



УДК 550.812.14

ИНТЕГРАЦИЯ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ – ПУТЬ К СОЗДАНИЮ ДОСТОВЕРНОЙ МОДЕЛИ КОВЫКТИНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.С.Смирнов, И.В.Горлов, Н.Н.Яцкиий, О.М.Горский, С.Ф.Игнатъев (ООО «Газпром геологоразведка»), **А.В.Поспеев** (Иркутский научный центр СО РАН), **А.Г.Вахромеев** (Институт земной коры СО РАН), **Ю.А.Агафонов, И.В.Буддо** (ЗАО «Иркутское электроразведочное предприятие»)

Рассмотрены геолого-геофизические методики, применяемые при разведке Ковыктинского месторождения. Проведен анализ эффективности их использования. Сделан вывод о необходимости интеграции данных различных геолого-геофизических методов, которые позволяют уточнить геологическое строение разведываемых залежей УВ и могут быть использованы при проектировании поисковых и разведочных работ в сложных горно-геологических условиях при неопределенности исходной информации и высоком риске неудачи бурения.

Ключевые слова: месторождение; горизонт; сейсморазведка; электроразведка; геолого-геофизические исследования; скважина.

Ковыктинское газоконденсатное месторождение имеет стратегическое значение в рамках создания и развития Иркутского центра газодобычи, целью которого является обеспечение на длительный срок внутренних потребностей восточных регионов России и экспортных поставок газа в страны Азиатско-Тихоокеанского региона, в том числе в Китай. Важные предпосылки к этому – значительные запасы газа (включая соседние лицензионные участки ПАО «Газпром» – более 2,5 трлн т усл. топлива), а также географическая близость к рынку сбыта.

Несмотря на относительно удобное географическое положение, Ковыктинское месторождение характеризуется сложными орографическими и геологическими условиями. В тектоническом плане месторождение окружено протяженными валами (Жигаловский, Хандинский), в пределах которых, за счет соляного тектогенеза, произошла серьезная перестройка пород карбонатно-галогенного комплекса. Существенной проблемой этого месторождения является наличие рапоносных зон, встреченных в карбонатных породах ангарской, бельской и усольской свит [1-3].

Изучение Ковыктинского газоконденсатного месторождения только одним методом – сейсморазведкой – сопряжено с рядом трудностей, среди которых тонкая слоистость разреза в интервале продуктивного парфеновского горизонта, литологические замещения пластов-коллекторов, активная тектоника, высокие значения пластовых скоростей, очень изрезанный рельеф. В данных условиях целесообразно использование и комплексирование различных методов исследований: сейсмо-, грави-, электроразведки (метод становления поля

в ближней зоне – ЗСБ), поверхностных геохимических исследований, дистанционных методов и др.

Геологические особенности Ковыктинского газоконденсатного месторождения

Ковыктинское газоконденсатное месторождение расположено на юге Сибирской платформы в пределах Ангаро-Ленской ступени, представляющей собой моноклираль, ограниченную на востоке и северо-востоке Байкальской складчатой областью, на севере – Непско-Ботуобинской антеклизой, на западе и северо-западе – Катангской седловиной [4].

В строении кристаллического фундамента принимают участие метаморфизованные породы архей-протерозойского возраста. Разрез осадочных отложений представлен породами рифея, венда, кембрия и ордовика. К особенностям осадочного разреза Ангаро-Ленской ступени относится наличие мощной (600-800 м) соленосной толщи нижнего кембрия. Наиболее мощные проявления соляного тектогенеза характерны для двух интервалов: усольского и ангарско-литвинцевского. Дизъюнктивные нарушения в основном встречаются в составе солевого комплекса в интервале ангарско-литвинцевских отложений и являются бескорневыми [4].

В разрезе Ковыктинского месторождения выделяется ряд региональных горизонтов-коллекторов (снизу-вверх): безымянный, боханский, парфеновский, преображенский, усть-кутский, балыхтинский, атовский, христофоровский, биркинский, бильчирский и келорский. Наибольшими перспективами газоносности ха-

рактируется парфеновский горизонт, состоящий из двух пластов, разделенных аргиллитовой переемычкой.

Эффективные мощности парфеновского горизонта максимальны в центральной части месторождения, уменьшаясь в северном, западном и юго-юго-восточном направлениях. В целом выявленные в парфеновском горизонте газоконденсатные залежи находятся в пределах пластовой, очень крупной литологически экранированной ловушки, расположенной на моноклинальном склоне Ангари-Ленской ступени. На данной стадии изученности границы месторождения установлены с определенной долей условности и в основном имеют прогнозный характер.

Утвержденная и принятая в 2013 г. на Государственный баланс геологическая модель Ковыктинского газоконденсатного месторождения основана на материалах бурения 75 глубоких скважин и данных сейсморазведочных работ МОГТ 2D (рис. 1). Однако к настоящему моменту получены данные, свидетельствующие о недостаточной изученности месторождения и более сложном, чем представлялось ранее, его геологическом строении, в частности:

различия значений потенциального содержания конденсата газов парфеновского горизонта по площади месторождения (в пределах центральной части оно составляет $64,57 \text{ г/м}^3$, восточной — $11,03 \text{ г/м}^3$), что свидетельствует о наличии латеральных экранов, разделяющих парфеновский резервуар;

невыдержанность толщин стратиграфических горизонтов (свит), связанная с соляной тектоникой, привела к значительному компенсационному сокращению мощностей надсолевого комплекса. Это указывает на наличие дополнительных дизъюнктивных нарушений и формирование отдельных тектонических блоков;

различный характер горно-геологических условий бурения скважин в пределах западной части Ковыктинского лицензионного участка (скважины Квт-69, 71), где отмечены катастрофические поглощения бурового раствора в верхней части разреза, в отложениях верхоленской и литвинцевской свит, северно-западной части (скв. Квт-74), где высока вероятность вскрытия рапопроявляющих горизонтов с аномально высоким пластовым давлением, и южной части Ковыктинского лицензионного участка (скважины Квт-62, Квт-66), где особая сложность при бурении скважин не отмечено;

в пределах основного (собственно Ковыктинского) и Хандинского блоков установлен разный уровень газодляного контакта (ГВК): $-2305,0 \text{ м}$ и $-2199,9 \text{ м}$ соответственно. В обоих случаях контакт определен по одной скважине, соответственно по скв. Квт-54 и скв. Хнд-6, что также требует проведения дальнейших геолого-промысловых исследований. Точные границы Ковыктинской зоны газонакопления не установлены: возможно ее расширение как в широтном, так и меридиональном направлениях;

резкие различия в дебитах газа, получаемых из залежи парфеновского горизонта, свидетельствуют о существенной дифференциации площади месторождения по эффективным толщинам и фильтрационно-емкостным свойствам основного — парфеновского резервуара;

слабая изученность карбонатных отложений венда и венд-кембрия как «второго этажа газоносности», так и нижележащего боханского горизонта.

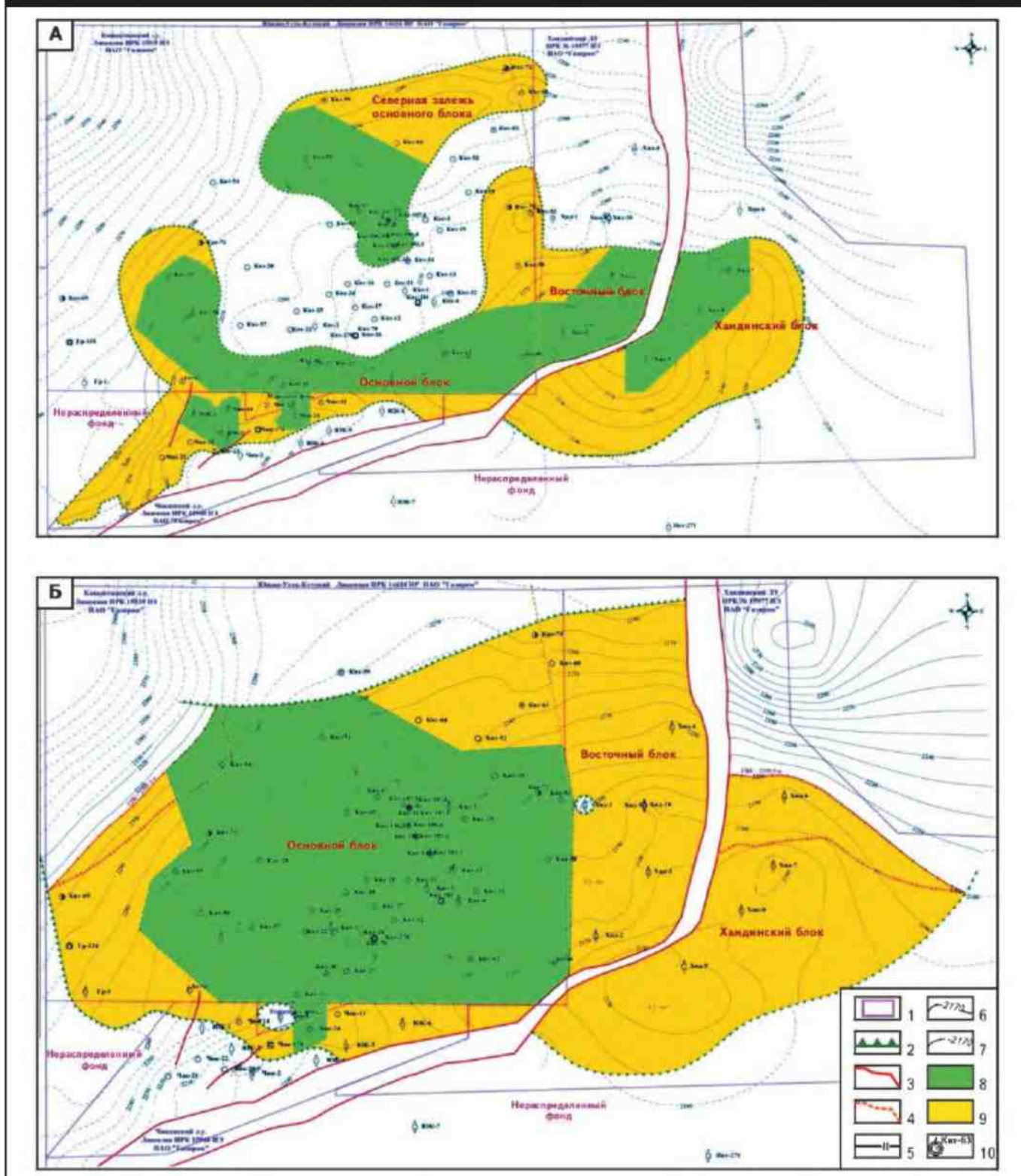
Хотя в настоящее время на территории Ковыктинской газоносной зоны завершаются сейсморазведочные работы МОГТ 3D, что даст возможность детализировать геологическое строение месторождения, отсутствие кондиционных данных МОГТ за границей лицензионных участков ПАО «Газпром» не позволит оценить площадное распространение Ковыктинской зоны газонакопления. Существенная тектоническая дислоцированность отдельных участков месторождения, резкие неоднородности верхней части разреза приводят к ухудшению прослеживания сейсмических отражающих горизонтов, что снижает информативность сейсмического метода. Поэтому интегрирование разнородной геофизической информации для уточнения геологического строения месторождения весьма актуально.

Результаты прогноза по гравимагнитным данным

Вся территория Ковыктинского газоконденсатного месторождения покрыта гравитационной съемкой масштабов 1:100 000-1:200 000 и аэромагнитной съемкой масштаба 1:50 000. Прогноз продуктивности отложений в районе месторождения выполнен по материалам гравитационной и магнитной съемок с учетом структурного плана и данных о продуктивности скважин-эталонов. Данный метод ориентирован на выделение залежей УВ, залегающих в условиях, аналогичных этому месторождению.

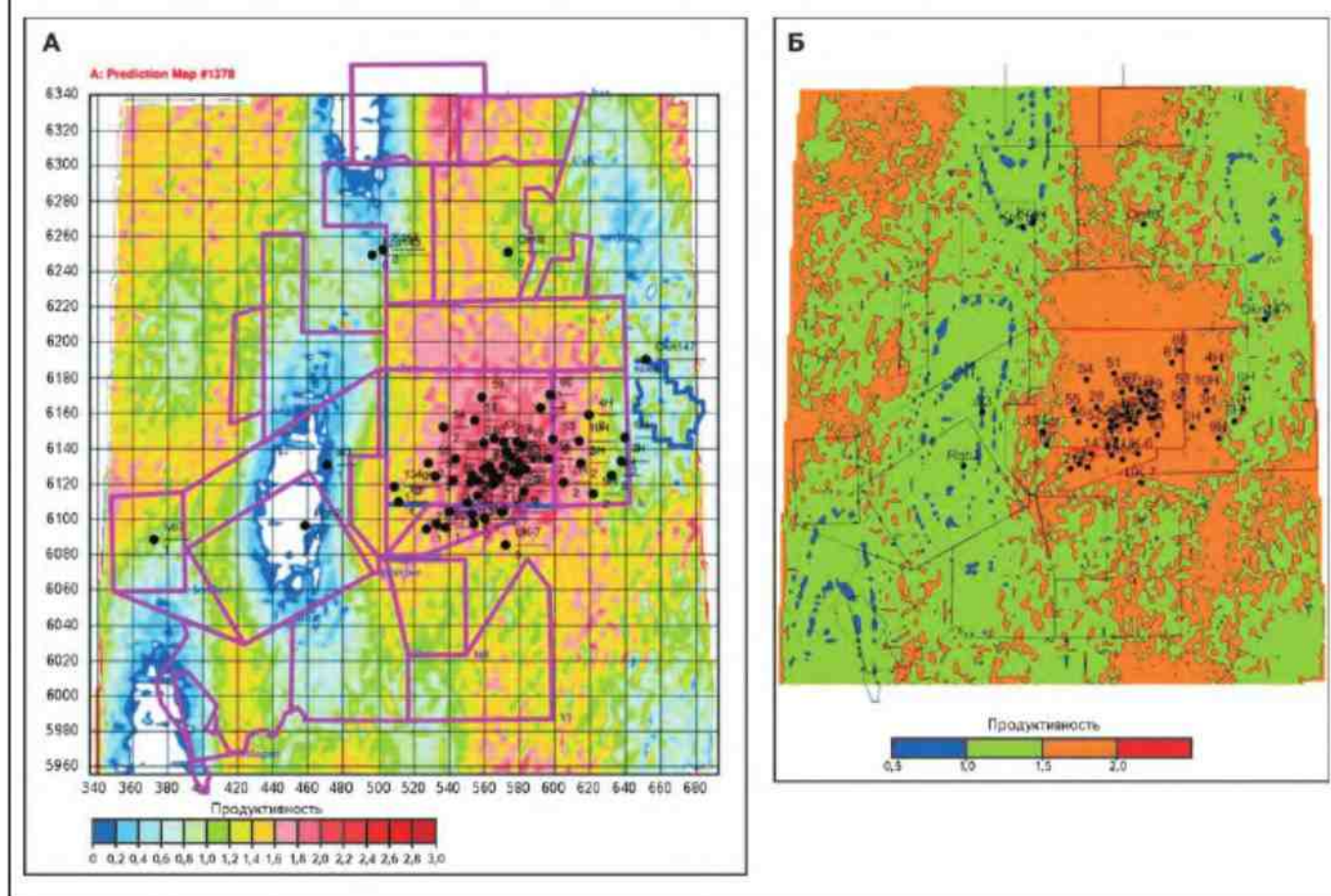
Принципиальная возможность прогноза продуктивности отложений по потенциальным полям приведена в ряде работ [5-9]. Использование данных гравиметрии при поисках залежей УВ основано на фактах приуроченности пониженных значений гравитационного поля к их залежам. В отдельных случаях наличие физической связи между гравитационными минимумами и газовыми залежами доказано опытным путем, в других — эта связь является «рабочей гипотезой», в той или иной степени обоснованной эмпирически, но накопленные в разведочной геофизике данные в общем свидетельствуют о наличии локальных минимумов гравитационного поля в пределах залежей УВ. Сложность заключается в определении значения локального понижения, обусловленного залежами УВ, а также в оценке вклада реальной залежи либо связанных с ее формированием процессов в напряженность гравиметрического поля.

Рис. 1. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ПАРФЕНОВСКОГО ГОРИЗОНТА ЧОРСКОЙ СВИТЫ ВЕНДА КОВЫКТИНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



Пласты: А – П₁, Б – П₂; 1 – контур лицензионного участка; 2 – линия глинизации; 3 – тектонические нарушения; 4 – зона залеженной деструкции; 5 – изогипсы кровли коллектора продуктивного пласта; изогипсы кровли пласта, м: 6 – достоверные, 7 – предполагаемые; границы запасов УВ категорий: 8 – С₁, 9 – С₂; 10 – глубокие скважины

Рис. 2. ПРОГНОЗНАЯ КАРТА ПРОДУКТИВНОСТИ В РАЙОНЕ КОВЫКТИНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ПРИЛЕГАЮЩИХ ТЕРРИТОРИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДВУХ АТТРИБУТОВ ГРАВИТАЦИОННОГО ПОЛЯ, ПОСТРОЕННАЯ РАЗЛИЧНЫМИ МЕТОДАМИ



А – «Оконтуривание» ($r = 0,73$), Б – «Топология» в ИС «Пангея»

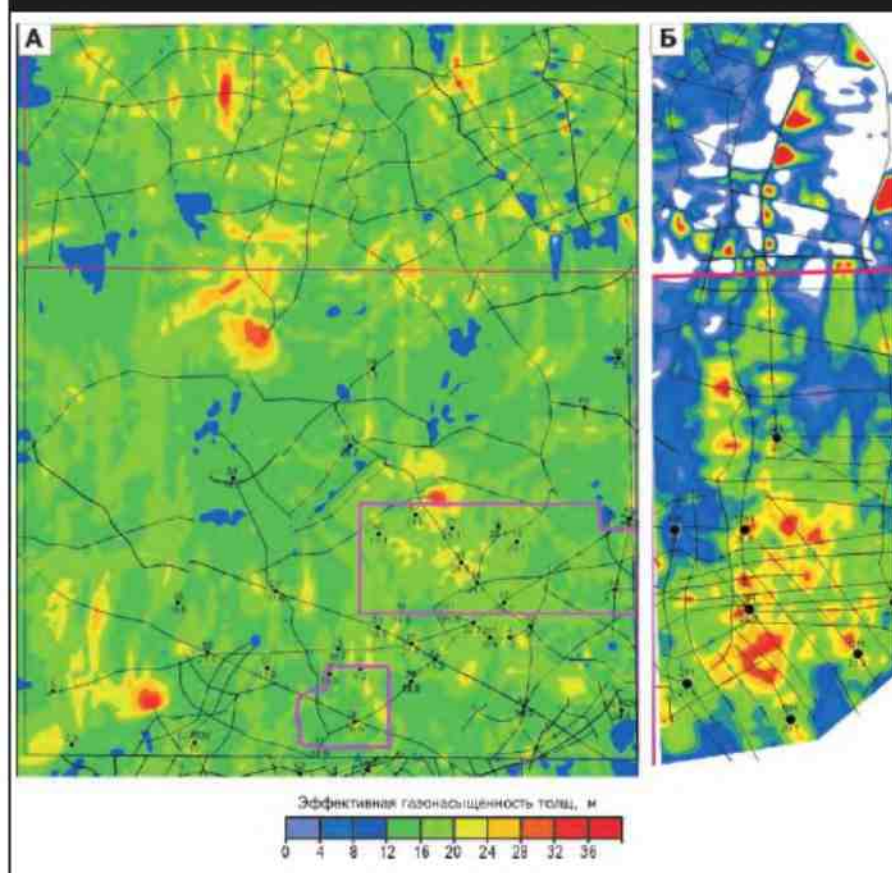
Для регионального прогноза продуктивности отложений Ковыктинского месторождения использовалась интерпретационная система (ИС) «Пангея», в которой было выполнено прогнозирование зон наиболее вероятного наличия УВ-сырья. Прогноз строился на основе теории регрессионного анализа прогнозируемых параметров со скважин-эталонов на сопредельные площади. Прогноз продуктивности проводился двумя методами: «Оконтуривание» и «Количественная топология» (рис. 2). Сведения о продуктивности скважин Ковыктинского месторождения были кодированы в значениях: 2 – промышленная газоносность, 1 – низкодебитные (непромышленные) притоки газа; 0 – непродуктивные скважины (отсутствие коллектора). Оптимальным получился прогноз методом «Оконтуривание» (см. рис. 2, А) с использованием трех атрибутов: сглаженное гравитационное поле, стандартное отклонение гравитационного поля, а также зональное изменение структурного плана по кровле парфеновского горизонта. Наибольший интерес для обнаружения залежей УВ вызывают

участки со значением условного картируемого параметра «продуктивность» более 1,5. Площади со значением от 1,0 до 1,5 менее перспективны для обнаружения промышленной газоносности и являются зоной риска при проведении поисковых работ. Территории со значением параметра меньше 1,0 малоперспективны для обнаружения промышленной газоносности. Коэффициент корреляции между продуктивностью в скважинах и использованным комплексным параметром «продуктивность» статистически значим и составляет 0,73. Поэтому карта параметра «продуктивность» может быть использована для районирования обрамления Ковыктинского месторождения при выборе мест постановки МОГТ.

В данном случае для прогноза нефтегазоносности данные аэромагнитной съемки оказались не информативными и из рекомендуемого комплекса исключены.

Для проверки надежности полученного прогноза построена прогнозная карта методом «Топология» (см. рис. 2, Б), по которой оценивается надежность выполненного прогноза. Совпадение повышенных зна-

Рис. 3. ПРОГНОЗНАЯ КАРТА ЭФФЕКТИВНЫХ ГАЗОНАСЫЩЕННЫХ ТОЛЩИН ПЛАСТОВ P_1+P_2 В ПРЕДЕЛАХ ЛИЦЕНЗИОННЫХ УЧАСТКОВ



Лицензионные участки: А – Ковыктинский и западная часть Южно-Усть-Кутского, Б – Хандинский и восточная часть Южно-Усть-Кутского

чений параметра «продуктивность» и значений надежности его прогноза методом «Топология» свидетельствует о корректности выполненных построений. Данный прогноз является «осторожным», тем не менее на прогнозной карте уверенно выделяется Ковыктинская зона газонакопления, которая продолжается в северном направлении. Возможно расширение контура газонасыщенности и в юго-восточном направлении, к западу от Ковыктинского месторождения проведенные построения не подтверждают высоких перспектив нефтегазонасыщенности.

Выполненные построения свидетельствуют о перспективности Южно-Усть-Кутского лицензионного участка ПАО «Газпром», расположенного непосредственно к северу от Ковыктинского месторождения, еще не изученного бурением.

Результаты прогноза по сейсморазведочным данным

То, что резервуары парфеновского горизонта выражены в сейсмическом волновом поле, в частности в

динамических атрибутах, установлено ранее при изучении Ковыктинского месторождения [10-13].

Использование методики конверсии сейсмического волнового поля в псевдокаротажные кривые, реализованные в ИС «Пангея» [14], позволило в последующем с использованием этого подхода построить прогнозирующую карту эффективных газонасыщенных толщин парфеновского горизонта в пределах Чиканского лицензионного участка. Позже, в 2007-2011 гг., на Чиканском месторождении были пробурены четыре глубоких скважины (ЮК-5, 6, 21, 24), которые подтвердили выполненный прогноз (продукт/не продукт и тренд толщин) [15].

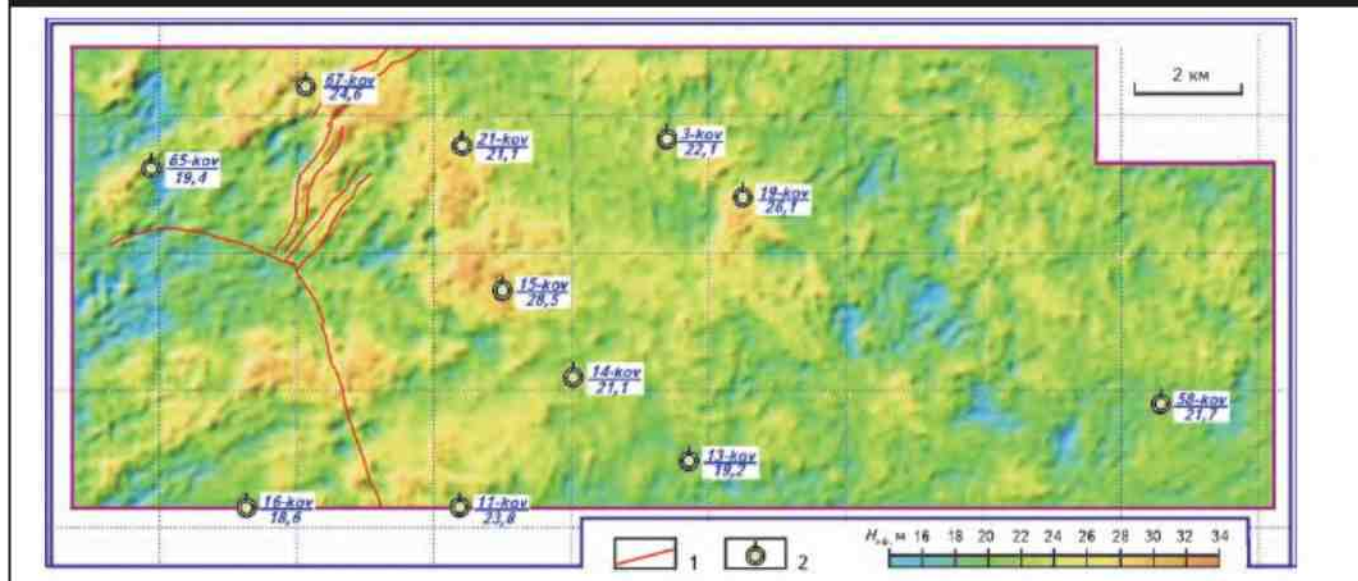
В дальнейшем на основе материалов сейсморазведочных данных МОГТ 2D прошлых лет, полученных в пределах трех лицензионных участков (Ковыктинского, Хандинского и Южно-Усть-Кутского), выполнен прогноз развития эффективных газонасыщенных толщин пластов P_1+P_2 (рис. 3). Анализ сейсмического материала показал сложность прогноза эффективных газонасыщенных толщин пластов P_1 и P_2 по данным МОГТ 2D на всю исследуемую территорию, что обусловлено в основном двумя факторами:

разнородностью сейсмического материала различных лет, полученного и обработанного с использованием разных методик;

изменением строения пластов P_1 и P_2 в разных частях рассматриваемой территории.

Поэтому построения выполнялись отдельно для Ковыктинского, Чиканского и Хандинского участков. Полученные прогнозные карты эффективных толщин парфеновского резервуара характеризуют высокую перспективность не только Ковыктинского лицензионного участка, но и прилегающих лицензионных участков (см. рис. 3). Однако заметно уменьшение прогнозной толщины парфеновского горизонта в северо-северо-восточной части Хандинского и восточной части Южно-Усть-Кутского лицензионных участков, что может быть связано как с уменьшением объема пород-коллекторов, так и редкой сетью сейсмических наблюдений. В таких условиях постановка высокоплотной 3D-сейсморазведки позволит существенно повысить достоверность выполненного прогноза.

Рис. 4. ПРИМЕР КАРТЫ ЭФФЕКТИВНЫХ ТОЛЩИН ПАРФЕНОВСКОГО ГОРИЗОНТА КОВЫКТИНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ 3D



1 – дизъюнктивные нарушения; 2 – пробуренные скважины (числитель – номер, знаменатель – эффективная толщина, м)

Для детального изучения геологического строения Ковыктинского месторождения площадь Ковыктинского лицензионного участка покрывается сетью широкоазимутальных наблюдений МОГТ 3D. Анализ полученных материалов показал, что данные современных сейсморазведочных исследований 3D позволяют не только существенно уточнить морфологию продуктивных горизонтов, но и выполнить надежный прогноз эффективных параметров пластов, детально изучить дислоцированность осадочной толщи, а также проследить внутреннее строение галогенно-карбонатной толщи и сформировать геолого-структурную основу прогноза зоны рапогазопроявлений с аномально высоким пластовым давлением для предупреждения аварийности бурения новых скважин.

Как отмечалось, эффективные параметры коллектора парфеновского горизонта отражаются в сейсмическом поле. На участке работ МОГТ 3D по ограниченному числу скважин подтверждена связь эффективных толщин с амплитудами ОВ и построена карта эффективных толщин парфеновского горизонта (рис. 4). Детальность полученной карты подтверждает существенную локальную неоднородность продуктивного горизонта. Стоит надеяться, что при полном покрытии съемкой 3D Ковыктинского месторождения удастся существенно уточнить модель продуктивного интервала и оптимизировать эксплуатационное бурение.

Существенное влияние на строение месторождения оказали эндогенные, постседиментационные процессы, сопровождающиеся дизъюнктивными нарушениями, и связанные с ними долеритовые интрузии, привед-

шие к формированию протяженных соляных валов в галогенно-карбонатной толще (рис. 5, А).

Благодаря высокой плотности съемки МОГТ 3D, представляющей собой сеть наблюдений с ячейкой 25×25 м, удалось выделить мелкие детали сдвиговых и гравитационных дислокаций. Кроме того, на площади исследований выявлены специфические образы флюидомиграции в виде воронок, которые отражают вероятные следы дегазации земных недр (см. рис. 5, Б).

По кинематике отражений и динамическим изменениям волнового поля в интервале бильчирского горизонта выявлены валообразные элементы, которые предположительно ассоциируют с зонами рапопроявлений (см. рис. 5, В). Аналогичная картина отмечается в отложениях бельской и усольской свит. Эти материалы свидетельствуют о ведущей роли сейсморазведки в комплексе геофизических методов.

Результаты прогноза по данным электроразведки

Изучение Ковыктинского газоконденсатного месторождения методами электроразведки берет свое начало в 1994 г., когда в районе скважин 18 и 21 были проведены первые работы методами ЗСБ и ЧЗ-ВП, направленные на общее изучение геологического разреза, выделение и прослеживание зон коллекторов в подсолевом и карбонатно-галогенном комплексе. Всего с 1994 по 2015 г. на территории Ковыктинского месторождения и прилегающих участков было выполнено бо-

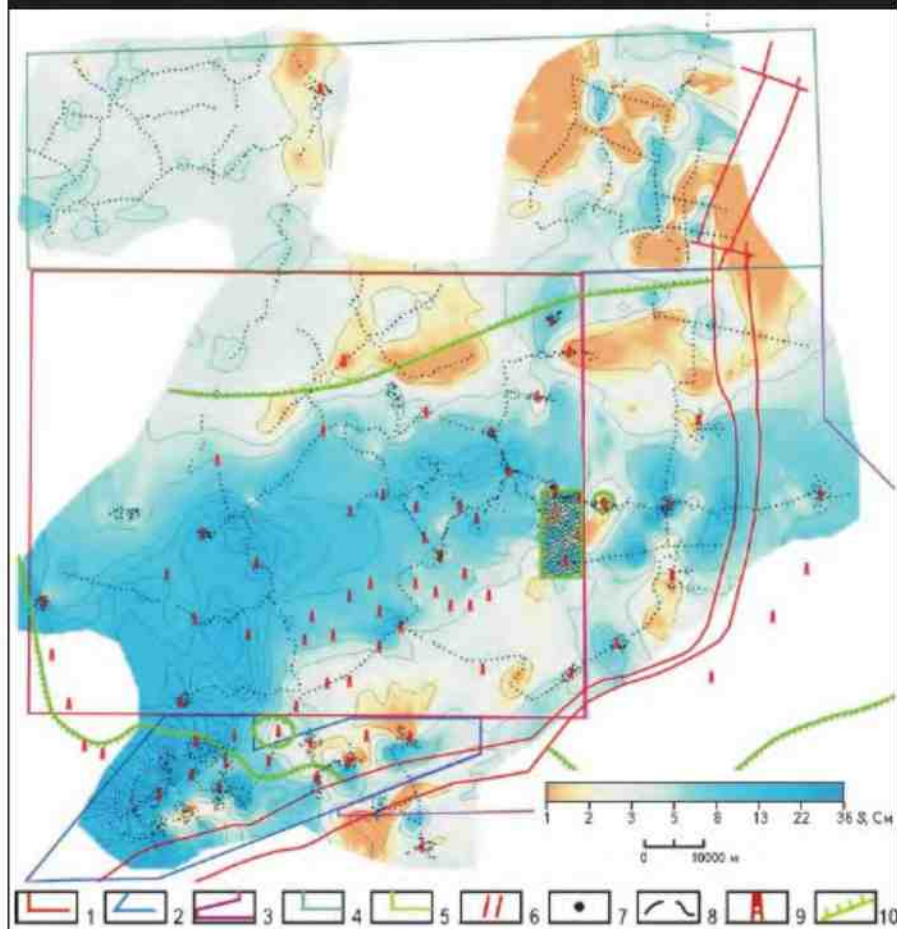
ческим) давлением. Это равновесие нарушается бурением, что особенно сильно сказывается на геодинамике недр при вскрытии скважиной зоны аномально высокого пластового давления [2, 3, 19], возрастает и вероятность аварий.

Самые высокодебитные фонтанные притоки предельно насыщенных рассолов из глубоких скважин приурочены к резервуарам галогенно-карбонатной гидрогеологической формации [3]. Являясь качественным флюидоупором, мощные толщи солей изолировали эту водонапорную систему в межсолевых карбонатных пластах от выше- и нижележащих гидрогеологических формаций и в течение длительного геологического времени обеспечивали режим весьма затрудненного водообмена [20]. Для водонапорной системы карбонатных резервуаров нижнего кембрия, перекрытых солями, характерно аномальное барическое поле аномально высокого пластового давления и значения колебания коэффициента аномальности пластового давления в диапазоне 1,85-2,35 [1-3].

Основной объем глубоких скважин с аномально высоким пластовым давлением, в том числе Ковыктинского месторождения [1-3], расположен в полосе шириной 300-400 км вдоль всей краевой части платформы, сопоставимой с зоной отраженной складчатости — форланд-границы современного аллохтона [2, 3], где происходит обновление процесса шарьяжной активности.

Как показывает сравнительный анализ электроразведочных данных и сейсмических разрезов с гравитационными наблюдениями, положение основных аномалеобразующих неоднородностей соответствует галогенно-карбонатному осадочному комплексу нижнего кембрия. Это позволяет прогнозировать развитие зон соляной складчатости по гравиметрическим данным в верхнем структурном этаже до глубины около 2 км. Соленасыщенность и трещиноватость пород — два фактора, определяющие условия существования рапы. Поэтому основные рапоносные структуры будут формировать относительное понижение уровня гравитационного поля [2, 3]. Геологические и физические предпосылки успешного применения электроразведочных методов состоят в

Рис. 6. КАРТА ПРОДОЛЬНОЙ ПРОВОДИМОСТИ НИЖНЕЧОРСКОЙ ПОДСВИТЫ ПОДСОЛЕВОГО КОМПЛЕКСА КОВЫКТИНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ПРИЛЕГАЮЩИХ ТЕРРИТОРИЙ ПО ЗСБ



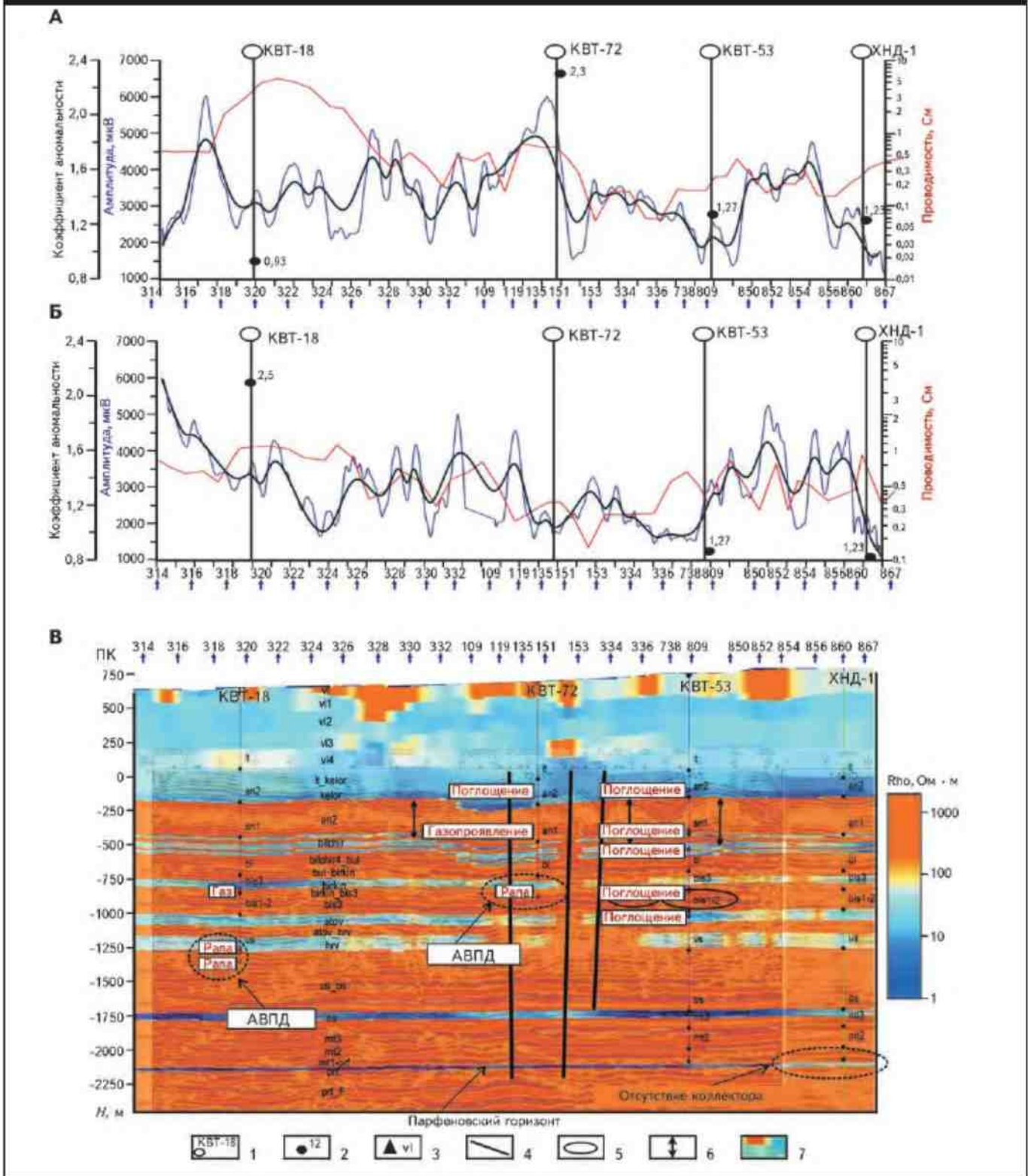
Контуры лицензионных участков: 1 – Ковыктинского, 2 – Чиканского, 3 – Хандинского, 4 – Южно-Усть-Кутского; 5 – контур электроразведочных работ 3D ЗСБ; 6 – область распространения Хандинского вала; 7 – пункты ЗСБ; 8 – изолинии проводимости, См; 9 – скважины глубокого бурения; 10 – линия глинизации пласта P_2

благоприятном сочетании петрофизических свойств горизонтов-коллекторов, насыщенных рассолами.

При наличии скважинной информации о положении потенциальных коллекторов в разрезе, инверсия данных нестационарных электромагнитных зондирований может проводиться в рамках тонкослоистой геоэлектрической модели [21], включающей относительно непроводящую матрицу (соли и плотные карбонаты) и региональные карбонатные горизонты — келорский в литвинцевской свите, бильчирский в ангарской, биркинский в булайской, атовский и христофоровский в бельской, осинский в низах усольской свиты.

В ходе проведения инверсии кривых ЗСБ эффективная мощность горизонтов задается по данным бурения скважин и ГИС, если нет данных об эффективных мощностях, то применяется «литологическая» мощность. Данный подход позволяет с высокой достоверностью

Рис. 7. ЭТАЛОННЫЙ ПРОФИЛЬ ПО СКВАЖИНАМ КВТ-18 – ХНД-1 (А, Б) И СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ (В)



Графики амплитуд и проводимости: А – биркинского, Б – христофоровского горизонтов; 1 – скважины глубокого бурения; 2 – значение коэффициента аномальности; 3 – стратиграфическая отметка горизонта; 4 – разрывные нарушения по данным сейсморазведки; 5 – зоны понижения амплитуды сейсмической волны; 6 – зоны потери отражений; 7 – геоэлектрические горизонты

определить наличие в разрезе горизонта, насыщенного рассолами, и с учетом других факторов (барические условия, структурно-тектонические признаки) оценить вероятность возникновения осложнения [1-3, 21, 22].

Комбинирование сейсмического, геоэлектрического разрезов совместно с анализом графиков амплитуд отражений и проводимости соответствующих горизонтов, а также коэффициентов аномальности давлений в скважинах позволяет построить модель зоны аномально высокого пластового давления (рис. 7). Для скв. 72, вскрывшей зону аномально высокого пластового давления в биркинском горизонте ($K_a = 2,3$), характерны аномалии повышенной амплитуды сейсмических волн и проводимости по ЗСБ. Вероятно, зона избыточных давлений сформировалась за счет разломов, секущих разрез с литвинцевской свиты до нижнечорской подсвиты. Флюидоупором для резервуара с аномально высоким пластовым давлением служат пласты солей ангарской свиты.

В свою очередь, зона аномально высокого пластового давления в районе скв. 18 характеризуется повышенной проводимостью и амплитудой сейсмических волн христофоровского горизонта. В районе скважины разломных зон не выявлено, что может свидетельствовать об иной природе возникновения резервуара с аномально высоким пластовым давлением. Возможно, район скважины является зоной разгрузки давлений, так как устье скважины находится в относительно пониженной форме рельефа.

Выводы

1. Границы Ковыктинского газоконденсатного месторождения не определены за счет бурения, а исходя из результатов прогноза, можно ожидать его расширение в северном, северо-восточном и юго-восточном направлениях.

2. По результатам прогноза потенциальных полей, в районе Ковыктинского месторождения выделяется ряд перспективных участков, первоочередных для лицензирования ПАО «Газпром».

3. По данным сейсморазведки МОГТ 2D построены прогнозные карты развития Ковыктинской зоны газонакопления и суммарных эффективных газонасыщенных толщин пластов P_1 и P_2 .

4. Материалы современных сейсморазведочных работ МОГТ 3D позволили получить более детальную картину развития пород-коллекторов, изучить развитие дизъюнктивной тектоники и спрогнозировать зоны рапогазопроявлений. Наибольший объем геологической информации следует ожидать от использования сейсморазведочных работ 3D МОГТ в комплексе с электроразведочными работами 3D ЗСБ.

5. По результатам исследований ЗСБ обоснована методика прогноза горно-геологических условий бурения, а также сформированы характерные геоэлектриче-

ские модели, объясняющие связь геоэлектрических свойств пород и их коллекторских свойств. Данный подход в конечном итоге позволит снизить риски бурения глубоких скважин в неблагоприятных условиях, скорректировать число скважин эксплуатационного фонда и соответственно снизить затраты на разработку Ковыктинского месторождения.

6. Прогнозирование зон аномально высокого пластового давления комплексом гравиразведки, 3D-сейсморазведки и 3D-электроразведки выполняется при анализе структурных особенностей поведения горизонтов-коллекторов, их проводимости и амплитуд сейсмических отражений. Кроме того, необходимо анализировать барические условия резервуаров, положение разломов, ограничивающих зоны высоких пластовых давлений. Представляется, что всесторонний анализ перечисленных признаков позволит решить столь сложную задачу прогноза локальных зон аномально высокого пластового давления и рапопроявлений.

Литература

1. **Агафонов Ю.А.** Новые геолого-геофизические подходы в прогнозе зон АВПД на примере Орленгской структурной седловины / Ю.А.Агафонов, А.Г.Вахромеев // Четвертая Байкальская молодежная школа-семинар «Геофизика на пороге третьего тысячелетия»: сб. трудов. — Иркутск: Изд-во ИргТУ, 2004.

2. **Вахромеев А.Г.** Аномально высокие пластовые давления как фактор, осложняющий освоение углеводородных месторождений Восточной Сибири / А.Г.Вахромеев, Н.В.Мышевский, Г.А.Хохлов // Матер. Всероссийского совещания «Современная геодинамика и опасные природные процессы в Центральной Азии: фундаментальный и прикладной аспекты». — Иркутск: Изд-во ИЗК СО РАН, 2006. — Вып. 5.

3. **Вахромеев А.Г.** Закономерности формирования и локализации месторождений промышленных рассолов в карбонатных каверново-трещинных резервуарах кембрия юга Сибирской платформы (по данным глубокого бурения, испытания скважин и полевой геофизики) / А.Г.Вахромеев. — Иркутск: Изд-во ИрНТУ, 2015.

4. **Старосельцев В.С.** Актуальные проблемы тектоники нефтегазоперспективных регионов / В.С.Старосельцев. — Новосибирск: Наука, 2008.

5. **Барышев С.А.** Комплексная интерпретация и моделирование волновых полей на Ковыктинском месторождении / С.А.Барышев, Л.А.Барышев // Геология нефти и газа. — 2008. — № 2.

6. **Бембель Р.М.** Геосолитонная активность в сейсмологии, результатах сейсморазведки, гравитационном, магнитном и электрическом, тепловых и геохимических полях / Р.М.Бембель, В.М.Мегеря, М.Р.Бембель, А.А.Кузьмин // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири (Материалы международной академической конференции). — Тюмень, 2007.

7. **Комплексирование** методов разведочной геофизики (справочник геофизика) / Под ред. В.В.Бродового, А.А.Никитина. — М.: Недра, 1984.

8. **Михайлов И.Н.** Методические рекомендации по гравиметрическому обнаружению и оконтуриванию залежей неф-

ти и газа (методика ГОНГ) / И.Н.Михайлов и др. — М.: Изд-во ВНИИгеофизика, 1987.

9. **Слепак З.М.** Применение гравиразведки при поисках нефтегазоносных структур / З.М.Слепак. — М.: Недра, 1989.

10. **Барышев Л.А.** Комплексная интерпретации данных сейсморазведки и ГИС на основе физико-геологической модели / Л.А.Барышев, Г.А.Хохлов // Технологии сейсморазведки. — 2006. — № 3.

11. **Руденко Г.Е.** Еще раз о результатах исследований на Ковыктинском месторождении с использованием оптимизационной технологии ПАРМ-КОЛЛЕКТОР и о возможностях выделения и прослеживания тонких слоев / Г.Е.Руденко // Технологии сейсморазведки. — 2006. — № 3.

12. **Касьянов В.В.** Методика комплексирования данных ГИС и сейсморазведки для прогноза толщин улучшенных коллекторов терригенного венда Ковыктинского месторождения [Электронный ресурс] / В.В.Касьянов, С.А.Черкашин, Н.Н.Яицкий // 3-я Международная научно-практическая конференция EAGE «ГеоБайкал 2014», Иркутск, 18-22 августа 2014 г. — Режим доступа: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=77348>.

13. **Кирильчатенко А.В.** Анализ проявления залежей углеводородов в волновом поле в пределах Ковыктинской зоны нефтегазоаккумуляции / А.В.Кирильчатенко, А.С.Смирнов, Н.Н.Яицкий // Байкальская молодежная научная конференция по геологии и геофизике, 24-29 августа 2015, с. Горькинское (озеро Байкал). — 2015.

14. **Колесов В.В.** Конверсия сейсмических данных в псевдокартаж вместо акустической инверсии / В.В.Колесов, О.А.Смирнов, Г.А.Захарова, А.С.Недосекин // Эффективность использования данных геофизических исследований при обосновании модели залежи углеводородов и определении параметров для подсчета запасов нефти и газа. Материалы Геофизической научно-практической конференции, Тюмень, 29-30 ноября 2006 г. — Тюмень: Изд-во ЕАГО, 2006.

15. **Скрылев С.А.** Методика комплексирования данных ГИС и сейсморазведки для прогноза толщин улучшенных коллекторов терригенного венда Чиканского месторождения / С.А.Скрылев, А.А.Нежданов, И.В.Горлов и др. // ROGTEC (MAGAZINE-RUSSIAN OIL&GAS TECHNOLOGIES). — 2013, май.

16. **Агафонов Ю.А.** Результаты применения новых технологий электромагнитных зондирований на юге Сибирской платформы / Ю.А.Агафонов, В.А.Кондратьев, Е.А.Ольховик и др. // Разведка и охрана недр. — 2004. — № 8-9.

17. **Шарлов М.В.** Современные телеметрические электроразведочные станции SGS-TEM и FastSnap. Эффективность и опыт использования / М.В.Шарлов, Ю.А.Агафонов, С.М.Стефаненко // Приборы и системы разведочной геофизики. — 2010. — № 01(31).

18. **Ильин А.И.** Методика опережающего прогноза горно-геологических условий бурения поисково-разведочных скважин на Ковыктинском ГКМ методом нестационарных электромагнитных зондирований / А.И.Ильин, А.Г.Вахромеев, Ю.А.Агафонов и др. // Всеросс. науч.-тех. конф. с межд. уч. «Геонауки-2014: актуальные проблемы изучения недр». — Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2014.

19. **Moucyet J.P.** Abnormal pressures while drilling. Manuals techniques 2 / J.P.Moucyet, A.Mitchell / Elf Aquitaine Editions // Boussens, France. — 1989.

20. **Пиннекер Е.В.** Проблемы региональной гидрогеологии (закономерности распространения и формирования подземных вод) / Е.В.Пиннекер. — М.: Наука, 1977.

21. **Поспеев А.В.** Выделение пластов-коллекторов в разрезе осадочного чехла юга Сибирской платформы по данным зондирований становлением электромагнитного поля в ближней зоне / А.В.Поспеев, И.В.Буддо, Ю.А.Агафонов, Н.О.Кожевников // Геофизика. — 2010. — № 6.

22. **Buddo I.V.** Joint Interpretation of Seismic and TEM Data from the Kovykta Gas-condensate Field, East Siberia / I.V.Buddo, L.A.Baryshev, Y.A.Agafonov et al. / 75th EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2013 London, UK, 10-13 June 2013. — Curran Associates, Inc., 2014.

© Коллектив авторов, 2016

Александр Сергеевич Смирнов,
начальник отдела,
кандидат геолого-минералогических наук,
a.smirnov@ggr.gazprom.ru;

Иван Владимирович Горлов,
заместитель начальника центра,
i.gorlov@ggr.gazprom.ru;

Николай Николаевич Яицкий,
заместитель начальника отдела,
n.yaickiy@ggr.gazprom.ru;

Олег Михайлович Горский,
начальник отдела,
o.gorskiy@ggr.gazprom.ru;

Сергей Федорович Игнатьев,
ведущий геолог,
кандидат геолого-минералогических наук,
s.ignatyev@ggr.gazprom.ru;

Александр Валентинович Поспеев,
ведущий научный сотрудник,
доктор геолого-минералогических наук,
avp@ierp.ru;

Андрей Гелиевич Вахромеев,
заведующий лабораторией,
доктор геолого-минералогических наук,
Andrey_igr@mail.ru;

Юрий Александрович Агафонов,
генеральный директор,
кандидат технических наук, aia@ierp.ru;

Игорь Владимирович Буддо,
ведущий геофизик,
кандидат геолого-минералогических наук,
biv@ierp.ru.

INTEGRATION OF GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL DATA IS A WAY TO DESIGN AN ACCURATE MODEL OF THE KOVYKTA GAS CONDENSATE DEPOSIT

Smirnov A.S., Gorlov I.V., Yaickiy N.N., Gorskiy O.M., Ignatiev S.F. (ООО "Газпром Геологоразведка"), *Pospееv A.V.* (Irkutsk Scientific Center SB RAS), *Vakhromeev A.G.* (Institute of the Earth Crust SB RAS), *Agafonov Yu.A., Buddo I.V.* (ZAO "Irkutskoe Electrorazvedochnoe Predpriiatiie")

In the article present geological-geophysical methods applied for the Kovykta deposit exploration are considered and their efficiency is analyzed. The integration of data obtained with different geological-geophysical methods is considered essential to detail geological structure of the explored hydrocarbon deposits and design exploration and prospecting in complicated geological conditions with high risk and uncertain source information.

Key words: deposit; horizon; seismic survey; electric exploration; geological-geophysical research; well.