

УДК 553.982.23.052:551.763.12(571.122)

Трушкова Л.Я., Игошкин В.П.

## **ПРОГНОЗНЫЕ ЗОНЫ КОНЦЕНТРАЦИИ ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ ЛОВУШЕК В ПОДВОДНЫХ КОНУСАХ ВЫНОСА НЕОКОМА СУРГУТСКОГО РАЙОНА. НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ И ОСОБЕННОСТИ ИЗУЧЕННОСТИ БУРЕНИЕМ**

*В неокомских отложениях Сургутского района прослежено шесть регионально протяженных нефтегазоносных мегазон-клиноформ: Урьевская, Моховая, Родниковая, Савуйская, Чеускинская и Сармановская. В их составе выделено 85 зон концентрации литологических ловушек в подводных конусах выноса ачимовской толщи, закартированы их депоцентры по параметру суммарной толщины песчаников. Произведено ранжирование депоцентров по степени их изученности разведочным бурением, изучена нефтегазоносность.*

*Карта является основой при выборе перспективных объектов для их подготовки к проведению детализационных геологоразведочных работ с целью картирования конкретных литологических ловушек, переоценки ресурсной базы и разработки месторождений.*

**Ключевые слова:** *Сургутский свод, нефтегазоносные мегазоны, депоцентры, многопластовые литологические резервуары, картирование регионально развитых клиноформ, нефтегазоносность.*

В настоящее время прирост запасов углеводородного сырья связывается, как известно, по преимуществу, со сложными литологическими и стратиграфическими ловушками. Большинство регионов уже фактически вступило в эту новую фазу исследования недр, которую можно характеризовать как неантиклинальный этап. В результате приостановки этих и всех других видов исследований в последние годы, нефтегазовая отрасль оказалась в условиях острого дефицита подготовленных объектов и, по существу, не готова в полной мере к освоению недр в новых геологических условиях. Прежде всего, регион сейчас остро нуждается в разработке поисковой концепции, максимально приемлемой в практике проведения геологоразведочных работ (ГРП). Подобная концепция, позволяющая управлять геологоразведочным процессом как в целом по стране, так и в данном конкретном регионе все еще не сформирована. Не способствуют рациональному осуществлению ГРП и всевозможные барьеры совершенно другого плана, а именно, территориального, финансового, ведомственного. Особенно от этих последних факторов на территории Западно-Сибирской НГП страдают региональные и субрегиональные системные исследования, так как целостный нефтяной бассейн оказался поделенным между большими и малыми ведомствами. Их насчитывается более сотни в составе пяти Комитетов и двух национальных автономных округов, расположенных на территории Тюменской, Томской и

Новосибирской областей.

В подобных условиях, казалось бы, прежде всего, должен быть создан единый региональный научно-информационный центр федерального подчинения, куда бы поступала в обязательном порядке вся фактическая информация, и велся бы ее учет. Однако этого пока не произошло.

Но вопреки всем этим неудобствам и несообразностям, региональные исследования по изучению литологических резервуаров в подводных конусах выноса клиноформ неокома, в частности, начатые еще до реформирования, хотя и не в полном объеме, но все же непрерывно проводятся. Это осуществлялось вначале на чистом энтузиазме отдельных руководителей и исполнителей, научных и вновь созданных геологических региональных центров, понимающих, что это направление исследований относится к числу приоритетных разработок государственной значимости. Впервые оно было поставлено в 1989 г., более, чем своевременно, и глубоко осознанно Главтюменьгеологией по инициативе главного геолога, доктора г.-м.н. Ф.З.Хафизова в самом преддверии наступающего этапа неантиклинального освоения недр.

Современный этап освоения Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна характеризуется активными исследованиями клиноформ. Практический интерес к этим отложениям сейчас чрезвычайно велик в связи с их региональной нефтегазоносностью и широким площадным распространением. Лишь по обрамлению верхнеюрско-неокомского бассейна, где глинистая морская толща замещается мелководными песчаниками, на волновой картине региональных сейсмопрофилей наблюдается утонение толщи, косая слоистость постепенно замещается на преимущественно горизонтально-слоистый разрез. Клиноформы насыщены неантиклинальными резервуарами различных размеров и седиментационных типов и являются практически нетронутым резервом для их целенаправленного поиска. В результате многолетних работ (1989-2001 гг.) составлена прогнозная карта зон концентрации литологических ловушек в подводных конусах выноса клиноформ неокома на территории всей Тюменской области, собраны материалы по характеристике их нефтегазоносности и особенностей изученности бурением. Целью данной публикации является освещение материалов лишь по фрагменту прогнозной карты, характеризующему нефтегазоносные зоны Сургутского района.

Бесспорный приоритет при выделении клиноформ регионального масштаба и их картировании принадлежит сейсморазведке. 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 экстраполяцией геологической информации на неизученные бурением территории через сейсморазведку. В настоящее время внедрение сейсморазведки в проблему поиска ловушек несводового типа сопровождается усиленными попытками разработок теоретических предпосылок и методики комплексирования материалов бурения и сейсморазведки [Корнев, 1978; Иващенко и др., 1980; Трушкова, Журавлёва, Трусов, 1983; Мкртчян и др., 1987; Оперативный метод..., 1987; Гогоненков, Михайлов, Эльманович, 1989; Трушкова, Нелюбин, Грушевский, 1989; Игошкин, 1991; Нежданов и др., 1992; Трушкова, 1995; Белонин, Трушкова, Хафизов, 1998; Окнова и др., 1999; Трушкова, Игошкин, 2008].

Опыт комплексирования показывает, что при разработке методики исследований с самого начала важно определиться с рангом (стратиграфическим объемом) подразделений разреза, предназначенных для изучения и сбалансировать разрешающую возможность каждого из методов с главной целью исследования. В нашем конкретном случае целью является картирование регионально развитых клиноформ с задачей выявления, картирования и прогноза в их составе крупных многопластовых литологических резервуаров. С этой целью были выбраны уверенно коррелируемые по каротажу и стандартным временным разрезам МОГТ циклиты, равные по объему основным продуктивным горизонтам (БС<sub>10</sub>, БУ<sub>16</sub> и т. д.) и одновозрастными с ними крупными клиноформам. При выборе ранга подразделения мы руководствовались тем, что погрешности при корреляции, а также взаимной увязке глубин залегания горизонтов на каротажной диаграмме и сейсмическом разрезе для подразделений такого масштаба практически сводятся к нулю. В то же время выбранные подразделения достаточно дробные, чтобы отвечать поставленной задаче – прогнозу многопластовых резервуаров в составе региональных клиноформ.

В качестве сейсмической основы были использованы сейсмогоризонты, природа которых в большей мере связана с трансгрессивными регионально выдержанными глинистыми пачками. На большей части территории Западной Сибири эти глины - пики трансгрессий, получили собственные названия: чеускинская, сармановская, пимская и т.д. Соответственно, в региональной сеймостратиграфии, наряду с опорными сейсмическими горизонтами М, Б, Т, А были идентифицированы реперные горизонты Нчск, Нсрм, Нпм, и т.д. Для сейсмофациального анализа выбран параметр  $\Delta t$  - временная мощность клиноформ и составленные по этому параметру карты изохор. Такие карты не только дают представление о местоположении и границах каждой клиноформы, но и отражают в определенной степени

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 по материалам ГИС является эффективная 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 принята 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 крупных изолированных скоплений терригенного материала, минуя трудоемкий процесс послойной корреляции в трудно коррелируемой по каротажу толще, каковой является клиноформная формация.

Послойная корреляция разрезов скважин с целью выявления конкретных ловушек предусматривается после того, как будут изучены закономерности размещения крупных песчаных депоцентров и закартировано их местоположение. На этом этапе процесс прослеживания отдельных пластов от скважины к скважине становится менее трудоемким, результат корреляции более достоверным, а привязка каротажных реперов к сейсмическим отражающим горизонтам более точной. Подобный порядок в работе позволил добиться наиболее надежных результатов прогнозирования литологических ловушек на территории, не изученные бурением при передаче геологической информации через сейсморазведку.

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. В данной работе демонстрируется разреженный фрагмент карты в сводном варианте (рис. 1) и отдельно по каждой мегазоне (рис. 2-6).

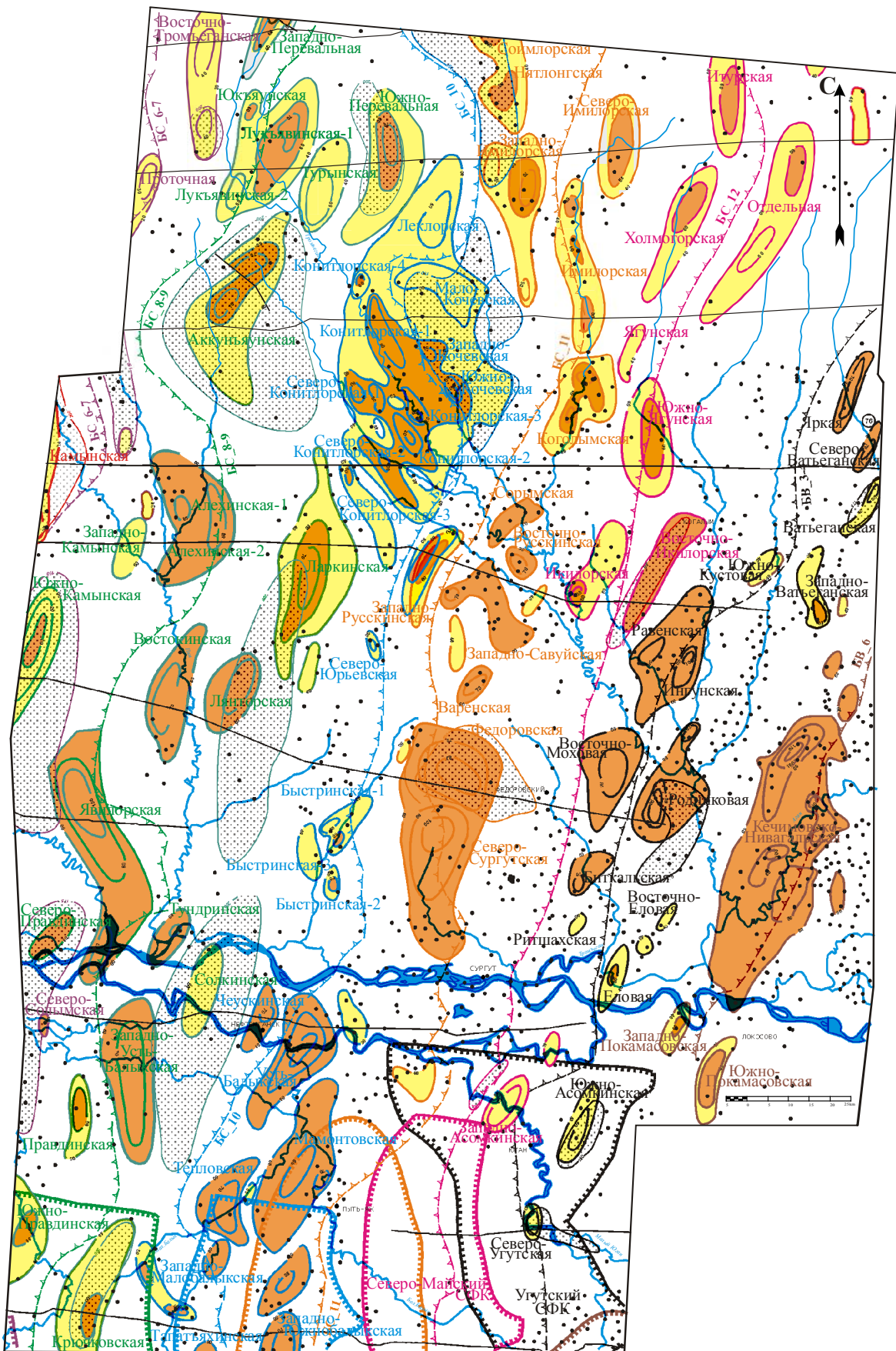







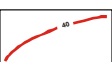
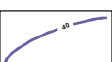
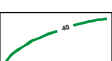
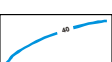
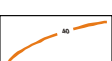
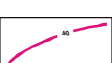
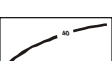
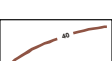
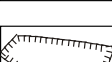


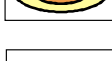
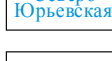
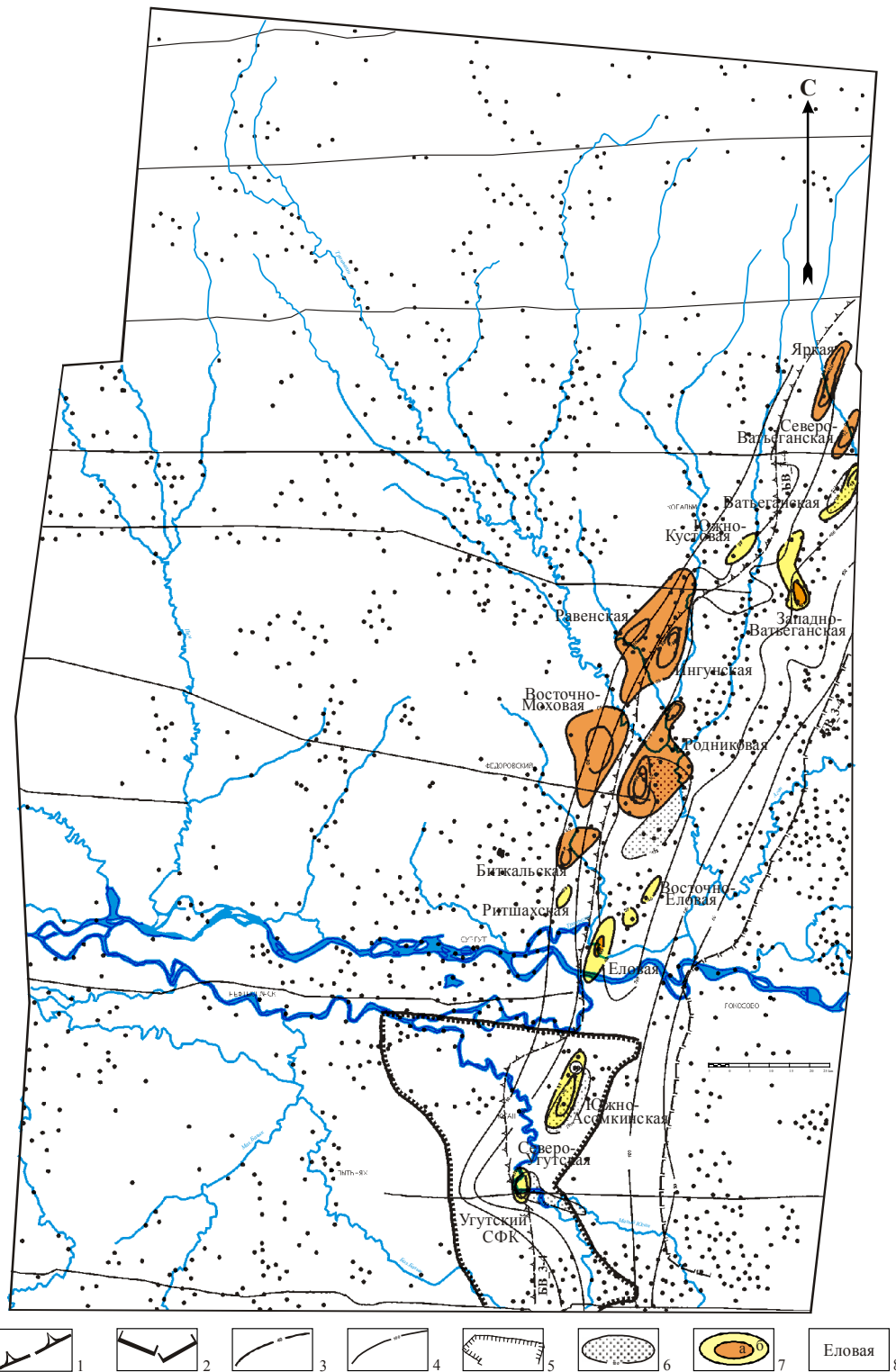


Рис. 1. Прогнозная карта-схема зон размещения литологических резервуаров в клиноформах неокома Тюменской области (фрагмент). Сургутский район

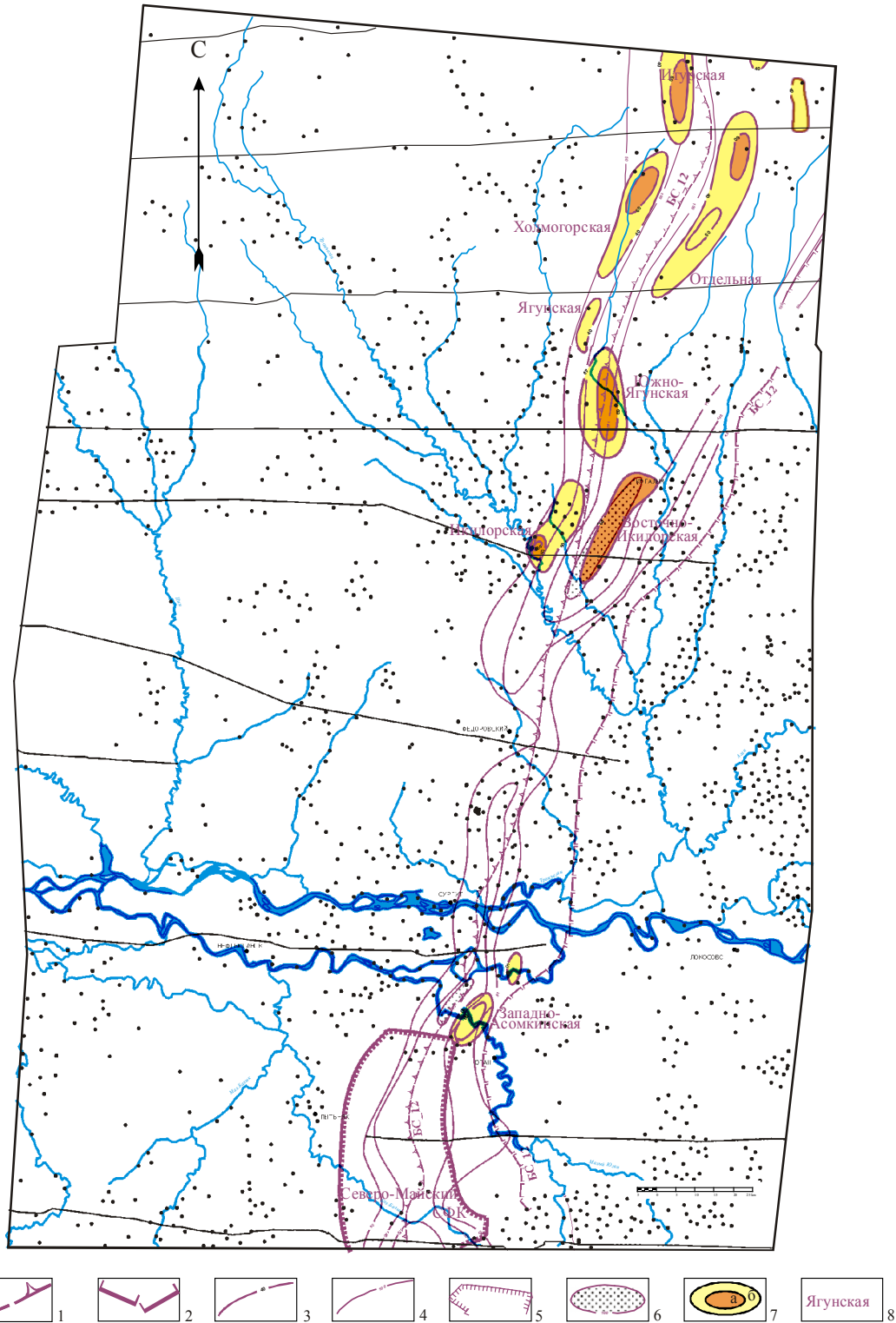
Условные обозначения к рис. 1:

-  бровки вмещающих клиноформ Правдинской нефтегазоносной мегазоны БС6-7
-  бровки вмещающих клиноформ Сармановской нефтегазоносной мегазоны БС8-9
-  бровки вмещающих клиноформ Чеускинской нефтегазоносной мегазоны БС10
-  бровки вмещающих клиноформ Савуйской нефтегазоносной мегазоны (Покачевской) БС11
-  бровки вмещающих клиноформ Родниковой нефтегазоносной мегазоны БС12, БВ2-БП<sub>7</sub><sup>3</sup>
-  бровки вмещающих клиноформ Моховой нефтегазоносной мегазоны Н<sub>3</sub><sup>30</sup>-Н<sub>3</sub><sup>20</sup>, БУ15-16, БП10, БС13-14, БВ3-4
-  бровки вмещающих клиноформ Урьевской нефтегазоносной мегазоны Н<sub>4</sub><sup>30</sup>-Н<sub>4</sub><sup>20</sup>, БУ16-18, БП12-13, БВ6
-  изопакиты суммарной толщины песчаных пластов ачимовской толщи Пимской нефтегазоносной мегазоны БС1-5 по данным бурения, м
-  изопакиты суммарной толщины песчаных пластов ачимовской толщи Правдинской нефтегазоносной мегазоны БС6-7 по данным бурения, м
-  изопакиты суммарной толщины песчаных пластов ачимовской толщи Сармановской нефтегазоносной мегазоны БС8-9 по данным бурения, м
-  изопакиты суммарной толщины песчаных пластов ачимовской толщи Чеускинской нефтегазоносной мегазоны БС10 по данным бурения, м
-  изопакиты суммарной толщины песчаных пластов ачимовской толщи Савуйской нефтегазоносной мегазоны (Покачевской) БС11 по данным бурения, м
-  изопакиты суммарной толщины песчаных пластов ачимовской толщи Родниковой нефтегазоносной мегазоны БС12, БВ2-БП<sub>7</sub><sup>3</sup> по данным бурения, м
-  изопакиты суммарной толщины песчаных пластов ачимовской толщи Моховой нефтегазоносной мегазоны Н<sub>3</sub><sup>30</sup>-Н<sub>3</sub><sup>20</sup>, БУ15-16, БП10, БС13-14, БВ3-4 по данным бурения, м
-  изопакиты суммарной толщины песчаных пластов ачимовской толщи Урьевской нефтегазоносной мегазоны Н<sub>4</sub><sup>30</sup>-Н<sub>4</sub><sup>20</sup>, БУ16-18, БП12-13, БВ6 по данным бурения, м
-  контуры сейсмофаций фондоформных частей СФК
-  депоцентры сейсмофаций и временных мощностей - зон наиболее вероятного размещения литологических резервуаров
-  депоцентры суммарных толщин, оконтуренные изопакитами: а) более 60 м, б) менее 60 м
-  наименование зон размещения литологических резервуаров
-  линии региональных сейсмопрофилей



**Рис. 2. Прогнозная карта-схема зон концентрации литологических резервуаров в отложениях неокома Сургутского района. Моховая нефтегазоносная мегазона (БС13-14, БВ3-4)**

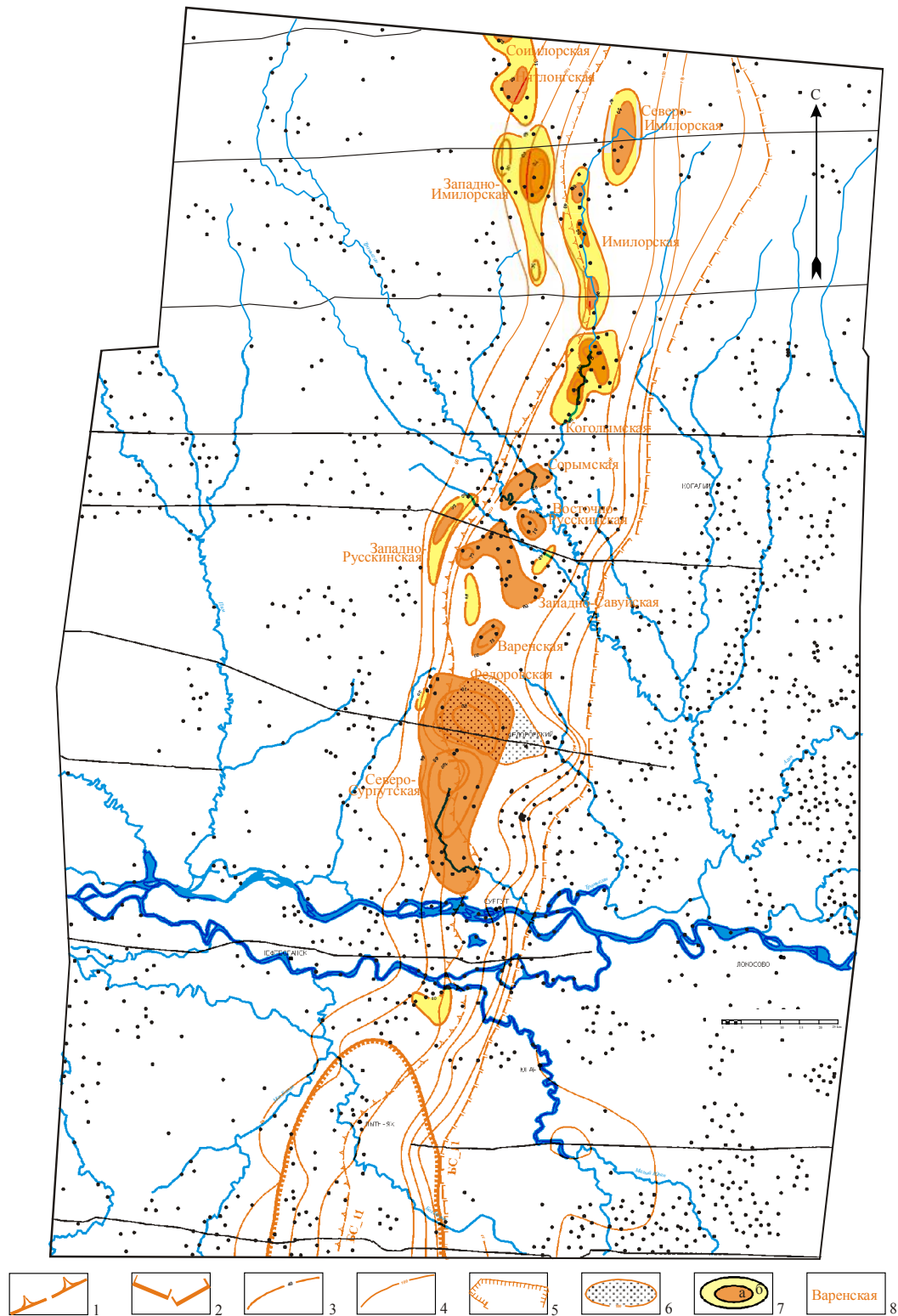
1 - бровки вмещающих СФК; 2 - бровки подстилающих СФК; 3 - изопахиты суммарной толщины песчаных пластов ачимовской толщи пласта БВ3-4 по данным бурения, м; 4 - изопахиты временных мощностей ( $Dt$ ) СФК, мс; 5 - контуры сейсмофаций фондоформных частей СФК; 6 - депоцентры сейсмофаций и временных мощностей - зон наиболее вероятного размещения литологических резервуаров; 7 - депоцентры суммарных толщин, ооконтуренные изопахитами: а) более 60 м, б) менее 60 м; 8 - наименование зоны размещения литологических резервуаров.



**Рис. 3. Прогнозная карта-схема зон концентрации литологических резервуаров в отложениях неокома Сургутского района. Родниковая нефтегазоносная мегазона (BC12)**

1 - бровки вмещающих СФК; 2 - бровки подстилающих СФК; 3 - изопахиты суммарной толщины песчаных пластов ачимовской толщи пласта BC12 по данным бурения, м; 4 - изопахиты временных мощностей ( $Dt$ ) СФК, мс; 5 - контуры сейсмофаций фондоформных частей СФК; 6 - депоцентры сейсмофаций и временных мощностей - зон наиболее вероятного размещения литологических резервуаров; 7 - депоцентры суммарных толщин, оконтуренные изопахитами: а) более 60 м, б) менее 60 м; 8 -наименование зоны размещения литологических резервуаров.

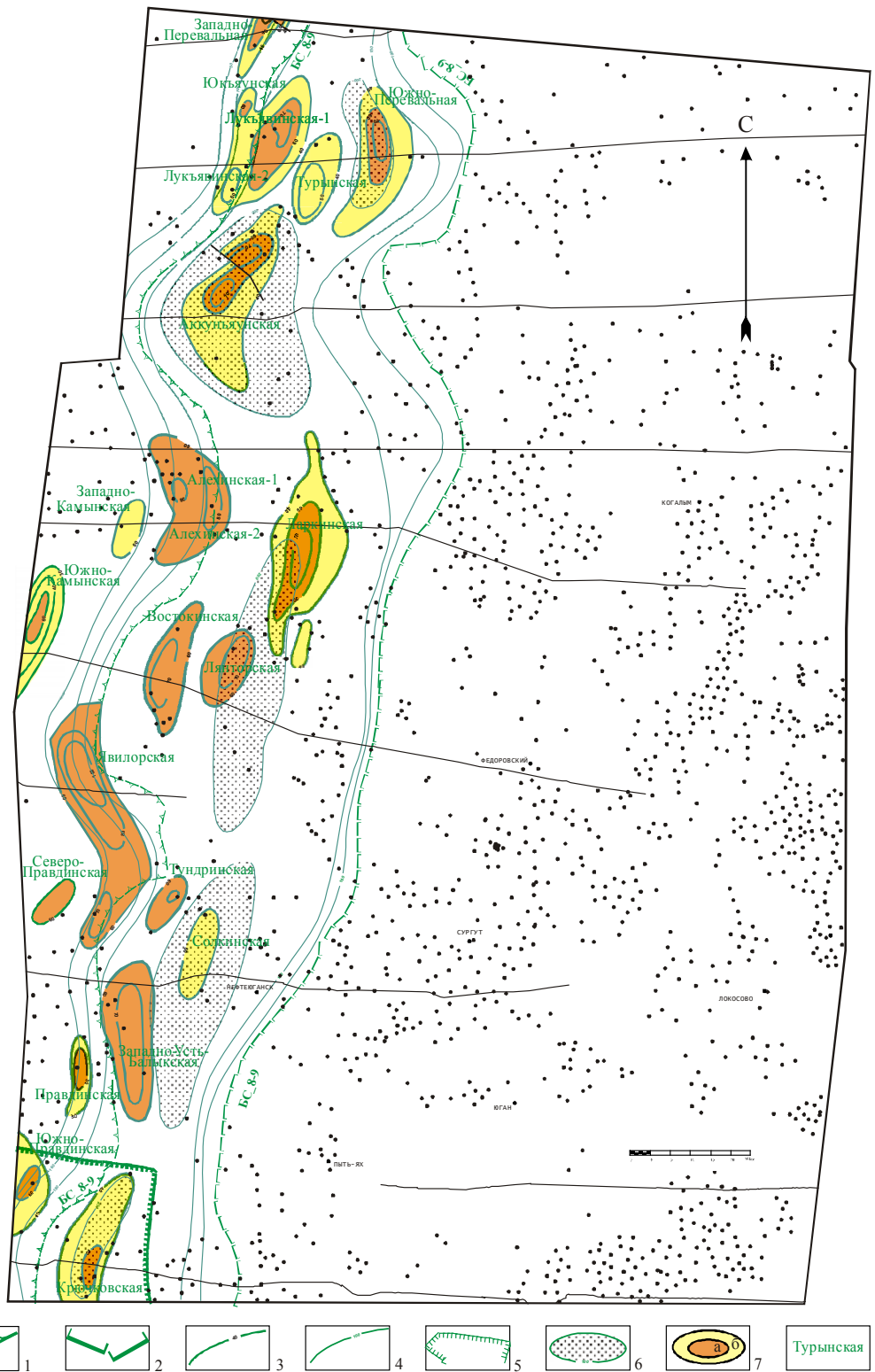




**Рис. 4. Прогнозная карта-схема зон концентрации литологических резервуаров в отложениях неокома Сургутского района. Савуйская нефтегазоносная мегазона (БС11)**

1 - бровки вмещающих СФК; 2 - бровки подстилающих СФК; 3 - изопахиты суммарной толщины песчаных пластов ачимовской толщи пласта БС11 по данным бурения, м; 4 - изопахиты временных мощностей ( $Dt$ ) СФК, мс; 5 - контуры сейсмофаций фондоформных частей СФК; 6 - депоцентры сейсмофаций и временных мощностей - зон наиболее вероятного размещения литологических резервуаров; 7 - депоцентры суммарных толщин, ооконтуренные изопахитами: а) более 60 м, б) менее 60 м; 8 - наименование зоны размещения литологических резервуаров.





**Рис. 6. Прогнозная карта-схема зон концентрации литологических резервуаров в отложениях неокома Сургутского района. Сармановская нефтегазоносная мегазона (БС8-9)**

1 - бровки вмещающих СФК; 2 - бровки подстилающих СФК; 3 - изопакиты суммарной толщины песчаных пластов ачимовской толщи пласта БС8-9 по данным бурения, м; 4 - изопакиты временных мощностей (Dt) СФК, мс; 5 - контуры сейсмofаций фондоформных частей СФК; 6 - депоцентры сейсмofаций и временных мощностей - зон наиболее вероятно размещения литологических резервуаров; 7 - депоцентры суммарных толщин, оконтуренные изопакитами: а) более 60 м, б) менее 60 м; 8 - наименование зоны размещения литологических резервуаров.

На прилагаемом разреженном и уменьшенном фрагменте сводной карты, одновременно являющимся и схемой районирования, показаны границы (бровки) клиноформ - мегазон (МГЗ) - места перегибов отражающих сейсмических горизонтов. Центральные (осевые) части МГЗ отмечены «цепочками» депоцентров (ДЦ), выявленных двумя способами: 1- по замкнутым изохорам, то есть по максимальным значениям параметра  $\Delta t$  в миллисекундах (мс); 2 – по замкнутым изопахитам эффективных (суммарных) толщин песчаных пластов, т.е. по максимальным значениям данного параметра разреза, полученного по материалам стандартного каротажа (ГИС) в метрах ( $\Delta h$ ).

Наибольшая детальность по количеству депоцентров достигнута по результатам литологической интерпретации ГИС, но там, однако, где эти данные имеются в достаточном количестве. Депоцентры  $\Delta h$  чаще всего оконтурены изопахитами 40-60 м, реже 30 м, и еще реже более 60 м, иногда до 100-140 м.

Комплексное использование для картирования параметров  $\Delta t$  и  $\Delta h$  в виде депоцентров является весьма информативным методическим приемом, разработанным нами эмпирически и примененным впервые. В самом деле, трудно себе представить, как еще можно графически в сводном виде наглядно изобразить изолированные линзующиеся многопластовые резервуары, залегающие в виде кулис при переходе от одной мегазоны к другой и от одного резервуара к другому, особенно в крест простирания.

На изучаемой территории, охватывающей Сургутский свод и часть окружающих земель прослежены отрезки шести мегазон: Урьевской (БВ<sub>6</sub>), Моховой (БС<sub>13-14</sub>-БВ<sub>3-4</sub>), Родниковой (БС<sub>12</sub>), Савуйской (БС<sub>11</sub>), Чеускинской (БС<sub>10</sub>) и Сармановской (БС<sub>8-9</sub>) (см. рис.1). Отрезки мегазон, длиной по 300 км каждая, протягиваются субмеридионально (С-СВ) на площади 300 x 190 км<sup>2</sup> и залегают кулисообразно, поэтапно омолаживаясь на запад.

В их составе на этой территории выделено 85 прогнозных зон концентрации литологических ловушек в подводных конусах выноса неокома, и показано на карте местоположение депоцентров, их размеры и формы. Охарактеризована нефтегазоносность в форме максимальных начальных дебитов для каждой зоны в отдельности и по территории в целом. Приведены данные по степени изученности бурением по категориям, разработанным авторами ранее в фондовых отчетах ВНИГРИ (19991-2001 гг.) и опубликованным в электронном издании [Трушкова, Игошкин, 2008].

Основная особенность по степени изученности данных объектов заключается в том, что их ДЦ по условиям залегания и формирования заполняют, как правило, межструктурные области, выклиниваясь к склонам и сводам конседиментационных

поднятий, каковые преобладают в неокме Западно-Сибирского мегабассейна. В силу этого изучены бурением их краевые части, расположенные на территории сводов, а ДЦ практически не разбурены совсем. Поэтому объекты, отнесенные даже к I и II категориям изученности (более 5- 10 скважин на 100 км<sup>2</sup> резервуара) нуждаются в проведении ГРП и сейсморазведки.

Ниже приводится краткая характеристика зон концентрации литологических ловушек по части их изученности бурением и нефтегазоносности по данным разведочного бурения и испытания.

Параллельно готовится к изданию вся информация, имеющаяся по этому вопросу в фондовых отчетах, в том числе карта в масштабе 1:500000, таблицы основных параметров зон концентрации литологических ловушек, представления о коллекторских свойствах и ресурсной базе, рекомендации на проведение НИР и ГРП на территориях первоочередных, наиболее перспективных объектов.

**Урьевская нефтегазоносная мегазона (БВ<sub>6</sub>)** Урьевская нефтегазоносная мегазона (НГМГЗ) занимает самое крайнее положение в юго-восточной части листа (см. рис. 1). В ее составе на представленном фрагменте карты выделены 4 зоны размещения литологических ловушек в подводных конусах выноса ачимовской толщи (номера на карте 47-50). Среди них выделяется мощная Кечимовско-Нивагальская зона, оконтуренная изопахитами 60 м, с двумя ДЦ, расположенными по простиранию, оконтуренными изопахитами 80 м. Максимальная суммарная мощность песчаников составляет 110 м. С юга к ней примыкают два сравнительно небольшие скопления песчаного материала Южно-Покамасовской и Западно-Покамасовской зон, ДЦ которых оконтурены изопахитами 40 м.

На территории Кечимовско-Нивагальской зоны пробурено 26 скважин, вскрывающих ачимовскую толщу. Однако с учетом ее огромной площади (118 x 28 км<sup>2</sup>), она относится к III категории изученности (2,6 скв./100 км<sup>2</sup>). Опробовано 16 скважин. Максимальный начальный дебит оставляет 82,8 м<sup>3</sup>/с.

Объект рекомендуется для постановки детализационных ГРП, сейсморазведки и НИР с целью выявления и картирования литологических ловушек.

**Моховая нефтегазоносная мегазона (БС<sub>13-14</sub>, БВ<sub>3-4</sub>)** В составе Моховой НГМГЗ на исследуемом участке выделено 16 прогнозных зон концентрации литологических ловушек (номера на карте 75-90). Это Яркая, Северо-Ватьеганская, Ватьеганская, Западно-Ватьеганская, Южно-Кустовая, Ингунская, Равенская, Родниковая, Восточно-Моховая, Восточно-Еловая, Еловая, Биткальская, Ритшахская, Южно-Асомкинская, Северо-Угутская

(см. рис. 2). Максимальная мощность песчаников зафиксирована на Ингунской и Равенской площадях соответственно 115 и 91 м. Изучены бурением по I категории (более 10 скв./100км<sup>2</sup>) пять зон, по II категории (более 5 скв./100 км<sup>2</sup>) – три зоны. Остальные относятся к категории средне- и слабо изученных. Более половины площадей, где Ачимовская толща вскрыта, но не опробована [Оперативный метод..., 1987]. Притоки нефти получены в шести объектах из восьми опробованных. Максимальные начальные дебиты 43,0 м<sup>3</sup>/с получены на Ингунской и Равенской площадях.

Первоочередными для постановки НИР с целью изучения внутреннего строения и линий выклинивания пластов являются Западно-Котухтинская, Яркая, Северо-Ватьеганская, Ватьеганская, Ингунская, Равенская зоны с доказанной нефтегазоносностью на сводах антиклиналей.

**Родниковая нефтегазоносная мегазона (БС<sub>12</sub>).** В составе Родниковой НГМГЗ выявлено 10 зон размещения литологических ловушек: Итурская, Итуяхская, Холмогорская, Отдельная, Ягунская, Южно-Ягунская, Восточно-Икилорская, Икилорская, Западно-Асомкинская (номера на карте 102-110) (см. рис. 3). Все зоны оконтурены изопакитами 40 м, максимальная мощность песчаников 110 м выявлена на территории Икилорской зоны, и 74 м – на Отдельной разведочной площади.

Вскрывают ачимовскую толщу на территории 44 разведочных скважины. Из них основная масса скважин приурочена к Икилорской площади (19 скважин).

По I категории изучена бурением лишь одна Икилорская зона (12,2 скв./100 км<sup>2</sup>), по II категории – Ягунская площадь (5,2 скв./100 км<sup>2</sup>), все остальные можно считать средне и слабоизученными (менее 5 скв./100 км<sup>2</sup>)

Из пяти опробованных площадей на трех получены притоки нефти. Это Итурская площадь, где опробовано 5 скважин (максимальный начальный дебит составляет 13 м<sup>3</sup>/с), и Икилорская площадь, где так же опробовано 5 скважин с максимальным начальным дебитом 7,4 м<sup>3</sup>/с. На Западно-Асомкинской площади при испытании всего одной скважины получена вода. На территории остальных пяти зон опробования не проводились. На Итуятской площади при опробовании двух скважин притока не получено.

**Савуйская нефтегазоносная мегазона (БС<sub>11</sub>).** В составе Савуйской НГМГЗ на исследуемом отрезке территории в ачимовской толще выделено 13 прогнозных зон концентрации литологических ловушек: Соимлорская, Нятлонгская, Северо-Имилорская, Имилорская, Западно-Имилорская, Коголымская, Сорымская, Западно-Русскинская,

Восточно-Русскинская, Западно-Савуйская, Варенская, Федоровская, Северо-Сургутская (№№ на карте 130-142)(см. рис. 4). Ачимовская толща вскрыта 110 скважинами.

Изучены по I категории лишь 2 площади: Восточно-Русскинская (12,5 скв./100 км<sup>2</sup>) и Нянтлонгская (18,6 скв./100 км<sup>2</sup>), по II категории – 4 площади: Имилорская (8,7 скв./100 км<sup>2</sup>), Сорымская (7,8 скв./100 км<sup>2</sup>), Западно-Савуйская (8,3 скв./100 км<sup>2</sup>), Варенская (8 скв./100 км<sup>2</sup>).

Опробованы на 10 площадях двадцать две скважины. Притоки нефти получены в 8 скважинах из 22: Северо-Имилорская (6,2 м<sup>3</sup>/с), Имилорская (7,2 м<sup>3</sup>/с), Западно-Имилорская (9 м<sup>3</sup>/с), Коголымская (максимальный на территории дебит 65,0 м<sup>3</sup>/с), Сорымская (32,0 м<sup>3</sup>/с), Восточно-Русскинская (4,0 м<sup>3</sup>/с), Западно-Савуйская (2,4 м<sup>3</sup>/с), Федоровская (25,9 м<sup>3</sup>/с).

Федоровский резервуар в свое время нами был рекомендован как один из первоочередных для проведения детальных НИР с целью последующего ввода в разработку. После осуществления детализационной сейсморазведки во ВНИГРИ была выполнена научно-исследовательская разработка на уровне локального прогноза ловушек и внедрена в практику. В настоящее время Федоровский объект успешно разрабатывается.

**Чеускинская нефтегазоносная мезазона (БС<sub>10</sub>)** В составе Чеускинской НГМГЗ выделено 22 зоны концентрации литологических ловушек в подводных конусах выноса – ачимовской толще (см. рис. 5). Это Леклорская, Мало-Кочевская, Западно-Кочевская, Южно-Кочевская, Конитлорские-1,2,3,4, Север-Конитлорские-1,2,3, Северо-Юрьевская, Быстринские-1,2,3, Усть-Балыкская, Мамонтовская, Тепловская, Чеускинская, Западно-Малобалыкская, Западно-Южно-Балыкская, Тапатьяхинская зоны (номера на карте 152-173) (см. рис. 5).

Ачимовская толща вскрыта восьмидесяти восьмью разведочными скважинами. К I категории изученности относятся 6 зон: Западно-Кочевская (10 скв./100 км<sup>2</sup>), Конитлорская-4 (22,3 скв./100 км<sup>2</sup>), Северо-Конитлорская-2 (17 скв./100 км<sup>2</sup>), Усть-Балыкская (22 скв./100 км<sup>2</sup>), Чеускинская (22 скв./100 км<sup>2</sup>). Ко II категории также относятся 6 зон: Южно-Кочевская (6,2 скв./100 км<sup>2</sup>), Конитлорская-1 (6,4 скв./100 км<sup>2</sup>), Быстринские-1,2,3 (5,5; 5,2 и 5,3 скв./100 км<sup>2</sup> соответственно). Остальные 10 зон разведочным бурением изучены слабо.

Максимальная суммарная мощность песчаников зафиксирована в Северо-Конитлорской (140 м) и Усть-Балыкской (102 м) зонах.

Опробовано 25 разведочных скважин, пробуренных на 8 объектах. Это Мало-Кочевская, Западно-Кочевская, Конитлорские-1,2,3, Северо-Конитлорские-2,3, Северо-Юрьевская зоны. Притоки нефти получены на пяти площадях. Максимальные начальные

дебиты 36,5 м<sup>3</sup>/с и 30 м<sup>3</sup>/с получены соответственно на Конитлорской и Северо-Конитлорской площадях.

**Сармановская нефтегазоносная мегазона (БС<sub>8-9</sub>)** В составе Сармановской НГМГЗ выделено 23 зоны концентрации литологических ловушек (см. рис. 5). Это Южно-Перевальная, Турынская, Лукъявинские-1,2, Юкъяунская, Западно-Перевальная, Аккуньяунская, Ларкинская, Таплорские-1,2, Ахатовская, Алехинские-1,2, Западно-Камынская, Лянторская, Востокинская, Явилорская, Южно-Камынская, Северо-Правдинская, Солкинская, Тундринская, Западно-Усть-Балакская, Правдинская, Южно-Правдинская и Крючковская зоны (номера на карте 179-201) (см. рис. 6)

На территории МГЗ в целом Ачимовская толща вскрыта 243-мя разведочными скважинами. Однако к I категории изученности можно отнести лишь 2 зоны: Таплорскую и Лемпинскую, а ко II категории – 6 зон: Турынскую, Лукъявинские-1,2, Ахатовскую, Алехинскую, Южно-Лемпинскую. Все остальные 15 зон изучены средне и слабо.

Максимальная суммарная мощность песчаников зафиксирована на Явилорской (110 м) и Лемпинской (100 м) площадях.

Опробовано 35 скважин на 13 площадях. На 9 из них получены притоки нефти в Турынской, Лукъявинской, Аккуньяунской, Ахатовской, Западно-Камынской, Явилорской, Северо-Правдинской, Солкинской, Южно-Правдинской зонах.

Максимальные начальные дебиты получены на Западно-Камынской и Салкинской разведочных площадях, соответственно 10,2 м<sup>3</sup>/с и 12 м<sup>3</sup>/с.

Таким образом, в составе шести НГМГЗ, развитых в неокме на Сургутском своде и прилегающих к нему территориях по материалам разведочного бурения выявлено 85 прогнозных зон концентрации литологических ловушек, закартированы их депоцентры, оконтуренные, по большей части, изопахитами 40-60 м суммарных толщин песчаников. Максимальные, зафиксированные по стандартному каротажу, значения суммарных мощностей песчаников составляют 110-140 м.

На исследуемой территории ачимовскую толщу вскрывают 583 разведочные скважины. К I категории изученности бурением относятся всего 13 зон, ко II категории – 17 зон, то есть, 30 из 85 зон можно считать изученными относительно хорошо, но, однако, лишь на сводах антиклиналей, а не на территории депоцентров. Остальные 55 депоцентров изучены слабо, даже на сводах.

Еще хуже обстоит дело с опробованием. Опробовано 154 скважины на территории 59 зон. 26 зон не опробовано ни одной скважиной. Притоки нефти получены в разведочных



скважинах на территории 34 зон из 59 опробованных.

Такова статистика, полученная по разведочным материалам по состоянию на 2002 год. В соответствии с этой статистикой в дальнейшем изучении нуждаются практически все прогнозные зоны, в том числе I и II категории изученности, так как разбурены они преимущественно лишь на сводах антиклиналей, а максимальные мощности коллекторов, как правило, сосредоточены во впадинах и склонах структур.

Таковы краткие сведения, касающиеся степени изученности разведочным бурением прогнозных зон концентрации литологических ловушек в подводных конусах выноса в неокоме и их нефтегазоносности на территории Сургутского района.

### ***Выводы***

Выполнена большая региональная работа, имеющая несомненную научную и практическую значимость, фрагмент которой рассмотрен в данной статье. Для ее выполнения задействован весь фонд разведочного бурения, опробования, а также стандартной сейсморазведки, накопленный за время существования Главтюменьгеологии и подведомственных ей организаций.

Полученные результаты и собранный банк фактических материалов могут служить основой для проведения дальнейшей, более углубленной работы с данным сложным и богатым нефтегазоносным объектом, еще довольно слабо изученным, а именно:

- организации научных исследований с целью детальной подготовки выявленных объектов преимущественно неантиклинального типа для вовлечения их в геологоразведочный процесс и разработку;

- поиска новых, еще не выявленных, зон концентрации ловушек в подводных конусах выноса клиноформ неокома;

- осуществления более надежной стратификации данного весьма сложного объекта, составления стратологических моделей, необходимых для переоценки ресурсной базы ачимовской толщи. Известно, что пластово-сводовая модель, принятая на вооружение даже взятых на баланс месторождений, с тех пор не пересматривалась, а она уже устарела и нуждается в обновлении. Разработка и внедрение в практику новой модели с учетом линзовидно-кулисообразного строения отложений взамен пластово-сводовой поможет существенно уточнить запасы, вне всяких сомнений в сторону их увеличения.

Данное региональное исследование позволяет решать проблему переоценки ресурсной базы в ловушках подводных конусов выноса ачимовской толщи на федеральном уровне, легко минуя и не задевая ведомственные и лицензионные барьеры, так как оно

выполнено в виде сплошной геолого-геофизической съемки на территории всей Тюменской области. Тем более, что это не мешает одновременно по мере надобности привлекать и все новые материалы разработчиков наряду с собранным банком данных.

### 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 // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. - Ханты-Мансийск, 1998. С. - 60-65.

*Гогоненков Г.Н., Михайлов Ю.А., Эльманович С.С.* 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.* Сейсмогеологический анализ неокомских отложений северных и западных районов Широтного Приобья в связи с поиском и разведкой сложно построенных залежей углеводородов. Автореферат канд дисс. - М., 1991.

*Корнев В.А.* Прослеживание наклонных отражающих границ в низах неокома Среднего Приобья и их геологическая интерпретация. // Условия формирования ловушек нефти и газа неантиклинального типа в мезозойских отложениях Западной Сибири: Тр. ЗапСибНИГНИ. - Тюмень, 1978. - Вып. 132. - С. 105-112.

*Мкртчян О.М., Трусов Л.Л., Белкин Н.М., Дегтев В.А.* Сейсмогеологический анализ нефтеносных отложений Западной Сибири. - М.: «Наука», 1987. - 126 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 М-ГП «Геоинформмарк», М.: Геоинформмарк, 1992. - Ч.1. - 99 с. - Ч.2. - 101 с.

*Окнова Н.С., Трушкова Л.Я., Жарков А.М., Мазурина М.М.* Проблемы поисков залежей нефти и газа в неантиклинальных ловушках на рубеже веков.// Нефтегазовая геология на рубеже веков. Прогноз, поиски, разведка и освоение месторождений. – СПб.: ВНИГРИ, 1999. - Т.1. - С. 207-216.

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

*Трушкова Л.Я., Журавлева А.В., Трусов Л.А.* Комплексная интерпретация геолого-сейсмических материалов при прогнозировании литолого-фациальных условий осадконакопления. // Разработка методов определения вещественного состава геологического разреза по данным сейсморазведки и геофизических исследований скважин. - М.: ВНИИОЭНГ, 1985. – С. 56-61.

*Трушкова Л.Я., Нелюбин В.В., Грушевский Г.В.* Основы технологии поисков несводовых ловушек нефти и газа (на примере Западной Сибири). // Комплексование геологических и геофизических методов исследований при поисках несводовых ловушек и залежей углеводородов в Западной Сибири. Тр. ВНИГРИ. - Л.: ВНИГРИ 1989.

*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.

*Трушкова Л.Я., Игошкин В.П.* Клиноформы как региональные нефтегазоносные объекты, закономерности размещения и прогноз в них литологических резервуаров // Нефтегазовая геология. Теория и практика электр. науч. журн. ВНИГРИ. [http://www.ngtp.ru/rub/2/24\\_2008.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/2/24_2008.pdf) - СПб.: ВНИГРИ, 2008 (3). - 16 с.

**Рецензент:** Окнова Нина Сергеевна, доктор геолого-минералогических наук.