

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ОБРАЗОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В КОРОТАИХИНСКОЙ ВПАДИНЕ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО БАССЕЙНА

Санникова И.А., Кирюхина Т.А. (Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Геологический факультет)

Кортаихинская впадина располагается в северной части Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна (НГБ) и является сложно построенной структурной единицей Предновоземельского передового прогиба. Целью данной работы является изучение перспектив нефтегазоносности отложений в Кортаихинском нефтегазоносном районе (НГР) с помощью бассейнового анализа.

Для моделирования процессов генерации углеводородов в Кортаихинской впадине Тимано-Печорского бассейна был выбран поперечный сейсмогеологический разрез 20892-04PC1 (рис. 1). Моделирование проводилось в программном пакете Temis Suite 2D.

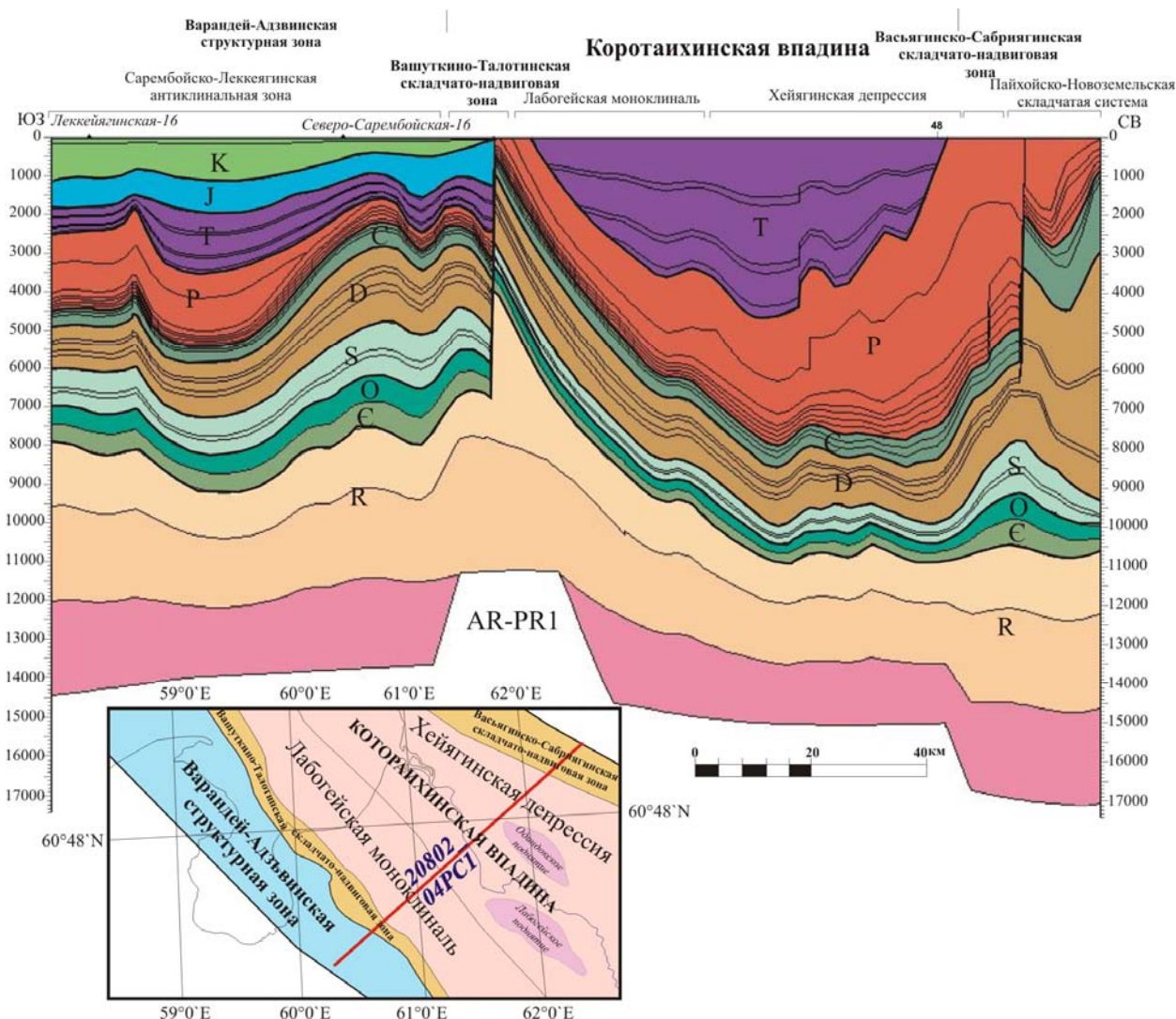


Рисунок 1. Сейсмостратиграфический разрез 20892-04PC1 (длина 180 км, глубина 17 км)

Для более точного воспроизведения процессов генерации углеводородов в модели были учтены мощности размытых отложений. Так, каменноугольно-пермская эрозия на территории Варандей-Адзвинской зоны составляет 1000 м. Эрозия на границе нижней и средней перми над рифами Сарембойско-Леккеягинской зоны достигает 200 м. Наконец, триасово-юрское эрозионное событие захватило территорию Варандей-Адзвинской зоны, где мощность размытых отложений составляет 500 м. А в пределах Кортаихинской впадины величина эрозии достигает 2000 м. [4]

Для литологической характеристики разреза использовались описания пород в обнажениях и результаты изучения кернового материала из скважин, пробуренных в пределах изучаемого региона Тимано-Печорского НГБ (рис. 2). [2]

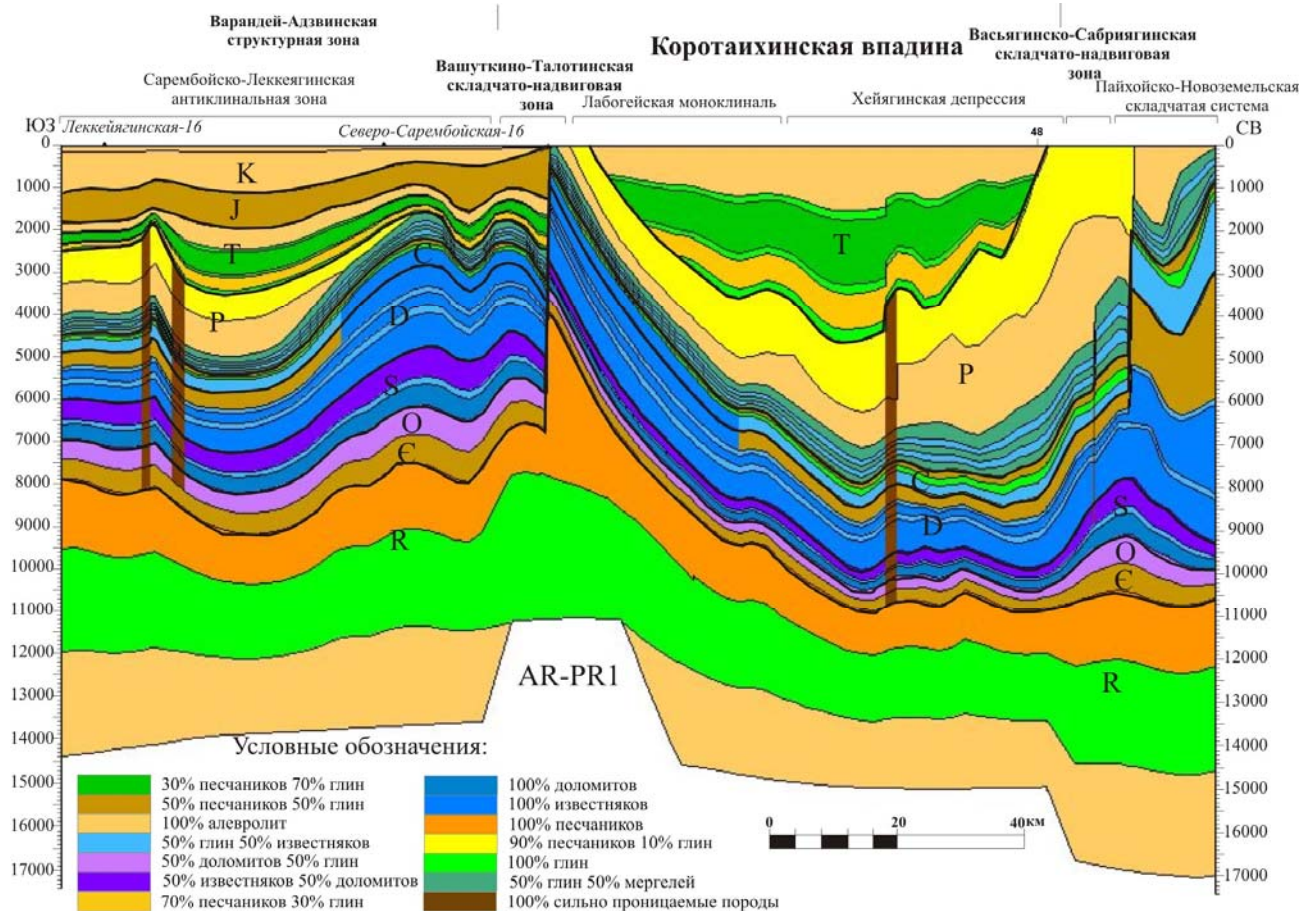


Рисунок 2. Литологический разрез 20892-04РС

При расчете температурной модели использовались среднегодовые значения температуры на поверхности осадочного чехла. Было принято, что современные температуры в изучаемом регионе изменяются от 0 до 2°C, на границе триаса и юры температура на поверхности составляла 14°C, в начале ранней перми – 2°C, а в позднем карбоне – 11°C. Калибровка модели осуществлялась по значениям теплового потока в основании верхней мантии, которая на настоящий момент составляет 40-45 мВт/м², в конце позднего девона – 50 мВт/м², а в конце силурийского времени – 78 мВт/м². [5]

Одним из основных параметров, закладываемых в модель, является характеристика нефте- и газоматеринских толщ (НГМТ). Для данного профиля по литературным данным было выделено 9 НГМТ, каждой из которых соответствует свой тип кинетической модели. Энергия активации для нижнесилурийской венлокской (S1v), верхнедевонской кыновско-саргаевской (D3kn-sr) и верхнедевонской доманиковой (D3dm) НМТ соответствует I-II типу керогена. Значения водородного индекса для этих отложений изменяется от 500 до 700 мг УВ/г Сорг. Для среднетриасовой (T2) НМТ характерен кероген II типа, значение водородного индекса этой НМТ составляет 400 мг УВ/г Сорг, а содержание органического углерода (TOC) – 1,8%. Энергии активации нижнекаменноугольной визейской (C1v), нижнепермской ассельско-сакмарской (P1a-s), нижнепермской артинско-кунгурской (P1a-k), нижне- (T1) и верхнетриасовой (T3) НМТ соответствуют преимущественно гумусовому органическому веществу (ОВ) (кероген II-III типа). Содержание TOC в этих отложениях не превышает 2%, а значение водородного индекса колеблется от 300 до 350 мг УВ/г Сорг. [3]

Для определения положения главной зоны нефтеобразования (ГЗН) использовались расчетные значения отражательной способности витринита. [1]

На основе построенной модели видно, что верхняя граница ГЗН в Коротайхинской впадине, Варандей-Адзвинской и Васьягинско-Сабриягинской зонах проходит на глубине около 2 км, в Вашуткино-Талотинской складчато-надвиговой зоне, Пайхой-Новоземельской зоне и в Хейягинской депрессии она поднимается до 1 км. Нижняя граница ГЗН в Вашуткино-Талотинской складчато-надвиговой зоне отмечается на глубине 4 км, в Хейягинской депрессии – 3,5 км, в Пайхой-Новоземельской и Варандей-Адзвинской зоне – 3 км, а на Васьягинско-Сабриягинской зоне – 4,5 км. На территории Сарембойско-Леккеягинской антиклинальной зоны все триасовые НМТ достигли области «нефтяного окна» в средне-позднеюрское время. Нижнекаменноугольно-пермские НМТ примерно в это же время начали генерацию газообразных УВ. Нижнесилурийская и девонские НМТ здесь на настоящий момент полностью выработали свой генерационный потенциал (рис. 3).

В Хейягинской депрессии Коротайхинской впадины в ГЗН попадают только средне- и верхнетриасовые НМТ, причем среднетриасовая НМТ начала генерацию жидких УВ в позднем триасе, а верхнетриасовая – только в среднеюрское время. В пределах «газового окна» в этой области находится лишь нижнетриасовая толща, достигнувшая ГЗГ в начале ранней юры. Индекс трансформации ОВ остальных НМТ близок к 100%, а значит, генерация этими отложениями каких-либо углеводородов уже прекратилась.

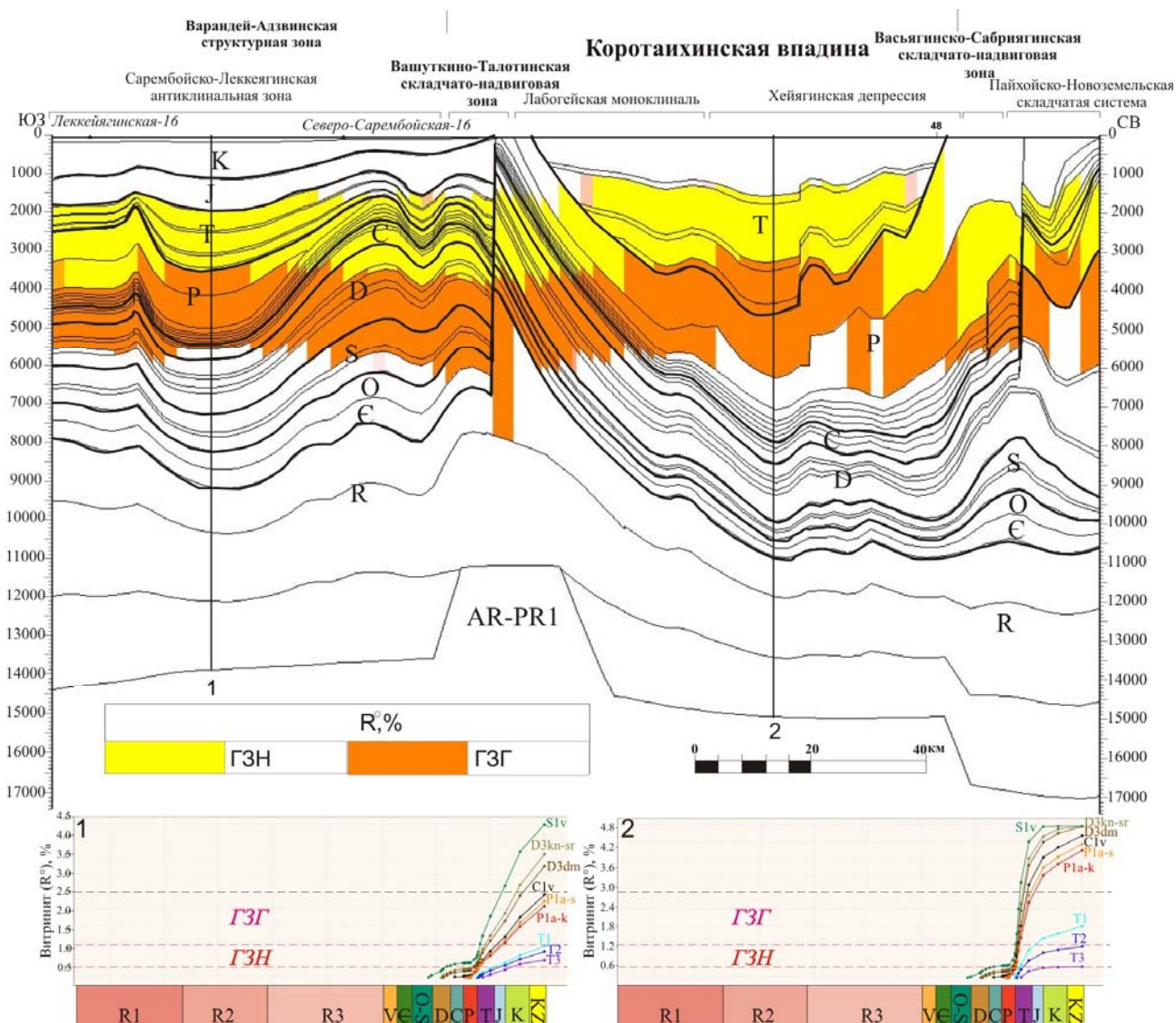


Рисунок 3. Степень катагенетической преобразованности осадочной толщи и эволюция катагенетического преобразования материнских толщ. Профиль 20892-04PC1

В виду фильтрационно-емкостных особенностей заданных литотипов и неоднозначности положения в разрезе коллекторских горизонтов по результатам моделирования углеводороды распределены по всей осадочной толще и степень их насыщения составляет первые проценты. Однако в изучаемых разрезах обнаружены крупные перспективные залежи. Все залежи, в основном, приурочены к антиклинальным ловушкам.

Наибольший интерес представляют скопления УВ в рифовых постройках нижнего карбона в Сарембойско-Леккеягинской антиклинальной зоне, в которых насыщение достигает 50-60%. Залежи эти находятся на глубине 3,5-4 км и доступны для бурения. Возможные скопления УВ следует ожидать в пермских мини-валах в Коротаихинской впадине на глубине 4 км. Также залежи выявлены в известняках карбона в Вашуткино-Талотинской складчато-надвиговой зоне (глубина 3 км). Отдельные антиклинальные структуры в Васьягинско-Сабриягинской складчато-надвиговой зоне также могут содержать скопления УВ в отложениях карбона на глубине 5 км. Перспективными представляются триасовые валы Хейягинской депрессии на глубинах 1-3,5 км (рис. 4).

В складчатых областях, примыкающих к Коротаихинской впадине, преобладает вертикальная миграция УВ флюидов по разломам. В бортовых – наоборот, преобладает латеральная миграция (из наиболее погруженной центральной области впадины).

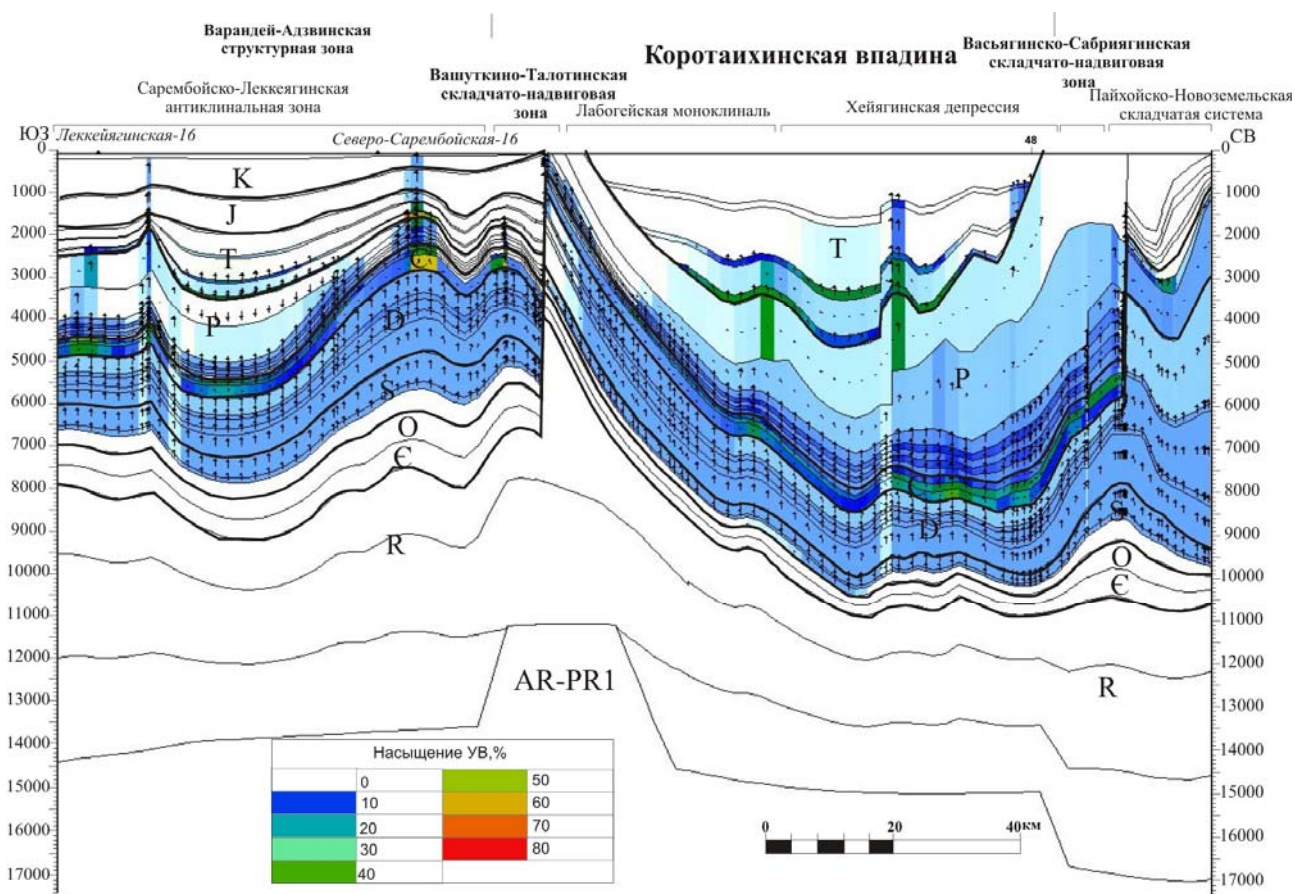


Рисунок 4. Степень насыщения и направление миграции углеводородов. Профиль 20892-04

В Коротаихинской впадине Тимано-Печорского бассейна существуют все необходимые условия для проявления процессов нефтегазообразования и формирования нефтегазоносности. На основе 2D моделирования, а также исходя из особенностей распространения, типов и степени зрелости НГМТ, прогнозируются преимущественная нефтенасыщенность пермско-триасовой части разреза. Породы пермско-триасового комплекса к настоящему времени полностью реализовали свой генерационный потенциал (в депоцентрах прогибания), либо находятся в главной зоне нефтегенерации (ГЗН) (на поднятиях). Результаты анализа структурного плана показывают, что основная часть ловушек (как структурных, так и литологических) сформировалась до активной миграции УВ из нефтематеринских



пород, реже одновременно, что в целом является благоприятным фактором для формирования и сохранности залежей УВ.

Список литературы

1. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е.. Геология и геохимия нефти и газа. Учебник. Изд. МГУ, 2000
2. Горбань В.А. Геолого-геохимическое обоснование перспектив нефтегазоносности досреднедевонских отложений Тимано-Печорского бассейна: Дисс. канд. геол.-минерал. наук. – Сыктывкар, 1986
3. Данилевский С.А., Складорова З.П. Катагенетическая зональность и размещение залежей углеводородов в Тимано-Печорской провинции // Закономерности размещения зон нефтегазоаккумуляции в Тимано-Печорской провинции. Тр. ВНИГРИ.-Л., 1986
4. Прищепа О.М., Макаревич В.Н., Орлова Л.А., Чумакова О.В. Перспективы нефтегазоносности и программа изучения Коротаихинской впадины // Геология нефти и газа. – 2009. – № 2. – С. 2-8
5. Ситар К. А. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук: Геолого-геохимические условия формирования нефтегазоносности северной (акваториальной) части Тимано-печорского нефтегазоносного бассейна, Москва, 2007

АЛЬТЕРНАТИВНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ЦЕОЛИТОВ В СПОСОБАХ ОЧИСТКИ ВОДЫ ДЛЯ ПОВТОРНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПАРА ПРИ ДОБЫЧЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЯЖЁЛОЙ НЕФТИ

Грачев А.В. (Уральский государственный горный университет), Караев А.Ю. (Уральский государственный горный университет)

На сегодняшний день сложилась следующая энергетическая ситуация: современные растущие темпы добычи и извлечения нефти приводят к уменьшению разведанных запасов. Более половины всех топливно-энергетических потребностей мира обеспечиваются нефтью и газом. В скором будущем такая картина не изменится. Одновременно с ростом добычи углеводородов в мире прирост их запасов уже длительное время не компенсируется, истощается наиболее качественная часть ресурсов, в частности лёгкие нефти. В связи с возрастающим потреблением нефти и нефтепродуктов, стремлением экспортировать высокие сорта нефти, постепенным истощением ранее разведанных нефтяных месторождений, сверхвязкие нефти становятся востребованными в экономике России и не только.

Одним из приоритетных направлений является разработка трудноизвлекаемых запасов нефти повышенной плотности, которая часто обогащена токсическими элементами. Это резко меняет не только технологические параметры сырья, но и увеличивает затраты на его переработку и транспортировку. Ко всему этому стоит прибавить экономические издержки, которые, в свою очередь, крайне высоки при работе с таким видом энергетического сырья. Тяжёлой нефти легко можно найти применение в строительстве (дороги, здания), а после очистки их можно использовать в химической промышленности - для производства клеев и пластиков различного назначения. По данным экспертов, мировые запасы тяжёлой нефти на сегодняшний день – более 810 миллиардов тонн. В России эта цифра составляет 6-7 миллиардов тонн.

Тяжелые нефти наиболее обогащены V и Ni. По оценкам экспертов, мировые потенциальные ресурсы ванадия в тяжелой нефти составляют примерно 125 миллионов тонн, а извлекаемые попутно с нефтью – около 20 миллионов тонн. На сегодняшний день при сжигании нефтепродуктов ванадий и никель теряются, нанося большой экологический ущерб. На рисунке 1 представлены нефтегазоносные бассейны России с тяжёлыми обогащёнными ванадием нефтями [4].