

УДК: 553.98:550.812

© Коллектив авторов

В.В. Калабин, Н.В. Лопатин, А.С. Горшков, И.В. Тихонов

НЕФТЕГАЗОВЫЕ ИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ АНАБАРО-ХАТАНГСКОЙ СЕДЛОВИНЫ

Введение

Исследование Анабаро-Хатангской седловины началось в 1905 году Хатангской экспедицией Русско-го географического общества. Большой вклад в изучение стратиграфии, литологии, тектонического строения и нефтегазоносности седловины внесли Калинин М.К., Лаппо В.И., Емельянцева Т.М., Погребницкий Ю.Е., Мигай И.М. и многие другие исследователи. Геохимическим критериям нефтегазоносности посвящены работы Конторовича А.Э., Соболевой Е.И., Грамберга И.С., Данюшевской А.И., Поляковой И.Д. и других. Были открыты Нордвикское, Кожевниковское, Ильинское и Южно-Тигянское месторождения нефти и газа. Несмотря на более чем 100-летнюю историю геологических работ в регионе, территория Анабаро-Хатангской седловины до сих пор остается слабо разведанной глубоким бурением. Поэтому использование геоинформационного моделирования для выделения и оценки нефтегазовых систем является необходимым инструментом при дальнейшем изучении района. В настоящее время появился новый геолого-геофизический материал, который требует обобщения. Выделение нефтегазоматеринских свит, уточнение их потенциала, а также определение зон активного нефте- и газообразования и аккумуляции углеводородов не обходится без детального геохимического исследования. Для этого был выполнен анализ основных источников углеводородов с позиции нефтегазовых информационных систем.

Методология

В основе аналитической программы – массовые исследования всей коллекции образцов на установке пиролиза керогена «Rock-Eval 6». При этом в количественной форме фиксируется содержание органического углерода, газа, нефти в породе, ее нефтегенерационный потенциал, показатель типа керогена – его водородный индекс (НІ), степень катагенетической зрелости (Тmax), нефтяной индекс керогена и другие показатели.

Химико-битуминологическая экстракция битумоидов, их разделение на фракции проводились по стандартной технологии, а концентрация алканов определялась на высокоразрешающем газовом

хроматографе с пламенно-ионизационным детектором HP-6890 фирмы Hewlett-Packard, США (№ 15118-96 в Государственном реестре средств измерений).

Программное обеспечение компьютерного моделирования историко-геологических и палеотемпературных реконструкций процессов эволюции осадочных разрезов поисковых и параметрических скважин, процессов генерации и эмиграции нефти осуществлялось на базе программного блока PetroMod 1D (10).

Нефтегазоматеринские толщи

Полученные при изучении керн поисковых скважин данные пиролитических анализов были использованы при предварительной идентификации нефтегазоматеринских свит. Следует, конечно, осознавать недостаточность опоры на изученную коллекцию керн – ее большая часть была отобрана и классифицирована геологической службой ПГО «Хатанганефтегазгеология» еще 25-40 лет тому назад и с тех пор в значительной мере потеряна. Поисковое бурение было, в основном, неглубоким. Поэтому проблема идентификации нефтегазоматеринских пород остается открытой. Учитывая эти обстоятельства, были выделены следующие потенциально вероятные нефте- и газоматеринские толщи.

В рифейском литолого-стратиграфическом комплексе выделяется билляхская серия доломитов, известняков и мергелей верхнего и среднего рифея и кровли отложений нижнерифейского возраста. В прослоях темно-серых известковистых аргиллитов отмечается кероген смешанного типа, с повышенным содержанием Сор_г = 1,83-4,87% и остаточным газогенерационным потенциалом, достигающим 2,07-6,28 мг УВ/г породы. Из-за высокой степени катагенеза (МК₅-АК_{2,3}) билляхская серия рассматривается как источник, главным образом, газообразных углеводородов, а на больших глубинах в основном «сухого» метанового газа.

В ниже-среднепалеозойском комплексе отмечаются два потенциальных источника углеводородов: первый из них куонамская нефтематеринская толща с превосходным нефтегенерационным потенциалом

керогена, второй – доманикоидная толща, выделение которой все еще проблематично.

В обнажениях на реке Молодо, расположенных на юго-востоке от изучаемой территории и в районе Оленекского залива, обнаружены выходы пород куонамской свиты, для которой характерно содержание органического углерода (Сорг) 5,25-18,30%. Тмах этих образцов 425-435 °С, что соответствует градации катагенеза ПК₃-МК₁. Средний водородный индекс пород куонамской свиты составляет 500-600 мг УВ/г Сорг, что позволяет отнести исходное органическое вещество преимущественно к типу II. Содержание нефти в породе (S₁) и нефтегенерационный потенциал (S₂) – S₁ + S₂ – изменяется от 26,41 до 106,88 мг УВ/г породы. Эти значения генерационного потенциала характеризуют куонамскую свиту как богатую НМП. Наличие этих пород на юго-востоке от изучаемой территории позволяет предположить их присутствие на юге и востоке Анабаро-Хатангской седловины.

Субдоманикоидные отложения франского яруса верхнего отдела девонской системы (D_{3f}) в планетарном масштабе обогащены органическим веществом и могут быть источником жидких и газообразных углеводородов. Они обнаружены в Якутии и на Нордвикском полуострове. В изученной коллекции образцов субдоманикоидные отложения отсутствуют. По аналогии с другими регионами можно сделать предварительный прогноз геохимических параметров: Сорг 3-4%, кероген II типа с водородным индексом ≈ 550 мг УВ/г Сорг. Предполагаемая мощность нефтематеринской толщи около 30-50 м. Вопрос о том, реально ли на Анабаро-Хатангской седловине обнаружить нефти доманикоидного генотипа остается дискуссионным и может быть решен с помощью параметрического бурения.

В позднепалеозойско-триасовом структурно-формационном комплексе выделяются тустахская, нижнекожевниковская и тампейская газоконденсатные и нефтегазовые источники углеводородов. В тустахской углисто-глинистой толще (P₁) отмечается высокое значение Сорг – до 12%, сравнительно низкое содержание нефти в глинистой толще (0,25-1,40 мг УВ/г породы и лишь в одном образце S₁ = 2,87 мг УВ/г породы), а также невысокий нефтегазогенерационный потенциал, S₂ = 1,70-6,44 мг УВ/г породы.

Нижнекожевниковская толща представлена переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников с преобладанием темно-серых и черных аргиллитов. Образцы нижнекожевниковской подсвиты характеризуются Сорг 0,93-4,71%. В связи с разной глубиной залегания, ОВ имеет различную степень преобразованности. Согласно результатам пиролиза параметр Тмах отражает градации катагенеза МК₁-МК₂.

Водородный индекс характеризуется значениями 90-150 мг УВ/г Сорг, преобладающие значения HI = 50-140 мг УВ/г Сорг. Это предполагает ОВ смешанного состава II/III типа. Нефтегенерационный потенциал (S₁ + S₂) меняется от 0,26 до 17,78 мг УВ/г породы. Основная часть исследованных образцов имеет генерационный потенциал 2-10 мг УВ/г породы, что позволяет отнести нижнекожевниковскую подсвиту к сравнительно небогатому, но реальному источнику нефти и газа.

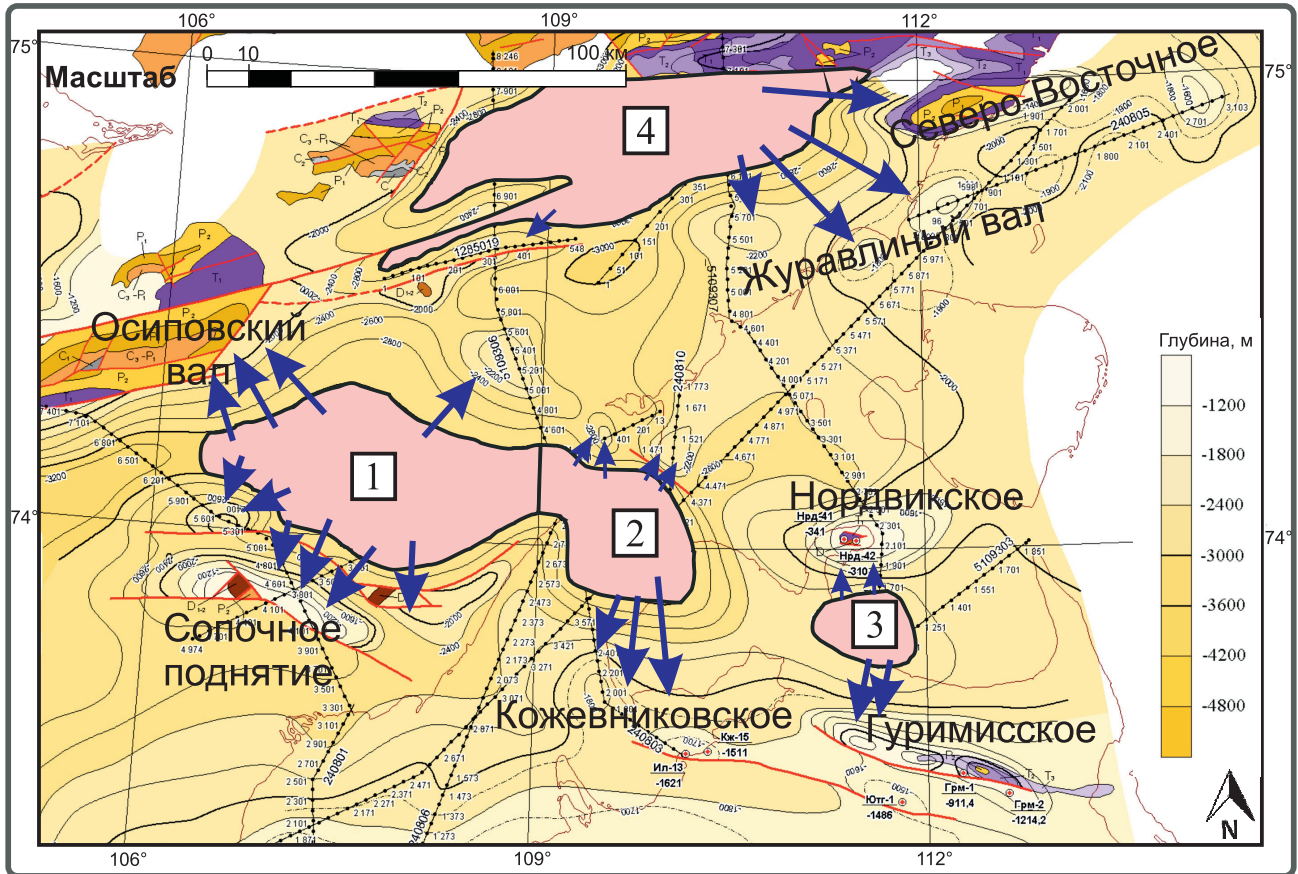
Тампейская серия среднего и верхнего триаса, мощная глинистая толща, субконтинентального происхождения, нередко угленосная, распространенная в основном на западной окраине Анабаро-Хатангской седловины, относится к газоматеринским источникам. На рассматриваемой территории она, в основном, катагенетически недостаточно «зрелая» (градация ПК₃-МК₁) для активной генерации углеводородов, поэтому тампейская серия классифицируется как потенциальный источник УВ-газов.

Очаги активного нефтегазообразования

Основываясь на структурных схемах, представленных ГНЦ ФГУП «Южморгеология», были картированы основные очаги нефте- и газообразования для нижнекожевниковской, тустахской, доманикоидной и куонамской толщ.

Очаги активной генерации углеводородов *нижнекожевниковской свиты* нижней перми были выделены на основе структурной схемы по кровле одноименной свиты (отражающий сейсмический горизонт VIa). В центральной части Анабаро-Хатангской седловины в субширотном направлении протягивается Харатумусский прогиб, в котором выделяется три очага (рис. 1): Северо-Сопочный, вытянутой в субширотном направлении формы, имеющий площадь 2100 км², Западно-Нордвикский, изометричной формы, с площадью 1200 км² и Южно-Нордвикский (S = 500 км²). Во всех трех очагах Харатумусского прогиба нижнекожевниковская свита залегает на глубинах 3-3,5 км и находится в главной зоне нефтеобразования (ГЗН). На севере изучаемой территории, перед складчатым сооружением Таймыра картируется Апрельевский очаг, расположенный в пределах одноименной впадины. Он имеет вытянутую в субширотном направлении форму. Его площадь составляет 2000 км². В нем нижнекожевниковская свита залегает на глубинах до 4-4,5 км и находится на завершающем этапе нефтеобразования.

Структурный план тустахской свиты нижней перми совпадает с нижнекожевниковской, поэтому в ней отмечаются те же зоны углеводородообразования (рис 1). В очагах Харатумусской впадины: Северо-Сопочном, Западно-Нордвикском



Условные обозначения

Выходы доюрских пород на поверхность:

T ₃ - верхний триас	C ₃ -P ₁ - верхний карбон-нижняя пермь
T ₂ - средний триас	C ₂ - средний карбон
T ₁ - нижний триас	C ₁ - нижний карбон
P ₂ - верхняя пермь	D - девон
P ₁ - нижняя пермь	D _{1,2} - нижний-средний девон

Очаги:

- 1 - Северо-Сопочный;
- 2 - Западно-Нордвикский;
- 3 - Южно-Нордвикский;
- 4 - Апрельевский
- 5 - Центральный;
- 6 - Северо-Нордвикский;
- 7 - Северо-Восточный

Скважины:
 Влд (Владимировская); Вст (Восточная); Грм (Туримисская); Ил (Ильинская);
 Кж (Кожевниковская); Кстр (Костроминская); Нрд (Нордвикская); Рыб (Рыбинская);
 Снд (Сындаская); ССл (Северо-Суолемская); Улх (Улаханская);
 Хрл (Хорудулахская); Юсл (Южно-Суолемская); Ютг (Южно-Тиганская).

Символы:

- сейсморазведочные профили МОГТ, отработанные ГНЦ ФГУП "Южморгеология" (ГК 51 и 24/01/70-310), и ретроспективные профили МОГТ, вовлеченные в интерпретацию
- нефтеразведочные скважины
- изогипсы кровли, м
- дополнительные изогипсы, м
- геологические границы
- береговая линия
- разрывные нарушения
- Миграционно-дренажные пути
- Погруженные зоны генерации нефти
- Глубоко-погруженные зоны генерации УВ газа

Рис. 1. Основные очаги генерации углеводородов нижнекожевниковской и тустакской толщами нижней перми (на основе структурной схемы по кровле нижнекожевниковской свиты, отражающий горизонт VIa, А.С. Горшков и др. 2011 г.)

и Южно-Нордвикском – кероген тустахской свиты расположен в зоне катагенеза МК_{2,3} (ГЗН). В Апрелевском, более глубоком очаге газоматеринская свита вошла в главную зону газообразования. Таким образом, нижнепермские источники на территории Анабаро-Хатангской седловины на последнем мезокайнозойском этапе геологической истории были способны генерировать как жидкие, так и газообразные углеводороды.

Для выделения прогибов, в которых могло происходить активное нефте- газообразование *доманикоидной толщей* (D₃f), использовалась структурная схема по кровле карбонатного комплекса нижнего карбона – верхнего девона (C₁-D₃ – отражающий сейсмический горизонт VII). В западной части изучаемой территории выделяется два глубокопогруженных очага: Харатумусский, площадью 6300 км², и Апрелевский – 2000 км² (рис. 2). Доманикоидная толща располагается в них на глубинах 5-7 км (градации катагенеза ≈ МК₃-МК₄) и способна генерировать газообразные углеводороды. В восточной части картируется три менее погруженных очага: Северо-Нордвикский, площадью 740 км², Южно-Нордвикский, S = 2100 км², и Северо-Восточный,

площадью 1000 км². В этих очагах глубина залегания верхнедевонских отложений составляет 4-5 км и, следовательно, возможно образование легких нефтей и газоконденсатов.

Очаги для *куонамской нефтематеринской свиты* нижнего-среднего кембрия были выделены на основе структурной схемы по кровле карбонатного комплекса C₁-D₃ (отражающий сейсмический горизонт VII). Кембрийский источник прогнозируется на юге и востоке изучаемой территории, там же были закартированы зоны нефтегазообразования. В пределах Бегичевской впадины отмечается Северо-Нордвикский очаг, площадью 740 км² (рис. 3). Глубины залегания куонамской свиты здесь около 5 км, и поэтому возможна генерация углеводородных газов и легкой нефти конденсатного типа. На востоке Харатумусского прогиба выделяется Южно-Нордвикский очаг, площадью 2100 км². Глубины залегания кембрийского источника аналогичны Северо-Нордвикскому очагу, следовательно, и уровню катагенетической «зрелости». Западнее расположен изометричной формы очаг – Западно-Нордвикский, площадью 700 км². Ориентировочная глубина залегания куонамской свиты свыше 5,5-6 км,

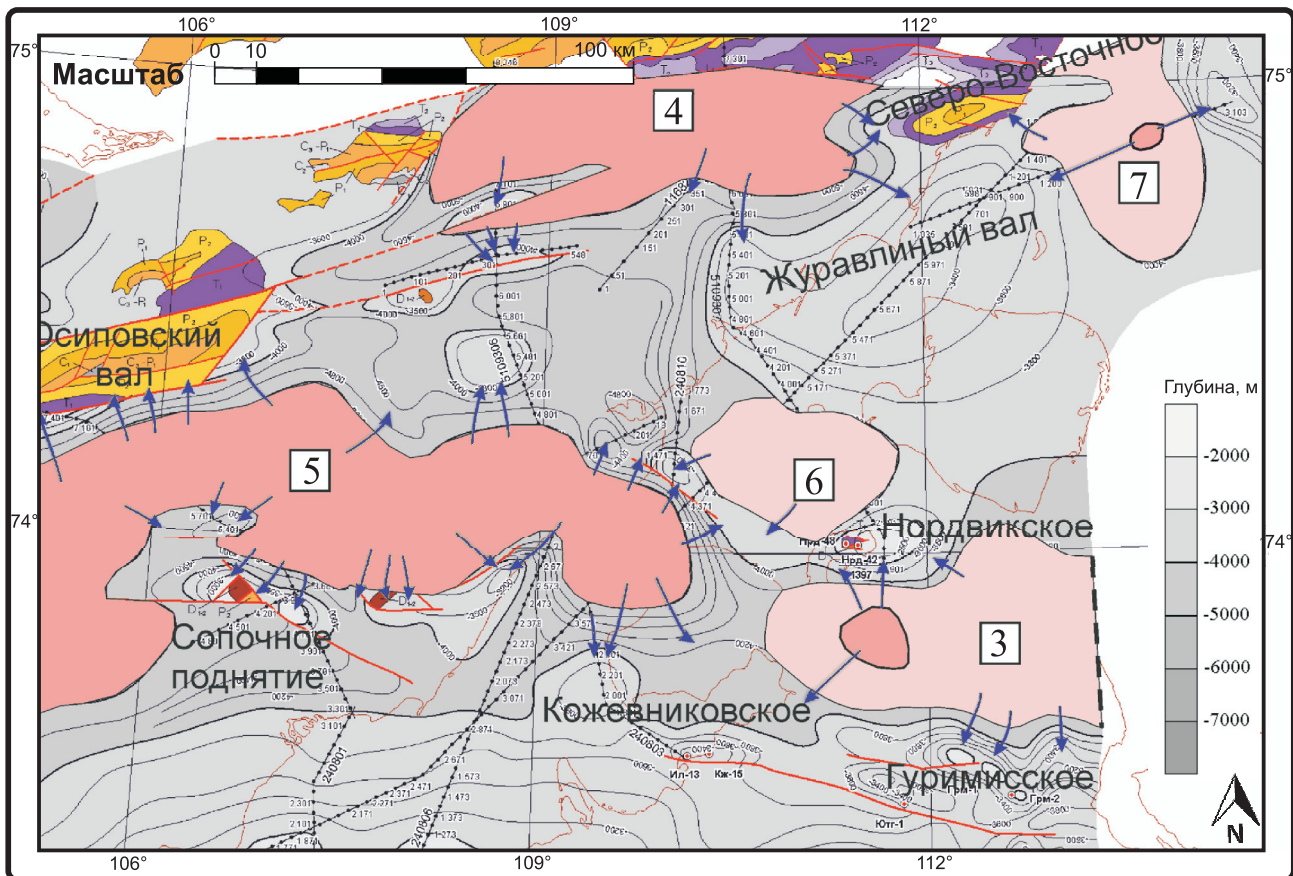


Рис. 2. Основные очаги генерации углеводородов доманикоидной толщей (на основе структурной схемы по кровле карбонатного комплекса (D₃-C₁), отражающий горизонт VII, А.С. Горшков и др. 2011 г.). Условные обозначения см. рис. 1

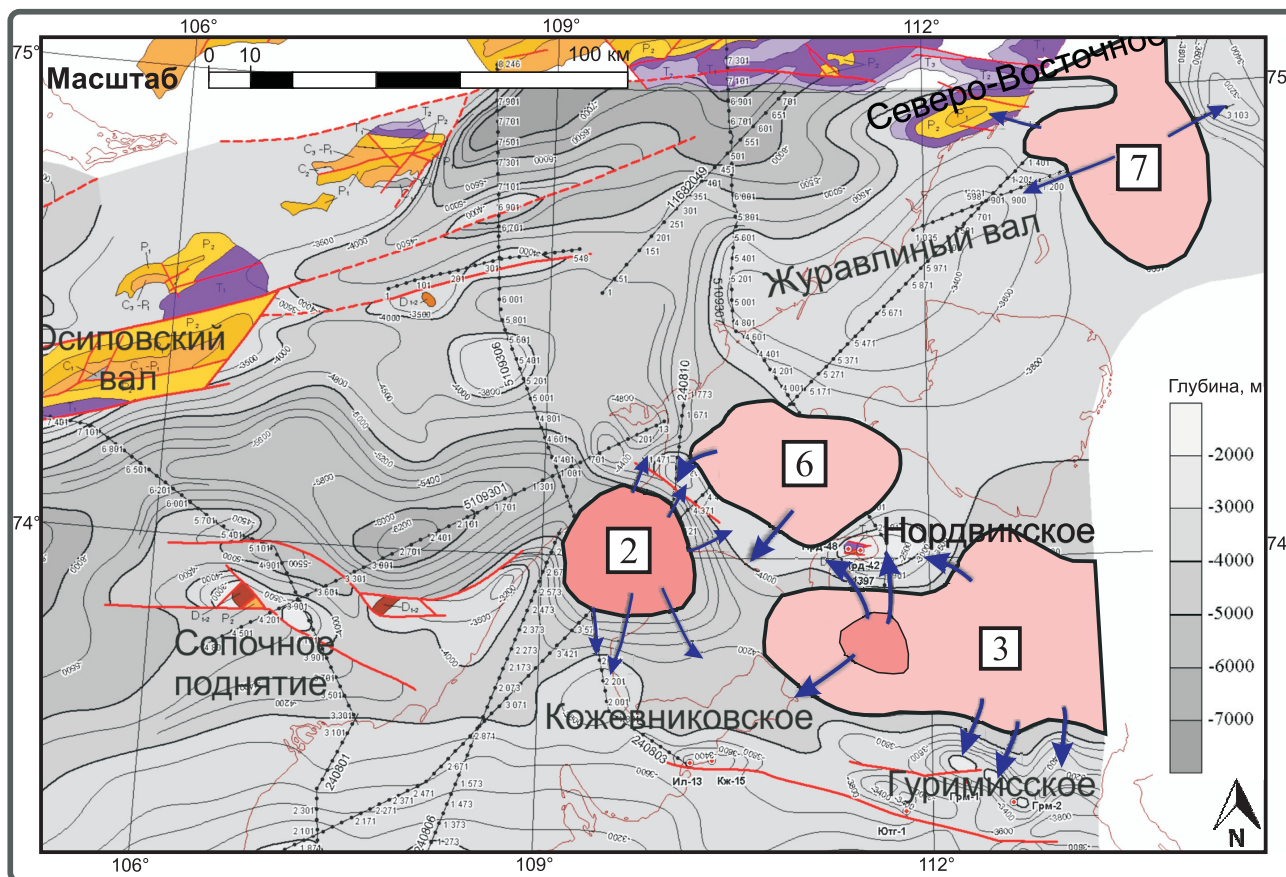


Рис. 3. Основные очаги генерации углеводородов куонамской свитой (на основе структурной схемы по кровле карбонатного комплекса (D_3-C_1), отражающий горизонт VII, А.С. Горшков и др. 2011 г.). Условные обозначения см. рис. 1

и она, вероятно, полностью реализовала свой нефте-материнский потенциал, и на современном этапе можно ожидать генерацию газовых углеводородов. Севернее острова Бегичев выделен Северо-Восточный очаг, округлой формы, $S = 1000 \text{ км}^2$. В нем прогнозируется степень катагенеза $МК_3$, и возможна генерация легкой нефти.

Выделение нефтегазовых информационных систем

Учитывая недостаточную степень изученности геологического строения Анабаро-Хатангской седловины можно с определенной долей вероятности и допущений выделить здесь несколько информационных систем.

Наиболее древней в данном разрезе может быть гипотетическая билляхско-вендская система. На современном этапе геологической истории ее следует рассматривать как газовую, так как нефтематеринский потенциал билляхской свиты был истощен, вероятно, в рифей-вендское время. Коллекторами могут служить базальные горизонты песчаников венда, покрывкой – известняки нижнего кембрия.

Выше по разрезу отмечается предварительно выделенная куонамско-кембрийская система. В ней

источником углеводородов может быть куонамская свита, в случае ее подтверждения на изучаемой территории бурением, коллекторами – кембрийские карбонатные постройки типа барьерного рифа [1], которые отмечаются на ряде сейсмогеологических профилей. Покрывкой для данной системы выступают девонские соли. Наличие резервуара в барьерном рифе в сочетании с богатым куонамским источником и надежная соляная покрывка создают благоприятные условия для обнаружения залежей углеводородов. В этих рифовых ловушках могут быть сосредоточены основные запасы нефти и газа Анабаро-Хатангской седловины.

Предварительно выделена франско-нижнекаменноугольная нефтегазовая информационная система, в которой источником углеводородов будет доманикоидная толща, при ее обнаружении в Хатангском регионе, а резервуаром – известняки нижнекаменноугольной толщи. Региональной покрывкой могут быть аргиллиты тустахской свиты.

Следующей системой, установленной с большей достоверностью, выступает ниже-верхнекожевниковская. Углеводороды способна генерировать нижнекожевниковская свита с невысоким, но реальным нефтематеринским потенциалом. Также

подток флюидов в основном газового состава возможен из нижележащей тустахской газоматеринской толщи. Основными резервуарами могут быть пласты песчаников ниже- и верхнекожевниковской свит. Нефтегазоносность этих горизонтов подтверждена на Южно-Тигянском месторождении. Мисайлапская свита, представленная толщей аргиллитов, предварительно рассматривается как региональная покрывка для этой нефтегазовой информационной системы.

Формирование залежей нефти и газа в нижне-верхнекожевниковской системе могло происходить по следующей схеме: образованные углеводороды эмигрировали из нефтегазоматеринской толщи в близлежащие пласты песчаников. По восстанию пород они перемещались в зоны поднятий и аккумуляции (рис. 1), а при пересечении пластов разрывными нарушениями флюиды могли мигрировать в верхние горизонты осадочного разреза и заполнять там ловушки.

Прогнозные ресурсы углеводородов

Для каждой нефтегазоматеринской толщи были подсчитаны прогнозные ресурсы нефти и газа по категории D_2 в зонах аккумуляции по основным «очагам» активного развития генерационно-аккумуляционных процессов на современном этапе геологической истории. Расчеты были выполнены по методике ВНИГНИ [4].

Билляхский рифейский источник реализовал свой нефтеобразующий потенциал, вероятно, еще в позднерифейско-вендское время. На мезокайнозойском этапе геологической истории из данной толщи могло идти образование «сухого»

метанового газа, объем генерации оценивается в 6100 млрд m^3 , а масштабы аккумуляции в 246 млрд m^3 (табл. 1).

Куонамская нефтематеринская свита может стать одним из самых богатых источников углеводородов на территории Анабаро-Хатангской седловины, если она будет подтверждена бурением. Прогнозные ресурсы характеризуются высокими масштабами образования нефти – 10547 млн тонн, достигнуть ловушек может – 211 млн тонн. Соответственно, масштабы газообразования могли составить 3228 млрд m^3 , аккумуляции – 160 млрд m^3 (табл. 1).

Доманикоидная, предварительно выделенная нефтематеринская толща, может быть охарактеризована величиной нефтеобразования в 6284 млн тонн, аккумуляция в залежах может составить 125 млн тонн. Объем газообразования оценивается в 5603 млрд m^3 , при этом в залежах может сохраниться 224 млрд m^3 (табл. 1).

Тустахская свита могла генерировать 3708 млн тонн нефти, накопление которой могло составить 74 млн тонн. Образование углеводородного газа оценивается в 2232 млрд m^3 , а аккумуляция в ловушках около 89 млрд m^3 (табл. 1).

Генерация нефти нижнекожевниковской свиты может составить 7987 млн тонн (табл. 1), а аккумуляция – 160 млн тонн. Объем образованного газа – 2955 млрд m^3 , в ловушках может сохраниться 118 млрд m^3 .

Суммарные прогнозные масштабы генерации углеводородов нефтяного ряда на территории Анабаро-Хатангской седловины предположительно оцениваются в 25 800 млн т, а в залежах вероятно 570 млн т. Общая генерация углеводородных газов может

Таблица 1

Суммарные прогнозные ресурсы углеводородов на Анабаро-Хатангской седловине

Нефтегазоматеринские толщи	Масштабы генерации нефти, млн т	Масштабы аккумуляции нефти, млн т	Масштабы генерации УВ газа, млрд m^3	Масштабы аккумуляции УВ газа, млрд m^3
нижнекожевниковская	7987	160	2955	118
тустахская	3708	74	2232	89
доманикоидная	6284	125	5603	224
куонамская	10547	211	3228	160
билляхская серия рифея	–	–	6138	246
итого	25826	570	20156	837

составить 20 200 млрд м³, а аккумуляция – 837 млрд м³ (табл. 1).

На данном этапе геологической изученности территории седловины трудно сделать точные оценки прогнозных ресурсов нефти и углеводородного газа. Расчеты масштабов образования и накопления углеводородов предварительные и должны быть уточнены на новом этапе поисково-разведочного бурения.

Заключение

Проведенные геохимические исследования керн позволили выделить вероятные источники нефти и газа в осадочном разрезе:

- известковые аргиллиты билляхской серии рифея, из-за высокой степени катагенетической преобразованности могут генерировать углеводородный газ;
- предположительно выделяемая куонамская свита (Є_{1,2}) характеризуется превосходным нефтегенерационным потенциалом и, в случае ее обнаружения в восточных районах Анабаро-Хатангской седловины, могла бы быть основным источником нефти;
- прогнозируемая субдоманикоидная толща верхнего девона (D_{3f}), возможно обладает высоким нефтегенерационным потенциалом керогена;
- тустахская свита (P₁) содержит в основном кероген III типа и в благоприятных катагенетических условиях способна к образованию углеводородных газов;
- нижнекожевниковская подсвита (P_{1kzh}) содержит органическое вещество II и III типов и может рассматриваться как основной источник нефти и газа в западных районах Анабаро-Хатангской седловины.

Для подсчета прогнозных ресурсов нефти и газа и оценки перспектив нефтегазоносности Анабаро-Хатангской седловины были выделены «очаги» активной генерации углеводородов на современном этапе геологической истории. Так для нижнекожевниковской и тустахской толщ картируются Северо-Сопочный, Западно- и Южно-Нордвикский и Апрельский, для доманикоидной толщи могут

быть выделены Центральный, Апрельский, Северо- и Южно-Нордвикский и Северо-Восточный. Куонамская свита, в случае ее наличия, могла реализовать свой потенциал в Северо-, Южно- и Западно-Нордвикском и Северо-Восточном очагах.

С позиции концепции нефтегазовых геоинформационных систем на территории Анабаро-Хатангской седловины идентифицируются две предварительно-выделенные системы: куонамско-кембрийская и франско-нижнекаменноугольная. Вопрос о наличии этих систем является дискуссионным. Также выделяются рифей-вендская и нижне-верхнекожевниковская системы, в которых аналитическими исследованиями керогена керн подтверждено наличие нефтегазоматеринских толщ.

Суммарные прогнозные ресурсы углеводородов по категории D₂ оцениваются в 570 млн т нефти и 837 млрд м³ углеводородного газа. Эти расчеты предварительные, и основаны на допущении о наличии на территории Анабаро-Хатангской седловины богатых источников углеводородов – верхнедевонского доманикового и нижне-среднекембрийского куонамского типов.

Ключевые слова: Анабаро-Хатангская седловина, нефтяная система, нефте-газоматеринская толща, очаг активного нефтегазообразования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Девятков В.П., Савченко В.И. Новые данные к переоценке ресурсов углеводородов Анабаро-Хатангской нефтегазоносной области // Геология нефти и газа. – 2012. – № 1. – С. 55-61.
2. Калинин М.К. Результаты поисков и разведки нефти и газа в районе Анабаро-Хатангского междуречья (Нордвикский район) // Тр. НИИГА. – 1968. – Т. 92.
3. Лопатин Н.В. Концепция нефтегазовых генерационно-аккумуляционных систем как интегрирующее начало в обосновании поисково-разведочных работ // Геоинформатика. – 2006. – № 3 – С. 101-120.
4. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России / под редакцией К.А. Клещева, А.Э. Которовича, Н.А. Крылова [и др.] – М. : ВНИГНИ, 2000. – 189 с.