

УДК 553.98 (571.1)

Особенности заполнения резервуаров углеводородами на территориях с низкой степенью зрелости нефтегазоматеринских пород (на примере юрских ловушек Уватского района)

О. В. Елишева^{1*}, М. Н. Мельникова¹, М. М. Кудрявцева¹, И. О. Бабурина²

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия

²ООО «РН-Уватнефтегаз», г. Тюмень, Россия

*e-mail: ovelisheva@tnc.rosneft.ru

Аннотация. Данная статья посвящена результатам анализа геологических факторов, оказавших наибольшее влияние на заполнение на территории Уватского района юга Тюменской области юрских ловушек углеводородами. По результатам палеотектонического анализа установлены три основных этапа структурных перестроек отложений осадочного чехла. Каждый этап характеризовался не только появлением новых ловушек в интервале юрских отложений, но погружением на определенную глубину баженовской свиты. Несмотря на хороший генерационный потенциал, на большей территории Уватского района баженовская свита не успела в полной мере его реализовать. Установлено, что в центральных и восточных районах она вошла в главную зону нефтеобразования только в палеогене. Поскольку развитие рельефа современных структурных планов юрских отложений на этой территории происходило в несколько этапов, и образование ловушек, и латеральная миграция углеводородов (УВ) происходили поэтапно. В результате совместное влияние латеральной миграции УВ и этапного формирования локальных структур в разных районах Увата привели к выборочному заполнению юрских ловушек УВ.

Ключевые слова: тектонические перестройки; бассейновое моделирование; насыщение ловушек углеводородами; геологические риски

Features of filling reservoirs with hydrocarbons in the territories with a low maturity of the oil and gas parent rocks (a case study of Jurassic hydrocarbon traps in the Uvat district)

Olga V. Elisheva^{1*}, Maria N. Melnikova¹, Maria M. Kudrayvtseva¹, Irina O. Baburina²

¹Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, Russia

²RN-Uvatneftegaz LLC, Tyumen, Russia

*e-mail: ovelisheva@tnc.rosneft.ru

Abstract. The article is devoted to the results of an analysis of geological factors that had a great influence on the filling of Jurassic traps with hydrocarbons. Based on the results of paleotectonic analysis, three key stages of reconstructions of the structural plans of sedimentary cover deposits were identified. Each stage was characterized not only by the appearance of new traps in the interval of Jurassic deposits, but also by the sinking of rocks of Bazhenov formation to a certain depth. It is revealed that in most of the territory of the Uvat district, Bazhenov formation didn't have time to fully realize its hydrocarbon-generating potential. In

the Central and Eastern regions it entered the main zone of oil formation only in the Paleogene. Since the development of the relief of modern structural plans of Jurassic deposits in this area occurred in several stages, both the formation of traps and the lateral migration of hydrocarbons also occurred in stages. The first stage of migration occurred at the boundary of the lower and upper Cretaceous, the second stage occurred at the beginning of the Paleogene. As a result, the combined influence of lateral migration of hydrocarbons and the gradual formation of local structures in different areas of the Uvat district led to selective filling of Jurassic hydrocarbon traps.

Key words: stages of structural changes; basin modeling; flooding of hydrocarbon traps; geological risks

Введение

Согласно осадочно-миграционной теории происхождения нефти [1], наличие залежей углеводородов (УВ) в большинстве нефтегазоносных бассейнов напрямую зависит от сочетания следующих основных четырех факторов: наличия нефтегазоматеринских пород (НГМП) как источника УВ; наличия ловушек (резервуаров) с высокой емкостью коллекторов; наличия непроницаемых толщ экранов; путей вертикальной и латеральной миграции нефти и газа. При отсутствии или низких показателях одного из основных факторов перспективы территории относительно углеводородного потенциала сильно снижаются, а проведение геологоразведочных работ (ГРП) на таких территориях сопряжено с большими геологическими рисками. Кроме того, в ряде случаев критическое значение имеет фактор сохранности залежей УВ.

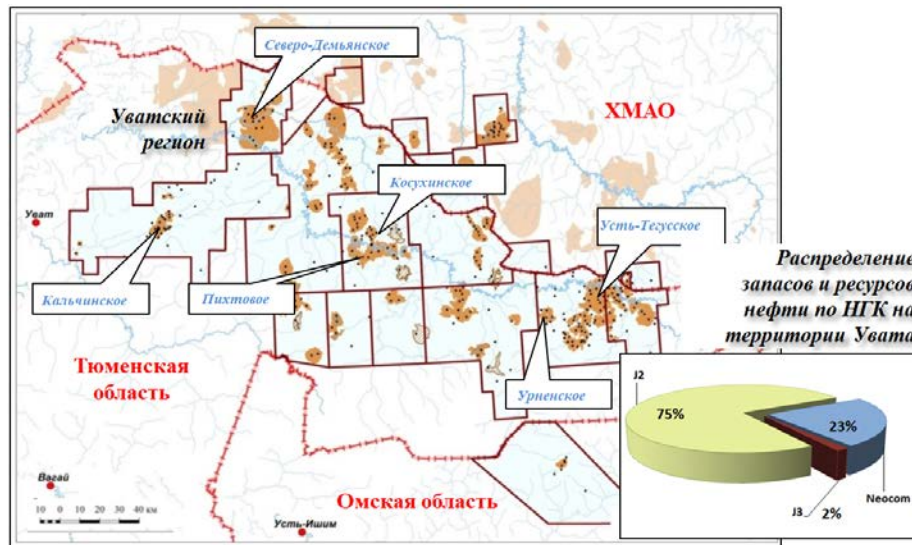


Рис. 1. Обзорная карта Уватского района юга Тюменской области

На лицензионных участках Уватского района юга Тюменской области основной объем ресурсного потенциала УВ сосредоточен в основном в трех стратиграфических интервалах осадочного чехла: среднеюрском — пласты Ю₂–Ю₄ тюменской свиты; верхнеюрском — пласт Ю₁ васюганской

и пласт Ю₀ баженовской свит; нижнемеловом — пласты БС₆–БС₉ усть-балыкской и пласты БС₁₀–БС₁₂ сортымской свит. На долю юрских отложений приходится до 77 % открытых залежей УВ и основной объем ресурсного потенциала этой территории [2] (рис. 1).

На территории Уватского района Тюменской области резервуары тюменской свиты представлены коллекторами континентального и переходного-континентального генезиса. Из-за дефицита большого объема скважинных данных на поисковой стадии ГРП поиск залежей УВ в отложениях такой фациальной природы связан с большими трудностями.

Еще одним осложняющим фактором является удаленность большей части территории Уватского района от очага активной генерации УВ нефтематеринской толщи Западно-Сибирского бассейна (ЗСБ) — баженовской свиты. Учитывая эти обстоятельства, чтобы снизить риски по поисково-разведочному бурению, на территории Увата выполняется оценка вероятности успешности бурения путем анализа основных четырех геологических факторов [2–4], среди которых риск на «заполненность резервуаров УВ» в последние годы является одним из ключевых [5] (рис. 2).

Анализ нефтеносности разбуренных структур в юрском интервале разреза относительно регионального уровня нефтеносности тюменских отложений показал следующее. В одних ловушках залежи УВ сохранились до сегодняшнего дня, и они заполнены до «замка» структуры. В других ловушках гипсометрия залегания залежей нефти оказалась выше, чем предполагалось по тренду регионального водо-нефтяного контакта (ВНК) [6, 7].

В третьем случае произошло расформирование залежей, поскольку резервуары вскрыты водоносными, хотя в керне скважин встречаются так называемые следы «миграции УВ».

Также встречаются ловушки, которые в современном плане гипсометрически расположены в интервале доказанной бурением нефтеносности, при этом вскрыты водонасыщенными.

Таким образом, изучение всех геологических факторов, которые использовались для оценки риска по «незаполнению ловушек» нефтью, показало следующее.



Рис. 2. Схема определения геологической успешности в ПАО «НК «Роснефть» [4]

Для территорий, таких как Уватский район юга Тюменской области, использование только тренда регионального ВНК [2, 4] без учета времени нахождения баженовской свиты в главной зоне нефтегазонакопления и этапов формирования юрских структурных ловушек в разных районах приводит к ошибкам при прогнозе насыщения резервуаров УВ и, как следствие, к неуспешному бурению поисково-разведочных скважин [2, 4].

Методика анализа заполнения ловушек УВ на территориях с низкой степенью зрелости НГМП

Как отмечалось ранее, нефтегазоносность осадочного чехла зависит от благоприятного сочетания многих геологических факторов: это и процессы формирования УВ в виде скоплений жидких и газообразных флюидов, и процессы времени их эмиграции из нефтегазоматеринских пород, и время формирования ловушек как потенциальных резервуаров [1].

Во многих бассейнах синеклизного типа перечисленные факторы контролируются, как правило, двумя основными процессами: эволюцией тектонического развития территории, а именно количеством этапов значимых структурных тектонических перестроек, и скоростью погружения толщ на глубину, а также эволюцией флюидодинамических систем бассейна.

На рисунке 3 приведена схема изучения авторами геологических факторов, которые использовались для понимания всесторонней картины механизма заполнения выявленных и неопоскованных ловушек в юрских отложениях на территории Уватского района юга Тюменской области [2, 6].



Рис. 3. Схема геологических факторов, влияющих на заполнение ловушек УВ на территориях с низкой зрелостью НГМП [6]

Исходя из истории геологического развития интервала осадочного чехла на протяжении всего мезозойско-кайнозойского этапа осадконакопления установлено, что на современную нефтеносность юрского и неокомского

интервалов разреза данного района оказывали влияние не только конседиментационные, но и постседиментационные процессы.

При изучении геологических факторов к конседиментационным отнесены два основных: это морфология, точнее размеры потенциальных ловушек УВ, которые существовали на время основных этапов миграции УВ, и качество и зрелость отложений баженовской свиты «*in situ*».

Статистическая обработка данных по сопоставлению размеров юрских ловушек с современной заполненностью их УВ показала, что локальные поднятия амплитудой менее 30 м на территории Уватского района часто вскрываются водоносными. Эта величина использована как граничное значение минимально необходимой высоты (амплитуды) структур для заполнения юрских ловушек УВ на каждом этапе значимых перестроек структурных планов юрских отложений, протекавших на протяжении мезозоя – кайнозоя. Учитывая широтную направленность геодинамической активности тектонических движений на данной территории, а именно очередность вовлечения разных районов Увата в активное погружение по направлению с запада на восток, на каждом тектоническом этапе было установлено общее количество структурных ловушек, которые потенциально могли заполняться во время основных этапов миграции УВ.

Чтобы понять степень влияния структурного фактора на заполненность юрских резервуаров УВ, важной составляющей является территориальное положение ловушек относительно площади дренирования, которая является, по сути, общей территорией нефтесбора или зоной нефтегазонакопления. В структурном отношении такие зоны контролируются крупными замкнутыми тектоническими структурами I–II порядка. Например, расположение поднятий (с оптимальными размерами для заполнения) на склонах крупных структур, находящихся на путях латеральной миграции основного потока УВ (на территории Увата это западные и северные склоны мегавалов), считается положительным фактором, определяющим не просто заполнение ловушек нефтью, а заполнение их до «замка» структуры. При этом ловушки, которые во время активной латеральной миграции УВ находились на удаленных склонах (на территории Увата это, как правило, восточные и южные склоны мегавалов) имеют вероятность неполного заполнения, поэтому считаются более рискованными, что не всегда учитывается при оценке их ресурсного потенциала [5–7].

Как отмечено выше, к факторам, связанным с конседиментационными процессами, также отнесены качество и зрелость НГМП «*in situ*».

Несмотря на неплохой нефтегенерационный потенциал баженовской свиты в разных районах Увата она не успела полностью его реализовать [8–10]. Поэтому наличие на этой территории открытых нефтяных залежей в зоне, где баженовская свита считается незрелой, объясняется за счет латеральной миграции УВ из южных районов ХМАО — Югры [8, 9]. Таким образом, учитывая это обстоятельство, вопросы изучения этапов погружения пород баженовской свиты на глубины, соответствующие главной зоне нефтеобразования, и удаленность структур от очага активного формирования УВ являются очень важными.

К постседиментационным факторам отнесен, по сути, только один — это сохранность нефтяных залежей, который складывается из анализа двух со-

ставляющих. Первая — наличие разломов, осложняющих юрские ловушки, и время их активизации после формирования залежей. Вторая — влияние на сохранность залежей тектонических движений, протекавших на территории Западно-Сибирского бассейна в начале палеогена в неотектонический этап.

Согласно результатам испытаний, на территории Уватского района большая часть юрских ловушек имеет гидродинамически единый (в рамках одной локальной структуры) резервуар. При этом имеется часть ловушек, в которых гидродинамическая связь отсутствует, другими словами, их резервуары имеют изолированно блоковое строение.

Также имеется группа ловушек, в которых резервуар гидродинамически един, однако залежи УВ в таких ловушках отсутствуют, что предполагает влияние на гидродинамическую целостность таких резервуаров процессов дизъюнктивной тектоники, происходившей на рубеже мелового и палеогенового периодов [6].

Так как на современную гипсометрию залегания залежей УВ активное влияние оказывали тектонические движения, происходившие на протяжении всего мезозойско-кайнозойского периода, в ходе работы сначала анализировался палеотектонический фактор, затем эти данные совмещались с результатами бассейнового моделирования.

История формирования тектонических структур разного порядка на территории Уватского района юга Тюменской области

В тектоническом отношении на территории Уватского района юга Тюменской области в интервале осадочного чехла выделяется несколько тектонических структур I–II порядка, крупными из которых считаются Верхнедемьянский, Пологрудовский и Тамаргинский мегавалы (рис. 4).

Поскольку территория Уватского района юга Тюменской области является частью Западно-Сибирского плиты, она испытала в разной степени влияние всех крупных геодинамических циклов, протекавших в мезозойско-кайнозойский этап осадконакопления в этом бассейне.

По мнению многих ведущих специалистов по тектонике ЗСБ [11–13], в геодинамическом развитии этого бассейна в мезозое и кайнозое выделяется несколько крупных циклов, из которых наиболее значимыми для территории Уватского района являются следующие: конец юрской эпохи, раннемеловое время, позднемеловая эпоха и первая половина палеогена [6].

Так как территория Уватского района находится почти на периферии бассейна, каждый последующий геодинамический цикл оказывал на нее все меньшее влияние. Поэтому на завершающем неотектоническом этапе, когда основные тектонические перестройки структурных планов происходили в районе Гыданского и Ямальского полуостровов [12, 13], на территории Уватского района активность проявилась только в тектонически мобильных зонах.

Самый первый геодинамический цикл, который оказал влияние на формирование юрских ловушек на описываемой территории, пришелся на первую половину мела. В это время в активное прогибание были вовлечены в основном западные районы Увата, территориально близкие к южным районам ХМАО — Югры (районы Западно-Пихтовой террасы, Ай-Кеумской седловины и другие структуры II порядка) (рис. 5).

Классификация структур	Структуры I порядка					
	полюсительные		переходные		отрицательные	
	замкнутые (сводов, мегавалы)	полузамкнутые (выступы)	уплощенные (мегаплато, мегаломо-сидловинные впадины)	степенчатые (мега-сидловинные впадины)	полузамкнутые (мега-лобины)	замкнутые (мега-впадины, мега-прогибы)
неоформованные						
переходные						
отрицательные						

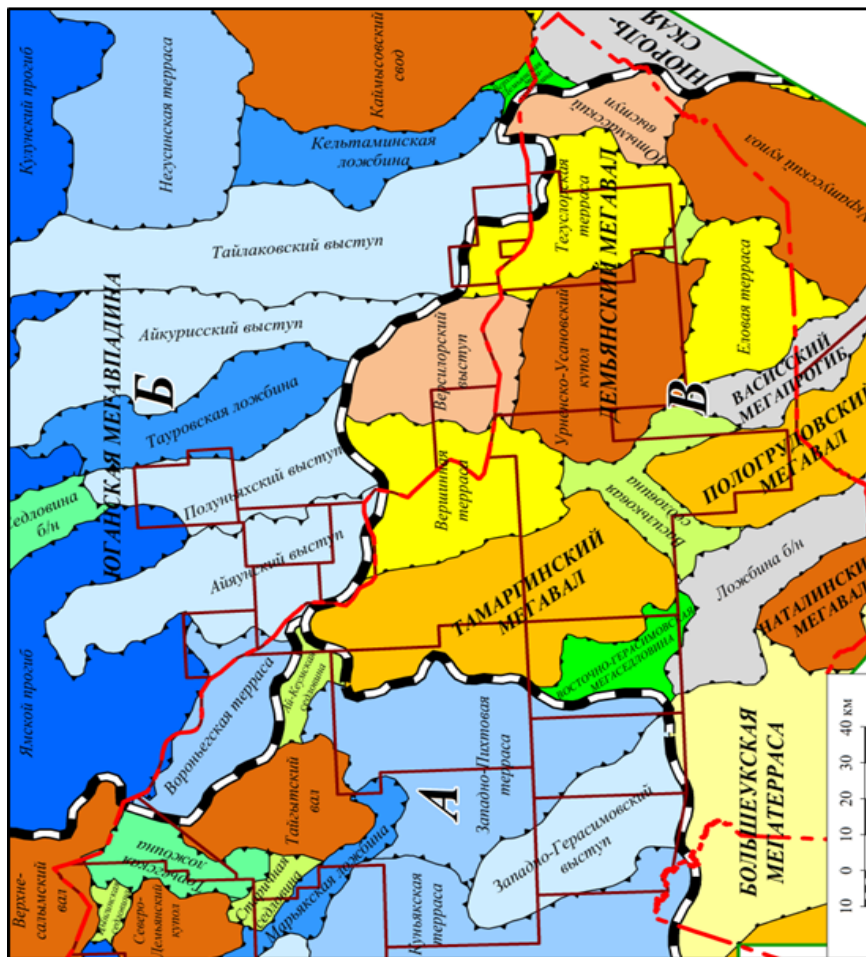


Рис. 4. Фрагмент тектонической карты мезозойских отложений Уватского района и прилегающих территорий (ООО «ТННЦ», 2014)

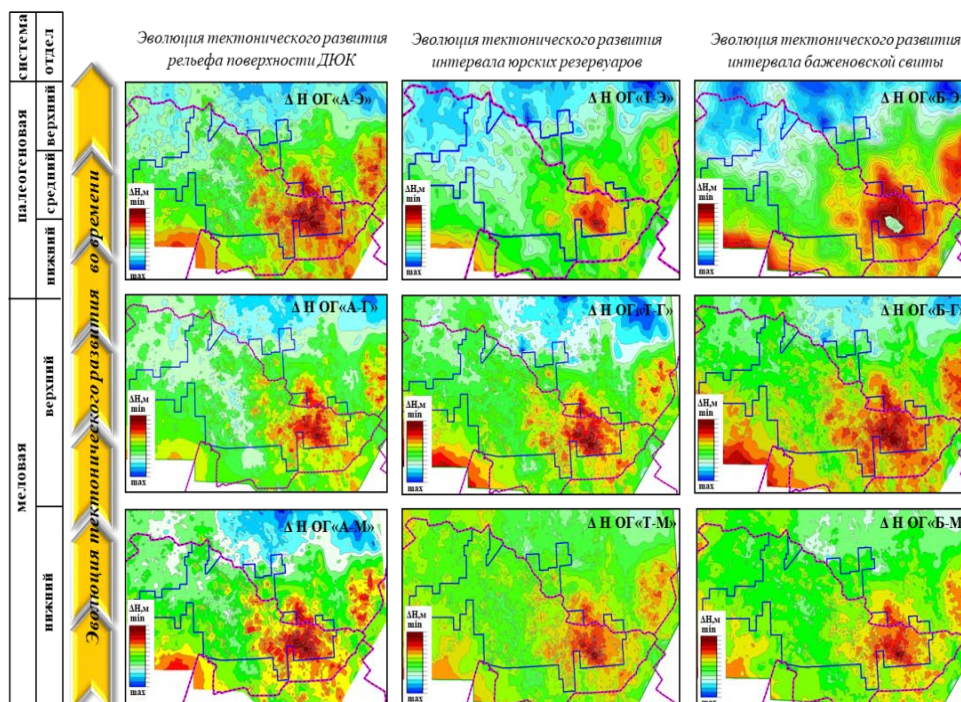


Рис. 5. Структурно-тектоническое развитие территории и изменения морфологии интервала юрских ловушек и интервала баженовской свиты на протяжении мезозойско-кайнозойского этапа осадконакопления

Во вторую половину мела территория Увата активно перестраивалась. Юрские ловушки в северо-западных районах Увата, сформировавшиеся уже в раннем мелу, выросли почти на 15–20 м. В это время начали формироваться ловушки в центральных районах Увата и в восточных районах в пределах Усть-Тегусского блока поднятий.



Рис. 6. Деструктивные зоны (триасовые впадины-грабены) Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта на территории Западно-Сибирского бассейна [13]

На рубеже мела и палеогена (в неотектонический этап) активные перестройки структурных планов происходили преимущественно в южных районах Увата в пределах северной половины Пологрудовского мегавала. При этом наибольшие перестройки структурных планов в юрском интервале разреза коснулись районов, располагающихся над пермо-триасовыми грабенами, которые считаются фрагментами Уренгойско-Колтогорского мегарифта (Иртышская система рифтов) [13] (рис. 6).

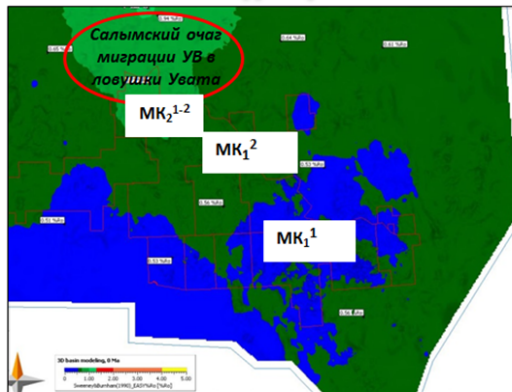
Характеристика НГМП на территории Уватского района

Формирование залежей УВ является сочетанием большого количества факторов. Поэтому вероятность их открытия на территориях Уватского района зависит от целостной картины истории формирования нефтегазовой системы: начиная от условий формирования углеводородов в баженовской свите, заканчивая процессами миграции их в резервуары и современным состоянием залежей УВ.

Так как Уватский район территориально принадлежит периферийным районам ЗСБ, его углеводородный потенциал всегда считался невысоким, в первую очередь из-за низкой степени зрелости пород баженовской свиты как основного генератора УВ на этой территории [2, 6, 9, 10].

По данным специалистов ОАО «ТомскНИПИнефть» [10], на территории Уватского района баженовская свита обладает хорошим генерационным потенциалом: среднее содержание рассеянного органического вещества (РОВ) по районам изменяется от 7,7 до 14,1 %, достигая иногда 30–33 %, а нефтегазовый потенциал (S_2), оцененный по методу Rock-Eval [14–16], составляет 250–256 мг УВ/г пор (рис. 7).

Зоны современного катагенеза баженовской свиты на территории Увата



Показатели УВ-потенциала баженовской свиты

территория	Сорг, %	T max	S ₁	S ₂
западные районы	7,7-8,7	430-444	4,1-4,6	29,9-55,4
центральные районы	7,2-14,1	428-438	3,2-7,6	58,3-80,6
восточные районы	11,6	427	4,2-6,2	84,8-105,7

Характеристика генерационного потенциала нефтегазаматеринских пород по методу Rock-Eval [Peters K.E. et al., 2005]

Потенциал	S ₂ , мг УВ/г	Сорг, %
Бедный	< 2,5	< 0,5
Удовлетворительный	2,5-5,0	0,5-1,0
Хороший	5,0-10	1,0-2,0
Очень хороший	10-20	2,0-4,0
Отличный	> 20	> 4,0

Показатель водородного индекса в отложениях баженовской свиты Уватского района

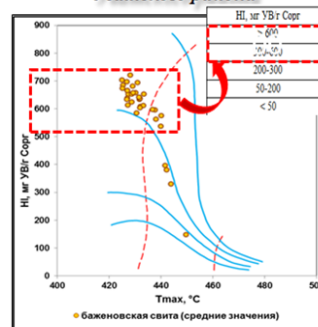


Рис. 7. Показатели углеводородного потенциала баженовской свиты Уватского района юга Тюменской области [10]

Анализ геотермической преобразованности РОВ баженовской свиты во времени показал, что, несмотря на относительно высокий углеводородный потенциал этих отложений на большей части Увата, геотермические условия недр на протяжении мезозоя и кайнозоя не позволили этому потенциалу в полной мере реализоваться. Установлено, что, несмотря на современный уровень катагенеза пород баженовской свиты, которые находятся на стадии МК₁¹⁻²–МК₂¹⁻², во время основных этапов миграции УВ, которые проходили повсеместно на территории ЗСБ, они только начинали входить в интервал «oil window», поэтому не могли быть источником для УВ. Однако, несмотря на это, в юрском интервале разреза на территории Увата уже открыто 90 нефтяных залежей суммарной площадью 3,5 тыс. км², ресурсный потенциал которых оценивается в объеме 420 млн/т извлекаемых УВ.

Поскольку породы баженовской свиты в центральных и восточных районах Увата не могли служить основным источником УВ для юрских ловушек, авторы считают, что при их заполнении решающую роль играли процессы латеральной миграции из очагов, расположенных на территории ХМАО — Югры [10].

Такого же мнения придерживаются сотрудники ОАО «ТомскНИПИнефть», детально изучившие геохимию баженовской свиты в 2015 году. Для того чтобы на территории Уватского района установить направление миграции УВ от очага их генерации, группа специалистов под руководством В. И. Гончарова проанализировали химический молекулярный параметр катагенеза пород баженовской свиты и нефтей юрских залежей 4-MDBT/1-MDBT. По результатам работ ими установлено, что на территории Увата уже открытые залежи нефти в ловушках юрского интервала разреза сформированы в основном за счет латеральной миграции нефтяных УВ со стороны Верхнесалымского мегавала и Юганской мегавпадины, которые находятся на 200 км севернее от описываемого района (рис. 8).

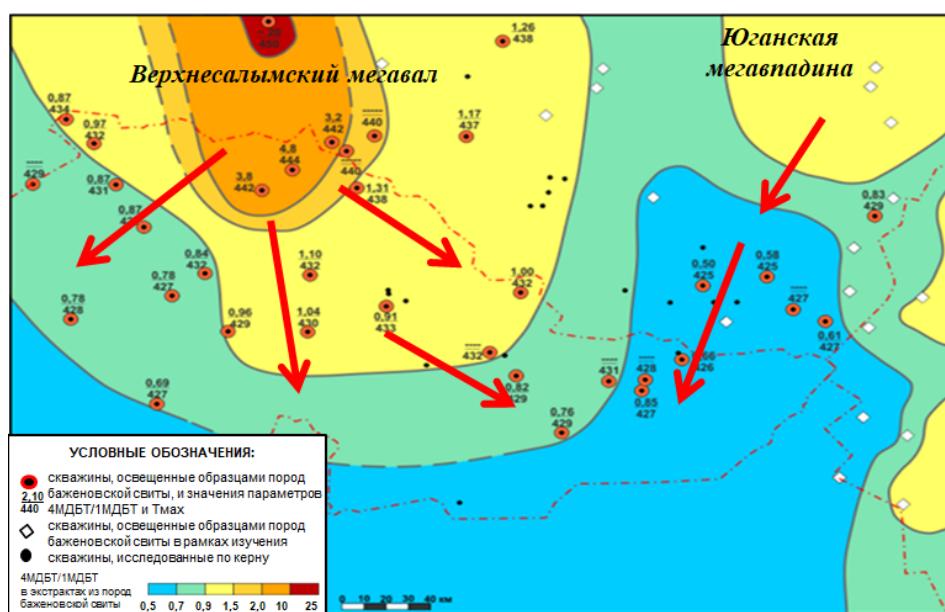
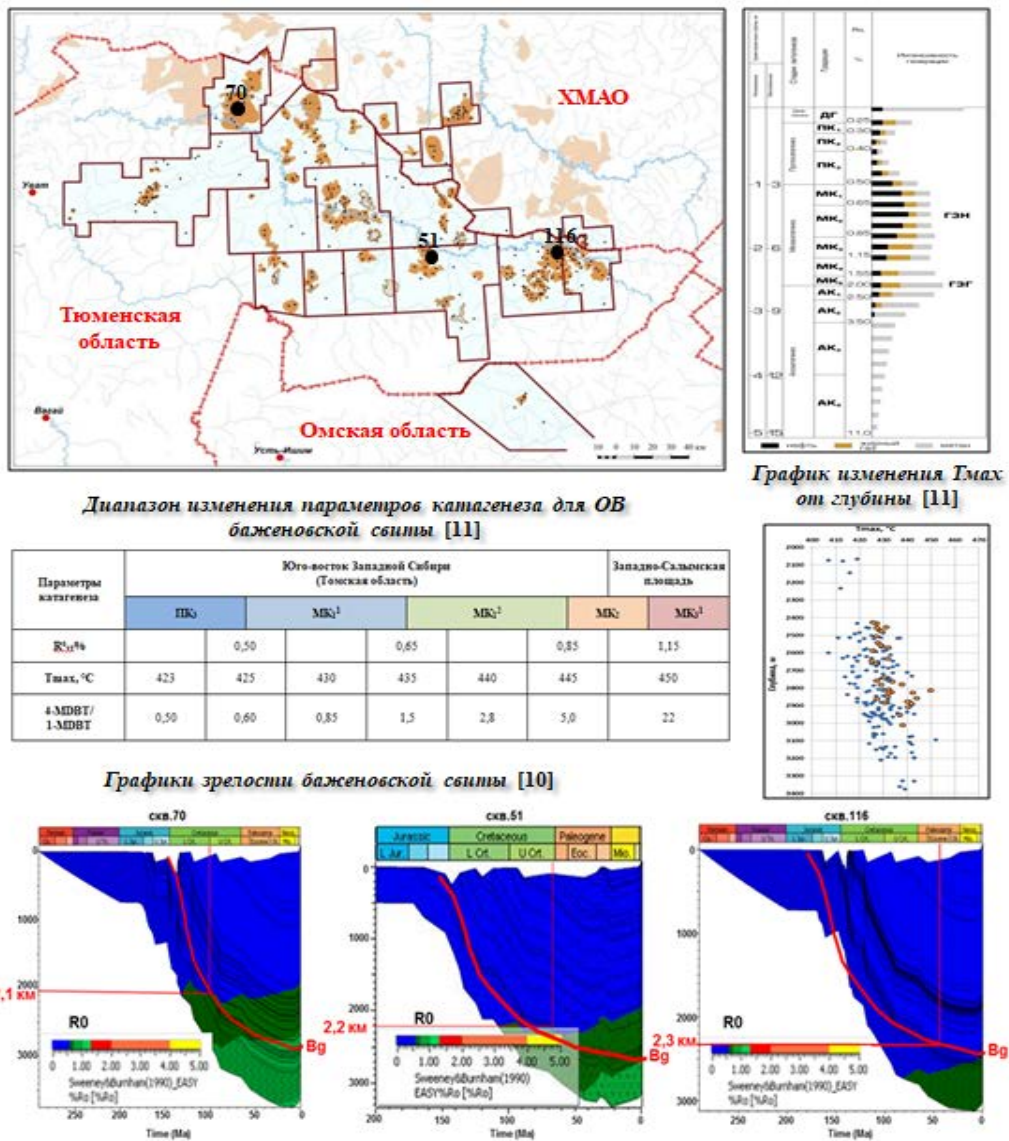


Рис. 8. Схема потенциальных путей миграции УВ в юрские ловушки Увата [11]

Результаты комплексирования бассейнового моделирования и истории тектонического развития территории Увата

Как отмечалось выше, на территории Уватского района современная степень катагенеза РОВ баженовской свиты варьирует от стадии ПК₃ до стадии МК₁². Согласно пиролитическим исследованиям методом Rock-Eval, это соответствует значениям параметра T_{max} 427–437 °С. Анализ изменения этого параметра в интервале баженовской свиты с глубиной показал [10], что на территории Уватского района Тюменской области температурная зона, соответствующая окну «oil window», начинается с глубин 2,1–2,3 км. Считается [17–21], что такой разброс обусловлен нестабильным тепловым потоком на разных территориях ЗСБ (рис. 9).



Согласно результатам регионального бассейнового моделирования, отложения баженовской свиты в разных районах Увата входили в зону нефтегазообразования («oil window») поэтапно [10].

Первыми в начале мелового периода в зону «oil window» начали входить западные территории Увата (районы Северо-Демьянского и Кальчинского месторождений), где баженовская свита опустилась на глубину примерно 1,8–2 км, из-за чего преобразованность РОВ достигла температурной стадии МК₁¹ (см. рис. 9, скв. 70). В это время в центральных районах Увата катагенез пород баженовской свиты не превышал стадии ПК₃, а в восточных районах эти отложения находились на глубине < 1 км (стадия ПК₂) (см. рис. 9, скв. 116).

Во второй половине мелового периода кроме западных районов в погружение активно вовлекались и центральные территории Увата — район Косухинского и Пихтового месторождений (см. рис. 9, скв. 51). Непосредственно восточные районы Увата начали приближаться к верхней зоне «oil window» только к концу первой половины палеогена.

На рубеже мелового и палеогенового периодов начался основной этап миграции УВ, пик которого пришелся на первую половину палеогена [6]. В это время баженовская свита в западных районах вошла в зону катагенеза МК₁², в северных районах Увата и район Салымской зоны уже находились на стадии МК₂, в центральных районах свита вошла в зону МК₁, в районе Усть-Тегусской и Урненской площадей они только вошли в стадию ПК₃ (см. рис. 9, скв. 116). На начало накопления глин кузнецовской свиты в рельефе юрских отложений появились еще поднятия, имеющие определенные размеры и амплитуды, способные аккумулировать и удерживать УВ.

Выводы

Анализ геологических факторов, оказавших большое влияние на заполнение юрских ловушек УВ на территории Увата, показал следующее.

- По результатам регионального палеотектонического анализа выявлены три крупных этапа перестроек структурных планов осадочного чехла. Каждый этап характеризовался не только появлением новых ловушек в интервале среднеюрских отложений, но погружением на определенную глубину пород баженовской свиты (потенциальных НГМП).

- Большая часть баженовской свиты на территории Увата не успела в полной мере реализовать свой нефтеносный потенциал, так как вошла в «oil window» 65 млн лет назад (в палеогене). Поэтому в мезозойский период на территории Увата доминировала латеральная миграция УВ.

- Поскольку формирование современного структурного плана юрских отложений на территории Увата происходило в три этапа, то и образование ловушек, и латеральная миграция УВ также происходили поэтапно. По мнению авторов, юрские ловушки заполнялись в два этапа: первый пришелся на рубеж раннего и позднего мела, второй этап миграции УВ — на рубеж мела — палеогена.

- Совместное влияние латеральной миграции УВ и многоэтапного формирования локальных структур в разных районах Увата привели к выборочному заполнению юрских ловушек УВ, что необходимо учитывать при оценке геологических рисков по заполнению ловушек нефтью.

Библиографический список

1. Тиссо, Б. Образование и распространение нефтей / Б. Тиссо, Д. Вельте ; перевод с английского. – Москва : Мир, 1981. – 502 с. – Перевод изд.: Petroleum Formation and Occurrence. A New Approach to Oil and Gas Exploration / Bernard P. Tissot, Dietrich H. Welte, 1978. – Текст : непосредственный.
2. Адаптация методологии поиска новых залежей углеводородов в юрском и неокомском интервалах разреза на территории лицензионных участков Уватского проекта по результатам геолого-разведочных работ 2015–2019 гг. / О. В. Елишева, Е. Л. Лазарь, Е. А. Лыжин [и др.]. – DOI 10.24887/0028-2448-2020-11-32-37. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 11. – С. 32–37.
3. Ключевые геологические риски плеча / Е. А. Лыжин, Е. А. Булгакова, Н. В. Насонова, Е. Л. Лазарь. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 6. – С. 18–23.
4. Марченко, Е. А. Планирование рисков при проведении геологоразведочных работ / Е. А. Марченко. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 2. – С. 14–17.
5. Поляков, А. А. Международный опыт анализа геологических рисков / А. А. Поляков, Ш. М. Мурзин. – Текст : электронный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7, № 4. – URL: http://www.ngtr.ru/rub/3/60_2012.pdf. – Дата публикации: 19.11.12.
6. Елишева, О. В. Анализ геологических факторов, повлиявших на заполнение ловушек УВ на территории лицензионных участков Уватского района Тюменской области / О. В. Елишева, М. М. Кудрявцева. – DOI 10.3997/2214-4609.202050068. – Текст : непосредственный // Геомодель 2020 : 22-я научно-практическая конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа, Геленджик, 07–11 сентября 2020 г. – Геленджик : ООО «ЕАГЕ ГЕОМОДЕЛЬ», 2020. – С. 48.
7. Коровина, И. О. Закономерности изменения водонефтяного контакта по залежам пластов БС₆ и БС₈₁ в центральной части Уватского региона / И. О. Коровина. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 9. – С. 81–85.
8. Генетические типы и природа флюидов залежей УВ юго-востока Западной Сибири / И. В. Гончаров, Н. В. Обласов, А. В. Самойленко [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 8–13.
9. Новые данные о нефтегазоносности баженовской свиты южных районов Тюменской области / О. В. Бакуев, С. Ф. Хафизов, Ю. А. Стовбун, Р. Н. Хасанов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 6. – С. 8–10.
10. Сидоров, Д. А. Оценка потенциала генерации углеводородов в доюрских образованиях на Западе Каймысовской нефтегазоносной области / Д. А. Сидоров, А. А. Сокольников, Т. А. Рязанова. – Текст : электронный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2021. – Т. 16, № 1. – URL: https://doi.org/10.17353/2070-5379/8_2021. – Дата публикации: 30.03.2021.
11. Этапы тектонической активизации Западно-Сибирской платформы (по данным К-Аг метода датирования) / Ю. Н. Федоров, В. Г. Криночкин, К. С. Иванов [и др.]. – Текст : непосредственный // Доклады Академии наук. – 2004. – Т. 397, № 2. – С. 239–242.
12. Аглонов, С. В. Палеогеодинамика Западно-Сибирской плиты / С. В. Аглонов. – Текст : непосредственный // Советская геология. – 1989. – № 7. – С. 27–36.
13. Афанасьев, Ю. Т. Система рифтов Западной Сибири (тектоника и нефтегазоносность) / Ю. Т. Афанасьев. – Москва : Наука, 1977. – 102 с. – Текст : непосредственный.
14. Espitalié, J. La pyrolyse Rock-Eval et ses applications. Troisième partie / J. Espitalié, G. Deroo, F. Marquis. – DOI 10.2516/ogst:1986003. – Direct text // Revue de l'Institut Français du Pétrole. – 1986. – Vol. 41, Issue 1. – P. 73–89.
15. Hantschel, T. Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling / T. Hantschel, A. I. Kauerauf. – DOI 10.1007/978-3-540-72318-9. – Springer, Berlin, Heidelberg, 2009. – 476 p. – Direct text.
16. Sykes, R. Guidelines for assessing the petroleum potential of coaly source rocks using Rock-Eval pyrolysis / R. Sykes, L. R. Snowdon. – DOI 10.1016/S0146-6380(02)00183-3. – Direct text // Organic Geochemistry. – 2002. – Vol. 33, Issue 12. – P. 1441–1455.
17. Нестеров, И. И. Основные особенности геотемпературного поля Западной Сибири / И. И. Нестеров, А. Р. Курчиков, Б. П. Ставицкий // Нефтегеологические интерпретации теплового режима Западной Сибири. – Тюмень, 1988. – С. 5–23. – Текст : непосредственный.

18. Тепловое поле недр Сибири / А. Д. Дучков, С. В. Лысак, В. Т. Балобаев [и др.] ; под редакцией Э. Э. Фотиади. – Новосибирск : Наука : Сиб. отд-ние, 1987. – 196 с. – Текст : непосредственный.
19. Курчиков, А. Р. Геотермический режим углеводородных скоплений Западной Сибири / А. Р. Курчиков. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42, № 11–12. – С. 1846–1853.
20. Mesozoic–Cenozoic Climate and Neotectonic Events as Factors in Reconstructing the Thermal History of the Source-Rock Bazhenov Formation, Arctic Region, West Siberia, by the Example of the Yamal Peninsula / V. I. Isaev, A. A. Iskorkina, G. A. Lobova [et al.]. – DOI 10.1134/S1069351318020064. – Direct text // *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*. – 2018. – Vol. 54, Issue 2. – P. 310–329.
21. Fuchs, S. Deep basin temperature and heat-flow field in Denmark – New insights from borehole analysis and 3D geothermal modelling / S. Fuchs, N. Balling, A. Mathiesen. – Text : electronic // *Geothermics*. – 2020. – Vol. 83. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2019.101722>.

References

1. Tissot, B. P., & Welte, D. H. (1978). *Petroleum Formation and Occurrence. A New Approach to Oil and Gas Exploration*. Springer, Berlin, Heidelberg. (In English). DOI: 10.1007/978-3-642-96446-6
2. Elisheva, O. V., Lazar, E. L., Lyzhin, E. A., Safonov, V. G., Zhidkov, A. V., & Zhestkov, D. N. (2020). The methodology of adaptation for searching new hydrocarbon reservoir in the Jurassic and Neokomian sediments of the Uvat project areas by the results of the exploration 2015-2019. *Oil Industry*, (11), pp. 32-37. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2020-11-32-37
3. Lyzhin, E. A., Bulgakova, E. A., Nassonova, N. V., & Lazar, E. L. (2015). Critical geological risks for the plays. *Oil Industry*, (6), pp. 18-23. (In Russian).
4. Marchenko, E. A. (2010). Risk assessment for exploration. *Oil industry*, (2), pp. 14-17. (In Russian).
5. Polyakov, A. A. & Murzin, Sh. M. (2012). International experience in geological risk analysis. *Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies*, 7(4). (In Russian). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/3/60_2012.pdf
6. Elisheva, O. V. & Kudryavtseva, M. M. (2020). Analysis of geological factors that influenced the filling of hydrocarbon traps in the license areas of the Uvat district of the Tyumen Region. *Geomodel 2020*. (In English). DOI: 10.3997/2214-4609.202050068
7. Korovina, I. O. (2009). Mechanism of water-oil contact change on the deposits of BS₆ and BS₈₁ layers in the central part of Uvat region. *Oil Industry*, (9), pp. 81-85. (In Russian).
8. Goncharov, I. V., Oblasov, N. V., Smetanin, A. V., Samoilenko, V. V., Fadeeva, S. V. & Zhurova, E. L. (2012). Genetic types and nature of fluid of hydrocarbon deposits south-east of Western Siberia. *Oil Industry*, (11), pp. 8-13. (In Russian).
9. Bakuev, O. V., Khafizov, S. F., Stovbun, Yu. A. & Khasanov, R. N. (2002). New data on oil & gas content of Bajenvskaya suite of Tyumen region southern zones. *Oil Industry*, (6), pp. 8-10. (In Russian).
10. Sidorov, D. A., Sokolnikova, A. A., & Ryazanova, T. A. (2021). Assessment of the petroleum generation potential of the pre-Jurassic strata in the western Kaymisov petroleum region. *Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies*, 16(1). (In Russian). Available at: https://doi.org/10.17353/2070-5379/8_2021
11. Fedorov, Yu. N., Krinochkin, V. G., Ivanov, K. S., Krasnobaev, A. A., & Kaleganov, B. A. (2004). Stages of tectonic reactivation of the West Siberian platform (based on K-Ar dating). *Doklady Earth Sciences*, 397(5), pp. 628-631. (In English).
12. Aplonov, S. V. (1989). *Paleogeodinamika Zapadno-Sibirskoy plity*. Sovetskaya geologiya, (7), pp. 27-36. (In Russian).
13. Afanas'ev, Yu. T. (1977). *Sistema riftov Zapadnoy Sibiri (tektonika i neftegazonosnost')*. Moscow, Nauka Publ., 102 p. (In Russian).
14. Espitalié J., Deroo G., & Marquis F. (1986). La pyrolyse Rock-Eval et ses applications. Troisième partie. *Revue de l'Institut Francais du Pétrole*, 41(1), pp. 73-89. (In French). DOI: 10.2516/ogst:1986003
15. Hantschel T. & Kauerauf A.I. (2009). *Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling*. Springer, Berlin, Heidelberg, 476 p. (In English). DOI: 10.1007/978-3-540-72318-9

16. Sykes, R. & Snowdon, L. R. (2002). Guidelines for assessing the petroleum potential of coaly source rocks using Rock-Eval pyrolysis. *Organic Geochemistry*, 33(12), pp. 1441-1455. (In English). DOI: 10.1016/s0146-6380(02)00183-3
17. Nesterov, I. I., Kurchikov, A. R. & Stavickiy, B. P. (1988). Osnovnye osobennosti geotemperaturnogo polya Zapadnoy Sibiri. *Neftegeologicheskie interpretatsii teplovogo rezhima Zapadnoy Sibiri*. Tyumen, pp. 5-23. (In Russian).
18. Duchkov, A. D., Lysak, S. V., Balobaev, V. T., Golubev, V. A., Devyatkin, V. N., Dorofeeva, R. P.,... Tsibul'skiy, V. R. (1987). *Teplovoe pole nedr Sibiri*. Novosibirsk, Nauka Publ., 196 p. (In Russian).
19. Kurchikov, A. R. (2001). The geothermal regime of hydrocarbon pools in West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 42(11-12), pp. 1846-1853. (In Russian).
20. Isaev, V. I., Iskorkina, A. A., Lobova, G. A., Starostenko, V. I., Tikhotskii, S. A., & Fomin, A. N. (2018). Mesozoic-Cenozoic Climate and Neotectonic Events as Factors in Reconstructing the Thermal History of the Source-Rock Bazhenov Formation, Arctic Region, West Siberia, by the Example of the Yamal Peninsula. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 54(2), pp. 310-329. (In English). DOI: 10.1134/s1069351318020064
21. Fuchs, S., Balling, N., & Mathiesen, A. (2020). Deep basin temperature and heat-flow field in Denmark - New insights from borehole analysis and 3D geothermal modelling. *Geothermics*, 83. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2019.101722>

Сведения об авторах

Елишева Ольга Владимировна, к. г.-м. н., эксперт по геологии, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, e-mail: ovelisheva@tnc.rosneft.ru

Мельникова Мария Николаевна, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Кудрявцева Мария Михайловна, ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Бабурина Ирина Олеговна, менеджер, ООО «РН-Уватнефтегаз», г. Тюмень

Information about the authors

Olga V. Elisheva, Candidate of Geology and Mineralogy, Expert in Geology, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, e-mail: ovelisheva@tnc.rosneft.ru

Maria N. Melnikova, Chief Specialist, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Maria M. Kudryavtseva, Leading Specialist, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Irina O. Baburina, Manager, RN-Uvatneftegaz LLC, Tyumen