



О новых подходах поисковых работ в традиционных провинциях добычи

ЮРИЙ ВОЛОЖ, МИХАИЛ ФЕДОНКИН

Геологический институт РАН

ГЕОРГИЙ ГОГОНЕНКОВ

Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт

ВЛАДИМИР ТОЛКАЧЕВ

ПАО «ГЕОТЕК Сейсморазведка»

Несмотря на активные действия государства в сфере восстановления фактически разрушенной в 90-х годах эффективной системы поиска углеводородов, качественного и количественного улучшения ресурсной базы не происходит. В настоящее время основные силы частных и государственных добывающих компаний нацелены на решение двух задач: в регионах традиционной нефтегазодобычи – освоение остаточных ресурсов известных нефтегазоносных комплексов (разведка мелких залежей и освоение нетрадиционных ресурсов). В труднодоступных регионах Арктики и Дальнего востока – освоение ресурсного потенциала новых нефтегазоносных и перспективных провинций. Отсутствие крупных открытий вблизи существующей нефтегазовой инфраструктуры ставит российские нефтегазовые компании перед выбором: перенести работу в неизведанные районы, что неизбежно приведет к росту себестоимости поиска и извлечения ресурсов, или продолжить исследование регионов традиционной добычи углеводородов, направив свои усилия на освоение остаточных ресурсов, разрабатываемых нефтегазоносных комплексов (на небольших глубинах), либо осваивать ресурсы глубоких (свыше 5 км) недостаточно изученных горизонтов осадочного чехла.

После отмены налога на воспроизводство минерально-сырьевой базы государство практически ушло из поисково-разведочного этапа работ, переложив все бремя будущих расходов на недропользователей. Последних условно можно разделить на три категории.

Первая категория – это вертикально интегрированные нефтегазовые компании (ВИНК), заинтересованные в поддержании своей нефтедобычи и, как правило, ведущие поиски в радиусе своей производственной инфраструктуры.

Вторая – независимые игроки, действующие по принципу «занять "свободные" участки недр». К этой категории в основном относятся юниорские нефтегазовые компании (ЮНК), создаваемые бывшими менеджерами ВИНК или представителями финансово-промышленных групп, для которых венчурные инвестиции в нефтепоисковые работы являются лишь временным (спекулятивным) вложением, а также мелкие и средние нефтегазодобывающие предприятия.

Третья категория – это сервисные компании и научные учреждения геолого-геофизического профиля, выполняющие договорные работы по госзаказу, на бюджетные средства агентства Роснедра МПРЭ, предназначенные исключительно на региональные исследования, чаще всего в недостаточных объемах.

При этом возможности второй и третьей категорий недропользователей в сфере поисково-разведочных работ сильно ограничены действующим законодательством, требующим выплаты разового платежа за открытие месторождения. Проблему не решает даже предложенная им отсрочка на пять лет, так как в случае обнаружения больших запасов разовый платеж может быть соизмерим, а иногда и превышать совокупные затраты на поисковые работы за этот срок.

Даже если этим недропользователям (ЮНК и сервисные компании геолого-геофизического профиля) удастся заплатить разовый платеж для сохранения лицензии, их ожидает другая проблема – ограниченные проектные сроки ввода нового месторождения в разработку, что требует куда более крупных затрат, чем средства на ГРП. Не исправил эту ситуацию и утвержденный Минприроды заявительный принцип получения лицензии на геологическое изучение с учетом принятого следом порядка рассмотрения этих заявок. В итоге государство, выдавая свидетельство об открытии месторождения в рамках лицензии на изучение, признает получение прибавочной стоимости недр за счет средств независимого инвестора. В то же время самой компании это не приносит выгоды, так как по закону «О недрах» они остаются государственной собственностью. При этом в рамках пятилетней лицензии любая коммерческая деятельность запрещена.

Сложившуюся проблему восполнения ресурсов и запасов в старых и зрелых нефтегазоносных провинциях можно решить только совместными усилиями всех трех категорий заинтересованных недропользователей. При этом на поисковом этапе организационной формой объединения этих усилий могут быть две модели организации геологоразведочных работ: (а) для нефтегазоперспективных и слабоизученных провинций – модель неэксклюзивной

съемки; б) для провинций традиционной нефте- и газодобычи, чьи земли в подавляющем большинстве находятся в распределенном фонде недр, – модель мультиклиентского поиска. В рамках последней модели сервисные геофизические компании, научные бюджетные учреждения и финансовые инвесторы получили бы единую платформу для совместной работы по оценке и разведке глубоких горизонтов осадочного чехла старых и зрелых нефтегазоносных провинций. Этот новый подход призван нивелировать ряд негативных факторов, присущих регионам традиционной добычи:

- ♦ ограниченность возможности поиска крупных, гигантских и уникальных месторождений в глубоких горизонтах (а только такие запасы рентабельны) из-за, как правило, меньших площадных размеров конкретных лицензионных блоков;
- ♦ отсутствие необходимых детальных геолого-геофизических данных о строении глубоких горизонтов осадочного чехла на землях нераспределенного фонда и значительное количество выведенных из поиска спекулятивных лицензий.

При этом мультиклиентский поиск станет связующим звеном между региональным (финансируемым за счет бюджета Роснедр) и поисково-оценочным (финансируемым владельцами лицензий) этапами изучения недр.

Стартовыми объектами изучения и оценки глубоких горизонтов могли бы быть отдельные зоны нефтегазонакопления Прикаспийской провинции, например, такие как Астраханская зона нефтегазонакопления, которая расположена в пределах одной из наиболее продуктивных областей – Астраханско-Тенгизской нефтегазоносной области.

В России в настоящее время поиски месторождений на больших глубинах – более 5 км – практически не ведутся, несмотря на значительный ресурсный потенциал (около 180 млрд тонн н.э.) старых нефтегазоносных провинций и большую мощность (более 10 км) неизученной глубокой части разреза их осадочного чехла

В глубоких горизонтах подсолевого комплекса этой зоны по результатам предшествующих работ было выявлено шесть крупных нефтегазолокализирующих объектов, залегающих в интервале глубин 5–8 км, суммарные прогнозные ресурсы которых могут достигать нескольких млрд тонн н.э. Сейчас оценка их ресурсов, а тем более запасов, невозможна по нескольким причинам. Во-первых, большая часть перспективных земель находится

в распределенном фонде недр. Во-вторых, размеры всех выделенных глубоких объектов значительно превышают размеры лицензионных блоков и оставшихся нераспределенных участков. А значит, провести дополнительные сейсмические исследования, достаточные для оконтуривания и подготовки к поисковому бурению нефтегазопоисковых объектов, и выполнить обоснованную оценку их ресурсного потенциала по категории C_3 ни государство, ни недропользователи, ни независимые инвесторы в рамках действующего порядка пользования недрами самостоятельно не могут (см. рис. 3).

По распоряжению президента РАН академика В. Е. Фортова было создано АО «ГИНРАН ГЕОТЕК Евразия» с задачей научного сопровождения международного проекта «Евразия», инициированного президентами Казахстана и России с целью организации геолого-геофизических исследований по освоению ресурсов глубоких недр Каспийского региона (в первую очередь Прикаспийской нефтегазоносной провинции), включая бурение сверхглубокой скважины Каспий-1 глубиной 15 км.

В 2019 году АО «ГИНРАН ГЕОТЕК Евразия» и «ГЕОТЕК сейсморазведка» в инициативном порядке разработали геологическое и технико-экономическое обоснование проекта «Астраханский свод». Цель этого проекта – оценка ресурсного потенциала глубоких горизонтов подсолевого разреза Астраханской зоны нефтегазоаккумуляции. В геологическом задании проекта предусматривается проведение комплексных сейсморазведочных работ по самой современной методике, позволяющей осуществить опосредованное опосредование всей осадочной подсолевой толщи вплоть до кристаллического фундамента. Геологическая часть проекта прошла согласование с геологическими службами ключевых недропользователей, а также получила одобрение экспертов ФГБУ «Росгеолэкспертиза». В настоящее время ведется работа по реализации этого проекта на основе частно-государственного партнерства.

Астраханской зоне нефтегазоаккумуляции в рельефе кровли подсолевых отложений соответствует Юстинско-Астраханский выступ – одно из крупнейших подсолевых поднятий, выявленное в границах Прикаспийской солянокупольной области. Выступ имеет форму равнобедренного треугольника общей площадью около 18 тыс. км² (300x120 км). На большей части этой площади (около 10 тыс. км²) соленосные отложения залегают непосредственно на визейско-башкирских карбонатных отложениях среднего карбона, из которых порядка 5 тыс. км² – это Астраханский свод, ограниченный изогипсой 4,2 км, он же – одноименное уникальное газоконденсатное месторождение. К северо-западу от Юстинско-Астраханского выступа располагается Сарпинский прогиб, к северо-востоку – Заволжский прогиб, на юге расположен кряж Карпинского. От кряжа Юстинско-Астраханский выступ отделяется системой надвигов и флексур Каракульско-Смушковой зоны дислокаций (см. рис. 4).

Расположенный в пределах Астраханской зоны нефтегазоаккумуляции Астраханский карбонатный массив является объектом нефтепоисковых работ более 30 лет.

В первое десятилетие здесь основным объектом поисков были башкирские отложения среднего карбона, залегающие на глубинах от 4 до 5 км. Эти работы завершились открытием гигантского газоконденсатного месторождения, площадь которого по замкнутой изогипсе минус 4,2 км составляет порядка 5 тыс. км², приуроченного к кровле Астраханского карбонатного массива (ядро Астраханско-Юстинского выступа, прим. ред.), сложенного карбонатным комплексом девонско-башкирского возраста. Начиная с середины 90-х годов в поиски были включены более глубокие горизонты Астраханского карбонатного массива – его девонские отложения. Их изучение было начато с бурения глубоких параметрических скважин. К настоящему времени в пределах Астраханского карбонатного массива пробурено восемь параметрических скважин. Новые работы пока не привели к крупным открытиям. Однако они показали, что на глубинах свыше 5 км существует изолированный нижний структурный этаж, сложенный терригенно-карбонатной толщей девонских отложений, способных сохранить крупные залежи нефти и газа без сероводорода (см. рис. 4).

Таким образом, имеются все основания полагать, что освоение ресурсов глубоких горизонтов осадочного чехла будет способствовать решению проблемы возобновления минерально-сырьевой базы Российской Федерации, особенно в регионах традиционной нефтедобычи

В 2009–2011 годах сотрудниками сектора осадочных бассейнов ИПНГ РАН И. С. Гутманом, Е. А. Дьячковой и А. С. Марфуниным была выполнена геолого-экономическая оценка прогнозных ресурсов глубоких горизонтов Астраханской зоны нефтегазоаккумуляции и ее окрестностей. В итоге было установлено, что в недрах Астраханской зоны нефтегазоаккумуляции могло быть аккумулировано до 10 млрд тонн условного топлива, а неразведанные ресурсы составляют порядка 4,51 млрд тонн н.э., в том числе и нефти. Важно отметить, что по прогнозам большая часть этих ресурсов не содержит существенной доли сероводорода. К их числу относятся прогнозные ресурсы франско-турнейского карбонатного и ниже-среднедевонского карбонатно-терригенного комплексов Астраханского карбонатного массива, а также ресурсы нижнепермских терригенных отложений подводного конуса выноса, примыкающего к ее северному склону (см. рис. 5). Первые сосредоточены в нескольких крупных ловушках, как седиментационной (рифогенные внутривыбросные платформы и подводные конуса выноса, прим. ред.), а также тектонической (структурно экранированные, антиклинальные) природой.

РИС. 2

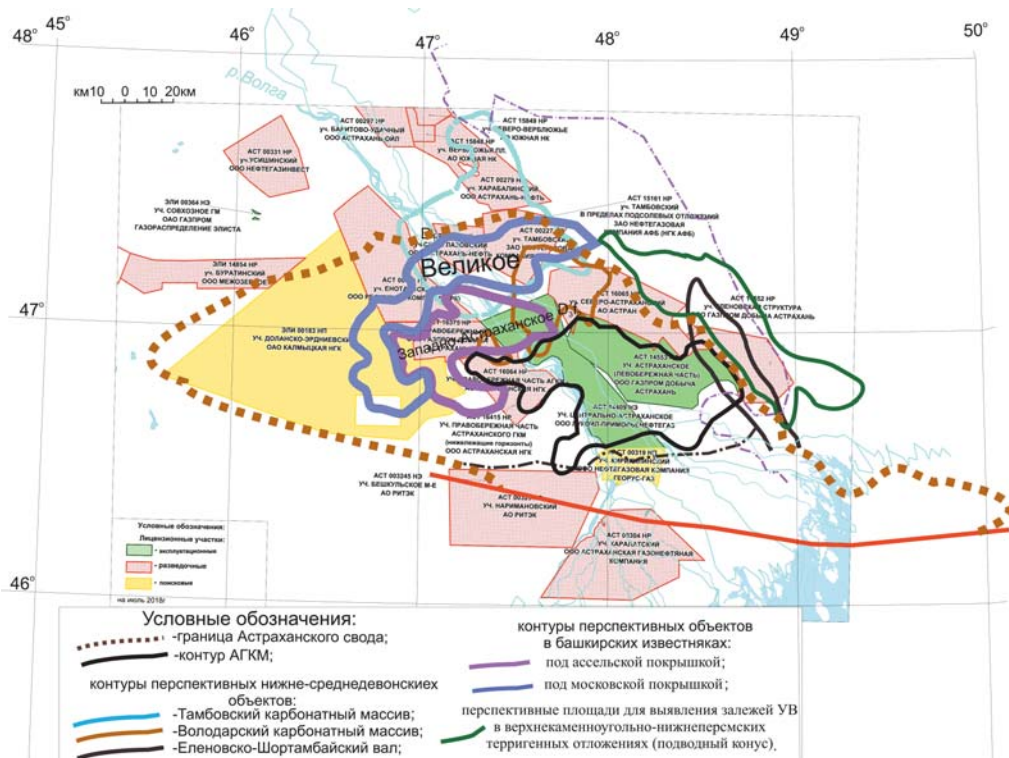
Нефтегазоносные провинции (НГП)		Нефть, млрд т у.т.	Газ, трлн м ³	Всего, млрд т у.т. округленно	
Тип провинции	Название				
С концентрированным ареалом	уникальная	Западно-Сибирская НГП	29,0	48,6	77,6
		Прикаспийская НГП	6,0	34,0	40,0
	Крупная	Волго-Уральская НГП	4,7	6,56	11,3
С рассеянным ареалом	крупная	Предкавказско-Мангышлакская НГП	0,6	1,27	1,9
		Тимано-Печорская НГП	2,43	1,56	4,0
Невыясненный		Восточно-Сибирская НГП	11,44	41,15	52,6
		Континентальный шельф	12,53	63,7	76,2

Каспийский регион
53,2

Остаточные потенциальные ресурсы (категории С₃-D₁) старых и зрелых нефтегазоносных провинций Северной Евразии

Источник: журнал «Мониторинг. Наука и технологии» №4(25), 2015

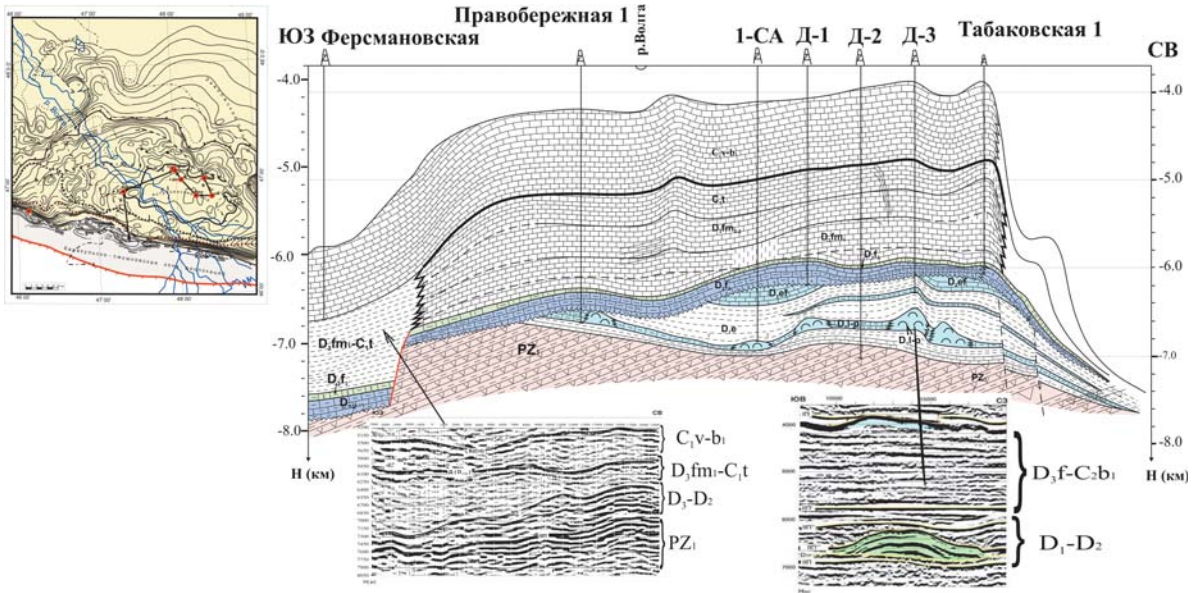
РИС. 3



Соотношение контуров выявленных перспективных объектов, приуроченных к московско-артинскому комплексу отложений, и контуров лицензионных блоков

Источник: журнал «Геотектоника» №3, 2019

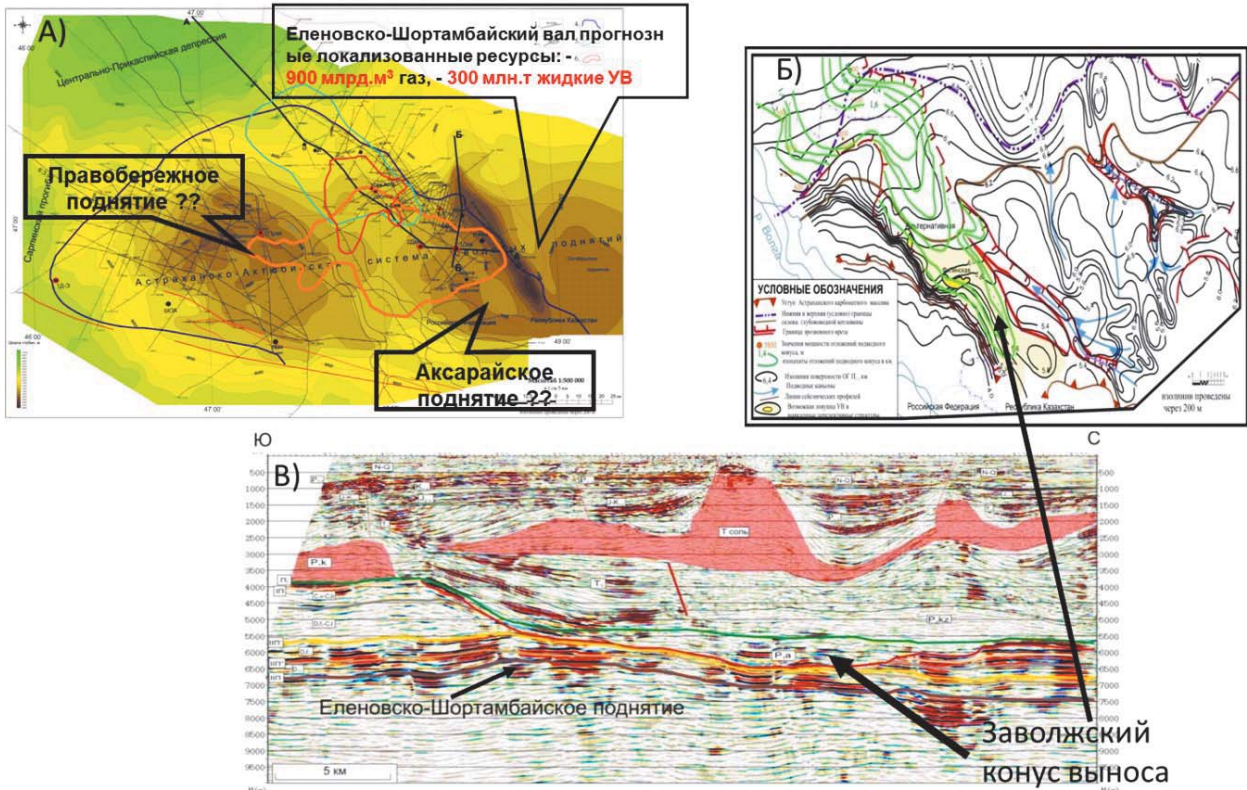
РИС. 4



Строение подсолевого комплекса Астраханского свода (а – карта, б – геологический разрез Астраханского карбонатного массива)

Источник: журнал «Геотектоника» №3, 2019

РИС. 5



Выявленные в глубоких горизонтах осадочного чехла Астраханского свода объекты (резервуары), способные аккумулировать крупные и гигантские месторождения УВ

Источник: журнал «Геотектоника» №3, 2019

РИС.6

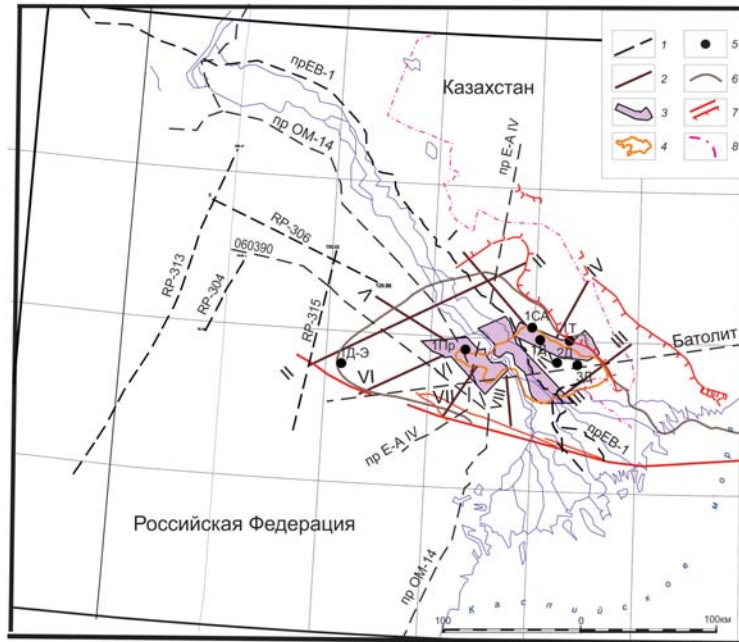


Схема отработки новых полноазимутальных профилей МОГТ 3D совместно с существующими 3D-съемками

Условные обозначения на рисунке:

- 1–2 – линии региональных профилей рекомендованных для: 1 – переработки; 2 – отработки;
- 3 – площади 3D съемки;
- 4 – контур Астраханского газоконденсатного месторождения;

- 5 – глубокие скважины;
- 6 – граница Астраханского свода по карбонатному уступу;
- 7 – разрывные нарушения и границы вреза;
- 8 – административные границы

Источник: журнал «Геотектоника» №3, 2019

Проектом предусмотрена отработка новой сети рекогносцировочных сейсмических профилей МОГТ 3D по самой современной методике (полноазимутальное профилирование с $X_{\text{мас}} = 8$ км), что позволит получить скоростную модель (и глубинные динамические разрезы) всей подсолевой толщи вплоть до кристаллического фундамента, а также выполнить глубинную миграцию временных кубов ранее выполненных съемок 3D и региональных профилей по новой скоростной модели (см. рис. 6).

Проект может быть реализован за четыре года, включая выполнение полевых работ, обработку и комплексную интерпретацию всех данных, на принципах инвестиционного товарищества недропользователей (ИТН).

Предлагаемый проект обеспечит снижение риска каждого недропользователя при освоении ресурсов глубоких горизонтов на его лицензионном участке за счет:

- получения синергетического эффекта от объединения интеллектуальных знаний и опыта участников проекта, а также материалов и информации, уже имеющихся у недропользователей в отношении их участков;
- снижения стоимости работ от разделения затрат и привлечения единого подрядчика;
- накопления опыта коллективного освоения сложностроенных перспективных территорий.

Этот пилотный проект позволит создать новый продукт, давно востребованный на рынке инвестиционного кредитования в ресурсно-энергетическую отрасль. **■**

Основные предлагаемые принципы ИТН следующие:

- финансирование проекта осуществляют основные недропользователи – владельцы лицензий на исследуемой территории;
- долевое участие недропользователей при финансировании проекта может быть пропорционально размерам принадлежащих им лицензионных участков либо определяться другим способом, предложенным членами ИТН;
- менее крупные недропользователи вносят в качестве вклада деньги в размере, достаточном для оплаты сметной стоимости сейсмических работ, обработки и интерпретации данных, выполненных в пределах их лицензионного блока;
- права на полученную информацию в течение пяти лет после завершения работ будут являться конфиденциальной собственностью ИТН;
- подготовленные и выявленные перспективные объекты подлежат дальнейшему изучению и подготовке новых запасов углеводородов силами участников ИТН на основе коллективно согласованных принципов, в пределах площади геологического изучения.