

пешно выполнять одну из важнейших задач – научное обоснование эффективных направлений ГРП;

проведение комплекса геологических, геохимических, геофизических, геолого-экономических исследований с целью формирования нового нефтегазодобывающего региона, определяющего (как сейчас определяет Западная Сибирь, а когда-то определял Волго-Урал) углеводородный потенциал страны и добычу нефти и газа;

исследования и мониторинг геодинамического состояния недр, особенно в районах повышенной сейсмической разломной и плито-тектонической активности и неравномерной геомеханической напряженности массивов горных пород. Последнее приобретает серьезное прикладное значение при использовании методов воздействия на ФЕС нефтегазоносных пород с целью повышения коэффициента извлечения углеводородного сырья;

осуществление контроля за разработкой месторождений УВ и достижение проектных показателей,

включая вопросы охраны недр, геодинамики и экологии.

Приведенные приоритеты в значительной мере озвучены в контексте выполняемых в ИГиРГИ исследований. Очевидна необходимость кооперации многих разработок с научными коллективами других организаций.

Прогресс в нефтегазовой отрасли, безусловно, всецело зависит от повышения технического уровня разведочной техники до мировых кондиций. Адекватный процесс должен сопровождать и научную сферу с целью коренного совершенствования лабораторно-аналитической и приборной базы, программного и методического обеспечения.

Вступив в XXI век, хочется верить, что российская геологическая наука, опираясь на славные традиции, восстановит свой престиж и будет достойно содействовать развитию отечественной нефтегазовой промышленности.

УДК 551.252:622.276.1/4

## СЕДИМЕНТАЦИОННЫЙ КОНТРОЛЬ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПЛАСТАХ ЮВ<sub>1</sub>, АВ<sub>2</sub>, АВ<sub>1</sub> ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

С.И. Филина, С.Л. Барков  
(ИГиРГИ)

Общим для нефтесодержащих пластов ЮВ<sub>1</sub>, АВ<sub>2</sub> и АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> Вартовского нефтегазоносного района Западно-Сибирской провинции является их значительная литолого-фациальная изменчивость вплоть до полного замещения проницаемых терригенных пород на непроницаемые разности и как следствие – образование не только региональных, но и локальных литологически ограниченных зон отсутствия коллекторов на площади месторождений.

Успех дальнейшего поиска и доразведки залежей углеводородов невозможен без создания адекватных моделей внутреннего строения каждого продуктивного пласта, отражающих набор литолого-фациальных комплексов, характер их взаимоотношений, морфологию песчаных тел, их соотношения с региональным и локальным структурными планами, зоны глинизации коллекторов и в конечном счете закономерности размещения залежей в них.

Неоднородность строения рассматриваемых объектов в разрезе и по площади требует также индивидуального подхода к выбору системы разработки в пределах каждой залежи. На следующем этапе при совершенствовании системы разработки решаются локальные задачи дифференциации месторождения на зоны с различными особенностями строения пластов и выработки запасов нефти. Доказано, что условия осадконакопления, опосредствованные в структурно-текстурных особенностях терригенных

пород, в числе песчаных пропластков, в минералогическом составе и количестве цемента, прямо влияют на формирование коллекторов с определенными фильтрационно-емкостными свойствами. Важнейшие характеристики пласта для прогнозирования технологических показателей разработки и величины нефтеотдачи также тесно связаны с литологическими особенностями пластов, обусловленными обстановками осадконакопления.

Важными критериями разделения единого месторождения на зоны с различным качеством коллекторов и разными добывными возможностями являются распределение песчаных и крупноалевролитовых пород по площади и характер расчлененности разреза пласта, обусловленные палеогеографическими обстановками осадконакопления – удаленностью от источников сноса, глубиной седиментационного бассейна, его палеорельефом, гидродинамическим режимом и т. д. Все эти условия учтены при проведении структурного, литолого-палеогеографического и нефтегеологического районирования на территории исследований, относящейся к восточной части Вартовского нефтегазоносного района по каждому продуктивному пласту ЮВ<sub>1</sub>, АВ<sub>2</sub> и АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>. Результаты отражены на картах масштаба 1:200000 (рис. 1–3).

Структурный план по поверхности пласта ЮВ<sub>1</sub>, находящегося в кровельной части васюганской сви-

ты, свидетельствует об унаследованном развитии территории с палеозой-триасового времени. Обособляются три структурные зоны: Покачевская вершина с примыкающим к ней Локосовским выступом, оконтоуренные изогипсой  $-2740$  м, зона западных и северных моноклиальных склонов Нижневартовского свода с изогипсами  $-2740...-2800$  м и Северо-Вартовская мегатерраса, характеризующаяся абсолютными отметками  $-2800...-2900$  м.

Формирование сложнопостроенного пласта ЮВ<sub>1</sub> происходило в позднеоксфордское время в условиях мелководного морского шельфа (см. рис. 1). Окончание этого периода характеризуется относительно низким стоянием уровня моря и значительным выносом терригенного материала, что обусловило образование наиболее выдержанного по площади песчаного пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>. С ним связана основная нефтеносность васюганского комплекса в рассматриваемом районе.

В пределах мелководного шельфа обособляются внутренняя область с полосообразными зонами авандельтовых потоков северо-западного простирания, разделенными межлопастными слабо опресненными лагунами, заполненными алевролитово-глинистыми осадками, и внешняя область с единичными песчаными отмелями. Обе эти области разделяет граница авандельтового склона.

Внутри авандельта распределение песчаного материала носит зональный характер. В центральной части подводных каналов суммарная толщина песчано-крупноалевролитовых прослоев превышает  $20$  м, в пристрежневых частях она составляет  $10...20$  м, а в краевых частях уменьшается до  $5$  м. Авандельтовые зоны в пределах Покачевской структурной зоны приурочены к склонам крупных поднятий (Локосовской, Урьевской, Покачевской структур).

При переходе к зоне моноклиальных склонов изменяются конфигурация и ориентировка песчаных тел. Образуются вытянутые песчаные гряды, ориентированные перпендикулярно к авандельтовым каналам. Внутри них над приподнятыми участками палеорельефа нередко образуются песчаные отмели с повышенным содержанием песчаных пород по сравнению с фоновыми значениями. Разница составляет  $10...15$  м. В пределах Северо-Вартовской мегатеррасы, относящейся к краевой зоне мелководного шельфа, подводные и баровые песчаные отмели развиты наиболее широко.

Размещение залежей в пласте ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> во многом контролируется структурным фактором. Залежи приурочены в основном к локальным поднятиям. Вместе с тем роль седиментационного фактора особенно заметна в зонах развития авандельтовых песчанников, тяготеющих к склонам структур. Структурно-литолого-палеогеографическое районирование позволило наметить территории преобладания различных типов ловушек в пласте ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>. В юго-восточной структурно-приподнятой зоне в авандельтовой области преобладают структурно-лито-

логические ловушки. В зоне моноклиальных склонов, находящихся под воздействием морских течений, широко развиты как структурные, так и структурно-литологические ловушки. В пределах Северо-Вартовской мегатеррасы в зоне авандельтового склона распространены структурные ловушки.

Пласт АВ<sub>2</sub> и перекрывающая его маломощная глинистая пачка выделяются в кровле ванденской свиты. Формирование их происходило в заключительный барремский этап регрессивного неокомского цикла развития Западно-Сибирской плиты. К концу этого периода сформировалась снивелированная структурная поверхность, хотя и сохранившая унаследованные черты развития. По кровле ванденской свиты (или по подошве пласта АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>) юго-восточная приподнятая зона, ограниченная изогипсой  $-1800$  м, включает Локосовский выступ и большую часть Покачевской вершины с выраженными в палеорельефе Урьевским и Покачевским поднятиями. Структурная палеотерраса, образованная склонами Нижневартовского свода, ограничена изогипсами  $-1840$  м на западе и  $-1880...1920$  м на севере. На фоне пологих склонов выделяются приподнятые участки в районе Южно-Покачевской, Покачевской, Кечимовской и Ключевой структур. Северо-Вартовская мегатерраса представляет собой область выровненного палеорельефа, погружающегося на север, северо-восток, в сторону Пякупурского мегапрогиба. Терраса осложнена рядом локальных поднятий, наиболее крупное из которых Ватьеганское.

Пласт АВ<sub>2</sub> формировался в условиях прибрежной аллювиальной равнины (см. рис. 2). Песчаные тела накапливались в условиях речных и дельтовых долин, разделенных болотно-озерными поймами, заполненными преимущественно глинистыми осадками. Обстановки осадконакопления предопределили шнурковую, вытянутую с юго-востока на северо-запад форму песчаных тел. Толщина песчаников и крупнозернистых алевролитов в стрежневых зонах составляет более  $20$  м, в пристрежневых —  $10...20$  м, а в пределах болотно-озерных водоемов —  $5...10$  м. Устьевые зоны речных долин располагаются в области моноклиальных склонов Покачевской и Когалымской вершин. Здесь формировались песчаные тела двух типов — валобразные вытянутые тела, ориентированные перпендикулярно к речным потокам, и более изометричные устьевые бары, приуроченные к приподнятым участкам палеорельефа. В их пределах суммарная толщина песчано-крупноалевролитовых пород увеличивается до  $25...30$  м, реже до  $40$  м.

На севере исследуемого района, в пределах Северо-Вартовской мегатеррасы, происходит окончательная разгрузка песчаного материала. Внутри дельтовых лопастей к выраженным в рельефе локальным поднятиям тяготеют устьевые бары, в пределах которых суммарные толщины песчаников и крупнозернистых алевролитов увеличиваются до  $30...45$  м, а в пределах Ватьеганского вала — до  $50$  м.

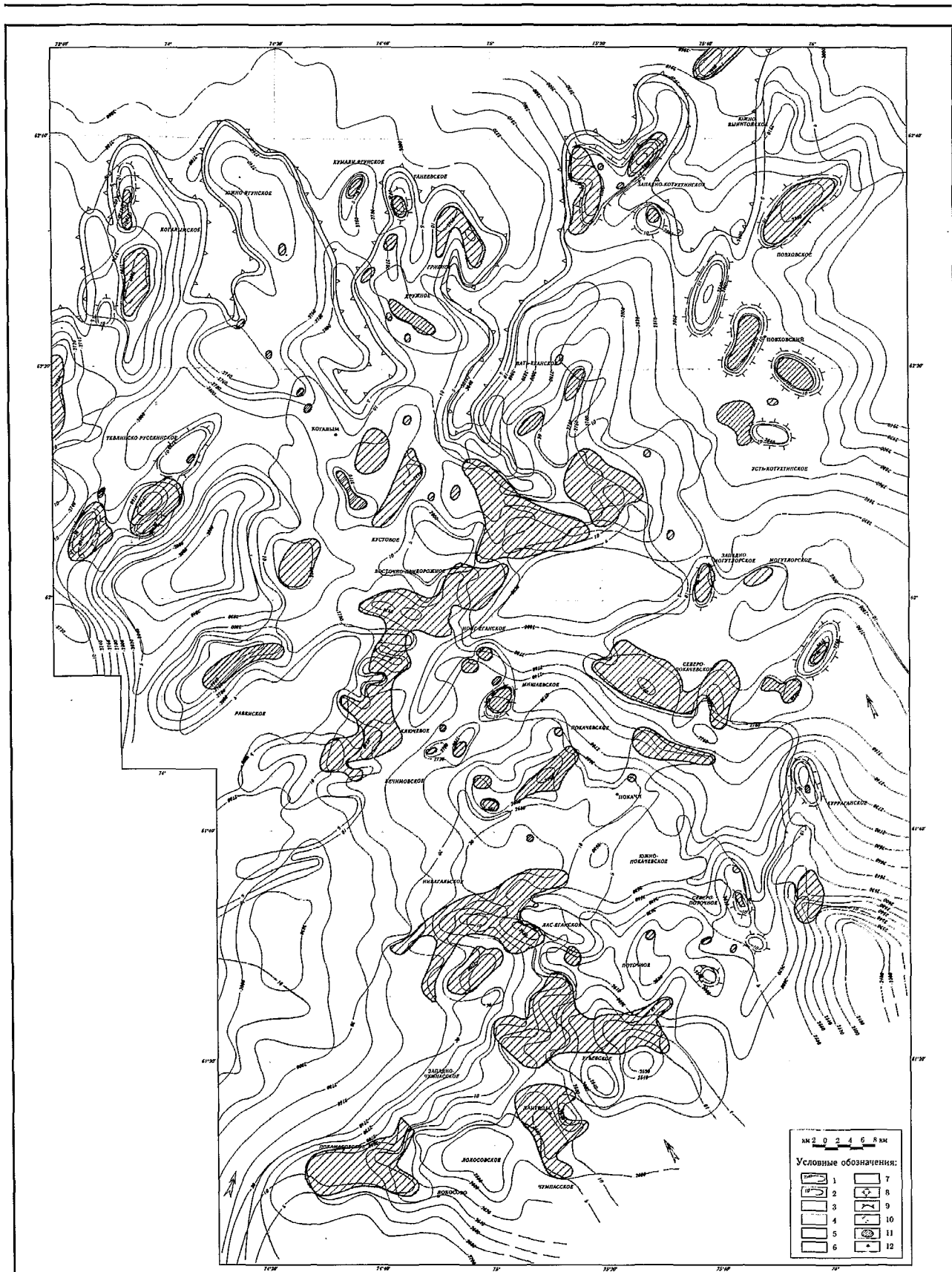


Рис. 1. Литолого-палеогеографическая карта пласта ЮВ<sup>1</sup>:

1 – изогипсы кровли пласта ЮВ<sup>1</sup>; 2 – изопихиты песчаников пласта ЮВ<sup>1</sup>; палеогеографические области: 3 – внешняя часть мелководного шельфа; аванделта с содержанием песчаников: 4 – >20 м, 5 – 10...20 м, 6 – 5...10 м; 7 – межпластные лагуны; 8 – подводные валы и баровые отмели; 9 – граница авандельтового склона; 10 – направление сноса обломочного материала; 11 – нефтяные залежи пласта ЮВ<sup>1</sup>; 12 – населенные пункты

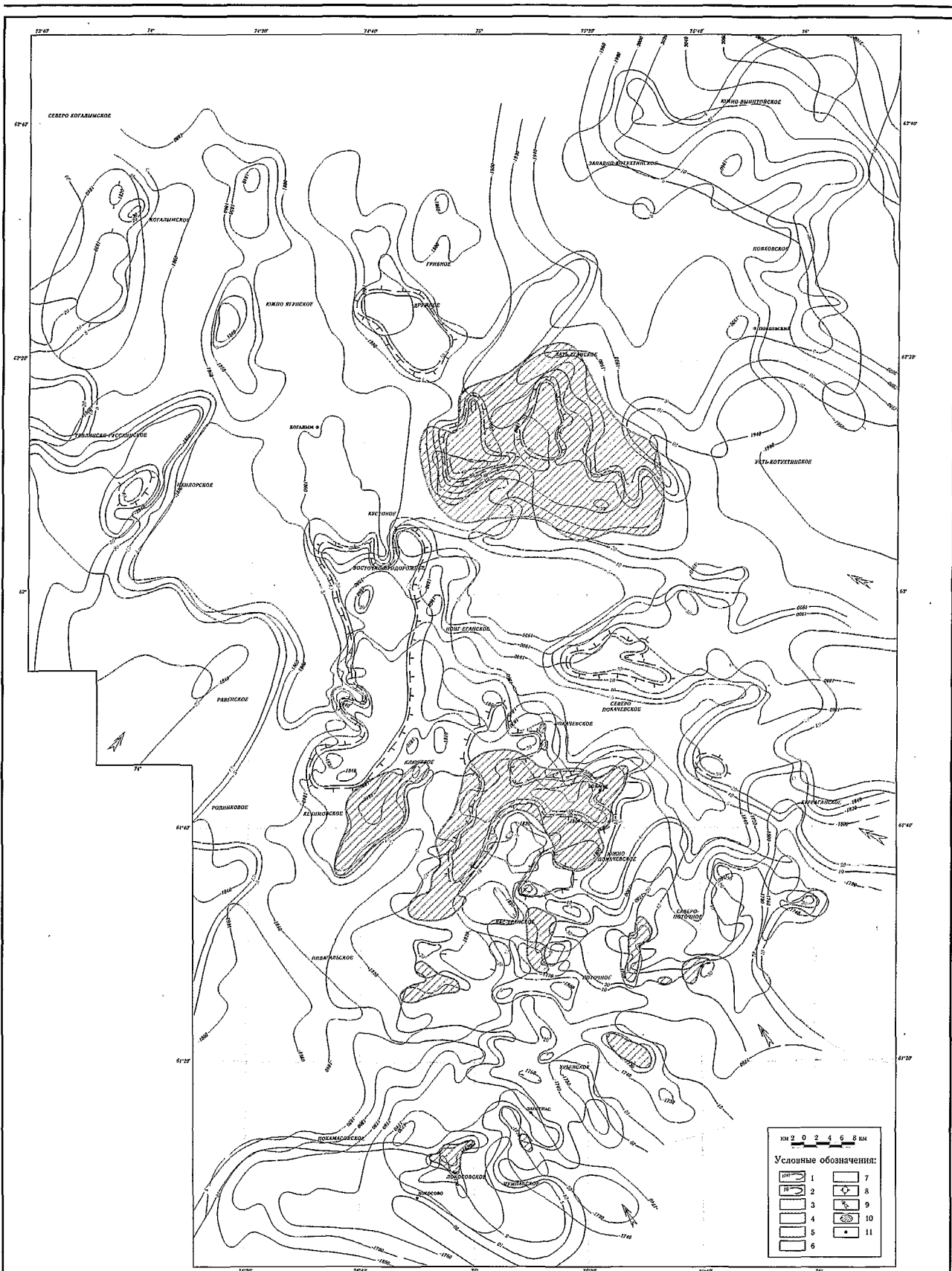


Рис. 2. Литолого-палеогеографическая карта пласта АВ<sub>2</sub>:

1 – изогипсы кровли циклита АВ<sub>2</sub> (подошвы пласта АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>); 2 – изопахиты песчаников пласта АВ<sub>2</sub>; палеогеографические области: 3 – прибрежная равнина, периодически заливаемая морем, 4 – аккумулятивная озерно-болотная равнина; речные долины и дельты с содержанием песчаников: 5 – >30 м, 6 – 20...30 м, 7 – 10...20 м; 8 – валы и бары устьевых зон; 9 – направление сноса обломочного материала; 10 – нефтяные залежи пласта АВ<sub>2</sub>; 11 – населенные пункты

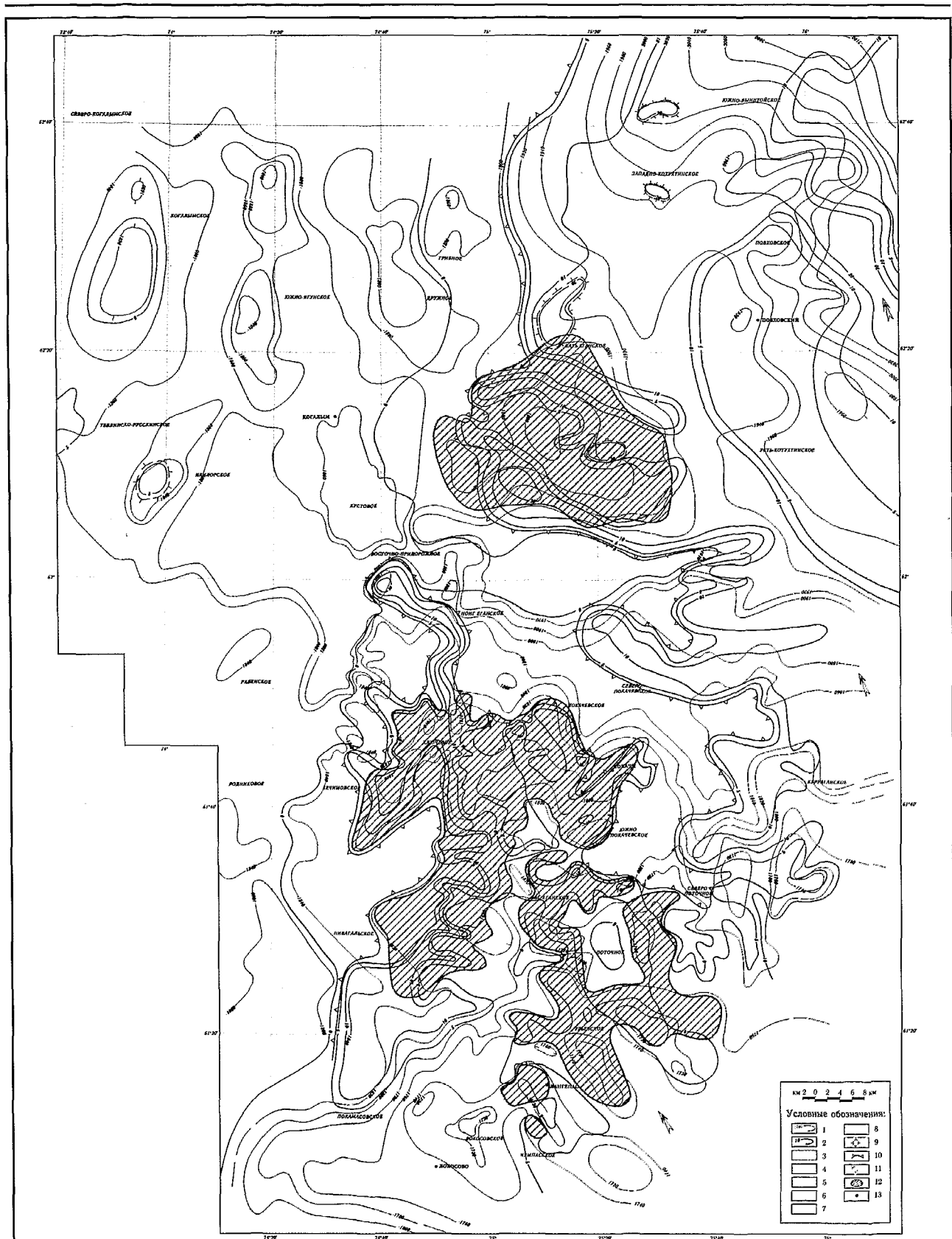


Рис. 3. Литолого-палеогеографическая карта пласта АВ<sup>3</sup>:

1 – изогипсы подошвы пласта АВ<sup>3</sup>; 2 – изопакиты песчаников пласта АВ<sup>3</sup>; палеогеографические области: зоны внутреннего моря с пониженной соленостью: 3 – центральная глинистая, 4 – внешняя глинисто-алевритово-песчаная; 5 – прибрежная равнина, периодически заливаемая морем; авандельта с содержанием песчаников: 6 – >20 м, 7 – 10...20 м, 8 – 5...10 м; 9 – подводные валы и баровые отмели; 10 – граница авандельтового склона; 11 – направление сноса обломочного материала; 12 – нефтяные залежи пласта АВ<sup>3</sup>; 13 – населенные пункты

Размещение нефтяных залежей в пласте  $AB_2$  во многом зависит от седиментационных процессов, обусловивших образование аккумулятивных песчаных тел. Внутри этих зон влияние структурного фактора, безусловно, присутствует. Оно особенно значимо в юго-восточной приподнятой структурной зоне. Здесь, на Локосовской, Чумпаской, Урьевской, Поточной площадях, образуются небольшие по площади структурные ловушки с пластовыми сводовыми залежами. В зоне моноклиальных склонов Нижневартовского свода залежи нефти занимают значительную часть нескольких разведочных площадей. Единый резервуар контролируется в основном зоной развития дельтовых песчаников. К залежам подобного типа относится залежь в пласте  $AB_2$ , объединяющая Нивагальское, Ключевое, Покачевское, Южно-Покачевское месторождения. На территории Северо-Вартовской моноклинали залежь в пласте  $AB_2$  приурочена к Ватъеганской структуре, в пределах которой образуются подводные отмели.

Пласт  $AB_1^3$  является базальным пластом аптского трансгрессивного комплекса. Накапливался он на барремском палеорельефе, структурные особенности которого описаны выше. Палеогеографическая обстановка в момент формирования пласта  $AB_1^3$  поменялась от прибрежно-континентальной на мелководно-морскую с пониженной соленостью. В районе исследований выделяются восточная часть внутренней зоны Западно-Сибирского моря, заполненная глинистыми осадками, и внешняя зона, рассеченная сетью авандельтовых каналов, в которых отлагался алевролитово-песчаный материал (см. рис. 3). Внешняя граница авандельтового склона прослеживается вдоль западных периклиналей Покачевской вершины, Ватъеганского вала и Западно-Котухтинской моноклинали. Северо-западная ориентировка каналов и их местоположение (с незначительным смещением) остаются в основном унаследованными от времени формирования дельтового комплекса пласта  $AB_2$ . При этом несколько сужается ширина авандельтовых рукавов. Уменьшается толщина накапливающихся песчаников и крупнозернистых алевролитов, которая на большей части района не превышает 10 м. На востоке, северо-востоке их толщина увеличивается до 20...25 м. В целом гидродинамический режим аптских авандельтов был относительно пассивным, что способствовало формированию глинизированных песчаников со специфической мелколинзовидной слоистостью типа ряби на мелководье.

Вдоль западного склона Покачевской вершины образуется узкая протяженная гряда шириной до 3 км, перпендикулярная к авандельтовым каналам. Толщина песчано-крупноалевролитовых пород здесь увеличивается на 10...12 м по сравнению с фоновой. Терригенные породы в зоне авандельтового склона подвергались усиленному воздействию морских течений, что способствовало неравномерному распределению песчано-глинистого материала и образованию характерных пород типа "рябчика".

Локосовский выступ в это время представлял собой территорию, затопленную морем, в которой накапливались лишь глинистые осадки. Рельеф Покачевской вершины также был сnivelирован. Это способствовало осаждению песчано-алевролитового материала не только на склонах приподнятых локальных поднятий, но и в их пределах, если они находились на пути авандельтовых потоков. В результате на ряде месторождений (Урьевском, Поточном, Лас-Еганском, Южно-Покачевском, Покачевском) распределение коллекторов носит зональный характер.

Размещение залежей нефти в пласте  $AB_1^3$  контролируется в значительной мере седиментационным фактором. Нефтенасыщенные площади пласта образуют рукавообразные зоны, повторяющие очертания авандельтовых каналов либо песчаных валов. Образуются единые крупные резервуары, включающие несколько разведочных площадей с рядом месторождений (Урьевским, Поточным, Лас-Еганским, а также Южно-Покачевским, Покачевским, Ключевым, Кечимовским, Южно-Кечимовским, Нивагальским).

На размещение залежей нефти в пластах  $AB_1^3$  и  $AB_2$  влияет также толщина глинистого раздела, которая не превышает 10 м, но нередко уменьшается до 2...3 м, а иногда до нуля. Уменьшение его толщины связано с размывом глинистой пачки над пластом  $AB_2$  аптской морской трансгрессией. В результате образуется единый резервуар  $AB_1^3 - AB_2$ , при этом в большинстве случаев нефтенасыщенным оказывается лишь верхний пласт  $AB_1^3$ .

Выявленная структурно-фациальная зональность рассматриваемых пластов позволила наметить в пределах ряда месторождений участки с различными геолого-физическими свойствами, а следовательно, и различным качеством запасов, требующим индивидуального подхода при выборе системы разработки. С этих позиций было рассмотрено несколько залежей.

Ватъеганское месторождение – наиболее крупное по площади и суммарным запасам. Строение нефтесодержащих пластов здесь совершенно различное.

По пласту ЮВ<sub>1</sub> выделяется 10 разобценных по площади залежей нефти. Каждая из них, включая относительно крупные, находится практически в одной фациальной зоне в области авандельтовой протоки, пересекающей Ватъеганское валообразное поднятие. В наилучших структурно-фациальных условиях, с повышенной толщиной песчано-алевролитовых пород (>20 м) и наиболее высоким гипсометрическим положением кровли пласта (свод поднятия), находятся две залежи (см. рис. 1). Остальные расположены на склонах структуры, в зоне развития авандельтовых фаций с несколько меньшей толщиной песчаников (12...16 м). В целом по пласту ЮВ<sub>1</sub> структурно-фациальные условия практически однотипны на всей площади месторождения. Здесь

вполне возможно при разработке залежи пласта ЮВ<sub>1</sub> использовать одинаковую сетку скважин. Залежь будет характеризоваться единым коэффициентом извлечения нефти (КИН). Утвержденный КИН по залежи пласта ЮВ<sub>1</sub> на 01.01.2003 г. составил 0,28.

Пласты АВ<sub>2</sub> и АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> на Ватьеганском месторождении объединены в единый эксплуатационный объект, так как глинистый раздел между ними практически отсутствует. Вместе с тем для каждого пласта были выявлены литолого-палеогеографические зоны, не совпадающие в плане, с резко различными геолого-физическими свойствами.

Во время формирования пласта АВ<sub>2</sub> в периферийных частях месторождения существовали зоны прибрежной аллювиальной равнины, периодически заливаемой морем с умеренной гидродинамикой среды осадконакопления (см. рис. 2). Основная часть залежи находилась в области дельтовой долины, внутри которой обособляется гидродинамически активная зона баровых отмелей.

Во время формирования пласта АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> значительная площадь месторождения, включая свод структуры, представляла собой мелководное море с пассивной гидродинамикой (см. рис. 3). Здесь формировались преимущественно глинистые толщи. На склонах Ватьеганского вала существовали условия авандельты, осложненные подводными отмелями с умеренной гидродинамикой среды осадконакопления.

Сравнивая эти зоны, можно заключить, что наиболее однородные и мощные песчаные пласты с улучшенными фильтрационными свойствами сформировались в пласте АВ<sub>2</sub> в условиях речной дельты и устьевых баров. Утвержденный КИН по единому объекту разработки АВ<sub>1-2</sub> на 01.01.2003 г. составил 0,416. В зонах глинизации пласта АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> он, очевидно, будет уменьшаться.

На Урьевском месторождении залежь в пласте ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> занимает северо-западный склон крупного Урьевского куполовидного поднятия. В пределах площади месторождения обособляются три участка с различными литолого-фациальными условиями осадконакопления – западный, центральный и восточный (см. рис. 1).

На западном и восточном участках пласт сформировался в идентичных структурно-фациальных условиях – в зоне авандельты на склонах структуры,

где накапливался относительно монолитный песчаный пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>. Здесь при испытании разведочных скважин отмечались наиболее высокие дебиты (до 30 м<sup>3</sup>/сут). Соответственно в коллекторах этих зон наблюдаются более высокие фильтрационно-емкостные свойства.

Центральный участок расположен в зоне межлопастных лагун с пассивной гидродинамикой, заполненных преимущественно глинистыми осадками. Толщина песчаных и крупноалевролитовых пород не превышает 3 м. Очевидно, что коэффициент извлечения нефти в этой зоне будет гораздо ниже, чем в западной и восточной. Утвержденный КИН по залежи пласта ЮВ<sub>1</sub> составляет 0,219. Вместе с тем в зоне глинизации следует ожидать снижение этого значения.

Залежь в пласте АВ<sub>2</sub> на Урьевском месторождении занимает небольшую площадь в пределах восточного купола и расположена в одной структурно-фациальной зоне, что обуславливает однотипные условия добычи нефти (см. рис. 2).

Залежь нефти в пласте АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> на Урьевском месторождении является частью единой залежи, распространяющейся на Чумпасское, Лас-Еганское, Поточное месторождения.

На площади залежи выделяются три участка, в пределах которых коллекторы формировались в различных структурно-фациальных условиях (см. рис. 3). Участки имеют северо-западное простирание, два из них приурочены к авандельтовым песчаным зонам с умеренной гидродинамической активностью потока. На севере площади оба участка сливаются в один. Во внутренней части месторождения обособляется значительная по размерам межлопастная лагуна с пассивным гидродинамическим режимом среды осадконакопления. Здесь суммарная толщина коллекторов не превышает 5 м. Вместе с тем залежь пласта АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> на Урьевском месторождении объединена с залежью пласта АВ<sub>2</sub> в единый объект разработки. Утвержденный КИН по объекту на 01.01.2003 г. составил 0,526. Принимая во внимание фациальную неоднородность строения пласта АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>, следует дифференцировать систему разработки в различных частях залежи.

Подобным образом нужно подходить к оценке условий разработки каждой залежи, тем более к вновь вводимой в разработку.