

Компания «Сахалин Энерджи» перенесла трассу морских трубопроводов, соединяющих две добывающие платформы расположенные на Пильтун-Астохском месторождении с наземной системой трубопроводов, на 20 километров южнее первоначального маршрута, чтобы отдалить ее от основной зоны нагула китов.

В 2014 г. численность серых китов в водах северо-восточного Сахалина заметно выросла. Было обнаружено 12 детенышей кита, что является наивысшим показателем за последние 10 лет.

На сегодняшний день интересы нефтедобывающих компаний ставятся намного выше, чем интересы окружающей среды, потому угроза вымирания серого кита в регионе по-прежнему велика. Для спасения популяции необходимо ввести повышенные требования по экологической безопасности, которые должны изначально закладываться в проекты новых буровых платформ и применяться к уже эксплуатируемым.

#### Литература

1. Берзин А.А., Владимиров В.Л. Антропогенное воздействие на китов Охотского моря // Известия ТИНРО, 1996. – Т. – 121. – С. 4 – 8.
2. Блохин С.А. Распределение, численность и поведение серых китов американской и азиатской популяций в районах их летнего распределения у берегов Дальнего Востока // Известия ТИНРО, 1996. – Т. – 121. – С. 36 – 53.
3. Владимиров А.В., Владимиров В.А., Стародымов С.П. и др. Распределение и численность серых китов (*Eschrichtius robustus*) охотско-корейской популяции в прибрежных водах северо-восточного Сахалина в июне-октябре 2005 г. (по данным береговых учетов) // Морские млекопитающие Голарктики. – СПб, 2006. – С. 135 – 141.
4. Мойсейченко Г.В., Блинов Ю.Г., Симоконь М.В. Влияние нефтегазовых разработок на объекты прибрежного рыболовства // Человек в прибрежной зоне: опыт веков. – Владивосток: Изд-во ТИНРО, 2002. – С. 59 – 69.

#### **ПОСТРОЕНИЕ МОДЕЛИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СКОПЛЕНИЯ НА СТАДИИ ПОДГОТОВКИ ОБЪЕКТОВ К ПОИСКОВОМУ БУРЕНИЮ (НА ПРИМЕРЕ СЕВЕРО-ДОНБАССКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА)**

**К.С. Ефанова, Е.А. Щепкова**

Научный руководитель доцент В.М. Андреев  
*Южный федеральный университет, г. Ростов-на-Дону, Россия*

Согласно «Временному положению об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ», утвержденному приказом Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 07.02.2001 г. № 126, моделирование ожидаемой залежи на второй стадии поисково-оценочного этапа предполагает определение морфологических параметров ловушки и пространственного положения границ залежи, прогнозирование фазового состояния углеводородов и подсчет перспективных ресурсов по категории  $C_3$ .

Методические приемы и способы прогнозирования нефтегазоносности недр следует рассматривать применительно к конкретному региону, характеризующемуся определенным геологическим строением и историей развития. В качестве такого региона выбран Северо-Донбасский нефтегазоносный район,

тектонически приуроченный к южному склону Воронежской антеклизы и входящий в состав Днепровско-Припятской нефтегазоносной провинции.

В разрезе Северо-Донбасского нефтегазоносного района выделяются два регионально нефтегазоносных мегакомплекса: ниже-среднекаменноугольный карбонатный и среднекаменноугольно-нижнепермский карбонатно-терригенный. Их промышленная продуктивность доказана открытием 14 месторождений, содержащих 78 нефтяных, газовых и газоконденсатных залежей. Кроме того, в отдельных структурных и поисковых скважинах установлены прямые признаки нефтегазоносности разреза, в том числе непромышленные притоки углеводородов.

Вполне очевидно, что размеры ожидаемой залежи определяются пространственным положением границы раздела «вода – углеводороды» (ВУР), которую на рассматриваемой стадии геологоразведочных работ целесообразно и достаточно аппроксимировать горизонтальной плоскостью.

Анализ морфологических параметров ловушек и залежей Северо-Донбасского нефтегазоносного района позволил установить наличие двумерной линейной связи между гипсометрическими отметками поверхности ВУР ( $\Gamma_{\text{ВУР}}$ ) и сводовой части ловушки ( $\Gamma_{\text{Л}}$ ), описываемой уравнением регрессии

$$\Gamma_{\text{ВУР}} = 1,0092 \times \Gamma_{\text{Л}} - 13$$

Высокое (0,99) значение коэффициента парной корреляции этого уравнения, а также аналогичные связи, полученные нами ранее по месторождениям Западной Сибири, краевых мезозойских депрессий Сибирской платформы [3] и Терско-Каспийского краевого прогиба [4], дают основание рекомендовать этот методический прием геометризации ожидаемой залежи и для других нефтегазоносных территорий различного геологического строения.

При этом отметим, что гипсометрия свода ловушки является одним из немногих параметров, сравнительно достоверно (при наличии надежной скоростной характеристики разреза) определяемых по материалам МОВ ОГТ, полученным в процессе детализации строения объекта поискового бурения.

В соответствии с осадочно-миграционной теорией формирования нефтяных и газовых месторождений, основными факторами, обуславливающими образование углеводородов нефтяного ряда из органического вещества, рассеянного в породах, и их последующего превращения в недрах, являются температура, давление и геологическое время.

Для учета совокупного влияния этих факторов на процессы преобразования органического вещества пород и углеводородов в залежах нами использованы комплексные параметры – экспоненциальная геохронотерма ( $\varepsilon_{\tau}$ ) и экспоненциальный хронобарический градиент ( $\varepsilon_{\beta}$ ), теоретическое обоснование которых дано А.Н. Резниковым [1].

Экспоненциальная геохронотерма и экспоненциальный хронобарический градиент рассчитываются по формулам:

$$\varepsilon_{\tau} = 10^{\tau_{\Sigma}/1000} \quad \text{и} \quad \varepsilon_{\beta} = 10^{\beta_{\Sigma}/1000}$$

где  $\tau_{\Sigma}$  – геохронотерма, представляющая собой произведение логарифма геологического времени (млн. лет) на пластовую температуру (°С);  $\beta_{\Sigma}$  – хронобарический градиент, определяемый отношением пластового давления (МПа) к логарифму геологического времени (млн. лет); 1000 – коэффициент, учитывающий влияние псевдоэнергии активации процесса катагенеза.

Основой для определения количественных значений экспоненциальной геохронотермы и экспоненциального хронобарического градиента послужили

хронотермобарические диаграммы. Они были построены с использованием кривых погружения, характеризующих изменение во времени глубины залегания нефтегазоносных комплексов в пределах локальных (зональных) объектов.

Оценка максимальной температуры, воздействию которой подвергались осадочные породы нефтегазоносных комплексов, основана на изучении отражательной способности витринита из углистого детрита вмещающих пород, которая закономерно изменяется с глубиной их погружения. Количественные значения этого параметра определены по шкале соотношения температуры и отражательной способности витринита, приведенной в методическом руководстве РД-39-9-134-79 МНП СССР и ИГиРГИ.

Палеодавление на всех этапах геологического развития региона определялось глубиной погружения продуктивных (перспективных) комплексов, поскольку, согласно многочисленным исследованиям, в прошлом отсутствовали геологические факторы, которые могли бы обусловить возникновение в этих комплексах сверхгидростатического или аномально низкого пластового давления.

Рассчитанные значения экспоненциальной геохронотермы и экспоненциального хронобарического градиента сопоставлены со схемой вертикальной фазово-генетической зональности углеводородных скоплений в осадочном чехле земной коры, составленной путем статистической обработки фактического материала более чем по 1400 месторождениям земного шара [1, 2]. На этой схеме выделены шесть зон углеводородонакопления, характеризующихся конкретными пределами изменения экспоненциальной геохронотермы и экспоненциального хронобарического градиента: газовая верхняя, нефтяная, нефтегазоконденсатная, газоконденсатная, конденсатно-газовая и газовая нижняя.

Результаты сопоставления дают основание считать, что, в частности, в западной части Принадвиговой зоны южного склона Воронежской антеклизы в карбонатных отложениях прикамского горизонта следует ожидать открытия нефтяных залежей, а в разрезе Междувдвиговой зоны эти же осадочные образования будут содержать преимущественно газоконденсатные залежи.

Отметим также, что на формирование современного облика локальных скоплений могут оказывать влияние углеводородные газы, мигрировавшие с территории Донецкого складчатого сооружения, в разрезе которого материнские отложения длительное время находятся в газовой нижней зоне.

#### Литература

1. Резников А.А. Хронотермобарические условия размещения углеводородных скоплений // Советская геология, 1985. – № 6. – С. 17 – 30.
2. Резников А.Н., Стерленко Ю.А., Ярошенко А.А., Васин Б.Г., Андреев В.М. Прогноз фазового состояния углеводородов в верхнепротерозойских и палеозойских продуктивных комплексах Непско-Чонского мегасвода и Вилюйской синеклизы // Геологические и геолого-экономические исследования нефтегазоносности Восточной Сибири. – М.: МИНХиГП, 1985. – С. 53 – 65.
3. Стерленко Ю.А., Андреев В.М. К вопросу о прогнозировании положения ВНК и коэффициента заполнения ловушки по мезозойским залежам нефти на территории ЧИАССР // Нефть и газ. – Баку, 1984. – № 5. – С. 61 – 94.
4. Стерленко Ю.А., Андреев В.М. Некоторые вопросы построения модели залежи по перспективным поднятиям Лено-Вилюйской газонефтеносной субпровинции // Нефть и газ. – Баку, 1984. – № 5. – С. 29 – 34