

УДК 552.578.061.4:551.763.12(571.122)

Трушкова Л.Я., Игошкин В.П.

КЛИНОФОРМЫ КАК РЕГИОНАЛЬНЫЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ОБЪЕКТЫ, ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ И ПРОГНОЗ В НИХ ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ

Работа посвящена составлению крупномасштабной карты зон размещения литологических резервуаров в подводных конусах выноса – клиноформах ачимовской толщи. К настоящему моменту в неокомских отложениях Тюменской области осуществлена региональная сейсмостратиграфическая интерпретация, охватывающая 124 стандартных листа масштаба 1:200000, на основании которой выделено и закартировано 14 клиноформ. Им впервые придается статус нефтегазоносных мегазон – основных единиц нефтегеологического районирования территории. В их составе выявлено более 300 крупных многопластовых литологических резервуаров – новых объектов поиска, разведки и разработки. По данным сейсморазведки МОГТ и бурения закартированы их депоцентры, приведены основные параметры, осуществлено внедрение в практику геологоразведочных работ и разведки, присвоены географические наименования, изучена нефтегазоносность.

Ключевые слова: Западно-Сибирский неокомский бассейн, клиноформы, нефтегазоносные мегазоны, многопластовые литологические резервуары, депоцентры, сейсмика, каротаж.

Само по себе явление конусообразования не является чем-то уникальным - уникальным является Западно-Сибирский неокомский бассейн. По масштабам конусообразования, по их сохранности и региональной нефтегазоносности, он не имеет себе равных ни у нас в стране, ни за рубежом. Известно также, из зарубежной литературы, что подводные конусы принадлежат к одному из четырех типов фаций, с которым связано 90% мировых запасов нефти и газа [Мур, Фуллам, 1979].

С 1989 по 2000 гг. во ВНИГРИ по заказу Главтюменьгеологии, а затем ЗапСибРГЦ и Тюменского комитета по недропользованию выполнялась работа по составлению крупномасштабной карты зон размещения литологических резервуаров в конусах выноса клиноформной формации Западно-Сибирской плиты. Программа научных исследований по данному направлению нашла финансовую поддержку со стороны всех производственных геологоразведочных и добывающих предприятий, куда она направлялась.

В результате, к настоящему времени на территории Тюменской области, включая национальные округа, выявлено более 300 крупных многопластовых резервуаров в ачимовской толще и закартированы их депоцентры по материалам стандартной сейсморазведки МОГТ и разведочному бурению.

Современный этап в изучении клиноформ характеризуется бесспорным приоритетом методов сейсморазведки, как основных при выделении клиноформ регионального масштаба, их картирования, а также прогноза наиболее вероятного местоположения крупных многопластовых литологических резервуаров. Однако, максимальный эффект при решении проблемы прогнозирования неантиклинальных резервуаров может быть достигнут лишь при условии комплексного анализа всего геолого-геофизического материала, изучения характера связи между сейсмическими и геологическими параметрами с последующей передачей геологической информации на неизученные бурением территории через сейсморазведку. В последнее время внедрение сейсморазведки в проблему поиска ловушек несводового типа сопровождается усиленными попытками разработок теоретических предпосылок и методики комплексирования материалов бурения и сейсморазведки [Иващенко и др., 1980; Мкртчян и др., 1987; Оперативный метод..., 1987; Гогоненков и др., 1989; Игошкин, Шлезингер, 1990; Нежданов и др., 1992; Белонин, Трушкова, Хафизов, 1998].

В качестве сейсмической основы был выбран параметр Δt , то есть, временная мощность клиноформ и составленные по этому параметру карты мощностей [Иващенко и др., 1980]. Такие карты не только дают представление о местоположении и границах каждой клиноформы, но и отражают палеогеоморфологические и палеотектонические условия накопления отложений. Они несут в себе также информацию о компенсационных процессах в бассейне. Все эти факторы, безусловно, влияют на характер распределения коллекторов и экранов.

Наиболее приемлемым параметром для выявления резервуаров и изучения их геологической характеристики является суммарная мощность песчаных пластов, заключенных в клиноформе. Все подсчеты производились по каротажу отдельно для верхней части куломзинской формации, где располагаются подшельфовые пласты и отдельно для нижней части, где сосредоточены песчаные резервуары ачимовской толщи.

Для целенаправленного составления карты песчаности и последующей ее расшифровки, как карты резервуаров, перед началом работы использовалась разработанная эмпирически модель формирования и размещения внутри клиноформ искомым резервуаров. Модель является главным и, по существу, единственным инструментом для «превращения» обычной карты песчаности, совмещенной с картой временных мощностей клиноформ в полноценную карту литологических резервуаров. Дело в том, что данная упрощенная методика не предусматривает послойной корреляции разрезов скважин и выявления конкретных ловушек на представляемом регионально-зональном уровне изучения

клиноформ. Зато эта методика позволяет довольно оперативно и без значительных погрешностей закартировать на большой территории депоцентры (ДЦ) крупных изолированных скоплений терригенного материала, минуя трудоёмкий процесс послойной корреляции в трудно коррелируемой по каротажу толще, каковой является клиноформная формация [Оперативный метод..., 1987; Трушкова, 1995; Белонин, Трушкова, Хафизов, 1998].

Принципиальная рабочая модель размещения литологических резервуаров в клиноформах неокома базируется на концепции бокового заполнения бассейна, закономерного ступенчатого выклинивания шельфовых пластов, кулисообразного залегания клиноформ и заключенных в них песчаных тел в крест простирания фациальных зон. Модель учитывает регрессивную направленность в развитии неокомского бассейна, цикличность этого процесса, некомпенсированный характер накопления осадков в глубоководных зонах и вдали от берегов с одновременным размывом и транзитным переносом терригенного материала с морского мелководья на глубину. Всеми этими факторами обусловлен режим в бассейне, обеспечивший образование в большом количестве определенных генетических типов литологических и стратиграфических ловушек в песчаных телах, отложившихся на поверхности склонов погребенных шельфовых террас. Сложившиеся представления об условиях формирования куломзинской формации позволяют считать клиноформы погребенными шельфовыми террасами, а скопления песчаного материала внутри клиноформ (депоцентры песчаности) квалифицировать, в основном, как погребенные конусы выноса рек, а также расположенных на их продолжении подводных каньонов. Песчаники залегают среди преобладающих в разрезе глин и представляют собою хорошо изолированные литологические ловушки.

Изучение характера связи между параметром Δt и суммарной толщиной песчаников в клиноформе показало, что сейсмические депоцентры клиноформ чаще всего совпадают с максимумами песчаности. Однако бывают и различные отклонения. *Уточнение данной зависимости в каждом конкретном случае с целью геологической интерпретации сейсмических образов является основой методики прогноза депоцентров конусов выноса терригенного материала в пределах фациального ряда: дельта – авандельта - подводный каньон - подножие каньона - глубоководная впадина.* Изучение закономерностей в проявлении этой связи в различных фациальных обстановках и палеотектонических зонах является одним из направлений дальнейшего усовершенствования методики и прогноза нефтегазоносных резервуаров в клиноформах.

Существенным и необходимым дополнением к изложенному методическому комплексу является изучение керна скважин. Нередко песчаные депоцентры, выделенные по каротажу, бывают осложнены фациями оползней и мутьевых потоков, где коллектора трудно опознать как по каротажу, так и по временным разрезам МОГТ. Отличить мутьевой поток от зернового помогает методика, разработанная Р.С. Сахибгареевым по единичным и даже по одной пробуренной скважине [Сахибгареев, Шиманский, 1992].

И, наконец, существенная доля в разрезе клиноформ принадлежит пачкам часто чередующихся карбонатных алевролитов и аргиллитов сантиметровой и миллиметровой толщины. Пачки эти бывают значительной мощности. Такие породы слабо уплотняются с глубиной, обладают акустической жесткостью, близкой к песчаникам и образуют на общем глинистом фоне линзы, а на сейсмическом временном разрезе депоцентры. Выявление таких участков, равно как и мутьевых фаций, является еще одним моментом в усовершенствовании комплексной методики по части ограничения сейсмического метода.

С применением вышеизложенной упрощенной методики было изучено четырнадцать клиноформ, выделенных на территории Сургутского, Ханты-Мансийского, Пуровского, Надымского, Нижне-Вартовского районов и прослеженных в южные районы Тюменской области. Клиноформы или точнее мегалинзы представляют собою полосовидные тела, вытянутые с юго-запада на северо-восток субмеридионально и залегающие в виде кулис, полого наклоненных на северо-запад в соответствии с первичной конфигурацией палеосклонов шельфовых террас и рельефа дна. Ширина их в среднем составляет 20-50 км. В местах осложнений в палеорельефе она может уменьшаться до 10 км, образуя пережимы в конфигурации клиноформ или, наоборот, увеличиваться до 100 км в местах расположения гигантских конусов выноса терригенного материала. В плане центральные наиболее мощные части соседних мегалинз обычно не накладываются друг на друга; перекрывающие мегалинзы располагаются на подстилающих со сдвигом на северо-запад.

С точки зрения нефтегеологической классификации, мегалинзы являются совокупностью зон нефтегазонакопления и названы нами мегазонами с учетом гигантских размеров этих объектов в длину. Данные гигантские полосовидные линзы являются совершенно новым типом региональных нефтегазоносных объектов, как в целом, так и в деталях еще слабо изученных. Они пересекают различные структурно-фациальные зоны, своды и впадины и являются самостоятельными образованиями. Каждой мегазоне присвоено географическое наименование. Мегазоны лежат в основе регионального нефтегеологического районирования неокомской клиноформной формации.

По типам сейсмофаций в мегалинзах выделяют четыре класса [Игошкин, Шлезингер, 1990]. Наибольший интерес представляют участки повышенной мощности – депоцентры. Наиболее мощные из них принадлежат подводным конусам выноса, образование которых происходило в регрессивные фазы циклов. Они наиболее насыщены песчаниками. Размеры, форма и расположение депоцентров по отношению к границам клиноформ самое разнообразное, но, как правило, они имеют форму овалов, вытянутых субпараллельно границам последних.

Депоцентры песчаности чаще всего оконтурены изопакитами 40-60 м. Максимальные мощности песчаников достигают 80-100 м, реже 140-150 м. Каждый такой депоцентр указывает на наличие крупного многопластового резервуара, состоящего из различного количества и протяженности линзующихся песчаных тел. Степень изученности бурением их очень слабая, до 80 % из них прогнозные или разбурены единичными скважинами.

Несмотря на кажущееся непрерывное и сплошное распространение песчаников в плане, каждый конкретный конус выноса изолирован от соседнего глиною. В соответствии с моделью их размещения, выведенной эмпирически, в крест простирания они располагаются кулисообразно, а вдоль границ клиноформ в виде цепочек линзовидных тел, заполняющих понижения в палеорельефе морского дна. Условия залегания песчаных скоплений, следовательно, примерно такие же, как и вмещающих их мегалинз: каждая линза, расположенная западнее моложе соседней, расположенной восточнее. Обычно линзы частично перекрывают друг друга в плане. Места перекрытия характеризуются минимальными мощностями песчаников и замещением их алевролитами. Каждое песчаное скопление содержит от одного до десяти пластов-линз, выклинивающихся в различных местах, как в сторону моря, так и в сторону суши вверх по палеосклону, к бровке шельфа.

Песчаные линзы имеют разнообразные формы поверхности: они могут быть как выпуклыми, так и вогнутыми. В общем случае первичная их форма не зависит от характера изгибов опорного отражающего горизонта Б, а является интегральным эффектом от нескольких факторов, в том числе современной структуры, морфологии палеодна, характера подводных течений (стоковые, вдольсклоновые и др.), а также дифференцированного уплотнения линзующихся напластований большой мощности.

Индивидуальность структурных форм ачимовских песчаных тел является существенным моментом, влияющим на процесс их опознания и разведки. На наш взгляд, именно этим можно объяснить подавляющее число неудач при попутном поиске залежей

нефти и газа в ачимовской толще. *Ачимовская толща нуждается в индивидуальном подходе, как объект преимущественно впадинный, несводовый, как продукт древней лавинной седиментации.* Это вытекает из сравнительного анализа принципиальной модели формирования геологического разреза неокома Западно-Сибирской плиты и теоретических предпосылок, выведенных эмпирически из хорошо изученных в настоящее время процессов лавинной седиментации в современных морях и океанах [Лисицин, 1988]. Модели, отработанные на современных процессах, протекающих в зонах лавинной седиментации, использованы в данной работе для расшифровки условий формирования и закономерностей размещения песчаных тел в клиноформах.

Предполагается, что зоны наилучших коллекторов располагаются в устьях глубоководных русел-каньонов, на продолжении которых формируются конусы выноса терригенного материала. С позиций лавинной седиментации именно эти участки, где формируются песчаные депоцентры можно считать наиболее перспективными не только по части коллекторов, но и с точки зрения генерации и консервации углеводородных скоплений, то есть, наиболее богатых по запасам. Примерно то же утверждают и зарубежные ученые, опираясь на свой опыт изучения природных резервуаров в турбидитных фациях и глубоководных конусах выноса [Walker, 1978]. Например, как сообщает Р.Дж. Уокер, в бассейнах Лос-Анжелес и Вентура, а также в русле Санта-Барбара турбидиты формируют преобладающий тип природных резервуаров. Уникальным объектом такого рода является ачимовская толща Западной Сибири, имеющая региональное площадное распространение и региональную нефтегазоносность.

Как уже было сказано, в качестве основной единицы регионального нефтегеологического районирования неокомской нефтегазоносной толщи нами приняты крупные клиноформы, отвечающие по своему рангу продуктивным горизонтам, а точнее парам коллектор-экран, опознаваемым по каротажу и зафиксированным в стратиграфической общепринятой номенклатуре. Региональным клиноформам, как единицам нефтегеологического районирования, придается статус нефтегазоносных (или прогнозных) мегазон. Каждой мегазоне присвоено географическое название. Оно соответствует, как правило, названию покрывающей, экранирующей продуктивный горизонт, что является наиболее целесообразным.

Каждая мегазона занимает определенное положение в современном плане и палеогеоморфологическом пространстве и отвечает конкретному этапу в развитии бассейна. Если быть более точными, то надо заметить, что каждая клиноформа, равно как и

продуктивная пара коллектор-экран на шельфовой равнине сформированы в два этапа. Первому, регрессивному этапу соответствует песчаная пачка с четко выраженной регрессивной направленностью в расположении слоев, с «расплывчатой» нижней и резкой верхней границами. Второму этапу (циклу) соответствует трансгрессивно залегающая на песчаниках глина со скрытым угловым несогласием, хорошо выраженным, однако на сейсмических временных разрезах. При прослеживании же данного граничного интервала от скважины к скважине по каротажу наличие углового несогласия улавливается с большим трудом при наличии достаточного количества скважин и при модельном подходе к корреляции, то есть с учетом особенностей условий формирования данного конкретного сочленения двух толщ и специфики регрессивно-трансгрессивного режима в бассейне.

Необычность и сложность подобного подхода к районированию, то есть с использованием мегазон, заключается в том, что данные полосовидные гигантские (до 1000 км) в длину линзы в крест простирания располагаются кулисообразно, и в своих краевых частях каждые две соседние мегалинзы имеют единую площадь залегания, иногда довольно значительную [Белонин, Трушкова, Хафизов, 1998]. В этих частях обычно происходит уменьшение количества и толщин песчаных пластов, а песчаники в результате фациального замещения глинами и карбонатизированными алевролитами теряют коллекторские качества.

Поэтому главный практический интерес связывается с осевыми частями мегалинз, с их депоцентрами, где сосредоточена основная масса подводных конусов выноса песчаного материала – зон размещения литологических и стратиграфических ловушек.

В отличие от краевых частей клиноформ, *их депоцентры занимают индивидуальное положение в плане, а краевые зоны, таким образом, в плане являются одновременно разделами между ДЦ клиноформ и связующими звеньями между ними – зонами ступенчатого выклинивания коллекторов.* В результате образовалась плотнейшая «упаковка» коллекторов и экранов, изобилующая надежно экранированными линзующимися песчаниками – потенциальными месторождениями углеводородов, в целом и в принципе не связанными с антиклиналями.

Представленная работа является обобщением результатов 12-летних исследований, нацеленных на составление карт зон размещения литологических резервуаров нефти и газа в клиноформах неокома почти всей Тюменской области.

Охваченная сплошной подземной геолого-геофизической съёмкой, область составляет около 420000 км². Она простирается от Тазовской разведочной площади на севере до Кальчинской на юге и от Приобской нефтеносной зоны на западе до Западно-Харампурской

площади на востоке. Рабочий масштаб построений 1:200000. Количество стандартных листов этого масштаба 124. Здесь представлены фрагменты уменьшенной в 2,5 раза разреженной копии этих построений (рис. 1 - 3). Количество стандартных листов масштаба 1:500000 - 15 (неполных).

На этой территории выделено 14 субрегиональных нефтегеологических объектов – мегазон, соответствующих крупным клиноформам или их группам (на самом востоке и западе), составляющим основу нефтегеологического районирования клиноформной формации на данном неантиклинальном этапе освоения недр.

В составе всех 14 мегазон выделено 310 зон размещения литологических резервуаров в ачимовской толще, показано местоположение их депоцентров.

Произведена классификация выделенных ДЦ зон по степени изученности бурением:

I категория – более 10 скв. на 100 км²;

II категория – 5-10 скв. на 100 км²;

III категория (слабо изученные) – 1-5 скв. на 100 км²;

IV категория (прогнозные) – менее 1 скв. на 100 км².

В соответствие с этой классификацией получены следующие результаты:

Всего привлечены к данной статистике 270 ДЦ.

ДЦ I категории составляют 8 %, ДЦ II категории – 12 %.

Если их сгруппировать в две категории по изученности, то изученные относительно хорошо (I и II категории) составляют 20 %, а прогнозные и слабоизученные составляют 80%.

В данной статистике не участвуют сейсмофациальные комплексы (СФК), выделенные лишь по результатам сейсмофациального анализа, где бурение проводилось, однако, литолого-фациальный анализ геологических материалов еще не осуществлялся. Все они расположены в юго-восточной части Тюменской области.

На первых порах наибольший интерес будет связываться с резервуарами, где получены притоки нефти или газа. Произведена их классификация по площади распространения ДЦ. Выделены крупные, средние, мелкие скопления песчаного материала, их 90 из 270, то есть 33% от общего числа и 70 % из числа опробованных.

Мелких ДЦ всего 20 (22 %), средних – 43 (47 %), крупных – 27 (30 %). Таким образом, среди нефтеносных преобладают депоцентры средних размеров, их чуть меньше половины. При этом характерно, что величина дебитов по имеющимся сведениям как будто бы не зависит от размеров депоцентра.

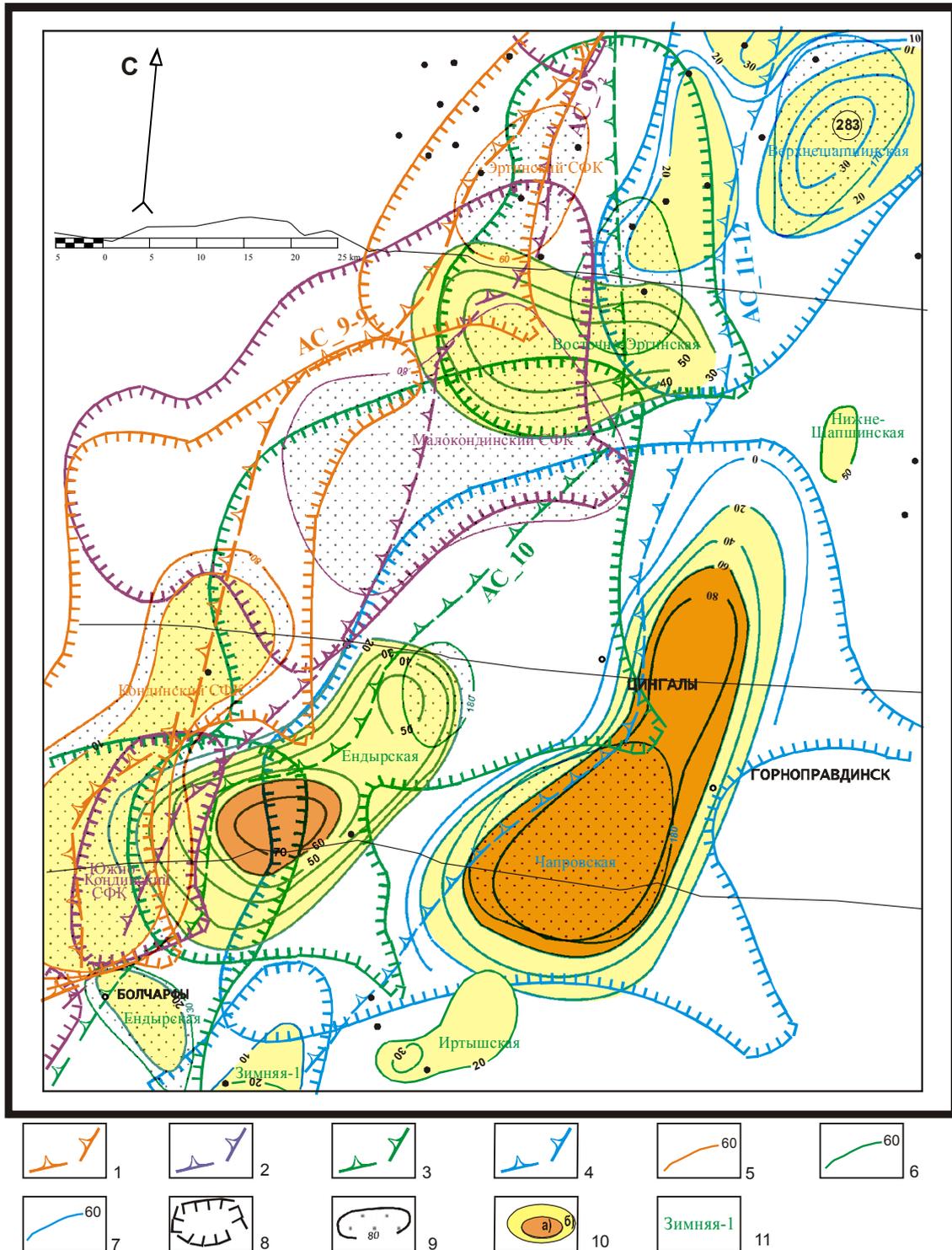


Рис. 1. Прогнозная карта-схема зон размещения литологических резервуаров в клиноформах неокома Тюменской области (фрагмент)

1-2 - бровки вмещающих клиноформ Фроловской нефтегазоносной мегазоны: 1 - пласта АС9-9-1, 2 - пласта АС9-2; 3-4 - бровки вмещающих клиноформ Приобской нефтегазоносной мегазоны: 3 - пласта АС10, 4 - пласта АС11-12; 5-7 - изопакиты суммарной толщины песчаных пластов ачимовской толщи по данным бурения, м: 5 - пласта АС 9-9-1, 6 - пласта АС10, 7 - пласта АС11-12; 8 - контуры сейсмofаций фондоформных частей СФК; 9 - депоцентры сейсмofаций и временных мощностей - зон наиболее вероятного размещения литологических резервуаров; 10 - депоцентры суммарных толщин, оконтуренные изопакитами: а) более 60м, б) менее 60м; 11 - зоны размещения литологических резервуаров.

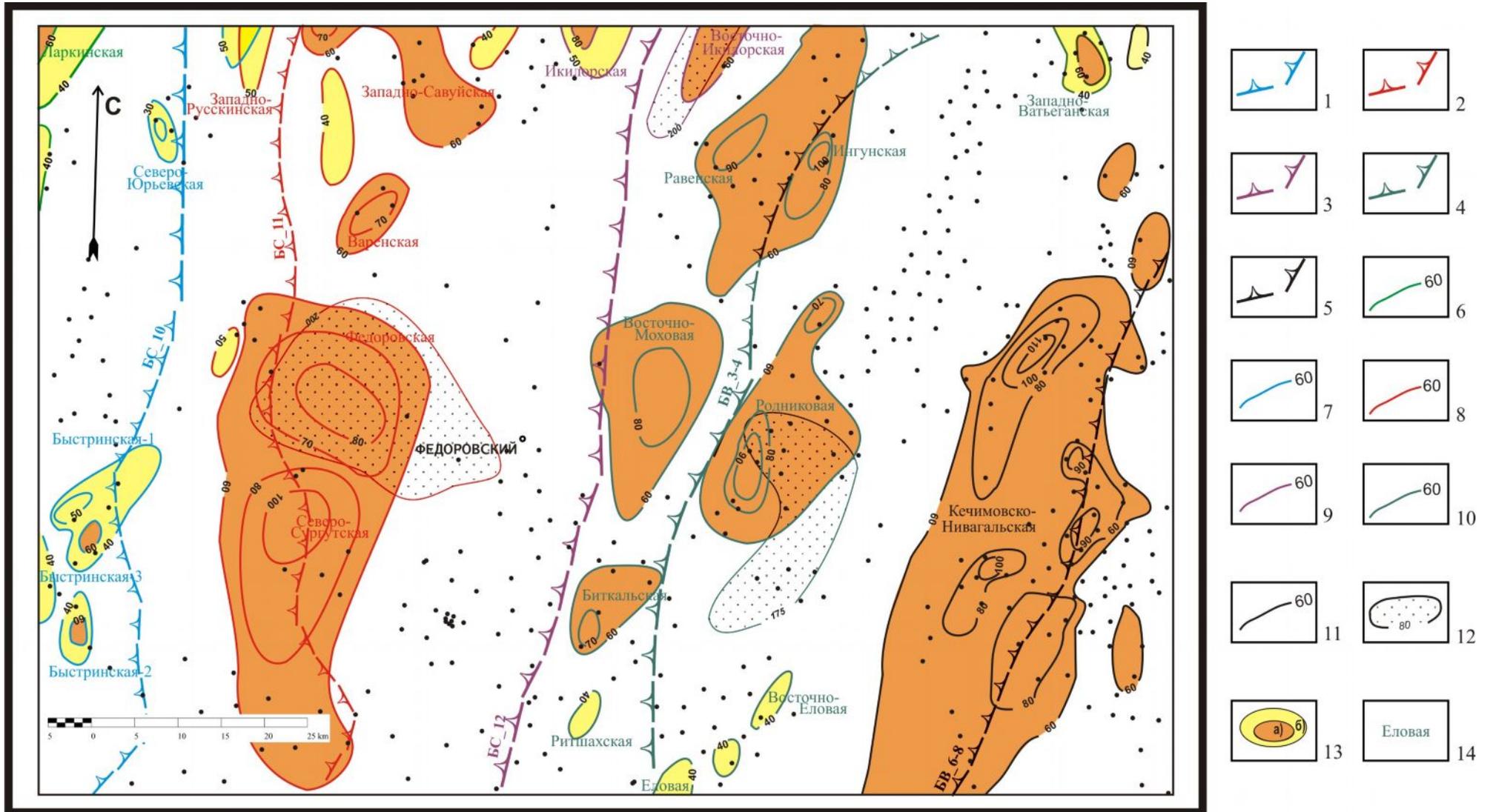


Рис. 2. Прогнозная карта-схема зон размещения литологических резервуаров в клиноформах неокома Тюменской области (фрагмент)

Условные обозначения к рис. 2.:

1-5 - бровки вмещающих клиноформ и нефтегазоносных мегазон:

1 - Чеускинской нефтегазоносной мегазоны БС10,

2 - Савуйской нефтегазоносной мегазоны (Покачевской) БС11,

3 - Родниковой нефтегазоносной мегазоны БС12, БВ2-БП73,

4 - Моховой нефтегазоносной мегазоны Н330-Н320, БУ15-16, БП10, БС13-14, БВ3-4,

5 - Урьевской нефтегазоносной мегазоны Н430-Н400, БУ16-18, БС12-13, БВ6;

6-11 - изопакиты суммарной толщины песчаных пластов ачимовской толщи по данным бурения, м:

6 - пласта БС8-9 (Сармановской нефтегазоносной мегазоны),

7 - пласта БС10,

8 - для пласта БС11,

9 - пласта БС12,

10 - пласта БВ3-4,

11 - пласта БВ6-8;

12 - депоцентры сейсмофаций и временных мощностей-зон наиболее вероятного размещения литологических резервуаров;

13 - депоцентры суммарных толщин, оконтуренные изопакитами: а) более 60м, б) менее 60м;

14 - зоны размещения литологических резервуаров.

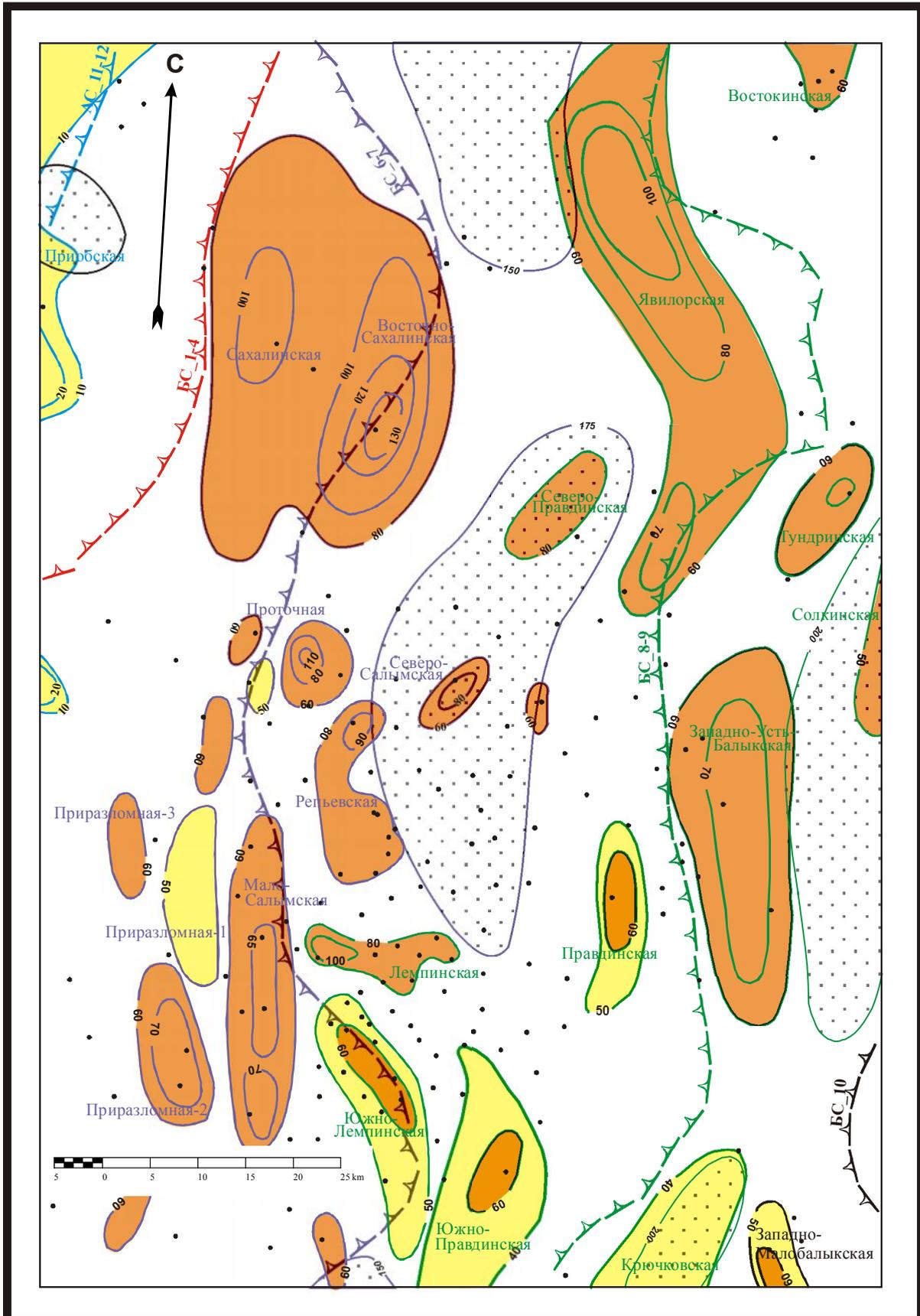
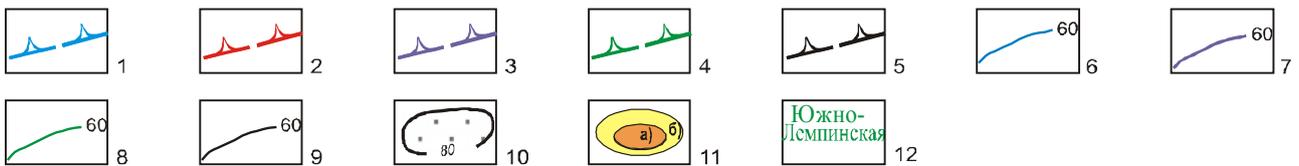


Рис. 3. Прогнозная карта-схема зон размещения литологических резервуаров в клиноформах неокома Тюменской области (фрагмент)



Условные обозначения к рис. 3:

1-5 - бровки вмещающих клиноформ, нефтегазоносных мегазон: 1 - Приобской нефтегазоносной мегазоны АС10-12, 2 - Пимской нефтегазоносной мегазоны БС1-5, 3 - Правдинской нефтегазоносной мегазоны БС 6-7, 4 - Сармановской нефтегазоносной мегазоны БС 8-9, 5 - Чеускинской нефтегазоносной мегазоны БС10;

6-9 - изопакиты суммарной толщины песчаных пластов ачимовской толщи по данным бурения, м: 6 - пласта АС11-12, 7 - пласта БС6-7, 8 - пласта БС8-9, 9 - пласта БС10;

10 - депоцентры сейсмofаций и временных мощностей - зон наиболее вероятного размещения литологических резервуаров;

11 - депоцентры суммарных толщин, оконтуренные изопакитами: а) более 60м, б) менее 60м;

12- зоны размещения литологических резервуаров.

Подавляющее число залежей в ачимовской толще, согласно проведенной ранее статистике, литологические. Иногда их количество на месторождениях достигает 100 %.

Линзовидная форма песчаных тел клиноформной толщи, их надежная изолированность, особенно в крест простираения «цепочек» и кулисообразное их залегание, обеспечивающее плотнейшую упаковку в пространстве, позволяет считать, что потенциальные залежи в подобных телах, практически не зависят от антиклиналей, выделенных по опорным горизонтам, а лишь контролируются собственной морфологией каждой индивидуальной линзы и качеством коллекторов. Следовательно, сейчас главное внимание следует уделять их изучению, выявлению, картированию и прогнозу в них зон улучшенных коллекторов.

Из представленных материалов следует, что этих линз в клиноформах разных рангов очень много, но они далеко не все имеют гигантские размеры. В этом заключаются и огромные перспективы обнаружения углеводородов в клиноформах и, одновременно трудности обнаружения залежей в них. Сейчас собственно клиноформные резервуары можно считать слабоизученными. Даже на территории депоцентров I категории изученности плотность бурения не превышает чаще всего 10-12 скв./100 км². Еще хуже обстоит дело с опробованием. При такой плотности бурения и качестве опробования детализации подлежат все резервуары даже первых двух категорий, тем более что они, как правило, разбурены только в своих окраинных частях на антиклиналях, где коллектора по условиям образования глубоководных конусов выноса, не обладают высокими емкостными свойствами. Именно

эти объекты и являются первоочередными для постановки детализационных сейсморазведочных и буровых работ с целью наращивания запасов. Таких объектов - 20 %.

Остальные 80% резервуаров можно разгруппировать на две части. Одну группу, а именно нефтеносных резервуаров, выделить в качестве первоочередной для постановки площадных сейсморазведочных работ, поискового и разведочного бурения. Другую определить как объекты на перспективу с подсчетом величины прогнозных ресурсов по соответствующим категориям.

На прилагаемых фрагментах сводной карты, одновременно являющейся и схемой районирования (см. рис. 1-3) показаны границы клиноформ (мегазон, МГЗ) «бровки» - места перегибов отражающих сейсмических горизонтов, которые проходят в осевых частях мегазон. Центральные (осевые) части мегазон отмечены «цепочками» депоцентров, выявленных тремя способами:

- 1 - по замкнутым изохорам (временные мощности клиноформ, Δt , в миллисекундах, мс);
- 2 - замкнутым изопакитам суммарных толщин песчаных пластов (материалы ГИС), в метрах;
- 3 - и, наконец, весьма информативными являются депоцентры сейсмокомплексов в клиноформных и фондоформных частях, которые выделяются на основе анализа карт Δt между реперными сейсмическими горизонтами. СФК закартированы в трёх качественных градациях в виде контуров: депоцентры, границы полного выклинивания и промежуточный контур.

Наибольшая детальность по количеству ДЦ достигается по данным ГИС, но там, однако, где эти скважинные данные имеются в достаточном для этого количестве.

Основные параметры депоцентров, а их более 300, вынесены в таблицу. Все ДЦ или группы сближенных ДЦ на карте пронумерованы в соответствии с прилагаемым списком их названий.

Высокая перспективность данного направления работ подтверждается динамикой прироста геологических и извлекаемых ресурсов нефти.

Для краткого анализа состояния ресурсов нефти по категории А+В+С₁ в ачимовской толще за последние 20 лет были выбраны четыре месторождения, расположенные как в центре, так и в краевых частях Сургутского свода.

Приведенные в работе относительные показатели прироста ресурсов нефти в ачимовской толще по Мало-Балыкскому, Быстринскому, Конитлорскому и Имилорскому месторождениям свидетельствуют об их высочайшей перспективности в плане подготовки

объектов разработки. Для одного из старейших районов нефтедобычи (с развитой инфраструктурой), каковым является Сургутский свод, это немаловажный фактор.

В структуре начальных потенциальных ресурсов нефти на Сургутском своде на долю ачимовской толщи приходится 17% геологических и 15 % извлекаемых. В пределах уже выявленных месторождений величина геологических и извлекаемых ресурсов по категории А+В+С₁ составляет соответственно 7% и 6%. Цифры свидетельствуют о несовершенстве применяемой методики поисков залежей УВ в ачимовских отложениях и больших перспективах их нефтегазоносности.

Представленная карта хотя и является не вполне завершенной, уже сейчас весьма полезна, как основа для выбора направлений научно-исследовательских и геологоразведочных работ (НИР и ГРП) не только на субрегиональном и зональном уровне, но и локальном уровне научных исследований. В этом и заключается ее основное назначение. Она насыщена зональными резервуарами, размеры которых во всех случаях намного превышают площади изученных локальных антиклинальных структур, и чаще всего их депоцентры не совпадают с последними, а потому не изучены бурением. Эти объекты представляют фронт для постановки комплексных детальныx НИР. При этом необходимо помнить, что каждый объект является потенциальным многопластовым месторождением, содержащим неопределенное множество кулисообразно залегающих песчаных линз, и поэтому требует к себе индивидуального внимания.

Литература

Белонин М.Д., Трушкова Л.Я., Хафизов Ф.З. Изучение нефтегазоносных резервуаров в подводных конусах выноса клиноформ и основные результаты работ по составлению крупномасштабной карты их размещения как основы для проектирования геологоразведочных работ. В сб.: Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. - Ханты-Мансийск, 1998. - С. 60-65.

Гогоненков Г.И., Михайлов Ю.А., Эльманович С.С. и др. Модель неокома Западной Сибири. - М.: ВИЭМС, 1989. - 47 с.

Иващенко А.Е., Онищук Т.М., Наумов А.Л., Смирнов В.Г. О возможности выделения сейсморазведкой литологических ловушек в неокомских отложениях севера Западной Сибири // Геология и геофизика, 1980. - № 12. - С. 117-122.

Игошкин В.П., Шлезингер А.Е. Генетические типы неокомских клиноформ Западной Сибири. // Геология и геофизика, 1990. - № 8. - С. 16-20.

Лисицын А.Л. Лавинная седиментация и перерывы в осадконакоплении в морях и океанах. - М.: Наука, 1988. - 309 с.

Мкртчян О.М., Трусов Л.Л., Белкин Н.М., Дегтев В.А. Сейсмогеологический анализ нефтеносных отложений Западной Сибири. - М.: «Наука», 1987. - 126 с.

Мур Г.Т., Фуллам Т.Ж. Подводные русловые системы и их потенциальные возможности при накоплении нефти // Дельты и модели их изучения. - М., 1979. - 322 с.

Нежданов А.А., Огибенин В.В., Бабурин А.Н. и др. Сейсмогеологический прогноз и картирование неантиклинальных ловушек, залежей нефти и газа в Западной Сибири // Разведочная геофизика: обзор «Геоинформмарк». - М., 1992. - Ч.1. - 99 с. - Ч.2. - 101 с.

Оперативный метод поиска несводовых ловушек / Л.Я. Трушкова, Г.В. Грушевский, А.Л. Наумов и др. - Л.: ВНИГРИ, 1987. - 40 с.

Сахибгареев Р.С., Шиманский В.В. Литолого-минералогические показатели оценки масштаба песчаных тел в ачимовских фациях // Проблемы оценки новых зон нефтегазонакопления в основных продуктивных толщах Западной Сибири. СПб., 1992. - С. 142-155.

Трушкова Л.Я. Методика и перспективы открытия литологических залежей углеводородов в подводных конусах выноса клиноформ неокома Надым-Пуровского междуречья и прилегающих территорий // Геология и нефтегазоносность Надым-Пур-Тазовского междуречья, 1995. - С. 116-124.

Walker R.G. Deep-water sandstone facies and ancient submarine models for stratigraphic traps // Bull. Ass. Amer. Petr. Geol., 1978. - v. 62, № 6. - pp. 932-936.

Рецензент: Жарков Александр Михайлович, доктор геолого-минералогических наук.