

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ВЕРХНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮЖНОЙ ЧАСТИ
САХАЛИНА*)

П.Ф. Волгин*, В.И. Исаев**, В.Ю. Косыгин***

*Институт морской геологии и геофизики ДВО РАН, г. Южно-Сахалинск

**Дальневосточный центр информатики и геологических исследований МПР России,
г. Южно-Сахалинск

***Вычислительный центр ДВО РАН, г. Хабаровск

Проведена оценка комплекса характеристик нефтегазоносности площади развития верхнемеловых отложений южного сегмента Центрально-Сахалинского разлома на широте г. Южно-Сахалинска. В качестве метода исследований применено геоплотностное и палеотемпературное моделирование, палеотектонические реконструкции. Построены схематические карты распределения абсолютных значений плотности верхнемеловых отложений и мезозойско-палеозойского фундамента. Выделена аномально разуплотненная зона, приуроченная к Центрально-Сахалинскому разлому, отождествляемая с высокопроницаемой областью земной коры, толщами-коллекторами трещинно-порового типа. Построены схематические карты распределения максимальных палеотемператур для кровли и подошвы верхнемеловых отложений. Исходя из катагенетической зональности фазового состояния УВ, в верхней части отложений возможны залежи раннекатагенетического газа в восточной части площади и нефтяные залежи – на западе. В нижней части отложений узкой полосой на востоке предполагаются нефтяные залежи, а в центре и на западе – газовые и газоконденсатные. Наиболее перспективные участки для поисков промышленных залежей нефти и газа прогнозируются вдоль зоны Центрально-Сахалинского разлома.

Ключевые слова: нефтегазоносность, верхний мел, палеотектонические реконструкции, палеотемпературное и геоплотностное моделирование, Южный Сахалин.

ВВЕДЕНИЕ

Остров Сахалин является важной составной частью Японо-Охотской нефтегазовой провинции, являющейся одним из основных звеньев Тихоокеанского нефтегазового суперрегиона [1]. Для Сахалина, как и всего суперрегиона в целом, свойственна кайнозойская нефтегазоносность. На юге острова выявлены нефтегазопроявления и получены в скважинах притоки углеводородов, которые, в основном, связаны с толщей песчано-глинистых осадков кайнозойского возраста. Лишь в этом комплексе пород пока обнаружены и разведаны месторождения газа, представляющие практический интерес (рис. 1, А). Таких месторождений два: Южно-Луговское и Восточно-Луговское. Они приурочены к одноименным брахиантисклинальным структурам в верхнемиоценовых отложениях (маруямская свита).

Месторождения входят в состав единой газоносной зоны, приуроченной к западному борту Анивской синклинали зоны, осложненному Центрально-Саха-

линским разломом, представляющим собой регионально выраженный взбросо-надвиг (рис. 1, Б). Зона надвига являет собой сложнопостроенную полосу интенсивной складчатости и разрывных дислокаций, ширина которой достигает 10 км. В большей части разлома верхнемеловые отложения надвинуты на кайнозойский комплекс осадков под углом около 50°. С глубиной плоскость надвига выполаживается (рис. 1, В). Предполагается, что зона Центрально-Сахалинского разлома представляет собой геодинамическую систему [12], подобную хорошо изученной системе Северо-Сахалинского разлома, которая является важным фактором миграции и накопления углеводородов [13].

Можно предположить, что при разгрузке аномально высоких пластовых давлений, возникающих в зоне Центрально-Сахалинского разлома в результате бокового сжатия, из надвигаемых на кайнозойский осадочный чехол верхнемеловых пород, в целом считающихся нефтематеринскими [14], происходит отток газонасыщенных вод в толщу слаболифитифицированных кайнозойских осадков. Здесь они сбрасывают газ в свободной фазе, который аккумулируется в ловушках.

*) Публикуется в дискуссионном порядке.

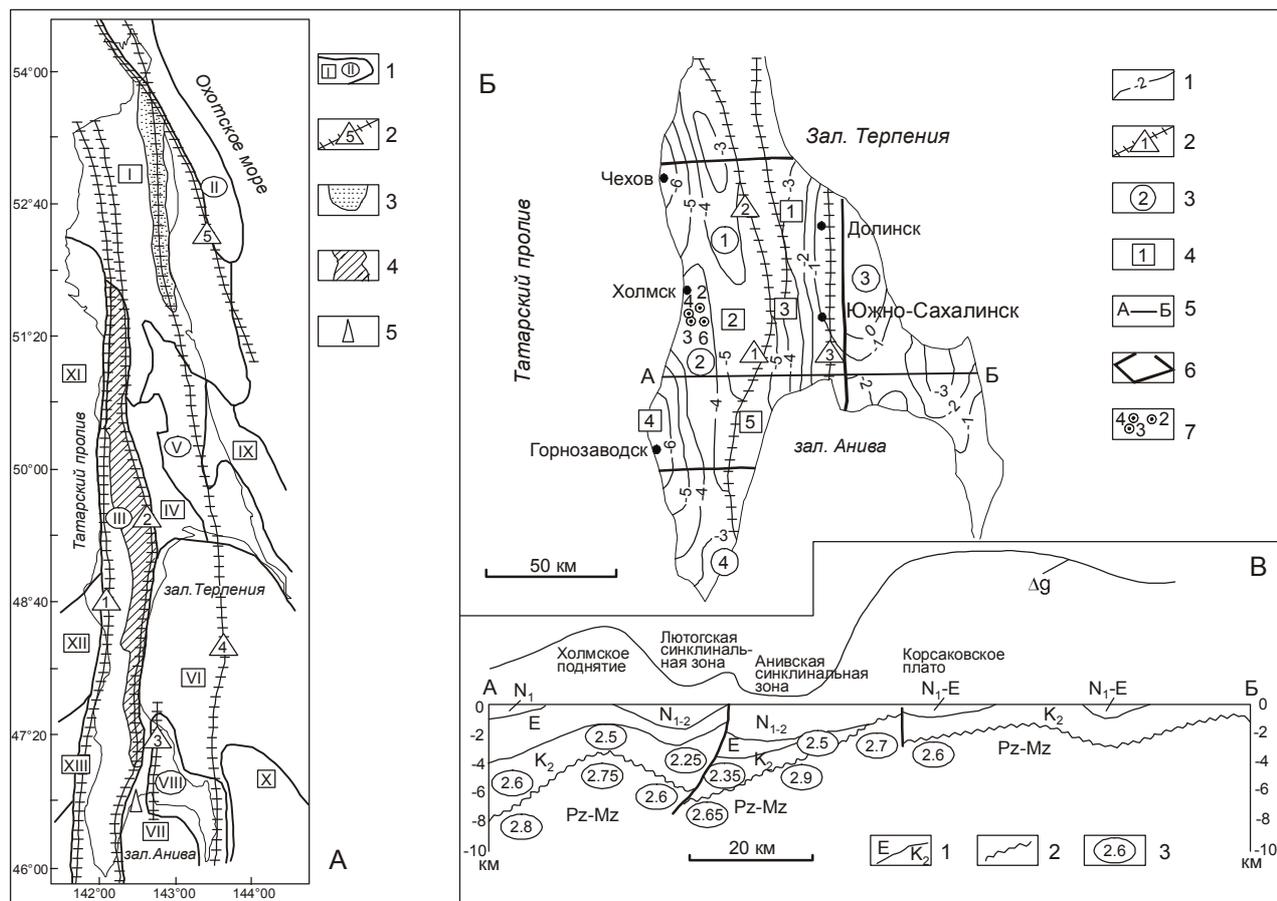


Рис. 1. Тектонические схемы Сахалина в связи с нефтегазоносностью.

А – тектоническая схема Сахалина и прилегающих акваторий (тектоническое районирование по В. В. Харахинову, 1991): 1 – тектонические элементы: I – Северо-Сахалинский синклиниорий, II – Шмидтовский антиклинорий, III – Западно-Сахалинский антиклинорий, IV – Центрально-Сахалинский грабен, V – Восточно-Сахалинский антиклинорий, VI – прогиб залива Терпения, VII – Анивский прогиб, VIII – Сусунайский антиклинорий, IX – Тюлений прогиб, X – Южно-Сахалинский прогиб, XI – Северо-Татарский прогиб, XII – Центрально-Татарский прогиб, XIII – Южно-Татарский прогиб; 2 – региональные разломы Хоккайдо-Сахалинского направления: 1 – Западно-Сахалинский, 2 – Центрально-Сахалинский, 3 – Сусунайский, 4 – Хоккайдо-Сахалинский, 5 – Восточно-Сахалинский; 3 – зона нефтегазовых месторождений, приуроченных к северному звену Хоккайдо-Сахалинского разлома (Северо-Сахалинский разлом); 4 – главное меловое поле Сахалина; 5 – месторождения газа, приуроченные к южному звену Центрально-Сахалинского разлома.

Б – Структурно-тектоническая схема южной части Сахалина: 1 – изогипсы поверхности PZ-MZ фундамента; 2 – разломы: 1 – Центрально-Сахалинский, 2 – Синегорский, 3 – Сусунайский; 3 – антиклинальные зоны: 1 – Комышовая, 2 – Холмская, 3 – Сусунайская, 4 – Крильонская; 4 – синклинальные зоны: 1 – Макаровская, 2 – Лютогская, 3 – Сусунайская, 4 – Шебунинско-Холмская, 5 – Анивская; 5 – линия геолого-геофизического разреза А – Б; 6 – контур исследованной площади; 7 – скважины Большехолмской площади.

В – Геолого-геофизический разрез по линии А – Б: 1 – геологические границы; 2 – поверхность фундамента; 3 – расчетные плотности пород (в $\text{г}/\text{см}^3$) верхнемеловых отложений и фундамента.

Однако, как установил И. М. Сырык [14], верхнемеловые отложения могут являться не только нефтегазогенерирующими, но и нефтегазосодержащими, так как в их объеме залегают достаточно мощные пачки песчаников и песчанистых алевролитов, обладающих хорошими коллекторскими свойствами (найбинская свита), перекрытых более чем двухкилометровой толщей алевролитов и аргиллитов (быковская свита), представляющей собой региональную по-

крышку. Поэтому в случае наличия в найбинской свите любого типа ловушек в них могут быть сконцентрированы крупные месторождения углеводородов. Хорошими коллекторскими свойствами обладают также в основном песчанистые образования краснойяковской свиты, согласно залегающие на алевролито-аргиллитовой толще быковской свиты. В них также, при наличии ловушек и покрышек в перекры-

вающих их кайнозойских отложениях, могут формироваться месторождения нефти и газа.

О нефтеперспективности верхнемеловых отложений Южного Сахалина свидетельствуют результаты бурения на Большехолмской структуре (рис. 1, Б), где скважина № 4 фонтанировала из красноярковской свиты верхнего мела сухим газом с дебитом до 5 тыс. м³/сут. Здесь же в процессе бурения скважины № 3 при разбуривании той же красноярковской свиты произошло сильное водогазопроявление, которое было ликвидировано резким утяжелением бурового раствора. Скважиной № 2 на глубине 2300 м в верхней части быковской свиты был вскрыт высоконапорный водоносный горизонт, который в более оптимальных структурных условиях может представлять газопоисковый интерес.

В процессе бурения на Большехолмской площади отмечались водогазопроявления и притоки из кайнозойского интервала разреза. Наиболее значительное из них было отмечено в скважине № 6, когда при забое 898 м она начала фонтанировать водой с газом дебитом до 743 м³/сут. Не исключается, что эти газопроявления были получены из вторичных залежей, образовавшихся за счёт вертикальной миграции газа в кайнозойский осадочный чехол из верхнемеловых отложений по полостям трещин и разломов, широко развитых в пределах всей Холмской антиклинальной зоны. Это предположение согласуется с допущением В. Г. Варнавским [5] предположения о том, что в генерации залежей нефти и газа, отмечаемых в кайнозойских осадках Юго-Западного Сахалина, принимали участие морские комплексы верхнего мела. Он же считает, что здесь, как ни в одном другом осадочном бассейне Востока России, верхнемеловые комплексы не исчерпали способности генерировать и аккумулировать нефтегазовые флюиды. При этом на Сахалине им отдаётся предпочтение поиску месторождений углеводородов в тектонически экранированных и поднадвиговых ловушках.

Такие структуры широко развиты в верхнемеловом комплексе пород Южного Сахалина, что ставит задачу количественной оценки его характеристик нефтегазоносности в ряд весьма актуальных. В этом плане наибольший интерес для наших исследований представляет часть Южного Сахалина примерно от широты г. Горнозаводска на юге до г. Чехов на севере (рис. 1, Б). Восточная граница района проходит примерно по линии г. Долинск – г. Южно-Сахалинск. Здесь верхнемеловой комплекс осадков широко развит и более или менее полно изучен геолого-геофизическими методами и поисковым бурением.

В геологическом строении района принимают участие осадочные отложения от верхнего мела до

плиоцена включительно, которые подстилаются сильно дислоцированными образованиями мезозоя–палеозоя. Судя по геофизическим данным, наибольшую мощность рыхлые осадки имеют на побережье Татарского пролива в Шебунинско-Холмской синклинальной зоне. В пределах расположенной восточнее Холмской антиклинальной зоны их мощность сокращается до 3000 м, а в смежной с ней Лютогской синклинальной зоне она вновь увеличивается до 5000 м и более. При этом большую часть разреза составляют верхнемеловые отложения, которые, моноκлинально воздымаясь в сторону Центрально-Сахалинского взбросо-надвига, к западу от него обнажаются.

За взбросо-надвигом в Анивской синклинальной зоне мощность осадочных отложений также составляет около 5000 м, но здесь основная часть разреза представлена осадками кайнозоя. Характерной особенностью осадочного чехла всей восточной части площади является его закономерное сокращение на восток за счёт постепенного выклинивания его нижних слоёв. При этом верхнемеловые осадки выклиниваются в первую очередь.

МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

С целью оценки перспектив нефтегазоносности верхнемелового комплекса осадков района исследований нами был применён метод прогнозирования катагенетических зон, благоприятных для интенсивной генерации нефти и газа, и зон нефтегазонакопления [19], уже неоднократно применённый для прогноза нефтегазоносности осадочного разреза ряда площадей Сахалина [6, 7 и др.].

Метод базируется на геоплотностном и палеотемпературном моделировании и палеотектонических реконструкциях и позволяет картировать катагенетические зоны интенсивной генерации УВ (по палеотемпературному критерию) и зоны флюидомиграции (по геоплотностному критерию) для различных стратиграфических уровней осадочного чехла.

Методологической основой прогнозирования является теория математического моделирования строения и эволюции осадочно-породного бассейна в гравитационном и геотемпературном полях (В. И. Старостенко, 1978) и учение о стадийности процессов нефтегазообразования (Н. Б. Вассоевич, 1967). Используются основные фактические данные – гравиметрическая съёмка масштаба 1 : 200 000 и крупнее, сейсмогеологические разрезы вдоль региональных профилей, петрофизические определения и термокаротаж в скважинах. Фундаментальный расчётный геодинамический параметр – распределение значений теплового потока из основания.

Геоплотностное моделирование обеспечивает идентификацию и картирование разуплотненных толщ (с улучшенными коллекторскими свойствами) – зон вероятного нефтегазонакопления. Одновременно геоплотностное моделирование создает структурно-вещественную основу для последующих палеотектонических реконструкций. Палеотектонические реконструкции создают структурно-вещественную основу (палеомощности, скорости осадконакопления) для последующего палеотемпературного моделирования. Палеотемпературное моделирование обеспечивает идентификацию и картирование катагенетических зон

генерации нефти и газа потенциальных нефтегазоматеринских пород. А так как осуществляется отдельный прогноз по типу материнских пород в соответствии с принятой шкалой катагенетической зональности, то обеспечивается возможность прогнозировать фазовый состав генерированных УВ.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

По серии построенных геоплотностных и палеотемпературных разрезов на площадь исследований были составлены схематические карты: распределения абсолютных значений плотности верхнемеловых

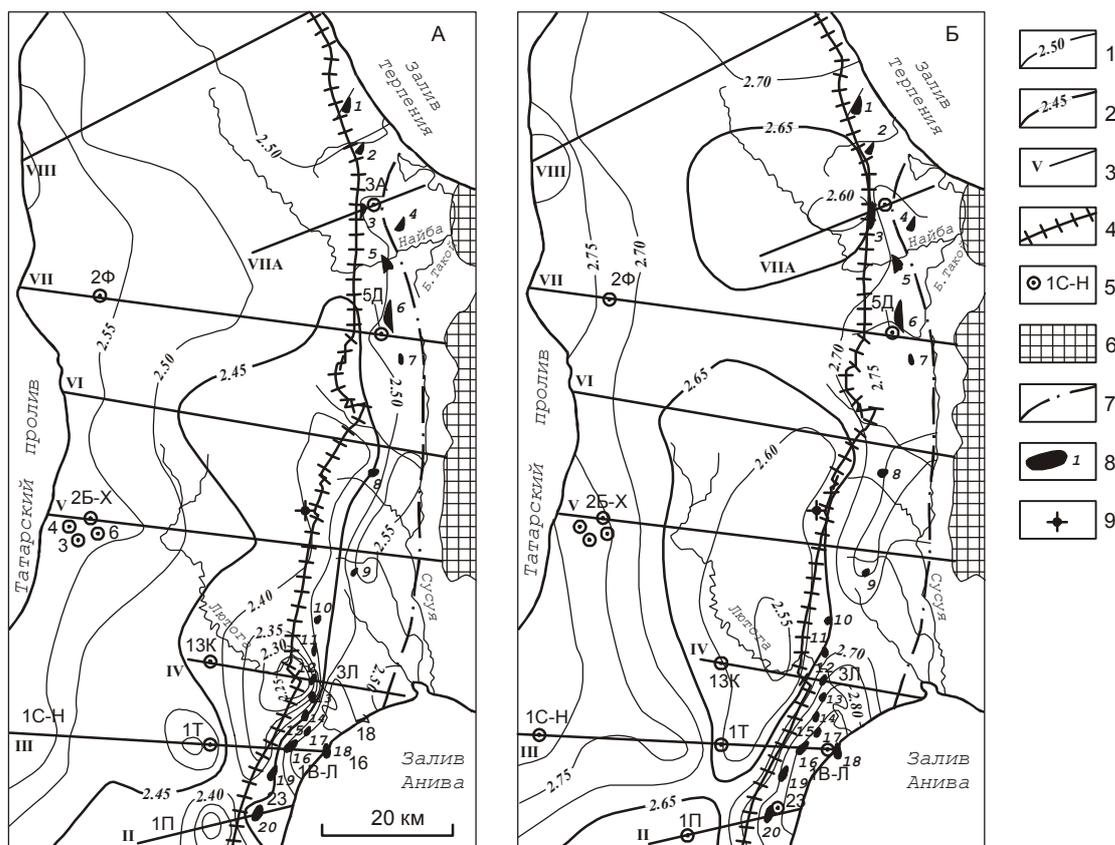


Рис. 2. Схематическая карта распределения значений плотности меловых отложений на исследованной площади в южной части Сахалина.

А – распределение значений плотности верхнемеловых отложений.

Б – распределение значений плотности в PZ-MZ фундаменте.

1 – изолинии плотности; 2 – изоденсы, оконтуривающие области аномально пониженных значений плотности; 3 – расчетные профили; 4 – Центрально-Сахалинский разлом; 5 – поисковые и параметрические скважины, номер скважины и сокращенное название площади бурения: А – Айская, Ф – Форельская, Д – Долинская, Б-Х – Больше-Холмская, К – Ковровская, Л – Луговская, С-Н – Северо-Невельская, Т – Тарасовская, В-Л – Восточно-Луговская, П – Приточная, З – Зеленодольская; 6 – зона выхода фундамента на дневную поверхность; 7 – восточная граница распространения верхнемеловых отложений; 8 – антиклинальные структуры в верхнемиоценовых отложениях и их номера: 1 – Северо-Айская, 2 – Айская, 3 – Поярковская, 4 – Восточно-Поярковская, 5 – Северо-Долинская, 6 – Долинская, 7 – Такойская, 8 – Владимировская, 9 – Троицкая, 10 – Успеновская, 11 – Северо-Луговская, 12 – Луговская, 13 – Заречная, 14 – Южно-Луговская, 15 – Золоторыбная, 16 – Малиновская, 17 – Машковская, 18 – Восточно-Луговская, 19 – Лозинская, 20 – Зеленодольская; 9 – грязевой вулкан Южно-Сахалинский.

отложений и фундамента, а также распределения максимальных палеотемператур на подошве и кровле верхнемеловых отложений (рис. 2 и 3).

Основной особенностью схемы распределения плотности верхнемеловых отложений (рис. 2, А) является наличие в ее центральной части области аномально пониженных значений плотности отложений, описываемой изоденсой 2,45 г/см³. Экстремальное значение этот минимум имеет в южной части, где расчетная плотность пород верхнего мела снижена до 2,25 г/см³. Подобные значения плотности верхнемеловых отложений вполне вероятны, так как лабораторные определения свидетельствуют о том, что, например, породы красноярской свиты, имея в среднем плотность около 2,4 г/см³, в ряде случаев разуплотнены до 2,24 г/см³. Еще более иногда разуплотнены и залегающие под глинистой толщей быковской свиты песчаники найбинской свиты, которые по ряду определений имеют плотность ненамного превышающую 2,0 г/см³.

Важной особенностью поля распределения плотности верхнемеловых отложений является приуроченность осевой части области его пониженных значений к сегменту Центрально-Сахалинского разлома. Коррелируется с этим сегментом разлома и зона разуплотнения в фундаменте, которая еще более контрастна, чем в верхнемеловых отложениях (рис. 2, Б). Очевидно, вся эта субвертикальная зона разуплотнения верхней части земной коры продолжается и далее вглубь литосферы, что подтверждается результатами анализа скоростного разреза профиля ГСЗ, пересекающего район [3].

О расслоенности земной коры рассматриваемой части Южного Сахалина по латерали свидетельствуют и данные магнито-теллурических зондирований, которыми установлено наличие здесь субмеридиональных зон различной электропроводности, что связывается с плавлением нижних слоев земной коры [2]. При этом Центрально-Сахалинский разлом выступает в качестве границы между двумя активно взаимодействующими литосферными блоками континентального (восточный) и субконтинентального (западный) типов [8, 9].

Западный геоблок является более “горячим” за счет частичного плавления “гранитного” слоя и низов осадочного разреза, что определяет заложение систем глубинных разломов [16]. Очевидно, что этот процесс сопровождается образованием областей трещиноватости в осадочном чехле, представляющих собой “ослабленные” высокопроницаемые зоны, характеризующиеся дефицитом плотности. Такие зоны трещиноватости отмечаются в верхнемеловых отло-

жениях многими исследователями, которые указывают на то, что трещиноватость может существенно улучшить коллекторские свойства этих пород и обеспечить миграцию и аккумуляцию углеводородов в достаточно крупные залежи [15].

Таким образом, разуплотненную область верхнемеловых отложений, и в первую очередь – ее аномальную часть, тяготеющую к Центрально-Сахалинскому разлому, можно рассматривать, за счет ее повышенной трещиноватости, в качестве ослабленного высокопроницаемого участка земной коры. В связи с этим здесь нефтегазоперспективные комплексы должны обладать хорошими коллекторскими свойствами, а при наличии соответствующих структурных условий, содержать залежи нефти и газа.

Для оценки фазового состава предположительно генерируемых верхнемеловыми отложениями углеводородов были проанализированы схематические карты распределения максимальных палеотемператур по кровле (рис. 3, А) и подошве (рис. 3, Б) верхнемеловых отложений. При этом принимается [4, 18], что верхней зоне газообразования соответствует температурный интервал 50–90°C (степень катагенетической преобразованности углеводородов МК₁¹), главной зоне нефтеобразования – интервал 90–130°C (МК₁² – МК₂). При более высоких температурных условиях генерируются газ и газоконденсат (МК₃¹ – МК₃²), а температуры выше 190–200°C – разрушительные для УВ.

Сопоставление обеих схематических карт показывает, что они имеют близкую структуру, характеризующуюся нарастанием значений палеотемператур с востока на запад. Однако палеотемпературное поле по подошве верхнемеловых отложений выше примерно на 50°C при почти вдвое большем градиенте нарастания поля. В центральной части той же карты фиксируется аномальная зона с двумя локальными максимумами, которые значительно контрастнее, чем на карте палеотемператур по кровле верхнемеловых отложений. При этом максимумы существенно сдвинуты в субмеридиональном направлении к северу.

Из прогнозных карт палеотемператур следует, что в верхней части меловых отложений на западе площади возможна генерация нефтяных УВ, а на востоке – газовых верхней зоны газообразования. Вблизи подошвы меловых отложений в узкой полосе восточной части площади существовали температурные условия, соответствовавшие главной зоне нефтеобразования. На остальной части территории углеводороды могли генерироваться в газоконденсатной и газовой фазах.

Установленные особенности геоплотностного разреза верхнемеловых отложений и их палеотемпе-

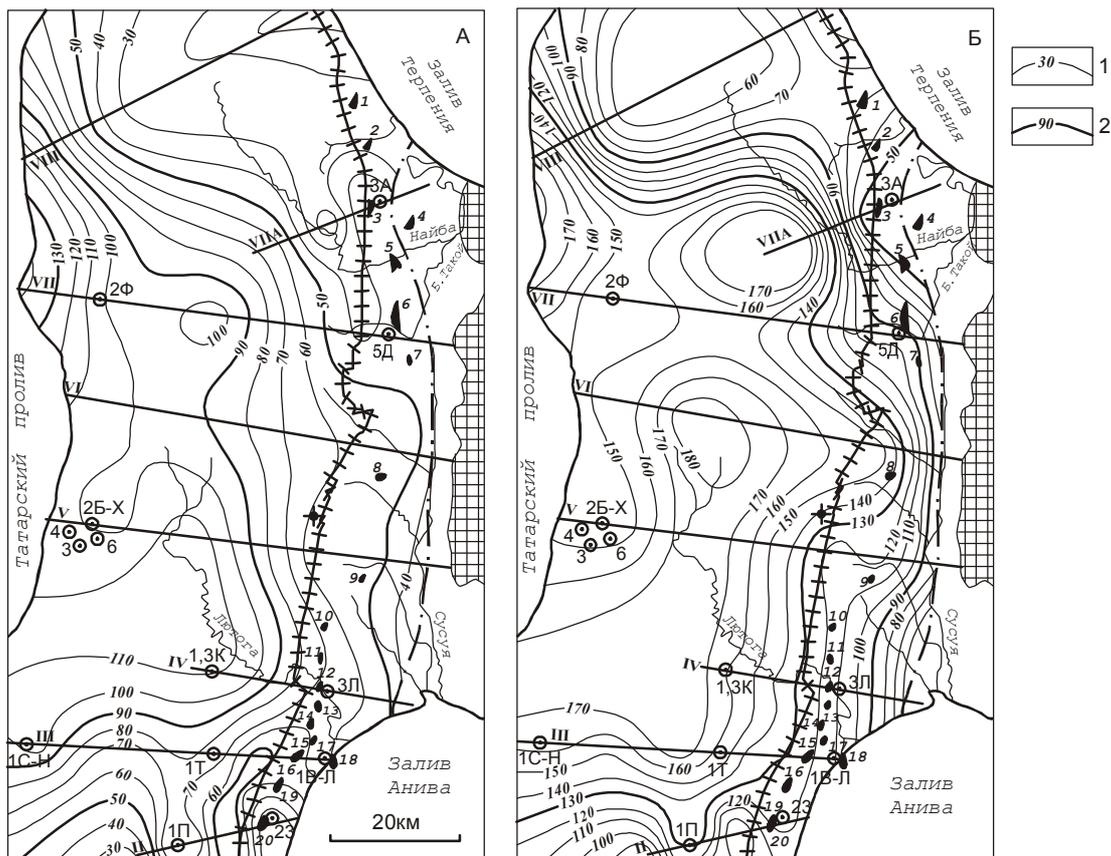


Рис. 3. Схематические карты распределения максимальных палеотемператур в верхнемеловых отложениях на исследуемой площади в южной части Сахалина.

А – распределение максимальных палеотемператур на кровле верхнемеловых отложений.

Б – распределение максимальных палеотемператур на подошве верхнемеловых отложений.

1 – палеоизотермы; 2 – палеотермы, определяющие положение катагенетических зон газонефтеобразования.

Остальные условные обозначения те же, что на рис. 2.

ратурных полей, вероятно, присущи не только рассмотренной части Южного Сахалина, но и всему геоблоку, где они располагаются (рис. 1, А). Наряду с электроразведочными данными, это подтверждается результатами геоплотностного моделирования тектоносферы по геотраверсам о. Сахалин – о. Итуруп – Тихий океан [10] и Сихотэ-Алинь – вал Зенкевича [17]. Они пересекают геоструктуру Сахалина севернее рассмотренной территории и также фиксируют латеральную расслоенность литосферы и даже астеносферы в этой его части. Поэтому не без основания можно считать, что часть Сахалина, расположенная западнее Центрально-Сахалинского разлома, обладая специфическими чертами строения осадочного чехла и литосферы в целом, представляет собой самостоятельный потенциально нефтегазоносный район, где существенная роль при нефтегазопоисковых работах должна отводиться верхнемеловым осадочным комплексам.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исходя из вышеизложенного, можно констатировать:

1) результаты проведенных исследований подтверждают принятую нами концепцию о том, что верхнемеловой комплекс Южного Сахалина представлен не только материнскими, но и нефтегазодержащими толщами;

2) в поле развития верхнемеловых отложений имеет место аномально разуплотнённая зона, коррелируемая с южным сегментом Центрально-Сахалинского разлома, вероятно представляющая собой высокопроницаемую область земной коры с повышенной трещиноватостью и хорошими коллекторскими свойствами пород;

3) исходя из предполагаемой по температурному режиму катагенетической зональности, при благоприятных условиях аккумуляции и консервации, в верх-

ней части верхнемеловых отложений можно ожидать газовые залежи на востоке площади и нефтяные – на западе. В нижней части отложений узкой полосой на востоке района вероятны нефтяные залежи, а в его центре и на западе могли сформироваться газоконденсатные и газовые.

Эти выводы, наряду с существующими представлениями об особенностях геологического строения юга Сахалина, позволяют положительно оценивать перспективы нефтегазоносности его верхнемеловых отложений, формировавшихся в благоприятных для УВ-образования условиях и имеющих в разрезе достаточно емкие коллекторы трещинно-порового типа.

Наиболее перспективные участки для поисков промышленных залежей нефти и газа должны располагаться вдоль зоны Центрально-Сахалинского разлома, где прогнозируется высокая проницаемость недр и улучшенные коллекторские свойства верхнемеловых пород за счёт их повышенной трещиноватости. Здесь верхнемеловые отложения должны быть опоискованы в первую очередь в районе Южно-Сахалинского грязевого вулкана [11].

ЛИТЕРАТУРА

1. Алексейчик С. Н. Принципы нефтегеологического районирования тихоокеанского кайнозойского нефтегазоносного пояса // Вопросы геологии и нефтегазоносности Сахалина. Л., 1972. С. 153–175. (Тр. ВНИГРИ; Вып. 306).
2. Альперович И. М., Никифоров В. М., Харахинов В. В. Аномалии проводимости в земной коре о. Сахалин (по данным МТЗ) // Докл. АН СССР. 1979. Т. 244, № 5. С. 1184–1196.
3. Биккенина С. К., Сычев П. М., Трескова Ю. А. Сейсмические данные о строении земной коры острова Сахалин и перспективы дальнейших исследований // Нефтегазоносность и тектоника Сахалина. Владивосток, 1976. С. 27–35.
4. Бурштейн Л.М., Жидкова Л.В., Конторович А.Э., Меленевский В.Н. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) // Геология и геофизика. 1997. № 6. С. 1070–1078.
5. Варнавский В. Г. Меловые нефтегазоносные комплексы на востоке России // Тихоокеан. геология. 1996. № 4. С. 101–108.
6. Волгин П. Ф., Корнев О. С. Особенности строения юга Сахалина по результатам геоплотностного моделирования // Строение земной коры и перспективы нефтегазоносности в регионах северо-западной окраины Тихого океана. Южно-Сахалинск, 2000. Т. 1. С. 38–56.
7. Исаев В. И., Косыгин В. Ю., Соколова В. В. Прогноз нефтегазоносности Нышско-Тымского прогиба Сахалина по результатам геоплотностного и палеотемпературного моделирования // Тихоокеан. геология. 2001. №5. С. 12–24.
8. Косыгин Ю. А., Сергеев К. Ф., Сапрыгин С. М., Василенко Н. Ф. Взаимодействие литосферных блоков на Центрально-Сахалинском разломе 7-13 апреля 1979 года // Докл. АН СССР. 1980. Т. 254, № 3. С. 707–712.
9. Косыгин Ю. А., Никифоров В. М., Альперович И. М. Глубинная электропроводность о. Сахалин // Докл. АН СССР. 1981. Т. 256, № 6. С. 1452–1455.
10. Красный М.Л., Косыгин В. Ю., Исаев В. И. Оптимальная плотностная модель тектоносферы вдоль геотраверса о. Сахалин – о. Итуруп – Тихий океан // Тихоокеан. геология. 1985. № 6. С. 36–48.
11. Рахманов Р.Р. Грязевые вулканы и их значение в прогнозировании газоносности недр. М., 1987. 174 с.
12. Рождественский В. С. Роль сдвигов в формировании структуры Сахалина, месторождений углеводородов и рудоносных зон // Геология и геодинамика Сихотэ-Алинской и Хоккайдо-Сахалинской складчатых областей. Южно-Сахалинск, 1997. С. 80–109. (Геодинамика тектоносферы зоны сочленения Тихого океана с Евразией; Т. I).
13. Сапрыгин С. М. Тектоническая флюидодинамика. Южно-Сахалинск: ИМГиГ ДВО РАН, 1997. 80 с.
14. Сырык И. М. Нефтегазоносность восточных склонов Западно-Сахалинских гор. М.: Наука, 1968. 248 с.
15. Сырык И. М., Табояков А. Я., Федоров В.В., Хведчук И. И. Возможные типы коллекторов нефти и газа в верхнемеловых и палеоген-неогеновых отложениях Южного Сахалина // Вопросы геологии и газоносности южной части Сахалина. Южно-Сахалинск, 1968. С. 142–150. (Тр. СахКНИИ; Вып. 18).
16. Сычёв П. М. Глубинные и поверхностные тектонические процессы Северо-Запада Тихоокеанского подвижного пояса. М.: Наука, 1979. 208 с.
17. Тектоносфера Тихоокеанской окраины Азии. Владивосток: ДВО РАН, 1992. 238 с.
18. Фомин А.Н. Углететрографические исследования в нефтяной геологии / АН СССР, Сиб. отд-ние, Ин-т геологии и геофизики. Новосибирск, 1987. 166 с.
19. Isaev V. I. The estimation of the expected resources of the hydrocarbons in the sedimentary basins of the NW Pacific using the methods of simulation of the geophysical fields // Abstracts of papers. International Symposium “Geological-Geophysical mapping of the Pacific Region”. Yuzhno-Sakhalinsk, 1989. P. 42–43.

Поступила в редакцию 28 июля 2002 г.

Рекомендована к печати Г.Л. Кирилловой

P.F. Volgin, V.I. Isaev, V.Yu. Kosygin

Oil and gas potential of the Upper Cretaceous deposits, Southern Sakhalin

An assessment was made of the oil and gas potential characteristics of the area encompassing Upper Cretaceous deposits in the southern part of the Central Sakhalin Fault at an altitude of the City of Yuzhno-Sakhalinsk. Geodensity modeling, paleotectonic reconstructions, and paleotemperature modeling were employed as an investigation method. Distribution sketch maps of the absolute values of density of the Upper Cretaceous deposits and Meso-Paleozoic basement were constructed. An anomalously deconsolidated zone was discriminated that adjoins the Central Sakhalin Fault. It is identified with a high-permeability area of the Earth's crust, and units-collectors of fracture-pore type. Distribution sketch maps of paleotemperatures for the roof and base of the Upper Cretaceous deposits were constructed. Basing on the katagenetic zoning of the phase state, early katagenetic gas pools can be suggested in the upper part of the deposits in the eastern part of the area; and oil accumulation, on the west. In the lower part of the deposits, oil accumulation is inferred as a narrow strip; and in the central and western parts, gas and gas condensate pools are presumed. The areas most promising for search for commercial oil and gas are predicted along the Central Sakhalin Fault zone.

ДИСКУССИЯ

КОММЕНТАРИИ К СТАТЬЕ П.Ф. ВОЛГИНА, В.И. ИСАЕВА, В.Ю. КОСЫГИНА "НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ВЕРХНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮЖНОЙ ЧАСТИ САХАЛИНА"

Э.Г. Коблов

*Сахалинский научно-исследовательский и проектно-изыскательский институт нефти и газа
"СахалинНИПИморнефть"*

В статье обосновываются прогнозные оценки некоторых важных аспектов проблемы нефтегазоносности верхнемеловых отложений Сахалина на основе геоплотностного и геотемпературного моделирования и палеотектонических реконструкций.

Применяемые авторами методические приемы позволяют им получить оценки максимальных палеотемператур для различных стратиграфических интервалов и выделить зоны разуплотнения. Первые используются для выделения и картирования зон генерации углеводородов различной интенсивности и фазового состояния, вторые интерпретируются как зоны флюидомиграции и вероятного нефтегазонакопления.

Исследования авторов по оценке физического состояния разреза и уровня его прогресса в различные периоды осадконакопления представляют практический интерес, особенно для районов, слабо изученных сейсморазведкой, так как дают возможности и инструмент получения дополнительной информации для нефтегеологического моделирования. Однако сама нефтегеологическая интерпретация температурного и плотностного полей верхнемеловых отложений Южного Сахалина дискуссионна, а ряд выводов слабо обоснованы.

Излагаемый авторами механизм миграции и аккумуляции газа при формировании Анивской группы месторождений (миграция газа через плоскость разрыва из отложений верхнего мела в верхнемиоценовые отложения маруямской свиты) теоретически возможен, но не подтверждается имеющейся геолого-геохимической информацией и гидродинамическими исследованиями на Восточно-Луговском месторождении. Согласно исследованиям особенностей гидрогеологии верхнемиоценовых отложений этого района [1], наблюдаемые здесь напоры подземных вод и наклонные газо-водяные контакты обусловлены проявлением в нижнемаруямском водоносном комплексе инфильтрационного режима и продвижением атмосферных вод от области питания в зоне Тымь-Поронайского (Центрально-Сахалинского) взброса-надвига на юго-восток.

Предположению о верхнемеловых отложениях как источнике УВ для формирования Анивских газовых месторождений противоречат также данные по составу газа в этих месторождениях. По степени катагенетической преобразованности ОВ (не ниже МК₁) верхнемеловые породы относятся к генераторам нефти и жирного газа, в то время как газы вышеупомянутых месторождений по составу ближе к смеси биогенного и раннекатагенетического газа. Они характеризуются высоким содержанием метана 90,5–97,5 %, почти полным отсутствием тяжелых УВ и повышенным содержанием азота (обычно 5–9 %).

Выделение авторами в разрезе катагенетических зон, характеризующих степень зрелости ОВ, только на основании оценок максимальных палеотемператур довольно условно. Для многих районов, в том числе и для Сахалина [3, 6], доказано влияние на степень зрелости ОВ не только уровня его прогрева, но и литологии вмещающих толщ, скорости осадконакопления, динамики и длительности прогрева.

Аналогичное замечание относится и к выделению генерационных зон только на основании оценок максимальных палеотемператур. К тому же, приводимые в статье температурные и катагенетические интервалы зон генерации жидких и газообразных углеводородов (50–90°C (МК₁¹) для верхней зоны газообразования и 90–130°C (МК₁²-МК₂) для зоны нефтеобразования) не совсем соответствуют известным схемам катагенеза органического вещества. В наиболее распространенных моделях катагенеза [4, 5, 8, 9], так называемых балансовых моделях, построенных на экспериментальном материале, верхняя зона газообразования (или раннекатагенетическая зона метанообразования) отвечает подстадии протокатагенеза и температурному интервалу 20–60°C (у И.В. Высоцкого [5] подошва зоны соответствует температурам от 50°C до 75°C). По данным Дж.Коннана (1974), составившего обобщенный по различным зарубежным нефтегазоносным бассейнам график связи между температурой и временем процесса образования нефти и газа [10], порог интенсивного образования нефти для мелового периода соответствует температуре 47–55°.

Приводимые в статье температурные и катагенетические интервалы зон генерации УВ, по-видимому, соответствуют теоретической расчетной модели, полученной в работе [2] на основе химико-кинетического подхода с использованием пиролитического анализа. Такие модели получили распространение в последний период, особенно в работах зарубежных нефтяных производственных и научно-исследовательских компаний. От балансовых моделей, базирующихся на изучении изменения химического и группового состава ОВ и продуктов, образующихся при катагенезе в природных условиях в различных литолого-фациальных и термодинамических обстановках, химико-кинетические модели отличаются сдвигом фазы нефтеобразования в более жесткие термодинамические условия. Это обстоятельство вызывает сомнение в универсальности таких моделей и их адекватности природным условиям.

Авторы статьи слишком упрощенно интерпретируют плотностное поле верхнемеловых отложений, связывая зону пониженных значений плотности с распространением здесь резервуаров с хорошими коллекторскими свойствами и выделяя зону нефтегазонакопления. Не отрицая в принципе возможности присутствия здесь резервуарных толщ (красноярковской и найбинской свит) с порово-трещинным типом коллектора, следует заметить, что аналогичный эффект пониженного плотностного поля может давать и присутствие в разрезе верхнемеловых отложений толщ с аномально высоким поровым и пластовым давлениями. Такие толщи с явлениями недоуплотнения могут присутствовать в отложениях быковской свиты, характеризующихся большой мощностью и однородным глинистым составом.

Это обстоятельство очень важно для положительной оценки перспектив нефтегазоносности верхнего мела, поскольку именно в таком варианте строения его разреза в нем будут присутствовать не только аккумулярующие, но и экранирующие толщи. В этом случае глины, аргиллиты быковской свиты будут выполнять роль зонального флюидоупора с высокими изолирующими свойствами для одной из двух потенциальных резервуарных толщ верхнего мела – найбинской свиты. Вариант интерпретации пониженного плотностного поля как эффекта присутствия высокопроницаемой зоны трещиноватости исключает благоприятные условия формирования здесь крупных скоплений углеводородов из-за отсутствия надежных покрышек.

К сожалению, выбор предпочтительного варианта не возможен из-за недостаточной детальности геоплотностного моделирования, выполненного в объеме всего верхнего мела без учета его расчлененности на литологические комплексы и выделения стратиграфических уровней распространения потенциальных резервуарных толщ как объектов моделирования. В то время как для оценки возможности присутствия коллекторов в красноярковской и найбинской свитах – потенциальных резервуарных толщах – желательно иметь плотностную характеристику отложений именно этих уровней, очищенную от влияния такого сильного возмущающего фактора, как разуплотненные или (и) недоуплотненные глины быковской свиты.

По уровню постседиментационной преобразованности пород отложения верхнего мела на большей части участка (центр и запад) находятся в катагенетической зоне МК₂-МК₃ (глубина максимального погружения более 3,5 км), для которой характерно ухудшение не только коллекторских свойств резервуаров, но и экранирующих свойств покрышек, приводящее к разрушению залежей УВ, сформированных на более ранних стадиях катагенеза [7]. Поэтому

на основе результатов бурения на Большехолмской площади более корректно говорить о реальности процессов нефтегазообразования в верхнемеловых отложениях в прошлые эпохи, чем о перспективности этих отложений. Нефтегазоперспективность верхнего мела эти результаты как раз не подтверждают. Они говорят о его низкой перспективности, поскольку вскрытый разрез по уровню катагенетической преобразованности находится в зоне разрушающихся остаточных залежей УВ.

Вообще, уровень катагенетической преобразованности отложений верхнего мела на Сахалине в большинстве случаев является решающим критерием их нефтегазоносности. На большей части территории Сахалина уровень катагенетической преобразованности ОВ верхнемеловых отложений соответствует МК₂ и более высоким стадиям катагенеза. В подавляющем большинстве случаев наблюдаемые в этих отложениях поверхностные и скважинные нефтегазопоявления – это свидетельство их нефтегазоносности в прошлом геологическом времени.

Проблема поисков нефти и газа в отложениях верхнего мела – это проблема выявления участков распространения потенциально нефтегазоносных комплексов, находящихся в катагенетической зоне оптимального нефтегазонакопления, либо сохранивших качество резервуара на более высоких стадиях катагенеза. Последнему благоприятствуют обычно высокое литологическое качество резервуара, формирование кавернозно-трещинного коллектора, аномально высокое внутррезервуарное давление. По имеющейся информации, участки распространения зоны оптимального нефтегазонакопления (соответствует стадиям катагенеза ПК₃-МК₁ и глубине максимального погружения 1,5–3 км [3]) в отложениях верхнего мела локализованы, в основном, в пределах Крильонского поднятия и соседних структур. Одним из таких участков может быть восточная часть рассматриваемого в статье района, приуроченная к южному звену Центрально-Сахалинского разлома.

Такой же упрощенной является схема прогноза фазового состояния возможных залежей УВ. На основе анализа карт палеотемператур, который применяют для такого прогноза авторы статьи, корректней говорить о температурных условиях, благоприятных для генерации углеводородов в определенном фазовом состоянии. Что касается прогноза фазового состояния аккумулярованных скоплений УВ, то кроме учета условий генерации необходим анализ условий миграции, аккумуляции и консервации этих скоплений. Одним из важнейших элементов этого анализа являются палеотектонические реконструкции, которые присутствуют в алгоритме исследований авторов статьи, но, по-видимому, не использованы для такого прогноза. С учетом этих факторов более обоснованным будет вывод о возможном распространении даже в восточной части района только газовых и газоконденсатных залежей. Возможные нефтяные залежи, которые здесь могли сформироваться в эпоху накопления меловых и палеогеновых осадков, впоследствии были эродированы и (или) разрушены при нарушении условий консервации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Борисов Б.Д., Свитенко В.С., Юрочко А.И. Некоторые особенности гидрогеологии верхнемиоценовых отложений Сусунайского межгорного прогиба Южного Сахалина // Геология нефти и газа. 1980. № 1. С. 22–26.
2. Бурштейн Л.М., Жидкова Л.В., Конторович А.Э., Меленевский В.Н. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) // Геология и геофизика. 1997. № 6. С. 1070–1078.
3. Варнавский В.Г., Коблов Э.Г., Буценко Р.Л. и др. Литолого-петрофизические критерии нефтегазоносности. М.: Наука, 1990. 270 с.
4. Вассоевич Н.Б. Избранные труды. Геохимия органического вещества и происхождение нефти. М.: Наука, 1986. 368 с.
5. Высоцкий И.В. Вертикальная зональность в образовании и распределении скоплений углеводородов // Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967, С. 201–208.
6. Галкина М.В. Катагенез органического вещества осадочных толщ Северного Сахалина: Автореф. дис... канд. геол.-минер. наук. Уфа, 1997. 20 с.
7. Коблов Э.Г. Закономерности размещения и условия формирования месторождений нефти и газа Сахалинской нефтегазоносной области // Геология и разработка месторождений нефти и газа Сахалина и шельфа. М.: Науч. мир, 1997. С. 3–25.
8. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М.: Недра, 1976. 250 с.
9. Неручев С.Г. К изучению главной фазы нефтеобразования // Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых. М.: Наука, 1973. С. 43–49.
10. Хант Дж. Геохимия и геология нефти. М.: Мир, 1982. 704 с.