом, Западно-Песцовом, Южно-Песцовом, Восточно-Юбилейном и западном склоне Уренгойского месторождений [1, 10, 11]. По результатам геофизических работ в составе

среднеюрских отложений в пределах исследованной территории подготовлено более 50 перспективных объектов [1] с суммарными ресурсами нефти 181,7 млн т, газа – 395,0 млрд м³ и конденсата – 69,5 млн т.

В отложениях неокомского нефтегазоносного комплекса в пределах впадины и прилегающих территорий промышленная нефтегазоносность установлена на Юбилейном (пласт БУ₈), Восточно-Юбилейном (пласт БУ₁₄), Пангодинском (пласт БУ₁₀), Ямсовейском (пласт БУ₁₅), Песцовом (пласты БУ₈₋₉, БУ₁₀), Ен-Яхинском (пласты БУ₈₋₉, БУ₁₀₋₁₁, БУ₁₂) и Медвежьем (пласты БУ₁₋₂, БУ₃₋₄, БУ₈₋₉) месторождениях. В составе этого комплекса по результатам сейсморазведочных работ подготовлено более 60 перспективных объектов с суммарными ресурсами нефти 104,4 млн т, газа – 248,3 млрд м³ и конденсата – 32,15 млн т [1].

Выявленные в составе нефтегазоносных комплексов перспективные объекты связаны с ловушками УВ как структурного, так структурно-литологического и литологического типов с преобладанием сложнопостроенных объектов.

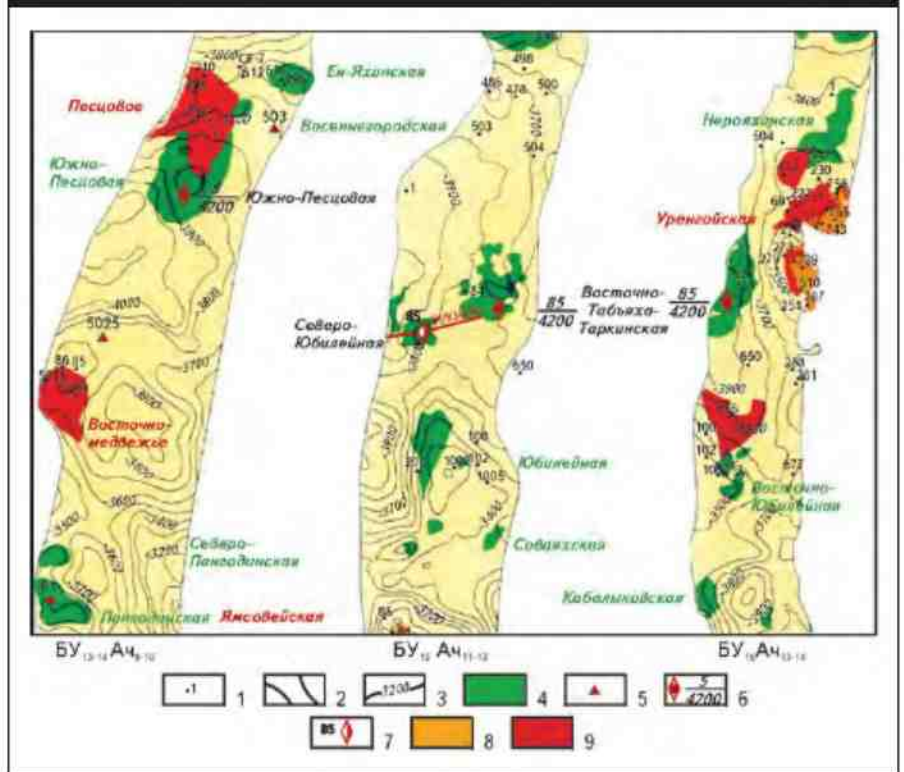
Выделение последних по данным сейсморазведки 2D часто проблематично, поэтому их оценка в основном производится по категории $D_{1л}$. В пределах исследованной территории геолого-разведочные работы проводят предприятия ООО «Газпром добыча Надым», ООО «Газпром добыча Уренгой» и ОАО «Новатэк».

Выделение перспективных объектов в разрезе юрско-меловых отложений по данным сейсморазведки 3D

Наглядным примером использования сейсморазведки 3D при выделении перспективных зон в сложнопостроенных объектах, являются отложения ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны, примыкающей с запада к Нерутинской впадине.

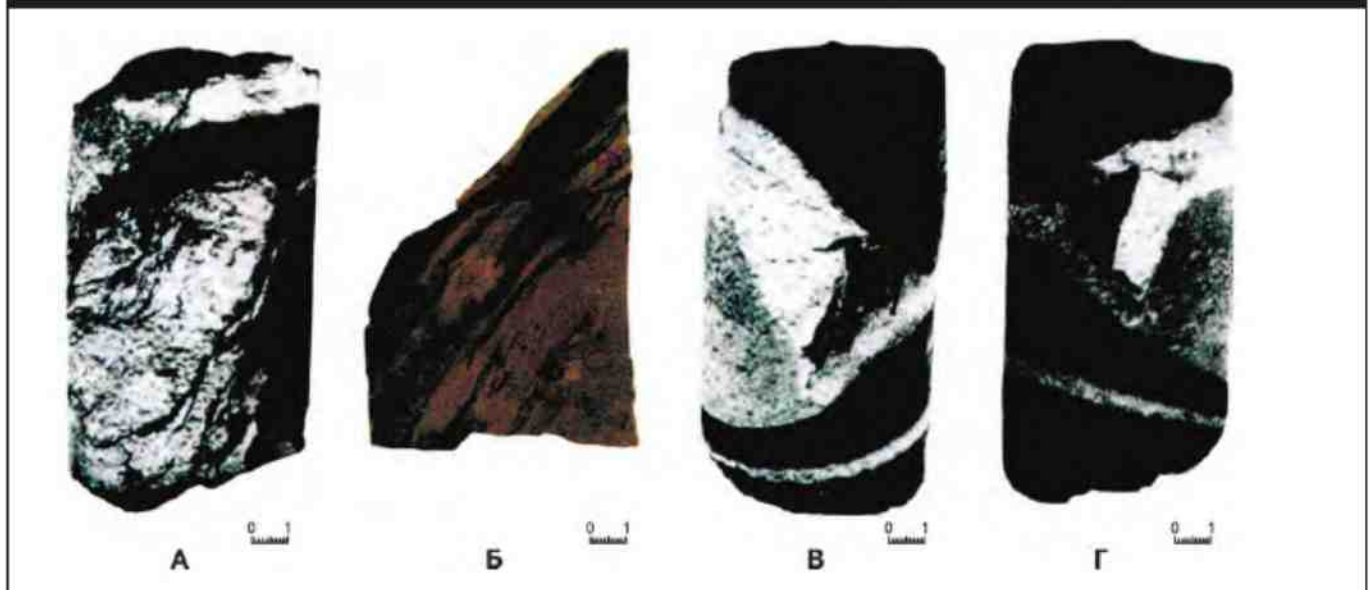
Первоначально поисково-разведочные работы в пределах зоны проводились по материалам сейсморазведки 2D, на базе которой были откартированы границы площадного распространения клино-

Рис. 4. КАРТЫ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КЛИНОФОРМ БУ₁₆Ач₁₃₋₁₄, БУ₁₅Ач₁₁₋₁₂ и БУ₁₃₋₁₄Ач₉₋₁₀ В ПРЕДЕЛАХ НЕРУТИНСКОЙ ВПАДИНЫ



1 – скважины; 2 – граница распространения клиноформы; 3 – изогипсы, м; 4 – ресурсы категорий $C_1+D_{1л}$; 5 – промышленные притоки нефти (на балансе не числятся); скважина (числитель – номер, знаменатель – глубина, м); 6 – проектная, 7 – проектная в бурении; залежи: 8 – газоконденсатная, 9 – нефтяная

Рис. 5. ОПОЛЗНЕВЫЕ (А, Б) И БРЕКЧЕВИДНЫЕ (В, Г) ТЕКСТУРЫ, ОБУСЛОВЛЕННЫЕ ВНЕДРЕНИЕМ ПЕСЧАНИКОВ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ В БИТУМИНОЗНЫЕ АРГИЛЛИТЫ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ (скв. 100 Юбилейной площади, интервал глубин 3708-3729 м, клиноформа БУ₁₅Ач₁₁₋₁₂)



В скв. Северо-Юбилейная-85, пробуренной ОАО «Новатэк», отложения клиноформы продуктивны как по керну, так и ГИС. В разрезе клиноформы БУ₁₃₋₁₄Ач₉₋₁₀ промышленная нефтегазоносность установлена на Песцовом и Восточно-Медвежьем месторождениях (см. рис. 4). В пределах последнего в составе клиноформы выделяются три пласта – БУ₁₄Ач₁₀, БУ₁₃Ач₉² и БУ₁₃Ач₉¹ общей мощностью песчаников более 70 м. В скв. Ен-Яхинская СГ-7, пробуренной в центральной части клиноформы, в керне отмечаются с коричневым оттенком плитчатые, за счет горизонтальных трещин, песчаники с запахом УВ. По результатам экстракции образцов в аппарате Сокслета и люминисцентно-битуминологического анализа [16] установлено, что коллекторы насыщены легкой нефтью.

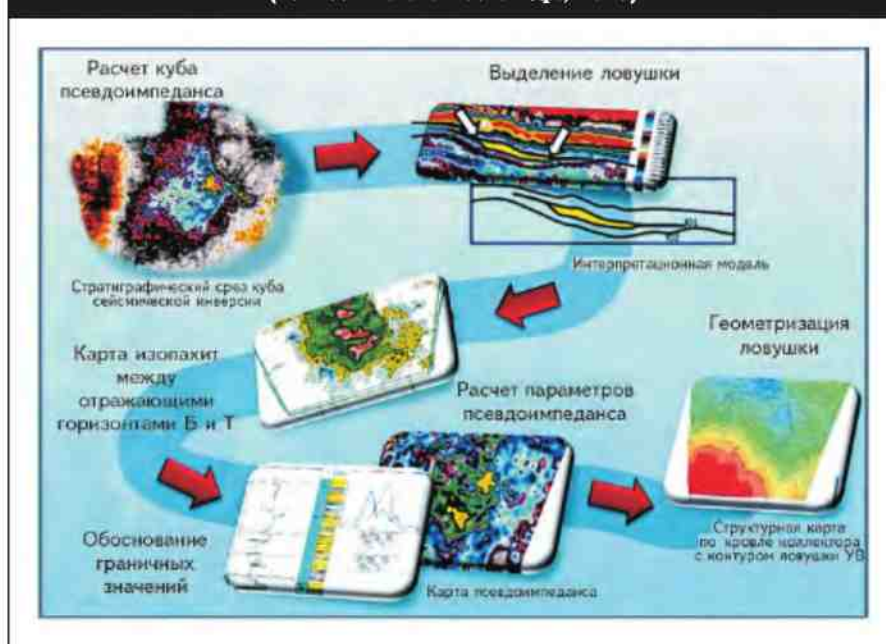
На Западно-Юбилейной площади в разрезе клиноформ БУ₁₃₋₁₄Ач₉₋₁₀ и БУ₁₂Ач₇₋₈ получены притоки нефти с пластовой водой.

Следует отметить, что в пределах Нерутинской впадины, наряду с перспективными среднеюрским, ачимовским и неоккомским нефтегазоносными комплексами, нефтегазоносность установлена и в верхнеюрских отложениях, связанных с верхневасюганской подсвитой (пласт Ю₁) оксфордского возраста.

К началу оксфордского века практически вся территория Западно-Сибирской равнины представляла морской бассейн с резко асимметричным строением дна. Расчлененный рельеф дна моря и скорости опускания обусловили различный характер осадконакопления в отдельных частях бассейна седиментации. Отложения формировались на огромных пространствах морского мелководья с небольшими уклонами дна, что благоприятствовало накоплению аккумулятивных наносов. Здесь выделяются литолого-фациальные зоны всех шести классов песчано-глинистых пород, которые последовательно в восточном направлении (к берегу) сменяют друг друга [11].

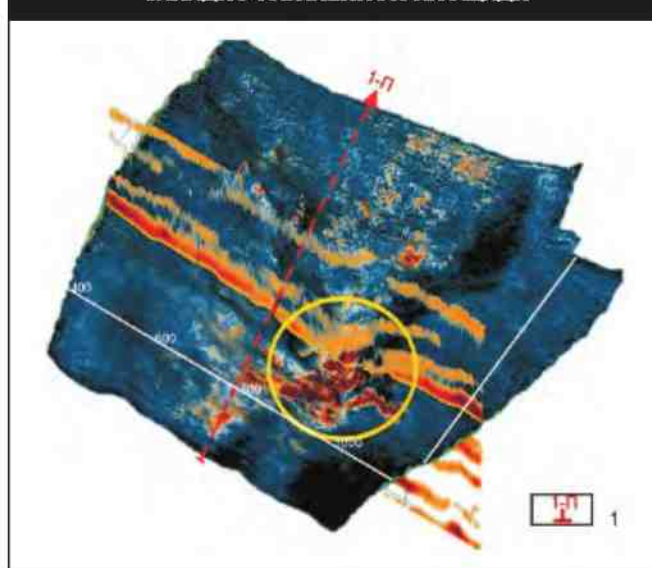
Граница фациального замещения пласта Ю₁ непроницаемыми породами проходит существенно восточнее Уренгойского вала (Кислухин В.И. и др, 2007), а появление в песчаных фациях пласта в пределах Нерутинской впадины (западнее Уренгойского вала) на Ямсовейской, Западно-Юбилейной и других площадях, по-видимому, связано с авандельтовым комплексом речных систем, пересекающих Тодыттзотинскую впадину в районе исследований.

Рис. 7. ОБОСНОВАНИЕ ВЫДЕЛЕНИЯ ЛОВУШКИ ОКСФОРДСКОГО ВОЗРАСТА (пласт Ю₁) ПО МАТЕРИАЛАМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ 3D (по Феоктистовой О.В. и др., 2015)



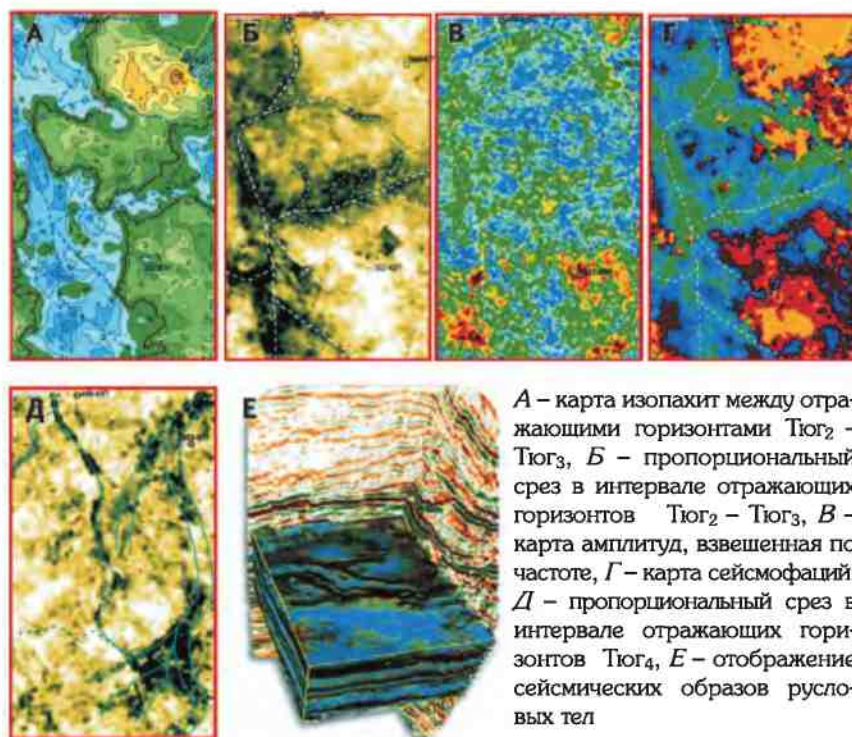
По результатам геолого-разведочных работ в южной части впадины, проводимых ООО «Газпром добыча Надым» на Западно-Юбилейной площади, в песчаных разностях пласт установлен в разрезе ряда скважин (рис. 6), в скв. 23 получена нефть с пластовой водой. По материалам сейсморазведки 3D выделены сейсмofации, имеющие пологое клиноформное строение с на-

Рис. 8. «АНОМАЛЬНЫЙ» РАЗРЕЗ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ЗАПАДНО-ЮБИЛЕЙНОЙ ПЛОЩАДИ



1 – рекомендуемая поисковая скважина; стратиграфический срез отражающего горизонта Б по кубу мгновенных частот

Рис. 9. СЕЙСМОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВ Ю₂₋₃ и Ю₄ СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ НЕРУТИНСКОЙ ВПАДИНЫ



А – карта изопакит между отражающими горизонтами Тюг₂ – Тюг₃, Б – пропорциональный срез в интервале отражающих горизонтов Тюг₂ – Тюг₃, В – карта амплитуд, взвешенная по частоте, Г – карта сейсмофаций, Д – пропорциональный срез в интервале отражающих горизонтов Тюг₄, Е – отображение сейсмических образов русловых тел

мо проанализировать образцы на спорово-пыльцевой анализ. В случае подтверждения валанжинского (не оксфордского) возраста песчаников вопрос о развитии пласта Ю₁, т.е. отложений васюганской свиты, в пределах Нерутинской впадины исключается. С этой же целью рекомендуется бурение поисковой скважины в зоне аномального разреза (см. рис. 8) со вскрытием среднеюрских отложений. Именно в данной зоне прогнозируются максимальные толщины песчаников.

Пример подготовки перспективных объектов по материалам сейсморазведки 3D в районе работ ООО «Газпром добыча Уренгой» в разрезе среднеюрских отложений был показан авторами статьи ранее [10]. Район исследований расположен в северо-восточной части Нерутинской впадины, в зоне ее сочленения с Уренгойским мегавалом. В пластах Ю₂₋₄ были выделены сложнопостроенные ловушки УВ, связанные с русловыми фациями (рис. 9), из которых на соседнем Песцовом месторождении (скв. 208) был получен

клон на запад. Применение сейсмических атрибутов и инверсии позволило оконтурить границу распространения пластов-коллекторов ловушки.

На разрезах псевдоимпедансов в целевом разрезе отчетливо выделяется область повышенных значений, что можно объяснить наличием песчаного тела и его вкладом в распределение коэффициентов импедансов. При оконтуривании ловушки пласта Ю₁ использовалась технология, представленная на рис. 7.

В связи с наличием аномальных разрезов баженовской свиты, которые в пределах района исследований установлены как по керну (см. рис. 5), так и материалам сейсморазведки 3D (рис. 8), стратификация данного линзообразного тела неоднозначна. В частности, если исходить из модели формирования аномальных разрезов баженовской свиты [13], то данные песчаники могут отвечать фронтальной части аномального разреза (см. рис. 8), генетически связанного с отложениями ачимовской толщи, возраст которой по многочисленным находкам аммонитов [5, 13] определен как валанжинский.

Для уточнения возраста песчаников предполагаемого пласта Ю₁ (см. рис. 6) в скв. 22 (интервалы отбора керна 4050-4058; 4058-4066 м) и скв. 24 (интервалы отбора керна 3875-3889; 3889-3895; 3895-3908; 3908-3914 м) Западно-Юбилейной площади необходи-

мо проанализировать образцы на спорово-пыльцевой анализ. В случае подтверждения валанжинского (не оксфордского) возраста песчаников вопрос о развитии пласта Ю₁, т.е. отложений васюганской свиты, в пределах Нерутинской впадины исключается. С этой же целью рекомендуется бурение поисковой скважины в зоне аномального разреза (см. рис. 8) со вскрытием среднеюрских отложений. Именно в данной зоне прогнозируются максимальные толщины песчаников.

Таким образом, на основании изложенного можно отметить, что применение в геолого-разведочном процессе сейсморазведки 3D является важнейшим инструментом для выделения сложнопостроенных объектов, которые не фиксируются по материалам сейсморазведки 2D.

Литература

1. **Бородкин В.Н.** Характеристика геологического строения и перспективы нефтеносности нижнемеловых отложений Нерутинской впадины и сопредельных территорий севера Западной Сибири / В.Н.Бородкин, А.Р.Курчиков, К.О.Забаев и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 2.
2. **Брехунцов А.М.** Выделение крупнейших зон нефтегазоаккумуляции в ачимовском клиноформном комплексе севера Западной Сибири на базе литолого-геохимических и сейсмофациальных исследований / А.М.Брехунцов, В.Н.Бородкин и др. // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири. Материалы академической Межд. конф. ЗапСибНИИГГ. – Тюмень, 2007.
3. **Бородкин В.Н.** Новые данные о перспективах нефтегазосного ачимовского клиноформного комплекса в пределах юго-восточной части Нерутинской впадины / В.Н.Бородкин и др. // Горные ведомости. – 2009. – № 6.

4. **Забое К.О.** Стратиграфо-корреляционная основа геологического моделирования ачимовской толщи в пределах Нерутинской впадины и сопредельных территорий севера Западной Сибири / К.О.Забое, В.Н.Бородкин // Горные ведомости. — 2009. — № 8.

5. **Бородкин В.Н.** Характеристики геологического строения и нефтегазоносности ачимовского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири / В.Н.Бородкин, А.Р.Курчиков. — Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2015.

6. **Карогодин Ю.Н.** Сиквенс-стратиграфическая модель ачимовской толщи Нижнеартовского свода Западной Сибири / Ю.Н.Карогодин, В.В.Глебов, С.В.Ершов и др. — М.: Изд-во ВНИГНИ, 1995.

7. **Курчиков А.Р.** Стратиграфическое расчленение разреза неокремских отложений Западной Сибири на объекты исследования, их индексация и сейсмогеологическое картирование / А.Р.Курчиков, В.Н.Бородкин и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2011. — № 2.

8. **Бородкин В.Н.** Перспективы нефтегазоносности ачимовской толщи в пределах Нерутинской впадины / В.Н.Бородкин и др. // Известия вузов «Нефть и газ». — Тюмень. — 2010. — № 2.

9. **Нестеров И.И.** Прогноз нефтегазоносности ачимовской толщи северной центриклинали Нижнепурского мегапрогиба / И.И.Нестеров, В.Н.Бородкин, В.И.Высоцкий и др. // Сов. геология. — 1988. — № 11.

10. **Бородкин В.Н.** Геологическое строение и оценка перспектив нефтегазоносности юрско-меловых отложений северной периклинали Уренгойского мегавала / В.Н.Бородкин, А.Р.Курчиков, А.С.Недосекин и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2016. — № 3.

11. **Курчиков А.Р.** Характеристика геологического строения и нефтегазоносности юрского нефтегазоносного комплекса Западной-Сибири / А.Р.Курчиков, В.Н.Бородкин. — Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2015.

12. **Брехунцов А.М.** Строение залежей углеводородов основных продуктивных пластов ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны и методики их разведки / А.М.Брехунцов, В.Н.Бородкин, Н.П.Дещеня и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 1999. — № 5.

13. **Нежданов А.А.** Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной-Сибири / А.А.Нежданов, В.А.Пonomarev, Н.А.Туренков и др. — М.: Изд-во Академии горных наук, 2000.

14. **Приоритетные направления** развития Уренгойского комплекса (35 лет «Газпром добыча Уренгой»). — М.: Недра, 2013.

15. **Бородкин В.Н.** Моделирование геологического строения, оценка перспектив нефтегазоносности ачимовского клиноформного комплекса в пределах Нерутинской впадины / В.Н. Бородкин и др. // Горные ведомости. — 2008. — № 5.

16. **Брехунцов А.М.** Предварительные геологические данные, полученные по результатам бурения сверхглубокой скважины СГ-7 Ен-Яхинской при забое 5050 м (Западная Сибирь) / А.М.Брехунцов, В.Н.Бородкин, В.С.Бочкарев и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2003. — № 4-5.

© Коллектив авторов, 2015

Владимир Николаевич Бородкин,
профессор,
доктор геолого-минералогических наук,
komgort@mail.ru;

Аркадий Романович Курчиков,
директор,
доктор геолого-минералогических наук,
arkurchikov@tmnsc.ru;

Сергей Анатольевич Варягов,
заместитель генерального директора,
доктор геолого-минералогических наук,
manager@nadym-dobycha.gazprom.ru;

Антон Сергеевич Недосекин,
первый заместитель генерального директора,
кандидат геолого-минералогических наук,
anedosekin@ingeos.info;

Андрей Викторович Лукашов,
генеральный директор,
alukashov@ingeos.info;

Олег Аркадьевич Смирнов,
главный геолог,
кандидат геолого-минералогических наук,
osmirnov@ingeos.info;

Владимир Валентинович Шиманский,
директор,
доктор геолого-минералогических наук,
geo@geolraz.com.

3D CDP SEISMIC REFLECTION SURVEY FOR HYDROCARBON RESOURCE BASE DEVELOPMENT OF PJSC "GAZPROM" COMPANIES WITHIN THE NERUTINSKAYA DEPRESSION AND ADJACENT AREAS OF NORTH-WESTERN SIBERIA

Borodkin V.N. (Tyumen State Oil and Gas University), *Kurchikov A.R.* (West-Siberian Branch of A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS), *Variagov S.A.* (OOO "Gazprom Dobycha Nadym"), *Nedosekin A.S.*, *Lukashov A.V.*, *Smirnov O.A.* (OOO "INGEOSERVIS"), *Shimanski V.V.* (FGU NPP "Geologorazvedka")

The paper presents hydrocarbon potential of the depression and shows that principle oil and gas prospects are connected with the mid-Jurassic and the Achimov oil and gas complexes. Also geological exploration gives evidence for the development of J₁ horizon of the Vasyugan suite which is defined productive on a number of areas. According to 3D seismic survey data these sand deposits could be related to the frontal parts of the Valanginian Bazhenov suite anomalous sections.

3D seismic survey in the Jurassic-Cretaceous deposits section distinguished a range of promising complex structured objects which could not be mapped with 2D seismic survey.

Key words: Nerutinskaya depression; oil and gas complexes; hydrocarbon resources; cliniform; anomalous section; 3D seismic survey.