

УДК 550.832:553.98.04(470.1)

**Макаревич В.Н., Копылова М.М., Крыкова Т.Н.**Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, [ins@vnigri.ru](mailto:ins@vnigri.ru)

## **ВЫЯВЛЕНИЕ НЕОЦЕНЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ**

*Для восполнения запасов углеводородного сырья одним из эффективных направлений геологоразведочных работ является выявление и вовлечение в освоение не оцененных залежей в пределах локальных объектов, где в разные годы проводилось глубокое бурение. Описана методика выявления не оцененных залежей углеводородов в карбонатных коллекторах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Приведены примеры объектов и охарактеризованы их параметры на основе комплексной интерпретации материалов геолого-геофизических исследований.*

**Ключевые слова:** *не оцененные залежи, геолого-геофизические исследования, карбонатный коллектор, Тимано-Печорская провинция.*

В нефтегазоносных регионах, в том числе в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПП), успешно осваиваются углеводородные скопления, приуроченные к резервуарам традиционного типа с кондиционными параметрами пористости и проницаемости.

Именно с такими резервуарами связаны наиболее крупные и разрабатываемые на протяжении многих десятилетий месторождения нефти и газа ТПП (Усинское, Возейское, Харьягинское, Вуктыльское и многие другие), выработанность которых превышает 50-60%. Именно крупные и средние по запасам месторождения нефти и газа, введенные в разработку в большинстве своем еще в прошлом веке, обеспечивают высокий уровень добычи нефти в регионе. Максимальный объем добычи нефти в ТПП – 32,28 млн. т достигнут в 2009 г., после чего происходило ежегодное снижение (до 26,56 млн. т в 2013 г.).

Это в значительной степени связано с недостаточным объемом восполнения извлекаемой из недр нефти, за счет открытия и ввода в освоение значительных по запасам залежей.

Для восполнения запасов углеводородного сырья (УВС) одним из эффективных направлений геологоразведочных работ (ГРР) является выявление и вовлечение в освоение не оцененных залежей в пределах локальных объектов, где уже проводилось в разные годы глубокое бурение.

Такие перспективные в отношении нефтегазоносности резервуары выделены во всех основных карбонатных нефтегазоносных комплексах (среднеордовикско-нижнедевонский, верхнефранско-турнейский, верхневизейско-нижнепермский) в большинстве нефтегазоносных областей ТПП, в более чем 100 скважинах нераспределенного фонда недр. Не вызывает сомнений наличие такого рода объектов и в пределах месторождений распределенного фонда недр.

Все они представляют существенный резерв (неосвоенной ресурсной базы ТПП), вовлечение которой в разведку и разработку сопряжено с гораздо меньшими финансовыми, технологическими, организационными и иными издержками, связанными с широко рекламируемым освоением нетрадиционных и труднодоступных источников УВС (сланцевая нефть и газ, недра арктических акватории и прочее).

Такого рода объекты выделены и охарактеризованы их параметры на основе комплексной интерпретации материалов геолого-геофизических исследований.

Выполненные в рамках исследований ВНИГРИ работы по выявлению и определению параметров неоцененных («пропущенных») возможных залежей УВ позволили выделить среди них объекты трех категории:

1. Резервуары традиционного типа в карбонатных комплексах ТПП. Такие объекты либо не испытаны по каким-либо причинам, либо испытаны некачественно (только в открытом стволе, а в колонне без оптимального воздействия на пласт в условиях его кольматации).

2. Резервуары с невысокими коллекторскими свойствами (5-7% открытая пористость, проницаемость 10-30 мД), близкими с принятым нижним пределом емкости.

3. Резервуары с некондиционными параметрами. Широко развиты как в пределах открытых месторождений, так на объектах нераспределенного фонда.

Резервуары двух последних категорий составляют более 90% среди выделенных.

Следует отметить, что граничные значения параметров для карбонатных коллекторов различны для разных нефтегазоносных регионов и, как правило, составляют 6-7% открытой пористости и 30-50 мД проницаемости.

Резервуары с относительно высокими параметрами залежей содержат преобладающую часть запасов УВС в ТПП. Извлечение из них углеводородов (УВ) обеспечивается с помощью относительно простых и широко используемых технологий. Граничные значения коллекторов установлены много десятилетий назад и с тех пор не пересматривались. Это в полной мере относится к объектам ТПП, где нижние пределы емкостных параметров карбонатных коллекторов, несмотря на огромный прогресс в технологиях добычи УВ, составляет все те же 6-7%. Вместе с тем, коллекторы с кондиционными значениями

емкостных параметров имеют ограниченное распространение и занимают лишь небольшую долю в суммарном объеме пород продуктивных резервуаров. Большую часть резервуаров карбонатного типа составляют низкокондиционные породы-коллекторы. Для извлечения из них УВ требуется применение современных интенсивных технологий, успешно реализуемых в США при добыче «сланцевых» нефти и газа.

Исследования, проводимые во ВНИГРИ по оценке эффективности межзерновых пор и трещин карбонатных пород показали, что при наличии трещин породы низкой пористости и ничтожной межзерновой проницаемости могут не только аккумулировать УВ, но и отдавать их при освоении. Это находит подтверждение во многих нефтегазоносных бассейнах.

Так, на месторождениях Предзагросского краевого прогиба Ирана, биогенные известняки с открытой пористостью 4% и меньше и межзерновой проницаемостью 0,001 мД, которые ранее не опробовались, при применении современных технологий характеризуются дебитами нефти в сотни тонн в сутки [Нехаев, 2013]. На месторождениях Техаса из карбонатных коллекторов со значениями пористости менее 2% получены промышленные притоки нефти.

В связи с этим следует упомянуть о традиционных представлениях по поводу большой остаточной водонасыщенности низкопористых и слабопроницаемых пород, согласно которым последние рассматриваются как непродуктивные. Огромное количество фактических данных об остаточной водонасыщенности подобных «непродуктивных» пород приходят в противоречие с указанными представлениями. Так, например, на тех же иранских месторождениях количество остаточной воды в породах низкопористых и слабопроницаемых известняков по данным каротажа и результатам исследования керна не более 30%.

Следует отметить, что проблема вовлечения некондиционных коллекторов карбонатного типа в освоение активно разрабатывается и реализуется во многих нефтегазоносных регионах нашей страны, ближнего и дальнего зарубежья, где наблюдается дефицит подготовленных активных запасов нефти и газа традиционного типа.

Исследования белорусских геологов показывают, что геологические запасы месторождений нефти, содержащиеся в некондиционных коллекторах, могут быть сопоставимы с запасами в традиционных коллекторах [Бескопыльный, 2013].

Значительный объем не вовлеченных в освоение запасов нефти и газа прогнозируется в низкокондиционных резервуарах карбонатного типа ТПП. Количество таких объектов может превышать их число в традиционных коллекторах. Они характеризуются открытой пористостью менее 5-6%. В большинстве случаев такие объекты не опробованы, либо

опробованы испытателем пластов без интенсификации, что не позволяло получить объективные результаты.

Анализ данных показал, что распределение низкопористых нефтенасыщенных коллекторов по разрезу неравномерно. Так, в отложениях верхнего девона (франский ярус) при коэффициенте нефтенасыщенности от 60% и более низкопористые коллекторы составляют 23%, в отложениях фаменского яруса при коэффициенте нефтенасыщенности более 60%-42%.

В то же время на основании значительной выборки фактических данных по многим регионам бывшего Советского Союза удалось установить зависимость предельно-эффективной пористости  $K_p$  от вязкости нефти для различных типов коллекторов. Исходя из этой зависимости для карбонатных коллекторов смешанного типа (порово-трещинно-кавернозных) эффективная пористость при вязкости нефти 0,5-0,85 МПа\*с составляет 3-3,5% [Заикин, Лобов, Кончиц, 1990].

Результаты проведенных ВНИГРИ исследований по выявлению и характеристике неоцененных залежей УВС основаны на комплексной переработке и переинтерпретации материалов ГИС и данных бурения на базе современных эффективных методик.

В период бурения многих скважин (1977-1990 гг.), находящихся в настоящее время в нераспределенном фонде недр ТПП, для изучения карбонатных пород, которые являются приоритетным объектом освоения региона, промыслово-геофизическими методами удовлетворительно выделялись и оценивались, главным образом, коллекторы порового типа. Для выделения и оценки коллекторов со сложной структурой пустотного пространства эффективная методика отсутствовала. Применяемый акустический каротаж требовал контроля из-за неоднозначности в интерпретации, ибо на его показания существенное влияние оказывает характер флюида, заполняющего породу, литология и неоднородность разреза и др.

Определение нефтенасыщенности по геофизическим данным, за исключением коллекторов порового типа, характеризовалось невысокой точностью, что значительно усложняло определение положения водонефтяного контакта.

Существовавшие в начальный период проведения ГРП в ТПП методики предусматривали индивидуальную интерпретацию данных по отдельным методам. Для получения достаточной эффективности при этом необходимо было предварительное изучение влияния коллекторских свойств пород на их геофизические параметры для конкретных объектов, что требовало достаточного кернового материала, как правило, являющегося дефицитным. Невысокая точность в выделении и оценке параметров сложных

коллекторов в карбонатных толщах предопределяет необходимость комплексирования соответствующих геофизических методов при их взаимной увязке.

Именно на этом принципе основана разработанная в конце 70-х гг. Н.З. Заляевым и с тех пор много раз доработанная методика определения вещественного состава и коллекторских свойств карбонатных пород путем функциональных преобразований геофизических параметров [Заляев, Машара, Левин, 1997]. Эта методика позволяет за счет увязки геофизических параметров на основе их непосредственных взаимосвязей обойтись без получения ряда эталонных зависимостей и ограничиться минимальными геологическими сведениями. Она была апробирована на материале карбонатных разрезов ТПП, и показала хорошую сходимость с кернавыми и промысловыми данными.

Физической предпосылкой решения задач определения всех параметров, необходимых как для оперативной интерпретации, так и при подсчете запасов нефти и газа, служит различие чувствительности у разных параметров к компонентному составу скелета пород и насыщающих флюидов. Показания разнохарактерных методов функциональными преобразованиями приводятся к сопоставимому масштабу и производится их сравнительный анализ непрерывно по разрезу.

При совмещении таких нормализованных кривых в пластах-коллекторах возникает их расхождение. В зависимости от значения градиента можно судить о присутствии насыщающего флюида.

По набору функционально-преобразованных и нормализованных геофизических кривых, расположенных в определенной системе, устанавливается вещественный состав, оценивается общая и эффективная пористости, содержание связанной воды и УВ насыщение пород-коллекторов [Машара, 2002].

С помощью метода функциональных преобразований геофизических параметров (система ИНГЕФ) решаются следующие задачи:

- определение литологии пород – в каждой точке разреза определяется процентное содержание следующих компонентов: доломита, известняка, мергеля (аргиллита), ангидрита, песчаника, соли;

- определение пористости – общей, связанной (занятой связанной водой) и как разность между этими величинами – эффективной;

- характер насыщения, доленое соотношение флюидов в поровом пространстве;

- по совокупности полученных данных выделяется коллектор.

Решение довольно широко круга вопросов, значительно меньшее количество входных данных, требующихся для выделения коллекторов в различных литолого-петрографических разностях карбонатного разреза, а также неплохая сходимость с лабораторными данными по

керну, стали определяющими факторами в выборе метода функциональных преобразований (ИНГЕФ) для проведения переобработки геолого-геофизических данных скважин ТПП.

Приводимая в этой статье интерпретация материалов ГИС выполнена по методике функциональных преобразований с применением программно-технологического комплекса (система ИНГЕФ). Ниже приведены конкретные примеры комплексной переобработки материалов ГИС.

Неоцененные залежи установлены в различных областях и районах ТПП. Типичным примером являются скважины Хановейская 1 и Мадагашорская 32, переобработанные с применением системы ИНГЕФ Л.П. Машара (рис. 1, рис. 2, рис. 3).

В первой из них выделены резервуары традиционного типа, неиспытанные ни в процессе бурения, ни в колонне. На одноименном поднятии в пределах наиболее богатого УВ в ТПП Колвинского мегавала пробурена скв. Хановейская 1.

Хановейское поднятие расположено между Северо-Харьягинским и Ненецким нефтяными месторождениями. Залежи нефти в первом из них установлены в артинских и ассель-сакмарских отложениях нижней перми, во втором – в уфимских отложениях верхней перми и кунгурских, артинских и ассель-сакмарских отложениях нижней перми.

По данным Л.П. Машара в скв. Хановейская 1 в интервале 3779-3919 м выделено 9 пластов в отложениях верхнего девона (Сирачойский горизонт - D<sub>3src</sub>) с характеристиками, позволяющими отнести их к нефтенасыщенным (продуктивным). Все эти пласты, представленные биогенно-карбонатными породами, обладают высокими значениями пористости (Кпэф 8-11%), нефтенасыщение 55-62% (табл. 1). Толщина пластов 5-17 м. Эта сирачойская толща коллекторов перекрыта мощной глинисто-мергелистой покрывкой евлановского возраста (см. рис. 2).

Кроме того, в скв. Хановейская 1 в интервале 2212-2299 м выделены пласты-коллекторы с возможной нефтенасыщенностью в ассель-сакмарских отложениях нижней перми, которые характеризуются значениями пористости (Кпэф 6-9%), нефтенасыщение 40-71%.

В скв. Мадагашорская 32 выделены резервуары традиционного типа и резервуары с невысокими коллекторскими свойствами, близкими к принятому нижнему пределу емкости. На Сандивейском поднятии Хорейверской впадины пробурена скв. Мадагашорская 32, западнее Лыдушорского и Шорсандивейского нефтяных месторождений. Залежи нефти в первом из них установлены в отложениях верхнего девона (елецкий-задонский горизонты), во втором - нижнего силура.

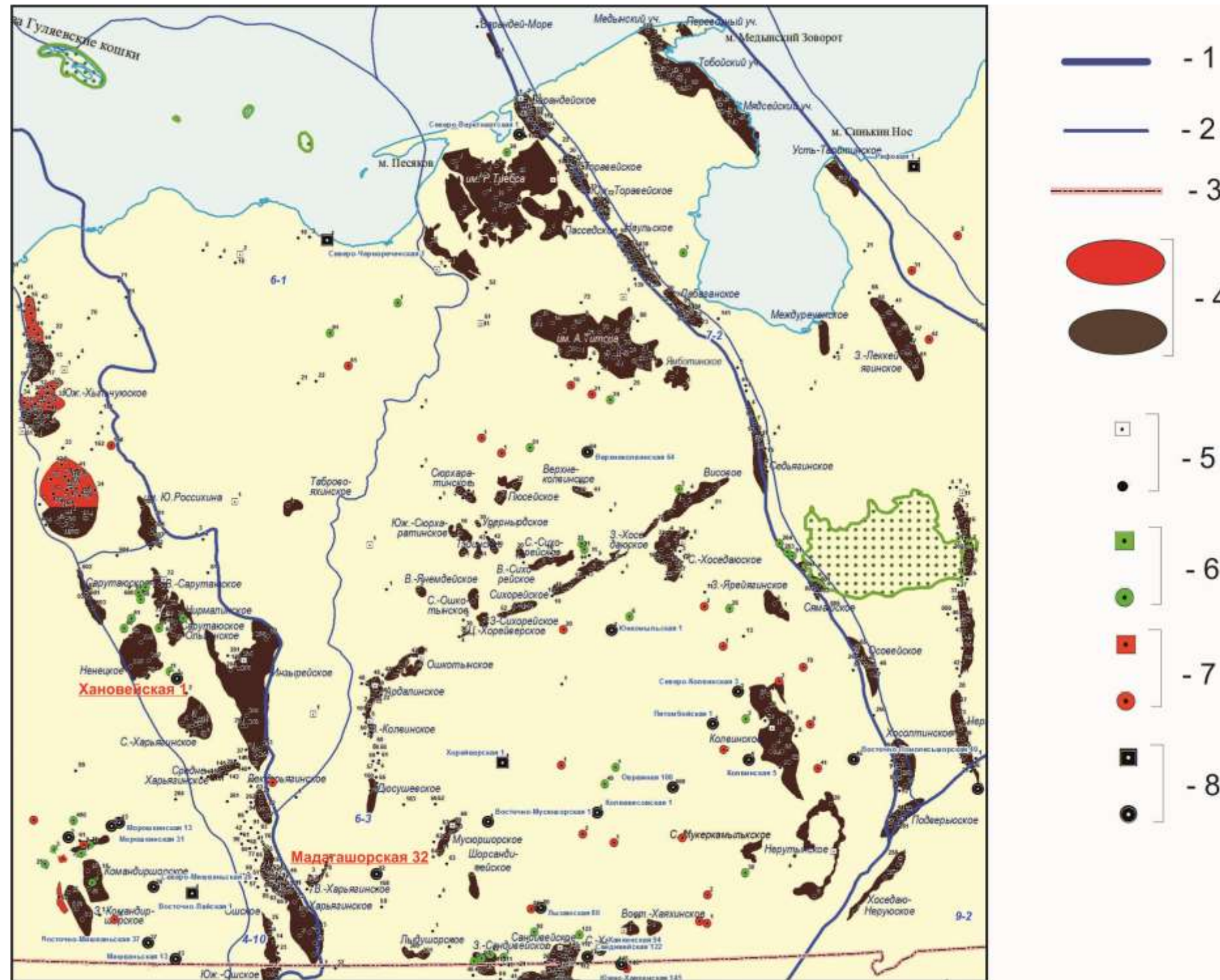
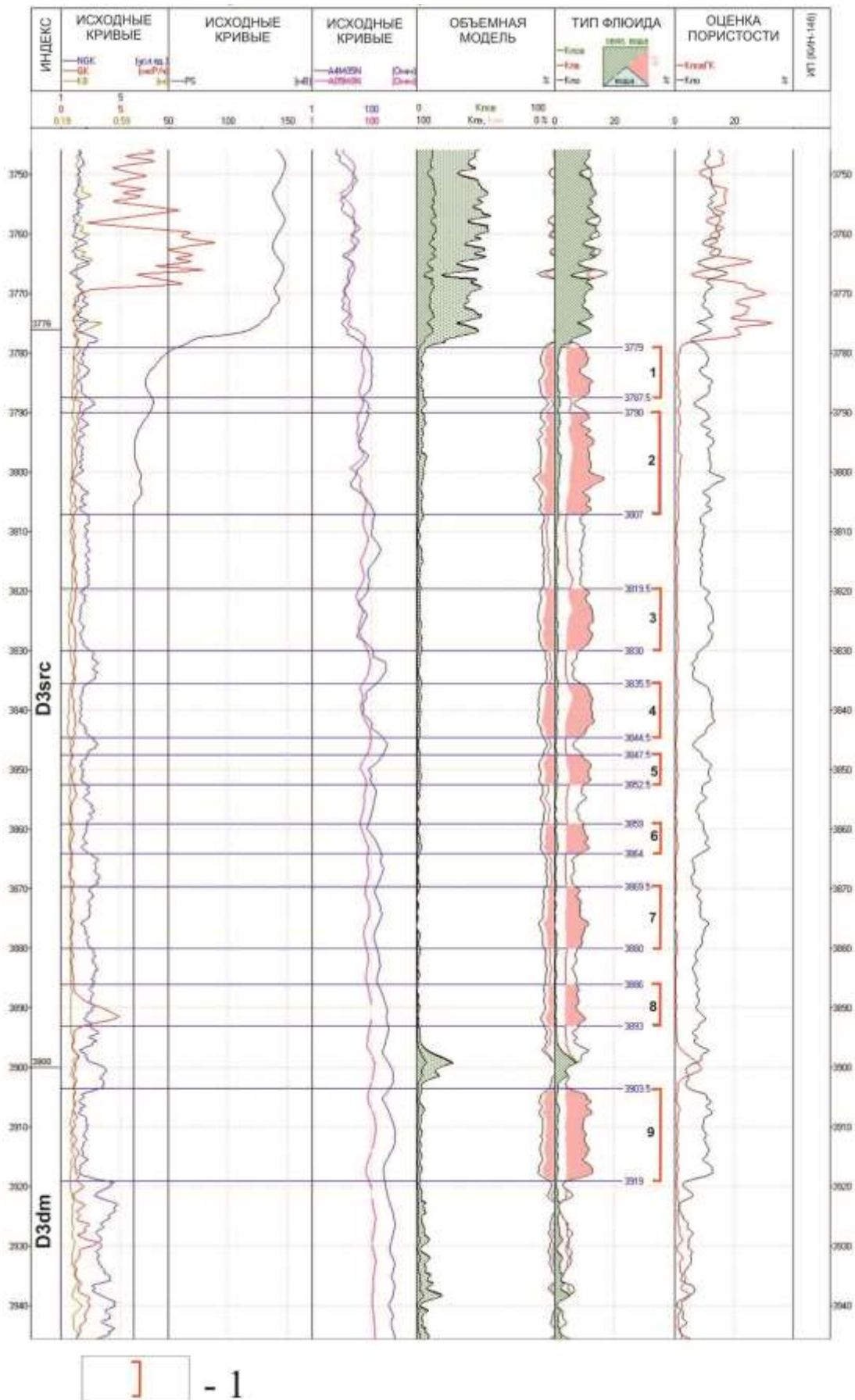


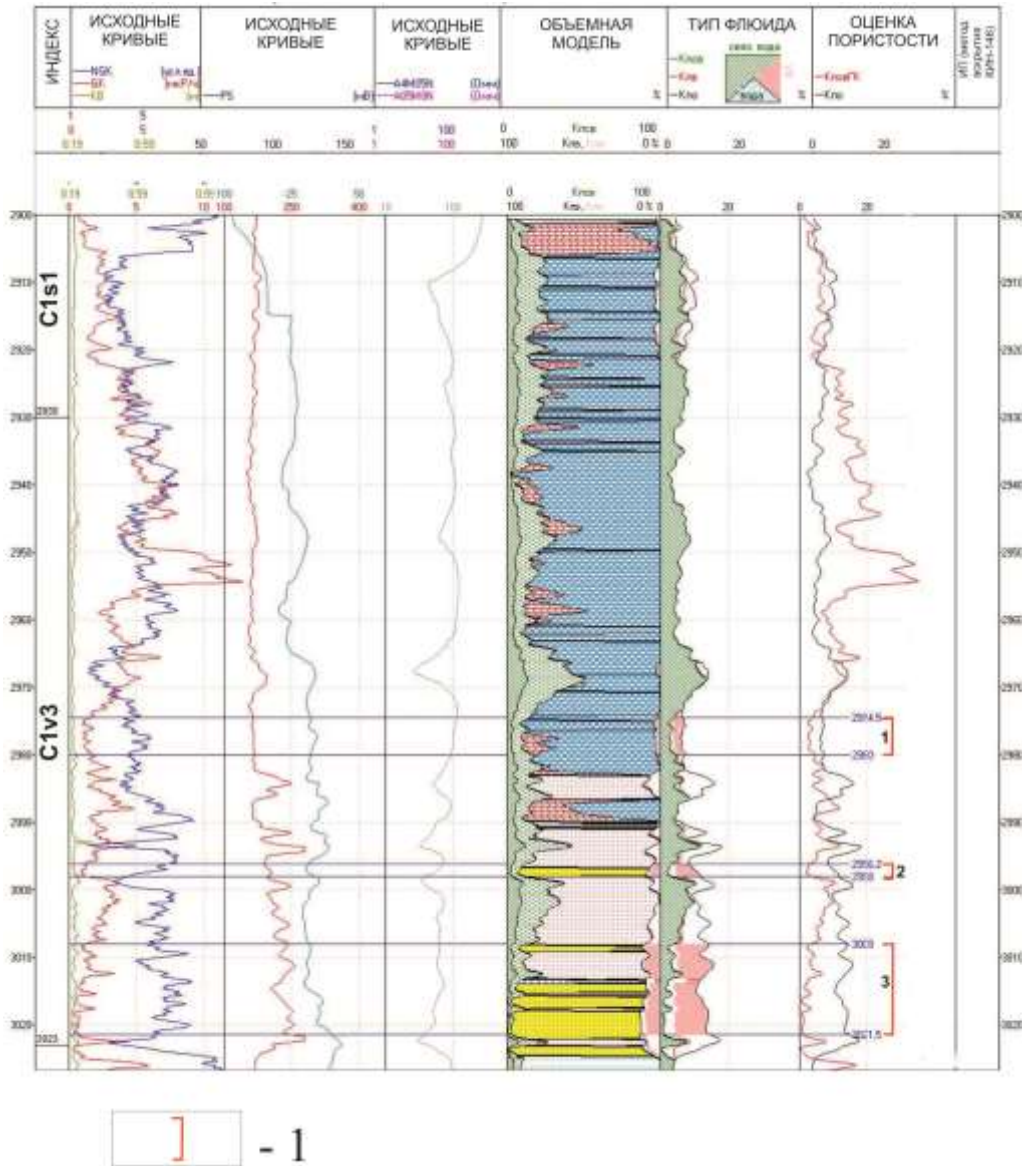
Рис. 1. Фрагмент обзорной карты севера Тимано-Печорской провинции

1 – граница НГО, 2 – граница НГР, 3 – границы субъектов РФ, 4 – месторождения, 5 – скважины пробуренные, 6 – скважины проанализированные, 7 – скважины переобработанные, 8 – скважины, в которых выявлены новые перспективные объекты.



**Рис. 2. Комплексная интерпретация материалов ГИС по скв. Хановейская 1**  
*1 – новые перспективные объекты.*





**Рис. 3. Комплексная интерпретация материалов ГИС по скв. Мадагашорская 32**  
 1 – новые перспективные объекты.

Таблица 1

**Выделение пластов-коллекторов с возможным нефтенасыщением в скв. Хановейская 1 (D<sub>3</sub>src)**

Глубина кровли, м	Глубина подошвы, м	Толщина, м	Кпоб, %	Кпсв, %	Кпэф, %	Кпн, %	Кн, %	GKkgi, Ср.
3779,0	3787,5	8,5	10,6	1,3	9,3	6,3	59,4	1,5
3790,0	3807,0	17,0	11,8	1,4	10,4	6,7	56,6	1,5
3819,5	3830,0	10,5	11,6	0,9	10,7	6,9	59,7	1,3
3835,5	3844,5	9,0	11,7	0,8	10,9	7,1	60,4	1,2
3847,5	3852,5	5,0	11,2	0,8	10,4	6,7	59,7	1,2
3859,0	3864,0	5,0	10,3	0,7	9,6	6,4	62,0	1,2
3869,5	3880,0	10,5	8,9	0,3	8,6	5,1	56,8	1,0
3886,0	3893,0	7,0	8,2	0,4	7,8	4,6	55,7	1,0
3903,5	3919,0	15,5	10,4	0,9	9,5	6,5	62,2	1,3

В скв. Мадагашорская 32 в интервале 2974-3021 м выделено 3 пласта в отложениях нижнего карбона (верхний визе -  $C_{1V3}$ ) с характеристиками, позволяющими отнести их к нефтенасыщенным (продуктивным). Все эти пласты, представленные биогенно-карбонатными породами, обладают значениями пористости  $K_{пэф}$  4-11%, нефтенасыщение 62-74% (табл. 2). Толщина пластов 2-14 м. (см. рис. 3).

Таблица 2

**Выделение пластов-коллекторов с возможным нефтенасыщением  
в скв. Мадагашорская 32 ( $C_{1V}$ )**

Глубина кровли, м	Глубина подошвы, м	Толщина, м	$K_{поб}$ , %	$K_{псв}$ , %	$K_{пэф}$ , %	$K_{пн}$ , %	$K_n$ , %	ГК, Ср.
2974,5	2980,0	5,5	6,7	3,1	3,5	2,2	61,7	1,3
2996,2	2998,0	1,8	10,3	2,5	7,8	5,2	66,8	1,1
3008,0	3021,5	13,5	13,2	2,4	10,7	7,9	73,7	1,1

Также в скв. Мадагашорская 32 в интервале 3487-3680 м выделено 10 пластов в отложениях верхнего девона (верхний фран -  $D_{3f3}$ ). Пласты представлены биогенно-карбонатными породами с значениями пористости  $K_{пэф}$  5-8%, нефтенасыщение 52-62% (табл. 3). Толщина пластов 3-34 м. В интервале 3762-3772 м выделен пласт в отложениях нижнего силура (филиппельский горизонт -  $S_{1fl}$ ) с характеристиками: пористость  $K_{пэф}$  10%, нефтенасыщение 64% – это позволяет отнести его к нефтенасыщенным (продуктивным) (см. табл. 3).

Таблица 3

**Выделение пластов-коллекторов с возможным нефтенасыщением  
в скв. Мадагашорская 32 ( $D_{3f3}$ ,  $S_{1fl}$ )**

Глубина кровли, м	Глубина подошвы, м	Толщина, м	$K_{поб}$ , %	$K_{псв}$ , %	$K_{пэф}$ , %	$K_{пн}$ , %	$K_n$ , %	ГК, Ср.
3487,0	3496,0	9,0	5,7	1,1	4,6	2,4	53,3	0,8
3497,0	3505,0	8,0	6,7	0,9	5,8	3,0	52,8	0,7
3507,5	3512,0	4,5	7,2	0,7	6,5	3,6	55,3	0,6
3531,0	3534,0	3,0	5,8	1,0	4,8	2,7	57,3	0,7
3537,5	3543,0	5,5	5,5	1,1	4,4	2,3	51,7	0,8
3552,5	3566,0	13,5	7,1	1,3	5,8	3,0	52,3	0,8
3569,0	3614,0	45,0	6,5	1,1	5,4	2,8	51,5	0,8
3630,5	3633,0	2,5	9,5	1,0	8,5	4,4	51,4	0,7
3640,0	3674,0	34,0	6,6	1,1	5,4	3,2	59,6	0,8
3675,0	3679,5	4,5	6,9	1,7	5,2	3,2	61,4	1,0
3761,5	3772,0	10,5	11,4	1,6	9,8	6,2	63,7	0,9

Проведенный анализ позволяет сделать вывод о том, что неоцененные («пропущенные») залежи УВ выделяются в резервуарах как традиционного типа (такие объекты не испытаны по каким-либо причинам или испытаны некачественно, только в открытом стволе, а в колонне без оптимального воздействия на пласт в условиях его

кольматации), так и в пластах с невысокими коллекторскими свойствами (5-7% открытая пористость, проницаемость 10-30 мД), близкими с принятым нижним пределом емкости коллектора, а также в резервуарах с некондиционными параметрами (широко развиты как в пределах открытых месторождений, так на объектах нераспределенного фонда).

Перспективные неочененные залежи выделены во всех основных карбонатных нефтегазоносных комплексах (среднеордовикско-нижнедевонский, верхнефранско-турнейский, верхневизейско-нижнепермский) в большинстве нефтегазоносных областей ТПП, в более чем 100 скважинах нераспределенного фонда недр.

### Литература

*Бескопыльный В.Н.* О системе полуколлекторов Припятского прогиба // Эффективные технологии разработки залежей углеводородов: тезисы докладов Международной научно-практической конференции. – Гомель. – 2013. - С. 169-173

*Заикин Н.П., Лобов А.И., Кончиц А.В.* Оценка предельно рентабельной эффективной емкости нефтяного пласта // Геология нефти и газа. - 1990. - №8.

*Заляев Н.З., Машара Л.П., Левин А.Г.* Интерпретационно технологический комплекс ИНГЕФ(У) для изучения разнотипных разрезов по данным ГИС // Каротажник. – 1997. - Вып. 30.

*Нехаев А.А.* Перспективы нефтегазоносности центральной Предзагросской части складчатого борта Месопотамского краевого мегапрогиба (блок Лали, Исламская Республика Иран) / Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук, 2013. – 24 с.

*Машара Л.П.* Интерпретация материалов ГИС по методике ИНГЕФ в условиях повышенной естественной гамма-активности пород // Стратиграфия и нефтегазоносность палеозойских отложений Беларуси. – Минск: БелНИГРИ, 2002. - С. 186–199.

**Makarevich V.N., Kopylova M.M., Krykova T.N.**

All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), Saint Petersburg, Russia, [ins@vnigri.ru](mailto:ins@vnigri.ru)

**IDENTIFICATION OF NON-ASSESSED HYDROCARBON ACCUMULATIONS  
IN CARBONATE RESERVOIRS OF THE TIMAN-PECHORA PROVINCE  
ON THE BASIS OF INTEGRATED INTERPRETATION  
OF GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL DATA**

*One of the effective directions of exploration to renewing hydrocarbon resources is the identification and development of non-assessed accumulations within local prospects, where deep drilling activity was carried out in several years. New technique for identifying of hydrocarbon deposits in carbonate reservoirs of the Timan-Pechora Province is described. The description of objects are given and their parameters on the basis of complex interpretation of data of geologic-geophysical research are characterized.*

**Keywords:** *non-assessed accumulation, geological and geophysical research, carbonate reservoir, Timan-Pechora Province.*

**References**

Beskopyl'nyy V.N. *O sisteme polukollektorov Pripyatskogo progiba* [System of semi-reservoir of the Pripyat Trough]. *Effektivnye tekhnologii razrabotki zalezhey uglevodorodov: tezisy dokladov Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii*. Gomel', 2013, p. 169-173.

Mashara L.P. *Interpretatsiya materialov GIS po metodike INGEF v usloviyakh povyshennoy estestvennoy gamma-aktivnosti porod* [Interpretation of GIS by the INGEF method under condition of high natural gamma-ray activity of rocks]. *Stratigrafiya i neftegazonosnost' paleozoyskikh otlozheniy Belarussii*. Minsk: BelNIGRI, 2002, p. 186–199.

Nekhaev A.A. *Perspektivy neftegazonosnosti tsentral'noy Predzagrosskoy chasti skladchatogo borta Mesopotamskogo kraevogo megaprogiba (blok Lali, Islamskaya Respublika Iran)* [Petroleum potential of the central Predzagrossky part of folded side of Mesopotamia edge megatrough (block Lali, the Islamic Republic of Iran)]. PhD dissertation in geological and mineralogical sciences, 2013, 24 p.

Zaikin N.P., Lobov A.I., Konchits A.V. *Otsenka predel'no rentabel'noy effektivnoy emkosti neftyanogo plasta* [Estimates of marginal cost-effective capacity of oil reservoir]. *Geologiya nefi i gaza*, 1990, no. 8.

Zalyaev N.Z., Mashara L.P., Levin A.G. *Interpretatsionno tekhnologicheskii kompleks INGEF(U) dlya izucheniya raznotipnykh razrezov po dannym GIS* [Interpretive processing facility INGEF (Y) for the study of different types of sections based on GIS data]. *Karotazhnik*, 1997, no. 30.

© Макаревич В.Н., Копылова М.М., Крыкова Т.Н., 2014