

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 (БС₁₀, БУ₁₆ 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 Δt - 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).

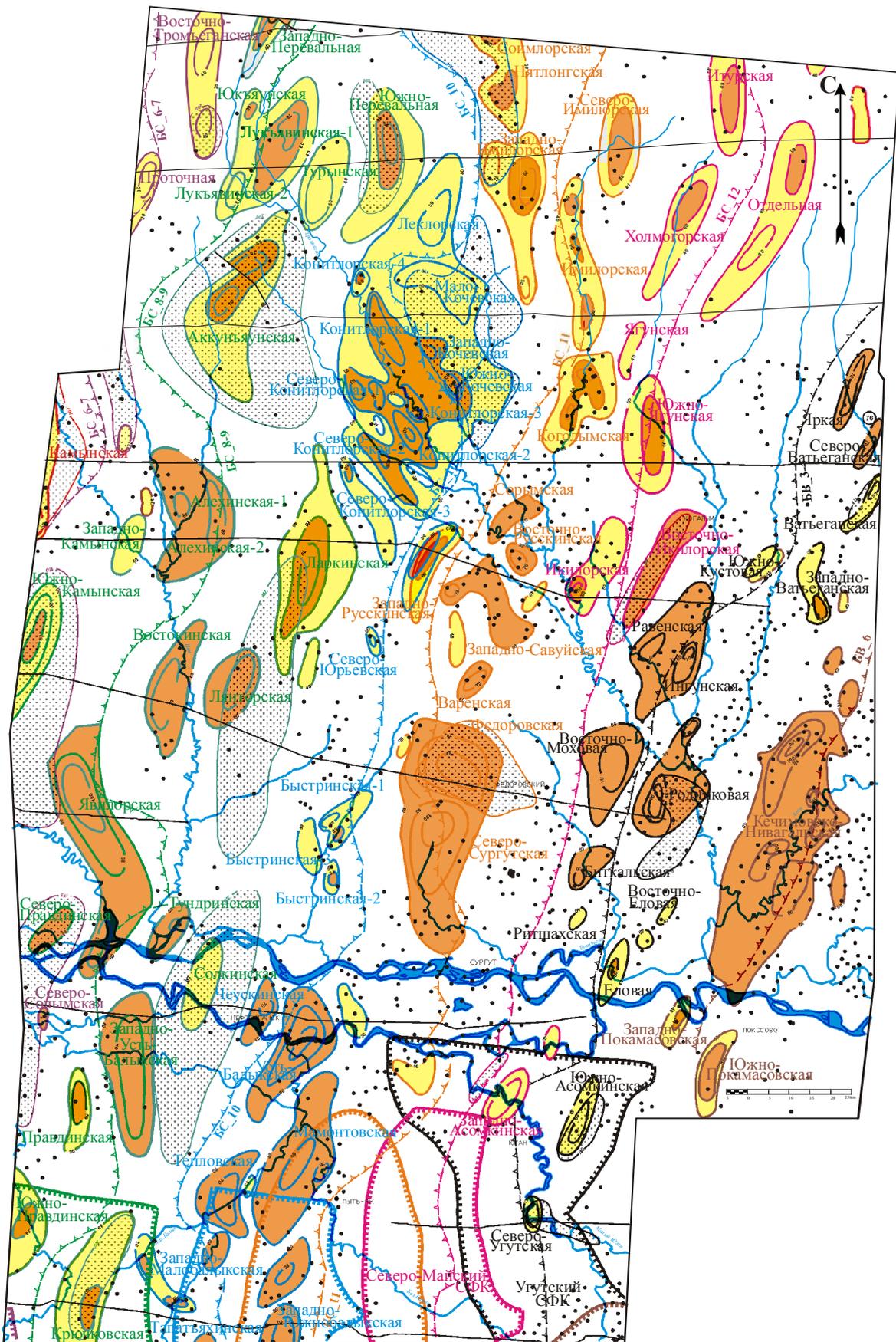
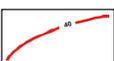
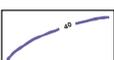
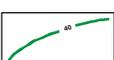
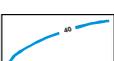
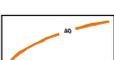
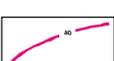
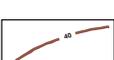
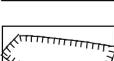
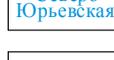


Рис. 1. Прогнозная карта-схема зон размещения литологических резервуаров в клиноформах неокома Тюменской области (фрагмент). Сургутский район

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-БП₇³
-  бровки вмещающих клиноформ Моховой нефтегазоносной мегазоны Н₃³⁰-Н₃²⁰, БУ15-16, БП10, БС13-14, БВ3-4
-  бровки вмещающих клиноформ Урьевской нефтегазоносной мегазоны Н₄³⁰-Н₄²⁰, 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-БП₇³ по данным бурения, м
-  изопакиты суммарной толщины песчаных пластов ачимовской толщи Моховой нефтегазоносной мегазоны Н₃³⁰-Н₃²⁰, БУ15-16, БП10, БС13-14, БВ3-4 по данным бурения, м
-  изопакиты суммарной толщины песчаных пластов ачимовской толщи Урьевской нефтегазоносной мегазоны Н₄³⁰-Н₄²⁰, 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 сеймопрофилей

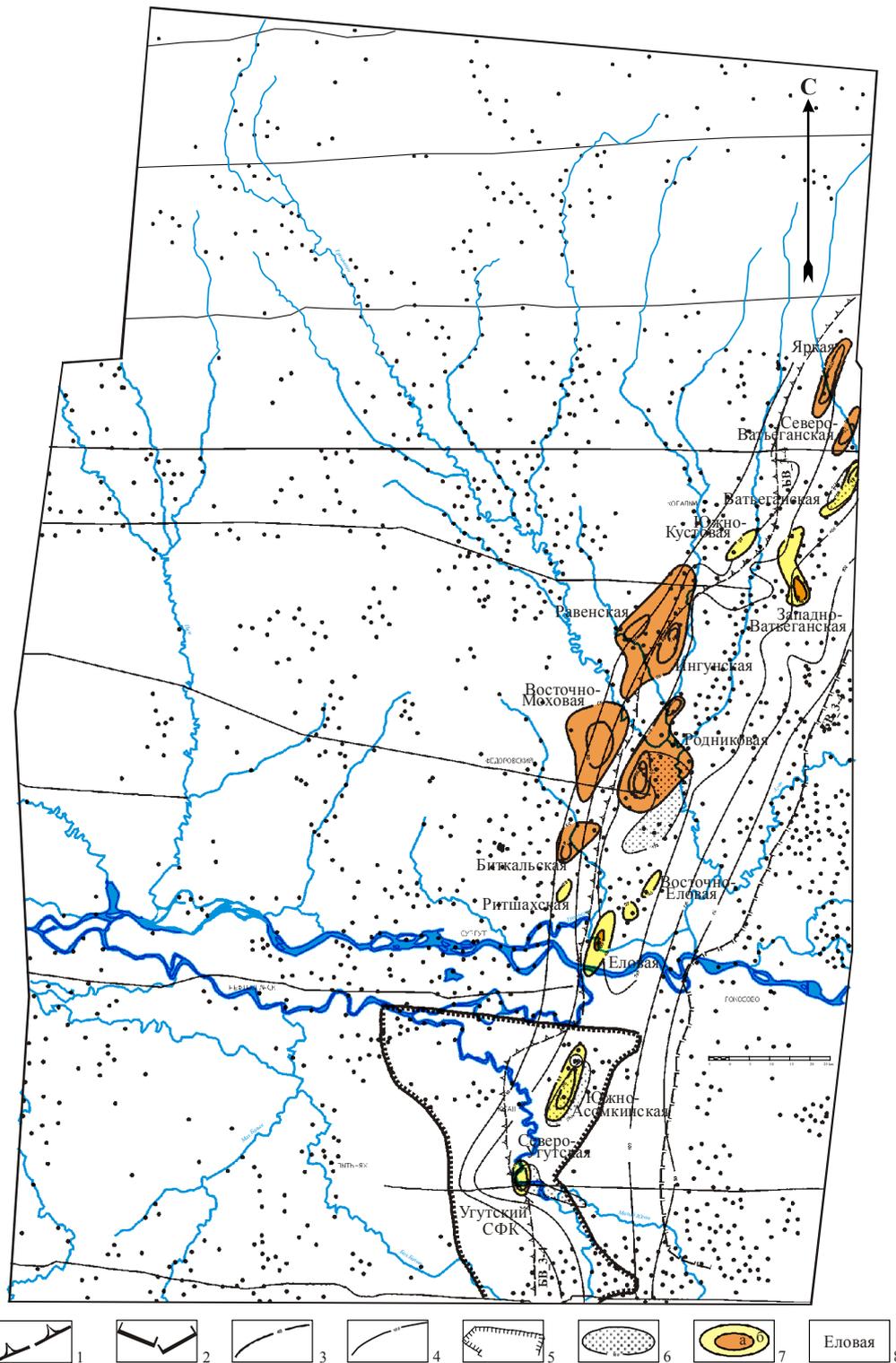


Рис. 2. Прогнозная карта-схема зон концентрации литологических резервуаров в отложениях неокома Сургутского района. Моховая нефтегазоносная мегазона (БС13-14, БВ3-4)

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.

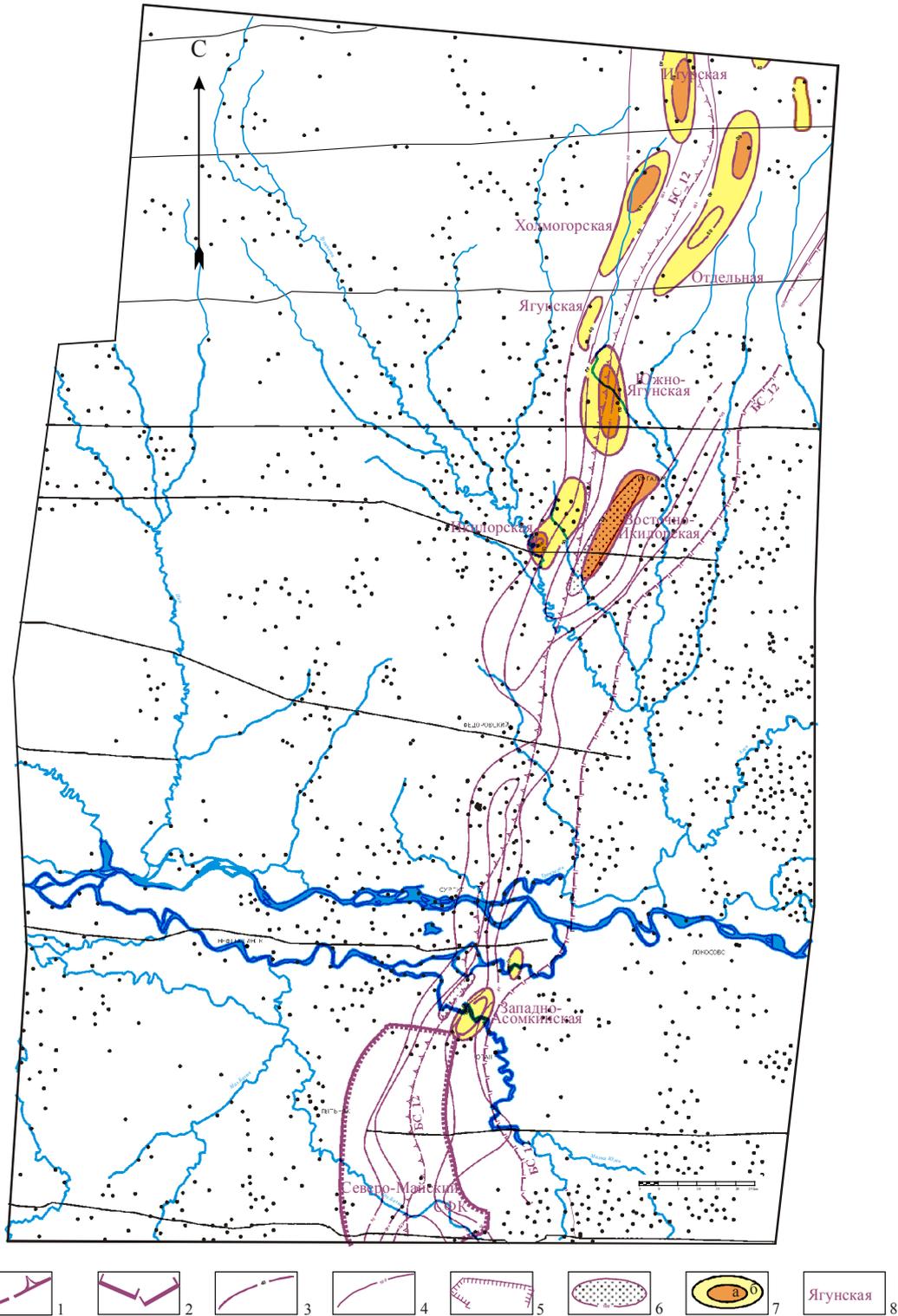


Рис. 3. Прогнозная карта-схема зон концентрации литологических резервуаров в отложениях неокома Сургутского района. Родниковая нефтегазоносная мегазона (BC12)

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.

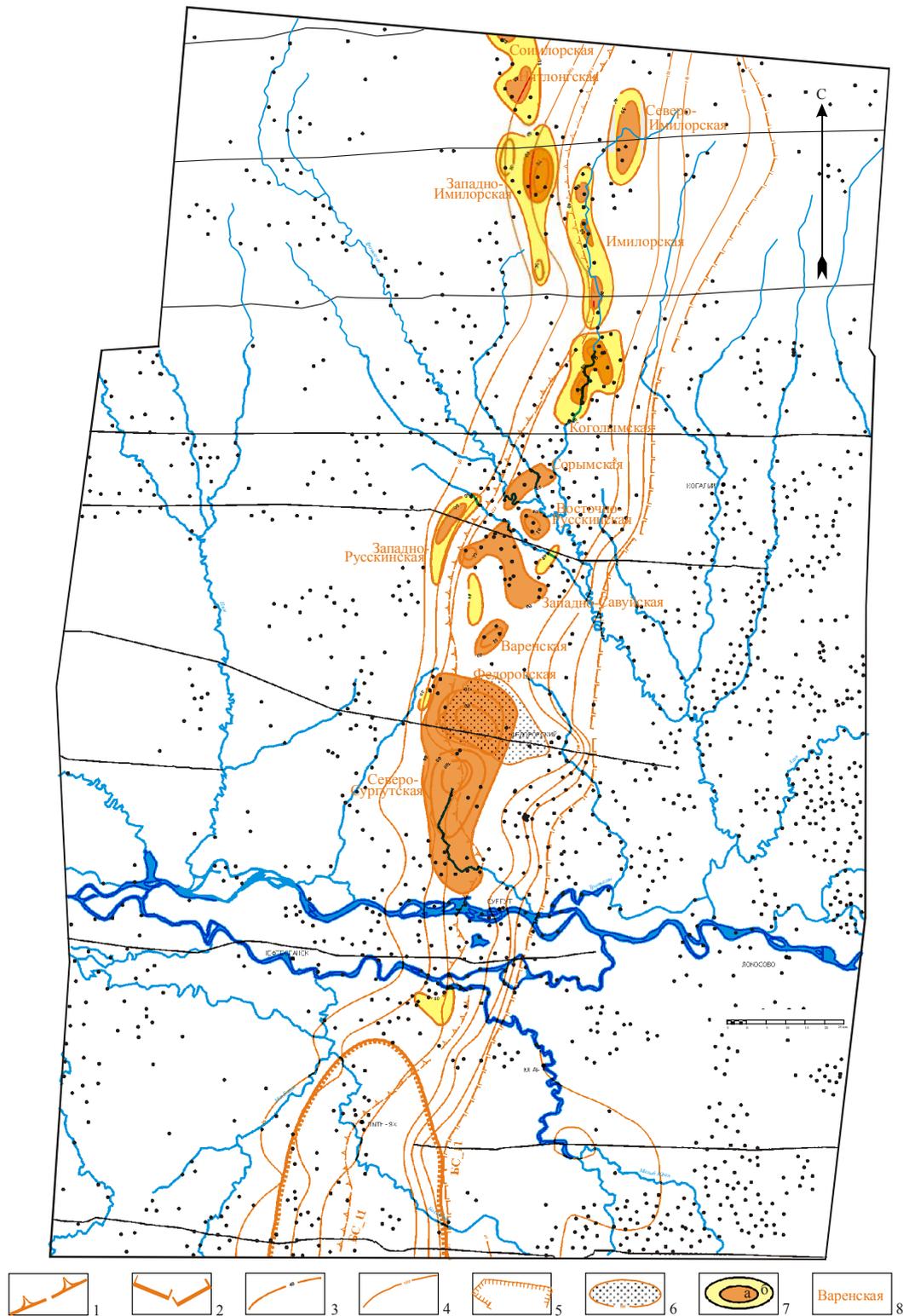


Рис. 4. Прогнозная карта-схема зон концентрации литологических резервуаров в отложениях неокома Сургутского района. Савуйская нефтегазоносная мегазона (БС11)

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, околнуренные изопахитами: а) более 60 м, б) менее 60 м; 8 - наименование зоны размещения литологических резервуаров.

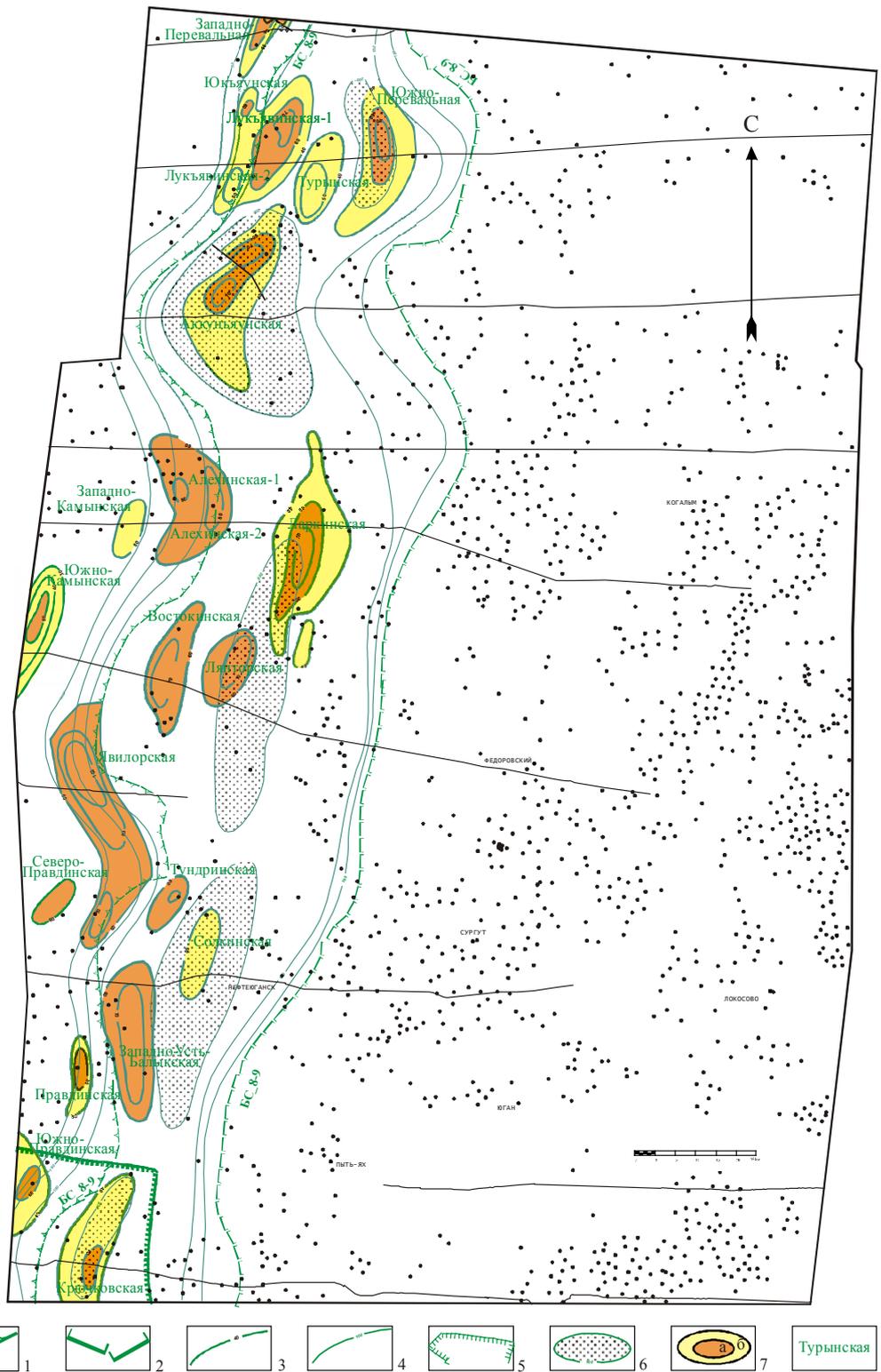


Рис. 6. Прогнозная карта-схема зон концентрации литологических резервуаров в отложениях неокома Сургутского района. Сармановская нефтегазоносная мегазона (БС8-9)

1 - бровки вмещающих СФК; 2 - бровки подстилающих СФК; 3 - изопахиты суммарной толщины песчаных пластов ачимовской толщи пласта БС8-9 по данным бурения, м; 4 - изопахиты 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, ооконтуренные изопахитами: 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 Δt 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 (Δh).

Наибольшая детальность по количеству депоцентров достигнута по результатам литологической интерпретации ГИС, но там, однако, где эти данные имеются в достаточном количестве. Депоцентры Δh 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 Δt и Δh 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 (БВ₆), Моховой (БС₁₃₋₁₄-БВ₃₋₄), Родниковой (БС₁₂), Савуйской (БС₁₁), Чеускинской (БС₁₀) и Сармановской (БС₈₋₉) (см. рис.1). Отрезки мегазон, длиной по 300 км каждая, протягиваются субмеридионально (С-СВ) на площади 300 x 190 км² 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 км² 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 (БВ₆) 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 км²), она относится к III категории изученности (2,6 скв./100 км²). Опробовано 16 скважин. Максимальный начальный дебит оставляет 82,8 м³/с.

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

Моховая нефтегазоносная мегазона (БС₁₃₋₁₄, БВ₃₋₄) 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./100км²) пять зон, по II категории (более 5 скв./100 км²) – 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 м³/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 (БС₁₂). 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 км²), по II категории – Ягунская площадь (5,2 скв./100 км²), все остальные можно считать средне и слабоизученными (менее 5 скв./100 км²)

Из пяти опробованных площадей на трех получены притоки нефти. Это Итурская площадь, где опробовано 5 скважин (максимальный начальный дебит составляет 13 м³/с), и Икилорская площадь, где так же опробовано 5 скважин с максимальным начальным дебитом 7,4 м³/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 (БС₁₁). 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 км²) и Нянтлонгская (18,6 скв./100 км²), по II категории – 4 площади: Имилорская (8,7 скв./100 км²), Сорымская (7,8 скв./100 км²), Западно-Савуйская (8,3 скв./100 км²), Варенская (8 скв./100 км²).

Опробованы на 10 площадях двадцать две скважины. Притоки нефти получены в 8 скважинах из 22: Северо-Имилорская (6,2 м³/с), Имилорская (7,2 м³/с), Западно-Имилорская (9 м³/с), Коголымская (максимальный на территории дебит 65,0 м³/с), Сорымская (32,0 м³/с), Восточно-Русскинская (4,0 м³/с), Западно-Савуйская (2,4 м³/с), Федоровская (25,9 м³/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 (БС₁₀) 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 км²), Конитлорская-4 (22,3 скв./100 км²), Северо-Конитлорская-2 (17 скв./100 км²), Усть-Балыкская (22 скв./100 км²), Чеускинская (22 скв./100 км²). Ко II категории также относятся 6 зон: Южно-Кочевская (6,2 скв./100 км²), Конитлорская-1 (6,4 скв./100 км²), Быстринские-1,2,3 (5,5; 5,2 и 5,3 скв./100 км² 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 м³/с и 30 м³/с получены соответственно на Конитлорской и Северо-Конитлорской площадях.

Сармановская нефтегазоносная мезагона (БС₈₋₉) 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 м³/с и 12 м³/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 - СПб.: ВНИГРИ, 2008 (3). - 16 с.

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