

**ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ И ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ФОРМИРОВАНИЕ  
ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В СУРГУТСКОМ НЕФТЕГАЗОНОСНОМ РАЙОНЕ  
ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ**

**А.И. Евдокимова**

**Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова**

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
г. Томск, Россия**

По количеству крупных многопластовых месторождений Сургутский нефтегазоносный район (НГР) занимает лидирующее место в Западно-Сибирской провинции. Здесь были открыты месторождения, в разрезе которых более 10 залежей. Несмотря на кажущуюся достаточно высокую степень изученности длительно разрабатываемых месторождений Западной Сибири, потенциал их не исчерпан.

На современном этапе геологоразведочных работ (ГРП) основную долю выявляемых объектов составляют малоразмерные залежи нефти и газа. Методика их разведки и подготовки к эксплуатации требует не только изменения и пересмотра комплекса методов ГРП, но и развития теоретических представлений о геологической природе и свойствах этих объектов, создания новых альтернативных моделей залежей нефти и газа.

С началом заложения грабен-рифтов, связаны формирования межрифтовых поднятий и накопление мощных осадочных толщ. В Широком Приобье несколько грабен-рифтов широтного и меридионального простирания, а также сопутствующие разломы растяжения, дискордантно пересекающие структурно-формационные зоны доюрского фундамента в северо-восточном направлении, сформировали в том числе и Сургутское поднятие [4].

Формирование песчаных пластов в тектоническом отношении связано с прогибанием земной коры. В кимеридж-титонское время на большей части Западно-Сибирской плиты господствовал морской режим. Трансгрессия в основном происходила с северо-запада и запада, а основная часть осадков поступала в морской бассейн с востока и юго-востока. Обломочный материал распределялся на мелководье под действием волновых процессов и вдольбереговых течений. Более крупный материал откладывался в пределах прибрежной зоны, более мелкозернистый – в глубоководных областях. Часть материала транзитом выносилась с шельфа и, благодаря гравитационным процессам, откладывалась в пределах аккумулятивного склона. Этот этап развития территории длился до барремского века включительно. За это время накопилась толща терригенных отложений более 1000 м.

Базальным пластом морской трансгрессии для поздней юры являются отложения георгиевского горизонта кимериджского времени, которые вверх по разрезу сменяются преимущественно битуминозными отложениями баженовской свиты титонского времени.

Отложения баженовской свиты представлены морскими фациями с многочисленными остатками аммонитов. Самые большие массы органического вещества в верхнеюрских отложениях приурочены к внутренним впадинам Западно-Сибирской плиты, где их плотность достигает 7-15 млн. т/км<sup>2</sup>. Скорости накопления органического вещества в этих впадинах (4-6 т/км<sup>2</sup> год) являлись максимальными для территории всей Сибири в раннеюрскую эпоху. Движущийся по разломам тепловой поток повлиял на катагенетическое преобразование рассеянного органического вещества.

Вверх по разрезу баженовские породы постепенно переходят в тонкоотмученные глины с редкими песчано-алевролитовыми прослоями сортымской свиты берриас-валанжинского времени, которые перекрываются песчано-глинистыми отложениями усть-балыкской (пласты группы БС<sub>1-21</sub>) свиты, в составе которой открыто 17 залежей нефти. Однако стоит отметить, что на значительном удалении от зоны фациального замещения морских и существенно континентальных отложений в относительно глубоководных пластах, залежи углеводородов почти не встречаются (например пласт БС<sub>8</sub> Федоровского и Южно-Сургутского месторождений).

Глины сортымской свиты сменяются отложениями сангопайской свиты, в разрезе которой выделены песчаные пласты группы АС<sub>1-12</sub>. Её мощность до 200 метров свидетельствует о формировании в условиях интенсивного погружения центральной части Западно-Сибирской плиты. Эти свиты являются основными промышленно продуктивными, в разрезе которых выявлено более 28 залежей нефти на территории Сургутского свода.

На границе барремского и аптского веков вновь происходит резкая смена фаций. Отложения аллювиальной аккумулятивной равнины сангопайской свиты с размывом перекрываются морскими образованиями алымской свиты.

Морские отложения алымской свиты постепенно вверх по разрезу сменяются прибрежно-континентальными образованиями покурской свиты. Несмотря на высокие значения ФЭС, в разрезе покурской свиты на территории Сургутского свода пока не выявлены залежи УВ, однако пласты группы ПК<sub>1-24</sub> характеризуются высокой водообильностью, и дебиты достигают 200-300 м<sup>3</sup>/сут.

Таким образом, продуктивные отложения осадочного чехла Сургутского района формировались на протяжении четырех этапов тектонического развития региона [1]. Самыми хорошими коллекторами считаются песчаники, образованные в прибрежно-морских регрессивных условиях. Пласты выдержаны по площади и более значительны по толщине. На территории Сургутского НГР такими коллекторами являются отложения раннемелового возраста. Все выявленные залежи по морфологии связаны с ловушками пластового сводового и клиноформного типов. По условиям формирования эти ловушки относятся к стратиграфическим структурным и литологическим (выклинивания или замещения пласта-коллектора).

В зависимости от условий формирования залежей в шельфовых песчаниках берриас-готерива выявлены закономерности изменения химического состава нефти на территории Сургутского НГР. Область распространения

нефти средней плотности (0,85-0,87 г/см<sup>3</sup>) средней сернистости (от 0,5 до 1,0 %), расположенная в центральной части района (Алехинское, Нижне-Сортымское месторождения), охватывает кольцом область распространения тяжелой (плотность > 0,87 г/см<sup>3</sup>) высокосернистой (<1,5 %) нефти (Савуйское, Быстринское месторождения). Распределение содержания серы в нефти подобно распределению плотности нефти: с увеличением плотности в нефти повышается содержание серы.

В северо-восточном направлении в нефти уменьшаются плотность, содержание серы и асфальтенов и увеличивается содержание твердых парафинов. Такие закономерности распределения физико-химических характеристик нижнемеловой нефти в значительной мере обусловлены генезисом исходного ОВ, а также связаны с усилением в этом направлении зрелости нефтематеринского ОВ [3].

Преобладание в нижнемеловых отложениях на севере бассейна легкой нефти с низкими концентрациями смолисто-асфальтовых компонентов связано со значительным влиянием факторов миграции.

Согласно классической теории, в Широком Приобье выделяется 2 вида миграции нефти: вертикальная и латеральная. Ученые выдвигают новые гипотезы, связанные с вертикальной миграцией флюидов. Согласно одной из них, энергетическим фактором вертикальной миграции является разрядка механических напряжений различных слоев литосферы, обладающих аномально высокими пластовыми давлениями (по мнению Н.М. Кругликова и В.В. Нелюбина), вследствие чего возникают импульсные перетоки флюида.

Замечена важная закономерность в приуроченности неокосмических клиноформных отложений к областям повышенной концентрации субвертикальных зон деструкции, создаваемых геосолитонным механизмом, который проявляется в виде геосолитонных импульсных возмущений над рифтогенными зонами в земной коре раннемелового времени. Сургутский свод находится в зоне сочленения грабен-рифтов меридионального и широтного простирания. Для выявления субвертикальных зон деструкции применяется обширный спектр геофизических методов: гравиразведка, магниторазведка, сейсморазведка. По данным магниторазведки, над геосолитонными трубками отмечаются отрицательные магнитные аномалии. Такая аномалия отмечена в восточной части Сургутского свода вблизи Колтогорского грабен-рифта.

Также следует отметить мнение других ученых (А.Э. Конторовича, В.М. Матусевича, О.Ф. Стасовой) о существовании латеральной миграции. Как отмечалось ранее, в центральной части Сургутского свода расположена зона высокосернистой нефти, кольцом охваченная зоной сернистой нефти. Высокая концентрация серы указывает на то, что именно в этом районе были сформированы первые залежи углеводородов. По мере погружения пластов и катагенетических процессов, легкая малосернистая нефть мигрировала в латеральном направлении из наиболее погруженных структур к крупным положительным структурам, а на месте формирования залежей осталась лишь тяжелая высокосернистая нефть [5, 6].

Таким образом, территория Сургутского свода отличается сложным геологическим строением. Для осложняющих ее структур характерны: сочетание различных по морфологии пликвативных форм; блоковое строение фундамента; сложная сеть разновозрастных и разноамплитудных разрывных нарушений различной природы, влияющих на гидродинамическую связь пород и экранирующие свойства покровов над залежами нефти.

Поиск и картирование других типов ловушек и в более древних комплексах пород (неантиклинальные ловушки типа «врез») могут быть эффективными только с применением современного рационального комплекса ГРП. Основным методом выявления ловушек является детальная высокоразрешающая сейсморазведка, которая в сочетании с другими методами полевой геофизики, литолого-фациальным и палеотектоническим анализами повышает качество и достоверность результатов работ.

Широкий интервал изменения нефтегазоносности, как и многопластовый характер месторождения, а также вертикальную и латеральную миграцию флюидов определяют разрывные дислокации и множество субвертикальных зон деструкции, пронизывающих осадочный чехол [2].

#### **Литература**

1. Архипов С.В. Тектонические циклы в развитии Сургутского свода, их базальные горизонты и нефтеносность // Вестник недропользователя, 2003. – № 12. – С. 13 – 18.
2. Бембель С.Р., Костеневич К.А., Федоров М.Ю. Западный склон Сургутского свода // Нефтяное хозяйство, 2012. – № 8. – С. 8 – 12.
3. Региональные закономерности изменения физико-химических свойств нефтей нижнего мела / Л.С. Борисова, Д.В. Косяков и др. // Геология нефти и газа, 2011. – № 5. – С. 56 - 63.
4. Геология нефти и газа Западной Сибири / Под. ред. А.Э. Конторовича. – М.: Недра, 1975. – 680 с.
5. Матусевич В.М. Геохимия подземных вод Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. – М.: Недра, 1976. – 157 с.
6. Органическая геохимия мезозойских нефтегазоносных отложений Сибири / А.Э. Конторович и др. – М.: Недра, 1974. – 192 с.