

научно-технический ВЕСТНИК

ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»

3-2012 [июль-сентябрь]

Выпуск 28

ЭНЕРГИЯ СОЗДАНИЯ

3

Фискальный режим
для шельфовых проектов

20

Возможности сейсмостроительного
моделирования в исследовании
разреза нефтегазоносного бассейна

8

Направления поисковых
работ на нефть и газ
на Северном Сахалине

34

Новые данные о строении
погребенных ловушек в зонах
крупных разломов Северного
Сахалина



РОСНЕФТЬ

Направления поисковых работ на нефть и газ на Северном Сахалине

А.В. Бычков, Э.Г. Коблов, к.г.-м.н., А.В. Харахинов, к.г.-м.н.
(ООО «РН-СахалинНИПИморнефть»)

Ключевые слова: Северный Сахалин, шельф, поиски нефти и газа, перспективы, объекты.
Key words: North Sakhalin, offshore, oil and gas exploration trends, prospects, formation.

Адрес для связи: egkoblov@sakhnipi.ru

Введение

За длительную, почти 100-летнюю, историю освоения ресурсной базы нефтегазодобычи на Северном Сахалине здесь выполнены значительные объемы различных исследований с целью изучения геологического строения района, выявления и подготовки к разбуриванию нефтегазопроисковых объектов. С 1976 г. задача подготовки структур к поисковому бурению решается исключительно сейсморазведкой МОГТ. К настоящему времени почти 90 % территории Северного Сахалина изучено сейсморазведкой МОГТ кратностью от 12 до 96.

Сейсморазведку 3D на суше Северного Сахалина начали применять в последние 10 лет, работы в объеме 152 км² выполнены на месторождениях и поисковых площадях Каурунани, Восточное Монги, Северное Колендо. Общий объем глубокого бурения достиг 4 млн. м. Всего на суше Северного Сахалина открыты 62 месторождения, в том числе по сумме извлекаемых запасов нефти и газа 7 средних и 55 мелких.

Начало планомерных исследований на шельфе связывается с работами по Генсоглашению СССР – Японии (1975-1983 гг.). В этот период были открыты месторождения Одопту-море и Чайво. В 1984-1992 гг. за счет средств государственного бюджета выполнены значительные объемы сейсморазведочных работ и поисково-разведочного бурения, открыты еще пять месторождений нефти и газа.

Геолого-разведочные работы на шельфе Северного Сахалина на основе лицензионных соглашений проводятся с 1993 г. в рамках проектов «Сахалин-3», «Сахалин-4», «Сахалин-5», (рис. 1). За прошедшие годы выполнены значительные объемы сейсморазведочных работ 2D, 3D и поискового бурения. На основе анализа результатов этих работ и с учетом исследований предшествующего периода оценены перспективы дальнейшего изучения региона, выделены основные направления поисков нефти и газа, а также объекты геолого-разведочных работ.

Западно-Шмидтовский и Восточно-Шмидтовский блоки

Сейсморазведочные работы 2D, 3D и бурение двух поисковых скважин (Медведь 1 и Тойская 1) подтвердили, что основной риск поисковых работ на нефть и газ на участке связан с отсутствием резервуарных комплексов в разрезах перспективных горизонтов. Выделенные по материалам сейсморазведки пакеты высокоамплитудных отражений в интервалах окобыкайского и нижненутовского горизонтов по результатам бурения оказались представлены диатомитами и опоками. В то же время бурением подтвержден нормально-осадочный терригенный (глинистый с маломощными пластами песчаников) состав дагинско-уйнинского комплекса, осадконакопление которого проходило в основном в области внешнего шельфа и склона.

Материалы сейсморазведки позволяют предполагать возможность существования в этот период канала транспортировки обломочного материала с образованием конусов выноса по маршруту Южно-Тажанная – Куэгдинская – Таликская – Гленская – Кручинная структуры. По результатам сейсмофациального анализа (Ю.В. Рейдик, 2008 г.) скв. 1 Медведь пробурена в краевой зоне Шмидтовско-Астрахановской области терригенного осадконакопления в дагинско-уйнинский период. Основные поставщики седиментационного обломочного материала – палеодельты на северо-западе Сахалина (дагинское время) и в районе Западно-Астрахановской группы морских структур (уйнинское время). В направлении к центру этой области в районе Южно-Тажанной и Куэгдинской структур заметно увеличивается толщина и улучшается качество дагинско-уйнинского резервуарного комплекса, который представлен образованиями каналов и дистального конуса выноса. Такой же характер осадконакопления в дагинско-уйнинское время предполагается в районе локальных структур Гленская и Кручинная. Заметную роль в

Кайганско-Васюканский блок

В результате выполненных работ (сейсморазведка 2D, 3D, электроразведка, бурение четырех поисковых скважин) открыт новый нефтегазоносный бассейн – Дерюгинский. Установлена промышленная нефтегазоносность ниже- и верхненутовского резервуарных комплексов (отложения конусов выноса) в структурных ловушках Кайгано-Васюканского месторождения. Выявлен и подготовлен к поисковому бурению еще ряд аналогичных ловушек.

Основной риск нефтегазопроисковых работ по этому направлению связан с ограниченными размерами структурных ловушек и соответственно невысоким уровнем запасов.

Перспективными для поиска нефти и газа на участке являются:

- преимущественно дизъюнктивные и литологические ловушки транзитной зоны;
- структурные и структурно-дизъюнктивные ловушки Кайганской антиклинальной зоны;
- преимущественно литологические и дизъюнктивные ловушки Восточно-Сахалинской моноклиальной зоны («Южные фаны») [1].

Ловушки двух первых видов изучены сейсморазведкой 2D, 3D и электроразведкой. К поисковому бурению подготовлены Южно-Омбинская, Северо-Одоптинская и Кайганская структуры. Частично изучены Западно-Хангузинская, Западно-Кайганская и Южно-Кайганская структуры. Выделенные ловушки на западе примыкают к Охинско-Колендинскому промышленному нефтегазоносному району, на юге – граничат с месторождением Одоптуморе. Во всех потенциальных ловушках наблюдаются сейсмические признаки нефтегазоносности (яркие и плоские пятна, скоростные аномалии, структурный контроль амплитудных аномалий).

Перспективными являются отложения в интервале от верхненутовского до пильского горизонтов. На структурах Кайганская, Южно-Кайганская перспективны также породы фундамента (серпентинизированный массив), в которых предполагается присутствие кавернозно-трещинного резервуара [2]. К этим ловушкам могут быть приурочены средние по запасам месторождения.

Слабоизученной осталась область распространения плиоцен-миоценовых турбидитных резервуаров («Южные фаны») в юго-восточном секторе блока (см. рис. 1). Здесь преобладают ловушки с литологическим, стратиграфическим, тектоническим и комбинированным экранированием (рис. 2). В отложениях окобькайского комплекса возможны структурные (куполовидные) ловушки замкнутого контура площадью до

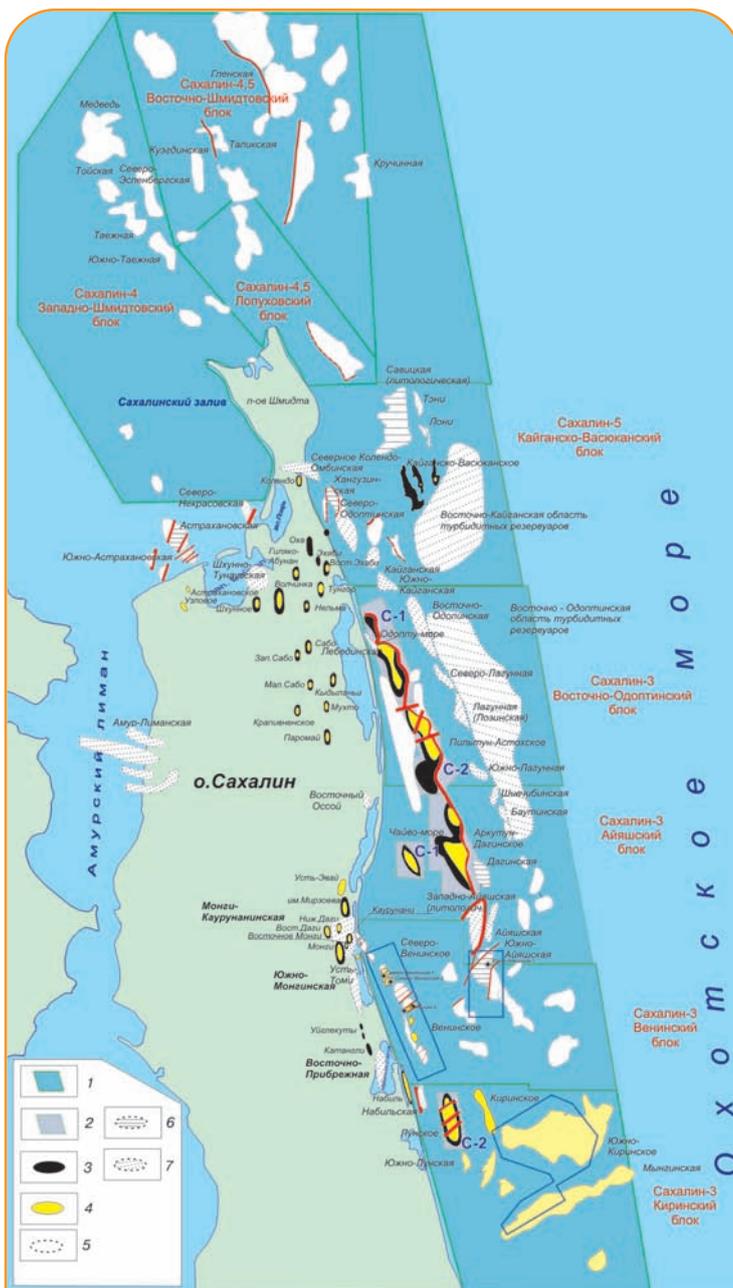


Рис. 1. Объекты поисковых работ на нефть и газ на Северном Сахалине:

1 – границы лицензионных блоков; 2 – участки проектов «Сахалин-1» (С-1) и «Сахалин-2» (С-2); 3 – нефтяные месторождения; 4 – газовые и газоконденсатные месторождения; 5, 6 – локальные структуры соответственно потенциальные ловушки различных типов и с отрицательными результатами поискового бурения; 7 – нефтегазопроисковые объекты (ловушки, группы ловушек), перспективные для поиска месторождений

распределению терригенного материала сыграл параллельный рельеф дна бассейна седиментации («лысье» своды на ряде положительных структур).

Результаты проведенных геолого-разведочных работ позволяют оценивать дагинско-уйнинский комплекс как перспективный для поисков в основном средних и мелких по запасам нефтегазовых месторождений.

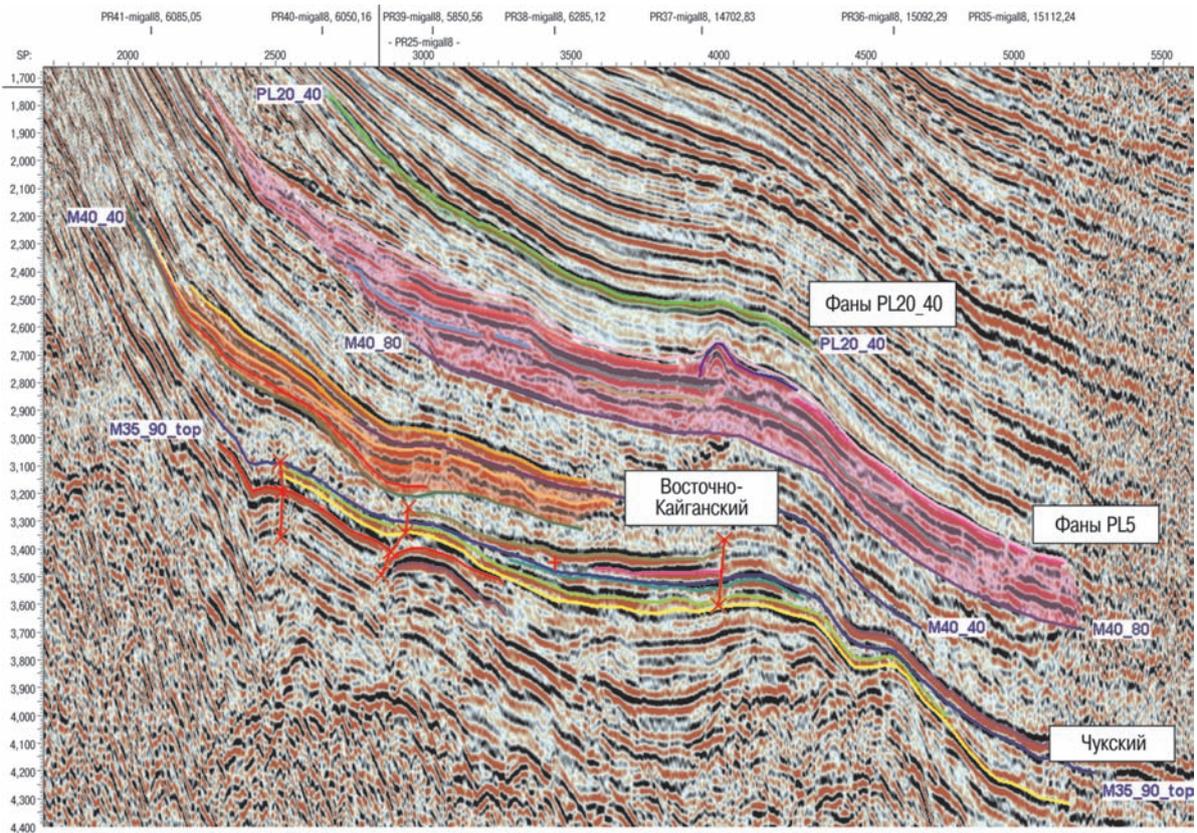


Рис. 2. Сейсмический профиль 25. Кайганско-Васюканский блок

70 км², что позволяет рассчитывать на открытие крупного месторождения.

Основные риски этого направления работ обусловлены слабой изученностью и преобладанием литолого-стратиграфических и дизъюнктивных ловушек.

Восточно-Одоптинский, Айяшский и Венинский блоки

Восточно-Одоптинский и Айяшский блоки изучены поисковой и детальной сейсморазведкой 2D, гравиразведкой, магниторазведкой, геохимическими исследованиями. На Венинском блоке по лицензионному соглашению выполнена сейсморазведка 3D на Венинском и южных блоках Южно-Айяшской структуры, пробурены четыре поисковые скважины.

Поисковым бурением в отложениях дагинского резервуарного комплекса открыто газоконденсатное Северо-Венинское месторождение и установлена промышленная нефтегазоносность одного из северных блоков Венинского месторождения. Не подтвердились предположения о присутствии пластов-резервуаров в отложениях нижненутовского горизонта на Северо-Венинской и Южно-Айяшской структурах.

Основные направления поисков нефти и газа на Восточно-Одоптинском и Айяшском блоках следующие:

- структурные ловушки окобыкайско-дагинского резервуарного комплекса (Восточно-Одоптинская

антиклинальная зона) в отложениях конусов выноса и каналов;

- структурные и литологические ловушки нижненутовского резервуарного комплекса (Айяшская группа структур);

- структурные ловушки верхненутовского резервуарного комплекса (Лозинская, Баутинская, Айяшская структуры).

Присутствие дагинского комплекса по результатам тематических исследований [3] связывается с осадками конусов выноса и их распределительными каналами в области распространения структурных ловушек Восточно-Одоптинской антиклинальной зоны: Восточно-Одоптинской, Лозинской, Шивчибинской, Баутинской.

Отложения верхненутовского резервуарного комплекса как перспективный целевой горизонт рассматриваются для центральной части Восточно-Одоптинской зоны (Лозинская и Баутинская структуры) и Айяшской структуры.

Слабо изучены потенциально нефтегазоносные литолого-стратиграфические ловушки в отложениях нутовского, окобыкайского и дагинского горизонтов в области распространения каналов и конусов выноса восточнее Восточно-Одоптинской зоны, а также потенциальные литологические ловушки вдоль западного крыла Одоптинской антиклинальной зоны в пограничных секциях нижненутовского и окобыкайского

горизонтов, замещающихся глинами к ее своду (см. рис. 1).

Как гипотетические рассматриваются направления работ, связанные с трещинно-поровыми и порово-трещинными резервуарами в кремнистых толщах миоцен-олигоцена и кавернозно-трещинными резервуарами в серпентинизированных массивах пород мезозойского фундамента [2].

Кири́нский блок

Промышленно нефтегазоносным и перспективным комплексом является дагинский горизонт. Внутри границ блока расположено уникальное по запасам газа Лунское нефтегазоконденсатное месторождение (проект «Сахалин-2»). Открыто крупное Кири́нское газоконденсатное месторождение и получены промышленные притоки газа с конденсатом из первых скважин на Южно-Кири́нской структуре. Выявлены и изучены перспективные структуры Мы́нгинская, Южно-Лунская, Наби́льская морская – потенциальный резерв для восполнения ресурсной базы блока.

К перспективным относится также комплекс пород фундамента на Южно-Кири́нской структуре, в котором предполагается присутствие кавернозно-трещинного резервуара.

Северный Сахалин и транзитная зона

В 2000-2010 гг. исследованы перспективы поисков новых залежей нефти и газа в районах лицензионных участков ОАО «НК «Роснефть». Основной объем исследований выполнен по результатам переобработки материалов сейсморазведки 2D прежних лет и их переинтерпретации на основе сейсмофациального, амплитудного анализа и сейсмоскоростного моделирования. На участке с месторождениями Монги, Каурунани проведена сейсморазведка 3D. Выделены перспективные направления и локальные объекты под поисковое бурение, связанные с группами тектонически экранированных ловушек в отложениях дагинского (Восточно-Прибрежная, Чаячъя, Южно-Монгинская, Монги-Каурунанинская, Пойменная), окобыкайско-дагинского (Восточно-Осскойская, Шхунно-Тунгусская, Южно-Астрахановская морская), нижненутовско-окобыкайского (Северо-Некрасовская, Северное Колендо) резервуарных комплексов (см. рис. 1). В западной краевой части Северо-Сахалинского осадочного бассейна (Амурский лиман) выделено новое перспективное направление, связанное с литолого-стратиграфическими и дизъюнктивными ловушками в эоцен-олигоценых отложениях.

Заключение

Итоги поисковых работ на нефть и газ на лицензионных участках шельфа Северного Сахалина подтвердили его высокую перспективность. Принципиальные открытия сделаны на Кайганско-Васюканском и Кири́нском блоках. На первом доказана промышленная нефтегазоносность локальных ловушек Дерюгинского бассейна, что снижает риски поисковых работ, связанных с потенциальными ловушками Восточно-Кайганской и Восточно-Одоптинской областей распространения турбидитных резервуаров. Промышленные притоки газа с конденсатом на Южно-Кири́нской площади подтверждают высокую перспективность дагинского резервуарного комплекса и возможность открытия уникального по запасам месторождения. Результаты, полученные на Западно-Шмидтовском и Восточно-Шмидтовском участках, свидетельствуют о слабой степени их подготовленности к поисково-разведочным работам.

Список литературы

1. Ткачева Н.А. Перспективы нефтегазоносности литологических ловушек в фановых комплексах Кайганско-Васюканского участка. В сб. Геологические проблемы развития углеводородной сырьевой базы Дальнего Востока и Сибири. – Спб.: Недра, 2006. – С. 329-335.
2. Новое перспективное направление нефтегазописковых работ на шельфе Сахалина/М.В. Толкачев, В.М. Закальский, Э.Г. Коблов [и др.]/Разведка и охрана минеральных ресурсов. – 1998. – № 12. – С. 5-9.
3. Нефтегазописковые объекты Восточно-Одоптинской зоны возможного нефтегазонакопления на шельфе Северо-Восточного Сахалина/Э.Г. Коблов, Н.А. Налимова, Т.Н. Сергиенко, М.В. Ромашов//Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2009. – №1. – с. 15-21.

References

1. Tkacheva N.A., *Materialy nauchno-prakticheskoy konferentsii "Geologicheskie problemy razvitiya uglevodorodnoy syr'evoy bazy Dal'nego Vostoka i Sibiri"* (Collected papers of theoretical and practical conference "Geological problems of the hydrocarbon resource base of the Far East and Siberia"), St. Petersburg: Nedra Publ., 2006, pp. 329-335.
2. Tolkachev M.V., Zakal'skiy V.M., Koblov E.G., Tereshchenkov A.A., Kharakhinov A.V., Bychkov A.V., *Razvedka i okhrana mineral'nykh resursov - Prospect and protection of mineral resources*, 1998, no. 12, pp. 5-9.
3. Koblov E.G., Nalimova N.A., Sergienko T.N., Romashov M.V., *Nauchno-tehnicheskij vestnik OAO "NK "Rosneft"*, 2009, no.1, pp.15-21.

Особенности использования инверсионных технологий для прогноза коллекторов на шельфе Охотского моря

И.А. Бабенко, С.Л. Федотов, Т.В. Некрасова, М.Л. Евдокимова,
М.В. Крылова (FUGRO JASON)

Ключевые слова: сейсмическая инверсия, низкочастотная модель, флюидозамещение, прогноз УВ-насыщенного коллектора, вероятностная интерпретация результатов.

Key words: seismic inversion, low frequency model, fluid substitution, prediction of pay reservoir, probabilistic interpretation of the results.

Адреса для связи: ibabenko@fugro-jason.com

Введение

Сложное тектоническое строение шельфа Охотского моря и присутствие ловушек неантиклинального типа в продуктивных комплексах обуславливают необходимость использования специальных технологий для прогноза распространения коллекторов и характера их насыщения при поиске и введении в эксплуатацию новых месторождений нефти и газа. Сейсморазведка – основной источник данных, которые позволяют изучать фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) в межскважинном пространстве. Важнейшим методом непосредственной оценки упругих, а затем и петрофизических свойств пород на основе сейсмических данных является инверсия волнового поля. Использование различных инверсионных технологий дает возможность интегрировать разнообразную информацию и получать физически обоснованную интерпретацию и прогноз ФЕС.

Большая часть изучаемой территории расположена в пределах Восточно-Сахалинской моноклинали. Вдоль восточной границы участка проходит Западно-Дерюгинский региональный сброс-сдвиг, разделяющий Восточно-Сахалинскую моноклиналь и Дерюгинский глубоководный трог. Объект исследований представлен нижненутовским терригенным комплексом, в состав которого входят песчаные и кремнистые отложения. Как показали результаты бурения нескольких скважин, нефтегазонасыщенные коллекторы и кремнистые отложения на суммарном разрезе характеризуются одинаково большими отрицательными амплитудами. В связи с этим основная геологическая задача сейсмической интерпретации при планировании бурения новых

скважин сводится к выделению коллекторов, насыщенных углеводородами. Так как нефтегазонасыщенный коллектор и кремнистые разности характеризуются одинаковыми значениями акустического импеданса, для решения поставленной задачи был выбран алгоритм синхронной детерминистической инверсии частичных сумм, использующий сдвиговый импеданс наряду с акустическим.

Методология детерминистической синхронной инверсии

Сейсмическая инверсия – это преобразование сейсмического волнового поля, характеризующего отражения от границ пластов, в акустические жесткости самих пластов, что в большей степени отвечает реальному геологическому разрезу. Целью синхронной инверсии частичных сумм является восстановление моделей акустического и сдвигового импедансов, а также плотности на основе использования набора частичных сумм, ограниченных по углу или удалению. Поскольку сейсмические данные имеют ограниченный частотный диапазон, решение не является единственным. Для регуляризации решения необходимо наложить дополнительные ограничения. Одним из важных ограничений является корректно построенная низкочастотная модель, восполняющая отсутствие в сейсмических данных низких частот от нуля до нижней граничной частоты спектра сейсмических данных. Именно низкие частоты определяют абсолютные значения упругих параметров (акустического, сдвигового импедансов и плотности). Абсолютные значения важны для корректной количественной интерпретации результатов инверсии. Для построения низкоча-

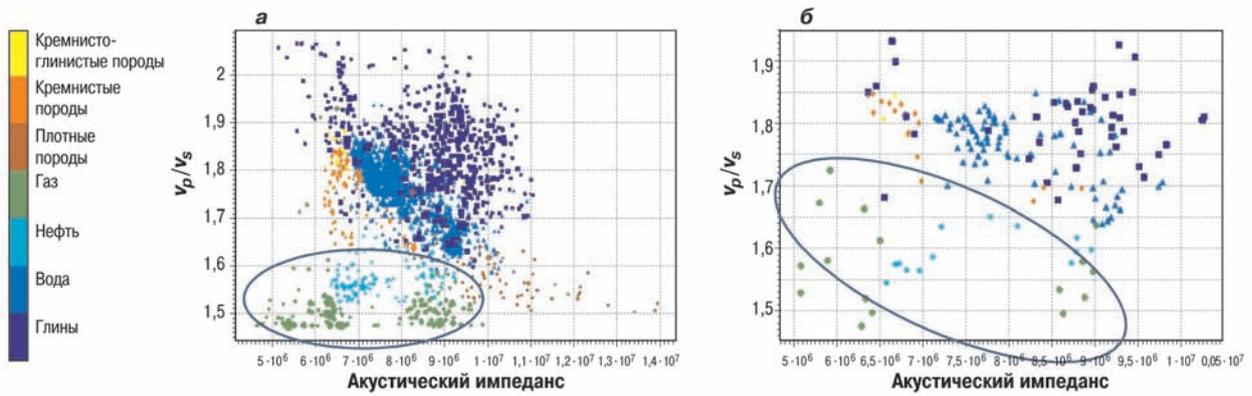


Рис. 1. Кросс-плоты акустического импеданса и соотношения скоростей v_p/v_s с цветокодированием литотипами: а – детализация скважинных данных; б – сейсмическая полоса частот

стотной модели (тренда) упругих свойств данные геофизических исследований скважин (ГИС) (акустический, сдвиговый импедансы, плотность) интерполируются между скважинами вдоль геологических границ с учетом как стратиграфии, так и структурного фактора.

Детерминистическая синхронная инверсия была выполнена с помощью 2D и 3D сейсмических данных. При этом использовались угловые суммы, полученные после временной миграции до суммирования в следующем диапазоне углов: 0-9°, 8-17°, 16-25°, 24-33°, 32-41°, 40-45°. Шаг дискретизации – 4 мс, частотный диапазон – 5-50 Гц.

Замеры скоростей продольной и поперечной волн в скважинах, а также результаты плотностного каротажа очень важны не только для построения низкочастотной модели, но и для корректной увязки скважинных и сейсмических данных, а также для оценки амплитудно-фазовых характеристик импульса для каждой из угловых сумм. В четырех рассматриваемых скважинах выполнен полный комплекс ГИС, позволяющий проводить петрофизическую интерпретацию и моделирование упругих свойств (Rock-Physics Modeling) и в итоге выполнять инверсионные преобразования волнового поля.

В результате моделирования упругих свойств пород с учетом интерпретации данных ГИС, априорной информации о свойствах скелета породы и флюидах, насыщающих породу, были получены модельные кривые плотности, скорости продольных и поперечных волн. Эти параметры были использованы при расчете трасс коэффициентов отражения и синтетических сейсмограмм с целью стратиграфической увязки сейсмических и скважинных данных, оценки сейсмического импульса и соотношения сигнал/помеха для каждого частично-кратного куба.

По данным количественной петрофизической интерпретации было выделено семь литотипов, среди которых кремнистые, кремнисто-глинистые отложения и нефтегазонасыщенный коллектор являлись основными объектами для исследования. Главным результатом этого этапа исследований стало обоснование возможности выделения коллектора с помощью нескольких параметров упругих свойств пород: акустического импеданса и соотношения скоростей продольной и поперечной волн (v_p/v_s) не только в скважинной полосе частот, но и в сейсмической полосе (5-50 Гц). Этот результат стал хорошей предпосылкой для выполнения инверсии частичных сумм (рис. 1).

На этапе построения низкочастотного тренда при фильтрации данных ГИС (акустический импеданс, плотность, соотношение v_p/v_s) в скважинах до частоты объединения низкочастотного тренда и сейсмических данных 6 Гц стало очевидно, что ярко выраженный экстремум значений сохраняется в интервале нефтегазонасыщенного пласта в одной из скважин и в интервале кремнистых отложений. Такой вид отфильтрованной кривой свидетельствует о том, что при проведении инверсии решение будет обусловлено низкочастотной составляющей. На рис. 2, а приведен пример низкочастотной модели в рассматриваемом случае, а также результат инверсии. Из него видно, что выделенное насыщенное углеводородами тело хорошо коррелируется с низкочастотной моделью. Функция низкочастотного тренда – это определение области решения, но она ни в коем случае не должна «навязывать» решение.

Для устранения этой проблемы было использовано замещение газонасыщенного коллектора на водонасыщенный в изучаемом интервале для кривых акустического, сдвигового импедансов и плотности

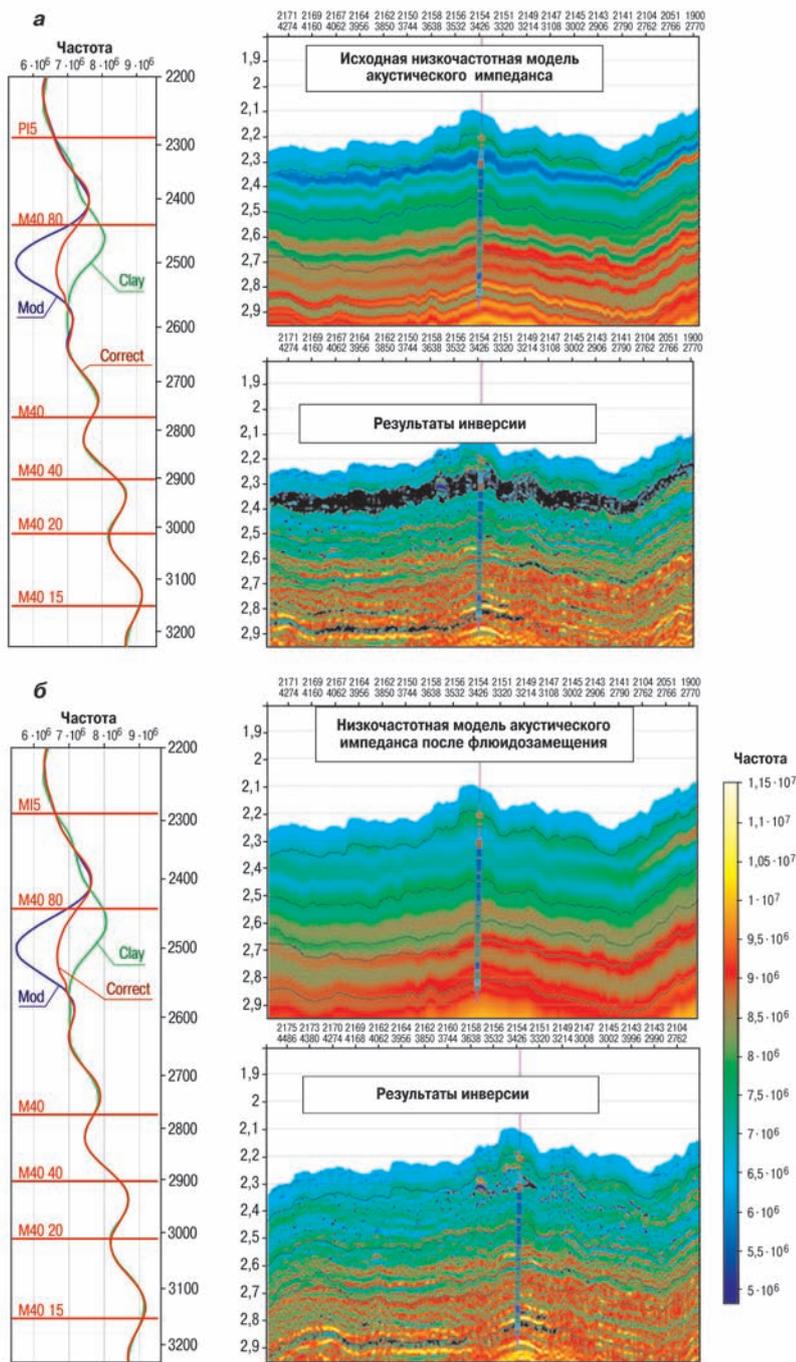


Рис. 2. Низкочастотная модель акустического импеданса и результат инверсии: исходная (а) и после флюидозамещения (б) для газонасыщенного коллектора (Mod), глин (Clay) и водонасыщенного коллектора (Correct)

в точках скважин. Аналогичное замещение было сделано и в скважине с кремнисто-глинистыми отложениями на значения для глинистых отложений. Затем низкочастотная модель была рассчитана с учетом флюидозамещения по всем упругим параметрам

рам породы. На рис. 2, б приведены полученная низкочастотная модель и результат синхронной инверсии частично-кратных сумм. Из него видно, что выделенное по результатам этой инверсии углеводородонасыщенное тело уже не зависит от низкочастотной модели, т.е. ее прямое влияние на результат минимизировано.

Таким образом, из рис. 2 видно, что до коррекции низкочастотной модели нефтегазонасыщенный коллектор распределялся по всей площади исследования, а после доработки модели коллектор был локализован (т.е. сейсмические данные вносят больший вклад в результат инверсии, чем низкочастотная модель).

Вероятностная интерпретация результатов детерминистической синхронной инверсии

Детерминистическая инверсия относится к процедурам, которые обеспечивают единственное представление среды для заданного набора инверсионных параметров, независимо от неопределенностей, присущих исходным данным, и настроек параметров инверсии. Результаты детерминистической инверсии часто используют для получения единственной модели среды вне зависимости от сопутствующих неопределенностей. В данном случае для интерпретации был принят подход, описанный в работе М. Sams и D. Saussus¹. При этом следует отметить, что неопределенности при выявлении литотипов по результатам детерминистической инверсии связаны со многими факторами: шумами в сейсмических данных, разрешением сейсмической записи, перекрытием значений упругих параметров породы для разных литотипов и применением низкочастотной модели. В рамках использованного подхода эти неопреде-

¹ Sams M., Saussus D. *Comparison of lithology and net pay uncertainty between deterministic and geostatistical inversion workflows*//First Break. – V. 28. – 2010. – February.

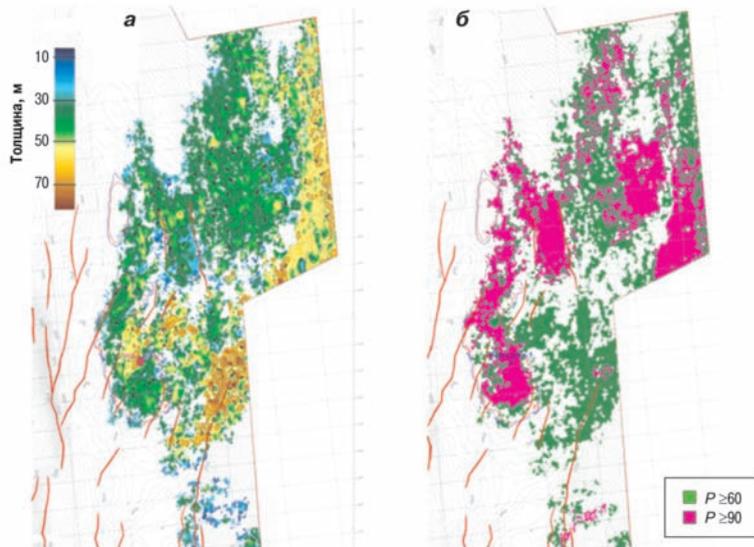


Рис. 3. Карта нефтегазонасыщенных толщин (а) и карта нефтегазонасыщенных толщин, выделенных с вероятностью $P \geq 90$ и $P \geq 60$ % (б)

ленности учитываются при помощи функции плотности вероятности, определенной в области сопоставления акустического импеданса и соотношения v_p/v_s . Затем функции плотности вероятности можно применить к результатам инверсии, используя Байесов подход, для получения вероятности геологии в каждой точке среды.

В результате проведенного вероятностного анализа были получены кубы вероятности для каждого анализируемого литотипа: нефтегазонасыщенного песчаника, водонасыщенного песчаника вместе с неколлекторами, наиболее вероятного литотипа в каждой точке исследуемого объема пространства, точек, которые невозможно классифицировать. С использованием полученных кубов были построены карты нефтегазонасыщенных толщин, рассчитанные по общему объему нефтегазонасыщенного коллектора (рис. 3).

Таким образом, в результате выполненных исследований по прогнозу продуктивных коллекторов методом детерминистической инверсии частично-кратных сумм удалось локализовать перспективные объекты и оценить достоверность прогноза на основании вероятностной анализа.

Выводы

1. С использованием данных петрофизической интерпретации и моделирования упругих свойств пород обоснована возможность обособления нефтегазонасыщенного коллектора в области нескольких упругих параметров (акустический импеданс, соотношение v_p/v_s).

2. Анализ влияния низкочастотной модели на качество инверсии и интерпретацию результатов показал необходимость ее корректировки по всем упругим параметрам с учетом флюидзамещения.

3. Полученные кубы упругих параметров (акустического импеданса и соотношения v_p/v_s) были использованы для интерпретации результатов детерминистической инверсии частичных сумм. При этом был применен вероятностный анализ, в результате которого получены кубы вероятности для нефтегазонасыщенного коллектора и неколлектора. Рассчитаны карты нефтегазонасыщенных толщин с вероятностными квантилями $P \geq 90$ и $P \geq 60$. При использовании отсечки вероятности $P \geq 90$ проявилась латеральная разобщенность резервуара.

4. Полученные результаты можно использовать для минимизации рисков при бурении новых скважин.

Перспективы нефтегазоносности осадочного чехла центральной части Татарского пролива по результатам бассейнового моделирования

Т.А. Жемчугова (ООО «РН-СахалинНИПИморнефть»)

Ключевые слова: углеводородный потенциал, бассейновое моделирование, осадочные бассейны, секвенс-стратиграфия.

Key words: hydrocarbon potential, basin modelling, sedimentary basins, sequence stratigraphy.

Адрес для связи: tzhemchugova@gmail.com

Введение

Одним из необходимых условий успешного поиска скоплений углеводородов в слабоизученных регионах является проведение бассейнового моделирования. В результате применения этой технологии формируется модель генерации углеводородов в нефтематеринской толще, определяются пути их миграции и прогнозируются зоны аккумуляции флюидов, а также оценивается их фазовый состав. Такой анализ позволяет повысить точность прогноза, а следовательно, сократить затраты на геолого-разведочные работы и снизить риски при заложении скважин.

О. Сахалин и прилегающий шельф имеют длительную историю нефтегазопоисковых работ. В настоящее время здесь хорошо развита добывающая отрасль, в то время как разведанные запасы стремительно сокращаются. Эта ситуация требует поиска новых объектов для восполнения ресурсной базы. С указанной позиции акватория Татарского пролива представляет несомненный интерес, особенно с учетом того, что на ее территории открыто Изильметьевское газоконденсатное месторождение, а при опробовании скважин наблюдаются многочисленные нефтепроявления.

В статье рассмотрены результаты бассейнового моделирования, позволившего реконструировать эволюцию различных нефтегазоносных систем и соотнести процессы миграции углеводородов из очагов генерации с динамикой образования зон возможного нефтегазоаккумуляции. Изучение осадочных толщ, осуществляемое для прогноза ли-

тофаций на не охваченных бурением участках, выполнялось с использованием методических приемов секвенс-стратиграфии [1].

Характеристика района исследований

Район исследований охватывает южную часть Северо-Татарского и Южно-Татарский осадочные бассейны и характеризуется достаточно высокой степенью сейсмической изученности. Однако здесь пробурено лишь девять скважин в прибрежной зоне о. Сахалин (максимальная глубина вскрытия разреза составляет 3016 м в скв. 1 Старомаячинская).

Согласно существующим представлениям [2, 3], в строении осадочного чехла Татарского пролива выделяются пять структурно-стратиграфических комплексов (ССК), разделенных поверхностями несогласий (от семи до трех) и связанными с ними опорными отражающими горизонтами (ОГ). Каждый комплекс имеет свои особенности структурного плана, седиментогенеза и, как правило, специфику проявления процессов нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции. Несмотря на сложность и неоднозначности прослеживания несогласий по сейсмическим данным, имеется достаточно показателей, позволяющих обособить в составе неогеновых отложений рассматриваемого участка три секвенции 2 порядка продолжительностью формирования около 8-10 млн. лет (рис. 1).

Нижняя секвенция объединяет сергеевский комплекс и нижнюю часть углегорского (чеховский подкомплекс) и ограничена снизу ОГ ФА,

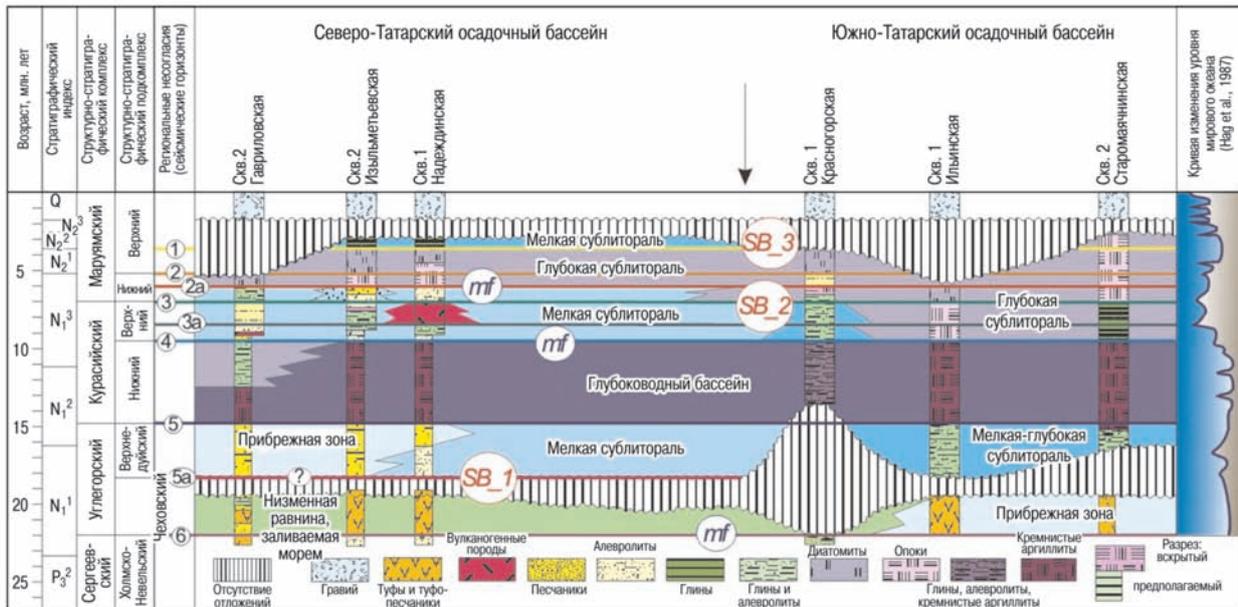


Рис. 1. Хроностратиграфический разрез по линии скв. 2 Гавриловская – скв. 1 Изъльметьевская – скв. 1 Надеждинская – скв. 1 Красногорская – скв. 1 Ильинская – скв. 2 Старомаячинская

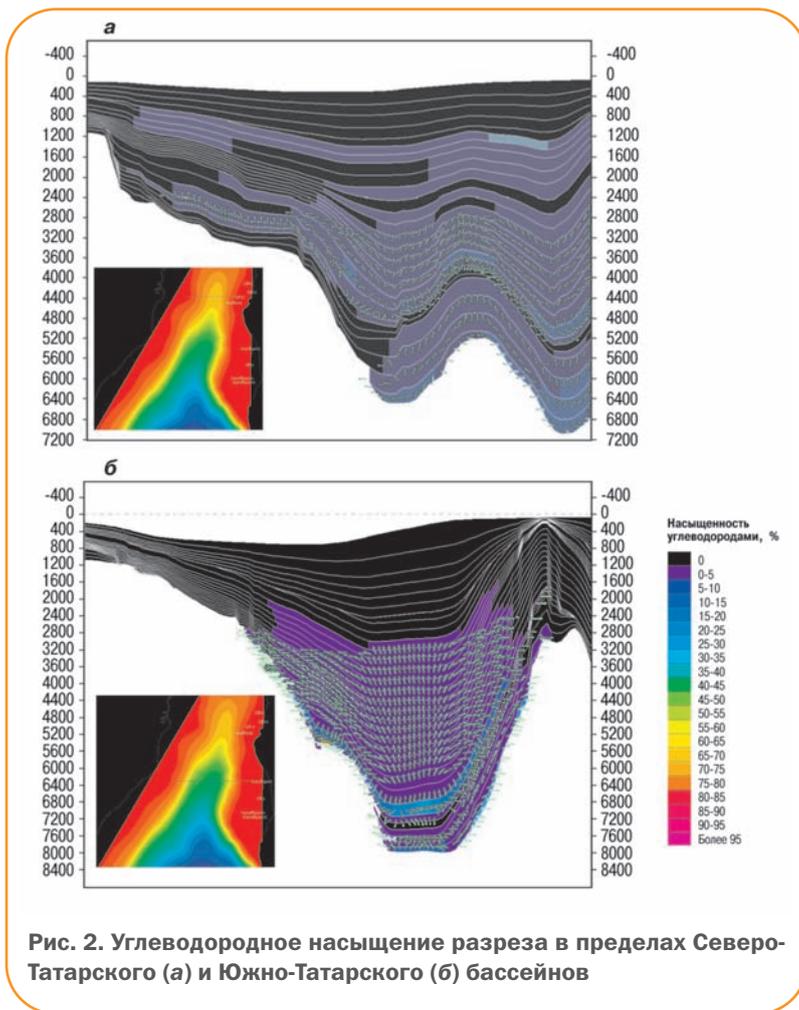
сверху – ОГ 5а. Эти отражающие горизонты интерпретируются как границы секвенций (SB). В скв. 1 Красногорская и скв. 1 Ильинская им отвечают стратиграфические несогласия. Расположенное внутри секвенции несогласие б рассматривается как поверхность максимального затопления (mf), соотносимая с раннемиоценовым эвстатическим повышением уровня моря. Предполагается, что наиболее значимые коллекторы в секвенции приурочены к верхнему системному тракту (HST), а их накопление связано с прибрежными участками мелководного шельфа, где осаждался песчаный материал, выносимый реками с континента. В сергеевских отложениях вероятно присутствие поровых коллекторов в песчаниках и (или) туфопесчаниках конусов выноса.

Средняя секвенция выделена между ОГ 5а и ОГ 3 и охватывает верхнедуйский и курасийский комплексы. Она начинается, по-видимому, с отложений нижнего системного тракта (LST), сложенного на большей части изучаемой территории прибрежными и мелководноморскими отложениями (верхнедуйский подкомплекс). Как и в нижележащей секвенции, здесь предполагается широкое развитие песчаных коллекторов, связанных с дельтовыми осадками и осадками конусов выноса, картируемых по данным сейсморазведки в приматериковой части Татарского пролива. В сек-

венции, развитой в депоцентре Тернейского прогиба и представленной преимущественно песчаными литофациями, присутствует, возможно, и системный тракт, формировавшийся при падении уровня моря.

Накопление кремнистых и глинистых илов было связано как с моментами интенсивного прогиба и представленной преимущественно песчаными литофациями, присутствует, возможно, и системный тракт, формировавшийся при падении уровня моря. В такой интерпретации ОГ 5 фиксирует положение трансгрессивной поверхности, а ОГ 4 – поверхности максимального затопления.

Верхняя секвенция выделяется между ОГ 3 и ОГ 1 в объеме маруямского комплекса. Значительная часть этой секвенции была уничтожена в результате предчетвертичного размыва, и под поверхность несогласия выведены отложения трансгрессивного, а возможно, и верхнего системного трактов. Песчаные коллекторы в составе этой секвенции встречаются, вероятнее всего, в разрезе нижнего системного тракта (нижнемаруямский подкомплекс), ограниченного сверху трансгрессивной поверхностью (см. рис. 1, несогласие 2а) и вскрытого бурением на Изъльметьевской структуре. Отложения трансгрессивного (TST) и верхнего системных трактов характеризуются пре-



клинивания, проходя в восточной части через скв. 1 Красногорская.

В пределах Северо-Татарского бассейна основным очагом нефтегазообразования является Ламанонский прогиб. Здесь генерационные процессы в западнокамышевой и сергеевской толщах начались в раннем миоцене. Дальнейшее погружение и прогрев осадочной толщи привели к тому, что в конце раннего – начале среднего миоцена глинисто-кремнистые породы углегорского комплекса достигли глубин главной зоны нефтеобразования (ГЗН), однако активная генерация в них началась только в среднем миоцене, а максимальная – лишь в конце миоцена. К этому времени отложения курасийского комплекса только начали генерировать жидкие флюиды, в то время как породы сергеевского комплекса уже вошли в главную зону газообразования (ГЗГ). К концу плиоцена отложения маруямского возраста получили достаточный прогрев для генерации нефти в глинистых толщах, а углегорский комплекс достиг пика «нефтяного окна». В настоящее время, как видно из рис. 2, а, большая часть углеводородов

имущественно кремнистым составом, что определяет преобладающий трещинный тип связанных с ними коллекторов. Покрышками для них могут служить глинистые толщи верхнемаруямского подкомплекса.

Перспективы нефтегазоносности района исследований

Северо-Татарский и Южно-Татарский бассейны существенно различаются по своему развитию, что, несомненно, влияет на углеводородную продуктивность осадочного чехла в их пределах. Для учета особенностей эволюции каждого бассейна, в первую очередь этапности генерации углеводородов и миграции их в ловушки, создана объемная генерационная модель участка и рассчитаны два профиля. Первый расположен в Северо-Татарском бассейне, протягивается с запада на восток, пересекая Ламанонский прогиб, включает скв. 2 Изыльметьевская. Вторым характеризует разрез Южно-Татарского бассейна по направлению Красногорское внутрибассейновое поднятие – Тернейский прогиб – Приморская зона вы-

осталась в депоцентре прогиба, лишь небольшое их количество мигрировало по латерали в область Приморской зоны выклинивания. Следовательно, наличие залежей углеводородов можно прогнозировать только в отложениях нижней части разреза, отвечающей песчаным пачкам сергеевского комплекса и чеховского подкомплекса. Возможно, какая-то часть углеводородов могла мигрировать и аккумулироваться в нижних частях верхнедуйского подкомплекса. Однако отложения курасийского комплекса имеют крайне низкое насыщение, особенно в нижней, глинисто-кремнистой части.

Принимая во внимание низкий углеводородный потенциал НМТ отложений всех комплексов, развитых в пределах Ламанонского прогиба, прогнозировать нефтяные залежи можно лишь в Приморской зоне выклинивания. Однако их объем весьма незначителен, несмотря на то, что к моменту миграции флюидов в эту область там уже сформировались ловушки.

Южно-Татарский бассейн характеризуется более высокими палеотемпературами и современ-

ными температурами по разрезу, и, как следствие, реализация углеводородного потенциала здесь протекает быстрее. Депоцентр бассейна и основной очаг нефтегазообразования расположены в Тернейском прогибе, фундамент которого погружен на глубину более 8 км, поэтому в самой нижней из потенциально производящих толщ – глинистых породах западнокамышового и сергеевского комплексов – генерация жидких углеводородов началась в раннем миоцене, миграция – в среднем миоцене. К концу миоцена степень преобразованности пород этих комплексов достигла уровня ГЗГ.

В углегорском комплексе генерация углеводородов началась в раннем-среднем миоцене, а их миграция происходила в позднем миоцене, достигнув максимума в плиоцене. В настоящее время эти отложения находятся на стадии активной газогенерации (см. рис. 2).

В курасийском комплексе отражающая способность витринита достигает значений начала ГЗН в позднем миоцене. К началу плиоцена из этих отложений активно выделялись и перемещались в вышележащие пласты преимущественно жидкие углеводороды, в то время как самый верхний маруямский комплекс находился на начальных стадиях генерации нефти.

Выполненное 3D моделирование по изученному участку акватории Татарского пролива в целом подтвердило сделанные по результатам 2D моделирования выводы. Очаги генерации углеводородов также приурочены к Ламанонскому и Тернейскому прогибам, а ловушками служат древние антиклинальные структуры в пределах Приморской антиклинальной зоны, характеризующиеся, кроме того, наибольшим распространением песчаных коллекторов.

Выводы

1. В соответствии с предлагаемой моделью литологического заполнения бассейнов Татарского пролива предполагается, что лучшими коллекторскими свойствами в их разрезах обладают песчаные и туфо-песчаные тела, развитые в западной и

центральной частях изучаемого региона и связанные с конусами выноса, устьевыми дельтами и песчаными отмелями на шельфе. В разрезе они приурочены к сергеевскому комплексу, чеховскому и верхнекурасийскому подкомплексам. В структуре секвенций наиболее вероятными интервалами присутствия песчаных коллекторов являются системные тракты, формировавшиеся в условиях падения относительного уровня моря (в глубоководных участках бассейнов), а также верхние системные тракты (в прибрежной зоне и на мелководном шельфе).

2. Согласно результатам моделирования в разрезе осадочного чехла Северо-Татарского и Южно-Татарского осадочных бассейнов преобладает генерация газообразных углеводородов, поэтому в ловушках можно ожидать небольшие газовые залежи, возможно, с нефтяными оторочками.

Список литературы

1. Варнавский В.Г. Корреляция геологических событий (на примере палеогена и неогена Тихоокеанского региона). – М.: Наука, 1985. – 145 с.
2. Геология, геодинамика и перспективы нефтегазоносности осадочных бассейнов Татарского пролива/А.Э. Жаров [и др.]. – Владивосток: Изд-во ДВО РАН, 2004. – 220 с.
3. Catuneanu O. Principles of sequence stratigraphy. - Amsterdam, Netherlands: Elsevier, 2006.

References

1. Varnavskiy V.G., *Korrelyatsiya geologicheskikh sobytiy* (na primere paleogena i neogena Tikhookeanskogo regiona) (The correlation of geological events (for example, the Paleogene and Neogene Pacific)), Moscow: Nauka Publ., 1985, 145 p.
2. Zharov A.E. et al., *Geologiya, geodinamika i perspektivy neftegazonosnosti osadochnykh basseynov Tatarskogo proliva* (Geology, geodynamics and petroleum potential of sedimentary basins in the Tatar Strait), Vladivostok: Publ. of DVO RAS, 2004, 220 p.
3. Catuneanu O., *Principles of sequence stratigraphy*, Amsterdam: Elsevier, 2006.

Возможности сейсмоскоростного моделирования в исследовании разреза нефтегазоносного бассейна

Э.Г. Коблов, к.г.-м.н., М.В. Ромашов,
А.В. Харахинов, к.г.-м.н. (ООО «РН-СахалинНИПИморнефть»),
Н.А. Ткачева («РН-Шельф – Дальний Восток»)

Ключевые слова: нефтегазоносный бассейн, сейсмоскоростное моделирование.
Key words: petroleum bearing basin, seismic velocity modeling.

Адрес для связи: egkoblov@sakhnipi.ru

Введение

При применении сейсмоскоростного моделирования для оценки различных параметров разреза нефтегазоносного бассейна и аспектов его формирования решаются следующие геологические задачи: прогноз литологического разреза; выделение размывов и оценка их амплитуды; выделение разрывов; уточнение положения фундамента; оценка глубины максимального погружения осадков (глубины захоронения осадков); выделение зон разуплотнения (повышенной трещиноватости пород) и недоуплотнения с аномально высокими поровым и пластовым давлениями.

Методические основы

Основным принципом геологической интерпретации скоростных параметров разреза является анализ отклонений наблюдаемого скоростного поля от скоростных моделей и факторов, вызывающих эти отклонения. Скоростные модели отражают изменение интервальной скорости основных литотипов разреза в зависимости от глубины максимального погружения (рис. 1). Модели построены с использованием материалов вертикального сейсмопрофилирования (ВСП) и акустического каротажа по скважинам, расположенным на о. Сахалин и его шельфе.

С помощью моделей оценивается либо глубина максимального погружения при известном литотипе, либо литотип разреза при известной глубине максимального погружения по значениям скорости. При построении моделей глубина захоронения осадков определялась по степени уплотнения глинистых пород, показателем которой является их открытая пористость. Тесная связь этого параметра с глубиной захоронения осадков установлена по результатам ранее выполненных исследований [1].

Особенностью методики является использование при анализе скоростного поля в качестве интерпретационного параметра амплитуды инверсии $A_{инв}$ разреза, представляющей собой разницу между глубинами его максимального погружения и залегания. Анализ изменения параметра $A_{инв}$ по разрезу базируется на следующей аксиоме: при правильно заданной скоростной модели в последовательном (без нарушений и размывов) литологически однородном разрезе величина $A_{инв}$ постоянна и не изменяется с глубиной. Все значительные отклонения от истинного значения $A_{инв}$ обычно обусловлены определенными факторами, влияние

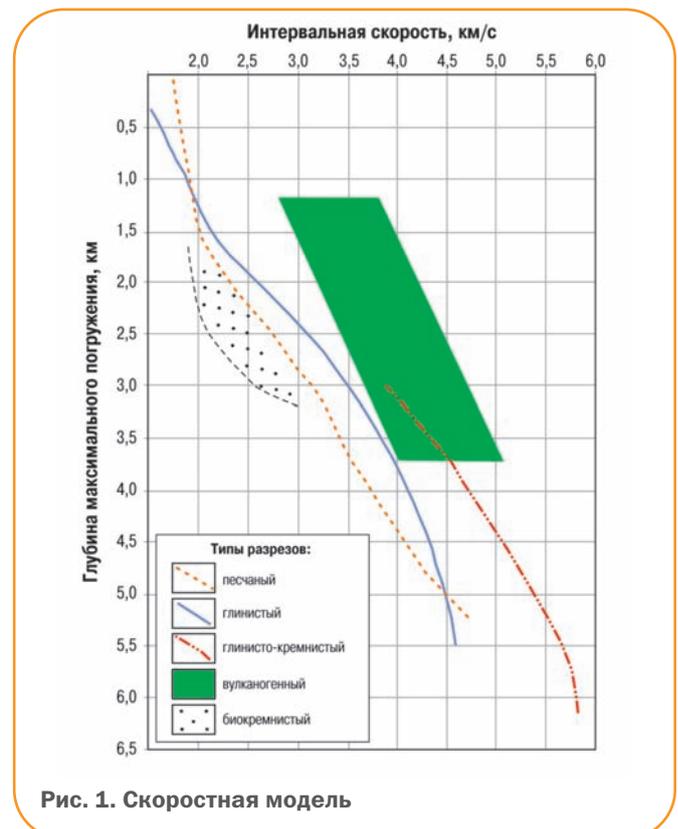


Рис. 1. Скоростная модель

которых изучено по о. Сахалин и шельфу. Прежде всего это литологическая неоднородность разреза: для песчано-алевритовых пород наблюдается уменьшение параметра $A_{инв}$, для глинистых – увеличение, максимальные значения характерны для глинисто-кремнистых и вулканогенных комплексов. К снижению $A_{инв}$ приводит присутствие в разрезе зон трещиноватости, аномально высокого пластового (порового) давления, залежей углеводородов, био-кремнистых пород.

Нарушения последовательности разреза фиксируются скачкообразным изменением значений $A_{инв}$: взбросовые нарушения – снижением, сбросы или поверхности размыва – повышением. Конседиментационные нарушения влияют на изменение параметра $A_{инв}$, только если являются разрывами смешанного типа.

Скоростной анализ

Ключевым элементом скоростного анализа служит построение и интерпретация профиля амплитуд инверсии по сейсмическому разрезу вдоль его простирания и (или) вертикального графика амплитуд инверсии в заданных точках разреза, площади. Способы построения в первом случае основываются на подборе по сейсмопрофилю литологической модели (глинисто-кремнистая, глинистая, песчано-глинистая, глинисто-песчаная, песчаная), отвечающей представлениям о литологической вертикальной последовательности разреза и закономерностях его латеральной изменчивости, полученным в результате поисково-разведочного бурения. При подборе модели используют сеймостратиграфический и (или) сейсмофациальный анализ.

Правильность построения профиля амплитуд инверсии контролируется также профилем структурной поверхности по хорошо прослеживаемому горизонту в верхней части интерпретируемого разреза, структура которого в наибольшей степени отражает информацию об изменении по профилю величины вертикальных положительных постседиментационных движений. В случае формирования структурной поверхности исключительно в результате постседиментационных тектонических движений для литологически однородного по латерали разреза ее профиль и профиль амплитуд инверсии должны быть субпараллельными. Для профиля конседиментационной структурной поверхности характерно его последовательное расхождение с профилем амплитуд инверсии.

Смена литофаций по латерали соответствует участкам резкого несоответствия профилей амплитуд инверсии и структурной поверхности. Такие зоны наблюдаются по субмеридиональному сейми-

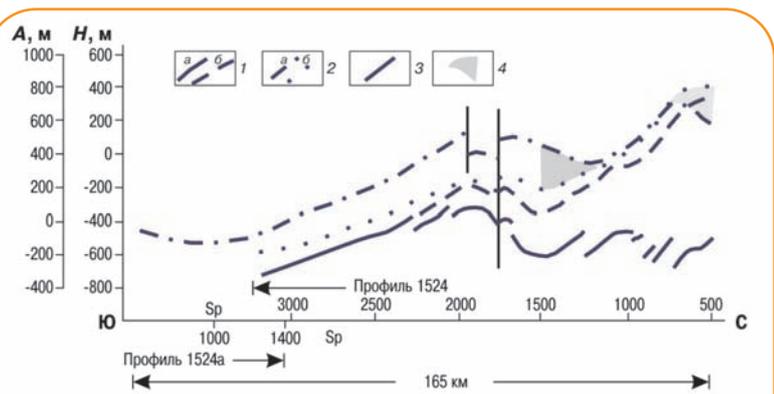


Рис. 2. Пример построения профиля амплитуд инверсии по сейсмическому разрезу (Магаданский шельф) [2]:

1 – профиль структурной поверхности: а – наблюдаемый по несинхронным уровням; б – восстановленный для условного синхронного уровня; 2 – профиль амплитуд инверсии, рассчитанных по скоростной модели «пески – глины» (а) и скоростным моделям литотипов с учетом профиля структурной поверхности (б); 3 – разрывные нарушения; 4 – участки резкого несоответствия профилей амплитуд инверсии и структурной поверхности, отражающего смену литофаций

ческому разрезу на Ольнинском участке Магаданского шельфа (рис. 2). По результатам скоростного анализа в области sp 700-1200 наблюдаемый разрез скорее всего соответствует литологической модели «пески – глины». Южнее, в области sp 1200-1500, происходит смена литофаций на глинистые, глинисто-кремнистые. К северу, sp 500-700, наблюдается опесчанивание разреза с возможным появлением угленасыщенных пород.

Алгоритм второго варианта скоростного анализа, который выполняется по вертикальному графику амплитуд инверсии в заданных точках разреза, площади заключается в следующем. По скоростной характеристике известного или предполагаемого интервала глинистых пород определяется истинное значение $A_{инв}$ и проводится интерпретация геологического разреза по отклонению наблюдаемого скоростного поля от скоростных моделей (рис. 3).

Опыт применения скоростного анализа

Практика применения скоростного анализа позволила определить геологические задачи, решаемые с помощью сеймоскоростного моделирования. На базе профиля амплитуд инверсии и скоростного разреза строится схема восстановленных толщин и размывов, которая является одним из основных исходных материалов для выполнения палеореконструкций (рис. 4), а также интерпретационный литолого-физический разрез. По результатам построения и анализа разрезов на Кайганско-Васюканском лицензионном участке в верхненутовском и нижненутовском горизонтах были выделены глинисто-песчаные и песчано-глинистые фановые комплексы до проведения сейморазведки 3D и поискового бурения.

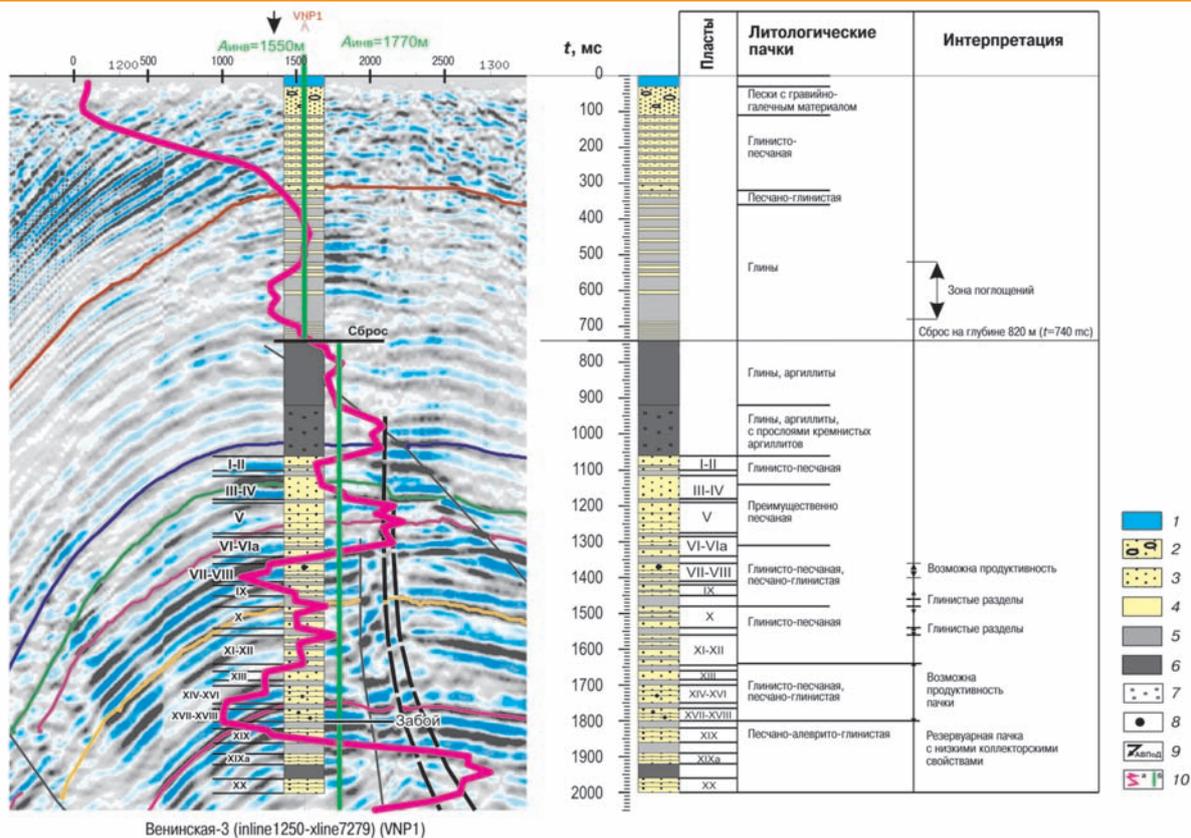


Рис. 3. Пример интерпретации геологического разреза в проектируемой скв. 3 Венинская по скоростным параметрам сейсморазведки 3D (шельф Северного Сахалина):

1 – вода; 2 – пески с гравийно-галечным материалом; 3 – пески, песчаники; 4 – алевриты, алевролиты; 5 – глины; 6 – аргиллиты; 7 – кремнистость; 8 – возможно продуктивные пласты; 9 – зона аномально высокого порового давления; 10 – амплитуды инверсии, рассчитанные по сейсмоскоростной модели глин (а) и истинные (б)

Палеотектоническая реконструкция разреза на этапах его формирования является основой для геохимического моделирования и геологического анализа, направленных на выделение этапов формирования разрывов, структурных ловушек, зон нефтегазообразования, нефтегазосборных площадей и направлений миграции углеводородов.

Базовым инструментом для палеореконструкции разреза является схема восстановленных толщин и размывов, которая позволяет восстановить изменение геостатической нагрузки на осадки любого структурно-стратиграфического горизонта на любом этапе формирования разреза бассейна. Для оценки изменения толщины горизонта при изменении геостатической нагрузки используют модель изменения веса матрицы породы в зависимости от глубины максимального погружения.

Для участков разреза с предполагаемой зоной аномально высокого давления можно оценить коэффициенты аномальности пластового (порового) давления по следующей схеме:

- определение истинной глубины максимального погружения H_0 по глубине залегания интервала разреза и амплитуде инверсии разреза;
- оценка глубины максимального погружения H по наблюдаемому значению скорости в пласте $v_{пл}$ и скоростной модели $v_{пл} = f(H)$;
- расчет максимального геостатического давления $P_{гео}$, соответствующего глубине H_0 ;
- определение эффективного давления $P_{эф}$ (разности между геостатическим и гидростатическим давлениями), соответствующего глубине H ;
- расчет максимального пластового (порового) давления $P_{max} = P_{гео} - P_{эф}$;
- оценка коэффициента аномальности $K_{ан} = P_{max} / P_{г}$ ($P_{г}$ – гидростатическое давление, соответствующее глубине залегания интервала).

Примером применения скоростного анализа для изучения распространения в разрезе и по площади трещинного резервуара является исследование по Пограничному прогибу [3]. В островной части прогиба в отложениях пиленгской свиты (P_3) было от-

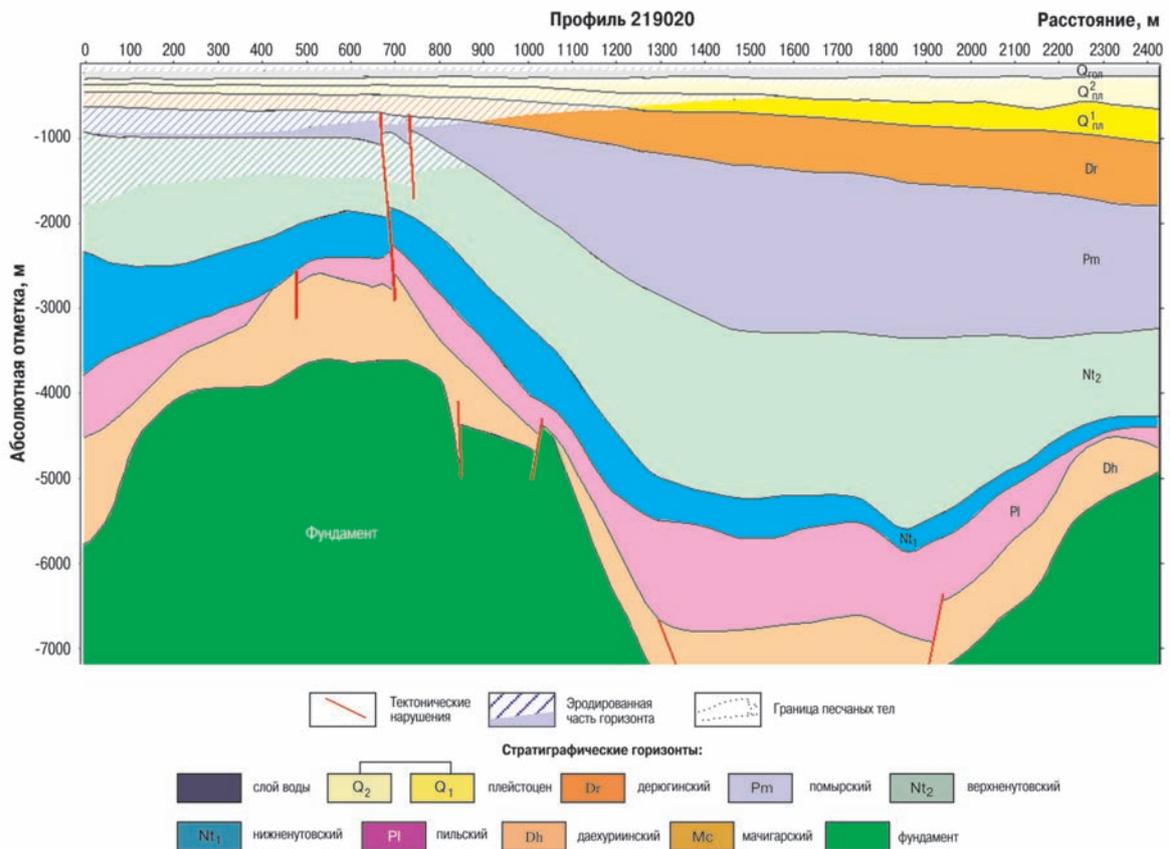


Рис. 4. Схема восстановленных толщин и размывов Кайганско-Васюканского участка (шельф Северного Сахалина)

крыто нефтяное месторождение в перекристаллизованных опоках с порово-трещинным типом резервуара (рис. 5). Однако бурение на шельфе (Борисовская структура) показало отсутствие резервуаров в синхронных отложениях. В результате выполненного по материалам поисково-детальной сейсморазведки скоростного анализа в шельфовой зоне прогиба выявлено локализованное распространение зон сильной трещиноватости в пиленгском комплексе (рис. 6), приуроченное к сводам и крыльям отдельных структур: Варваринской, Керосинной и северным блокам Рымникской.

Заключение

Опыт применения сейсмоскоростного моделирования в течение 25 лет при изучении осадочно-породных бассейнов Сахалинского, Магаданского и Западно-Камчатского шельфов Охотского моря свидетельствует о возможности существенного повышения информативности данных сейсморазведки при моделировании геологических параметров разреза.

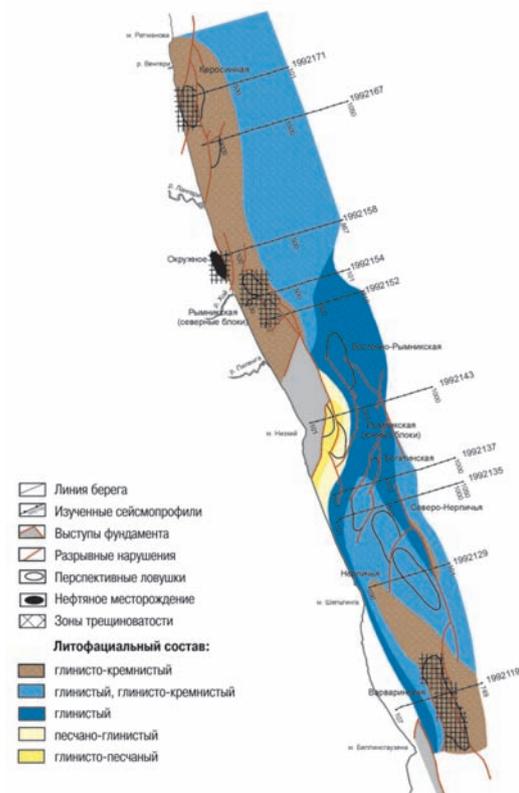


Рис. 5. Распределение литофаций и зон трещиноватости в пиленгском комплексе Пограничного прогиба

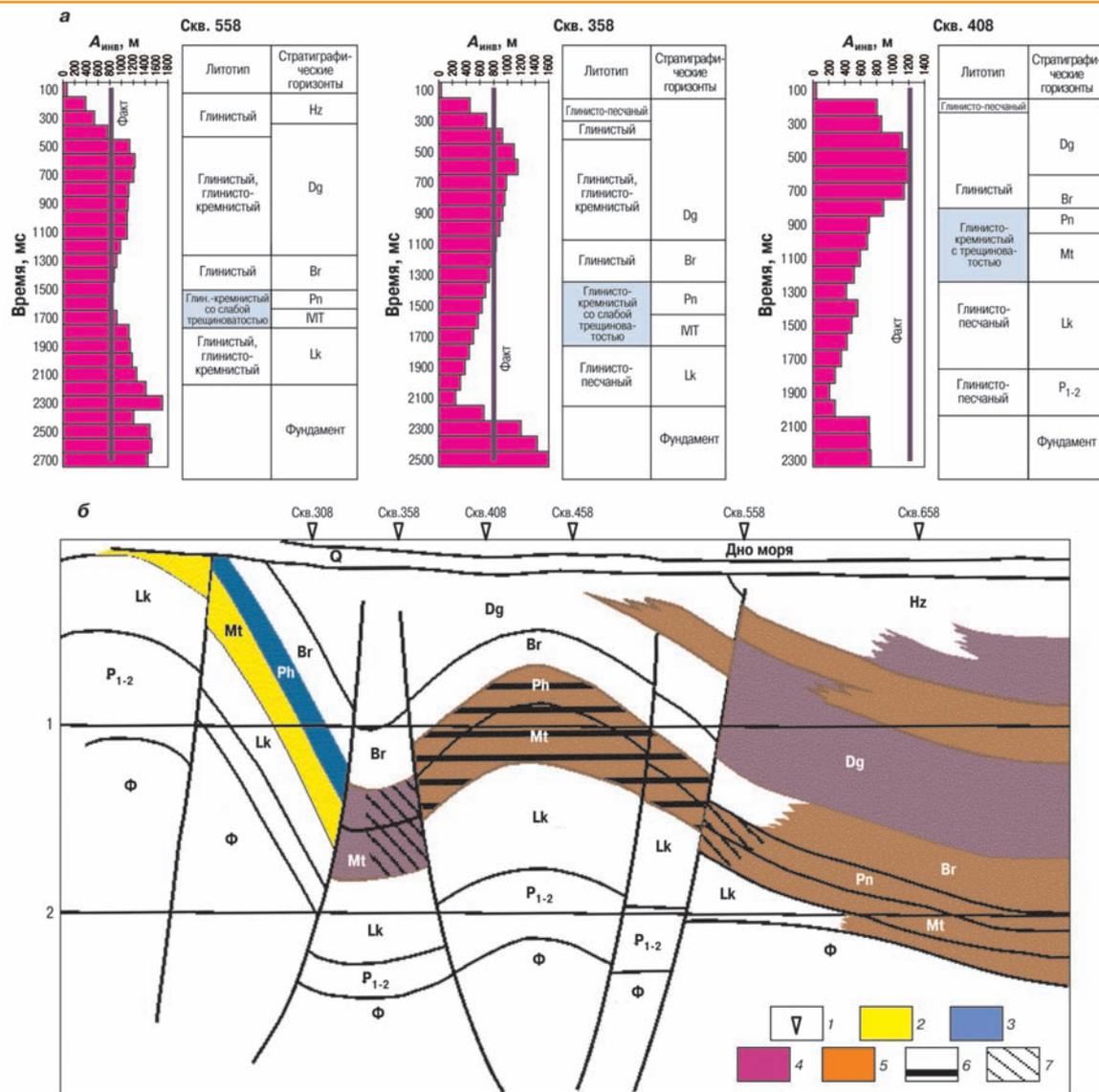


Рис. 6. Интерпретация графика амплитуд инверсии (а) и распространение глинисто-кремнистых комплексов и трещинного резервуара (б) в районе Пограничного прогиба:

1 – точки интерпретации графиков $A_{инв}$; 2-5 – литотипы разреза соответственно песчано-глинистый, глинистый, переходный от глинистого к глинисто-кремнистому, глинисто-кремнистый; 6, 7 – зоны соответственно сильной и слабой трещиноватости

Особенно эффективно применение этого метода на региональном этапе и начальных стадиях поисково-оценочного этапа геолого-разведочных работ при отсутствии или крайне ограниченном объеме скважинной информации.

Список литературы

1. Буценко Р.Л., Коблов Э.Г. Оценка мощности эродированных отложений по физическим и упругим свойствам пород. В сб. Проблемы освоения нефтегазовых месторождений Дальнего Востока. – Владивосток: ДВО АН СССР, 1989. – С. 49-65.
2. Литолого-петрофизические критерии нефтегазоносности/ В.Г. Варнавский, Э.Г. Коблов, Р.Л. Буценко [и др.] – М.: Наука, 1990. – 270 с.
3. Ткачева Н.А., Коблов Э.Г., Харахинов А.В. Сейсмосторостное моделирование литолого-физического разреза Пограничного прогиба на шельфе Восточного Сахалина. В сб. Строение, геодинамика и метал-

логения Охотского региона и прилегающих частей Северо-Западной Тихоокеанской плиты//Международный научный симпозиум. – Южно-Сахалинск, 2002. – Т. 2. – С. 67-70.

References

1. Butsenko R.L., Koblov E.G., *Sbornik докладov "Problemy osvoeniya neftegazovykh mestorozhdeniy Dal'nego Vostoka"* (Collected papers "Problems of oil and gas development of the Far East"), Vladivostok: Publ. of. DVO AS of USSR, 1989, pp. 49-65
2. Varnavskiy V.G., Koblov E.G., Butsenko R.L., et al., *Litologo-petrofizicheskie kriterii neftegazonosti* (Lithological and petrophysical criteria of oil and gas bearing), Moscow: Nauka Publ., 1990, 270 p.
3. Tkacheva N.A., Koblov E.G., Kharakhinov A.V., *Materialy mezhdunarodnogo nauchnogo simpoziuma "Stroenie, geodinamika i metallogeniya Okhotskogo regiona i prilgayushchikh chastei Severo-Zapadnoy Tikhookeanskoj plity"* (Collected papers of International scientific symposium "Structure, geodynamics and metallogeny of Okhotsk region and adjacent parts of the North-West Pacific plate"), V.2, Yuzhno-Sakhalinsk, 2002, pp. 67-70.

Геологическая модель перспективных площадей Северное Колендо и Южно-Омбинская (Северный Сахалин)

М.В. Ромашов, Т.Н. Сергиенко, Э.Г. Коблов,
А.В. Харахинов (ООО «РН-СахалинНИПИморнефть»)

Ключевые слова: Северный Сахалин, поиски нефти и газа, перспективы, объекты.
Key words: North Sakhalin, oil and gas exploration trends, prospects, formation.

Адрес для связи: mvromashov@sakhnipi.ru

Введение

На основе переобработки и переинтерпретации материалов сейсморазведки 2D прежних лет на Охинском перешейке (Северное Колендо) (рис. 1) и сейсморазведки 2D, выполненной в транзитной зоне (Южно-Омбинская площадь), выделены перспективные горизонты и потенциальные ловушки, построены модели резервуара и системы залежей в разрезах перспективных площадей.

При исследованиях резервуарных комплексов использовались сейсмостратиграфический, сейсмофациальный и амплитудный анализы. Системы залежей строились на основе анализа амплитудных аномалий, присутствия специфических форм их заканчивания типа контакт углеводороды – вода и оценки структурного контроля предполагаемых контактов.

Геологическое строение района исследований

Разрезы перспективных площадей сложены плиоцен-олигоценным комплексом терригенных отложений толщиной до 4 км. Выделяются стратиграфические объекты: мачигарская (P_3), тумская ($P_3-N_1^1$), пильская ($N_1^1-N_1^2$) свиты, нижненутовский (каскадная, венгерийская свиты – N_1^3) и верхненутовский (маямрафская, матитукская свиты – $N_1^3-N_2^1$) подгоризонты. Расположенное в 5 км южнее месторождение Колендо содержит основные залежи газа и нефти в пластах нижненутовского подгоризонта (венгерийская свита), сформированных в обстановках чередования внутреннего и внешнего шельфа. Проведенное на площади Северное Колендо поисково-разведочное бурение на синхронные отложения показало низкую эффективность (открыты очень небольшие по запасам залежи нефти и газа). Корреляцией разрезов перспективной площади и месторождения установлено, что основной причиной таких результатов является глинизация разреза венгерийского резервуарного комплекса вслед за сменой обстановок осадконакопления: от чередования обстановок внутреннего и внешнего шельфа до внешнего шельфа и склона.

Прогнозируемые резервуарные комплексы

По данным проведенных исследований основные перспективы поисковых работ на нефть и газ на площадях Северное Колендо и Южно-Омбинская связываются с резервуарными комплексами, представленными турбидитами склона и дна бассейна. Принципиальное присутствие в разрезе участка таких резервуаров в отложениях пильской, каскадной и низах венгерийской свит основано седиментологическими исследованиями

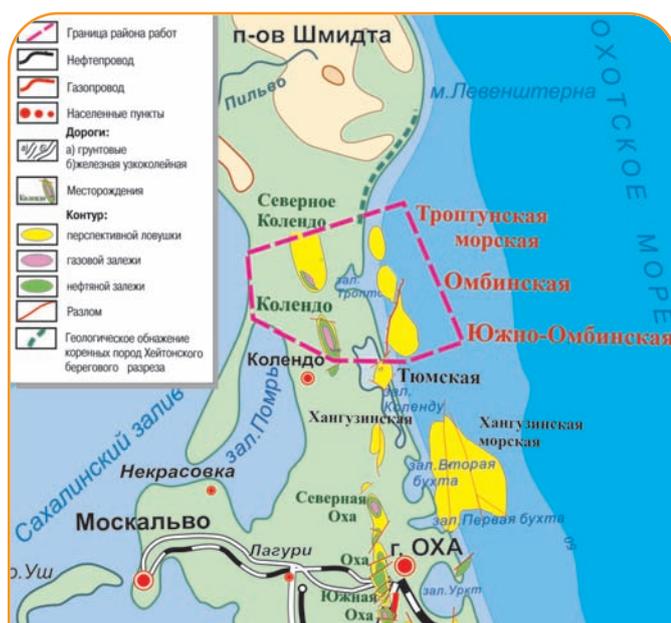


Рис. 1. Обзорная схема района работ



ми¹. В результате анализа материалов сейсморазведки оконтурены колендинский и южно-омбинский конусы выноса и уточнены контуры восточной части северо-колендинского конуса.

На рис. 2 показана схема обстановок осадконакопления для интервала каскадного турбидитного комплекса, составленная по данным сейсмостратиграфического и амплитудного анализов с учетом результатов ранее проведенных исследований. Перспективные площади расположены в области распространения отложений конусов выноса. Турбидитные резервуары каскадного комплекса вскрыты скважинами месторождения Колендо (пласты XXI–XXII) и некоторыми скважинами площади Северное Колендо, где эти резервуары представлены пластами песчаников толщиной до 50-75 м с характерной формой записи электрокаротажных диаграмм. По данным изучения керна (скв. 1, 2 Береговой площади) коллекторы комплекса представлены песчаниками алевритовыми, алевритистыми с низким содержанием цемента. При относительно небольших глубинах захоронения (до 3 км в области северо-колендинского фана) коллекторы характеризуются хорошими фильтрационно-емкостными свойствами: открытая пористость – 23-27 %, проницаемость – 0,1-0,6 мкм². На месторождении Колендо в пластах каскадного комплекса (XXI, XXII) разведаны залежи нефти.

Потенциальные ловушки и прогнозируемые системы залежей

Потенциальные ловушки на участке относятся к тектонически экранированным и связаны с тектонически-

ми блоками на южных периклиналях Северо-Колендинской и Южно-Омбинской антиклинальных структур. По результатам качественного анализа наблюдаемых амплитудных аномалий выделены предполагаемые контакты углеводород–вода по характеру заканчивания амплитудных аномалий и проанализированы их временные и глубинные отметки для оценки структурного контроля. На основе выполненного анализа построены системы прогнозируемых залежей в перспективных горизонтах.

Системы залежей прогнозируются в двух блоках площади Северное Колендо. Прогнозируются пластовые тектонически экранированные залежи на глубинах 1000-1700 м с высотами 55-260 м. К перспективным горизонтам необходимо отнести также глинисто-кремнистый комплекс даехуриинского горизонта (возможный порово-трещинный резервуар). Наблюдаемая амплитудная аномалия может интерпретироваться как массивная тектонически экранированная залежь.

Интервал прогнозируемых нефтяных залежей в разрезе Южно-Омбинской площади охватывает низы венгерийской свиты и каскадную свиту. Прогнозируются пластовые тектонически экранированные залежи на глубинах 1650-2550 м с высотами 100-250 м. Характер сейсмозаписи не исключает возможной продуктивности пильской свиты. Газовые залежи прогнозируются в верхах венгерийской свиты.

Заключение

Северный Сахалин отличается высокой степенью геологической изученности и освоенности углеводородных ресурсов. Дальнейшее расширение ресурсной базы связывается как с традиционными объектами (преимущественно структурными ловушками в песчаных резервуарах внутреннего и внешнего шельфа), так и с дизъюнктивно-литологическими ловушками в турбидитных резервуарных комплексах. Площади Северное Колендо и Южно-Омбинская относятся к одной из зон распространения таких ловушек, протягивающейся от шельфа юго-западного побережья п-ова Шмидта через Охинский перешеек вдоль транзитной зоны Северо-Восточного Сахалина до месторождения Одопту-море. Практически все потенциальные объекты этой зоны доступны для освоения наклонно направленными скважинами с берега. Положительные результаты поисковых работ на этих площадях позволят существенно увеличить ресурсную базу нефтегазодобычи на острове.

¹ Сахалин и его нефтегазозносность/Ю.Б. Гладенков, О.К. Баженова, В.Н. Гречин [и др.]. – М.: ГЕОС, 2002. – 225 с.

¹ Gladenkov Yu.B., Bazhenova O.K., Grechin V.N., Margulis L.S., Sal'nikov B.A., *Kaynozoy Sakhalina i ego neftegazoznosnost'* (Cenozoic of Sakhalin and its oil and gas potential), Moscow: GEOS Publ., 2002, 225 p.

Секвенс-стратиграфия Кайганско-Васюканского участка северо-восточного шельфа о. Сахалин

Н.А. Ткачева (ЗАО «РН-Шельф-Дальний Восток»)

Ключевые слова: шельф, секвенс-стратиграфия, секвенс, системный тракт, уровень моря, обстановка осадконакопления, скважина.

Key words: shelf, sequence stratigraphy, sequence, system tract, sea level, depositional environment, well.

Адрес для связи: natkacheva@morneft.ru

Введение

Кайганско-Васюканский участок площадью около 7000 км² расположен на северо-восточном шельфе о. Сахалин в непосредственной близости от открытых месторождений на суше и шельфе (рис. 1). В условиях высокой стоимости бурения на шельфе участок недостаточно изучен, однако большое количество сейсмических данных хорошего качества, собранных в последние годы, позволило выделить интересные особенности осадконакопления и понять общую геологическую картину его строения. На участке открыто газоконденсатнонефтяное месторождение Кайганско-Васюканское-море, где пробуренные на структурах Пела Лейч, Южно-Васюканская и Удачная скважины доказали присутствие и нефтегазоносность песчаных глубоководных фановых комплексов в миоцен-плиоценовых отложениях. На юго-западе участка граничит с газоконденсатнонефтяным месторождением Одопту-море, на котором открыты газонефтяные залежи в песчано-алевритовых коллекторах верхнемиоценового возраста, накопленных в обстановках внутреннего и внешнего шельфа.

Геологическая характеристика изучаемого участка

Перспективный интервал разреза представлен отложениями средне-позднемиоценового (окобыкайско-нижненутовского) и нижней части плиоценового (верхненутовского) структурно-стратиграфических комплексов и слагает региональный мегасеквенс (суперцикл) второго порядка – В III [1]. Формирование средне-позднемиоценового разреза происходило в условиях пострифтового оседания, началось с обширной трансгрессии в начале окобыкайского времени и продолжилось последующей регрессией, вызванной активным притоком осадочного материала с запада в результате деятельности па-

леоделты Амура. Проградация отложений с запада на восток происходила вплоть до последующей масштабной трансгрессии в раннем плиоцене. Сопоставление региональной кривой относительных колебаний уровня моря с глобальной эвстатической шкалой показывает хорошую сходимость уровней максимального затопления в изучаемом интервале с резкими повышениями зеркала Мирового океана, что свидетельствует о существенном вкладе эвстатического фактора. Сложное геологическое строение участка обусловлено комплексным влиянием флуктуаций уровня моря различного порядка, тектонических движений и изменений в активности ис-

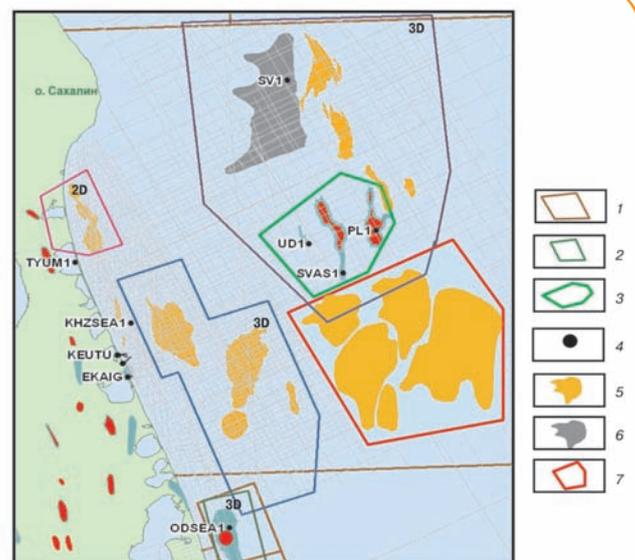


Рис. 1. Обзорная схема Кайганско-Васюканского участка (северо-восточный шельф о. Сахалин):

1 – границы лицензионных участков; 2, 3 – месторождения соответственно Одопту-море (Северный купол) и Кайганско-Васюканское-море; 4 – пробуренные скважины; 5, 6 – ловушки соответственно перспективные и с отрицательными результатами бурения; 7 – область развития литологических ловушек в фановых комплексах

точника осадков, что приводило к частой смене обстановок осадконакопления в широком диапазоне от флювиальных до глубоководных. Влияние тектоники можно разделить на две составляющие: конседиментационную и постседиментационную. Конседиментационная тектоника увеличивала при прогибании или уменьшала при восходящих движениях аккомодационное пространство, а также создавала палеорельеф, контролирующий направление и скорость потоков, переносивших осадки в бассейн. Постседиментационная плиоценовая тектоника привела к размыву огромного количества осадков, существенно повлияла на современный структурный вид разреза и окончательный вид ловушек.

Использованные данные и методология

Секвенс-стратиграфическая модель построена с использованием материалов сейсморазведки 2D различных лет, покрывающих с различной плотностью весь участок и позволяющих связать между собой различные его зоны. Для уточнения строения, выделения геоморфологических особенностей и динамического анализа использовались, там где они имелись, данные сейсморазведки 3D. При создании модели использовались результаты бурения скв. 1 Одопту-море и 1 Хангуза-море в прибрежной зоне, а также четырех скважин в глубоководной части участка (скв. 1 Пела Лейч, 1 Южно-Васюканская, 1 Удачная, 1 Савицкая). При интерпретации сейсмического материала и скважинных данных применялись принципы секвенс-стратиграфии, позволяющие логично расчленить сейсмический и геологический разрезы на синхронные интервалы с последовательной сменой обстановок осадконакопления [2].

Как известно, секвенс-стратиграфический каркас может состоять из трех различных типов секвенс-стратиграфических единиц, называемых секвенсами, системными трактами и парасеквенсами. Авторы работы [3] отмечают, что в связи с существованием различных подходов в применении секвенс-стратиграфии этот метод не формализован в руководствах и стандартах, и подчеркивают необходимость выработки методологии и терминологии, не зависящей от типа выбранной модели. Ими дано универсальное, не зависящее от типа модели определение секвенса как последовательности слоев, отложенных в течение полного цикла изменений в аккомодации или поступлении осадков. Секвенс состоит из системных трактов, которые определены как относительно согласные последовательности генетически связанных слоев, ограниченные согласными или несогласными секвенс-стратиграфическими поверхностями. Систем-

ные тракты могут состоять из парасеквенсов, представляющих мелющие вверх последовательности фаций, ограниченные поверхностями морского затопления [4, 5]. Выделение парасеквенсов географически ограничено прибрежной и мелководной областями, где могут формироваться поверхности морского затопления.

В зависимости от типа секвенс-стратиграфической модели выделяют секвенсы различных видов: осадочные, ограниченные субаэральными поверхностями несогласий и их морскими коррелятивными согласными поверхностями [4-7], генетические стратиграфические, ограниченные поверхностями максимального затопления [8], трансгрессивно-регрессивные (*T-R*), ограниченные поверхностями максимальной регрессии [9, 10]. Выбор типа модели, как правило, обусловлен геологическими и сейсмогеологическими условиями изучаемой области, качеством доступных данных, а также предпочтениями интерпретатора.

В условиях Кайганско-Васюканского участка наиболее сейсмически выразительными и выдержанными по площади являются поверхности максимального затопления. Распространение границ субаэральной эрозии в кровле системных трактов высокого стояния уровня моря ограничено прибрежной частью участка, а для части секвенсов – находится западнее, за его пределами. Коррелятивные им согласные поверхности часто становятся невыразительными по мере удаления от прибрежной зоны. Все это обусловило выбор типа группирования системных трактов и, следовательно, типа модели. Выделенные секвенсы по типу относятся к генетическим стратиграфическим [8], ограниченным в кровле и подошве поверхностями максимального затопления. Используемая номенклатура системных трактов и секвенс-стратиграфических поверхностей следует схеме [9].

Отличительной особенностью изучаемого разреза является невозможность выделения явно выраженных трансгрессивных системных трактов (*TST*). Одним из основных признаков выделения *TST* является трансгрессивное налегание пород в прибрежной и флювиальной обстановках, в данном случае зона таких налеганий, по-видимому, оказывается западнее, за пределами участка. Кроме того, вероятность сохранности *TST* в условиях такого активного осадконакопления, как на Кайганско-Васюканском участке, резко снижается, так как при сравнительно небольшой толщине он значительно эродируется осадочными потоками, формирующими системные тракты падающего уровня моря (*FSST*) и низкого уровня моря (*LST*) более молодого секвенса. Необходимо также отметить, что качество сейсмических данных и особенности гео-

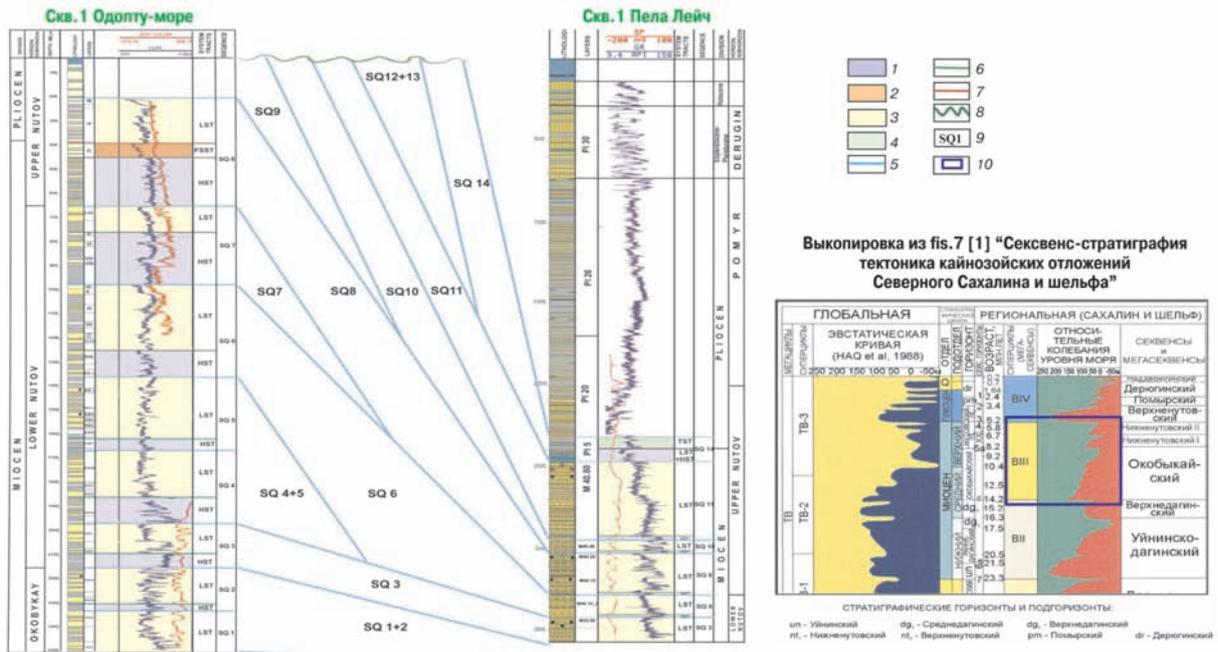


Рис. 2. Секвенс-стратиграфическая модель. Схема корреляции отложений прибрежной и глубоководной зон:
 1 – системный тракт высокого уровня моря (HST); 2 – системный тракт падающего уровня моря (FSST); 3 – системный тракт низкого уровня моря (LST); 4 – трансгрессивный системный тракт (TST); 5 – поверхность максимального затопления (mfs); 6 – базальная поверхность вынужденной регрессии (bsfr); 7 – субаэральное несогласие (su); 8 – эрозия при тектоническом воздымании; 9 – номер секвенса; 10 – интервал исследований

логического строения участка позволили выделить признаки для разделения системных трактов FSST и LST только для некоторых секвенсов, в остальных случаях они не раздельны и названы LST.

Секвенс-стратиграфическая модель

Секвенс-стратиграфическая модель участка построена в интервале между двумя поверхностями максимального затопления (mfs) II порядка: 14,2 млн. лет (кровля дагинского горизонта) и 5 млн. лет (внутри верхненутовского подгоризонта). Среднемиоцено-нижнеплиоценовый разрез расчленен на системные тракты, объединенные в 14 секвенсов третьего порядка, ограниченных поверхностями максимального затопления (рис. 2). Нижние девять секвенсов вскрыты скв. 1 Одопту-море, вышележащие в данной скважине – эродированы. Накопление некоторых секвенсов происходило только на шельфе, и вынос осадков на дно бассейна отсутствовал. Скважинами месторождения Кайганско-Васюканское-море доказаны существование и нефтегазоносность глубоководных фановых комплексов в отложениях нутовского горизонта.

Нижней границей **секвенса 1** является mfs II порядка, проходящая непосредственно под забоем скв. 1 Одопту-море (кровля дагинского горизонта). Верхняя граница в скв. 1 проведена по кровле пласта XXIX и принята за кровлю окобыкайского горизонта (рис. 3). Скважиной, вероятно, вскрыта только верхняя часть

секвенса, сформировавшаяся во время падающего и низкого стояния уровня моря. Предполагается, что песчаные пласты XXIX и XXX отлагались в обстановках нижней сублиторали – батиали и являются конусами выноса на склоне и дне бассейна. Зубчатая форма записи на кривой ГК характерна для дистальных частей фановых комплексов. На всей площади Кайганско-Васюканского участка секвенс представлен глубоководными отложениями заполнения палеовпадин, наблюдаются боковые налегания отражений на склоны палеоподнятий, в сводовых частях палеоподнятий отложения секвенса отсутствуют. Неоднородное распределение толщин отражает контрастный палеорельеф на начало формирования секвенса. На сейсмических разрезах отложения представлены в основном бледными прозрачными сейсмofациями, локально замещающимися яркими и хаотичными, вероятно связанными с глубоководными каналами и конусами выноса. На месторождении Кайганско-Васюканское-море отложения секвенса вскрыты только в скв. 1 Удачная и имеют глинисто-кремнистый состав.

Секвенс 2 выделяется в скв. 1 Одопту-море в интервале между кровлями пластов XXVII и XXIX. Пласты охарактеризованы сходными обстановками осадконакопления (фановый комплекс на склоне и дне бассейна) и зубчатой формой записи кривой ГК. Секвенс имеет локальное распространение и по направлению к Кайганско-Васюканскому участку вы-

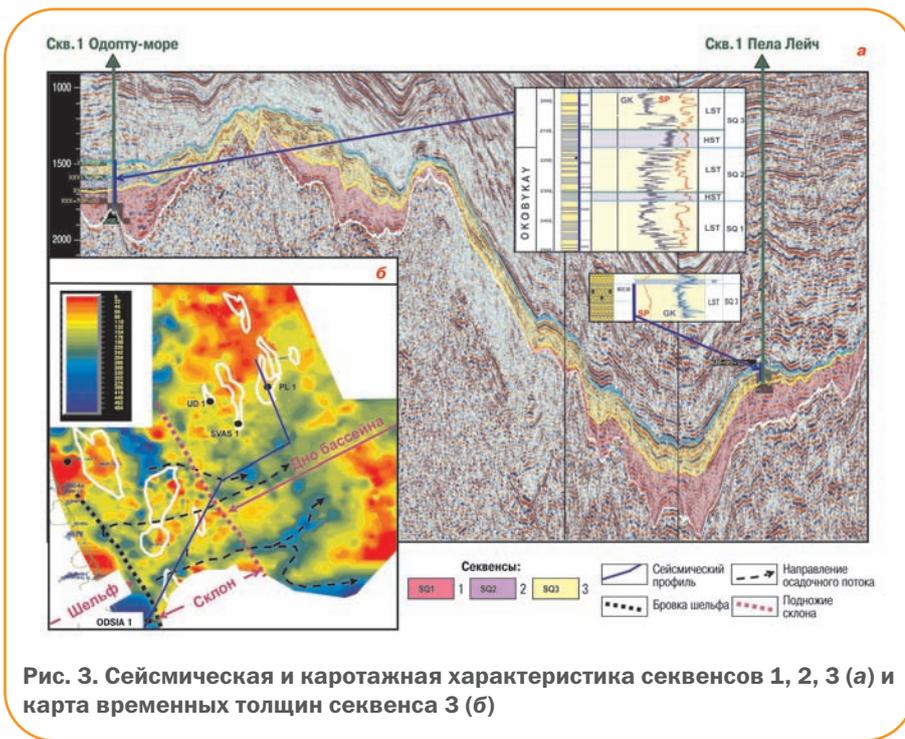


Рис. 3. Сейсмическая и каротажная характеристика секвенс 1, 2, 3 (а) и карта временных толщин секвенсы 3 (б)

клинивается, mfs в кровле комплекса сливается с mfs , покрывающей секвенс 1. В скв. 1 отмечены нефтепроявления из пласта XXVII.

Верхняя граница **секвенсы 3** проведена по кровле пласта XXV в скв. 1 Одопту-море и кровле нефтегазонасыщенного пласта М35.90 в скв. 1 Пела Лейч (см. рис. 3, а). В скв. 1 Одопту-море секвенс состоит из системного тракта высокого стояния уровня моря (HST), представленного глинистыми отложениями, и нерасчлененных системных трактов падающего и низкого уровня моря (LST), включающих песчаные пласты XXV и XXVI. В подошве пласта XXVI по кривой ГК отмечается резкая смена свойств, предполагающая эрозионную природу границы, принятой за базальную поверхность вынужденной регрессии ($bsfr$). По данным скв. 1 Одопту-море песчаные пласты XXV и XXVI накапливались в условиях нижней сублиторали и верхней батииали (внешний шельф и склон).

Анализ карты толщин секвенсы (см. рис. 3, б) и сейсмофаций дают основание полагать, что на всей площади Кайганско-Васюканского участка сохранялись глубоководные условия склона и дна бассейна. Бровка шельфа располагалась вблизи западной границы изучаемого участка. По карте толщин выделяются пути транспортировки осадков на дно бассейна (каналы на склоне). Положение каналов на склоне контролируется серией приподнятых палеоблоков. На сейсмическом разрезе отложения каналов выделяются яркими хаотичными сейсмофациями на фоне глинистых склоновых отложений, представленных блед-

ными прозрачными сейсмофациями. По смене ярких хаотичных сейсмофаций по падению на яркие субпараллельные можно предположить положение подножья склона и переход к фациям каналов и лопастей на дне бассейна.

Секвенсы 4 и 5 распространены локально в районе месторождения Одопту-море. На перспективных структурах Кайганско-Васюканского участка их отложения представлены фоновыми глинами склона и дна бассейна. Песчаные пласты XXIII и XXIV, вскрытые скв. 1 Одопту-море, относятся к LST секвенсы 4 и считаются конусами выноса на внешнем шельфе и склоне. Пласты с XX_2 по XXI_1 относятся к LST секвенсы 5, накапливались в обстановках чередования

внутреннего и внешнего шельфа с преобладанием относительно глубоководной обстановки и являются, видимо, конусами выноса на шельфе. С этим системным трактом связаны основные залежи на месторождении Одопту-море (Северный купол).

Во время формирования LST **секвенсы 6** область влияния палеодельты расширялась, продолжалась проградация на восток и вынос осадков на дно бассейна (рис. 4). В скв. 1 Одопту-море секвенс 6 выделен от подошвы пласта XX_{1-2} до кровли пласта IX и представлен отложениями, сформировавшимися при чередовании обстановок внутреннего и внешнего шельфа с преобладанием относительно мелкоководной обстановки в верхней части секвенсы (LST) и относительно глубоководной в нижней (HST). В скв. 1 Пела Лейч секвенс представлен комплексами глубоководных фановых песчаников М35.90 и М40.15-2. На рис. 4 по профилю А – А', выровненному на mfs в подошве секвенсы, наблюдается смена субпараллельных ярких шельфовых сейсмофаций на бледные хаотичные склоновые, связанные, возможно, с масс-транспорт комплексом (на карте ему соответствует локальное увеличение толщин), а затем на относительно яркие и менее хаотичные сейсмофации фанового комплекса. На карте максимальных отрицательных амплитуд, извлеченных в интервале LST из сейсмических кубов 3D, локальные и хаотичные разрастания амплитуд на склоне характеризуют отложения каналов, более выдержанные и яркие области увеличения амплитуд связаны с фановыми комплексами в области разгрузки на дне бассейна.

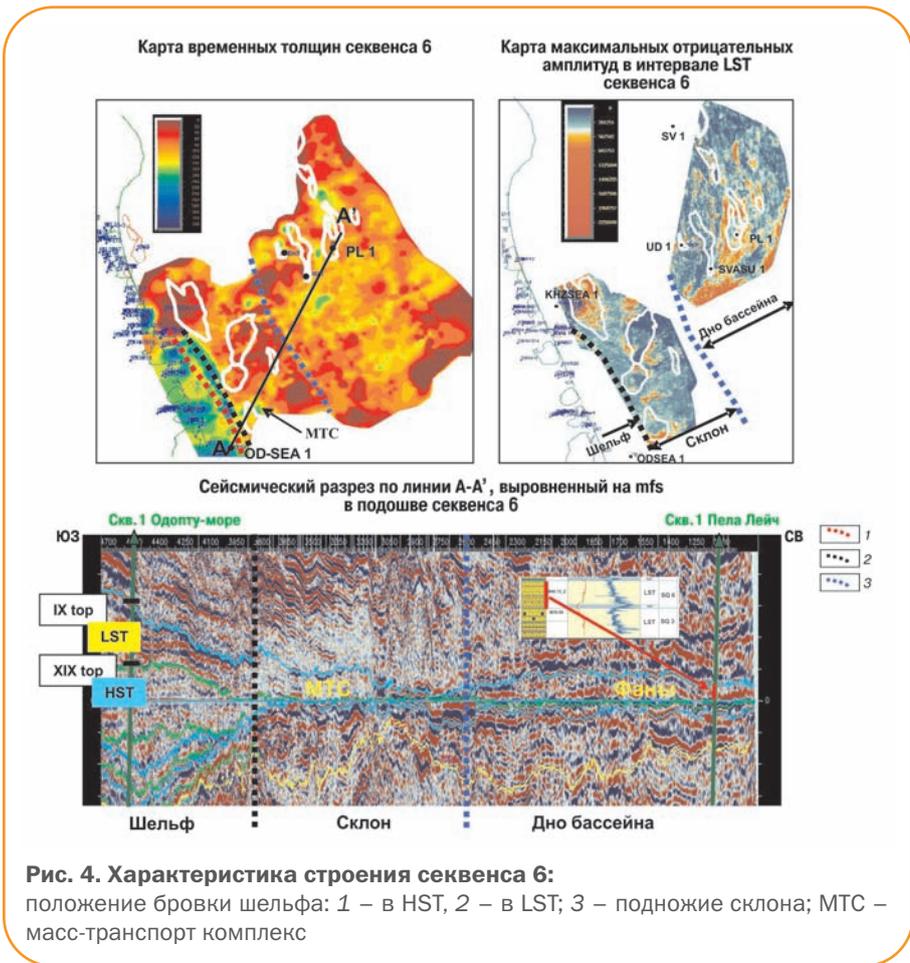


Рис. 4. Характеристика строения секвенса 6: положение бровки шельфа: 1 – в HST, 2 – в LST; 3 – подножие склона; MTC – масс-транспорт комплекс

Распространение **секвенса 7** ограничено прибрежной частью участка, отложение всех системных трактов происходило на шельфе, вынос осадков на дно бассейна отсутствовал и был незначительным на склоне.

В изучаемом разрезе снизу вверх, в связи с постоянной проградацией, проявляются все более мелководные отложения. В скв. 1 Одопту-море HST **секвенса 8** выделен от кровли пласта I до подошвы пласта O (рис. 5, б), ему соответствуют высокие значения на кривой ГК зазубренной формы, отражающей тонкое переслаивание песчано-глинистых пород продельгты. Пачка пластов M, H, O накапливалась в обстановках сублиторали, временами литорали. В пластах H и O присутствует лигнит. Быстрое падение уровня моря и активная работа источника осадков привели к вынужденной регрессии и формированию на шельфе системного тракта падающего уровня моря (FSST). На сейсмических разрезах он выделяется по характерному регрессивному прилеганию сейсмических отражений (рис. 5, а). Скв. 1 Одопту-море вскрыла одну из клиноформ FSST, которой соответствует пласт O, остальные клиноформы находятся за ее пределами. Выдвижение дельты к бровке вызвало вынос осадков на дно бассейна и образование на начальном этапе дебритовых потоков в юго-восточной части участка и

затем фановых комплексов в северо-восточной. В скважинах месторождения Кайганско-Васюканское-море секвенсу соответствуют продуктивные песчаные фановые комплексы M40.20 и M40.15-1. LST в скв. 1 Одопту-море представлен пластинами M и H, сформировавшимися при медленно повышающемся уровне моря и умеренной проградации. В скв. 1 им соответствует набор проградационных парасеквенсов. Кровлю LST ограничивает поверхность максимальной регрессии, выше которой выделяется бледный, распространенный локально комплекс, предположительно образовавшийся в результате морской эрозии при трансгрессии.

Секвенс 9 в скв. 1 Одопту-море представлен только нижней частью системного тракта HST (см. рис. 2), вышезалегающие отложения подверглись постседиментационной эрозии, связанной с процессами тектонического воздымания. Распространение HST ограничено прибрежной зоной участка (рис. 6). После его формирования произошло быстрое падение уровня моря ниже бровки призмы HST и образование FSST, представленного дельтовой клиноформой на шельфе, начался вынос осадков на склон и дно бассейна. Затем вследствие медленного подъема уровня моря образовался клин LST, на сейсмическом разрезе наблюдаются боковые налегания отражений на осадочный склон HST и подошвенное прилегание на FSST. На карте общих временных толщин FSST и LST выделяется область повышенных значений, связанная с фронтом дельты, в которой заметны участки, подвергшиеся постседиментационной эрозии, вызванной потоками, сформировавшими FSST секвенса 10.

Секвенсы 9 и 10 имеют сходное строение. После формирования вблизи современной линии берега призмы HST секвенса 10 снова произошло быстрое падение уровня моря и образование системного тракта FSST. Площадное распространение дельты увеличилось по сравнению с секвенсом 9, дельта выдвинулась на бровку. Затем уровень моря постепенно повысился и сформировался LST. Силы источника осадков оказались недостаточно для компенсации повышения уровня моря и бровка шельфа сместилась к западу, площадь дельты резко сократилась (см. рис. 6).

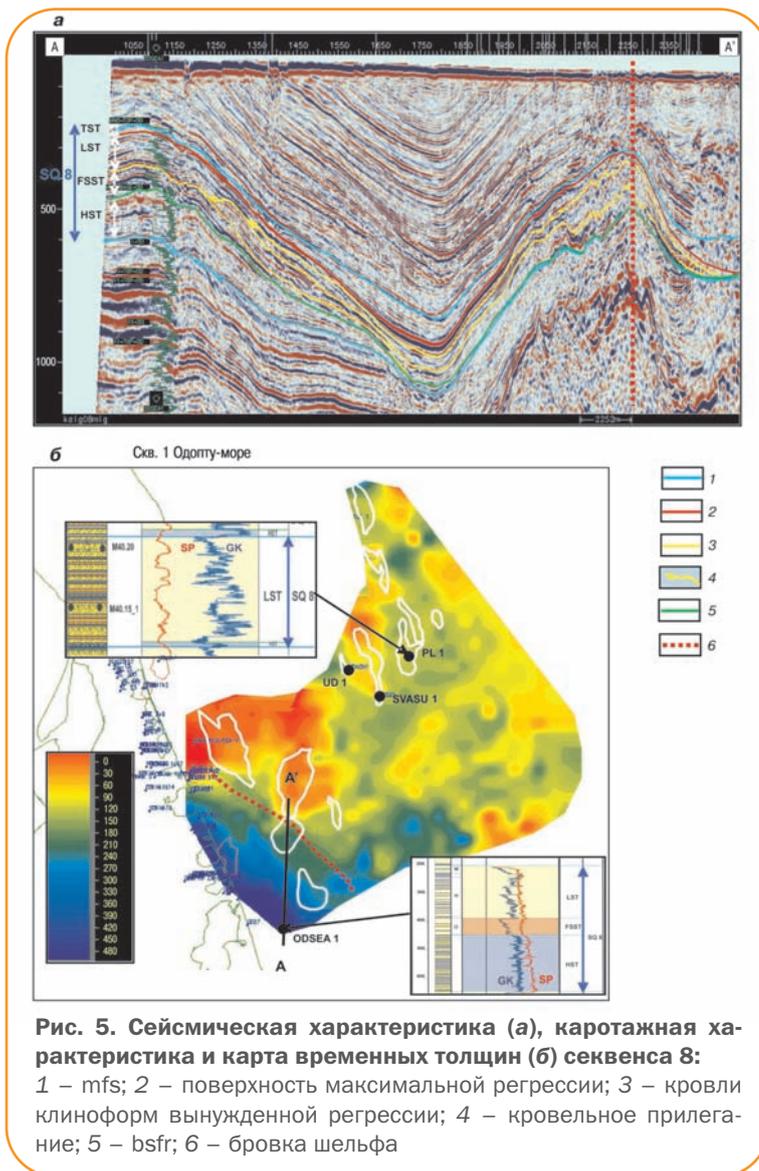


Рис. 5. Сейсмическая характеристика (а), кортажная характеристика и карта временных толщин (б) секвенсы 8:
 1 – mfs; 2 – поверхность максимальной регрессии; 3 – кровли клиноформ вынужденной регрессии; 4 – кровельное прилегание; 5 – bsfr; 6 – бровка шельфа

За время формирования системных трактов FSST и LST секвенсов 9 и 10 произошел значительный вынос песчаного материала на дно бассейна, на склоне выделяются мощные врезы каналов. На месторождении Кайганско-Васюканское-море системным трактам FSST и LST секвенсы 10 соответствует продуктивный песчаный комплекс М40.40.

Дальнейшее повышение уровня моря привело к смещению бровки к западу и формированию HST секвенсы 11. Затем последовали незначительное, видимо, падение уровня моря и существенное увеличение притока осадочного материала, что вызвало наращивание бровки шельфа, ее нестабильность и возникновение оползневых явлений. Поток осадков в бассейн становился более направленным, что может быть связано с тектоническим воздыманием прилегающей суши и увеличением градиента склона. Образовался мощный песчаный фановый комплекс М40.80, с верхней частью которого связана одна из самых крупных

залежей на месторождении Кайганско-Васюканское-море (см. рис. 2).

Секвенсы 12 и 13 формировались на шельфе, имеют строение, схожее с секвенсами 9 и 10. В каждом секвенсе происходило падение уровня моря ниже бровки призмы HST, но существенного выноса осадка на дно бассейна не наблюдалось.

Завершается изучаемый интервал **секвенсом 14**. Сформированный при повышении уровня моря HST был практически полностью эродирован во время последующего понижения уровня моря и затем позднеплиоценовой тектонической инверсии. Образовавшийся в юго-восточной части участка мощный клин LST свидетельствует о максимальной проградации отложений в бассейн в изучаемом интервале. В западной части участка господствовали условия суши (дельтовая равнина). Формирование секвенсы завершилось масштабной трансгрессией и образованием TST. Кровлей секвенсы является поверхность максимального затопления второго порядка, связанная с масштабной плиоценовой трансгрессией (см. рис. 2). В скв. 1 Пела Лейч месторождения Кайганско-Васюканское-море отложения секвенсы представлены перекристаллизованными опоками, кремнистыми глинами и аргиллитами, являющимися зональной покрывкой для залежи М40.80.

Закключение

Использование принципов секвенс-стратиграфии в изучении перспективного интервала разреза на Кайганско-Васюканском участке дало возможность логично расчленить сейсмический и геологический разрезы на синхронные интервалы с последовательной сменой обстановок осадконакопления, что позволило в дальнейшем, анализируя тренды изменения толщин системных трактов, характер сейсмозаписи разреза и площадное распределение геофизических атрибутов, прогнозировать обстановки осадконакопления, зоны наиболее вероятного развития резервуаров и качество резервуарных толщ.

Выполненная работа показала сложность геологического строения изученного перспективного интервала, связанную с комплексным влиянием ряда факторов на процессы седиментации и последующую сохранность отложений, и позволила понять пространственно-генетическое взаимоотношение осадочных комплексов на неразбуренных и вскрытых скважинами ловушках на

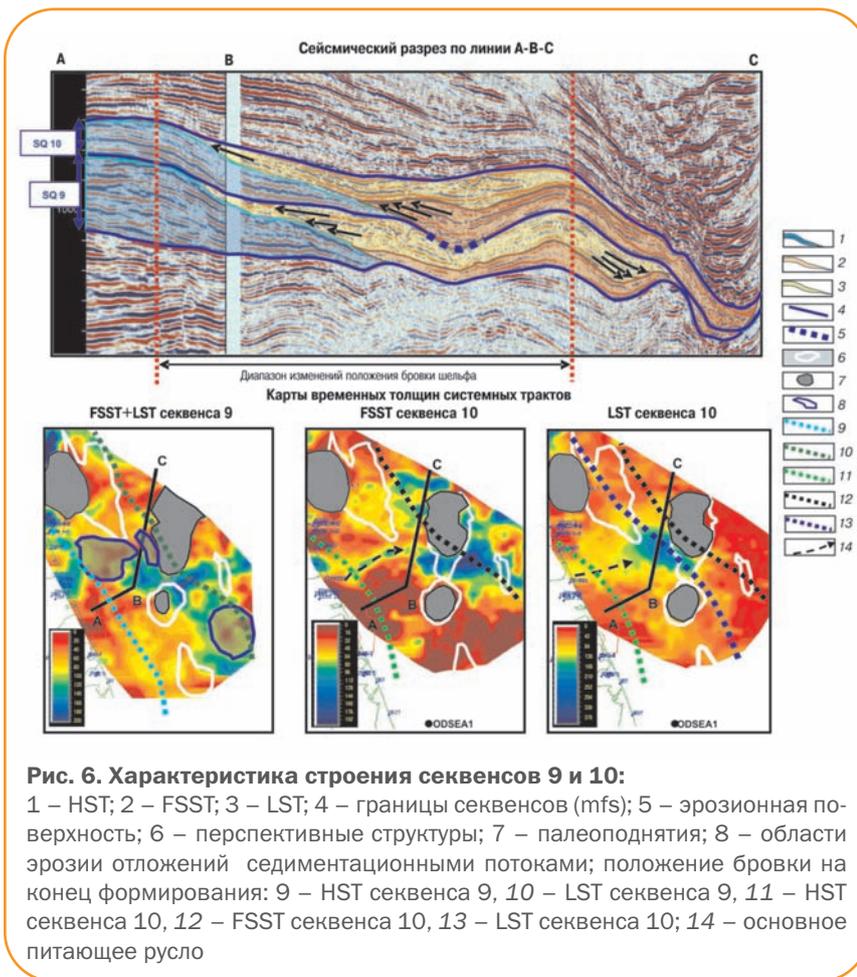


Рис. 6. Характеристика строения секвенсов 9 и 10:

1 – HST; 2 – FSST; 3 – LST; 4 – границы секвенсов (mfs); 5 – эрозионная поверхность; 6 – перспективные структуры; 7 – палеоподнятия; 8 – области эрозии отложений седиментационными потоками; положение бровки на конец формирования; 9 – HST секвенса 9, 10 – LST секвенса 9, 11 – HST секвенса 10, 12 – FSST секвенса 10, 13 – LST секвенса 10; 14 – основное питающее русло

месторождениях Одопту-море (Северный Купол) и Кайганско-Васюканское-море.

Применение данного подхода повысило достоверность интерпретации геолого-геофизических данных, позволило построить наиболее реалистичную геологическую модель участка и обоснованно переосмотреть поисковые риски.

Список литературы

1. Харахинов В.В. Нефтегазовая геология Сахалинского региона. – М.: Научный мир, 2010. – 276 с. – С. 78-79.
2. Catuneanu O. Principles of Sequence Stratigraphy. – Amsterdam: Elsevier, 2006. – 375 p.
3. Sequence stratigraphy: common ground after three decades of developments/O. Catuneanu, J. P. Bhattacharya, M.D. Blum et al.// First Break. – January 2010. – V 28. – P. 41-54.
4. An overview of the fundamentals sequence stratigraphy and key definitions/ Van J.C Wagoner, H.W. Posamentier, R.M. Mitchum et al.//Society of Economic Paleontologists and Mineralogists. – 1998. – Special Publication 42. – P. 39-45.
5. Siliciclastic Sequence Stratigraphy in Well Logs, Core, and Outcrops: Concepts for High-Resolution correlation of Time and Facies/Van J.C. Wagoner, R.M. Mitchum, K.M. Campion, V.D. Rahmanian//AAPG Methods in Exploration, Series 7. – 1990.

6. Posamentier H.W., Jervey M.T., Vail P.R. Eustatic controls on clastic deposition I – conceptual framework// Society of Economic Paleontologists and Mineralogists. – 1998. – Special Publication 42. – P. 110-124.
7. Hunt D., Tucker M.E. Stranded parasequences and the forced regressive wedge systems tract: deposition during base-level fall// Sedimentary Geology. – 1992. – N 81. – P. 1-9.
8. Galloway W.E. Genetic stratigraphic sequences in basin analysis, I. Architecture and genesis of flooding-surface bounded depositional units// AAPG Bulletin. – 1989. – N 73. – P. 125-142.
9. Johnson J.G., Murphy M.A. Time-rock model for Siluro-Devonian continental shelf, western United States // Geological Society of America Bulletin. – 1984. – N 95. – P. 1349-1359.
10. Johnson J.G., Klapper G., Sandberg C.A. Devonian eustatic fluctuations in Euramerica // Geological Society of America Bulletin. – 1985. – N 96. – P. 567-587.

References

1. Kharakhinov V.V., *Neftegazovaya geologiya Sakhalinskogo regiona* (Petroleum geology of Sakhalin region), Moscow: Nauchnyy mir Publ., 2010, pp. 78-79.
2. Catuneanu O., *Principles of sequence stratigraphy*, Amsterdam: Elsevier, 2006, 375 p.
3. Catuneanu O., Bhattacharya J.P., Blum M.D., Dalrymple R.W., Eriksson P.G., Filding C.R. et al., *Sequence stratigraphy: common ground after three decades of developments*, First Break, January 2010, V. 28, pp. 41-54.
4. Van Wagoner J.C., Posamentier H.W., Mitchum R.M., Vail P.R., Sarg J.F., Loutit T.S., Hardenbol J., *An overview of sequence stratigraphy and key definitions, Sea level changes – an integrated approach*, Society of Economic Paleontologists and Mineralogists (SEPM), 1988, Special Publication 42, pp. 39-45.
5. Van Wagoner J.C., Mitchum R.M., Campion K.M., Rahmanian V.D., *Siliciclastic Sequence Stratigraphy in Well Logs, Core, and Outcrops: Concepts for High-Resolution correlation of Time and Facies*, AAPG Methods in Exploration, 1990, Series 7.
6. Posamentier H.W., Jervey M.T., Vail P.R., *Eustatic controls on clastic deposition I – conceptual framework, Sea level changes – an integrated approach*, Society of Economic Paleontologists and Mineralogists (SEPM), 1988, Special Publication 42, pp. 110-124.
7. Hunt D., Tucker M.E., *Stranded parasequences and the forced regressive wedge systems tract: deposition during base-level fall*, Sedimentary Geology, 1992, V. 81, pp. 1-9.
8. Galloway W.E., *Genetic stratigraphic sequences in basin analysis, Architecture and genesis of flooding-surface bounded depositional units*, AAPG Bulletin, 1989, V. 73, pp. 125-142.
9. Johnson J.G., Murphy M.A., *Time-rock model for Siluro-Devonian continental shelf, western United States*, Geological Society of America Bulletin, 1984, V. 95, pp. 1349-1359.
10. Johnson J.G., Klapper G., Sandberg C.A., *Devonian eustatic fluctuations in Euramerica*, Geological Society of America Bulletin, 1985, V. 96, pp. 567-587.

Новые данные о строении погребенных ловушек в зонах крупных разломов Северного Сахалина

А.В. Харахинов, к.г.-м.н., Э.Г. Коблов, к.г.-м.н., Н.А. Налимова, к.г.-м.н.
(ООО «РН-СахалинНИПИморнефть»)

Ключевые слова: Северный Сахалин, погребенные ловушки, конседиментационные разломы, сейсмика 3D.
Key words: North Sakhalin, buried traps, syndepositional faults, 3D seismic.

Адрес для связи: avharahinov@sakhnipi.ru

Введение

Значительные запасы углеводородов Сахалинского региона сосредоточены в юго-восточной части Северного Сахалина и связаны с ловушками погребенных моноклиальных блоков. Ловушки такого типа («монгинский» тип ловушек [1]) контролируют залежи нефти и газа месторождений Монги, Нижнее Даги, им. Р.С. Мирзоева, Усть-Эвай, Катангли и представлены погребенными под окобыкайской глинистой толщей эрозионно-тектоническими выступами дагинского горизонта. Такой тип ловушек обнаружен также в северо-восточной части Северного Сахалина в районе южного обрамления Байкальской депрессии. Генетически связанные с крупными конседиментационными сбросами эти ловушки в виде гемиянтиклинальных и моноклиальных блоков формируют линейно вытянутую зону нефтегазонакопления. Ловушки приурочены к зонам региональных и зональных конседиментационных разломов раннеокобыкайского (средний миоцен) заложения (рис. 1).

В статье представлены новые сведения о строении погребенных ловушек в дагинских отложениях Северного Сахалина, полученные по результатам сейморазведочных работ 3D, проведенных в 2010 г. в Монгинском районе, а также по данным переобработки и переинтерпретации сейсмических материалов 2D прошлых лет на южном окончании Байкальской депрессии.

Погребенные ловушки Монгинского района

В геологическом строении Монгинского участка принимают участие терригенные отложения палеоген-неогенового возраста вскрытой толщиной до 4413 м (месторождение им. Р.С. Мирзоева). Природный резервуар развит в отложениях дагинского и частично верхней части уйнинского горизонтов,

представленных переслаиванием песчаных и глинистых пластов с преобладанием первых в верхней и средней частях резервуара и вторых – в нижней. Для нижней части дагинского и верхов уйнинского горизонтов характерен пластовый тип резервуара; для верхней и средней частей дагинского горизонта (верхнедагинская и среднедагинская подбиты), перекрытых преимущественно глинистыми отложениями окобыкайского горизонта, – массивно-пластовый тип.

В 2010 г. на участке, включающем центральную часть Монгинской моноклиальной зоны и южное окончание примыкающей к ней с запада Западно-Монгинской структурной зоны, была проведена сейморазведка 3D. По ее результатам получены новые данные, определены направления дальнейших поисков и перспективные нефтегазопоисковые объекты вдоль конседиментационных разломов в зонах развития грабенов. Большие глубины, сложное тектоническое строение накладывают ограничения на картирование этих зон сейморазведкой 2D. Пробуренные в 80-х годах XX века по данным сейморазведки 2D и оказавшиеся непродуктивными единичные скважины заставили надолго отложить дальнейшую разведку этой части участка.

Потенциальные ловушки на участке относятся к Западно-Монгинской структуре, развивающейся вдоль восточного борта грабена. Строение структуры по данным трехмерных наблюдений аналогично строению Монгинской складки. Структура имеет сложное складчато-блоковое строение и ограничена с востока Монгинским сбросом. По сейсмическим материалам и данным бурения амплитуда вертикального смещения Западно-Монгинской складки относительно Монгинской антиклинали составляет от 350 м на юге до 900 м на севере. Амплитудная характеристика разреза аналогична соседним бло-

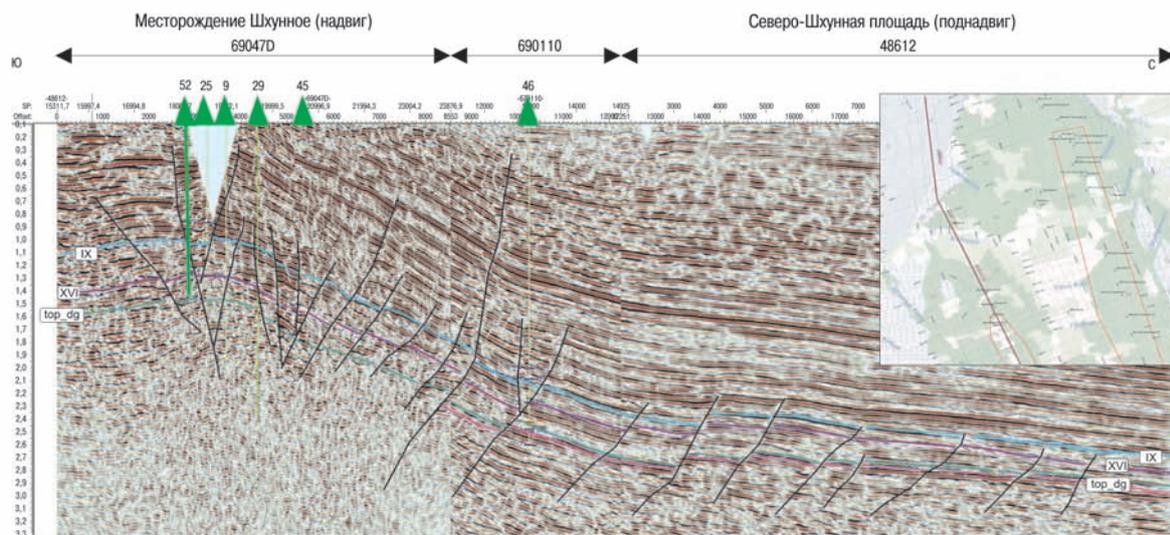


Рис. 2. Соотношение структурных элементов Шхунной и Северо-Шхунной структур вдоль композитного профиля 69047D – 69110 – 48612

Шхунная и Западно-Шхунная структуры) и оценены прогнозные ресурсы углеводородов.

Самая крупная из изученных структур – Северо-Шхунная – приурочена к северной периклинали Шхунной антиклинальной зоны и отделена от одноименной структуры крупным региональным разломом – Восточно-Байкальским взбросо-надвигом (рис. 2). В отличие от Шхунной структуры Северо-Шхунная складка находится в удаленной от надвига части, что определило ее развитие в относительно спокойных тектонических условиях. Структура осложнена системой несогласных сбросов конседиментационного характера, образующих систему блоков, ступенчато погружающихся в северном направлении.

Северо-Шхунная группа ловушек представлена блоковыми тектонически экранированными ловушками в интервале окобыкайского и дагинского комплексов. Такой тип ловушек описывается в пределах Монгинской зоны нефтегазообразования [2] и на участке исследований ранее не выделялся. В объеме верхнедагинского комплекса потенциальные ловушки выделены в пластах XXII–XXIII (глубина залегания 3600–3950 м), ловушки окобыкайского комплекса приурочены к пластам XVI–XVIII (глубина залегания от 3100 до 3700 м).

Западно-Шхунная структура представлена серией тектонических блоков, расположенных к западу от субмеридионального Восточно-Байкальского взбросо-надвига и погружающихся к депоцентру Байкальской мегасинклинали (рис. 3). Ловушки образованы примыкающими к надвигу разломами

сбросового характера и в плане представляют собой обрезанные с юга полуантиклинали. Сбросы имеют явные черты конседиментационного формирования: обычно они не прослеживаются выше кровли дагинских – низов окобыкайских отложений, иногда достигая нутовского горизонта; амплитуды разрывных нарушений не выдержаны по разрезу. Перспективный интервал охватывает низы окобыкайского резервуарного комплекса (от двух до пяти пластов) толщиной от 300–350 до 500 м и верхнюю часть дагинского резервуарного комплекса (от четырех до шести пластов) толщиной от 400 до 800–900 м. Глубина залегания перспективных комплексов увеличивается по направлению к депоцентру Байкальской депрессии от 1600–2100 до 2700–4000 м. По данным бурения скважин резервуарные комплексы этих горизонтов сформированы в условиях чередования обстановок осадконакопления внутреннего и внешнего шельфа с преобладанием мелководных и представлены переслаиванием песчаных и глинистых пластов.

В углеводородной системе, связанной с Байкальским очагом нефтегазообразования, обе структуры занимают благоприятную позицию. Они находятся в первом эшелоне по отношению к депоцентру очага, характеризуются ранним формированием, слабо затронуты процессами переформирования структур в более поздние этапы интенсивной складчатости. Незначительные масштабы инверсии разреза участка позволяют рассчитывать на сохранение поровых коллекторов до глубины 4,5–5 км.

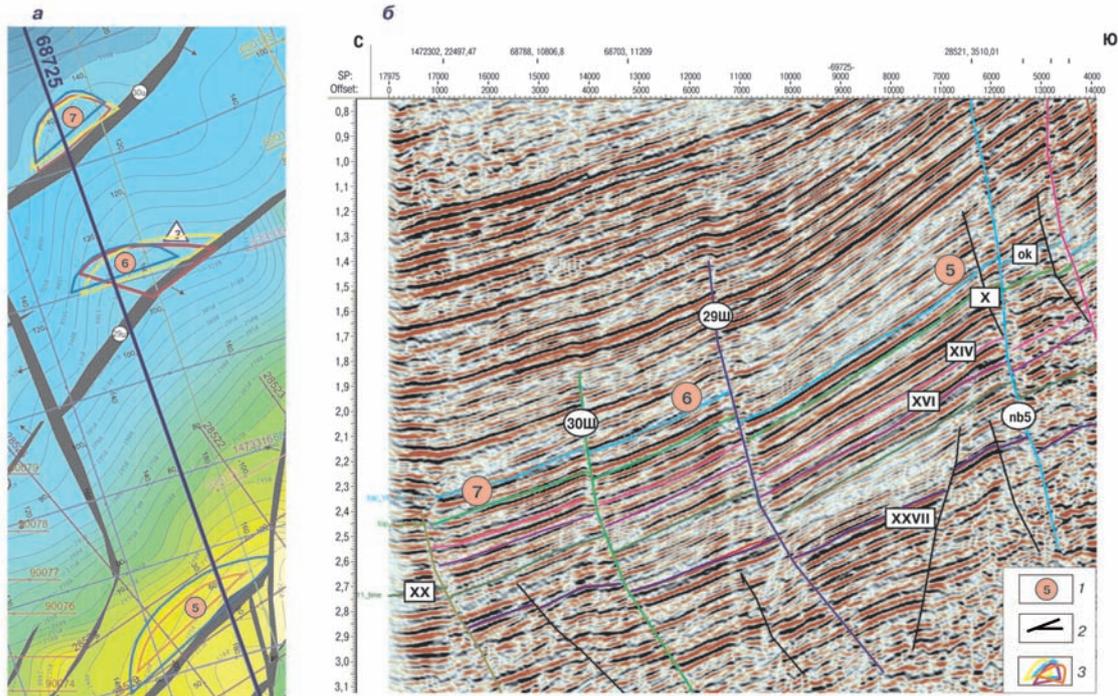


Рис. 3. Ловушки Западно-Шхунной структуры, образованные несогласными конседиментационными сбросами, на структурной карте по кровле дагинского горизонта (а) и временном сейсмическом разрезе (б):
 1 – номер блока; 2 – разрывы; 3 – проекции прогнозных ловушек в отложениях дагинского и окобыкайского возраста

Направления и методы геолого-разведочных работ для изучения погребенных ловушек на Северном Сахалине

Несмотря на сравнительно хорошую изученность сейсморазведкой 2D (плотность профилей на отдельных участках достигает 3,6 км/км²) и бурением, а также высокую освоенность ресурсов, структурно-стратиграфические ловушки дагинского комплекса («монгинского» типа) остаются объектом дальнейших исследований не только в пределах месторождений (глубокие горизонты и пропущенные залежи) и прилегающих к ним участков, но и на новых перспективных площадях.

В Монгинской зоне нефтегазонакопления неопроискованными остаются большая часть зоны Катанглийского разлома и участок, расположенный между Монгинской и Катанглийской мегантиклиналями. Сейсморазведочные работы 3D показали эффективность при выявлении и оконтуривании погребенных ловушек в пределах месторождения Монги и рекомендуются в качестве основного метода исследования на малоизученных и неопроискованных участках. На Байкальском участке целесообразно выполнить сейсморазведочные работы 3D для подготовки к глубокому бурению Северо-Шхунной и Западно-Шхунной структур. Кроме того, необходимо продолжать переобработку и переинтерпретацию материалов сейсморазведки 2D для уточнения геологического строения и выделения перспективных объектов в юго-западной части Байкальской депрессии в районе месторождений Астрахановское (суша) и Узловое.

Заключение

Структурно-стратиграфические погребенные ловушки дагинского комплекса продолжают оставаться приоритетным направлением геолого-разведочных работ на Северном Сахалине. Представленные в статье результаты свидетельствуют об актуальности данного направления не только в пределах Монгинской зоны нефтегазонакопления, для которой такой тип ловушек является традиционным, но и на других участках Северного Сахалина, где ранее подобные поисковые объекты не выделялись.

Список литературы

1. Новый тип ловушек нефти и газа в кайнозойских бассейнах Охотоморского региона/ В.В. Харахинов, В.Э. Кононов, Ю.А. Тронов, Ю.В. Лопатнев // ДАН СССР. – 1983. – Т.272. – №1. – С. 177-180.
2. Харахинов В.В. Нефтегазовая геология Сахалинского региона. – М.: Научный мир, 2010. – 276 с.

References

1. Kharakhinov V.V., Kononov V.E., Tronov Yu.A., Lopatnev Yu.V., *Doklady Akademii nauk SSSR*, 1983, V. 272, no. 1, pp. 177-180.
2. Kharakhinov V.V., *Neftegazovaya geologiya Sakhalinskogo regiona* (Petroleum geology of the Sakhalin region), Moscow: Nauchnyy mir Publ., 2010, 276 p.

Катагенетическая структура осадочного чехла Северо-Охотского шельфа и перспективы его нефтегазоносности

Е.В. Грецкая, к.г.-м.н. (ОАО «Дальморнефтегеофизика»)

Ключевые слова: Северо-Охотский шельф, катагенетическая структура, очаг, комплекс, потенциал, катагенез, нефтематеринские породы, углеводороды, моделирование.

Key words: North-Okotsk shelf, catagenetic structure, pod of active source rock, complex, potential, catagenesis, source rock, hydrocarbons, modeling.

Адрес для связи: E.Gretskaya@dmng.ru

Введение

Массовая генерация и миграция углеводородов происходит в части осадочного бассейна, определяемой как очаг нефтегазообразования. Определение его объема и внутренней структуры необходимо для количественной оценки масштабов углеводородообразования и прогноза фазового состава пластовых флюидов и углеводородных залежей. Анализ пространственно-временного положения очага и структур позволяет охарактеризовать вероятность заполнения структур углеводородами и соответственно определить первоочередные направления поисковых работ. В статье приведены результаты исследования катагенетической структуры осадочного чехла Северо-Охотского шельфа с целью оценки перспектив его нефтегазоносности.

Обоснование катагенетической модели

Рассматриваемый район Северо-Охотского шельфа включает бассейн Лисянского – Кашеварова и западную часть Шантарского бассейна, представляющих в настоящее время интерес с точки зрения поиска нефти и газа. В строении осадочного чехла толщиной до 8 км (рис. 1) выделяются пять сейсмокомплексов: арманьский (средний эоцен?), северо-охотский (средний эоцен – нижний олигоцен), одянский (верхний олигоцен – средний миоцен), магаданский (средний-верхний миоцен) и алевинский (верхний миоцен – квартал), прослеживаемых в пределах сопредельного Магаданского бассейна [1].

Катагенетическая структура элементов осадочного чехла, к которым приурочены очаги, зависит от их теплового режима, динамики погружения, толщины и состава отложений. Размерность катагенетической шкалы определялась с учетом результатов моделирования температурного режима и катагенеза органиче-

ского вещества по серии профилей (технология Temis-Suite). Для калибровки моделей использована карта теплового потока Охотского моря [2] и данные, полученные при бурении скв. 1 Магаданская.

Катагенез органического вещества в изученной части разреза соответствует грациям ПК₂-МК₂ (см. таблицу), а между отложениями осадочного чехла и акустического фундамента фиксируется существенное катагенетическое несогласие. Данные, предоставленные специалистами «Сахалинморнефтегаза» (СМНГ) и Simon Petroleum Technology (SPT), позволяют предполагать разные сценарии развития Магаданского поднятия. Однако совпадение значений R_o (0,35-0,36 %) свидетельствует о нахождении современных условий градации ПК₂ на глубине 2318-2326 м (2140-2148 м ниже поверхности дна моря). В модели SPT кровля зоны мезокатагенеза (R_o ≈ 0,5 %) располагается на глубине 2607-2693 м (2429-2515 м ниже поверхности дна моря), а толщина градации ПК₃ составляет всего около 260 м, что свидетельствует о сжатой здесь катагенетической зональности. В таблице приведены значения современной температуры, смоделированные при разных исходных параметрах. Кровля

Сейсмический комплекс	Глубина, м	Литология	ОСВ, % R _o		Современная температура, °С	
			СМНГ	SPT		
Одянский	2318	Аргиллит	0,35		104	108
	2326	Аргиллит		0,36	104	108
	2419	Аргиллит	0,50		106	113
	2425	Аргиллит		0,40	106	113
Северо-охотский	2607	Песчаник		0,48	114	119
	2688	Алевролит	0,58		116	123
	2693	Алевролит		0,52	116	123
	2903	Алевролит	0,83		123	130
	2904	Алевролит	0,89		123	130
	2905	Алевролит		0,55	123	130
Акустический фундамент	3090	Алевролит		1,15		
	3175					163*

* Замеренная температура

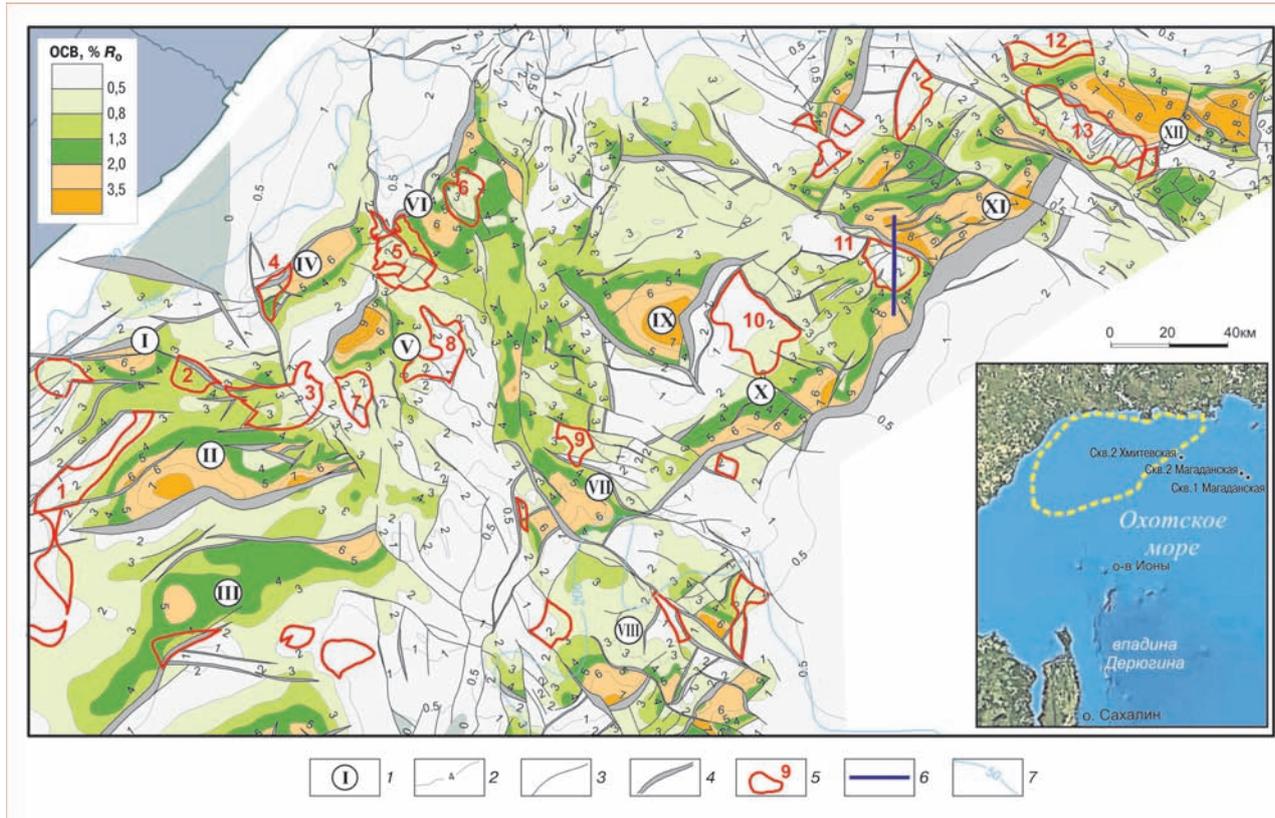


Рис. 1. Катагенетическая структура осадочного чехла Северо-Охотского шельфа:

1 – очаги: I – Ульяновский; II – Нансиканский; III – Шантарский; IV – Толмотский; V – Нонгданский; VI – Охотский; VII – Тунгарский; VIII – Кашеваровский; IX – Южно-Мареканский; X – Южно-Лисянский; XI – Центрально-Лисянский; XII – Восточно-Лисянский; 2 – изопахита; 3 – разлом; 4 – проекция плоскости сместителя; 5 – антиклинальные структуры: 1 – Северо-Шантарская; 2 – Западно-Сеймчанская; 3 – Сеймчанская; 4 – Толмотская; 5 – Билибинская группа; 6 – Северо-Уракская; 7 – Унченская; 8 – Западно-Нонгданская; 9 – Южно-Кухтуйская; 10 – Ушаковская; 11 – Гаванцевская; 12 – Кетандская; 13 – Чириковская; 6 – линия профиля; 7 – изобата

зоны мезокатагенеза находится в интервале температур 106-116 °С. В температурных моделях на глубине 930 м (752 м ниже поверхности дна моря) на границе между пачками диатомитов и опок [3] предполагается температура 47-48 °С, являющаяся оптимальной для трансформации аморфного опала-А в опал-СТ (кристобалит) в отложениях такого возраста [4]. В основании осадочного чехла приняты температуры 123 и 130 °С. Геотермический градиент (ГТГ) в верхней части разреза составляет 62,5-63,8 °С/км, в нижней – 38,5-42,0 °С/км. Рассчитанный интервал температур (106-116 °С) выше предусмотренного алгоритмом [5], но соответствует катагенетической зональности, установленной в кайнозойских бассейнах [6, 7]. В областях устойчивого кайнозойского прогибания катагенез органического вещества градации МК₁ ($R_0 = 0,5-0,65\%$) достигается в диапазоне температур 110-130 °С, а начало МК₃ ($R_0 = 0,85\%$) при температуре 165-170°С.

С использованием результатов моделирования и имеющихся фактических данных определена размер-

ность катагенетической шкалы для исследуемого участка Северо-Охотского шельфа. Кровля зоны мезокатагенеза ($R_0=0,5\%$), с которой отождествляется верхняя граница очага, располагается на глубине 2-2,5 км. В условиях умеренного мезокатагенеза ($R_0 = 0,8 - 1,3\%$) на глубине до 4-4,5 км протекает процесс нефтеобразования, причем нижняя граница главной зоны нефтеобразования (ГЗН) может соответствовать более высоким значениям R_0 и располагаться соответственно на большей глубине [8]. Границы зоны апокатагенеза проведены с высокой долей условности, поскольку в кайнозойских бассейнах углефицированное вещество, преобразованность которого соответствует сильному мезокатагенезу и апокатагенезу, не установлено. Главная зона газообразования (ГЗГ) ($R_0 > 2\%$) картируется по изопахите 5,0-5,5 км. Максимальные значения характеризуют катагенетическую зональность Центрально-Лисянского и Восточно-Лисянского очагов, испытывающих интенсивное прогибание, начиная с одянского времени.

Катагенетическая структура осадочного чехла

В пределах изучаемого участка Северо-Охотского шельфа выделено 12 очагов, различающихся по размеру, катагенетической структуре и стратиграфическому объему отложений (см. рис. 1). В целом катагенетическая структура осадочного чехла отражает рифтогенную природу структур. Большая часть очагов характеризуется относительно простым строением. Сложными по строению являются Кашеваровский, объединяющий несколько разрозненных мелких грабенов, и Центрально-Лисянский очаги.

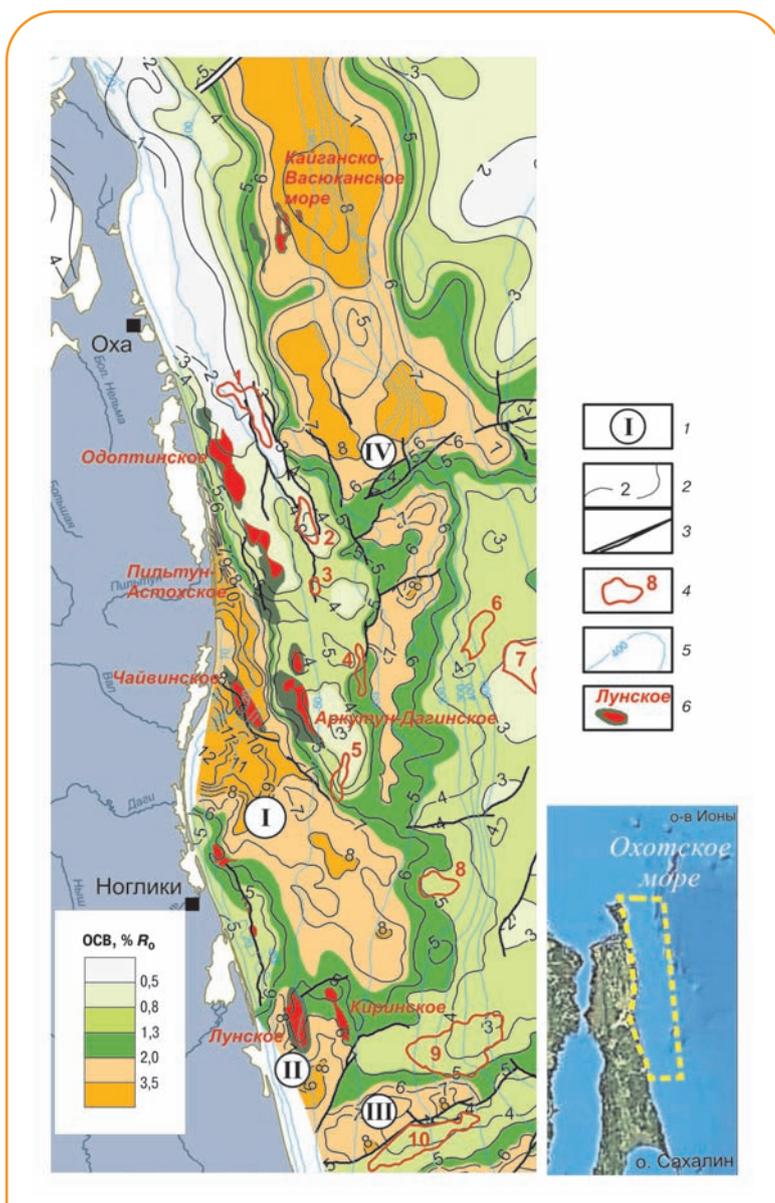


Рис. 2. Катагенетическая структура осадочного чехла шельфа северо-восточного Сахалина:

1 – очаги: I – Пильтун-Чайвинский; II – Лунский; III – Мынгинский; IV – Восточно-Сахалинский; 2 – изопакхита; 3 – разлом; 4 – антиклинальные структуры: 1 – Восточно-Одоптинская, 2 – Лозинская, 3 – Южно-Лозинская, 4 – Баутинская, 5 – Айяшская, 6 – Северо-Ульвинская, 7 – Центрально-Ульвинская, 8 – Восточно-Ульвинская, 9 – Южно-Кириновская, 10 – Мынгинская; 5 – изобата; 6 – месторождение

В условиях очага находятся отложения арманьского, северо-охотского и одянского комплексов. Отложения арманьского комплекса слагают зоны мезо- и апокатагенеза. Основной объем комплекса в большинстве очагов находится в условиях главной фазы газообразования. Подзона сильного апокатагенеза ($R_0 > 3,5 \%$), выделенная в Нансиканском, Нонгданском, Южно-Мареканском, Центрально-Лисянском и Восточно-Лисянском очагах, сложена только породами этого комплекса (см. рис. 1). Отложения северо-охотского комплекса находятся в условиях главной фазы нефти и газообразования. Кровельную часть северо-охотского комплекса на большей площади участка слагают породы зоны протокатагенеза и слабого мезокатагенеза ($R_0 = 0,5 - 1 \%$). Зрелость органического вещества, характеризующаяся $R_0 > 1 \%$, фиксируется в депоцентрах Центрально-Лисянского, Южно-Мареканского и Охотского очагов. В условиях очага находится только нижняя часть одянского комплекса, она слагает подзоны слабого ($R_0 = 0,5 - 1 \%$) и умеренного ($R_0 = 1-1,3 \%$) мезокатагенеза в центральных частях очагов. В целом, по уровню современной катагенетической преобразованности органического вещества пород арманьский комплекс можно рассматривать как преимущественно газогенерирующий, северо-охотский комплекс – нефтегазогенерирующий, а одянский комплекс, имеющий ограниченное распространение в очагах, – нефтегенерирующий. По сравнению с Магаданским бассейном органическое вещество пород всех комплексов исследуемого участка характеризуется более слабым катагенезом, а очаги отличаются меньшей толщиной зоны газообразования и соответственно более поздним и менее интенсивным проявлением миграционных процессов [9].

В пределах участка по кровле арманьского и северо-охотского комплексов закартированы антиклинальные структуры, экранированные разломом и/или поверхностью фундамента. Высокий риск загрузки выделенных структур углеводородов при достаточном эмиграционном потенциале очагов определяется разобщенностью структур и очагов и преимущественно дискордантным положением структур относительно очагов (см. рис. 1). Структуры, закартированные по кровле арманьского комплекса, относятся к типу окраинно-очаговых. В них наиболее вероятно формирование первичных скоплений газа. Структуры кровельной части северо-охотского комплекса располагаются вне контура очага. Их загрузка, как по-

казали результаты моделирования, происходит в основном в результате сочетания латеральной миграции по восстанию пластов в нижележащих отложениях с последующим перетоком углеводородов по разломам.

Примером оптимального расположения очагов и структур, в которых при наличии коллектора формируются крупные месторождения, является шельф северо-восточного Сахалина (рис. 2). Растянутая катагенетическая зональность в очагах на шельфе Сахалина по сравнению с зональностью, установленной для Северо-Охотского шельфа, определяется относительно низким ГТГ в изученной бурением верхней части разреза. Эмиграционный потенциал Пильгун-Чайвинского, Лунского и Мынгинского очагов обеспечил формирование крупных газоконденсатных месторождений шельфа. Восточно-Сахалинский очаг является источником углеводородов для месторождения Кайганско-Васюканское-море и структур Восточно-Одоптинской зоны возможного нефтегазонакопления. Структуры, в которых открыты месторождения, совмещены с очагами и характеризуются либо всесторонней загрузкой, либо преобладающей односторонней фронтальной.

Моделирование процесса нефтегазообразования

Моделирование процессов генерации углеводородов нефтематеринскими породами, их миграции и аккумуляции в структурах позволяет определить количественные параметры системы, при которых возможно образование прогнозируемых скоплений. Модель современных процессов генерации и миграции углеводородов в Южно-Лисянском и Центрально-Лисянском очагах показана на рис. 3. Профиль характеризует самый оптимальный вариант запол-

нения Гаванцевской структуры углеводородами, мигрирующими из сопряженных с ней очагов (см. рис. 1). Подошвенную часть арманьского комплекса (ниже сейсмического горизонта 4), сформировавшегося в прибрежно-морских условиях, слагают преимущественно глинисто-песчаные отложения, выше по разрезу распространены алеврито-глинистые разности. Северо-охотский комплекс (между сейсмическими горизонтами 3 и 4) сложен аргиллитами и алевролитами, а одянский (между сейсмическими горизонтами 2 и 3) – кремнисто-терригенными породами. Отложения с высоким содержанием песчаного материала прогнозируются на склоне Гаванцевского поднятия. Генерационный потенциал нефтематеринских пород составляет 2-3 мг углеводородов на 1 г породы. В породах арманьского и северо-охотского комплексов присутствует органическое вещество типа III, в породах одянского комплекса – типа II.

К концу магаданского времени (5,5 млн. лет назад) нефтематеринские породы арманьского и нижней части (между сейсмическими горизонтами 3 и 3a) северо-охотского комплексов в депоцентрах очагов генерировали газ. Источником жидких углеводородов в Центрально-Лисянском очаге были отложения верхней части северо-охотского и одянского комплексов, а в Южно-Лисянском очаге – только северо-охотского комплекса. На склоне Гаванцевского поднятия в преимущественно песчаных отложениях в Южно-Лисянском очаге моделируется миграционный поток углеводородов, генерированных нефтематеринскими породами арманьского комплекса. За алевинский этап развития (5,5 млн. лет – настоящее время) в Центрально-Лисянском очаге появились нефтематеринские породы,

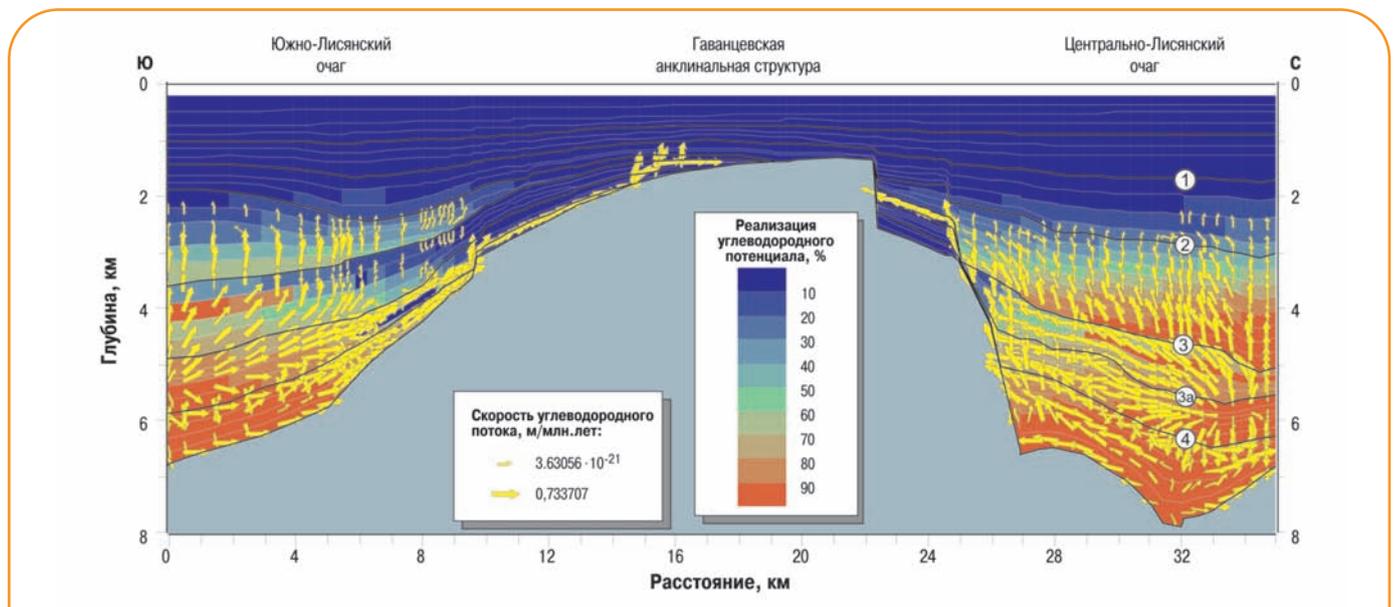


Рис. 3. Модель современных процессов генерации и миграции углеводородов в Южно-Лисянском и Центрально-Лисянском очагах (положение профиля показано на рис. 1)

полностью реализовавшие исходный генерационный потенциал (см. рис. 3). В принятой литологической модели мигрирующие углеводороды не аккумулируются в ловушках выклинивания, а по зоне разлома поднимаются вверх по разрезу, где насыщают породы-коллекторы. В Южно-Лисьянском очаге за счет продолжающейся генерации углеводородов в арманьском и нижней части северо-охотского комплексов эмиграционный потенциал области нефтегазосбора Гаванцевской структуры стал достаточным для начала формирования в ней скопления (см. рис. 3). В модели с меньшим генерационным потенциалом материнских пород аккумуляция углеводородов в Гаванцевской структуре начинается практически в настоящее время. Появление скоплений углеводородов в течение последних 3-5 млн. лет установлено моделированием для большинства структур участка исследования, что определяется главным образом небольшим объемом очагов и соответственно недостаточным эмиграционным потенциалом, а также отсутствием эффективной миграционной системы. Исключения составляют несколько структур, заполнение которых начинается к концу магаданского времени. Необходимо отметить, что эмиграционный потенциал пород верхней части северо-охотского комплекса может быть реализован только в результате вертикальной миграции по разломам.

Заключение

Результаты проведенного анализа катагенетической структуры участка Северо-Охотского шельфа и моделирования свидетельствуют о наличии здесь необходимых условий для реализации процессов генерации и миграции углеводородов и формирования скоплений в течение последних 3-5 млн. лет. Высокий риск загрузки многих выделенных структур при достаточном эмиграционном потенциале очагов определяется их неоптимальным расположением относительно основных направлений миграции углеводородов. При установлении направлений поисковых работ необходимо проведение подобных исследований на более детальном уровне.

Список литературы

1. Петровская Н.А., Спирина Е.Е. Новые данные о геологическом строении Магаданского шельфа // Геология нефти и газа. – 2011. – № 6. – С. 141 – 149.
2. Тектоническое районирование и углеводородный потенциал Охотского моря / О.В. Веселов, Е.В. Грецкая, А.Я. Ильев [и др.]. – М.: Наука, 2006. – 130 с.

3. Куликов Н.В., Деревскова Н.А., Мавринский Ю.С. Литология кайнозойских отложений Северо-Охотского осадочного бассейна // Тихоокеанская геология. – 1988. – № 5. – С. 59-66.
4. Can opal-A/opal-CT BSR be an indicator of the thermal structure of the Yamano basin, Japan Sea? / S. Kuramoto, K. Tamaki, M.G. Langseth et al. // Proceedings of the ocean Drilling Program, Scientific Results. – College Station, TX (ODP). – 1992. – V. 127/128. – Pt. 2. – P. 1145-1156.
5. Sweeney J.J., Burnham A.K. Evaluation of a Simple Model of Vitrinite Reflectance Based on Chemical Kinetics //AAPG. – 1990. – V. 74. – № 10. – P. 1559-1570.
6. Катагенез и нефтегазоносность / Г.М. Парпарова, С.Г. Неручев, А.В. Жукова [и др.]. – Л.: Недра, 1981. – 240 с.
7. Коблов Э.Г. Закономерности размещения и условия формирования месторождений нефти и газа Сахалинской нефтегазоносной области. В сб. Геология и разработка месторождений нефти и газа Сахалина и шельфа. – М.: Научный мир, 1997. – С. 3 – 25 .
8. Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. – М.: Научный мир, 2007. – 456 с.
9. Грецкая Е.В., Литвинова А.В. Строение и развитие нефтегазоносных систем Магаданского бассейна (Северо-Охотский шельф) // Геология нефти и газа. – 2011. – № 6. – С. 132 – 140.

References

1. Petrovskaya N.A., Spirina E.E., *Geologiya nefi i gaza – The journal Oil and Gas Geology*, 2011, no. 6, pp. 141 – 149.
2. Veselov O.V., Gretskaia E.V., Il'ev A.Ya. et al., *Tektonicheskoe rayonirovaniye i uglevododorodnyy potentsial Okhotskogo morya* (Tectonic zoning and hydrocarbon potential of the Sea of Okhotsk), Moscow: Nauka Publ., 2006, 130 p.
3. Kulikov N.V., Derevskova N.A., Mavrinskiy Yu.S., *Tikhookeanskaya geologiya – Russian Journal of Pacific Geology*, 1988, no. 5, pp. 59-66.
4. Kuramoto S., Tamaki K., Langseth M.G. et al., *Can opal-A/opal-CT BSR be an indicator of the thermal structure of the Yamano basin, Japan Sea?*, *Proceedings of the ocean Drilling Program, Scientific Results*, College Station, TX (ODP), 1992, V. 127/128, Pt. 2, pp. 1145-1156.
5. Sweeney J.J., Burnham A.K., *Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics*, AAPG, 1990, V. 74, no. 10, pp. 1559-1570.
6. Parparova G.M., Neruchev S.G., Zhukova A.V. et al., *Katagenez i neftegazonosnost'* (Catagenesis and petroleum potential), Leningrad: Nedra Publ., 1981, 240 p.
7. Koblov E.G., *Geologiya i razrabotka mestorozhdeniy nefi i gaza Sakhalina i shel'fa* (Geology and development oil and gas fields of Sakhalin and offshore), Moscow: Nauchnyy mir Publ., 1997, pp. 3 – 25.
8. Galushkin Yu.I., *Modelirovaniye osadochnykh basseynov i otsenka ikh neftegazonosnosti* (Modeling of sedimentary basins and their petroleum potential assessment), Moscow: Nauchnyy mir Publ., 2007, 456 p.
9. Gretskaia E.V., Litvinova A.V., *Geologiya nefi i gaza – The journal Oil and Gas Geology*, 2011, no. 6, pp. 132 – 140.

Цифровая экспериментальная лаборатория фильтрации

**В.А. Байков, д.ф.-м.н., И.Х. Бадыков, О.С. Борщук,
И.Ф. Сайфуллин, М.Л. Хаит (ООО «РН-Уфанипинефть»),
М.А. Литвиненко, А.В. Тимонов, к.т.н. (ОАО «НК «Роснефть»)**

Ключевые слова: геолого-гидродинамическое моделирование, планирование геолого-технических мероприятий, геостатистика, ремасштабирование.

Key words: reservoir simulation, geological and engineering operations, geostatistics, upscaling.

Адрес для связи: BorschukOS@ufanipi.ru

Введение

ОАО «НК «Роснефть» проводит большой объем научно-исследовательских работ в области геолого-гидродинамического моделирования. Однако множество интересных разработок не получили широкого распространения в подразделениях компании и используются только в тех корпоративных институтах, где они были созданы. Широкому внедрению разработок препятствуют следующие факторы.

- Отсутствие интегрирующей корпоративной программной платформы в области геолого-гидродинамического моделирования.
- Разнообразие используемых для реализации технологий: дорогие коммерческие продукты MATLAB [1], широко распространенный MS Excel, множество других коммерческих и открытых программных продуктов и технологий.
- Недружественный пользовательский интерфейс. Основным результатом научных работ долгое время были алгоритмы и методики, программы создавались только для проверки их корректности, поэтому о дружелюбности интерфейса для пользователя говорить не приходится.

Для решения проблемы внедрения результатов научно-исследовательских работ в области геолого-гидродинамического моделирования ООО «РН-Уфанипинефть» совместно с департаментом разработки месторождений и при поддержке департамента научно-технического развития и инноваций НК «Роснефть» в 2011 г. начало работу над новым корпоративным программным продуктом «Цифровая экспериментальная лаборатория фильтрации» (RExLab).

RExLab – это новый инструмент, созданный как интегрирующая платформа для объединения в единое целое всех научных разработок ОАО «НК «Роснефть» в области геолого-гидродинамического моделирования.

Цели разработки RExLab

Перед разработчиками были поставлены следующие цели.

- Создание интегрирующей корпоративной программной платформы, обеспечивающей как высокую скорость решения сложных вычислительных задач, так и легкость добавления новой функциональности. Для этого была выбрана комбинация языков программирования C++ [2] и Python [3]: первый гарантирует гибкость и максимальную скорость выполнения, второй – высокую скорость разработки за счет простого синтаксиса и огромного набора готовых библиотек, способных решить практически любую задачу.
- Предоставление пользователям широких возможностей по обработке и анализу данных, для чего в RExLab интегрирован свободный кросс-платформенный аналог MATLAB – SciPy [4]. Он позволяет манипулировать данными, анализировать и визуализировать их.
- Обеспечение наглядной визуализации данных. Для этого была использована свободная библиотека VTK [5,6] – кросс-платформенный пакет инструментов для компьютерной графики, обработки изображений и визуализации, поддерживающий Python.

Функциональность RExLab

Быстрое создание экспериментальных моделей

Одной из ключевых особенностей RExLab является возможность быстрого создания экспериментальных моделей. Удобный мастер обладает следующей функциональностью (рис. 1).

- Создание моделей для оценки эффективности шаблонов заводнения.
- Задание трещин гидроразрыва пласта (ГРП) с учетом их проводимости, раскрытия, угла, полудлины.

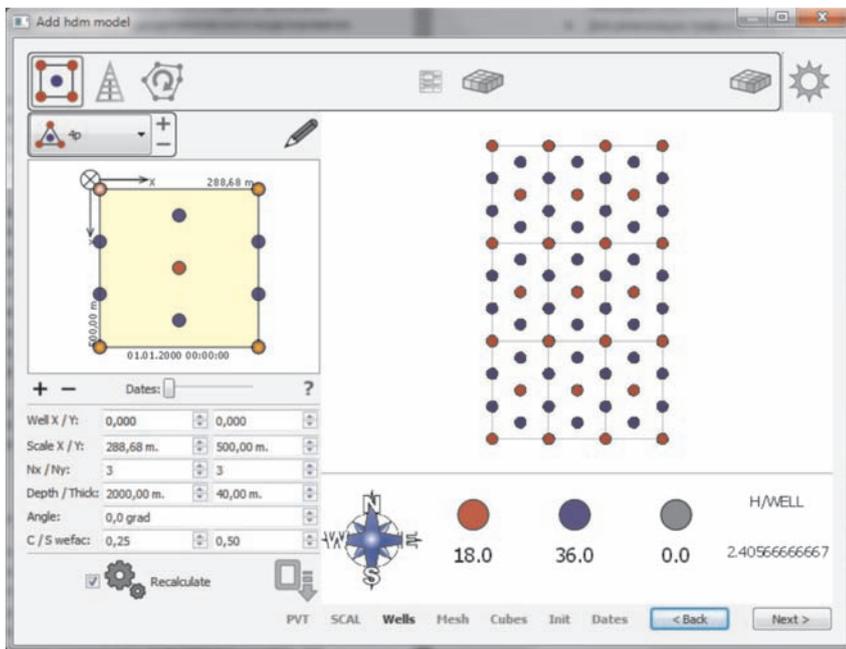


Рис. 1. Шаблон расстановки скважин в REXLab

- Задание горизонтальных скважин с множественными ГРП.
- Создание многопластовых моделей.
- Задание физико-химических свойств флюидов и породы.
- Создание моделей для исследования образования конусов воды и газа как в вертикальных, так и в горизонтальных скважинах.

Непосредственно после создания модель можно начинать рассчитывать (за счет интеграции REXLab с корпоративным трехмерным трехфазным симулятором ПК РН-КИМ), при этом можно наблюдать за промежуточными результатами в процессе расчета, сравнивать результаты расчета различных моделей.

Планирование и анализ успешности геолого-технических мероприятий (ГТМ)

Цифровая экспериментальная лаборатория фильтрации предоставляет возможности для анализа карт разработки и карт выработки запасов, позволяет проектировать ГТМ и проводить анализ эффективности таких ГТМ, как уплотняющее бурение, бурение наклонно направленных и горизонтальных скважин, зарезка боковых стволов, ГРП, перевод скважин на вышележащий или нижележащий горизонт, отсечение пластов, перфорация и реперфорация, приобщение пласта, ремонтно-изоляционные работы. REXLab дает возможность выполнять расчеты детальных экспериментальных гидродинамических моделей для оценки дополнительной добычи нефти в результате проведения ГТМ.

Модуль задания и редактирования траектории скважины является мощным инструментом для планирования и оценки эффективности ГТМ и позволяет оперативно задавать скважины следующих конфигураций:

- вертикальные, наклонно направленные, горизонтальные (с контролем кривизны ствола);
- с множественными трещинами ГРП;
- многоствольные, многозабойные;
- с различными системами контроля притока (фильтры, штуцеры и др.).

Геостатистика

REXLab дает возможность инициализировать свойства породы с использованием геостатистических алгоритмов при наличии данных геофизических

исследований скважин [7]. Модуль геостатистики основан на библиотеке HPGL (High Performance Geostatistics Library), которая предоставляет следующие алгоритмы:

- простой кригинг, обычный кригинг, LVM кригинг;
- последовательное моделирование Гаусса;
- индикаторный кригинг;
- последовательное индикаторное моделирование.

Каждый из перечисленных алгоритмов имеет набор параметров (например, свойства вариограммы, число точек, используемых при интерполяции), который должен задаваться пользователем исходя из имеющихся геологических представлений о свойствах продуктивного пласта.

Ремасштабирование

Как правило, геологические модели с точностью до десятков сантиметров детализованы в вертикальном направлении, в то время как размер ячеек по горизонтали может составлять сотни метров. Расчет полномасштабных геологических моделей в гидродинамических симуляторах затруднителен из-за ограничений времени расчета. В то же время для большинства задач гидродинамики вполне достаточно использование менее детальных моделей. REXLab дает инженеру-разработчику инструмент простого ремасштабирования [8].

Модуль ремасштабирования позволяет (рис. 2):

- разбить исходную модель на геологические зоны и ремасштабировать их независимо;
- контролировать качество ремасштабирования по невязкам порового объема и начальным запасам

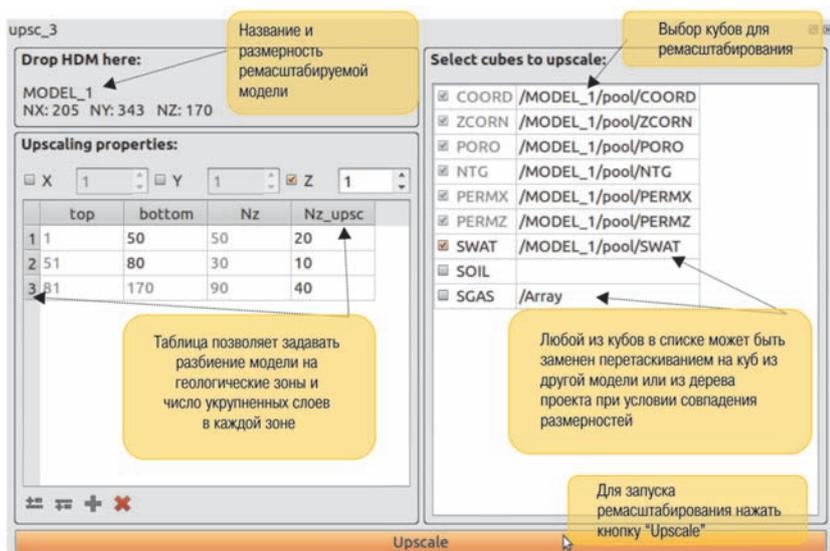


Рис. 2. Ремасштабирование гидродинамической модели в RExLab

Примеры использования RExLab

На месторождениях с риском образования конусов газа или воды, а также на месторождениях со сложным геологическим строением (например, наличие трещиноватости) аналитические и полуаналитические методы оценки эффективности ГТМ дают неудовлетворительные результаты. В то же время численное многовариантное гидродинамическое моделирование связано с трудоемкостью создания гидродинамических моделей и оценкой результатов моделирования.

Для решения этой проблемы основным направлением дальнейшего развития RExLab является увеличение функциональности с целью сокращения трудоемкости оперативного моделирования, выбора, планирования и оценки эффективности сложных ГТМ. Достижение поставленной цели возможно только при тесном интегрировании цифровой экспериментальной лаборатории с корпоративными базами данных и системами мониторинга.

Рассмотрим несколько примеров использования комплекса RExLab для решения важных практических задач разработки нефтяных месторождений с помощью численного гидродинамического моделирования.

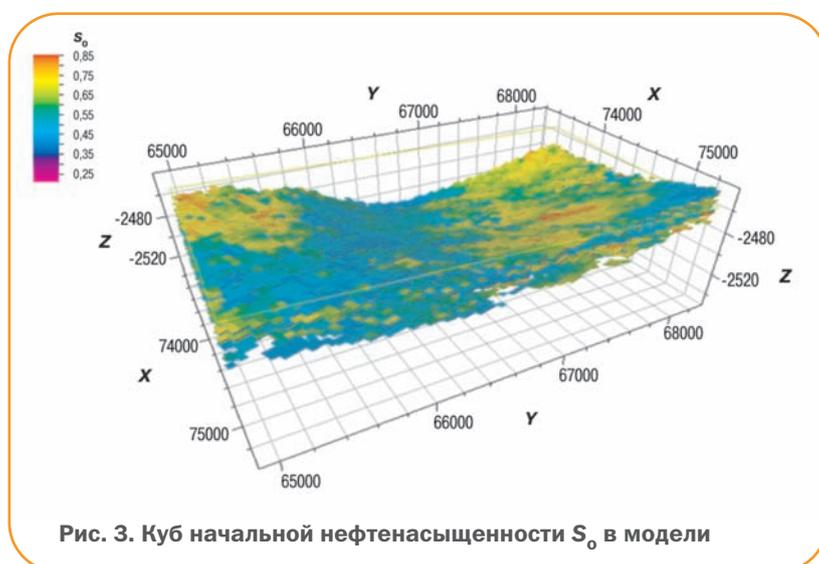
Выбор системы разработки

В качестве объекта для выбора системы разработки был взят краевой участок одного из ключевых месторождений ОАО «НК «Роснефть». Участок однопластовый,

нефтенасыщенная толщина равна 5-9 м. Рассматривались варианты разработки с бурением вертикальных и горизонтальных скважин. Для вертикальных скважин рассматривалась обращенная девятиточечная система заводнения с различной плотностью сетки скважин – 25, 16 и 9 га/скв. Для горизонтальных скважин, кроме различных расстояний между скважинами, анализировались варианты с различной длиной горизонтального ствола (250, 500, 750 м), а также с различным числом трещин ГРП в одном горизонтальном стволе (с расстоянием между трещинами 50, 100, 150 м).

Геолого-гидродинамическая модель участка имеет размерность 66x81x100 ячеек. Средняя пористость по участку составляет 0,1726, средняя проницаемость – $4 \cdot 10^{-3}$ мкм². Куб начальной нефтенасыщенности фациальной модели рассматриваемого объекта разработки показан на рис. 3.

С помощью многовариантного гидродинамического моделирования на моделях, построенных с помощью цифровой экспериментальной лаборатории фильтрации, оценивалась эффективность различных систем разработки. Критерием оптимизации выбран комплексный технико-экономический параметр, объединяющий коэффициент извлечения нефти (КИН) на момент достижения скважины предельной обводненности и чистый дисконтированный доход (NPV). На каждом исследуемом участке относительно его центра задавались девять (3x3) элементов разработки, при этом экономические параметры эффективности оценивались исхо-



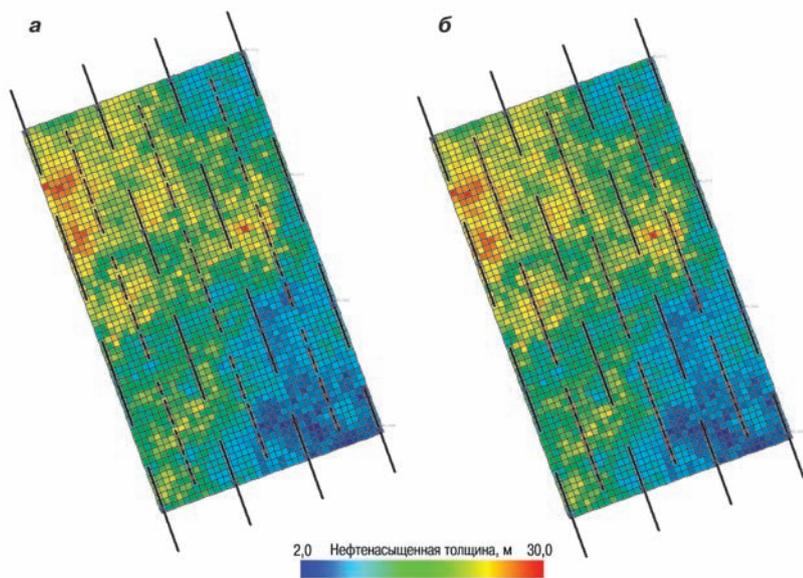


Рис. 4. Карты нефтенасыщенных толщин для вариантов разработки горизонтальными скважинами с трещинами ГРП (а) и вертикальными скважинами с трещинами ГРП (б)

для из технологических показателей центрального элемента системы разработки. Это позволило уменьшить влияние граничных эффектов в модели.

На рис. 4, а представлены результаты расчетов по варианту разработки с помощью горизонтальных скважин с множественными трещинами ГРП, на рис. 4, б – по варианту разработки с помощью вертикальных скважин с трещинами ГРП. Анализ полученных данных показал, что на участке оптимальной является разработка с применением горизонтальных скважин длиной 750 м с 10 трещинами ГРП (расстояние между трещинами 50 м). При такой системе разработки достигается КИН, равный 33 %, NPV по площади 1 га составляет 0,84 млн. руб.

Моделирование трещин ГРП

С применением цифровой фильтрационной лаборатории было проведено сравнение различных способов задания и расчета трещин ГРП конечной проводимости в численной гидродинамической модели. Для сравнения двух способов моделирования трещин ГРП – 1) методом источников [9] и 2) измельчением сетки (сетка логарифмически измельчается до размеров трещины ГРП) – были созданы две гидродинамические модели. Скважины размещены согласно обратной пятиточечной системе заводнения. Расчет на моделях проводился в течение 50 лет разработки. Нагнетательные скважины работали с контролем по

объему закачки, добывающие – с контролем по забойному давлению. Сравнение основных показателей разработки представлено на рис. 5. Из него видно, что результаты моделирования хорошо согласуются между собой, небольшие различия наблюдаются только в момент прихода воды (см. рис. 5, в). Это позволяет рекомендовать метод источников для моделирования трещин ГРП в случае полномасштабных гидродинамических моделей. С другой стороны, метод измельчения хорошо подходит для детальных секторных гидродинамических моделей, так как может предсказывать поведение скважины при быстротекущих процессах (например, определение пусковых дебитов скважины или моделирование гидродинамических исследований). Отметим также, что время расчета первой модели в десятки раз меньше, чем время расчета второй модели.

Таким образом, применение программного комплекса RExLab позволяет оперативно создавать различные типы гидродинамических моделей, проводить их анализ и обоснованно принимать решения о реализации ГТМ на месторождениях компании.

Заключение

Цифровая экспериментальная лаборатория фильтрации (RExLab) – проект очень молодой, но уже сейчас можно отметить, что он обладает уникальной функциональностью по оперативному проведению численных гидродинамических экспериментов с целью определения параметров физических процессов, протекающих на месторождениях углеводородов. Полученные на детальных секторных гидродинамических моделях усредненные оценки физических параметров позволяют существенно сократить трудоемкость полномасштабного гидродинамического моделирования. Использование лидирующих открытых технологий в основе интегрирующей платформы RExLab дают возможность быстрого расширения функциональности и области применения программного продукта.

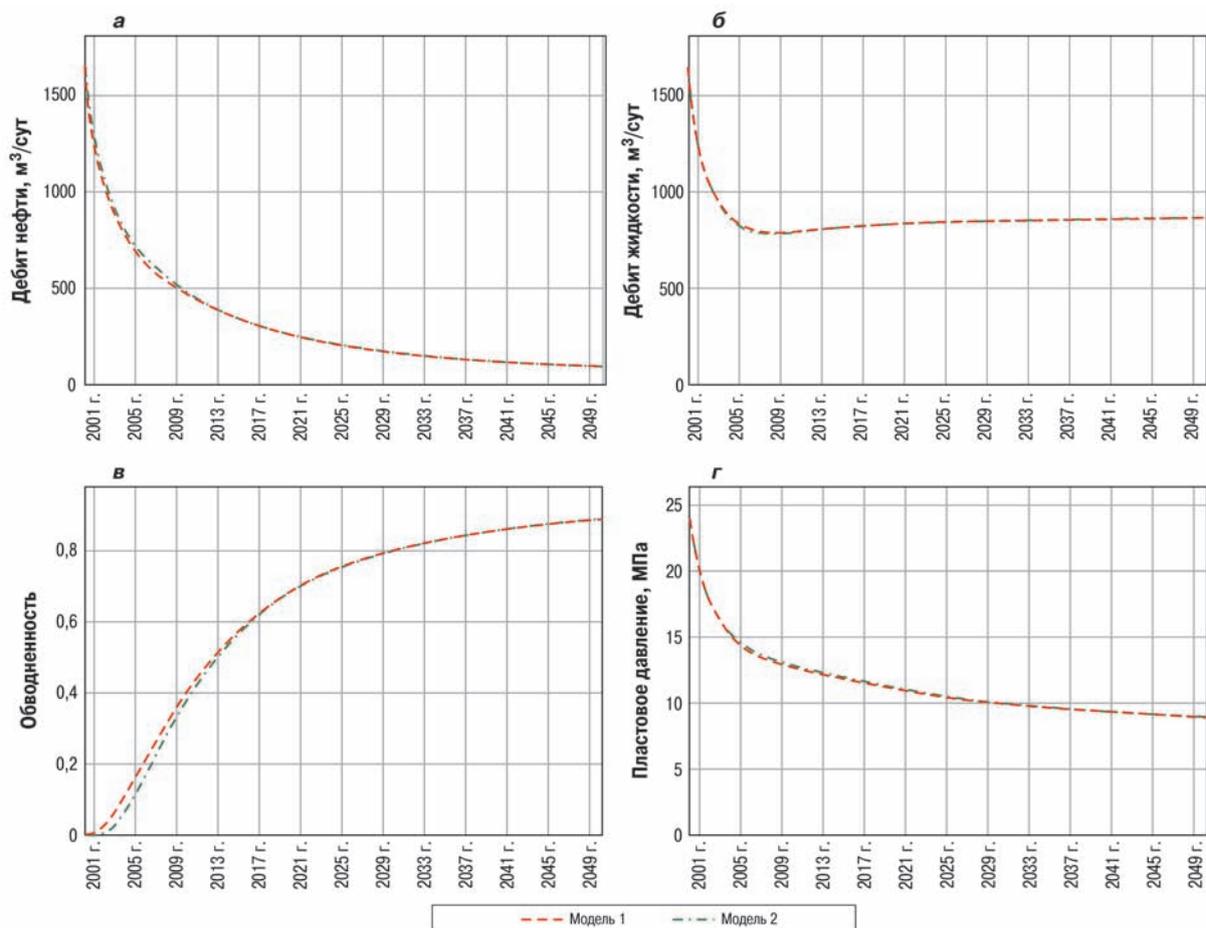


Рис. 5. Динамика основных показателей разработки, полученная по двум моделям

Список литературы

1. Mathews J.H, Fink K.D. Numerical Methods: Using Matlab, 4th edition. – Upper Saddle River, New Jersey: Prentice-Hall Pub. Inc., 2004. – 696 с.
2. Страуструп Б. Язык программирования C++. Специальное издание. — М.: Бином-Пресс, 2007. — 1104 с.
3. David Beazley, Guido Van Rossum. Python: Essential Reference. — Indianapolis, Indiana: New Riders Publishing. – 1999. – 717 с.
4. SciPy Reference Guide. – 2012. – <http://docs.scipy.org/doc/scipy/scipy-ref.pdf>
5. VTK User's Guide, Kitware, Inc. 11th edition. – Clifton Park, NY: Kitware, Inc., 2010. – 536 с.
6. Visualization Toolkit: An Object-Oriented Approach to 3D Graphics, 4th Edition. – Clifton Park, NY: Kitware, Inc., 2006. – 528 с.
7. Матерон Ж. Основы прикладной геостатистики. – Ижевск: Ин-т компьютерных исследований, 2009. – 460 с.
8. Durlafsky L.J. Upscaling of Geocellular Models for Reservoir Flow Simulation: A Review of Recent Progress, International Forum on Reservoir Simulation. – June 23-27, 2003.
9. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. – Ижевск: Ин-т компьютерных исследований, 2002. – 140 с.

References

1. Mathews J.H, Fink K.D. Numerical Methods: Using Matlab, 4th edition, Upper Saddle River, New Jersey: Prentice-Hall Pub. Inc., 2004, 696 p.
2. Stroustrup B., The C++ Programming Language, 3rd edition, Addison-Wesley, 2000, 1104 p.
3. Beazley D., Van Rossum G, Python: essential reference, New Riders Publishing, 1999, 717 p.
4. SciPy reference guide, 2012. – <http://docs.scipy.org/doc/scipy/scipy-ref.pdf>
5. VTK user's guide, Kitware Inc., 11th edition, Clifton Park, NY: Kitware, Inc., 2010. – 536 p.
6. Kitware, Inc., Visualization Toolkit: An Object-Oriented Approach to 3D Graphics, 4th Edition, Clifton Park, NY: Kitware, Inc., 2006. – 528 p.
7. Materon Zh., Osnovy prikladnoy geostatistiki (Foundations of applied geostatistics), Izhevsk: Publ. of Institut komp'yuternykh issledovaniy, 2009. – 460 p.
8. Durlafsky L.J., Upscaling of geocellular models for reservoir flow simulation: A review of recent progress, International forum on reservoir simulation, 2003, June, 23-27.
9. Kanevskaya R.D., Matematicheskoe modelirovanie gidrodinamicheskikh protsessov razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov (Mathematical modeling of hydrodynamic processes of development of hydrocarbon deposits), Moscow - Izhevsk: Publ. of Institut komp'yuternykh issledovaniy, 2003, 129 p.

Оценка уровня вторичного радиоактивного загрязнения акватории при поисково-оценочных работах в Карском море

Б.В. Архипов, к.ф.-м.н. (ВЦ им. А.А. Дородницына РАН),
О.Я. Сочнев, д.т.н. (ОАО «НК «Роснефть»),
И.О. Сочнева, к.т.н. («Штокман Девелопмент АГ»)

Ключевые слова: Карское море, захоронения радиоактивных отходов, поисково-оценочные работы.
Key words: Kara Sea, nuclear waste disposal, nuclear pollution, exploration.

Адрес для связи: o_sochnev@rosneft.ru

Введение

Российская Федерация относится к числу крупных морских держав, имеющих долговременные интересы в Арктике. Роль Арктики в целом, и Карского моря в частности, постоянно возрастает в связи с открытием Северного морского пути для международного судоходства, началом освоения месторождений нефти и газа с участием иностранных компаний, конверсией военно-промышленного комплекса, вопросами жизнедеятельности арктической экосистемы с учетом воздействия на нее различных видов антропогенных загрязнений.

В настоящее время к основным действующим источникам радиоактивного загрязнения Арктического бассейна следует отнести:

- глобальные стратосферные выпадения радионуклидов как последствия массовых испытаний ядерного оружия;
- сбросы жидких радиоактивных отходов западноевропейскими заводами по переработке отработавшего ядерного топлива;
- захоронения твердых радиоактивных отходов атомного флота СССР/России;
- затонувшие в западной части Арктики атомные подводные лодки (АПЛ).

В настоящее время ОАО «НК «Роснефть» приступила к поисково-оценочным работам на нефть и газ на лицензионном участке Восточно-Приновоземельский-1. В связи с этим необходим анализ возможных источников радиоактивного загрязнения акватории.

Захоронения радиоактивных объектов

Наибольшая активность удаленных радиоактивных отходов (РАО) в Карском море была отмечена в 1967 г. – около 26 ПБк (~ 700 кКи). К настоящему времени в ре-

зультате радиоактивного распада она уменьшилась в несколько раз и не превышает 4 ПБк (~ 110 кКи) [1-3]. Для захоронения объектов с отработанным ядерным топливом (ОЯТ), образующихся при ремонте и эксплуатации атомных кораблей, судов военного и гражданского флотов, были использованы бухты восточного побережья архипелага Новая Земля и Новоземельская впадина. Всего в 1961-1981 гг. были затоплены пять объектов с ОЯТ: одна АПЛ, оснащенная двумя реакторами с жидкотеплоносителем; два реакторных отсека; один корабельный реактор; специальный контейнер с экранной сборкой, содержащей часть ОЯТ реактора № 2 первой ядерной энергетической установки (ЯЭУ) атомного ледокола «Ленин». В этих же районах проводилось захоронение и других видов РАО (контейнеры с твердыми РАО (ТРО), загрязненные ТРО суда, ТРО без упаковки).

Моделирование распространения радионуклидов в морской среде при бурении поисковых скважин

При бурении морских поисковых скважин под направление на морской воде (первый этап строительства скважины) происходит выброс шлама непосредственно на дно моря. Это приводит к замутнению воды за счет повышения содержания в ней мелкодисперсных взвесей и переотложению выбуренного грунта под воздействием придонных течений. Таким образом, нарушается целостность морского дна с выносом на поверхность загрязненного радионуклидами грунта из нижележащих слоев и появляется возможность вторичного загрязнения окружающей среды Карского моря радионуклидами. Для оценки воздействия на окружающую среду было проведено математическое моделирование данного процесса.

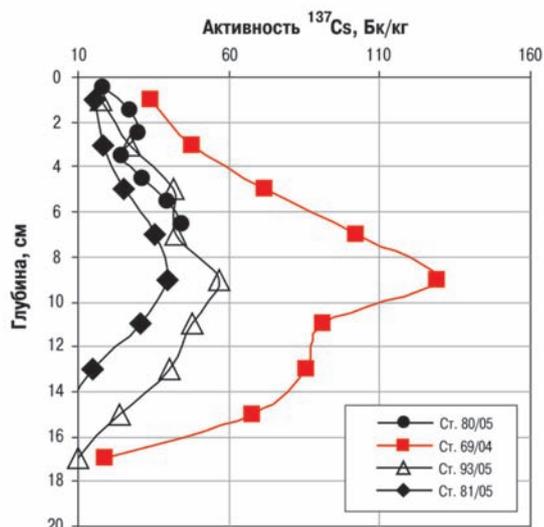


Рис. 1. Вертикальное распределение активности ^{137}Cs в заливе Абросимова в донном осадке [4]

Расчеты выполнялись для «наихудшего сценария». Предполагалось, что грунт в точке бурения достаточно сильно загрязнен, а распределение активности ^{137}Cs по глубине имеет вид, представленный на рис. 1 (по аналогии с заливом Абросимова). Фоновые концентрации взвешенных веществ (ВВ), растворенных радионуклидов (РРН) в воде и сорбированных радионуклидов (СРН) на поверхности дна в расчетах принимались равными нулю.

Ниже приведена характеристика верхнего интервала типовой поисковой скважины.

Активность СРН на донных осадках, Бк/кг:	
верхний слой толщиной 20 см	...150
нижние слои10
Диаметр скважины, м0,508
Длина верхнего участка ствола скважины, м20
Минеральная плотность породы, кг/м ³2650
Продолжительность выброса, ч1
Тип радионуклида ^{137}Cs

На рис. 2, а приведена зависимость максимальной (по области моделирования) значения концентрации СРН на ВВ от времени, полученная по данным расчета. Концентрация СРН на ВВ достигает максимального значения, равного $1,1 \text{ Бк/м}^3$, в начале процесса бурения. После окончания бурения верхнего участка ствола с повышенным содержанием радионуклидов (РН) ее величина снижается до нуля (приблизительно за 1 ч). На рис. 2, б показана зависимость максимального значения концентрации РРН от времени.

Ее значения не превышают величины 10^{-5} Бк/м^3 , таким образом, активность РРН можно считать пренебрежимо малой. Фактически существенного возмущения в поле РРН не происходит из-за больших значений характерных времен обмена по сравнению с временем моделирования. На рис. 2, в приведена зависимость максимального значения концентрации СРН на донных отложениях от времени.

Как видно, зависимости на рис. 2, а, б, в согласуются между собой во время бурения верхнего интервала, концентрация СРН на дне возрастает вследствие осаждения ВВ с повышенным содержанием РН, а после окончания бурения верхнего слоя почвы не изменяется, стабилизируясь к величине $0,28 \text{ Бк/м}^2$. На рис. 2, г – 2, е показано изменение перечисленных характеристик в горизонтальном направлении в придонной плоскости (4 м от дна) в момент времени 1720 с.

При анализе результатов расчетов необходим критерий сравнения полученных уровней активности с нормативными данными. В качестве последнего рассмотрим данные по уровням вмешательства, приведенные в НРБ-99/2009. Уровнем вмешательства называется уровень радиационного фактора, при превышении ко-

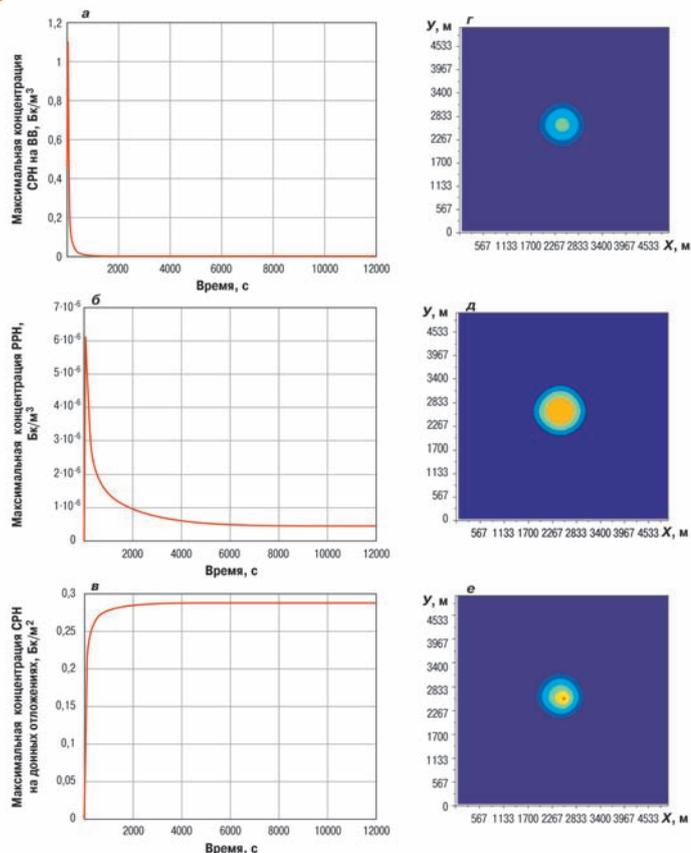


Рис. 2. Результаты математического моделирования изменения концентраций радионуклидов при бурении верхнего интервала поисковой скважины

торого следует проводить определенные защитные мероприятия, направленные на снижение вероятности, либо дозы, либо неблагоприятных последствий облучения населения при радиационных авариях, при обнаружении радиоактивных загрязнений объектов окружающей среды или повышенных уровней природного облучения на территориях, в зданиях и сооружениях. В частности, уровень вмешательства для ^{137}Cs равен 11 Бк/кг, или 11 кБк/м³. Эту величину можно считать предельно допустимой концентрацией (ПДК).

Анализ результатов математического моделирования показывает, что при выходе бурового шлама из устья скважины активность растворенных радионуклидов и радионуклидов, сорбированных на взвешенных веществах и донных отложениях, оказывается пренебрежимо малой (существенно ниже ПДК). Зона распространения радиоактивных взвешенных веществ ограничена размерами порядка нескольких километров, полученные значения активности несущественно отличаются от фоновых значений.

Выводы

1. Бурение поисковых скважин на лицензионных участках ОАО «НК «Роснефть» в Карском море в штатном режиме не вызовет изменения радиологической обстановки в акватории и не окажет значимого воздействия на окружающую среду.

2. При проведении инженерно-геологических изысканий и буровых работ следует организовать мониторинг радиоактивного загрязнения окружающей среды, так как:

- расчеты активности радионуклидов имеют оценочный характер;
- отсутствуют надежные сведения о состоянии активных зон и защитных барьеров затопленных реакторов в Карском море, а условия их разрушения приняты приближенными к идеальным, что приводит к заниженной оценке возможности интенсивного выхода радионуклидов в окружающую среду.

Список литературы

1. Техногенные радионуклиды в морях, омывающих Россию. Радиологические последствия удаления радиоактивных отходов в арктические и дальневосточные моря («Белая книга-2000»)/ Ю.В. Сивинцев, С.М. Вакуловский, А.П. Васильев [и др.]. – М.: ИздАТ, 2005. – 624 с.
2. Факты и проблемы, связанные с захоронением радиоактивных отходов в морях, омывающих территорию Российской Федерации/Материалы доклада правительственной комиссии по вопросам,

связанным с захоронением в море радиоактивных отходов, созданной распоряжением Президента Российской Федерации от 24.10.92. N 613-рп). – М.: Администрация Президента РФ, 1993. – 108 с.

3. Разработка научно-методологических основ диагностирования и прогнозирования состояния захороненных ядерных отходов на дне Баренцева, Карского и Японского морей. определение путей предотвращения опасных экологических последствий. Проект 101 МНТЦ/С.А. Лавковский, В.Н. Кобзев [и др.]. – Нижний Новгород: СКБ «Лазурит», 1998.

4. Степанец О.В. Радиоекологические исследования мелководных заливов архипелага Новая Земля в местах захоронения затопленных объектов. Семинар КЭГ МАГАТЭ «Исследование АПЛ и объектов с ядерным топливом и радиоактивными отходами, затопленных в Арктических морях, и стратегии радиоэкологической реабилитации Арктического региона» 16-17 февраля 2011, Осло, Норвегия.

References

1. Sivintsev Yu. V., Vakulovskiy S.M., Vasil'ev A.P., Vysotskiy V.L., Gubin A.T., Danilyan V.A., Kobzev V.I., Kryshev I.I., Lavkovskiy S.A., Mazokin V.A., Nikitin A.I., Petrov O.I., Pologikh B.G., Skorik Yu.I., *Tekhnogennye radionuklidy v moryakh, omyvayushchikh Rossiyu: radioekologicheskie posledstviya udaleniya radioaktivnykh otkhodov v arkticheskie i dal'nevostochnye morya* («Belaya kniga-2000») (Technogenous radionuclides in the seas surrounding Russia: radioecological effects of radioactive waste disposal in the Arctic and Far Eastern seas), Moscow: IzdAT Publ., 2005, 624 p.
2. *Fakty i problemy, svyazannye s zakhoroneniem radioaktivnykh otkhodov v moryakh, omyvayushchikh territoriyu Rossiyskoy Federatsii* (Facts and problems related to radioactive waste in the seas adjacent to the territory of the Russian Federation), Materialy doklada pravitel'stennoy komissii po voprosam, svyazannym s zakhoroneniem v more radioaktivnykh otkhodov, sozdannoy rasporyazheniem Prezidenta Rossiyskoy Federatsii ot 24.10.1992 g. N 613-rp (Content of the report of the Government Commission on issues related the dumping of radioactive waste at sea created by the decree of the President of the Russian Federation of 24.10.1992, N 613-p), Moscow, 1993, 108 p.
3. Lavkovskiy S.A., Kobzev V.N., et al., *Razrabotka nauchno-metodologicheskikh osnov diagnostirovaniya i prognozirovaniya sostoyaniya zakhoronennykh yadernykh otkhodov na dne Barentseva, Karskogo i Yaponskogo morey. Opredelenie putey predotvrashcheniya opasnykh ekologicheskikh posledstviy. Proekt 101 MNTTs* (Development of scientific and methodological basis of diagnosis and prediction of dumped nuclear waste at the bottom of the Barents, Kara seas and Sea of Japan. Identifying ways to prevent dangerous environmental consequences, ISTC project 101), Nizhny Novgorod: Publ. of SKB "Lazurit", 1998.
4. Stepanets O.V., *Radiogeokologicheskie issledovaniya melководnykh zalivov arhipelaga Novaya Zemlya v mestakh zakhoroneniya zatoplennykh ob"ektov* (Radio-geo-ecological research of shallow bays of Novaya Zemlya in the burial sites of submerged objects), Seminar KEG MAGATE "Issledovanie APL i ob"ektov s yadernym toplivom i radioaktivnymi otkhodami, zatoplennykh v Arkticheskikh moryakh, i strategii radioekologicheskoy reabilitatsii Arkticheskogo regiona" (IAEA CEG Workshop), 2011, February 16-17, Oslo, Norway.

Актуальность противопожарной защиты объектов нефтегазового комплекса в Восточно-Сибирском регионе

Д.С. Серебренников (ООО «РН-КрасноярскНИПинефть»)

Ключевые слова: пожарная безопасность, противопожарная защита, Восточно-Сибирский регион, управление пожарной безопасностью.

Key words: fire safety, fire protection, Eastern Siberia, fire safety management.

Адрес для связи: SerebrennikovDS@kr-nipineft.ru

Введение

Важное место среди приоритетных направлений развития нефтегазового комплекса России в настоящее время занимают проекты освоения Восточно-Сибирского региона. Наиболее перспективным является освоение недр Красноярского края и Иркутской области.

Следует отметить, что Восточно-Сибирский нефтегазовый регион по сравнению с Западно-Сибирским недостаточно изучен [1]. Необходимо проведение ряда исследований, направленных на регулирование намечаемой хозяйственной деятельности в соответствии с природными и социально-экономическими условиями территории с учетом опыта освоения Западной Сибири.

В связи с увеличением энергоемкости производства, стоимости технических устройств и усилением мер безопасности возрастают требования к точности оценки опасностей, прогноза возможности возникновения аварий и их последствий, а также к выбору оптимальных систем противопожарной защиты объектов нефтегазового комплекса. Практика показала неэффективность существующих подходов к соблюдению требований промышленной и пожарной безопасности, основанных лишь на строгом выполнении норм, правил и инструкций, изложенных в многочисленных документах различного уровня, а также предписаний контрольных и надзорных органов [2]. В связи с этим обеспечение пожарной безопасности в нефтегазовой отрасли является важной и актуальной задачей.

Недостатки нормативной базы по пожарной безопасности в нефтегазовом комплексе

В зарубежной практике регулирования безопасности нефтегазового комплекса активно используется метод ссылок на международные стандарты (ISO, DIN, ASTM и др.). Преимуществом применения системы международных стандартов является хоро-

шая организация обратной связи разработчиков и эксплуатирующих организаций и оперативного реагирования на необходимость внесения изменений.

С введением Федерального закона «О техническом регулировании» появился целый ряд вопросов, касающихся применения этого закона и его требований, в соответствии с которыми нельзя ссылаться на другие нормативные документы. Стандарты, гармонизированные с зарубежными, часто не учитывают геоклиматические особенности регионов, не апробированы на объектах нефтегазового комплекса. Кроме того, имеется ряд проблем, обусловленных отсутствием законов и регламентов нефтегазового профиля, в том числе и норм технологического проектирования для регионов, где применение существующих требований неприемлемо в связи с географическими и климатическими особенностями.

Актуальными остаются вопросы порядка взаимоотношений надзорных органов, экспертных организаций и компаний в вопросах обеспечения безопасности сложных технологических объектов, для которых нужно применять дополнительные меры безопасности, не предусмотренные нормативными требованиями.

Устранить подобные недостатки могло бы введение «гибкого нормирования», которое позволило бы учитывать различные особенности и специфику объектов. Применение такого подхода в рамках общей концепции противопожарной защиты способствовало бы усовершенствованию системы безопасности объектов нефтегазового комплекса в целом.

Концепция противопожарной защиты объектов ОАО «НК «Роснефть» в Восточно-Сибирском регионе

В настоящее время в ОАО «НК «Роснефть» существуют и разрабатываются нормативные документы в области пожарной безопасности, а также организа-

ционно-технические мероприятия, которые в совокупности представляют собой общую концепцию противопожарной защиты объектов компании. Однако данная концепция не может быть одинаково применима ко всем объектам нефтегазового комплекса, расположенным в различных регионах. Одним из возможных решений этой проблемы может стать введение «гибкого противопожарного нормирования».

Основной целью разработки концепции противопожарной защиты объектов ОАО «НК «Роснефть» в Восточно-Сибирском регионе является формирование и проведение единой политики в области противопожарной защиты для данного региона.

Для достижения поставленной цели необходимо:

- 1) разработать сбалансированную систему управления пожарной безопасностью с соответствующими стандартами и локальными нормативными документами;
- 2) адаптировать стандарты компании (локальные нормативные документы) в области пожарной безопасности к условиям Восточно-Сибирского региона;
- 3) разработать противопожарные нормы проектирования объектов компании в Восточно-Сибирском регионе и методологию разработки специальных технических условий (СТУ) для зданий, сооружений, строений, для которых отсутствуют нормативные требования пожарной безопасности.

Система управления пожарной безопасностью как в Восточно-Сибирском регионе, так и в рамках компании в целом необходима для:

- дальнейшего совершенствования базы нормативных документов по обеспечению пожарной безопасности объектов;
- осуществления организационных и инженерно-технических мероприятий по противопожарной защите объектов;
- проектирования, строительства, эксплуатации, реконструкции, капитального ремонта, технического перевооружения, консервации и ликвидации объектов;
- реализации целевых программ и бизнес-планов по противопожарной защите объектов.

На рисунке представлена блок-схема взаимодействия структурных элементов предлагаемой концепции противопожарной защиты ОАО «НК «Роснефть» в Восточно-Сибирском регионе.



Заключение

Для успешного и устойчивого развития нефтегазовой отрасли в Восточно-Сибирском регионе крайне важно создать и поддерживать сбалансированную систему управления пожарной безопасностью, в частности, на объектах ОАО «НК «Роснефть». Данная система должна быть построена на основе системного подхода, поддерживаться постоянной обратной связью для корректировки требований и дополнения, включать актуальные стандарты организации, нормы обеспечения объектов системами противопожарной защиты и организационно-технические мероприятия, ориентированные на данный регион.

Предложенная концепция противопожарной защиты объектов ОАО «НК «Роснефть» в Восточно-Сибирском регионе учитывает специфику геоклиматических и географических особенностей региона.

Список литературы

1. Абалаков А.Д., Панкеева Н.С. Проблемы устойчивого развития нефтегазовых регионов Сибири // География и природные ресурсы. – 2009. – № 1. – С. 88-95.
2. Лисанов М.В. Анализ риска в управлении промышленной безопасностью опасных производственных объектов нефтегазового комплекса: дис. на соиск. уч. степ. д-ра техн. наук. – М., 2002. – 247 с.

References

1. Abalakov A.D., Pankeeva N.S., *Geografiya i prirodnye resursy - Geography and Natural Resource*, 2009, no. 1, pp. 88-95.
2. Lisanov M.V., *Analiz riska v upravlenii promyshlennoy bezopasnost'yu opasnykh proizvodstvennykh ob"ektov neftegazovogo kompleksa* (Risk analysis in the management of industrial safety of dangerous industrial oil and gas facilities): Thesis doctors of technical sciences, Moscow, 2002.

Рефераты.

Выпуск 28 (июль-сентябрь 2012 г.)

Оценка уровня вторичного радиоактивного загрязнения акватории при поисково-оценочных работах в Карском море

Б.В. Архипов (Вычислительный центр им. А.А. Дородницына РАН),
О.Я. Сочнев (ОАО «НК «Роснефть»),
И.О. Сочнева («Штокман Девелопмент АГ»)

Рассмотрены вопросы бурения поисковых скважин на лицензированных участках ОАО «НК «Роснефть» в Карском море в условиях существующего радиоактивного загрязнения акватории. Выполнено математическое моделирование переноса осадков в придонном слое при бурении верхнего интервала. Показано, что бурение не вызовет изменения радиологической обстановки в акватории и не окажет значимого воздействия на окружающую среду.

Особенности использования инверсионных технологий для прогноза коллекторов шельфа Охотского моря

И.А. Бабенко, С.Л. Федотов, Т.В. Некрасова, М.Л. Евдокимова, М.В. Крылова (FUGRO JASON)

На примере одного из месторождений, расположенных на шельфе Охотского моря, показаны результаты применения синхронной детерминистической инверсии и особенности использованного подхода. Неотъемлемой частью технологии является алгоритм синхронной детерминистической инверсии, включающий моделирование упругих свойств горных пород, работу с низкочастотной моделью, вероятностный прогноз насыщенного углеводородами коллектора. Показана эффективность технологии для прогноза латерального распространения насыщенного углеводородами коллектора в сложных условиях Охотского моря.

Цифровая экспериментальная лаборатория фильтрации

В.А. Байков, И.Х. Бадыков, О.С. Борщук, И.Ф. Сайфуллин, М.Л. Хаит (ООО «РН-УфаНИПИ-нефть»),
М.А. Литвиненко, А.В. Тимонов (ОАО «НК «Роснефть»)

Цифровая экспериментальная лаборатория фильтрации (RExLab) представляет собой интегрирующую платформу для внедрения научных разработок ОАО «НК «Роснефть» в области геолого-гидродинамического моделирования. Современные технологии, используемые при создании программного продукта, обеспечивают как высокую скорость выполнения сложных вычислительных задач, так и легкость добавления новой функциональности, предоставляют пользователям широкие возможности по обработке данных, их анализу и визуализации. Одной из ключевых особенностей RExLab является возможность быстрого создания экспериментальных моделей, в том числе с расстановкой скважин согласно шаблонам заводнения, заданием трещин ГРП любой конфигурации, заданием скважин сложной топологии. RExLab предоставляет функциональность для моделирования ГТМ, библиотеку геостатистических алгоритмов, модуль ремасштабирования и многие другие возможности. Использование RExLab позволит инженеру-разработчику сократить трудоемкость оперативного моделирования, выбора, планирования и оценки эффективности «сложных» геолого-технических мероприятий.

Assessment of secondary radioactive pollution level of the water area during exploration works in the Kara Sea

B.V. Arhipov (Dorodnicyn Computing Centre of RAS, RF, Moscow),
O.Ya. Sochnev (Rosneft Oil Company OJSC, RF, Moscow),
I.O. Sochneva (Shtokman Development AG, RF, Moscow)

The aspects of wild cats drilling on NK Rosneft' licensed blocks in the under the conditions of water area radioactive pollution are considered. Mathematical modeling of sediments transfer in a benthonic layer caused by drilling of the top interval is executed. It is shown that drilling won't cause change of a radiological situation in the waters and won't render significant impact on environment.

Features of the inversion technology implementation for reservoir characterization at Okhotsk Sea offshore

I.A. Babenko, S.L. Fedotov, T.V. Nekrasova, M.L. Evdokimova, M.V. Krylova (FUGRO JASON, RF, Moscow)

On the example of one of the fields in the Okhotsk Sea shows the results of simultaneous deterministic inversion and especially the approach. An integral part of technology is a deterministic algorithm for simultaneous inversion, including the modeling of elastic properties of rocks, work with low-frequency model, a probabilistic forecast of hydrocarbon saturated reservoir. The technology has shown efficacy for the prediction of the lateral distribution of hydrocarbon-saturated reservoir in the difficult conditions of the Okhotsk Sea.

Digital experimentation reservoir laboratory

V.A. Baikov, I.Kh. Badykov, O.S. Borshchuk, I.F. Sayfullin, M.L. Khait (RN-UfaNIPIneft LLC, RF, Ufa),
M.A. Litvinenko, A.V. Timonov (Oil Company Rosneft OJSC, RF, Moscow)

Reservoir Experimentation Laboratory (RExLab) is an integrated framework for implementation of research results in geological modeling and reservoir simulation done in Oil Company Rosneft. Modern technologies used in this software package development provide high performance of complex problems solution and easy extensibility; provide users with broad opportunities for data processing, analysis and visualization. One of the key points of RExLab is the possibility of fast experimental model creation, including well-patterns, wellbores and hydraulic fractures of any configuration. RExLab provides functionality for simulation of various geological and engineering operations, geostatistics library algorithms, upscaling module and many other tools. Using RExLab will let a reservoir engineer to reduce labour costs for reservoir monitoring, planning and efficiency estimation of complex geological and engineering operations.

Фискальный режим для шельфовых проектов

Н.С. Баранов
(ОАО «НК «Роснефть»)

Действующий в России фискальный режим не подходит для реализации технически сложных и капиталоемких шельфовых проектов. Правительство последние годы совместно с крупнейшими нефтегазовыми компаниями и независимыми консультантами ведет активную работу над разработкой нового фискального режима для шельфовых проектов, мнения экспертов по этому вопросу существенно разнятся.

Автор в статье на основе собственного анализа экономической эффективности шельфового проекта в Баренцевом море показал высокую налоговую нагрузку на экономику проекта, провел систематизацию мирового опыта по изъятию ресурсной ренты в зарубежных странах, отдельно выделив примеры передовых стран. В заключение, осветив актуальные предложения экспертов по изменению законодательства, автор проводит анализ чувствительности шельфового проекта к этим изменениям, наглядно демонстрируя их влияние на экономику проекта.

Результаты работы могут быть использованы участниками рабочих групп по реформированию налогового режима для нефтегазовой отрасли.

Fiscal regime for offshore projects

N.S. Baranov
(Rosneft Oil Company OJSC, RF, Moscow)

The current fiscal regime in Russia is not suitable for the implementation of technically complex and capital-intensive offshore projects. The government together with major oil companies and independent consultants has been active last years on the development of a new fiscal regime for offshore projects. Experts are often disagreeing on the subject.

Author on the basis of its own analysis of the effectiveness of the offshore project in the Barents Sea has shown a high tax burden on the economy of the project. Author conducted systematization of the world experience to exempt the resource rent in foreign countries. Additionally were reviewed examples of some leading countries. Finally, after highlighting proposals on new fiscal regime in Russia, the author analyzes the sensitivity of the offshore project to these changes, showing their impact on project economics.

The results can be used by members of the working groups on the reform of the tax regime for the petroleum industry.

Нефтегазопроисковые направления Северного Сахалина и шельфа А.В. Бычков, Э.Г. Коблов, А.В. Харахинов (ООО «РН-СахалинНИПИморнефть»)

Приведен анализ нефтегазопроисковых работ на суше и шельфе Северного Сахалина. Оценены перспективы дальнейшего изучения региона. Выделены основные нефтегазопроисковые направления и объекты геолого-разведочных работ. В северной части региона (Западно-Шмидтовский и Восточно-Шмидтовский блоки) остаются не оцененными потенциальные ловушки дагинско-уйнинского комплекса в отложениях каналов и конусов выноса, предполагаемых по данным сейсморазведки. На северо-востоке региона (Кайганско-Васюканский блок) не изучена область распространения плиоцен-миоценовых турбидитных резервуаров в юго-восточном секторе блока с преобладанием литолого-стратиграфических и дизъюнктивных ловушек. Возможны структурные ловушки замкнутого контура площадью до 70 км². На лицензионных блоках проекта «Сахалин-3» (Восточно-Одоптинский, Айяшский и Венинский) основные перспективы поисков месторождений нефти и газа связаны со структурами Восточно-Одоптинской антиклинальной зоны. На суше Северного Сахалина выделен ряд локальных перспективных объектов, в том числе новое перспективное направление поисковых работ, связанное с литолого-стратиграфическими и дизъюнктивными ловушками в эоцен-олигоценых отложениях.

Oil and gas exploration trends of North Sakhalin and offshore **A.V. Bychkov, E.G. Koblov, A.V. Kharakhinov** (RN-SakhalinNIPImorneft LLC, RF, Yuzhno-Sakhalinsk)

The article contributes an analysis of oil-and-gas exploration works on shore and offshore of the North Sakhalin. The perspectives on the further studying of the region have been assessed. The main oil-and-gas exploration trends and also the projects of geological exploration have been pointed out. In the north part of the region (the Western-Schmidt and the Eastern-Schmidt blocks) these are the potential traps of Dagi-Uinin complex in the sediments of channels and alluvial cones being presumed according to the seismic data. In the northeast of the region (the Kaigansk-Vasyukansk blocks) it is the distributive province of pliocene-miocene turbidite reservoirs in the south-eastern sector of the block with the dominance of lithologic-and-stratigraphic traps plus the disjunctive traps. The structural traps of closed loop, the stretch of which is up to 70 km², may occur. For blocks of Sakhalin-3 (East Odoptu, Ayashskiy and Veninskiy) the main prospects for searching of oil and gas are associated with structures of the East Odoptu anticlinal zone. The direction which associated with lithological-stratigraphic traps in the sediments of channels and alluvial fans Nutovskiy, Okobykaiyskiy and Daginginskiy horizons to the east of the East Odoptu zone is poorly studied. To the North Sakhalin was identified a number of promising local objects in the traditional directions of oil and gas exploration as well as the new promising direction associated with lithological-stratigraphic and disjunctive traps in the the Eocene-Oligocene sediments.

Катагенетическая структура осадочного чехла Северо-Охотского шельфа и перспективы нефтегазоносности

Е.В. Грецкая (ОАО «Дальморнефтегеофизика»)

По результатам моделирования и фактическим данным определена размерность катагенетической шкалы и охарактеризована катагенетическая структура осадочного чехла участка Северо-Охотского шельфа. Выделено 12 очагов нефтегазообразования, различающихся по размеру, стратиграфическому объему и катагенетической зональности. Основной объем очагов сложен отложениями арманьского (средний эоцен?) и северо-охотского (средний эоцен-нижний олигоцен) комплексов. По уровню современной катагене-

Catagenetic structure of sedimentary cover in the North-Okhotsk shelf and petroleum potential

E.V. Gretskeya
(Dalmorneftegeophysica JSC, RF, Yuzhno-Sakhalinsk)

The dimension of catagenetic scale was defined and catagenetic structure of sedimentary cover in the area of North-Okhotsk shelf was specified according to modeling results and actual data. The total number of 12 pods of active source rock was defined. They differ in size, stratigraphical scope and catagenetic zoning. The most part of the pods is formed by deposits of Arman (middle Eocene?) and North-Okhotsk (middle Eocene-lower Oligocene) complexes. In accordance with the

тической преобразованности органического вещества нефтематеринских пород арманьский комплекс рассматривается как преимущественно газогенерирующий, а северо-охотский комплекс – нефтегазогенерирующий. Согласно результатам бассейнового моделирования образование прогнозируемых залежей происходит в течение последних 3-5 млн. лет. Высокий риск загрузки выделенных структур углеводородами при достаточном эмиграционном потенциале очагов определяется разобщенностью структур и очагов и преимущественно дискордантным положением структур относительно очагов. Полученные результаты необходимы для количественной оценки объемов генерации и миграции углеводородов, прогнозе фазового состава флюидов и определения направлений поисковых работ.

Перспективы нефтегазоносности осадочного чехла центральной части Татарского пролива по результатам бассейнового моделирования

Т.А. Жемчугова
(ООО «РН-СахалинНИПИморнефть»)

Приведены результаты бассейнового моделирования углеводородных систем центральной части Татарского пролива. Выделены основные очаги генерации, пути миграции и области скопления углеводородов для пяти основных структурно-стратиграфических комплексов осадочного чехла. Определен тип углеводородного флюида в прогнозируемых залежах.

Возможности сейсмосторостного моделирования в исследовании разреза нефтегазоносного бассейна

Э.Г. Коблов, М.В. Ромашов, А.В. Харахинов
(ООО «РН-СахалинНИПИморнефть»),
Н.А. Ткачева (ЗАО «Элвари Нефтегаз»)

Изложены методические основы и опыт применения сейсмосторостного моделирования при оценке различных параметров разреза нефтегазоносного бассейна и аспектов его формирования. Основным принципом геологической интерпретации скоростных параметров разреза является анализ отклонений наблюдаемого скоростного поля от скоростных моделей и факторов, вызывающих эти отклонения. Скоростные модели отражают изменение интервальной скорости основных литотипов разреза в зависимости от глубины максимального погружения. Особенностью методики является использование при анализе скоростного поля в качестве интерпретационного параметра амплитуды инверсии разреза, представляющей разницу между глубинами его максимального погружения и залегания.

Геологическая модель перспективных площадей Северное Колендо и Южно-Омбинская (Северный Сахалин)

М.В. Ромашов, Т.Н. Сергиенко, Э.Г. Коблов, А.В. Харахинов (ООО «РН-СахалинНИПИморнефть»)

По материалам сейсморазведки 2D и глубокого бурения выделены перспективные горизонты и потенциальные ловушки, построены резервуарная модель и системы залежей в разрезах перспективных площадей. При исследованиях резервуарных комплексов использовались сейсмостратиграфический, сейсмодациальный и амплитудный анализы, системы залежей строились на основе анализа амплитудных аномалий. Месторождение Колендо содержит основные залежи газа и нефти в пластах венгерийской свиты. Показана глинизация разреза венгерийского резервуарного комплекса в районе исследований вслед за сменой обстановок осадконакопления: от чередования внутреннего и внешнего шельфа до внешнего шельфа и

level of modern catagenetic transformation of source rock, Arman complex is considered as gas generating mainly and North-Okhotsk complex as oil and gas generating. Due to results of basin modeling the formation of predicted pools is taking place within last 3-5 million years. High risk of hydrocarbons charging of the selected structures with sufficient emigrational potential of the pods is defined by disconnection among structures and pods and mainly discordant positions of the structures regarding the pods. The acquired results are necessary for quantitative estimate of scopes of generated and emigrated hydrocarbons, prediction of phase content of the pools and definition of oil exploration activities.

Prospective production analysis of Tatar Strait central part based on the basin modelling

T.A. Zhemchugova
(RN-SakhalinNIPImorneft LLC, RF, Yuzhno-Sakhalinsk)

The article describes the main stages of the hydrocarbon productivity forming in the central part of Tatarsky Strait. It is based on the generation and migration processes and their evolution during the geological history. The main result of the project is the new objects for exploration studies and phase composition prediction for the possible hydrocarbon deposit.

Potential of seismic velocity modeling in exploration of petroleum bearing basin

E.G. Koblov, M.V. Romashov, A.V. Kharakhinov
(RN-SakhalinNIPImorneft LLC, RF, Yuzhno-Sakhalinsk),
N.A. Tkacheva
(RN-Shelf-Far East CJSC, RF, Yuzhno-Sakhalinsk)

The article comprises the description of seismic velocity modeling method and the experience of its application while estimating the parameters of petroleum bearing basin and the aspects of its generation. The main principle of geological interpretation of the seismic velocity parameters is the analyses of deviations of the velocity observed (Vint) from velocity models and the analyses of causal factors. The velocity models reflect variations of interval velocity for basic lithotypes depending on the maximum burial depth. The unique feature of this approach is application of the parameter called amplitude of inversion while analyzing velocity field. The amplitude of inversion is the difference between present-day depth and the maximum burial depth.

Geological model and oil bearing of North Kolendo and South-Ombinsk prospects (North Sakhalin)

M.V. Romashov, T.N. Sergiyenko, E.G. Koblov, A.V. Kharakhinov
(RN-SakhalinNIPImorneft LLC, RF, Yuzhno-Sakhalinsk)

Based on 2D seismic and drilling data the prospective horizons and the potential traps were distinguished. There were built up the reservoir model and the oil and gas pool systems were predicted in the sections of the prospective areas. The seismic-stratigraphic analyses as well as the seismic facies and amplitude analyses were applied to research the reservoir complexes. The pool systems were built up on the basis of amplitude anomaly analyses. The main oil and gas deposits of the Kolendo field are in the formations of the Vengery suite. It was shown mudding of the Vengery reservoir complex due to the changes of depositional environment from interchange of inner and outer shelf up to the outer shelf and slope. In accordance with the executed

склона. Основные перспективы поисковых работ в районе исследований связаны с турбидитами склона и дна бассейна (низы венгерской, каскадная и пильская свиты). Прогнозируемые системы залежей – преимущественно нефтяные пластовые, тектонически экранированные с высотами 100-250 м.

Актуальность противопожарной защиты объектов нефтегазового комплекса в Восточно-Сибирском регионе
Д.С. Серебрянников (ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»)

Обеспечение пожарной безопасности является одной из важных и приоритетных задач в нефтегазовом комплексе. В статье рассмотрены вопросы актуальности противопожарной защиты объектов нефтегазового комплекса в Восточно-Сибирском регионе. Предложена Концепция противопожарной защиты объектов ОАО «НК «Роснефть» в рассмотренном регионе, целями которой являются создание системы управления пожарной безопасностью и формирование единой политики в области противопожарной защиты.

Секвенс-стратиграфия Кайганско-Васюканского участка северо-восточного шельфа о.Сахалин
Н.А. Ткачева (ЗАО «РН-Шельф-Дальний Восток»)

Кайганско-Васюканский участок расположен на северо-восточном шельфе о. Сахалин в непосредственной близости от открытых месторождений суши и шельфа. Доказана нефтегазоносность миоцен-плиоценовых отложений. Построена секвенс-стратиграфическая модель участка. Перспективный интервал разреза разделен на 14 генетических стратиграфических секвенсов, ограниченных поверхностями максимального затопления. Применение при интерпретации сейсмического материала и скважинных данных принципов секвенс-стратиграфии позволило в дальнейшем, анализируя тренды изменения толщин системных трактов, характер сейсмозаписи разреза и площадное распределение геофизических атрибутов, прогнозировать обстановки осадконакопления, зоны наиболее вероятного развития резервуаров и качество резервуарных толщ. Использование секвенс-стратиграфического подхода повысило достоверность геолого-геофизической интерпретации, дало возможность построить реалистичную геологическую модель участка и более обосновано оценить поисковые риски.

Новые данные о строении погребенных ловушек в зонах крупных разломов Северного Сахалина
А.В. Харахинов, Э.Г. Коблов, Н.А.Налимова (ООО «РН-СахалинНИПИморнефть»)

Представлены новые сведения о строении погребенных ловушек монклинальных блоков в дагинских отложениях Северного Сахалина. Структурно-стратиграфические погребенные ловушки дагинского комплекса являются одним из приоритетных направлений геолого-разведочных работ на Северном Сахалине. Ловушки такого типа («монгинский» тип ловушек) контролируют залежи нефти и газа месторождений Монги, Нижнее Даги, им. Р.С. Мирзоева, Усть-Эвай, Катангли и представлены погребенными под окобыкайской глинистой толщей эрозионно-тектоническими выступами дагинского горизонта. Такой тип ловушек обнаружен также в северо-восточной части Северного Сахалина в районе южного обрамления Байкальской депрессии. Ловушки приурочены к зонам региональных и зональных конформационных разломов раннеокобыкайского (средний миоцен) заложения.

researches, the main perspectives of oil-and-gas exploration relate to slope and basin floor turbidites. The prognosed oil pools are predominantly bedded, tectonically screened, with 100- of hydrocarbon column.

Relevance of the fire protection oil and gas facilities in the East Siberian region
D.S. Serebrennikov (RN-KrasnoyarskNIPIneft LLC, RF, Krasnoyarsk)

Fire safety is one of the most important and priority tasks in the oil and gas industry. The questions of the fire protection of oil and gas facilities in the Eastern Siberia are discussed in this article. For this region the concept of fire protection of Oil Company Rosneft facilities is proposed. Objectives of the concept are the creation of fire safety management system and the formation of a unified policy on fire protection.

Sequence stratigraphy of Kaigan-Vasukan area, the North-Eastern shelf of Sakhalin Island
N.A. Tkacheva (RN-Shelf-Far East CJSC, RF, Yuzhno-Sakhalinsk)

Kaigan-Vasukan area is located on the North-Eastern shelf of Sakhalin Island near oil and gas fields discovered onshore and offshore. Presence of oil and gas is proved for Miocene and Pliocene deposits. Sequence-stratigraphy model was built for the area. Geologic section was divided into 14 genetic stratigraphic sequences, bounded above and below by maximum flooding surfaces. Main principles of sequence stratigraphy were applied to interpret seismic and well data. Then depositional environment and most likely areas of reservoir presence was predicted using sequence-stratigraphic framework, thickness trends, seismic facies analysis and areal distribution of geophysical attributes. Application of this approach allows to raise the reliability of geological interpretation and reasonably estimate the exploration risks.

Recent data on buried traps structure in large fault zones in the southeast of North Sakhalin
A.V. Kharakhinov, E.G. Koblov, N.A. Nalimova (RN-SakhalinNIPImorneft LLC, RF, Yuzhno-Sakhalinsk)

The article presents recent data on buried traps structure of monocline blocks. Such traps (“Mongi” type trap) control the oil and gas accumulations of Mongi, Nizhne-Dagi, Mirzoeva, Ust-Evai and Katangli fields and are represented by Dagi erosion-tectonic protrusions buried under Okobykai argillaceous formation. The similar type of structures was discovered in the South Part of Baikal Depression (North Sakhalin). The traps are confined to regional and zonal syndepositional faults of early Okobykai (middle Miocene) generation of submeridian and northeast extension.

Рефераты.

Выпуск 28 (июль-сентябрь 2012 г.)

Оценка уровня вторичного радиоактивного загрязнения акватории при поисково-оценочных работах в Карском море

Б.В. Архипов (Вычислительный центр им. А.А. Дородницына РАН),
О.Я. Сочнев (ОАО «НК «Роснефть»),
И.О. Сочнева («Штокман Девелопмент АГ»)

Рассмотрены вопросы бурения поисковых скважин на лицензированных участках ОАО «НК «Роснефть» в Карском море в условиях существующего радиоактивного загрязнения акватории. Выполнено математическое моделирование переноса осадков в придонном слое при бурении верхнего интервала. Показано, что бурение не вызовет изменения радиологической обстановки в акватории и не окажет значимого воздействия на окружающую среду.

Особенности использования инверсионных технологий для прогноза коллекторов шельфа Охотского моря

И.А. Бабенко, С.Л. Федотов, Т.В. Некрасова, М.Л. Евдокимова, М.В. Крылова (FUGRO JASON)

На примере одного из месторождений, расположенных на шельфе Охотского моря, показаны результаты применения синхронной детерминистической инверсии и особенности использованного подхода. Неотъемлемой частью технологии является алгоритм синхронной детерминистической инверсии, включающий моделирование упругих свойств горных пород, работу с низкочастотной моделью, вероятностный прогноз насыщенного углеводородами коллектора. Показана эффективность технологии для прогноза латерального распространения насыщенного углеводородами коллектора в сложных условиях Охотского моря.

Цифровая экспериментальная лаборатория фильтрации

В.А. Байков, И.Х. Бадыков, О.С. Борщук, И.Ф. Сайфуллин, М.Л. Хаит (ООО «РН-УфаНИПИ-нефть»),
М.А. Литвиненко, А.В. Тимонов (ОАО «НК «Роснефть»)

Цифровая экспериментальная лаборатория фильтрации (RExLab) представляет собой интегрирующую платформу для внедрения научных разработок ОАО «НК «Роснефть» в области геолого-гидродинамического моделирования. Современные технологии, используемые при создании программного продукта, обеспечивают как высокую скорость выполнения сложных вычислительных задач, так и легкость добавления новой функциональности, предоставляют пользователям широкие возможности по обработке данных, их анализу и визуализации. Одной из ключевых особенностей RExLab является возможность быстрого создания экспериментальных моделей, в том числе с расстановкой скважин согласно шаблонам заводнения, заданием трещин ГРП любой конфигурации, заданием скважин сложной топологии. RExLab предоставляет функциональность для моделирования ГТМ, библиотеку геостатистических алгоритмов, модуль ремасштабирования и многие другие возможности. Использование RExLab позволит инженеру-разработчику сократить трудоемкость оперативного моделирования, выбора, планирования и оценки эффективности «сложных» геолого-технических мероприятий.

Assessment of secondary radioactive pollution level of the water area during exploration works in the Kara Sea

B.V. Arhipov (Dorodnicyn Computing Centre of RAS, RF, Moscow),
O.Ya. Sochnev (Rosneft Oil Company OJSC, RF, Moscow),
I.O. Sochneva (Shtokman Development AG, RF, Moscow)

The aspects of wild cats drilling on NK Rosneft' licensed blocks in the under the conditions of water area radioactive pollution are considered. Mathematical modeling of sediments transfer in a benthonic layer caused by drilling of the top interval is executed. It is shown that drilling won't cause change of a radiological situation in the waters and won't render significant impact on environment.

Features of the inversion technology implementation for reservoir characterization at Okhotsk Sea offshore

I.A. Babenko, S.L. Fedotov, T.V. Nekrasova, M.L. Evdokimova, M.V. Krylova (FUGRO JASON, RF, Moscow)

On the example of one of the fields in the Okhotsk Sea shows the results of simultaneous deterministic inversion and especially the approach. An integral part of technology is a deterministic algorithm for simultaneous inversion, including the modeling of elastic properties of rocks, work with low-frequency model, a probabilistic forecast of hydrocarbon saturated reservoir. The technology has shown efficacy for the prediction of the lateral distribution of hydrocarbon-saturated reservoir in the difficult conditions of the Okhotsk Sea.

Digital experimentation reservoir laboratory

V.A. Baikov, I.Kh. Badykov, O.S. Borshchuk, I.F. Sayfullin, M.L. Khait (RN-UfaNIPIneft LLC, RF, Ufa),
M.A. Litvinenko, A.V. Timonov (Oil Company Rosneft OJSC, RF, Moscow)

Reservoir Experimentation Laboratory (RExLab) is an integrated framework for implementation of research results in geological modeling and reservoir simulation done in Oil Company Rosneft. Modern technologies used in this software package development provide high performance of complex problems solution and easy extensibility; provide users with broad opportunities for data processing, analysis and visualization. One of the key points of RExLab is the possibility of fast experimental model creation, including well-patterns, wellbores and hydraulic fractures of any configuration. RExLab provides functionality for simulation of various geological and engineering operations, geostatistics library algorithms, upscaling module and many other tools. Using RExLab will let a reservoir engineer to reduce labour costs for reservoir monitoring, planning and efficiency estimation of complex geological and engineering operations.

Фискальный режим для шельфовых проектов

Н.С. Баранов
(ОАО «НК «Роснефть»)

Приведен анализ нефтегазопроисковых работ на суше и шельфе Северного Сахалина. Оценены перспективы дальнейшего изучения региона. Выделены основные нефтегазопроисковые направления и объекты геолого-разведочных работ. В северной части региона (Западно-Шмидтовский и Восточно-Шмидтовский блоки) остаются неоцененными потенциальные ловушки дагинско-уйнинского комплекса в отложениях каналов и конусов выноса, предполагаемых по данным сейсморазведки. На северо-востоке региона (Кайганско-Васюканский блок) не изучена область распространения плиоцен-миоценовых турбидитных резервуаров в юго-восточном секторе блока с преобладанием литолого-стратиграфических и дизъюнктивных ловушек. Возможны структурные ловушки замкнутого контура площадью до 70 км². На лицензионных блоках проекта «Сахалин-3» (Восточно-Одоптинский, Айяшский и Венинский) основные перспективы поисков месторождений нефти и газа связаны со структурами Восточно-Одоптинской антиклинальной зоны. На суше Северного Сахалина выделен ряд локальных перспективных объектов, в том числе новое перспективное направление поисковых работ, связанное с литолого-стратиграфическими и дизъюнктивными ловушками в эоцен-олигоценых отложениях.

Нефтегазопроисковые направления Северного Сахалина и шельфа А.В. Бычков, Э.Г. Коблов, А.В. Харахинов (ООО «РН-СахалинНИПИморнефть»)

Приведен анализ нефтегазопроисковых работ на суше и шельфе Северного Сахалина. Оценены перспективы дальнейшего изучения региона. Выделены основные нефтегазопроисковые направления и объекты геолого-разведочных работ. В северной части региона (Западно-Шмидтовский и Восточно-Шмидтовский блоки) остаются неоцененными потенциальные ловушки дагинско-уйнинского комплекса в отложениях каналов и конусов выноса, предполагаемых по данным сейсморазведки. На северо-востоке региона (Кайганско-Васюканский блок) не изучена область распространения плиоцен-миоценовых турбидитных резервуаров в юго-восточном секторе блока с преобладанием литолого-стратиграфических и дизъюнктивных ловушек. Возможны структурные ловушки замкнутого контура площадью до 70 км². На лицензионных блоках проекта «Сахалин-3» (Восточно-Одоптинский, Айяшский и Венинский) основные перспективы поисков месторождений нефти и газа связаны со структурами Восточно-Одоптинской антиклинальной зоны. На суше Северного Сахалина выделен ряд локальных перспективных объектов, в том числе новое перспективное направление поисковых работ, связанное с литолого-стратиграфическими и дизъюнктивными ловушками в эоцен-олигоценых отложениях.

Катагенетическая структура осадочного чехла Северо-Охотского шельфа и перспективы нефтегазоносности

Е.В. Грецкая (ОАО «Дальморнефтегеофизика»)

По результатам моделирования и фактическим данным определена размерность катагенетической шкалы и охарактеризована катагенетическая структура осадочного чехла участка Северо-Охотского шельфа. Выделено 12 очагов нефтегазообразования, различающихся по размеру, стратиграфическому объему и катагенетической зональности. Основной объем очагов сложен отложениями арманьского (средний эоцен?) и северо-охотского (средний эоцен-нижний олигоцен) комплексов. По уровню современной катагене-

Fiscal regime for offshore projects

N.S. Baranov
(Rosneft Oil Company OJSC, RF, Moscow)

The current fiscal regime in Russia is not suitable for the implementation of technically complex and capital-intensive offshore projects. The government together with major oil companies and independent consultants has been active last years on the development of a new fiscal regime for offshore projects. Experts are often disagreeing on the subject.

Author on the basis of its own analysis of the effectiveness of the offshore project in the Barents Sea has shown a high tax burden on the economy of the project. Author conducted systematization of the world experience to exempt the resource rent in foreign countries. Additionally were reviewed examples of some leading countries. Finally, after highlighting proposals on new fiscal regime in Russia, the author analyzes the sensitivity of the offshore project to these changes, showing their impact on project economics.

The results can be used by members of the working groups on the reform of the tax regime for the petroleum industry.

Oil and gas exploration trends of North Sakhalin and offshore **A.V. Bychkov, E.G. Koblov, A.V. Kharakhinov** (RN-SakhalinNIPImorneft LLC, RF, Yuzhno-Sakhalinsk)

The article contributes an analysis of oil-and-gas exploration works on shore and offshore of the North Sakhalin. The perspectives on the further studying of the region have been assessed. The main oil-and-gas exploration trends and also the projects of geological exploration have been pointed out. In the north part of the region (the Western-Schmidt and the Eastern-Schmidt blocks) these are the potential traps of Dagi-Uinin complex in the sediments of channels and alluvial cones being presumed according to the seismic data. In the northeast of the region (the Kaigansk-Vasyukansk blocks) it is the distributive province of pliocene-miocene turbidite reservoirs in the south-eastern sector of the block with the dominance of lithologic-and-stratigraphic traps plus the disjunctive traps. The structural traps of closed loop, the stretch of which is up to 70 km², may occur. For blocks of Sakhalin-3 (East Odoptu, Ayashkiy and Veninskiy) the main prospects for searching of oil and gas are associated with structures of the East Odoptu anticlinal zone. The direction which associated with lithological-stratigraphic traps in the sediments of channels and alluvial fans Nutovskiy, Okobykaiyskiy and Daginginskiy horizons to the east of the East Odoptu zone is poorly studied. To the North Sakhalin was identified a number of promising local objects in the traditional directions of oil and gas exploration as well as the new promising direction associated with lithological-stratigraphic and disjunctive traps in the the Eocene-Oligocene sediments.

Catagenetic structure of sedimentary cover in the North-Okhotsk shelf and petroleum potential

E.V. Gretskeya
(Dalmorneftegeophysica JSC, RF, Yuzhno-Sakhalinsk)

The dimension of catagenetic scale was defined and catagenetic structure of sedimentary cover in the area of North-Okhotsk shelf was specified according to modeling results and actual data. The total number of 12 pods of active source rock was defined. They differ in size, stratigraphical scope and catagenetic zoning. The most part of the pods is formed by deposits of Arman (middle Eocene?) and North-Okhotsk (middle Eocene-lower Oligocene) complexes. In accordance with the

тической преобразованности органического вещества нефтематеринских пород арманьский комплекс рассматривается как преимущественно газогенерирующий, а северо-охотский комплекс – нефтегазогенерирующий. Согласно результатам бассейнового моделирования образование прогнозируемых залежей происходит в течение последних 3-5 млн. лет. Высокий риск загрузки выделенных структур углеводородами при достаточном эмиграционном потенциале очагов определяется разобщенностью структур и очагов и преимущественно дискордантным положением структур относительно очагов. Полученные результаты необходимы для количественной оценки объемов генерации и миграции углеводородов, прогнозе фазового состава флюидов и определения направлений поисковых работ.

Перспективы нефтегазоносности осадочного чехла центральной части Татарского пролива по результатам бассейнового моделирования

Т.А. Жемчугова
(ООО «РН-СахалинНИПИморнефть»)

Приведены результаты бассейнового моделирования углеводородных систем центральной части Татарского пролива. Выделены основные очаги генерации, пути миграции и области скопления углеводородов для пяти основных структурно-стратиграфических комплексов осадочного чехла. Определен тип углеводородного флюида в прогнозируемых залежах.

Возможности сейсмосторостного моделирования в исследовании разреза нефтегазоносного бассейна

Э.Г. Коблов, М.В. Ромашов, А.В. Харахинов
(ООО «РН-СахалинНИПИморнефть»),
Н.А. Ткачева (ЗАО «Элвари Нефтегаз»)

Изложены методические основы и опыт применения сейсмосторостного моделирования при оценке различных параметров разреза нефтегазоносного бассейна и аспектов его формирования. Основным принципом геологической интерпретации скоростных параметров разреза является анализ отклонений наблюдаемого скоростного поля от скоростных моделей и факторов, вызывающих эти отклонения. Скоростные модели отражают изменение интервальной скорости основных литотипов разреза в зависимости от глубины максимального погружения. Особенностью методики является использование при анализе скоростного поля в качестве интерпретационного параметра амплитуды инверсии разреза, представляющей разницу между глубинами его максимального погружения и залегания.

Геологическая модель перспективных площадей Северное Колендо и Южно-Омбинская (Северный Сахалин)

М.В. Ромашов, Т.Н. Сергиенко, Э.Г. Коблов, А.В. Харахинов (ООО «РН-СахалинНИПИморнефть»)

По материалам сейсморазведки 2D и глубокого бурения выделены перспективные горизонты и потенциальные ловушки, построены резервуарная модель и системы залежей в разрезах перспективных площадей. При исследованиях резервуарных комплексов использовались сейсмостратиграфический, сейсмофациальный и амплитудный анализы, системы залежей строились на основе анализа амплитудных аномалий. Месторождение Колендо содержит основные залежи газа и нефти в пластах венгерийской свиты. Показана глинизация разреза венгерийского резервуарного комплекса в районе исследований вслед за сменой обстановок осадконакопления: от чередования внутреннего и внешнего шельфа до внешнего шельфа и

level of modern catagenetic transformation of source rock, Arman complex is considered as gas generating mainly and North-Okhotsk complex as oil and gas generating. Due to results of basin modeling the formation of predicted pools is taking place within last 3-5 million years. High risk of hydrocarbons charging of the selected structures with sufficient emigrational potential of the pods is defined by disconnection among structures and pods and mainly discordant positions of the structures regarding the pods. The acquired results are necessary for quantitative estimate of scopes of generated and emigrated hydrocarbons, prediction of phase content of the pools and definition of oil exploration activities.

Prospective production analysis of Tatar Strait central part based on the basin modelling

T.A. Zhemchugova
(RN-SakhalinNIPImorneft LLC, RF, Yuzhno-Sakhalinsk)

The article describes the main stages of the hydrocarbon productivity forming in the central part of Tatarsky Strait. It is based on the generation and migration processes and their evolution during the geological history. The main result of the project is the new objects for exploration studies and phase composition prediction for the possible hydrocarbon deposit.

Potential of seismic velocity modeling in exploration of petroleum bearing basin

E.G. Koblov, M.V. Romashov, A.V. Kharakhinov
(RN-SakhalinNIPImorneft LLC, RF, Yuzhno-Sakhalinsk),
N.A. Tkacheva
(RN-Shelf-Far East CJSC, RF, Yuzhno-Sakhalinsk)

The article comprises the description of seismic velocity modeling method and the experience of its application while estimating the parameters of petroleum bearing basin and the aspects of its generation. The main principle of geological interpretation of the seismic velocity parameters is the analyses of deviations of the velocity observed (Vint) from velocity models and the analyses of causal factors. The velocity models reflect variations of interval velocity for basic lithotypes depending on the maximum burial depth. The unique feature of this approach is application of the parameter called amplitude of inversion while analyzing velocity field. The amplitude of inversion is the difference between present-day depth and the maximum burial depth.

Geological model and oil bearing of North Kolendo and South-Ombinsk prospects (North Sakhalin)

M.V. Romashov, T.N. Sergiyenko, E.G. Koblov, A.V. Kharakhinov
(RN-SakhalinNIPImorneft LLC, RF, Yuzhno-Sakhalinsk)

Based on 2D seismic and drilling data the prospective horizons and the potential traps were distinguished. There were built up the reservoir model and the oil and gas pool systems were predicted in the sections of the prospective areas. The seismic-stratigraphic analyses as well as the seismic facies and amplitude analyses were applied to research the reservoir complexes. The pool systems were built up on the basis of amplitude anomaly analyses. The main oil and gas deposits of the Kolendo field are in the formations of the Vengery suite. It was shown mudding of the Vengery reservoir complex due to the changes of depositional environment from interchange of inner and outer shelf up to the outer shelf and slope. In accordance with the executed

склона. Основные перспективы поисковых работ в районе исследований связаны с турбидитами склона и дна бассейна (низы венгерской, каскадная и пильская свиты). Прогнозируемые системы залежей – преимущественно нефтяные пластовые, тектонически экранированные с высотами 100-250 м.

Актуальность противопожарной защиты объектов нефтегазового комплекса в Восточно-Сибирском регионе
Д.С. Сerebrennikov (ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»)

Обеспечение пожарной безопасности является одной из важных и приоритетных задач в нефтегазовом комплексе. В статье рассмотрены вопросы актуальности противопожарной защиты объектов нефтегазового комплекса в Восточно-Сибирском регионе. Предложена Концепция противопожарной защиты объектов ОАО «НК «Роснефть» в рассмотренном регионе, целями которой являются создание системы управления пожарной безопасностью и формирование единой политики в области противопожарной защиты.

Секвенс-стратиграфия Кайганско-Васюканского участка северо-восточного шельфа о.Сахалин
Н.А. Ткачева (ЗАО «РН-Шельф-Дальний Восток»)

Кайганско-Васюканский участок расположен на северо-восточном шельфе о. Сахалин в непосредственной близости от открытых месторождений суши и шельфа. Доказана нефтегазоносность миоцен-плиоценовых отложений. Построена секвенс-стратиграфическая модель участка. Перспективный интервал разреза разделен на 14 генетических стратиграфических секвенсов, ограниченных поверхностями максимального затопления. Применение при интерпретации сейсмического материала и скважинных данных принципов секвенс-стратиграфии позволило в дальнейшем, анализируя тренды изменения толщин системных трактов, характер сейсмозаписи разреза и площадное распределение геофизических атрибутов, прогнозировать обстановки осадконакопления, зоны наиболее вероятного развития резервуаров и качество резервуарных толщ. Использование секвенс-стратиграфического подхода повысило достоверность геолого-геофизической интерпретации, дало возможность построить реалистичную геологическую модель участка и более обосновано оценить поисковые риски.

Новые данные о строении погребенных ловушек в зонах крупных разломов Северного Сахалина
А.В. Харахинов, Э.Г. Коблов, Н.А.Налимова (ООО «РН-СахалинНИПИморнефть»)

Представлены новые сведения о строении погребенных ловушек монклинальных блоков в дагинских отложениях Северного Сахалина. Структурно-стратиграфические погребенные ловушки дагинского комплекса являются одним из приоритетных направлений геолого-разведочных работ на Северном Сахалине. Ловушки такого типа («монгинский» тип ловушек) контролируют залежи нефти и газа месторождений Монги, Нижнее Даги, им. Р.С. Мирзоева, Усть-Эвай, Катангли и представлены погребенными под окобыкайской глинистой толщей эрозионно-тектоническими выступами дагинского горизонта. Такой тип ловушек обнаружен также в северо-восточной части Северного Сахалина в районе южного обрамления Байкальской депрессии. Ловушки приурочены к зонам региональных и зональных конседиментационных разломов раннеокобыкайского (средний миоцен) заложения.

researches, the main perspectives of oil-and-gas exploration relate to slope and basin floor turbidites. The prognosed oil pools are predominantly bedded, tectonically screened, with 100- of hydrocarbon column.

Relevance of the fire protection oil and gas facilities in the East Siberian region
D.S. Serebrennikov (RN-KrasnoyarskNIPIneft LLC, RF, Krasnoyarsk)

Fire safety is one of the most important and priority tasks in the oil and gas industry. The questions of the fire protection of oil and gas facilities in the Eastern Siberia are discussed in this article. For this region the concept of fire protection of Oil Company Rosneft facilities is proposed. Objectives of the concept are the creation of fire safety management system and the formation of a unified policy on fire protection.

Sequence stratigraphy of Kaigan-Vasukan area, the North-Eastern shelf of Sakhalin Island
N.A. Tkacheva (RN-Shelf-Far East CJSC, RF, Yuzhno-Sakhalinsk)

Kaigan-Vasukan area is located on the North-Eastern shelf of Sakhalin Island near oil and gas fields discovered onshore and offshore. Presence of oil and gas is proved for Miocene and Pliocene deposits. Sequence-stratigraphy model was built for the area. Geologic section was divided into 14 genetic stratigraphic sequences, bounded above and below by maximum flooding surfaces. Main principles of sequence stratigraphy were applied to interpret seismic and well data. Then depositional environment and most likely areas of reservoir presence was predicted using sequence-stratigraphic framework, thickness trends, seismic facies analysis and areal distribution of geophysical attributes. Application of this approach allows to raise the reliability of geological interpretation and reasonably estimate the exploration risks.

Recent data on buried traps structure in large fault zones in the southeast of North Sakhalin
A.V. Kharakhinov, E.G. Koblov, N.A. Nalimova (RN-SakhalinNIPImorneft LLC, RF, Yuzhno-Sakhalinsk)

The article presents recent data on buried traps structure of monocline blocks. Such traps (“Mongi” type trap) control the oil and gas accumulations of Mongi, Nizhne-Dagi, Mirzoeva, Ust-Evai and Katangli fields and are represented by Dagi erosion-tectonic protrusions buried under Okobykai argillaceous formation. The similar type of structures was discovered in the South Part of Baikal Depression (North Sakhalin). The traps are confined to regional and zonal syndepositional faults of early Okobykai (middle Miocene) generation of submeridian and northeast extension.