

## Нефтегазоносность верхнеюрских и меловых отложений Западной Сибири и дизъюнктивная тектоника

И.В. Жилина\*, Р.О. Кузнецов\*\*

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия  
E-mail: \*89163573819@mail.ru, \*\*kuznetsovro@mail.ru

**Аннотация:** Крупные разломы во многом предопределили распределение залежей углеводородов в мезо-кайнозойском осадочном чехле Западной Сибири и послужили путями миграции вверх по разрезу. Формирование тектонических нарушений оказало существенное влияние на перераспределение углеводородов как между нефтегазоносными комплексами, так и по типу флюида. По направлению с юга на север увеличивается этаж нефтегазоносности, количество пластов на месторождении и количество газовых месторождений. Предложено пересмотреть модели тектонически экранированных залежей с точки зрения теории трехслойного строения резервуара.

**Ключевые слова:** дизъюнктивная тектоника, разломы, Западная Сибирь, месторождения нефти и газа, мезо-кайнозойский чехол, углеводороды, нефтегазоносность.

**Для цитирования:** Жилина И.В., Кузнецов Р.О. Нефтегазоносность верхнеюрских и меловых отложений Западной Сибири и дизъюнктивная тектоника // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 4(39). С. 58–67. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art5>

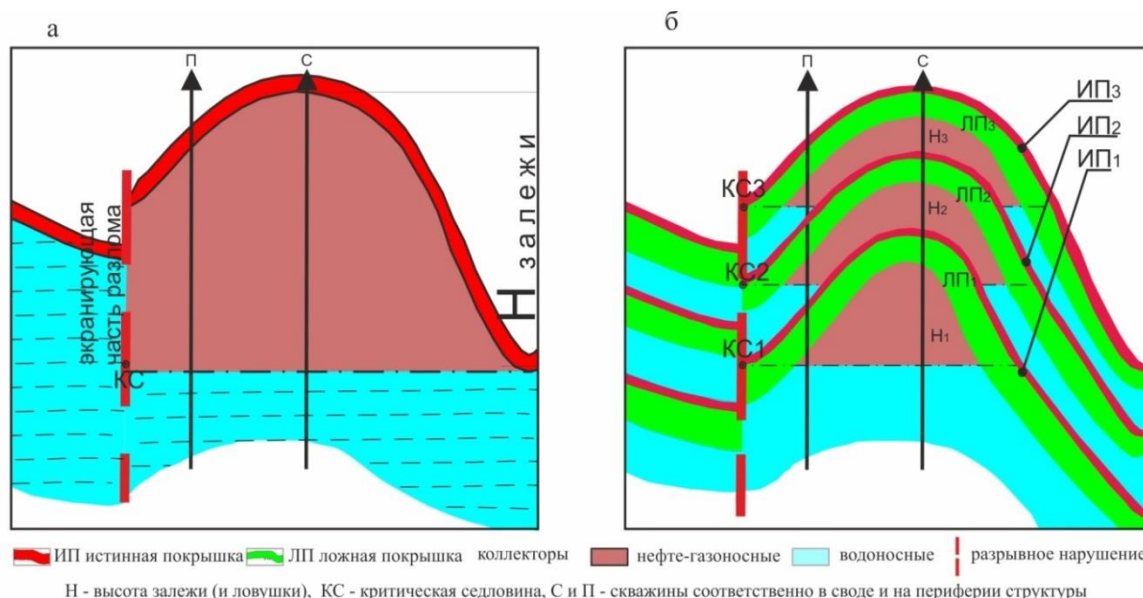
### Введение

На фоне ухудшения структуры и необходимости восполнения ресурсной базы углеводородов в основных нефтегазодобывающих провинциях России возрастает роль и актуальность качественной оценки запасов и ресурсов даже небольших залежей, в том числе со сложным геологическим строением. Примером таких залежей являются, так называемые приразломные залежи, осложненные дизъюнктивной тектоникой.

В лаборатории ресурсной базы нефтегазоносного комплекса ИПГН РАН ведутся работы по уточнению геологических моделей месторождений такого типа с использованием созданной «Концепции управления рисками геологоразведочных работ на нефть и газ». Концепция основана на теории трехчленных моделей природных резервуаров и позволяет объективно оценить запасы и ресурсы залежей углеводородов.

Такие работы проводились для месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (НГП), и новые, построенные в лаборатории модели тектонически экранированных залежей уже нашли свое подтверждение при бурении (например, Харьгинского месторождения).

В классическом варианте приразломные залежи принято описывать как тектонически-экранированные. Однако, исходя из анализа закономерностей влияния наличия разрывных нарушений, перетока по ним углеводородов вверх по разрезу в разные временные периоды и учитывая теорию трехслойного строения природных резервуаров [1], актуальной является возможность рассмотреть принципиально другую модель строения приразломной залежи, описанную в работе Е.Б. Риле и М.Н. Поповой [2] (рис. 1).



**Рис. 1.** Две модели месторождения УВ, осложненного разрывным нарушением:  
 а – традиционная; б – созданная на основании концепции трехслойного строения природных резервуаров [2]

При таком подходе величина запасов залежи перестает быть завышенной. Кроме того, оценка рисков и построение уточненной модели приразломного месторождения необходимо для его дальнейшей эффективной эксплуатации.

В рамках описанных исследований возник интерес провести анализ влияния дизъюнктивной тектоники на формирование, перераспределение и сохранность залежей углеводородов в Западно-Сибирской НГП, чтобы понять будут ли актуальны такие работы для этой территории.

**Закономерности влияния тектонических процессов на нефтегазоносность Западной Сибири**

Для начала рассмотрим системные закономерности влияния тектонических процессов на формирование месторождений углеводородов на территории Западно-Сибирской НГП. Так или иначе этот вопрос исследовался многими учеными, которые внесли значительный вклад в его изучение, начиная с середины прошлого столетия. За это время был накоплен и проанализирован

огромный объем геолого-геофизических материалов. Обобщая опубликованные данные, можно упрощенно выделить следующие системные закономерности.

Нефтегазоносность осадочного чехла Западно-Сибирской НГП имеет выраженную зональность (рис. 2), что также прослеживается и в интенсивности тектонических движений, а следовательно и истории формирования, в том числе локальных поднятий.

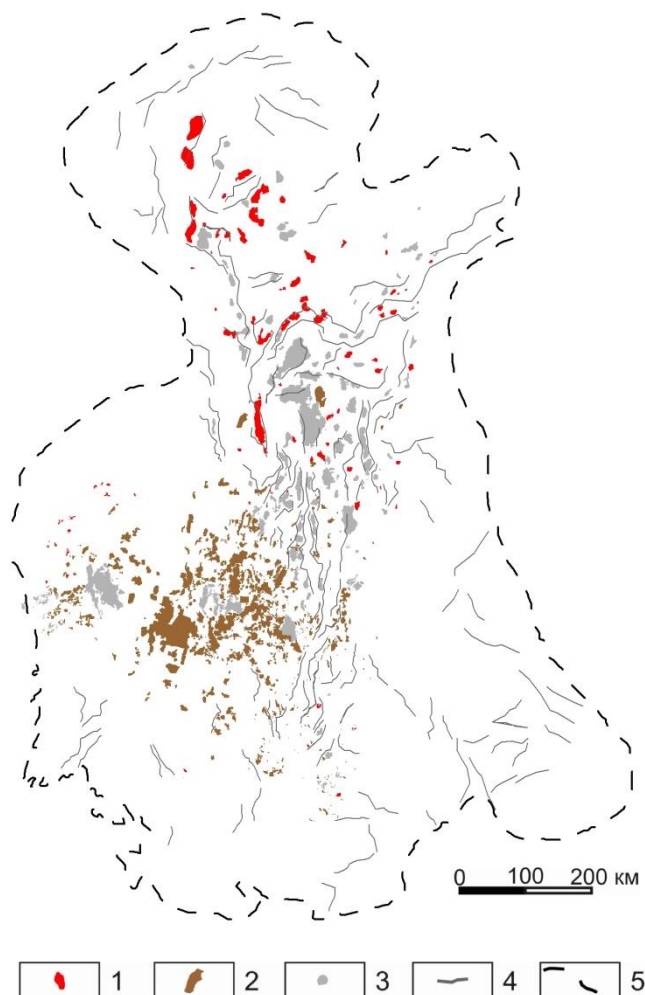
Южные районы провинции имеют гораздо меньшую мощность осадочного чехла, месторождения в большинстве нефтяные, содержат небольшое количество залежей, основные запасы которых сосредоточены в юрских отложениях, где основным региональным флюидоупором служат глины баженовской свиты.

В центральных районах повышается этаж нефтегазоносности и основными продуктивными отложениями являются юрские и неокомские. Месторождения – нефтяные и нефтегазоконденсатные. Количество залежей в разрезе на месторождении увеличивается (табл. 1).

Северная часть Западной Сибири характеризуется огромной мощностью осадочного чехла. Основным продуктивным нефтегазоносным комплексом являются отложения апт-альб-сеномана, где под мощным, регионального распространения пластом глин кузнецовской свиты образовались крупные и гигантские месторождения. Резко увеличивается количество продуктивных пластов, залежи преимущественно газовые, газоконденсатные и нефтегазоконденсатные.

Учитывая, что основные ресурсы углеводородов в Западной Сибири

генетически связаны с нефтематеринскими отложениями баженовской свиты [3], которые перекрыты мощной толщей глинистых пород подачимовской толщи, служащей флюидоупором и препятствующей вертикальной миграции углеводородов в вышележающие продуктивные пласты неокомского комплекса, интересно проанализировать выявленные закономерности с точки зрения истории тектонического развития, формирования дизъюнктивных нарушений, которые имеют важное значение для сохранности и перераспределения залежей углеводородов в осадочном чехле.



**Рис. 2.** Распределение месторождений углеводородов и крупных разломов в Западной Сибири

Месторождения: 1 – газовые; 2 – нефтяные; 3 – нефтегазоконденсатные;  
4 – разрывные нарушения; 5 – контур Западной Сибири

Таблица 1

**Схема стратиграфической приуроченности залежей углеводородов в Александровском нефтегазоносном районе Васюганской нефтегазоносной области (Томская область)**

Система	Отдел	Ярус	Свита	Пласт	Аригольское	Вахское	Восточно-Охтеурское	Горстовое	Западно-Люклайское	Ининское	Кондаковское	Коттыньское	Кошильское	Люклайское	Максиминское	Никольское	Полуденное	Проточное	Северное	Чкаловское	Южно-Охтеурское			
МЕЛОВАЯ	нижний	альб	покурская	ПК13																				
				ПК15																		НГК		
				ПК16																		НГ		
				ПК18																		НГК		
				ПК19																		Н		
		апт	алымская	ПК20																	Н			
				A1																	НГК			
				A1/2A																Н				
				A1/2Б																Н				
				A1/3																Н				
	баррем+готерлив	вартовская	A2															Н		НГК				
			Б0/1																	Н				
			Б2																	Н				
			Б3																		Н			
			Б4																		НГК			
			Б7																		НГК			
			Б7/0																				Н	
			Б7/1																				Н	
			Б7/2																				Н	
			Б9																		Н			
валанжин	тарская	Б10/1														Н								
		Б10/2														Н								
верхний	волжский	баженовская	Ю0																					
			Ю1_0																Н					
	кимеридж	георгиевская	Ю1_1	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н		
			Ю1_1А														Н							
			Ю1_1Б													Н	Н							
			Ю1_2		Н										Н						Н		Н	
			Ю1_3		Н		Н						Н								Н		Н	
			Ю1																Н					
	средний	бат	тюменская	Ю2																				
				Ю2/1		Н																		
Ю2/2					Н																			
Ю2/3					Н																			
Ю3/1					Н																			
Ю3/2					Н																			
Ю3/3					Н																			
Ю3/4					Н																			
Ю6																								
НГГЗК				М		Н																		
				М1																НГК				

На протяжении формирования мощного терригенного осадочного чехла в мезозойско-кайнозойское время Западно-Сибирская плита представляла собой область устойчивого погружения в целом. Тем не менее, в течение всего этого времени происходили инверсионные

тектонические движения, фиксируемые на региональном и локальном уровне [4], которые усложняли строение осадочных комплексов и формировали высокую степень расчлененности палеорельефа и изменения морфологии тектонических структур.

В результате проявления как вертикальных, так и горизонтальных движений в мезозойско-кайнозойское время геологические объекты испытывали большие геодинамические нагрузки, что в свою очередь сформировало серию тектонически ослабленных зон, на базе которых развивались новые пликативные и дизъюнктивные дислокации [4]. В тех случаях, когда интенсивность движений была максимальной, происходило образование крупных разломов.

Приуроченность многих месторождений углеводородов, в том числе месторождений-гигантов, к зонам больших градиентов перепада мощностей продуктивных свит отмечается во многих работах, например [4–6].

Формирование разломов в меловых отложениях Западной Сибири происходило, в основном, в 2 этапа: берриас-аптский и кайнозойский [7].

Берриас-аптское время характеризуется формированием основных локальных структур, к которым приурочены открытые залежи нефти, а также разрывных нарушений, секущих баженовскую свиту и затухающих в неокOME. К моменту, когда отложения баженовской свиты вошли в главную зону нефтеобразования, большинство разломов оказались «залеченными». Это послужило формированию тектонически экранированных залежей в южных районах. Однако инверсионные движения способствовали обновлению старых и заложению новых разломов, по которым происходили перетоки углеводородов в вышележащие резервуары. Наличие нефти и битумов в трещинах и зонах дробления пород, залегающих между продуктивными пластами, в пределах распространения

региональных глинистых покрышек; геохимические анализы нефтей разного состава на одной и той же площади в одном резервуаре рядом с разломом; или одного и того же состава в разных комплексах одного месторождения – говорят о наличии вторичных залежей на ряде месторождений, в том числе и на севере провинции (Медвежье, Ванкорское, Северное, Мыльджинское, Соболиное, Северо-Васюганское и др.) [8, 9] подтверждает факт перераспределения углеводородов между комплексами.

В кайнозойское (посттуронское) время образовалась наиболее крупная Колтогорско-Уренгойская депрессия, что сопровождалось формированием крупных положительных структур и разломов, секущих практически весь мезо-кайнозойский чехол. По мнению В.А. Конторовича, «именно эти разломы служили каналами для миграции углеводородов из баженовской свиты в вышележащие меловые горизонты» [7]. На примере Томской части Александровского нефтегазозносного района (см. табл. 1) видно, что месторождения, имеющие залежи в меловых отложениях, находятся в непосредственной близости от крупного разлома.

Инверсионные движения создавали предпосылки для формирования механизмов первичной и вторичной миграции углеводородов вверх по разрезу, а также сложного сочетания различного вида залежей по разрезу, в том числе газоконденсатных, что особенно характерно для северных районов Западно-Сибирской провинции [10].

Для полного понимания перераспределения углеводородных залежей вверх по разрезу необходимо учитывать воздействие инверсионных тектонических движений на качество локальных флюидоупоров.

Как известно, инверсионные тектонические движения локальных структур сопровождаются разрушением залежей и миграцией углеводородов вверх по разрезу. Другими словами, даже если над структурой в свое время была сформирована истинная покрывка [1] небольшой мощности, в процессе инверсии происходит максимальное напряжение пород, что служит возникновению микротрещиноватости и может существенно ослабить изоляционные свойства покрывки. Такие процессы способствуют дегазации залежей углеводородов и «просачиванию» их вверх по разрезу. Повышенная дезинтеграция пород, образовавшаяся под воздействием инверсионных движений, и их высокая проводимость, отмечается в ряде работ С.Р. Бембеля [11]. По мере затухания тектонических движений, микротрещины, образовавшиеся в истинной покрывке, могут залечиваться и даже послужить флюидоупором для вторичной залежи углеводородов.

Таким образом, прослеживается очевидная закономерность влияния разломов на нефтегазоносность отложений мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Западной Сибири. Залежи верхнеюрского нефтегазоносного комплекса экранируются плотными битуминозными аргиллитами баженовской свиты и приурочены к южным районам провинции. Перспективными объектами являются структуры, не осложненные меловыми и кайнозойскими разломами. В отложениях неокома наиболее перспективными являются структуры, осложненные постсеноманскими дизъюнктивными нарушениями [8]. Залежи заполнены углеводородами юрских нефтепроизводящих толщ, флюидоупором служит кошайская пачка алымской свиты. В апт-альб-сеноманских отложениях основные залежи (часто гигантские газовые

скопления) сформировались на севере провинции под туронским региональным флюидоупором. Зачастую месторождения этой части провинции приурочены к зонам больших градиентов перепада мощностей продуктивных свит. Небольшое количество залежей углеводородов в других пластах этого комплекса обусловлено отсутствием надежных глинистых покрывок регионального уровня [12].

### **Приуроченность месторождений углеводородов к разрывным нарушениям в осадочном чехле Западной Сибири**

В работе также был проведен анализ приуроченности залежей углеводородов в мезо-кайнозойских отложениях Западной Сибири к крупным тектоническим нарушениям на основе созданных цифровых моделей крупных и локальных разломов.

Цифровая модель крупных по протяженности разрывных нарушений (более 50–60 км) в Западной Сибири (см. рис. 2) создана на основе анализа тектонических и структурных карт и карт толщин, карт градиентов поверхностей ([4, 7, 8, 12, 13] и др.), верификации разломов с помощью региональных геолого-геофизических разрезов и сейсмических профилей.

Проанализировано пространственное расположение более 900 нефтяных, газовых и нефтегазоконденсатных месторождений в осадочном чехле Западно-Сибирской НГП относительно разломов. Анализ приуроченности залежей углеводородов к крупным тектоническим нарушениям (разломы протяженностью более 50–60 км), показал, что дизъюнктивная тектоника имеет существенное влияние не только на этаж нефтегазоносности, но и на дифференциальное распределение фазового состава месторождений.

Так, установлено, что к крупным разрывным нарушениям приурочено около 22% газовых и почти 25% нефтегазоконденсатных месторождений, и всего лишь чуть более 5% нефтяных месторождений.

На основе полученных результатов, а также схем стратиграфической приуроченности залежей углеводородов на территории Западной Сибири выделено 38 объектов, имеющих приразломные залежи, которые стоит углублено изучить для анализа геологического строения месторождений и уточнения строения залежей с позиции концепции трехслойного строения природных резервуаров и новой предложенной модели (см. рис. 1) для построения более точных геолого-гидродинамических моделей и оценки запасов углеводородов.

### **Выводы**

Учитывая то, что на формирование, сохранность и перераспределение залежей углеводородов в разрезе осадочного чехла Западной Сибири огромное влияние оказало наличие разломов и надежно экранирующих толщ, обладающих площадным распространением, имеет смысл

проанализировать и, возможно, пересмотреть модель приразломных месторождений для более полной и эффективной их эксплуатации.

Во-первых, учитывая возможность «оживших» разломов служить путями вторичной миграции и перераспределения углеводородов из нижележащей залежи вверх по разрезу, проанализировать геолого-геофизические материалы на предмет выявления залежей в вышележащих горизонтах.

Во-вторых, пересмотреть модели месторождений, которые ранее считались тектонически экранированными с точки зрения теории трехслойного строения природных резервуаров, которая учитывает наличие истинной покрывки или ложной, позволяет оценить ресурсы углеводородов и надежность картирования прогнозируемых залежей. Такой подход получил подтверждение на примере крупного Харьягинского многопластового месторождения нефти, расположенного в Тимано-Печорской НПП, и позволяет уточнить запасы приразломных месторождений, а также снизить риски геологоразведочных работ и добычи углеводородов.

*Работа выполнена в рамках государственного задания (тема «Создание научных основ новой системной методологии прогноза, поисков и освоения залежей углеводородов, включая залежи матричной нефти в газонасыщенных карбонатных отложениях нефтегазоконденсатных месторождений», № 122022800274-8).*

### **Литература**

1. Ильин В.Д., Максимов С.П., Золотов А.Н. и др. Локальный прогноз нефтегазоносности на основе анализа строения ловушек в трехслойном резервуаре: Методические рекомендации. М.: ВНИГНИ, 1982. 52 с.
2. Риле Е.Б., Попова М.Н. Новая модель верхнедевонской залежи Харьягинского нефтяного месторождения // Актуальные проблемы нефти и газа. Вып. 4(23). 2018. С. 9. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art9>

3. *Конторович А.Э., Данилова В.П., Костырева Е.А. и др.* Нефтематеринские формации Западной Сибири: старое и новое видение проблемы // Органическая геохимия нефтепроизводящих пород Западной Сибири: Тез. докл. научного совещания. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 1999. С. 10–12.
4. *Горбунов П.А.* Прогнозирование зон нефтегазоносности северных и арктических районов Западной Сибири на основе палеотектонических критериев: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Тюмень, 2020. 22 с.
5. *Моделевский М.Ш.* Новое в прогнозировании нефтегазоносности. М.: [б. и.], 1972. 88 с.
6. *Успенская Н.Ю.* Месторождения-гиганты, их значение в оценке ресурсов нефти и газа и особенности их формирования // Геология нефти и газа. 1972. № 8. С. 1–8.
7. *Конторович В.А.* Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири // Геология и геофизика. 2009. Т. 50, № 4. С. 461–474.
8. *Аюнова Д.В.* Сейсмогеологические модели и особенности формирования верхнеюрских, неокомских и сеноманских залежей углеводородов; критерии нефтегазоносности (на примере Игольско-Талового, Медвежьего и Ванкорского месторождений): Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Новосибирск, 2022. 25 с.
9. *Конторович А.Э.* Геология нефти и газа: Избранные труды. Т.1. Геология нефти и газа Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2008. 540 с.
10. *Рудкевич М.Я.* Палеотектонические критерии нефтегазоносности. М.: Недра, 1974. 184 с.
11. *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.
12. *Брехунцов А.М., Монастырев Б.В., Нестеров И.И. (мл.)* Закономерности размещения залежей нефти и газа Западной Сибири // Геология и геофизика. 2011. Т. 52, № 8. С. 1001–1012.
13. *Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э. и др.* Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. 2001. Т.42, №11–12. С. 1832–1845.



## Oil and gas content of the Upper Jurassic and Cretaceous deposits of Western Siberia and fault tectonics

I.V. Zhilina\*, R.O. Kuznetsov\*\*

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

E-mail: \*89163573819@mail.ru, \*\*kuznetsovro@mail.ru

**Abstract.** Large faults mainly predetermined the distribution of hydrocarbon deposits in the Meso-Cenozoic sedimentary cover of Western Siberia and served as migration paths upward the section. The formation of faults had a significant impact on the redistribution of hydrocarbons both between oil and gas bearing formations and by fluid type. In the direction from south to north, the oil and gas bearing level, the number of layers in the field and the number of gas fields is increased. It is proposed to revise the models of tectonically limited layers from the point of view of the theory of the three-layer structure of the reservoir.

**Keywords:** fault tectonics, faults, Western Siberia, oil and gas fields, Meso-Cenozoic cover, hydrocarbons, oil and gas content.

**Citation:** Zhilina I.V., Kuznetsov R.O. Oil and gas content of the Upper Jurassic and Cretaceous deposits of Western Siberia and fault tectonics // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 4(39). P. 58–67. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art5> (In Russ.).

### References

1. Ilyin V.D., Maksimov S.P., Zolotov A.N. et. al. Local forecast of oil and gas content based on the analysis of the structure of traps in a three-layer reservoir: Guidelines. Moscow: VNIGNI, 1982. 52 p. (In Russ.).
2. Rile E.B., Popova M.N. New model of Upper Devonian oil pool of Kharyaga field // Actual Problems of Oil and Gas. 2018. Iss. 4(23). P. 9. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art9> (In Russ.).
3. Kontorovich A.E., Danilova V.P., Kostyreva E.A. et. al. Oil source formations of Western Siberia: old and new vision of the problem // Organic geochemistry of oil-producing rocks of Western Siberia: Abstracts of Scientific Symposium. Novosibirsk: Siberian Branch of the RAS, 1999. P. 10–12. (In Russ.).
4. Gorbunov P.A. Prediction of oil and gas zones in the Northern and Arctic regions of Western Siberia based on paleotectonic criteria: Synopsis of Ph.D. thesis. Tyumen, 2020. 22 p. (In Russ.).
5. Modelevsky M.Sh. New in oil and gas potential forecasting. Moscow: [s.n.], 1972. 88 p. (In Russ.).
6. Uspenskaya N.Yu. Giant fields, their importance in assessing oil and gas resources and features of their formation // Geologiya Nefti i Gaza. 1972. No. 8. P. 1–8. (In Russ.).
7. Kontorovich V.A. The Meso-Cenozoic tectonics and petroleum potential of West Siberia // Russian Geology and Geophysics. 2009. Vol. 50, No. 4. P. 346–357. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2009.03.012>
8. Ayunova D.V. Seismogeological models and features of the formation of the Upper Jurassic, Neocomian and Cenomanian hydrocarbon deposits; oil and gas potential criteria (on the example of the

Igolsko-Talovy, Medvezhye and Vankor fields): Synopsis of Ph.D. thesis. Novosibirsk, 2022. 25 p. (In Russ.).

9. *Kontorovich A.E.* Oil and gas geology: Selected works. Vol. 1. Oil and gas geology of Siberia. Novosibirsk: SNIIGGiMS, 2008. 540 p. (In Russ.).

10. *Rudkevich M. Ya.* Paleotectonic criteria for oil and gas potential. Moscow: Nedra, 1974. 184 p. (In Russ.).

11. *Bembel S.R.* Manifestation features of present local geodynamics in the western part of KhMAO-Yugra, their relation with zones of oil and gas accumulation // *Geologiya Nefti i Gaza*. 2010. No. 4. P. 8–12. (In Russ.).

12. *Brekhuntsov A.M., Monastyrev B.V., Nesterov I.I., Jr.* Distribution patterns of oil and gas accumulations in West Siberia // *Russian Geology and Geophysics*. 2011. Vol. 52, No. 8. P. 781–791. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2011.07.004>

13. *Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E. et.al.* Tectonic structure and history of evolution of the West Siberian geosyncline in the Mesozoic and Cenozoic // *Geologiya i Geofizika*. 2001. Vol. 42, No. 11–12. P. 1832–1845. (In Russ.).