Вестник Евразийской науки / The Eurasian Scientific Journal https://esj.today

2020, №1, Том 12 / 2020, No 1, Vol 12 https://esj.today/issue-1-2020.html

URL статьи: https://esj.today/PDF/60NZVN120.pdf

Ссылка для цитирования этой статьи:
Горбунов П.А., Воробьев С.В., Бембель С.Р. Особенности прогноза нефтегазоносности северной части Западно-Сибирской плиты на основе модели тектонической дислоцированности осадочного чехла // Вестник Евразийской науки, 2020 №1, https://esj.today/PDF/60NZVN120.pdf (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ.

For citation:
Gorbunov P.A., Vorobyev S.V., Bembel S.R. (2020). Features of the forecast of oil and gas potential in the northern part of the West Siberian Plate based on the tectonic dislocation model of the sedimentary cover. *The Eurasian Scientific Journal*, [online] 1(12). Available at: https://esj.today/PDF/60NZVN120.pdf (in Russian)

УДК 553.981; 553.982

ГРНТИ 38.57.19

Горбунов Павел Александрович
ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия
Аспирант
E-mail: razpas@mail.ru
РИНЦ: https://www.elibrary.ru/author_profile.asp?id=861823

Воробьев Сергей Валентинович
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия
Заведующий отделом
Кандидат геолого-минералогических наук
E-mail: razpas@mail.ru

Бембель Сергей Робертович
ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия
Профессор кафедры «Геологии месторождений нефти и газа»
Доктор геолого-минералогических наук
E-mail: bembel_gsr@mail.ru
РИНЦ: http://elibrary.ru/author_profile.asp?id=802483

Особенности прогноза нефтегазоносности северной части Западно-Сибирской плиты на основе модели тектонической дислоцированности осадочного чехла

Аннотация. В данной статье, которая является частью диссертационного исследования, авторами представлен новый для территории северной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции критерий нефтегазоносности, основанный на количественной оценке степени дислоцированности отложений осадочного чехла. Основным механизмом, который обуславливает дислоцированность отложений нефтегазоносных комплексов Западной Сибири с точки зрения авторов является инверсионный характер развития исследуемой территории. В течении мезозойско-кайнозойского времени северная часть Западно-Сибирской плиты испытывала инверсионный характер тектонического развития, который обуславливал постоянную трансформацию палеорельефа исследуемой территории, что создавало значительные геодинамические нагрузки на отложения осадочного чехла. Авторами делается акцент на том, что любая горная порода, которая в течение геологического развития

подвергалась постоянной смене знаков направленности тектонических движений, испытывала большие геодинамические нагрузки. В результате таких воздействий в качестве последствий наблюдаются как пликативные (складкообразование), так и тектонические (дизъюнктивные нарушения) дислокации, что позволяет говорить о тектонической дислоцированности горных пород на таких участках. Авторы утверждают, что чем более интенсивно происходила смена знаков направленности тектонических движений, тем более дислоцированы породы осадочного чехла. В работе приводится обоснование взаимосвязи между тектонической дислоцированность, обусловленной тектоническими инверсиями и нефтегазоносностью. Выявление дислоцированных зон в плане и разрезе осадочного чехла авторами осуществляется на основании разработанной ими методики нормирования палеотектонических карт. При помощи этого метода авторами была построена трехмерная модель параметра тектонической дислоцированности исследуемой территории. В результате анализа построенной модели установлено что гигантские зоны нефтегазонакопления в пределах северной части Западной Сибири тяготеют к зонам с максимальной степенью тектонической дислоцированности, что позволяет использовать данную модель для прогноза нефтегазоносности.

Ключевые слова: Западная Сибирь; ЯНАО; нефть; газ; тектоника; палеотектоника; тектонические инверсии; прогноз нефтегазоносности; флюидодинамика

Актуальность

Дальнейшее развитие топливно-энергетического комплекса России при существующем состоянии длительно разрабатываемых месторождений нефти и газа напрямую связано с необходимостью постоянного возобновлению минерально-сырьевой базы, что невозможно без проведения широкого комплекса геологоразведочных работ (ГРР). За последние десятилетия фонд крупных антиклинальных поднятий в пределах как в целом в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, так и в северной части значительно иссяк. Объектами поисков и разведки все чаще становятся мелкие малоамплитудные локальные поднятия, освоение которых сопровождается большими экономическими рисками. Для повышения эффективности ГРР необходимо внедрение новых прогнозных критериев, использование которых позволит выделять наиболее перспективные площади для проведения поискового и разведочного бурения, в пределах которых наиболее вероятно открытие залежей углеводородов (УВ).

Геодинамический аспект формирования и развития залежей нефти и газа в последние 15–20 лет становится определяющим при поисках, разведке и эксплуатации месторождений как в Западной Сибири, так и в целом мире. Вывод о взаимосвязи тектогенеза с нефтегазоносностью был опубликован М.Я. Рудкевичем [1; 2], в работах которого отмечено, что нефтегазоносность связана с теми участками осадочного бассейна, которые «…испытывали определенный характер тектонического развития, … были подвержены тектоническим инверсиям», т. е. с участками и областями, в пределах которых в течении геологического времени восходящие тектонические движения сменялись на нисходящие и наоборот. Наличие тектонических инверсий было доказано на примере Медвежьего, Нижне-Пурского, Тазовского, мегавалов, а также Александровского и Средне-Васюганского валов и ряда других крупных тектонических структур, в пределах которых установлено наличие гигантских и уникальных месторождений УВ. В статье предложено развитие подходов и взглядов М.Я. Рудкевича на влияние инверсионных тектонических движений на нефтегазоносность.

Развитие теоретических взглядов на роль инверсионных движений на нефтегазоносность

Оценивая влияние инверсионных тектонических движений на отложения осадочного чехла, необходимо отметить, что любая горная порода, которая в течение длительного геологического времени подвергалась постоянной смене знаков направленности тектонических движений, испытывала значительные геодинамические нагрузки. Результатом такого рода воздействий является формирование как пликативных (складкообразование), так и тектонических (дизъюнктивные нарушения) дислокаций.

Если рассматривать весь комплекс пород, слагающих геологический разрез Западно-Сибирской плиты, то к числу наиболее дислоцированных следует отнести вулканогенно-осадочные образования доюрского комплекса. Это обусловлено тем, что доюрский интервал был подвержен тектоническим преобразованиям на протяжении всего времени развития Западной Сибири. Каждый вышележащий осадочный комплекс, соответственно, дислоцирован в меньшей степени, т. к. в эпоху предшествующего тектогенеза его еще не существовало. Следовательно, относительная степень дислоцированности отложений осадочного чехла уменьшается вверх по разрезу, так как вышележащие слои испытывали меньшее количество тектонических инверсий и соответственно дислокаций по сравнению с нижележащими.

В предшествующих исследованиях, выполненных авторами [3–5] введено понятие «*тектонической дислоцированности*», которое непосредственно связано с инверсионным характером развития изучаемой территории. Т. е. чем более часто и интенсивно происходила смена знаков направленности тектонических движений, тем больше дислоцированы отложения осадочного чехла и, следовательно, выше степень расчлененности рельефа.

Кроме того, проявления данного геодинамического процесса, несомненно, оказывают существенное влияние на региональную нефтегазоносность отложений мезозойско-кайнозойского осадочного чехла.

Во-первых, интенсивные инверсионные движения способствуют заложению новых и обновлению старых дизъюнктивных нарушений. Чередующаяся смена знаков направленности движений создает значительный тектонический стресс, распределяющийся по всему объему осадочной породы, что способствует ее дезинтеграции. Наличие дизъюнктивных нарушений обуславливает формирование высокопроницаемых зон, наиболее предпочтительных для вертикальной миграции пластовых флюидов. Схожие черты подобного механизма можно найти в ряде работ других геологов при обосновании связи геодинамики с зонами дезинтеграции пород и миграции УВ [10–13].

Во-вторых, высокоамплитудные вертикальные блоковые движения являлись основной причиной контрастных изменений термодинамического равновесия в пластовых системах, сопровождавшихся формированием высоких градиентов давлений и температур, инициировавших миграцию пластовых флюидов. При этом, максимальные градиенты давлений формировались на границах разнонаправлено двигающихся тектонических блоков, что способствовало возникновению как вертикальной, так и латеральной миграции насыщающих их флюидов [3].

В-третьих, согласно данным В.Ф. Симоненко и А.А. Размышляева [14], в ходе инверсионных тектонических движений происходило усиление степени отжатия флюидов из глинистых нефтегазоматеринских отложений в преимущественно песчаные породы-коллекторы.

В-четвертых, инверсионные движения определяли значительные по амплитудам вертикальные и горизонтальные перемещения тектонических блоков, сложенных как литифицированными, так и слабо уплотненными осадками, что в конечном итоге оказывало

существенное влияние на формирование структурных форм палеорельефа, способных контролировать залежи нефти и газа [3].

Таким образом, проявления инверсионных тектонических движений способствовали формированию гидродинамически активных зон, охарактеризованных высокими значениями как вертикальной (за счет дизъюнктивных нарушений), так и горизонтальной (формирование высоких градиентов пластовых давлений) проницаемости, что позволяет рассматривать данный фактор в качестве одного из нефтегазоконтролирующих признаков в пределах северной части Западно-Сибирской плиты.

Методы выявления и количественной оценки тектонической дислоцированности отложений осадочного чехла северной части Западно-Сибирской плиты

Выявление зон инверсионного тектонического развития осуществляется на основе методов палеотектонического анализа. Палеотектонические реконструкции осуществлялись авторами на основе карт изопахит, характеризующих собой особенности изменения мощностей осадков в плане и в разрезе осадочного чехла северной части Западно-Сибирской плиты в течение юрского, неокомского, аптского, альб-сеноманского, турон-сантонского и кайнозойского этапов геологического времени. Основой для палеотектонических реконструкций послужили региональные структурные карты масштаба 1:500 000, построенные коллективом авторов [4] по основным отражающим сейсмическим горизонтам, выделяемым в разрезе осадочного чехла в северной части Западной Сибири.

Согласно полученным результатам, тектонический облик северной части Западно-Сибирской плиты в течении мезозойско-кайнозойского времени подвергался значительным трансформациям. Периоды интенсивного прогибания северной части рассматриваемой территории, обуславливающей заполнение бассейна и выполаживание рельефа, сменялись этапами относительного воздымания и стабилизации. Неоднократные смены знаков вертикальных и горизонтальных тектонических движений, влекли за собой изменения площадей структур, их полное расформирование, а также переходы положительных форм рельефа в отрицательные и наоборот. При этом, тектонические инверсии четко просматриваются на всех этапах развития Западно-Сибирского седиментационного бассейна [3; 4; 15].

Следующей задачей исследования было выявление тектонически-дислоцированных зон, которые наиболее часто испытывали смену знаков тектонических движений. Для решения данной задачи авторами был разработан следующий методический прием [3–5]. Карты изопахит юрского, неокомского, аптского, альб-сеноманского, турон-сантонского и кайнозойского осадочных комплексов интерпретировалась как совокупность направленности и интенсивности тектонических движений, существовавших в каждый из рассматриваемых периодов геологического времени. Данные карты палеотолщин нормировались в интервале значений от «-1» до «+1». Наиболее погруженным участкам (охарактеризованным наибольшими толщинами) присваивалось значение «-1» – эти участки испытывали процессы максимального погружения. Наиболее гипсометрически выраженным участкам палеорельефа (охарактеризованным минимальными толщинами осадков) присваивалось значение «+1» – эти участки испытывали процессы наибольшего воздымания.

Далее производилась оценка степени тектонической дислоцированности каждого осадочного комплекса, выделяемого в составе осадочного чехла. Как указывалось выше, наибольшей степенью тектонической дислоцированности обладают образования, залегающие в основании осадочного бассейна. Самыми древними осадочными породами

рассматриваемыми авторами являются отложения юрского комплекса, который испытал проявления всех эпох тектогенеза – юрский, неокомский, аптский, альб-сеноманский, турон-сантонский и кайнозойский соответственно. Вышележащие неокомские отложения испытали только неокомский, аптский, альб-сеноманский, турон-сантонский и кайнозойский тектогенезы соответственно. И так далее.

Таким образом, для оценки степени тектонической дислоцированности юрских отложений необходимо сложить между собой все перенормированные карты и разделить их сумму на количество сложений. Для оценки тектонической дислоцированности каждого последующего комплекса необходимо складывать между собой перенормированную карту толщин этого и всех вышележащих комплексов с последующим делением на количество сложений. И так далее.

Полученные в результате данных математических операций карты отображают обобщенную интегральную направленность тектонических движений и, соответственно, общую степень дислоцированности отложений осадочного чехла. При этом, области со значением максимально близкими к «+1» характеризуются как унаследовано растущие. Участки по значению максимально близкие к «-1» – как унаследовано погружающиеся. При этом области, по значению близкие к «0», характеризуются как области, испытывавшие частую смену знаков направленности вертикальных тектонических движений и охарактеризованные наибольшей степенью тектонической дислоцированности [3–5].

На основе полученных карт была построена трехмерная модель, каркас которой представлен структурными картами отражающих горизонтов, а заполнение выполнено полученными картами тектонической дислоцированности. Общий вид полученной модели приведен на рисунке 1.

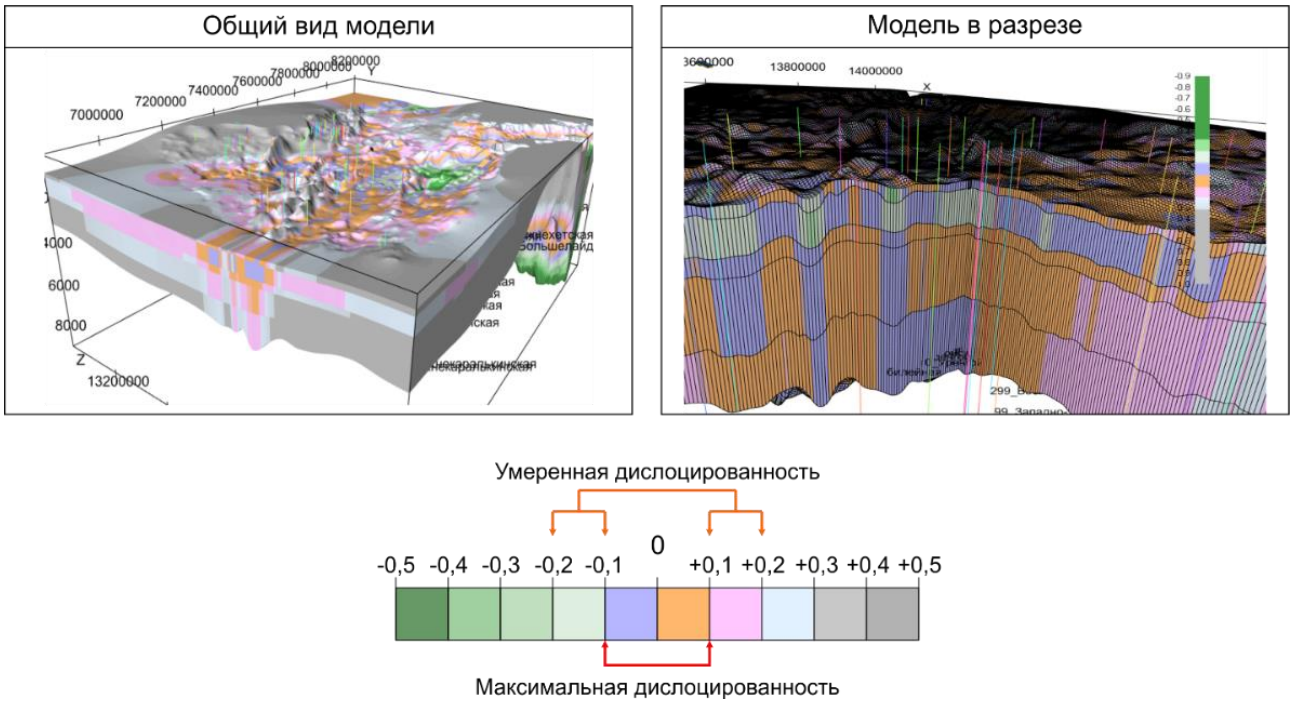

Рисунок 1. *Общий вид трехмерной модели дислоцированности отложений осадочного чехла северной части Западно-Сибирской плиты (составлено авторами)*

Согласно полученной модели, области, которые охарактеризованы значениями параметра тектонической дислоцированности от -0,1 до +0,1, являются наиболее дислоцированными, области значения параметра, изменяющиеся от -0,2 до -0,1 и от +0,1 до +0,2, характеризуются как умеренно дислоцированные.

По результатам анализа выполненных построений установлено, что крупнейшие месторождения УВ, открытые в пределах северной части Западно-Сибирской плиты, расположены в пределах высоко дислоцированных зон, которые по вертикали охватывают отложения юрского, неокомского, аптского и альб-сеноманского комплексов.

На рисунке 2 представлены геологические разрезы, проведенные через трехмерную модель параметра тектонической дислоцированности. Согласно рисунку 2б и 2в следует, что гигантские месторождения УВ Уренгойское, Ямбургское, Медвежье, Береговое, Восточно-Таркосалинское охарактеризованы высокой степенью тектонической дислоцированности по всему геологическому разрезу. Сделан вывод, что участки осадочного чехла, охарактеризованные сквозным развитием высоко дислоцированных зон, наиболее предпочтительны для образования гигантских зон нефтегазонакопления. Подобные зоны были закартированы в плане и представлены на рисунке 3.

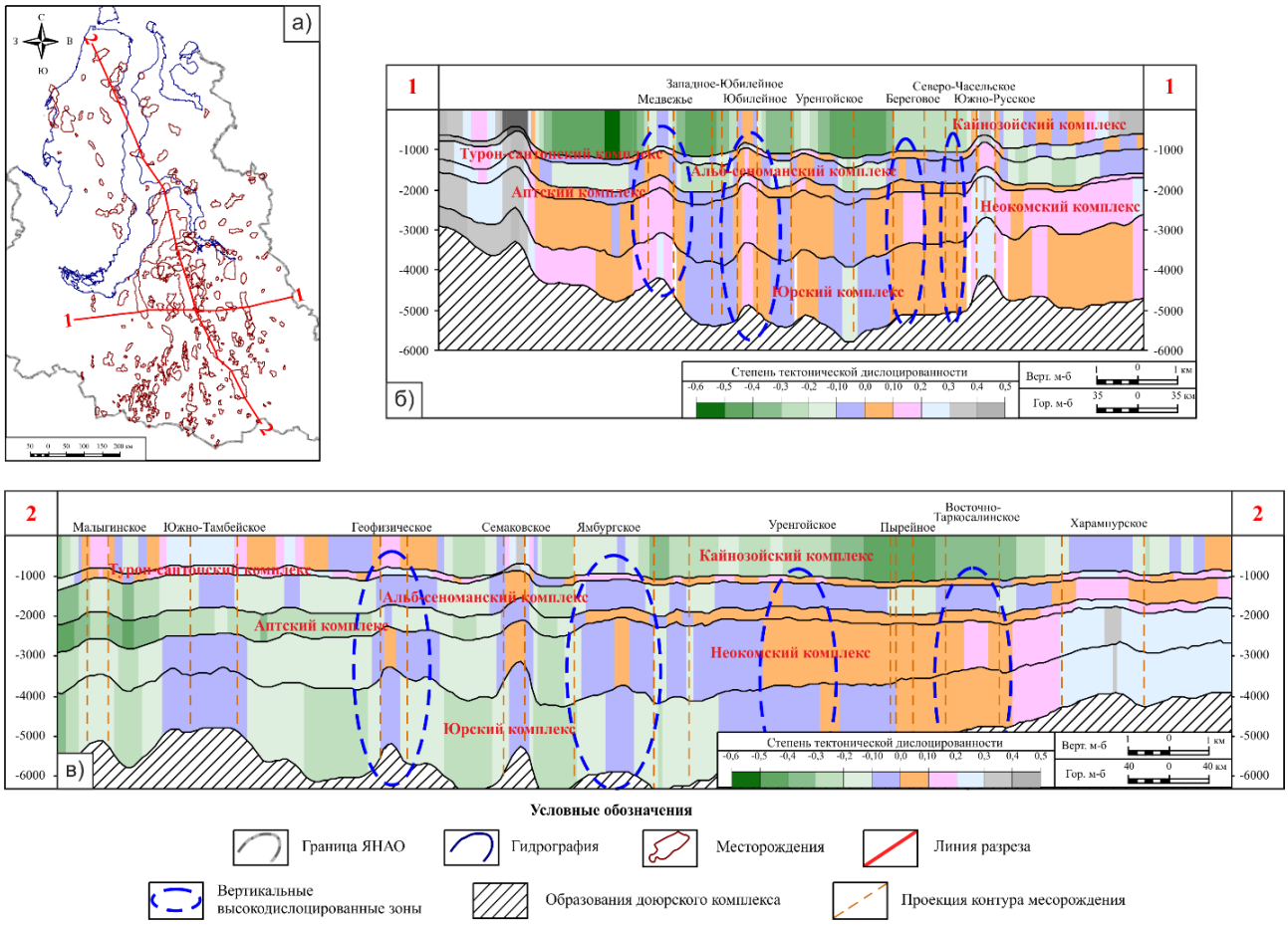

Рисунок 2. *Геологические разрезы, проведенные через трехмерную модель параметра тектонической дислоцированности в пределах северной части Западной Сибири; (а) положение профилей в плане, (б) разрез по линии 1-1, (в) разрез по линии 2-2 (составлено авторами)*

Согласно рисунку 3, зоны сквозного развития параметра тектонической дислоцированности изменяющегося в диапазоне от -0,1 до +0,1 (максимальная дислоцированность) окрашены в зеленый цвет. Зоны сквозного развития параметра тектонической дислоцированности в диапазоне от -0,2 до -0,1 и от +0,1 до +0,2 (умеренная дислоцированность) окрашены в желтый цвет.

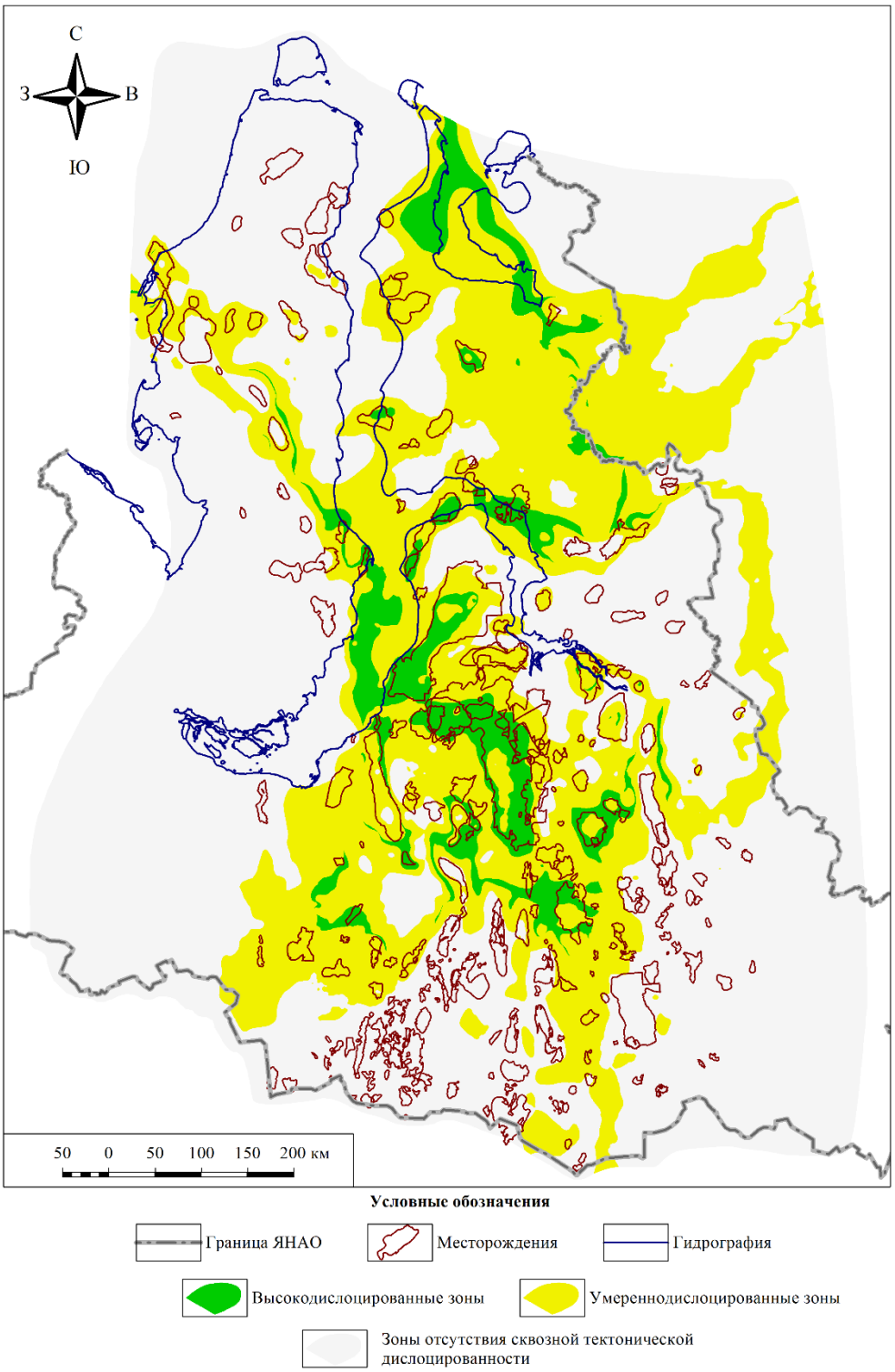

Рисунок 3. *Зоны сквозного развития тектонической дислоцированности отложений осадочного чехла в пределах северной части Западно-Сибирской плиты (составлено авторами)*

Исходя из дальнейшего анализа модели (рисунок 3), необходимо отметить, что помимо упомянутых Уренгойского, Ямбургского, Медвежьего, Берегового, Восточно-Таркосалинского месторождений к зонам максимальной сквозной тектонической дислокации приурочены Антипаютинское, Восточно-Мессояхское, Восточно-Уренгойское, Северо-Есетинское, Восточно-Юбилейное, Геофизическое, Гыданское, Дремучее, Ево-Яхинское, Ен-Яхинское,

Западно-Песцовое, Заполярное, Каменномысское, Крузенштернское, Ладертойское, Луцеяхское, Надымское, Пангодинское, Парусовое, Песцовое, Самбургское, Северо-Парусовое, Северо-Русское, Северо-Самбургское, Северо-Часельское, Северо-Юбилейное, Семаковское, Стерховое, Тазовское, Танусалинское, Тота-Яхинское, Украинско-Юбилейное, Хамбатейское, Харасавэйское, Юбилейное, Южно-Геологическое, Южно-Песцовое месторождения.

Всего на данные месторождения по подсчетам авторов приходится 55 % запасов УВ сырья, выявленного и поставленного на государственный баланс в пределах исследуемой территории. На оставшиеся месторождения (численностью около 200), соответственно, приходится 45 % геологических запасов УВ. Это наблюдение позволяет сделать вывод, что зоны сквозной тектонической дислоцированности являются наиболее предпочтительными для нефтегазонакопления.

Участки сквозной дислоцированности, приведенные на рисунке 3, где еще не открыты месторождения, являются приоритетными для проведения геологоразведочных работ. Значительным и перспективами обладают территории, расположенные в пределах полуострова Гыдан и участки в пределах акватории Обской губы. Отдельные открытия возможны в пределах Мессояхского мегавала и в пределах Надым-Пур-Тазовского междуречья.

Выводы

На основании современного комплекса геолого-геофизического материала был проведен детальный палеотектонический анализ северной части Западной Сибири, по результатам которого установлен инверсионный характер развития исследуемой территории.

Авторами выдвигается гипотеза, что интенсивная смена знаков тектонических движений способствует формированию разуплотненных, дислоцированных зон, охарактеризованных высокими градиентами пластовых давлений, которые наиболее благоприятны для процессов флюидомиграции и нефтегазообразования. Для количественной оценки степени тектонической дислоцированности осадочного чехла предложена методика, основанная на нормировании карт толщин основных нефтегазоносных комплексов севера Западной Сибири.

Выполненная количественная оценка степени тектонической дислоцированности позволила выявить и закартировать области, которые были подвержены воздействию знакопеременных тектонических движений в наибольшей степени. Данные участки охарактеризованы авторами как зоны с высокой степенью тектонической дислоцированности отложений осадочного чехла. В ходе исследования было выявлено, что крупнейшие месторождения севера Западной Сибири и большая часть выявленных запасов углеводородов приурочена к этим зонам.

Все вышеизложенное позволяет рассматривать степень тектонической дислоцированности пород осадочного чехла, обусловленную проявлениями инверсионных тектонических движений, в качестве одного из основных признаков, контролирующих зоны пространственной локализации залежей нефти и газа в северной части Западно-Сибирской плиты и являющихся основными объектами для планирования и проведения дальнейших геологоразведочных работ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Рудкевич М.Я. Палеотектонические критерии нефтегазоносности / М.Я. Рудкевич. – Москва: Недра, 1974. – 184 с.
2. Основные этапы истории геологического развития Западно-Сибирской плиты / М.Я. Рудкевич [и др.]. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1970. – 177 с.
3. Воробьев С.В., Горбунов П.А. Тектоническая дислоцированность мезозойско-кайнозойских отложений как один из основных нефтегазоконтролирующих признаков в северной части Западно-Сибирской плиты / С.В. Воробьев, П.А. Горбунов, О.В. Максименко // Геология нефти и газа – 2020. – №1. – С. 5–16.
4. Воробьев С.В, Горбунов П.А. Особенности тектонического развития северной части Западно-Сибирской плиты в юрско-меловое время / С.В. Воробьев, П.А. Горбунов // Сборник научных трудов ООО «ТюменНИИгипрогаз»: труды ООО "ТюменНИИгипрогаз". – Тюмень, 2017. – С. 94–98.
5. Воробьев С.В., Горбунов П.А. Влияние инверсионной тектоники на нефтегазоносность северной части Западной Сибири / С.В. Воробьев, П.А. Горбунов // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина. – Томск, 2017. – С. 227–228.
6. Рудкевич, М.Я. Тектоника Западно-Сибирской плиты и ее районирование по перспективам нефтегазоносности / М.Я. Рудкевич. – Москва: Недра, 1969. – 278 с.
7. Бембель С.Р. Геодинамический аспект при поисках залежей углеводородов в Уватском районе Тюменской области // Горные ведомости, 2010. №11. – С. 28–36.
8. Валяев Б.М., Кропоткин П.Н. Зональность нефтегазонакопления и глубинной углеводородной дегазации в осадочных бассейнах: (в связи с их геодинамической эволюцией) // Геодинамическая эволюция осадочных бассейнов. Тезисы докл. международн. симпозиума. – М., 1992. – С. 34.
9. Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М., Володин И.А. Геодинамические аспекты генезиса нефти и газа // Проблемы происхождения нефти и газа. – М., 1994. – С. 22–30.
10. Бембель С.Р. Особенности проявления современной локальной геодинамики в западной части ХМАО-Югра, их связь с очагами нефтегазонакопления // Геология нефти и газа, 2010. №4. – С. 8–12.
11. Влияние тектоносейсмических процессов на образование и накопление углеводородов / Н.В. Черский, В.П. Царев, Т.И. Сороко и др. – Новосибирск: Наука, 1985. – 223 с.
12. Гаврилов В.П. Влияние разломов на формирование зон нефтегазонакопления. – М.: Недра, 1975. – 253 с.
13. Скоробогатов, В.А. Геологические строение и нефтегазоносность Ямала / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов, В.Д. Копеев. – Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 352 с.
14. Размышляев, А.А. Первичная миграция углеводородов из глинистых толщ при инверсионных тектонических движениях / А.А. Размышляев, В.Ф. Симоненко // Геология нефти и газа. – 1982. – №5. – С. 45–50.
15. Воробьев С.В., Горбунов П.А. Уточнение палеотектонического развития северной части Западно-Сибирской плиты в мезозойско-кайнозойское время / С.В. Воробьев, П.А. Горбунов, О.В. Максименко, С.Р. Бембель // Успехи современного естествознания. – 2019. – № 10. – С. 29–38.

Gorbunov Pavel Aleksandrovich
Industrial university of Tyumen, Tyumen, Russia
E-mail: razpas@mail.ru

Vorobyev Sergey Valentinovich
All-Russian research geological oil institute, Moscow, Russia
E-mail: razpas@mail.ru

Bembel Sergey Robertovich
Industrial university of Tyumen, Tyumen, Russia
E-mail: bembel_gsr@mail.ru

Features of the forecast of oil and gas potential in the northern part of the West Siberian Plate based on the tectonic dislocation model of the sedimentary cover

Abstract. In this article, the authors represent a new oil and gas prediction criterion for the territory of the northern part of the West Siberian oil and gas province, based on a quantitative assessment of the degree of dislocations of sedimentary cover sediments. The main mechanism that determines the dislocation of deposits of oil and gas complexes of Western Siberia from the point of view of the authors is the inverse nature of the development of the study area. During the Mesozoic-Cenozoic time, the northern part of the West Siberian Plate experienced an inverse type of tectonic development, which led to the constant transformation of the paleosurfaces of the study area, which created significant geodynamic loads on sediments. The authors emphasize that any rock, which during the geological development underwent a constant change in the direction of tectonic movements, experienced great geodynamic loads. As a result of such impacts, both plicative (folding) and tectonic (disjunctive disturbances) dislocations are observed as consequences. The authors believe that the more intensive the change in direction of tectonic movements occurred, the more sedimentary cover rocks are dislocated. The paper substantiates the relationship between tectonic dislocation due to tectonic inversions and oil and gas potential. The identification of dislocated zones in the plan and section of the sedimentary cover is based on the authors methodology of normalizations of paleotectonic maps. Using this method, the authors constructed a three-dimensional model of the tectonic dislocation parameter of the study area. As a result of the analysis of the constructed model, it was found that giant oil and gas accumulation zones within the northern part of Western Siberia corresponds to zones with a maximum degree of tectonic dislocation, which allows us to use this model to predict oil and gas potential.

Keywords: Western Siberia; Yamal-Nenets Autonomous District; oil; gas; tectonics; paleotectonics; tectonic inversions; oil and gas prediction; fluid dynamics