

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/1_2017

УДК 553.982.23.051/.052:551.862.22(571.122)

Золотова О.В.

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук Западно-Сибирский филиал (ЗСФ ИНГГ СО РАН), Тюмень, Россия, ZolotovaOV@ippg.sbras.ru

ПРЕДПОСЫЛКИ РАЗВИТИЯ НЕСТРУКТУРНЫХ ЛОВУШЕК УГЛЕВОДОРОДОВ В БАЙОС-БАТСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА

Рассмотрены закономерности распространения отложений байоса и бата в зоне сочленения Верхневасюганской антеклизы, Колтогорско-Нюрольского желоба и Хантейской гемиянтеклизы. На основе геологического, литолого-фациального анализа и палеогеографических реконструкций, осуществлен прогноз распространения литологических и лито-стратиграфических ловушек углеводородов. Выделены и околонтурены зоны, связанные с выклиниванием, стратиграфическим несогласием и фациальным замещением в байосских и батских отложениях.

***Ключевые слова:** песчаные пласты, зоны нефтегазонакопления, ловушки углеводородов, байосские и батские отложения, Ханты-Мансийский автономный округ.*

Введение

Настоящая работа имеет своей целью на основе геологического анализа района работ, строения уже открытых месторождений и литолого-фациального анализа изучаемых отложений, спрогнозировать распространение литологических и литолого-стратиграфических ловушек углеводородов (УВ) на исследуемой территории, которая в административном плане относится к юго-восточным районам Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО), западным районам Томской, северо-восточным районам Омской и восточным районам юга Тюменской областей; в тектоническом плане - к зоне сочленения Верхневасюганской антеклизы, Колтогорско-Нюрольского желоба и Хантейской гемиянтеклизы (рис. 1).

Согласно схеме нефтегазогеологического районирования Западной Сибири, исследуемый район входит в три нефтегазоносные области (НГО) – Каймысовскую, Среднеобскую и Васюганскую. Здесь байос-батские отложения, как и на всей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП) в целом, соответствуют рангу одноимённого нефтегазоносного комплекса. Флюидоупором его являются преимущественно глинистые отложения верхнего бата и келловея (нижневасюганская подсвита, абалакская свита).

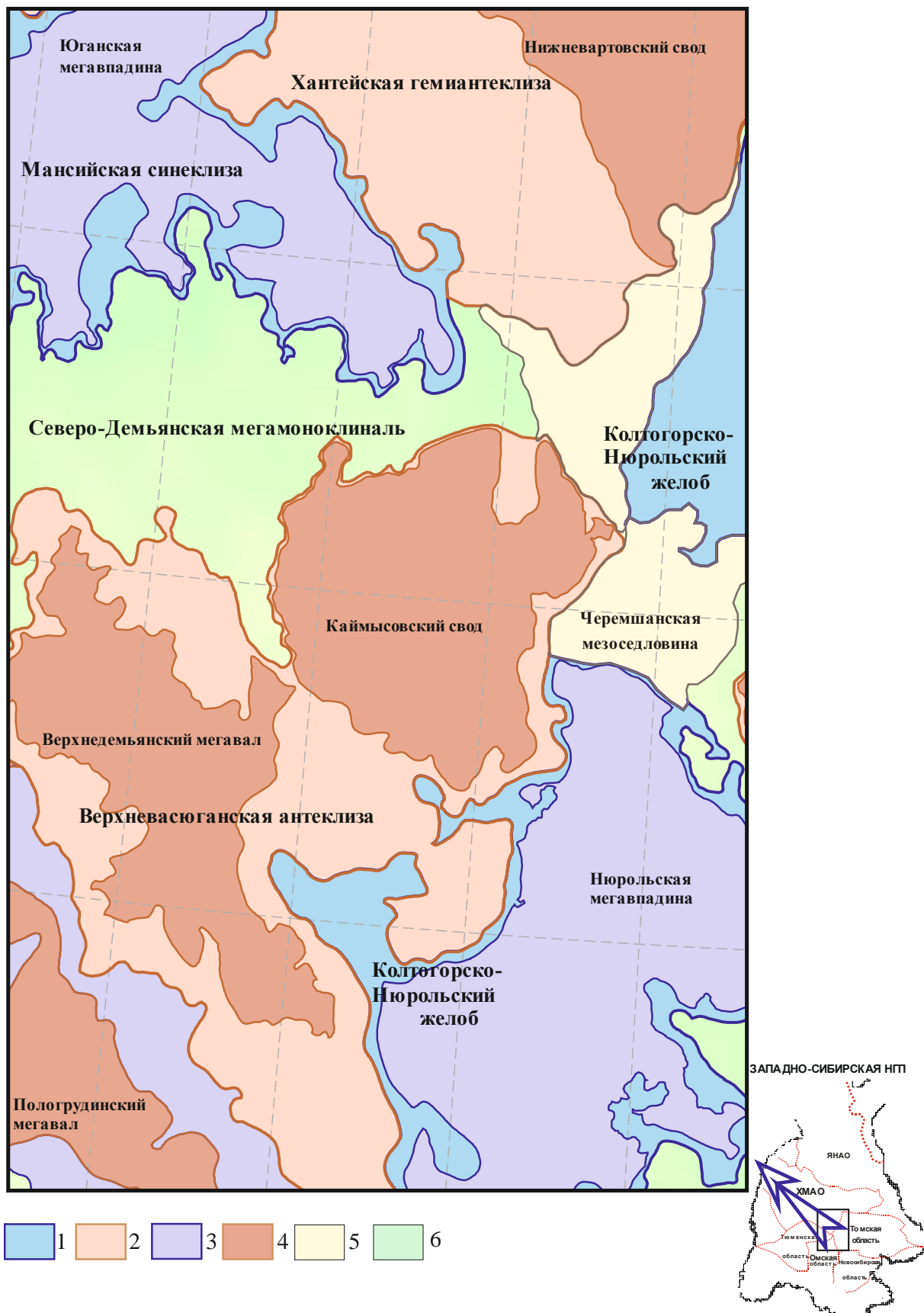


Рис. 1. Обзорная карта района исследования на тектонической основе юрского структурного яруса (ИНГГ СО РАН, 2001 г.)

1 – отрицательные надпорядковые структуры; 2 - положительные надпорядковые структуры; 3 - отрицательные структуры I порядка; 4 – положительные структуры I порядка; промежуточные тектонические элементы: 5 – мега-, мезо-, моноклинали; 6 – мега-, мезоседловины.

Проницаемый комплекс включает песчано-алеврито-глинистые образования средней юры (тюменская свита) мощностью до 260 м.

Нефтегазоносность комплекса доказана в пределах исследуемого района на 26 месторождениях. Изучение байос-батских отложений проводилось по данным геофизического исследования скважин (ГИС), макро и микроописаниям кернового материала, региональным сейсмическим профилям. Расчленение, корреляция, литолого-фациальный анализ сделаны автором по 950 скважинам, вскрывшим изучаемые отложения.

Прогноз нефтегазоносности байосского резервуара

По данным бурения наибольшие значения толщин байосского резервуара - до 145 м - установлены в восточной, северной и северо-западной частях рассматриваемой территории. В юго-западном и западном направлениях фиксируется уменьшение мощности резервуара, до полного его исчезновения. В наиболее прогнутых частях отрицательных структур значения толщин максимальные, а в сводовых частях поднятий - минимальные. Глубина залегания кровли резервуара изменяется от 2110 до 3080 м. Минимальные отметки кровли отмечаются в центральной части и на северо-востоке, максимальные - на северо-западе, севере и востоке исследуемой территории.

Проницаемый комплекс байосского резервуара выделяется в объеме от кровли песчаного пласта Ю₇ (Томская классификация песчаных и угольных пластов) до кровли угля У₁₀ и объединяет песчаные пласты Ю₇-Ю₁₀ [Решение 6-го..., 2004]. На исследуемой территории он вскрыт 139 скважинами и имеет в них толщину от 5 м (Кельватская скв. 56) до 140 м (Хвойная скв. 1). По результатам картографических построений наибольшие толщины проницаемого комплекса (100-140 м) отмечаются преимущественно в восточной, северной и северо-западной частях района. Толщины (70-80 м) наблюдаются в центральной и юго-восточной частях исследуемой территории.

По данным бурения суммарные толщины песчаников в проницаемом комплексе варьируют от 2 м (Северо-Моисеевская скв. 30) до 71 м (Мултановская скв. 1), толщины отдельных пластов достигают 15-20 м. По результатам картографических построений максимальная суммарная толщина песчаников 70 м в юго-восточной части Юганской мегавпадины и восточнее Комсомольской площади. Наибольшие значения толщин песчаников отмечаются в основном в трех обширных зонах на юго-востоке, севере и северо-западе района исследования (рис. 2). На востоке и северо-востоке разрез состоит из многочисленных песчаных пропластков небольшой толщины.

Проницаемый комплекс резервуара характеризуется циклическим чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов с прослоями углистых пород, которые почти полностью исчезают на западе и северо-западе территории.

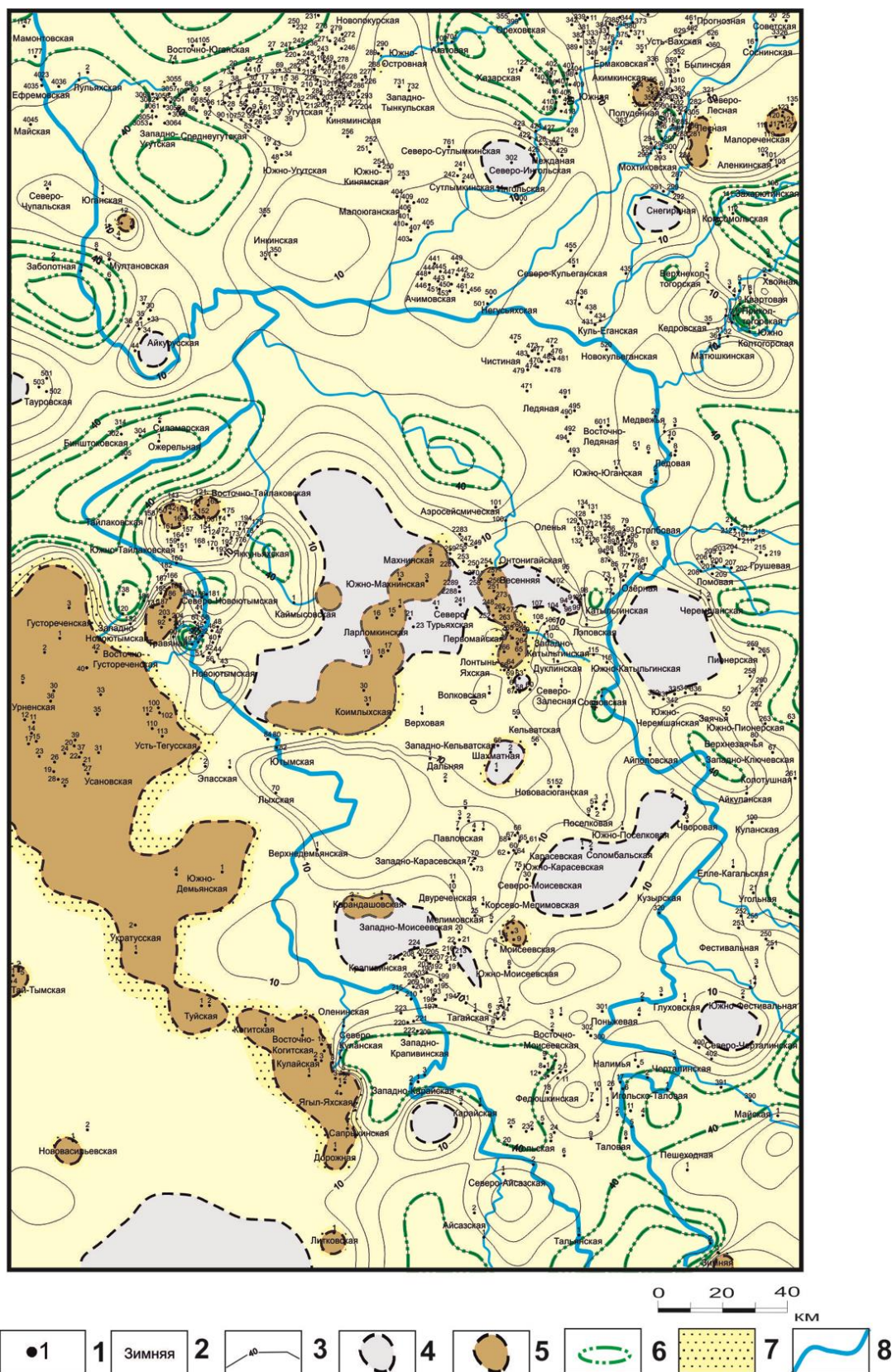


Рис. 2. Карта перспективных зон для нефтепоисковых работ в байосских отложениях
 1 - скважина и ее номер; 2 - название площади; 3 - изопахиты песчаников байоса; 4 - зоны отсутствия песчаных пластов байоса (зоны, вдоль которых могли сформироваться ловушки литологического типа); 5 - зоны отсутствия отложений байоса; 6 - зоны повышенных толщин песчаников; 7 - зоны накопления песчаников вдоль выступов фундамента и на озерных пляжах (зоны, где могли сформироваться ловушки литолого-стратиграфического типа); 8 - палеореки в байосское время.

Песчаники светло- и темно-серые, иногда с буроватым оттенком тонкослоистые и массивные, преимущественно мелко-среднезернистые.

В качестве постоянной примеси присутствует алевритовый материал, вплоть до образования переходных разновидностей алевритово-песчаных пород. Обломочный материал слабоокатанной и угловатой форм характеризуется обычно хорошей степенью сортировки. Тип цемента пленочный, встречается поровый, реже – базальный. Состав цемента обычно каолинит - гидрослюдистый с хлоритом, кальцитом, сидеритом, участками обогащенный органическим веществом. Фациальный состав отложений проницаемого комплекса относительно однообразный - это континентальные отложения аллювиальных равнин с широким развитием речной сети. Типы разреза в этом комплексе - русловой, преимущественно песчаный с увеличенной общей мощностью пласта, и водораздельный, представлен переслаиванием алевритово-песчаных пород с уменьшенной мощностью песчаников.

Флюидоупором для байосского проницаемого комплекса является реперный угольный пласт $У_6$ (или замещающая его по лотерали углисто-аргиллитистая пачка максимальной мощности до 15 м). На западе и северо-западе разрез флюидоупора представлен глинами аргиллитоподобными, часто тонкоотмученными темно-серыми с буроватым оттенком, иногда с прослоями алевролитов. Глины в различной степени алевритистые (10-42%), довольно плотные, крепкие, иногда грубоплитчатые; слоистые, однородные, серицитизированные (до 20%). В них местами отмечается незначительное присутствие тонкого углефицированного растительного детрита. На востоке и юге разрез флюидоупора представлен так же глинами аргиллитоподобными, серыми и темно-серыми. Глины в различной степени алевритистые (до 50%), слоистые, однородные, слабо серицитизированные (до 5-10%). Для них характерно присутствие как тонкого углефицированного растительного детрита, так и угольных пластов толщиной до 10-11 м. Наибольшие толщины покрывки наблюдаются в районе Эпасской, Новоютымской, Полуденной, Западно-Катыльгинской площадей.

Из байосского резервуара получены незначительные притоки нефти в Западно-Карайской скв. 1 (пласты $Ю_6$ и $Ю_8$, $Q_H = 0,6 \text{ м}^3/\text{сут}$), Западно-Карасевской скв. 70 (пласт $Ю_7$, $Q_H = 0,3 \text{ м}^3/\text{сут}$), Якунь-Яхской скв. 178 (пласт $Ю_{10}$, $Q_H = 0,5 \text{ м}^3/\text{сут}$), Восточно-Тайлаковской скв. 152 (пласт $Ю_7$, $Q_H = 0,56 \text{ м}^3/\text{сут}$).

Детальный анализ материалов ГИС и региональных сейсмических профилей позволил оконтурить эрозионные выступы, существовавшие в байосское время в центральной, западной и юго-западной частях изучаемой территории. Большинство из них соответствуют сводовым частям положительных структур первого порядка - Каймысовского свода и

Верхнедемьянского мегавала (см. рис. 2). Вдоль склонов этих эрозионных выступов, являвшихся локальными источниками сноса, накапливались крупнозернистые песчаники, формируя ловушки литолого-стратиграфического типа за счет несогласованного прилегания этих пластов к эрозионно-тектонической поверхности фундамента. Наиболее перспективные участки расположены восточнее и севернее Восточно-Когитской, Восточно-Густореченской, Западно-Новоютымской, Ютымской и южнее и восточнее Коимлыхской и Лонтынь-Яхской площадей. Вдоль склонов положительных надпорядковых структур на юге и востоке изучаемой территории, формировались ловушки литологического типа за счет замещения песчаных пластов алевролитовыми и аргиллитовыми разностями. Перспективные участки с ловушками этого типа приурочены к южным склонам Пологрудинского мегавала, западным склонам Нижневартовского и Каймысовского сводов, восточным и северным склонам Верхневасюганской антеклизы. Стоит уделить внимание зонам повышенных толщин песчаников, расположенным в юго-восточной, восточной, северной и северо-западной частях исследуемой территории, и особенно тем участкам, где фиксируются палеоруслу основных речных артерий и их притоков. Это зоны, расположенные между Зимней и Тальянской, Майской и Таловой, Западно-Крапивинской и Тагайской, Айполовской и Западно-Ключевской, Захарютинской и Хвойной площадями в Томской области; южнее Южной, Агатовой, Заболотной, Бинштоковской, севернее Аэросейсмической, Западно-Новоютымской, Каймысовской площадей на территории ХМАО.

В заключении можно выделить наиболее перспективные зоны для поисков залежей УВ в отложениях байоса, сочетающие ловушки различных типов и повышенные мощности флюидоупора на сравнительно небольших участках. Это зоны юго-восточного, северного и северо-восточного склонов Верхнедемьянского мегавала.

Прогноз нефтегазоносности батского резервуара

Отложения батского резервуара распространены практически повсеместно на исследуемой территории, выклиниваясь лишь на эрозионно-тектонических выступах фундамента (рис. 3). Наибольшие толщины резервуара до 203 м наблюдаются в восточной и юго-восточной частях рассматриваемой территории. В юго-западном и западном направлениях фиксируется уменьшение толщины отложений. Глубина залегания кровли резервуара изменяется от 2110 до 2935 м, а проницаемого комплекса согласно картографическим построениям изменяется от 2200 до 3250 м. Характер ее распределения по площади похож на характер изменения толщин резервуара. Минимальные отметки кровли расположены полосой с юго-запада на северо-восток, максимальные отметки наблюдаются на северо-западе, юго-востоке и востоке территории.

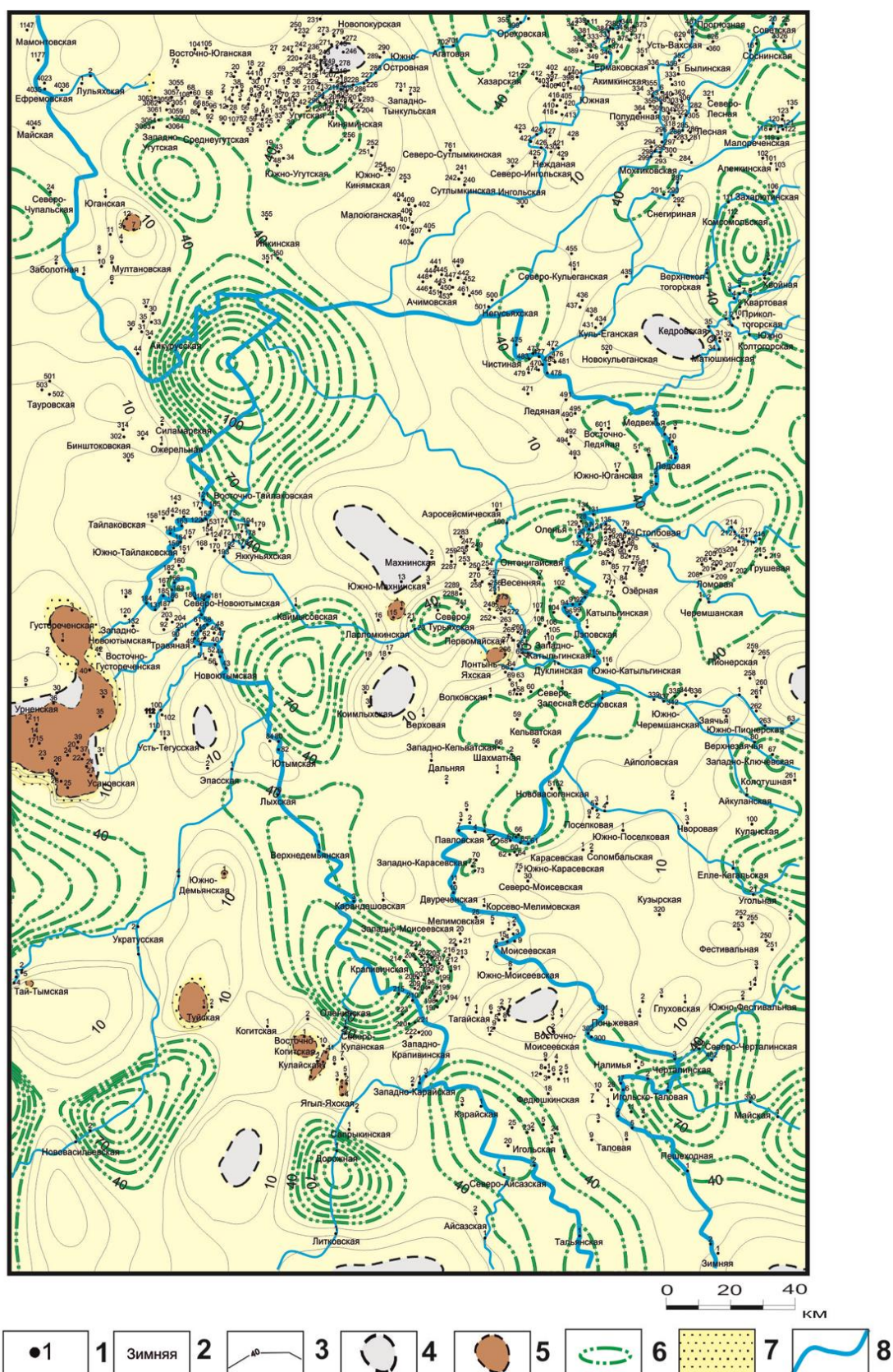


Рис. 3. Карта перспективных объектов для нефтепоисковых работ батских отложений (без горизонта Ю₂)

1 - скважина и ее номер; 2 - название площади; 3 - изопахиты песчаников бата; 4 - зоны отсутствия песчаных пластов бата (зоны, вдоль которых могли сформироваться ловушки литологического типа); 5 - зоны отсутствия отложений бата; 6 - зоны повышенных толщин песчаников; 7 - зоны накопления песчаников вдоль выступов фундамента и на озерных пляжах (зоны, где могли сформироваться ловушки литолого-стратиграфического типа); 8 - палеореки в батское время.

Проницаемый комплекс выделяется в объеме от кровли тюменской свиты до кровли угля У₆ и объединяет песчаные пласты Ю₂-Ю₆. Толщина комплекса изменяется от 8 м (Ягыл-Яхская скв. 4) до 172 м (Тальянская скв. 1). По результатам картографических построений толщина проницаемого комплекса достигает 220 м в районе Северо-Чупальской площади.

Наибольшие показатели толщины проницаемого комплекса (150-170 м) отмечаются преимущественно в южной, центральной и северо-восточной частях района. В остальных частях района толщина проницаемого комплекса обычно составляет 50-90 м, при этом наибольшие ее показатели фиксируются в пределах отрицательных структур, а наименьшие - в наиболее приподнятых частях положительных структур.

Проницаемый комплекс резервуара характеризуется циклическим чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов с прослоями углистых пород. Содержание песчаников в его разрезе изменяется от 10 до 60-80%. Песчаники пластов серые, светло-серые, тонкослоистые и массивные, преимущественно мелкозернистые. В качестве постоянной примеси присутствует алевритовый материал, вплоть до образования переходных разновидностей алевритово-песчаных пород. Обломочный материал полуокатанной и угловатой форм характеризуется обычно плохой и средней, реже хорошей сортировкой. Основным компонентом цемента является глинистый материал хлорит-гидрослюдистого состава, участками обогащенный органическим веществом. Наблюдается присутствие колломорфного сидерита, кальцита тонкокристаллического и аутигенного пирита.

По данным бурения, суммарные толщины песчаников в проницаемом комплексе варьируют от 1,0 м в Южно-Демьянской скв. 1 до 85,0 м в Черталинской скв. 1. По результатам картографических построений максимальная толщина песчаников в 140 м отмечена в Юганской мегавпадине. Распределение песчаных пластов по разрезу зависит от пространственного расположения скважины. Наибольшие толщины отдельных песчаных пластов встречаются на юго-востоке и западе района исследования. На севере и северо-западе разрез состоит из многочисленных песчаных пропластков небольшой толщины, а на юго-западе разрез практически заглинизирован.

Фациальный состав отложений проницаемого комплекса весьма разнообразный - от континентального (аллювиальных равнин) до прибрежно-морского. Снизу вверх по разрезу отмечается возрастание мористости отложений. Условия формирования песчаных разностей проницаемого комплекса весьма разнообразные. На западе района наибольшая их часть образовалась в обстановках прибрежного мелководья и заливно-лагунного побережья. На востоке в руслах палеорек. Западная часть Томской области характеризуется развитием аллювиальных, озерных, болотных образований, представленных конгломератами, гравелитами, разнозернистыми песчаниками, алевролитами, аргиллитами и угольными

пластами. В юго-восточной части ХМАО и Омской области осадки формировались в мелководной части шельфа, в лагунах, на прибрежно-морских равнинах, занятых озерами, болотами, низовьями речных долин [Сурков и др., 1999]. На морские обстановки указывают особенности литологического состава пород верхней части тюменской свиты: обилие ходов илоедов, повышенное содержание пирита, находки микрофауны сходного состава на значительной территории, что указывает на мелководно-морской режим седиментации. В то же время большое количество углистого растительного детрита, прослой углей, остатки корней растений, комковатые текстуры, отсутствие выдержанных глинистых пачек свидетельствует о наличии прослоев континентального генезиса и крайне мелководном режиме морского бассейна [Нежданов и др., 1990].

Флюидоупором для батского проницаемого комплекса является аргиллитовая пачка нижневасюганской подсвиты, которая на большей части территории сложена образованиями глубокой части шельфа. По данным бурения минимальная толщина пачки 6,0 м в Кулайской скв. 3 и максимальная 66,0 м в Южно-Моисеевской скв. 7. По картографическим построениям зоны с максимальной мощностью флюидоупора 50-70 м расположены западнее Малоюганской, Западно-Угутской, Чистинной, Густореченской, Павловской, севернее Столбовой, Восточнее Ледовой, южнее Нововасильевской и северо-восточнее Зимней площадей (рис. 4). Зоны с минимальной толщиной флюидоупора 5-15 м расположены между Новосюганской и Тай-Тымской площадями, западнее Западно-Новоютымской, Ломовой, Северо-Чупальской, севернее Эпасской, северо-восточнее Северо-Новоютымской, Верховой, Павловской, Моисеевской, Мултановской и восточнее Черемшанской и Грушевой площадей. Зоны повышенных толщин песчаников батского резервуара на большей части территории перекрываются флюидоупором с толщиной 35-45 м.

Покрышка образована глинами аргиллитоподобными, часто тонкоотмученными, темно-серыми с буроватым оттенком, с тонкими прослоями алевролитов и песчаников. Глины в различной степени алевритистые, тонкочешуйчатые, слабо пиритизированные (до 5%) с присутствием органического вещества (до 10%), редко тонкокристаллического кальцита (2-4%). В базальном слое присутствует сидерит до 45-50%. Иногда в них отмечается незначительное присутствие тонкого углефицированного растительного детрита и остатки морской фауны. Минеральный состав глин обычно трехкомпонентный. Основную его часть составляет слюда. Хлорит и каолинит имеют подчиненное значение. Смешаннослойные компоненты встречаются спорадически также, как и минералы монтмориллонитовой группы, что негативно сказалось на качестве флюидоупора в этих зонах. Прослой песчаников в разрезе флюидоупора обычно имеют толщины от долей до 2-3 м, в центральной части территории – до 5-7 м.

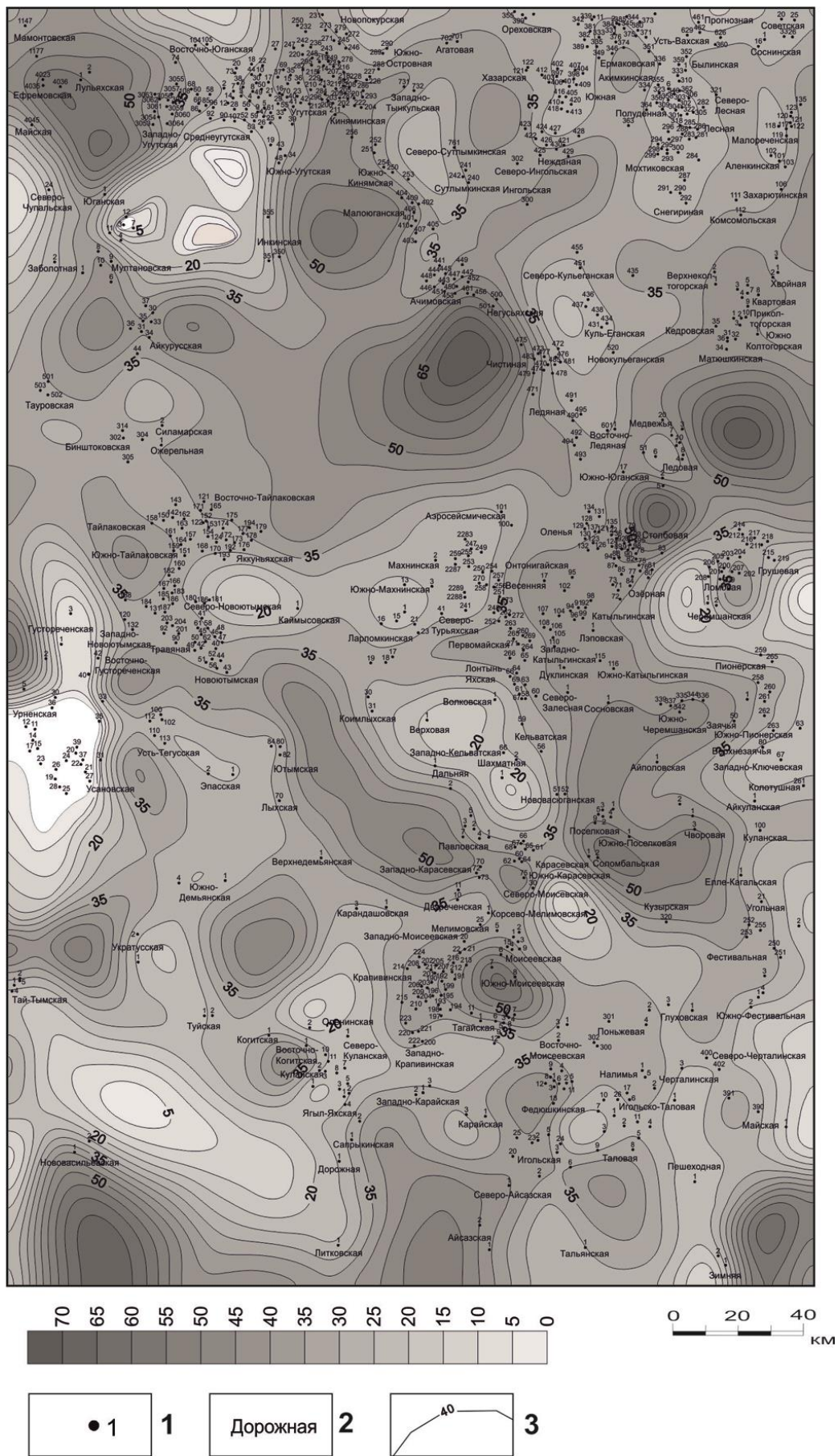


Рис. 4. Карта толщин нижневасюганской подзоны

1 - скважина и ее номер; 2 - название площади; 3 - изопахиты отложений.

Они преимущественно мелкозернистые, в различной степени алевритистые и глинистые. Им свойственны низкие емкостно-фильтрационные свойства. Содержание песчаников в разрезе флюидоупора 2-20%. Наиболее опесчаненная покрывка наблюдается на Яккунь-Яхской, Малоюганской и Зимней площадях.

В пределах изучаемого района можно выделить зоны различного качества флюидоупора – от высокого до низкого. Земли с высоким качеством расположены в западной, юго-западной и северо-западной частях. Земли со средним качеством экрана распространены на северо-востоке и в центральной части. Флюидоупор пониженного качества фиксируется в основном в восточной и юго-восточной части района. Качество покрывки в значительной мере определило региональную нефтеносность батского проницаемого комплекса.

Все месторождения УВ в средней юре на исследуемой территории приурочены к батскому резервуару. Максимальные притоки нефти получены из скважин Травяная 92 (пласт Ю₃₋₄, Q_н = 122,4 м³/сут), Усть-Тегусская 6 (пласт Ю₂, Q_н = 135 м³/сут) и Усть-Тегусская 100 (пласт Ю₃₋₄, Q_н = 121-266 м³/сут).

На карте перспективных зон для нефтепоисковых работ в бате (см. рис. 3), эрозионные выступы, вдоль которых расположены зоны выклинивания батских отложений остаются в основном, в западной и юго-западной частях изучаемой территории. Они значительно сократились по площади. Вдоль их бортов формировались ловушки литолого-стратиграфического типа. Основные перспективные зоны для ловушек данного типа расположены восточнее и севернее Восточно-Когитской, Кулайской, Туйской, Восточно-Густореченской, Густореченской севернее и западнее Западно-Новоютымской, южнее Усановской и Урненской площадей.

Зоны выклинивания песчаных пластов бата (замещение их глинистыми разностями), расположены в основном вдоль склонов положительных надпорядковых структур на юге, востоке и в центральной части изучаемой территории, что создало условия формирования ловушек литологического типа. Перспективы могут быть связаны с северо-западными и западными склонами Каймысовского свода, с юго-восточными и западными склонами Хантейской гемиантеклизы, южными склонами Верхневасюганской антеклизы и северо-восточными склонами Верхнедемьянского мегавала. Зоны повышенных толщин песчаников расположены достаточно равномерно по всей исследуемой территории. Практически везде эти участки пересекаются меандрирующими руслами основных речных палеоартерий и их притоков. Наиболее перспективные зоны расположены западнее Крапивинской, восточнее Ледовой и Игольско-Таловой, севернее Ютымской и Восточно-Тайлаковской площадей.

Наиболее перспективные зоны для поисков залежей УВ в отложениях бата,

сочетающие ловушки различных типов и средние толщины флюидоупора - это зоны северо-западного, западного и юго-восточного склонов Верхнедемьянского мегавала и Хантейской гемиантеклизы, а также южный борт Мансийской синеклизы и восточная часть Нюрольской впадины.

Полученные результаты согласуются с проведенными исследованиями геологов Санкт-Петербурга и Москвы [Шиманский и др., 2005].

Прогноз нефтегазоносности горизонта Ю₂

Горизонт Ю₂, один из наиболее перспективных объектов для поисков нефти и газа на территории центральных и южных районов Западной Сибири. Неоднородность строения, значительная вертикальная и латеральная изменчивость, а также связанная с ними анизотропия фильтрационно-емкостных свойств горизонта Ю₂ являются следствием его фациальной гетерогенности.

В раннем бате изучаемый район представлял собой плоскую озерно-болотную равнину. В среднем – позднем бате произошла глобальная трансгрессия. На начальных ее этапах, вдоль границы суши и моря накапливались песчаные отложения горизонта Ю₂, резко сменявшиеся относительно глубоководными тонко отмученными глинами инициально-трансгрессивной части васюганского регионального циклита. На юге Западной Сибири, в переходной и континентальной областях (в рамках формирования горизонта Ю₂), в качестве коллекторов ли сформироваться песчаники верхней сублиторали и литорали. В фациальном плане отложения представлены вдольбереговыми и устьевыми барами, барьерными островами, фронтом и морским краем дельтовой платформы, дельтовыми бороздинами, протоками, пляжевыми накоплениями, а также песчаными телами речных долин. Наиболее высокими емкостными свойствами обладают породы-коллекторы, образованные отложениями фаций прирусловых отмелей палеорек, вдольбереговых баров и фронтальной части дельтовых комплексов. Во всех этих случаях формировались сложно построенные песчаные тела, достигавшие значительной мощности. Благоприятным фактором для образования и сохранения в этих отложениях залежей УВ, является наличие вышележащей глинистой покрывки хорошего качества.

Детальный анализ строения, состава и обстановок формирования горизонта Ю₂ на обширной территории центральных и южных районов Западной Сибири проведен за последние десятилетия в ИНГГ СО РАН. После вынесения на седиментационные разрезы данных по фильтрационно-емкостным свойствам пород анализировалась их зависимость от обстановок и субобстановок формирования отложений. Была сформирована выборка по Юганскому Приобью (центральная часть ХМАО), включающая около 2000 образцов, и выполнены статистические исследования, результаты которых частично опубликованы

[Вакуленко, Миткарев, 2006]. Для характеристики петрофизических свойств пород для каждой субобстановки был определен разброс значений пористости (Кп) и проницаемости (Кпр) пород. По исследуемой территории автором проведен аналогичный анализ фильтрационно-емкостных свойств пород горизонта Ю₂ по 20 скважинам (204 образца) (табл. 1). По сложившейся в Западно-Сибирской НГП практике в качестве эффективного коллектора принимались породы с пористостью более 13%, поэтому образцы с более низкими показателями в итоговом анализе не использовались. Установлено, что улучшенными коллекторскими свойствами, характеризуются отложения Юганского Приобья: подводных валов/отмелей (прибрежно-морской комплекс), меандровых кос (аллювиальный комплекс), флювиальных дельтовых рукавов (дельтовый комплекс) и береговых барьерных баров/островов (прибрежно-континентальный комплекс), для изучаемой территории - меандровых кос (аллювиальный комплекс) и флювиальных дельтовых рукавов (дельтовый комплекс).

На основании проведенных автором исследований построена схема фациальных обстановок верхней части горизонта Ю₂ (рис. 5). Выявленные закономерности пространственного размещения отложений горизонта Ю₂ позволяют наметить зоны, отложения которых обладают наиболее благоприятными коллекторскими свойствами, а также зоны вдоль выклинивания коллекторов, к которым могут быть приурочены литологические и литолого-стратиграфические ловушки нефти и газа. Это в первую очередь северо-западный, юго-восточный и южный склоны Верхнедемьянского мегавала и центральная часть Каймысовского свода, где продолжали существовать эрозионно-тектонические выступы. Следует обратить внимание на песчаные тела на бортах Урненско-Усановского поднятия, на северном склоне Ютымского и южном склоне Усть-Тегусского локальных поднятий. В зависимости от палеогипсометрического положения разрезов в их составе меняется доля континентальных, переходных и морских обстановок. Континентальные обстановки на протяжении позднего бата сохранялись в приподнятых частях территории исследования. В наиболее низменных участках, начиная с середины позднего бата, преобладал прибрежно-морской режим седиментации. Характерно, что для каждого из выделенных генетических комплексов установлены свои строго определенные закономерности пространственного распространения песчаных тел-коллекторов. В аллювиальном комплексе песчаные тела имеют вытянутую, в разной степени извилистую форму. Наиболее крупные из них протягиваются с юга и юго-востока на север – северо-запад. Дельты конструктивного типа активно формировались во время кратковременных остановок поднятия уровня моря. Породы-коллектора в этом комплексе распространены в виде линз достаточно сложной формы.

Таблица 1

Коллекторские свойства отложений горизонта Ю₂ в Юганском Приобье и на территории исследований в зависимости от палеоландшафтной обстановки его накопления

Группа	Фациальный комплекс	Обстановка	Субобстановка	Юганское Приобье			Территория исследования		
				Объем выборки, м	Кп_min - Кп_max	Кпр_min - Кпр_max	Кп_min - Кп_max	Кпр_min - Кпр_max	Объем выборки, м
Континентальная	Аллювиальный	Русловая	Меандровых кос (отмелей)	136,0	13-20,3	1,0-46,0	14,3-25,1	нд	52,7
			Русловых отмелей	87,0	13-18,2	1,0-16	13,0-16,9	нд	37,0
		Пойменная	Пойменной равнины (ПР) и заболачивающейся ПР	122,0	14-17,1	1,2-27,0	13,0-18,7	нд	54,2
	Озерный	Озерная	Прибрежной части озера	40,0	13,3-15,1	0,2-1,0	менее 13,0	нд	26,0
			Центральной части озера						
Переходная	Дельтовый	Дельтовая равнина	Флювиальных дельтовых рукавов	88,0	13,6-18,3	1,0-75,0	13,7-18,9	нд	50,2
			Приустьевых баров	21,0	14,8-14,9	1,1-1,7	нд	нд	нд
	Прибрежно-континентальный	Лагуны	Прибрежной и центральной части подводных валов	27,0	13,2-14,6	1,1-1,9	14,0-19,6	1,0-19,3	36,0
		Грядово-ложбинная	Маршей и иловых отмелей (межгрядовые ложбины)	22,0	17,8-18,4	2,7-6,3	нд	нд	нд
Морская	Прибрежно-морской	Берегового склона	Подводных валов; отмелей	30,0	16,4-20,3	11,0-69,0	нд	нд	нд

нд - нет данных.

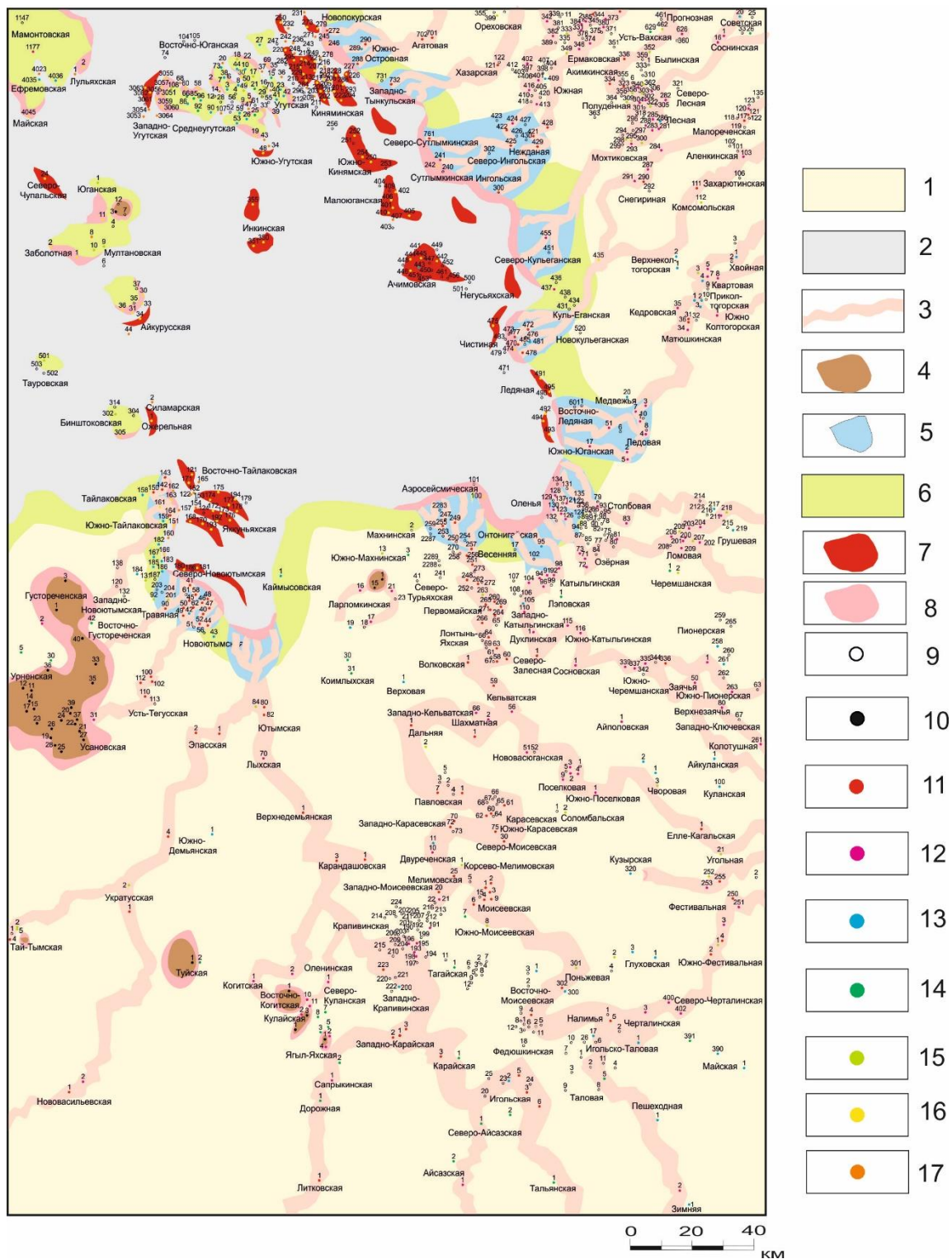


Рис. 5. Схема фациальных обстановок накопления отложений в верхней части горизонта Ю₂
 1 - пойменная и заболочивающаяся пойменная равнина; 2 - мелководное море (малоперспективная территория); 3 - песчаные тела меандровых кос, русел, флювиальных рукавов дельт; 4 - денудационная суша; 5 - аккумулятивные песчаные тела дельтовых равнин; 6 - отложения лагун, береговых валов, гребней, иловых отмелей и маршей; 7 - песчаные тела подводных валов мелководного моря (установленные и предполагаемые); 8 - песчаные тела в прибрежной части моря (прирусловые бары дельтовых рукавов) и песчаные тела вдоль выступов эрозионной суши; скважины; 9 - по которым нет данных; 10 - с отсутствием батских отложений; 11 - с отложениями крупных речных русел; 12 - с отложениями мелких речных русел; 13 - с отложениями озер; 14 - с отложениями болот; 15 - с отложениями пойм; 16 - с отложениями промоин и приустьевых баров; 17 - отложениями маршей и лагун.

Песчаные тела в прибрежно-континентальном и прибрежно-морском комплексах образуют пластовые тела, распространение которых в плане контролировалось палеорельефом, а также количеством обломочного материала и направлениями его поступления с суши.

Осадки в устьях рек с интенсивным выносом терригенного материала, и близко расположенными дельтовыми комплексами дельтовых осадков, залегающих друг над другом или причлененными друг к другу, представляют собой толщи с благоприятными предпосылками для накопления УВ в структурных и неструктурных ловушках, расположены на северном борту Верхневасюганской антеклизы и западном борту Хантейской гемиантиклизы.

На междельтовых полого погружающихся участках побережья, где морские течения и волнения были достаточно сильны, чтобы перераспределять поступающий с суши терригенный материал, формировались песчаные бары и барьерные острова, иногда в виде цепочек вдоль основной береговой линии, отделявших лагуны и береговые заливы от открытого моря. Они также представляют собой весьма перспективные объекты для обнаружения залежей УВ. Формировались эти тела в центральной части и на южном борту Мансийской синеклизы и на западных склонах Хантейской гемиантиклизы.

Обладающие улучшенными коллекторскими свойствами отложения меандровых кос равномерно располагались по пойменной равнине. Отложения флювиальных дельтовых рукавов приурочены к северным склонам Верхнедемьянского мегавала и Каймысовского свода, к западным склонам Нижневартовского свода (см. рис. 5).

Заключение

Для баюйс-батских отложений на изучаемой территории прослежена взаимосвязь условий осадконакопления и характера распространения песчаных пластов. Для прогноза распространения литологических ловушек автором проведен следующий комплекс работ, результаты которых частично представлены в статье:

- детальное расчленение разрезов юры по 950-ти скважинам, выделение свит, горизонтов и пластов, их площадная и межплощадная корреляция. В результате создана литолого-стратиграфическая модель батского и байосского региональных резервуаров. Модель позволила увязать между собой внутреннюю структуру и нефтегазоносность объекта исследования и проследить закономерности изменения строения резервуаров по площади;

- создана база стратиграфических разбивок байос-батского комплекса с точностью до стратиграфических горизонтов и пластов для изучаемой территории. Построены региональные схемы корреляции юрских отложений, набор карт толщин горизонтов и суммарных толщин песчаников по отдельным резервуарам;

- на основе существующих методик по электрометрическим моделям фаций, микро- и макроописаниям кернового материала в каждой скважине выделены основные фациальные типы отложений для каждого изучаемого резервуара. В результате построены схемы фациальных обстановок накопления отложений батского и байоского времени, а также нижней и верхней частей горизонта Ю₂. Выделены зоны наиболее вероятного развития коллекторов в байос-батских отложениях.

Для байоского резервуара наиболее перспективными являются южные и западные склоны Верхнедемьянского мегавала, а также восточные склоны и центральная часть Каймысовского и юго-западные склоны Нижневартовского сводов, где предположительно накапливались песчаники вдоль эрозионно-тектонических выступов, формируя ловушки литолого-стратиграфического типа. Зоны повышенных толщин песчаников находятся на севере и юго-востоке Верхневасюганской антеклизы, на западе и юга Нижневартовского свода, в центральной части и на юге Нюрольской впадины и Мансийской синеклизы.

Для батского резервуара перспективы могут быть связаны с северо-западными и юго-восточными склонами Верхнедемьянского мегавала и центральной частью Каймысовского свода, где предположительно сформировались ловушки литолого-стратиграфического типа. Перспективы также могут быть связаны с северо-западными и западными склонами Каймысовского свода, с юго-восточными и западными склонами Хантейской гемиантеклизы, южными склонами Верхневасюганской антеклизы и северо-восточными склонами Верхнедемьянского мегавала, где вдоль зон отсутствия песчаных пластов, могли сформироваться ловушки литологического типа.

В результате на основе выполненных палеогеографических реконструкций горизонта Ю₂, анализа результатов испытания скважин, оценок коллекторов, пористости и проницаемости, была построена схема фациальных обстановок верхней части горизонта Ю₂. На бортах Урненско-Усановского поднятия, на северном склоне Ютымского и южном склоне Усть-Тегусского локальных поднятий велика вероятность выявления коллекторов в литолого-стратиграфических ловушках в зонах выклинивания горизонта Ю₂ на склонах эрозионно-тектонических выступов. Осадки в устьях рек с интенсивным выносом терригенного материала, представляющими собой толщи с благоприятными предпосылками для накопления УВ в структурных и неструктурных ловушках, расположены на северном борту Нижневасюганской антеклизы и западном борту Хантейской гемиантеклизы. На междельтовых низких полого погружающихся побережьях, формировались песчаные бары и барьерные острова, иногда в виде цепочек вдоль основной береговой линии, отделявших лагуны и береговые заливы от открытого моря. Они также представляют собой весьма перспективные объекты для обнаружения залежей УВ в центральной части и на южном

борту Мансийской синеклизы. Обладающие улучшенными коллекторскими свойствами отложения меандровых кос равномерно располагаются по территории пойменной равнины. Отложения флювиальных дельтовых рукавов приурочены к северным склонам Верхнедемьянского мегавала и Каймысовского свода, к западным склонам Нижневартовского свода.

Выполненные построения могут являться основой для проектирования сейсморазведки 2D, на участках с низкой плотностью сейсморазведочных работ и основой для оптимизации схем размещения поисковых и разведочных скважин.

Литература

Вакуленко Л.Г., Миткарев В.А. Связь фильтрационно-емкостных свойств алеврито-песчаных пород с обстановками их формирования (на примере горизонта Ю₂ в Юганском Приобье) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2006. - №1. – С.12-18.

Нежданов А.А., Огибенин В.В., Куренко М.И., Сапожникова С.В., Топычканова Е.Б. Региональная литостратиграфическая схема мезозоя и кайнозоя Западной Сибири и основные закономерности размещения неантиклинальных ловушек углеводородов // Литологические закономерности размещения резервуаров и залежей углеводородов. – Новосибирск: Наука, 1990. – С.80-108.

Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.

Сурков В.С., Казаков А.М., Девятков В.П., Смирнов Л.В., Зайцев С.П., Серебренникова О.В., Гулая Е.В. Нижнесреднеюрские отложения юга Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1999. - №1-2. – С.22-32.

Шиманский В.В., Танинская Н.В., Кос И.М., Хафизов С.Ф. Закономерности формирования и размещения неструктурных ловушек в юрских отложениях центральной и южной частей Западно-Сибирской провинции // Горные ведомости. – 2005. - №6. – С.4-12.

Zolotova O.V.

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, West-Siberian Branch, Novosibirsk, Russia, ZolotovaOV@ippg.sbras.ru

BACKGROUND OF PETROLEUM NON-STRUCTURAL TRAPS DEVELOPMENT IN BAJOCIAN-BATHONIAN DEPOSITS OF THE SOUTHEAST PART OF THE KHANTY-MANSIYSK AUTONOMOUS OKRUG

The distributional patterns of the Bajocian and Bathonian area in the junction area of Upper-Vasyugan anteklise, Koltogorsk-Nurol trough and Khantei hemianteklise are analyzed. The forecast of distribution of lithological and litho-stratigraphic petroleum traps is carried out on the basis of geological, lithological, facial analysis and paleogeographic reconstructions. The zones associated with thinning, stratigraphic unconformity and facial change in the Bajocian and Bathonian sections are distinguished and delineated.

Keywords: *sandy layers, petroleum accumulation area, petroleum traps, Bajocian and Bathonian sections, Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug.*

References

Nezhdanov A.A., Ogibenin V.V., Kurenko M.I., Sapozhnikova S.V., Topychkanova E.B. *Regional'naya litmostratigraficheskaya skhema mezozoya i kaynozoya Zapadnoy Sibiri i osnovnye zakonomernosti razmeshcheniya neantiklinal'nykh lovushek uglevodorodov* [Regional lithostratigraphical scheme of Mesozoic and Cenozoic of Western Siberia and the basic patterns of distribution of non-anticlinal hydrocarbon traps]. *Litologicheskie zakonomernosti razmeshcheniya rezervuarov i zalezhey uglevodorodov*. Novosibirsk: Nauka, 1990, p. 80-108.

Reshenie 6-go Mezhdedomstvennogo stratigraficheskogo soveshchaniya po rassmotreniyu i prinyatiyu utochnennykh stratigraficheskikh skhem mezozoyskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri, Novosibirsk, 2003 g. [6th Decision of the Interdepartmental Stratigraphic Meeting on the consideration and adoption of revised stratigraphic schemes of Mesozoic deposits of Western Siberia, Novosibirsk, 2003]. Novosibirsk: SNIIGiMS, 2004, 114 p.

Shimanskiy V.V., Taninskaya N.V., Kos I.M., Khafizov S.F. *Zakonomernosti formirovaniya i razmeshcheniya nestrukturnykh lovushek v yurskikh otlozheniyakh tsentral'noy i yuzhnoy chastey Zapadno-Sibirskoy provintsii* [Patterns of formation and distribution of non-structural traps in the Jurassic sections of the central and southern parts of the West Siberian province]. *Gornye vedomosti*, 2005, no. 6, p. 4-12.

Surkov V.S., Kazakov A.M., Devyatov V.P., Smirnov L.V., Zaytsev S.P., Serebrennikova O.V., Gulaya E.V. *Nizhnesredneyurskie otlozheniya yuga Zapadnoy Sibiri* [Lower-Middle Jurassic sections of the south of Western Siberia]. *Geologiya nefi i gaza*, 1999, no. 1-2, p. 22-32.

Vakulenko L.G., Mitkarev V.A. *Svyaz' fil'tratsionno-emkostnykh svoystv alevrito-peschanykh porod s obstanovkami ikh formirovaniya (na primere gorizonta Yu2 v Yuganskom Priob'e)* [Relationship between permeability and porosity of silty-sandy rocks and conditions of their formation (by example of J2 horizon Yugansk Ob)]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2006, no. 1, p. 12-18.

© Золотова О.В., 2017