

## ПРОГНОЗ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ВЫСОКОПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В НИЖНЕКАМЕННОУГОЛЬНЫХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ АГРЫЗ-КУЧУКОВСКОЙ ЗОНЫ НЕФТЕНАКОПЛЕНИЯ

А.С. Якимов, Р.Х. Исмагилов (ОАО «РИТЭК»),  
Н.Н. Бакун, Т.Е. Ермолова, А.А. Пономарева (ЗАО «МиМГО»)

Карбонатные турнейские и терригенные визейские природные резервуары крайнего северо-востока Татарстана являются реальными объектами промышленной эксплуатации, осуществляемой ОАО «РИТЭК». На Кучуковском месторождении они обеспечивают ежегодную добычу около 25 тыс. т вязкой нефти. Небольшие запасы (2,5 млн т категории  $C_1$ ) и особое географическое положение Агрыз-Кучуковской зоны нефтенакпления, острым клином врезающейся в пределы Удмуртской республики, обусловили недостаточное внимание геологов-нефтяников к этому очень интересному в геологическом плане объекту нефтедобычи.

Нижнекаменноугольные отложения вскрыты 41 разведочной и 9 добывающими скважинами. Низкие дебиты, полученные при испытании разведочных скважин ( $0,2...11 \text{ м}^3/\text{сут}$ ), связаны не столько с фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) отложений, сколько с высокой вязкостью нефти, составляющей 19 мПа·с в турнейском комплексе и 25 мПа·с в визейском. Для сравнения отметим, что девонская нефть в соседних районах имеет вязкость 4...6 мПа·с. Исследования керна и данные ГИС подтверждают присутствие в продуктивных интервалах коллекторов, как с низкими, так и с очень высокими ФЕС (пористость от 12 до 25...27 % и проницаемость от 0,1 до 500...1061 мД). С литологической неоднородностью этих резервуаров связано сложное строение залежей, разработка которых зачастую ведется на грани рентабельности. Анализ результатов эксплуатации показывает, что при среднесуточном дебите на Кучуковском месторождении 4,5 т на каждую скважину как в турнейском карбонатном так и в визейском терригенном комплексах ряд добывающих скважин устойчиво обеспечивает дебиты около 8 т/сут, внося основной вклад в накопленную добычу нефти (например, скв. 713 по турнейскому комплексу, скв. 256, 37 и 244 по визейскому).

Таким образом, повышение рентабельности эксплуатации залежей в пределах Агрыз-Кучуковской зоны нефтенакпления может быть достигнуто путем рационального размещения новых добывающих скважин в зонах распространения высокопродуктивных коллекторов. На сегодняшний день задача районирования территорий по типам разреза имеет осо-

бенно важное значение еще и потому, что начинают применяться методы оптимального вскрытия и освоения пластов, позволяющие увеличить дебиты до 3 раз (метод андербаланса и др.). Наибольший эффект эти мероприятия дают на участках распространения разрезом с высокими ФЕС коллекторов.

В 2002 г. впервые для Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП) была применена разработанная в последние годы технология прогноза высокопродуктивных коллекторов на основе геологической типизации разрезов и спектрально-временного анализа (СВАН) сейсмической записи, успешно зарекомендовавшая себя в Западной Сибири и многих других районах [2, 3]. Основой для таких исследований послужили новые данные сейсморазведочных работ, осуществленных в северной части Агрыз-Кучуковской зоны нефтенакпления Удмуртской геофизической экспедицией в 2001 г. Применение указанной технологии позволило получить интересные и неожиданные результаты, как для карбонатного, так и терригенного нижнекаменноугольных комплексов.

Параметрами типизации разрезов эталонных скважин являются эффективные толщины, пористость, проницаемость и дебиты пластовых флюидов. Особое значение имеет картирование зон отсутствия или резкого ухудшения свойств коллекторов, что позволяет выделять литологические экраны. На этапе настройки технологии на участках сейсмопрофилей вблизи скважин для каждого из типов разреза формируются эталонные спектрально-временные образы (СВО), представляющие собой частотно-временную развертку совокупности сейсмических импульсов (суммотрасс ОГТ), профильтрованных фильтрами с различными несущими частотами [2]. Распределение сейсмической энергии отображается в СВО определенным положением и числом отражений. Оно обусловлено как характером седиментационной цикличности, так и пространственной локализацией в разрезе пород с различными фильтрационно-емкостными свойствами, контролируемой генезисом отложений или их вторичными преобразованиями, что, собственно, и определяет тип геологического разреза. Таким образом, каждому типу разреза присущи свои СВО. Районирование территории по типам разреза осуществляется путем сопоставления СВО в точках

сейсмоотрасс с эталонными и объединения в единые поля точек, характеризующих один и тот же тип разреза (зоны I, II, III и т.д. типов разреза). СВО, не имеющие аналогов, проэталонированных вблизи скважин, остаются нераспознанными (зоны X).

Рассмотрим типизацию разрезов продуктивных интервалов турнейского и визейского комплексов и закономерности распространения зон с разными ФЭС коллекторов по данным СВАН, а также вытекающие из них рекомендации как по оптимизации разработки уже открытых залежей, так и по выбору новых направлений геологоразведочных работ.

**Турнейский карбонатный нефтеносный комплекс**, как известно, представляет собой верхнюю часть крупнейшей карбонатно-рифогенной формации, формировавшейся в восточных районах Русской платформы начиная со среднефранского времени. Главной геологической особенностью обстановки образования формации в Агрыз-Кучуковской зоне является обособленность здесь локального ареала рифообразования в пределах наиболее тектонически активной части Камско-Кинельской системы прогибов — Нижнекамской системы линейных дислокаций. Наибольший интерес представляет структурно-морфологический стиль формации, сложившийся на завершающем, турнейском, этапе ее образования. Район был явно разделен центральной диагональной отрицательной морфоструктурой северо-западного простирания, вероятно, представляющей собой ответвление Камско-Кинельской системы прогибов. Рифообразование происходило по обе стороны депрессии, и несмотря на ограниченность территории, отличалось необычным разнообразием самих рифов и их группировок. Среди них обособляются расположенная почти вкрест простирания к депрессионной зоне Сарсакско-Биктовская линейная барьерная система рифовых массивов, Терсинская атоллвидная группировка массивов, а также ряд одиночных рифов.

В турнейском карбонатном комплексе массивные нефтяные залежи и притоки нефти приурочены к его прикровельной части (верхнетурнейскому подъярусу) под региональным отражающим горизонтом  $\Pi^{\text{II}}$  и исключительно к сводам положительных морфоструктур — вершинам рифов, подвергавшихся эрозии при регрессии в конце турнейского — начале визейского веков. Продуктивная часть разреза, толщина которой около 30 м, характеризуется широкой вариабельностью пористости (0,3...23,4 %) и проницаемости (0,01...555 мД), а также средней и низкой удельной эффективной емкостью продуктивных пластов. Детализация строения и типа потенциально продуктивных отложений осуществлялась именно для этого прикровельного интервала разреза. Покрышкой турнейского природного резервуара являются глинистые породы, залегающие в

основании вышележащего визейского нефтеносного комплекса.

На Кучуковском месторождении выявлены четыре небольшие массивные залежи нефти в турнейских отложениях: Сарсакская, вскрытая двумя разведочными и шестью добывающими скважинами, Биктовская и Кизлярская — одной разведочной и одной добывающей каждая и Староникольская — одной разведочной скважиной.

Максимальный приток нефти был получен на Сарсакском поднятии (3 т/сут в разведочной скв. 49, до 7,2 т/сут в добывающей скв. 713), воды — на Староникольском (до 69,1 м<sup>3</sup>/сут в скв. 55) и Биктовском (96,0 м<sup>3</sup>/сут в скв. 69) поднятиях, что указывает на явное присутствие улучшенных коллекторов в нефтепродуктивной части комплекса.

Наряду с этим коллекторы в добывающей скв. 712 и разведочной скв. 183 на том же Сарсакском поднятии, а также в скв. 254 на Куранском поднятии оцениваются как уплотненные, при испытании разведочных скважин получены притоки нефти до 0,1 м<sup>3</sup>/сут. Это свидетельствует о том, что каждая из вершин явно формировалась индивидуально, что и обусловило пространственное сочетание тех или других (по водо- и нефтепродуктивности) типов разреза, а значит, и латеральную изменчивость фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пачек. Иными словами, характеристика нефтеносности для турнейского комплекса, по единичной пробуренной разведочной скважине, может быть лишь относительно адекватной и относиться не ко всей вершине рифа, а к ее локальной части, в соседстве с которой могут быть как эффективные-продуктивные, так и нерентабельно-продуктивные участки.

С учетом дебитов, эффективных толщин, литогенетических и ГИС-характеристик выделено 3 типа разрезов скважин (рис. 1, А).

*Разрезы I типа* представляют собой переслаивание обломочных карбонатных кавернозно-трещиноватых пород — толщу облекания биогермных ядер рифовых массивов. Характерно присутствие в толще переслаивания не только прослоев комковато-детритовых известняков с остатками разнообразной фауны, но и прослоев конседиментационных карбонатных брекчий и конгломерато-брекчий волнового взламывания неоднородно литифицированных карбонатных отложений, а также производных последующего переотложения и измельчения карбонатных обломков и детрита, их окатывания и сортировки вплоть до образования карбонатных песчаников. Отмечаются следы экзогенного воздействия (выщелачивание, кавернообразование, растрескивание), а также доломитизация и реже сульфатизация. Такие относительно слабо консолидированные породы длительно сохраняют пустотное пространство и включают прослои улучшенных коллекторов.

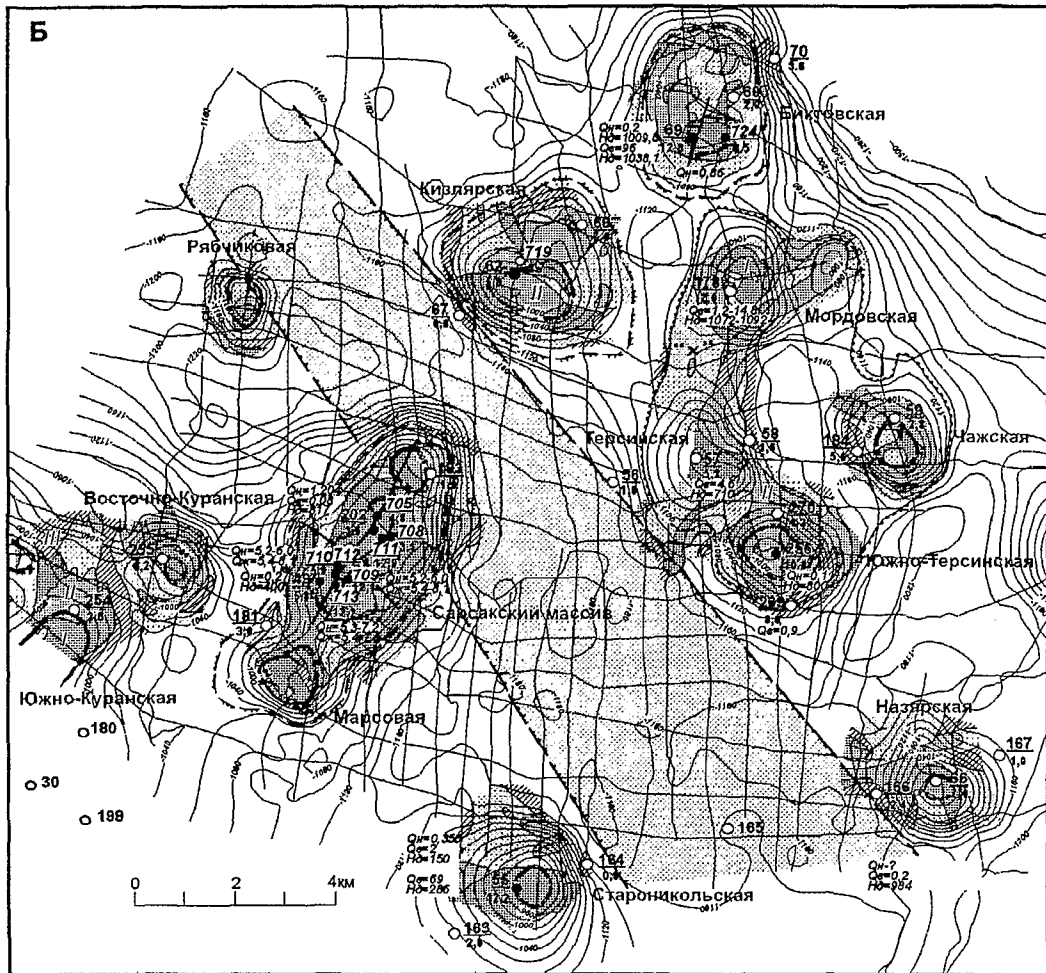
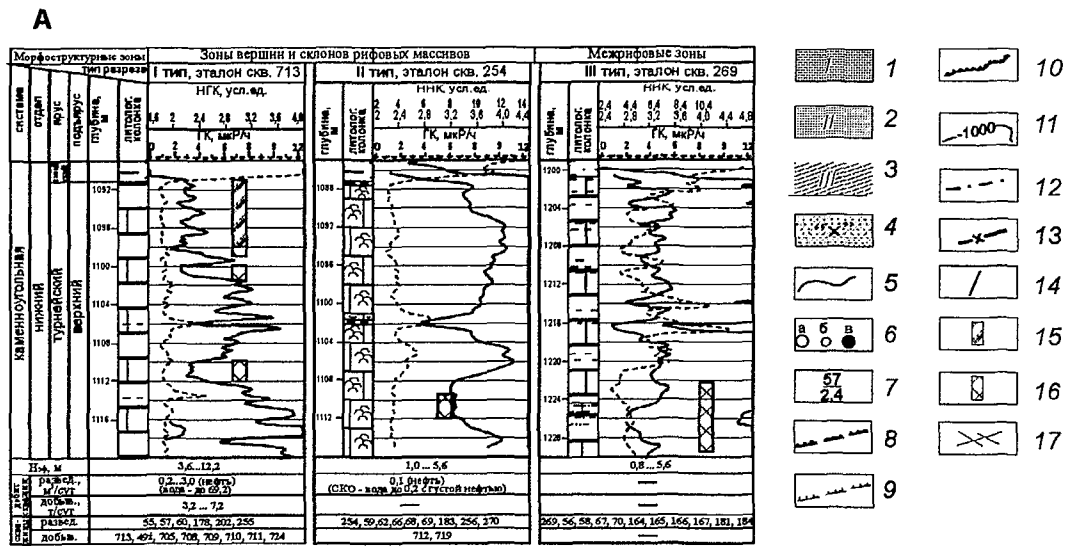


Рис. 1. Типы геологического разреза прикровельной части турнейского яруса:  
 А — комплексная характеристика типов разреза по данным глубокого бурения;  
 Б — карта типов разреза по данным СВАН и бурения

Зоны распространения: 1 — I типа разреза, 2 — II типа разреза, 3 — III типа разреза, 4 — зоны неопределенности; 5 — границы зон развития типов разреза; 6 — скважины: а — разведочные, б — добывающие, в — давшие нефть или нефтяные по данным ГИС; 7 — номер скважины/эффективная толщина, м; границы: 8 — отрицательной морфоструктуры (ответвления ККСП), 9 — барьерной группировки рифов, 10 — атолловой группировки рифов; 11 — изогипсы кровли турнейских отложений (ОГ II<sup>2</sup>); контуры: 12 — залежей, 13 — перспективных объектов; 14 — дизъюнктивные дислокации (латеральные флюидопоры); интервалы коллекторов: 15 — нефтенасыщенных; 16 — водонасыщенных; 17 — линии сейсмопрофилей

В добывающих скважинах-эталопах (скв. 713, 709 и др.) эффективные толщины достигают 7,7...12,3 м при пористости до 15 %. Средний дебит скважин составляет 4,6 т/сут, максимальный — 7,2 т/сут.

**Разрезы II типа** представлены низкопродуктивными отложениями. Это плотные, консолидированные первично-органогенные перекристаллизованные известняки в массивном залегании, слабо и неравномерно кавернозные и трещиноватые. Они представляют собой биогермные ядра рифовых массивов, выходящие к поверхности на вершинах и склонах последних. Эффективные толщи иногда достигают 5,6 м, но пористость не превышает 6,8...8,3 % (скв. 254, 183, добывающая скв. 712). Притоки нефти не более 0,1 м<sup>3</sup>/сут.

Таким образом, наблюдается ситуация, весьма характерная для древних карбонатных формаций, когда биогермные ядра рифовых массивов, особенно в их турнейском варианте, образованные в основном известковыми водорослями, утрачивают высокие ФЕС за счет вторичных процессов. Их изначально пористая масса минерализуется при разложении ОВ и подвергается кальцитизации, окремнению, перекристаллизации и т.д. В конечном счете эти процессы приводят к консолидации биогермного ядра, уплотнению образованных в нем редких прослоев коллекторов. Это отчетливо отображается в данных нейтронного каротажа (см. рис. 1,А).

В противоположность биогермным ядрам обломочные карбонатные породы (ОКП), формирующие толщу их облекания (I тип разреза), стабилизируют свой состав в процессе образования, приобретая при этом ярко выраженную слоистость, что способствует длительному сохранению значительной части изначального пустотного пространства.

Эти два типа разрезов характеризуют зоны сводовых частей — вершин и склонов рифогенных карбонатных массивов.

**К III типу разрезов** отнесены межрифовые отложения депрессионных зон, где формирование залежей нефти в турнейских отложениях по геологическим причинам маловероятно и где вскрывается бурением наслаивание глинисто-терригенно-кремнистых и карбонатно-глинистых пород (скв. 269, 56, 58, 181 и др.). Эффективные толщины также достигают 5,6 м, но нефтенасыщение не фиксировалось.

Предложенная типизация разрезов была во многом подготовлена трудами исследователей Татарстана [1,4].

Карта распространения типов разрезов (см. рис. 1,Б), построенная по данным спектрально-временного анализа, раскрыла уникальную, фактически еще никогда не попадавшую в поле зрения геологов картину начала формирования толщ облекания рифового комплекса, завершающего свое развитие вследствие регрессии. Карта показывает существенную дифференциацию территории района по такому важнейше-

му признаку, как пространственные соотношения принципиально отличных по нефтепродуктивности I (улучшенного) и II (ухудшенного) типов разреза в пределах вершин и склонов рифов. С точки зрения классического литолого-фациального анализа это — последние моменты развития остаточных биогермных ядер, часть из которых уже перекрыта обломочными карбонатными отложениями, а остальные еще существуют, но уже подвергаются интенсивной волновой деструкции.

В исследуемом районе четко обособляются юго-западная и северо-восточная части, разделенные крупной линейной центральной отрицательной морфоструктурой, которая могла являться одной из магистралей перемещения водных масс.

На юго-западе толща облекания (I тип разреза) развита максимально и отличается плащеобразным залеганием. Она перекрывает вершины как наиболее крупных органогенных образований (Сарсакский массив), так и менее крупных рифов: Староникольского и Куранских и даже северного небольшого Рябчикового биогермного массива. Биогермные ядра (II тип разреза) выступают среди толщ облекания небольшими куполами, имеющими изометричные или сложные очертания. Более распространены или сохранились они на рифовых склонах. На северо-востоке толща облекания (I тип разреза) развита фрагментарно, в виде осыпных шлейфов на привершинных участках склонов рифов. Их вершины образованы во многих случаях биогермными ядрами (II тип разреза). Соответственно для юго-запада характерны массивные сводовые залежи (Сарсакская залежь, вероятно, разделяется на блоки экранирующими разломами), на северо-востоке в пределах залежей более выражены зоны литологического замещения низкопродуктивных коллекторов (II тип разреза).

Отмеченные особенности распределения типов разреза по площади позволяют дать ряд рекомендаций по размещению как новых разведочных, так и добывающих скважин.

Во-первых, целесообразно «погасить» разведочными скважинами южную (Марсовую) и северную вершины Сарсакского рифа в пределах благоприятного типа разреза, а также пробурить картировочную скважину к юго-западу от наметившегося, но не имеющего обоснованного замыкания Западно-Куранского поднятия. В случае подтверждения юго-западного замыкания, разведка этого поднятия, сложенного положительным типом разреза, вызывает несомненный интерес. Во-вторых, в пределах Сарсакской зоны следует смело размещать объемы эксплуатационного бурения на своде поднятия, избегая участков развития отрицательных типов разреза. В зоне Кизлярского и Южно-Терсинского поднятий размещение объемов эксплуатационного бурения на турнейские отложения требует тщательного экономического анализа, поскольку поля развития положи-

тельного типа разреза на этих достаточно удаленных от развитой инфраструктуры объектах крайне незначительны. Освоение этих участков целесообразно лишь при положительном прогнозе нефтеносности в визейском комплексе.

**Визейский терригенный комплекс** в Агрыз-Кучуковской зоне нефтенакопления залегает на сильно эродированных разновозрастных карбонатных и глинисто-карбонатных отложениях турнейского яруса. Общая толщина терригенных пород визейского яруса варьирует от 29 до 98 м, уменьшаясь над рифовыми постройками и увеличиваясь в межрифовых прогибах. В региональном плане она возрастает с юго-запада на северо-восток.

Основными продуктивными горизонтами являются бобриковский (пласты Cbb<sub>0</sub> и Cbb) и тульский (пласты Ctl<sub>1-3</sub> и Ctl<sub>4</sub>). Пласт Cbb<sub>0</sub> выполняет прогибы и выклинивается на склонах локальных поднятий. Он водоносен во всех скважинах и в настоящее время представляет скорее теоретический, чем практический интерес.

Пласты бобриковского и тульского горизонтов формировались в условиях существенной компенсации надрифового рельефа и развиты как в прогибах, так и над турнейскими рифогенными поднятиями.

В пласте Cbb выделены 3 типа разреза. *I тип* разреза включает скважины с наибольшей эффективной толщиной коллекторов — 8...18 м (скв. 67, 181 и 184) на склонах поднятий. Структурная приуроченность этого типа разреза обуславливает водонасыщенность пласта, что подтверждается заключениями ГИС, поэтому скважины не испытывались. *II тип* разреза включает скважины как на сводах, так и на склонах поднятий. В этих скважинах толщина составляет 2...8 м, средневзвешенная пористость — 20...23 %, а дебиты варьируют от 2,25 до 3,9 м<sup>3</sup>/сут в разведочных скважинах и от 3,2 до 5,4 т/сут в добывающих (скв. 255, 256, 269, 805, 708 и 711). К *III типу* разреза отнесены скважины с очень низкими притоками (0,23...0,86 м<sup>3</sup>/сут). Они характеризуются пониженной эффективной толщиной, пористостью 13...21 % или отсутствием коллекторов (скв. 49, 56, 59, 62, 68 и 69).

Таким образом, положительным типом разреза, гарантировано обеспечивающим приемлемые в данных организационно-экономических условиях дебиты нефти (высокую продуктивность), является II тип. В зоне распространения III типа разреза бурить не следует, а возможности I типа не ясны, хотя он может представлять определенный интерес при обнаружении тектонически экранированных ловушек на склонах поднятий. Выделение зон высокопродуктивного (II) и низкопродуктивного (III) типов разреза на локальных поднятиях и эксплуатационных участках имеет большой практический интерес и должно быть учтено при размещении эксплуатационного бурения.

Из приведенной карты (рис. 2) ясно, что в пределах локальных поднятий распространены как прием-

лемые, так и неблагоприятные типы разреза пласта Cbb. Причем в распределении типов разреза с приемлемыми (II тип) и низкими (III тип) ФЭС просматривается определенная закономерность, обусловленная палеогеографическими условиями осадконакопления. В пределах Сарсакско-Биктовской группы поднятий, входивших в турнейском веке, как было показано выше, в барьерную рифовую систему, разрезы ухудшенного (III) типа тяготеют к сводам локальных структур. Последние были, по всей вероятности, морфологически наиболее выражены в рельефе и обтекались речными потоками, которые осаждали более крупный и отсортированный песчаный материал преимущественно на их склонах, а на сводах в условиях слабой гидродинамики отлагались плохо отсортированные глинисто-песчаные частицы. Так, на Сарсакском эксплуатационном участке в пределах южного купола в районе скв. 49 преобладает плохой (III) тип разреза, значительную часть центрального купола также занимают зоны III типа. В то же время к востоку от скв. 202 в пределах этой же залежи установлено широкое поле хорошего (II) типа разреза, где и следует размещать эксплуатационное бурение. На Кизлярском поднятии скв. 62 вскрыла неблагоприятный (III) тип разреза (дебит нефти при испытании составил всего 0,23 м<sup>3</sup>/сут), но по данным СВАН в южной части поднятия прогнозируется развитие приемлемого (II) типа разреза, что повышает интерес к этой залежи.

К востоку от рассмотренной надрифовой гряды в сводовых частях локальных поднятий (Терсинского, Южно-Терсинского, Чажского, Староникольского и Назярского) преобладает благоприятный (II) тип разреза. Разрезы этого типа характеризуются лучшей сортировкой песчаного материала, что, возможно, связано с переходом от аллювиального к аллювиально-дельтовому типу отложений в бассейновой части исследуемой территории и с периодическим перемывом песчаного материала в пределах поднятий волнениями. Соответственно, на юге и востоке района повышаются перспективы сводовых частей поднятий. Например, скв. 59 на Чажском поднятии и скв. 178 на Мордовском вскрыли неблагоприятный тип разреза: эффективные толщины пласта Cbb составили 0,6 и 1,2 м, к тому же пласт в обеих скважинах оказался водонасыщенным. Вершины же этих локальных поднятий, где прогнозируются перспективные объекты, по данным СВАН оказываются в зонах распространения высокопродуктивных (I и II) типов разреза, что делает рассматриваемые объекты весьма привлекательными.

В пласте Ctl<sub>1-3</sub> выделены 4 типа разреза. *I тип* разреза включает скважины с наибольшей эффективной толщиной коллекторов (4,2...10,6 м) и максимальными дебитами нефти как в разведочных, так и в добывающих скважинах, составляющими, соответственно, 4,3...11,2 м<sup>3</sup>/сут и 4,8...8,2 т/сут (скв. 56, 58, 60, 62, 69, 181, 202 и 256). *II тип* разреза включает добывающие скв. 705, 711 и 712, в которых отмечаются

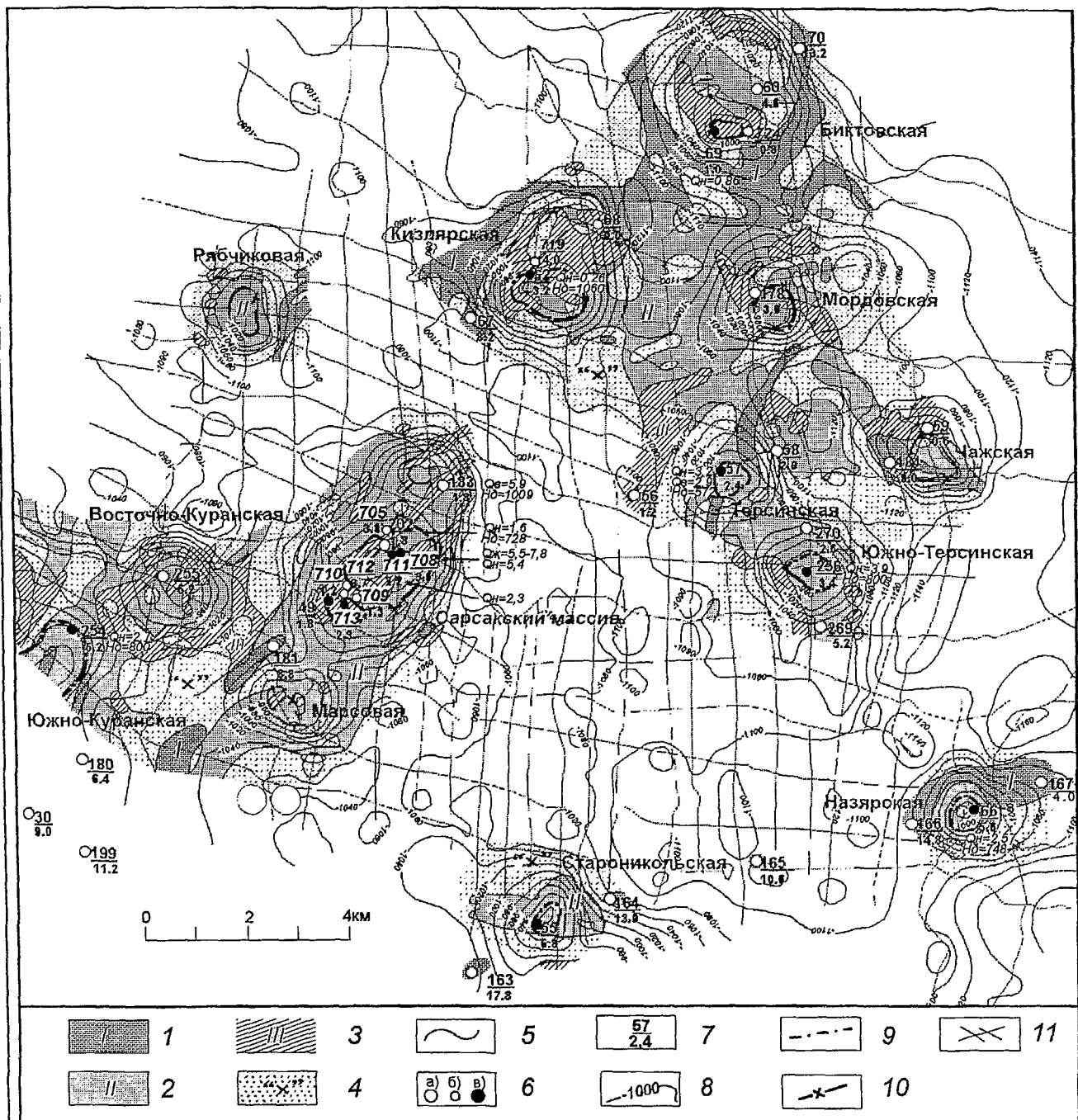


Рис. 2. Карта типов разреза бобриковского горизонта (пласт Cbb) по данным СВАН и бурения  
 Зоны распространения: 1 — I типа разреза, 2 — II типа разреза, 3 — III типа разреза, 4 — зоны неопределенности; 5 — границы зон развития типов разреза; 6 — скважины: а — разведочные, б — добывающие, в — давшие нефть или нефтяные по данным ГИС; 7 — номер скважины/эффективная толщина, м; границы: 8 — изогипсы кровли бобриковского горизонта; контуры: 9 — залежей, 10 — перспективных объектов, 11 — линии сейсмопрофилей



средние эффективные толщины (2,4...3,0 м) и дебиты нефти (2,1...3,2 т/сут). К III типу разреза отнесены скважины с очень низкими притоками нефти (0,1...1,1 м<sup>3</sup>/сут в разведочных и 0,9...1,3 т/сут в добывающих скважинах). Эффективная толщина изменяется от 0 до 5 м. В формировании СВАН-эталонов участвовали разведочные скв. 49, 66, 67, 178, 183, 255 и 270 и добывающая скв. 709.

Некоторая неопределенность возникает со скважинами, по которым отсутствуют результаты испытаний. Группа скважин, в которых эффективная толщина коллекторов составляет 2...4 м, условно объединена в тип II-III (разведочные скв. 59 и 184 и добывающая скв. 708).

Таким образом, в пласте Ctl<sub>1-3</sub> имеются благоприятный (I) тип разреза с приемлемыми ФЕС и высокой продуктивностью, районирование которого позволит локализовать на исследуемой площади зоны с легко осваиваемыми (активными) запасами, и неблагоприятный (III) тип разреза, который при разбуривании может оказаться сухим или дать крайне низкие дебиты. Типы разреза II и II-III также внушают определенные опасения из-за низких эффективных толщин.

Полученная на основе СВАН карта типов разреза пласта Ctl<sub>1-3</sub> показывает широкое распространение высокопродуктивного (I) типа разреза в северной и центральной частях территории, где этот тип перекрывает вершины Кизлярского (скв. 62), Биктовского (скв. 69), Южно-Терсинского (скв. 256) и Чажского поднятий, а также занимает склоны Мордовско-Терсинской группы понятий (рис. 3). Улучшение ФЕС на указанных поднятиях, по-видимому, связано с волновыми процессами и формированием аккумулятивных отмелей в условиях прибрежно-морской седиментации, а опесчанивание склонов — преимущественно с деятельностью течений. На Сарсакском, Куранском, Мордовском, Терсинском, Староникольском и Назярском поднятиях сводовые части заняты II, II-III или III типами разреза с приемлемыми (II тип) или низкими фильтрационно-емкостными свойствами пород-коллекторов. По всей вероятности, эти структуры были наиболее приподняты над дном моря и их сводовые части находились выше волноприбойной зоны, в связи с чем здесь существовала спокойная гидродинамическая обстановка и происходила более слабая переработка терригенного материала. Исключение составляет небольшой участок Сарсакской структуры в районе скв. 202, где развит I тип разреза. Здесь отмечается увеличение эффективной толщины коллекторов до 4,2 м, пористости до 26 % и дебита нефти до 6,3 т/сут.

Исходя из такого распределения коллекторов, следует констатировать, что получение высокого результата при эксплуатации скв. 202 является достаточно уникальным явлением для Сарсакского участка, в то время как на Кизлярском, Биктовском, Южно-Терсинском и Чажском поднятиях получение хо-

роших дебитов при освоении залежей в пласте Ctl<sub>1-3</sub> можно прогнозировать с высокой вероятностью.

Объем статьи не позволяет с той же детальностью остановиться на характеристике самого верхнего пласта Ctl<sub>4</sub> в разрезе тульского горизонта. Отметим лишь, что нефтеносный потенциал пласта обусловлен не только присутствием в разрезе коллекторов, но и наличием или отсутствием над ним глинистой покрывки. Формирование пласта Ctl<sub>4</sub> происходило в условиях дальнейшего нарастания морской трансгрессии, в связи с чем песчаные коллекторы с хорошими ФЕС получили более широкое распространение по площади. В присводовых частях многих структур в обстановке более активной волновой гидродинамики намывались аккумулятивные песчаные тела. На диаграммах ПС скважин, пробуренных на этих участках, им соответствуют отрицательные аномалии, отмечаемые непосредственно в кровле тульского горизонта. Глинистая пачка, которая могла бы служить флюидоупором, отсутствует, так как глинистый материал выносился на более защищенные от волнений участки дна. С этим связана обводненность структур.

Таким образом, картирование типов разреза визейского терригенного комплекса по данным СВАН позволило локализовать в каждом продуктивном пласте зоны с хорошими и приемлемыми коллекторскими свойствами, а также участки с низкими ФЕС или с отсутствием коллекторов, а в пласте Ctl<sub>4</sub> также участки с отсутствием покрывки.

Совершенно очевидно, что совмещение контуров благоприятных типов разрезов по обоим продуктивным комплексам нижнего карбона даст разработчикам обширный материал для создания оптимальной системы освоения многочисленных залежей, а геологам — для открытия новых залежей в пределах выявленных перспективных объектов. При таком совмещении выделяются наиболее благоприятные участки с высокой продуктивностью коллекторов (типов разреза) по всем нижнекаменноугольным природным резервуарам — турнейскому, бобриковскому и тульскому, а также менее перспективные, но тоже интересные участки, где хорошие коллекторские свойства присущи одному или двум природным резервуарам.

Таким образом, уже на данной стадии изучения Агрыз-Кучуковской зоны нефтенакопления можно сделать вывод о том, что здесь имеются условия для комплексного освоения и доразведки нижнекаменноугольных продуктивных резервуаров. В первую очередь необходимо обеспечить бурение скважин в пределах участков I категории на Сарсакском и Южно-Куранском поднятиях. Во-вторых, целесообразно разбуривать зоны развития высокопродуктивного турнейского комплекса на Сарсакском и, вероятно, Марсовом поднятиях. На последующих этапах доразведки и освоения Агрыз-Кучуковской зоны объемы бурения нужно концентрировать в зонах преимуще-

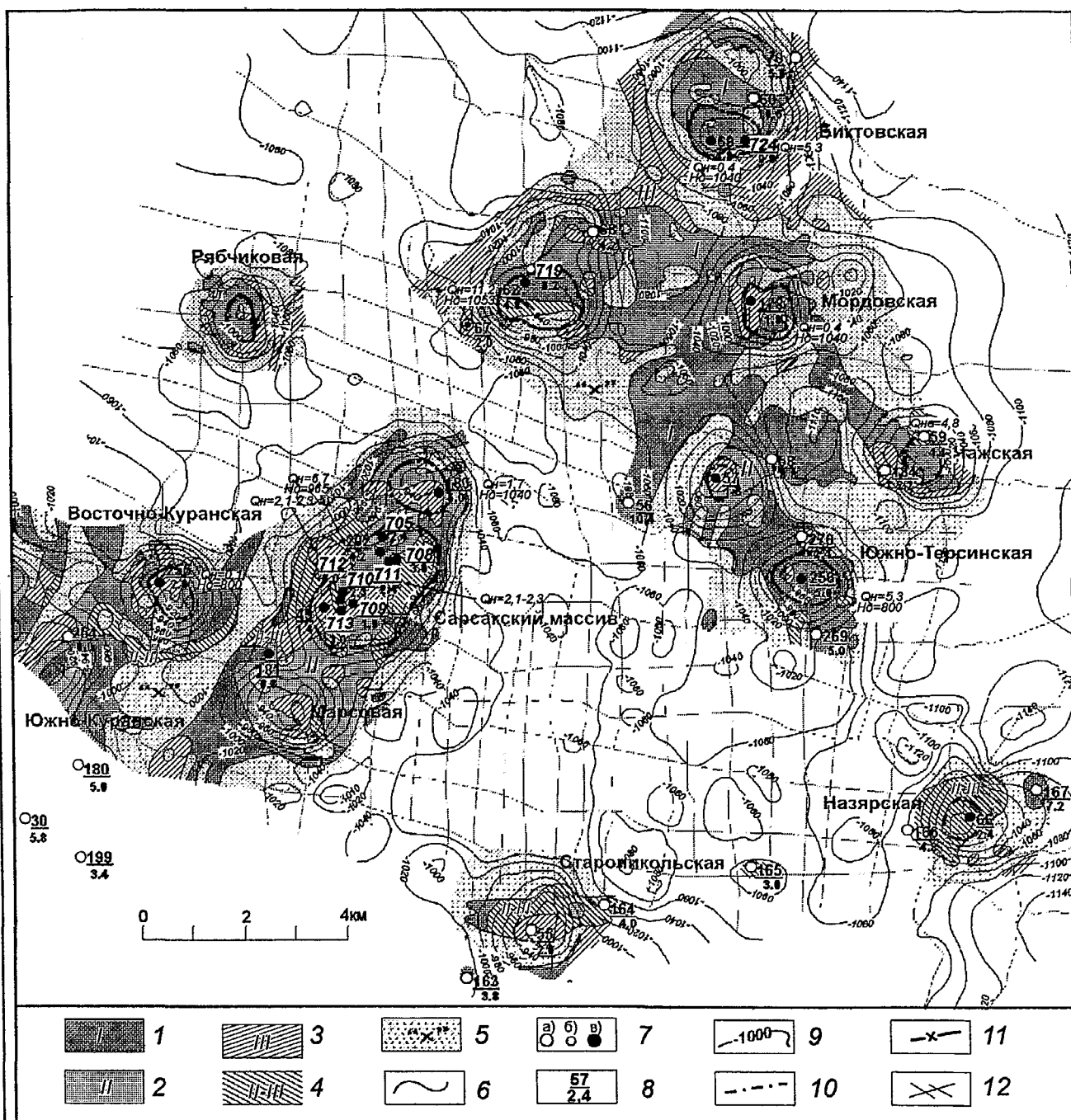


Рис. 3. Карта типов разреза тульского горизонта (пласт Ст<sub>1.3</sub>) по данным СВАН и бурения  
 Зоны распространения: 1 — I типа разреза, 2 — II типа разреза, 3 — III типа разреза, 4 — типа II-III, 5 — зоны неопределенности;  
 6 — границы зон развития типов разреза; 7 — скважины: а — разведочные, б — добывающие, в — давшие нефть или нефтяные  
 по данным ГИС; 8 — номер скважины/эффективная толщина, м; 9 — изогипсы кровли пласта Ст<sub>1.3</sub>; контуры: 10 — залежей,  
 11 — перспективных объектов, 12 — линии сеймопрофилей



ственно I и II категорий. Авторы уверены, что при таком подходе к освоению, учитывающем соотношение коллекторских свойств природных резервуаров, можно обеспечить как заметное увеличение нефтедобычи, так и повышение ее экономической эффективности.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Антропов И.А. Органогенные постройки девона и раннего карбона центральной части Русской платформы и условия их развития // Литология и палеогеография палеозойских отложений Русской платформы.— М.: Наука, 1972.— С. 282-291.

2. Методика картирования типов геологического разреза в межскважинном пространстве по данным сейсморазведки / В.С. Славкин, Е.А. Копилевич, Е.А. Давыдова, И.А. Мушин // Геофизика, ЕАГО.— 1999.— № 4.— С. 21-24.

3. Оценка ресурсной базы природных резервуаров тюменской свиты на основе применения новых технологических решений / М.П. Голованова, Н.С. Шик, В.С. Славкин, Т.Е. Ермолова // Геология нефти и газа.— 2002.— № 3.— С. 7-14.

4. Физико-литологическая характеристика карбонатных коллекторов девона и карбона Востока Татарии / А.А. Губайдуллин, Н.Г. Абдуллин, И.А. Антропов, Е.З. Зорин и др. // Тр. ТатНИПИнефть.— Бузульма, 1979.— Вып. XL.— С. 51-58.

УДК 550.832

## ВЕЩЕСТВЕННО-СТРУКТУРНЫЕ НЕОДНОРОДНОСТИ ФУНДАМЕНТА И ЧЕХЛА В МАТЕРИАЛАХ АЭРОГЕОФИЗИЧЕСКИХ СЪЕМОК

А.С. Якимов (ОАО «РИТЭК»), В.Г. Мавричев, Ю.Н. Гололобов (ФГУ НПП «Геологоразведка»),  
А.И. Савич (ЗАО «ЛУКойл-Пермь»)

На предприятиях ФГУ НПП «Геологоразведка» налажен выпуск отечественной высокочувствительной аппаратуры, превосходящей по некоторым параметрам зарубежные образцы, разработаны технико-технологические и методические решения для выполнения детальных комплексных (магнитометрия, гравиметрия, спектрометрия урана, тория, калия, измерения метана, пропана и других газов) самолетной и вертолетной съемок. Созданный комплекс и его программное обеспечение определяют высокую надежность регистрации слабоинтенсивных аномалий геофизических полей, получение неискаженных инерционностью их измерений, что расширяет возможности аэрогеофизических съемок в изучении геологического строения фундамента и осадочного чехла, в создании геофизической основы геолого-разведочных работ по следующим направлениям:

1. Прогноз гипсометрии поверхности фундамента, изучение его вещественно-структурной неоднородности, кинематики (динамики) палеотектонических процессов и влияния разломов фундамента на структуру осадочного чехла.

2. Прогноз различных типов вещественно-структурных неоднородностей осадочного чехла на базе региональных закономерностей послонтолатеральной изменчивости физических свойств пород и установленных диагностических признаков отражения (проявления) в геофизических полях достоверных локальных объектов.

3. Исследование «тонкой» структуры геофизических полей как носителей информации о пространственной приуроченности и морфологии неоднородно-

стей, в том числе возникших от воздействия флюидов углеводородов на вмещающие породы.

Крупномасштабные (1: 50 000) комплексные аэромагнитные съемки в большом объеме выполнены в нефтегазоносных районах Волго-Уральской провинции (НГП), в том числе в зоне сочленения Восточно-Европейской платформы (ВЕП) и Уральской складчатой системы (УСС). По степени изученности и многообразию разнородных разновозрастных тектонических сооружений с широким спектром стратиграфических комплексов (от архейских до современных) [2, 3, 5, 8, 9, 16, 18, 20] этот регион может считаться полигоном для апробации новых методических и технологических решений при аэросъемках с использованием современной аппаратуры. По материалам аэрогеофизических съемок здесь получена новая (или) дополнительная информация по структурным этажам и ярусам региона. Повсеместно в разрезах выделены четыре магнитных комплекса, соответствующих крупным структурно-стратиграфическим подразделениям геологического разреза (мегакомплексам): фундаменту, нижнему (доверхнедевонскому) терригенному, карбонатному (слабомагнитному) и верхнему терригенному. Блоки разновозрастного фундамента, платформенный чехол и покровно-складчатые сооружения западного склона Урала характеризуются высокоградиентной вещественно-структурной изменчивостью в пространстве [5]. Вертикальную и горизонтальную зональности распределения неоднородностей создают, помимо меняющихся в пространстве физических свойств пород, зоны растяжения и сжатия в крыльях разрывов, проницаемые (в том числе флюидизированные) и непроницаемые участки сме-