



УДК 553.98.041:550.8(571.1)

## СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ РЕСУРСНОГО ПОТЕНЦИАЛА ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

И. Ф. Талипов<sup>1</sup>, М. Ю. Смирнов<sup>2</sup>, В. В. Сапьяник<sup>2</sup><sup>1</sup>Российский геологический холдинг «Росгеология», Москва, Россия; <sup>2</sup>Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья, Новосибирск, Россия

Рассмотрено состояние текущих запасов УВ и обоснованы перспективы освоения ресурсного потенциала Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции с целью стабилизации минерально-сырьевой базы Российской Федерации. Подчеркнуты необходимость проведения поисковых работ за пределами горных отводов распределенного фонда недр и актуальность пересмотра старого фонда скважин, качественное переиспытание которых приводит к открытию новых месторождений. На конкретных примерах показаны направления геолого-разведочных работ для завершения регионального этапа исследований на малоизученных территориях внешнего пояса Западно-Сибирской плиты. Акцентировано внимание на ключевых проблемах, тормозящих развитие минерально-сырьевой базы Западной Сибири, и приведены рекомендации для их решения.

**Ключевые слова:** Западная Сибирь, нефть, газ, ресурсы, запасы, перспективы, стадийность ГРП.

## STATE AND PROSPECTS OF THE RESOURCE POTENTIAL DEVELOPMENT OF THE WEST-SIBERIAN PETROLEUM PROVINCE

I. F. Talipov<sup>1</sup>, M. Yu. Smirnov<sup>2</sup>, V. V. Sapyanik<sup>2</sup><sup>1</sup>ROSGEO State Geological Holding Company, Moscow, Russia; <sup>2</sup>Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, Novosibirsk, Russia

The paper considers the state of current hydrocarbon reserves and substantiates the prospects to develop the West-Siberian petroleum province resource potential to stabilise the mineral resource base of the Russian Federation. The authors insist on the importance of prospecting outside the mining allotment of the license blocks, on the necessity of reconsidering the old inventory of wells which can be re-tested to a high standard, ensuing new field discoveries, and give specific examples of geological exploration areas to complete work at the regional level within poorly explored territories of the outer belt of the West-Siberian plate. Major problems hindering the development of the mineral resource base of West Siberia were emphasised, recommendations were given how to solve them.

**Keywords:** West Siberia, oil, gas, resources, reserves, prospects, geological exploration stages.

DOI 10.20403/2078-0575-2017-6c-37-47

Современные работы по геологическому изучению недр в основном нацелены на перспективно нефтегазоносные, базовые для развития нефтегазодобывающей промышленности нашей страны территории периферических районов Западно-Сибирской плиты, на выявление новых нефтегазоперспективных зон в Восточной Сибири, Республике Саха (Якутия), на Дальнем Востоке, Дальневосточном и Арктическом шельфах. Эти регионы характеризуются сложным геологическим строением, отсутствием инфраструктуры и слабой освоенностью ресурсной базы УВ, что определяет риски экономической эффективности большинства выбранных направлений и стадий проведения геолого-разведочных работ (ГРП) в рамках программ регионального геологического изучения упомянутых территорий.

С точки зрения состояния нефтегазодобывающей отрасли наиболее привлекательным на сегодняшний день является освоение неразведанных ресурсов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП), которая в обозримой перспективе останется главной базой углеводородного сырья России. Это подтверждается данными Государственного баланса, а также ранее выполненными и текущими оценками ее ресурсного потенциала. Они

показывают, что добыча в Западной Сибири по состоянию на 01.01.2016 достигла 334,6 млн т нефти и 560 млрд м<sup>3</sup> газа, что соответствует 63 и 88% от общей добычи в Российской Федерации. При этом начальные суммарные запасы нефти, газа и конденсата, учтенные Государственным балансом на 01.01.2016, составляют 66,2% от общероссийских.

Тем не менее ученые и практики акцентируют внимание на проблемах освоения ресурсного потенциала Западно-Сибирской НГП [1, 3, 4 и др.]. При значительном ресурсном потенциале в нефтегазодобывающей отрасли Западной Сибири высокая степень выработанности начальных суммарных ресурсов (НСР). Текущие запасы с высокими добычными возможностями (коэффициент извлечения нефти более 40%) характеризуются высокой степенью обводненности – в пределах 90% и более [5]. Перешли в период падающей добычи многие месторождения. Открываются мелкие, часто малодобитные месторождения и залежи, находящиеся на больших глубинах и в сложных ловушках.

Показатель открытия преимущественно средних и мелких месторождений коррелируется с состоянием Государственного баланса РФ. На период последней ресурсной оценки (01.01.2009) в Запад-

но-Сибирской НГП было открыто 840 месторождений, из которых в разработке 39,3 %, подготовлено к эксплуатации 5,1 %, на разведочном этапе 53,3 %, законсервировано 2,3 %. К настоящему времени на территории провинции открыто свыше 900 месторождений, по запасам от супергигантских и гигантских до мелких, из них 43,8 % находятся в разработке, 4,7 % подготовлено, 49,6 % в разведке и 1,9 % законсервировано.

Из анализа данных 2009–2016 гг. следует, что ввод месторождений в разработку опережает новые открытия и подготовку месторождений к эксплуатации, т. е. темпы разведочного и поискового этапов ГРП явно недостаточны для поддержания ресурсной базы Западно-Сибирской НГП. Эти материалы подтверждают мнение К. А. Клещева [3] об истощении недр основных нефтедобывающих районов Западной Сибири, связанном с понижением средних значений запасов открываемых месторождений и усложнением геологических условий поиска новых залежей УВ.

Выработанность ресурсов особенно заметна на основных территориях нефтедобычи. Так, в Ханты-Мансийском АО за последние годы добыча нефти снизилась на 27 млн т. При этом Ямало-Ненецкий АО, где добываются преимущественно газообразные углеводороды, и южные территории Тюменской области вместе с Томской областью, где вводятся в разработку средние и мелкие месторождения, поддерживают стабильность производства жидких УВ, а ввод в эксплуатацию нового Ванкорского центра нефтедобычи позволил за короткий период увеличить их добычу в Западной Сибири (рис. 1).

Проблему экстенсивной динамики добычи могут решить: льготный режим на ввод малодебитных месторождений; расширение поисковых работ за пределами горных отводов, содержащих более 90 % от общих НСР отдельных территорий распределенного фонда недр (рис. 2); освоение периферических районов Западно-Сибирской НГП, где в последние годы открыты такие месторождения, как Оурьинское (начальные извлекаемые запасы нефти 8,27 млн т), Баклянское (7,5 млн т), Шугурское (2,78 млн т), Восточно-Каюмовское (1,94 млн т) и др.

Высокая вероятность открытия новых месторождений в краевых землях обоснована результатами испытаний скважин с непромышленными притоками УВ, которые расположены в перспективных нефтегазоносных областях (ПНГО) и за пределами Западно-Сибирской НГП (рис. 3). При этом актуален пересмотр старого фонда скважин, качественное переиспытание которых приводит к открытию новых месторождений. Парбигское месторождение нефти, открытое в 2008 г. в результате переиспытания на приток пласта Ю<sub>15</sub> надояхского резервуара, подтверждает высокую вероятность получения положительного результата от предлагаемого мероприятия.

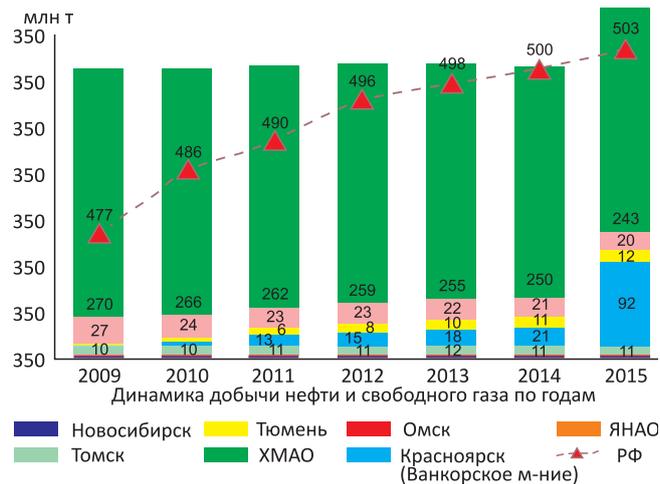


Рис. 1. Сравнительная динамика добычи нефти в Западно-Сибирской НГП по субъектам Федерации

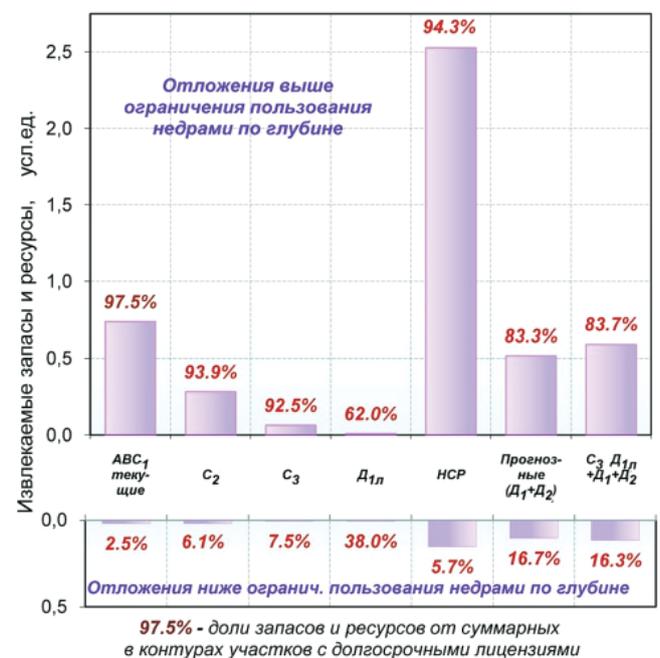


Рис. 2. Распределение извлекаемых запасов и ресурсов в пределах контуров лицензионных участков ХМАО между отложениями выше и ниже ограничения пользования недрами по глубине [8]

Ярким примером может служить история открытия Баклянского месторождения в Омской области, территория которой считается малоперспективной.

На Баклянской площади из отложений баженовской свиты в 1966–1983 гг. были получены слабые притоки нефти в скважинах 1, 3, 4; в керне скважин 3, 4, 6 были выявлены признаки нефтенасыщения. Первые скважины на Баклянской площади (1, 2, 5) были пробурены в 1966–1967 гг. По причине пропусков и низкого выхода керна признаков нефтегазоносности в керне не отмечено. В скв. 1 были вскрыты юрские (инт. 2500–2720 м) и палеозойские (инт. 2720–2740 м) образования. При испытании палеозойских отложений, пластов тюменской (пласты Ю<sub>2-5</sub>), васюганской (пласт Ю<sub>1</sub>), баженовской

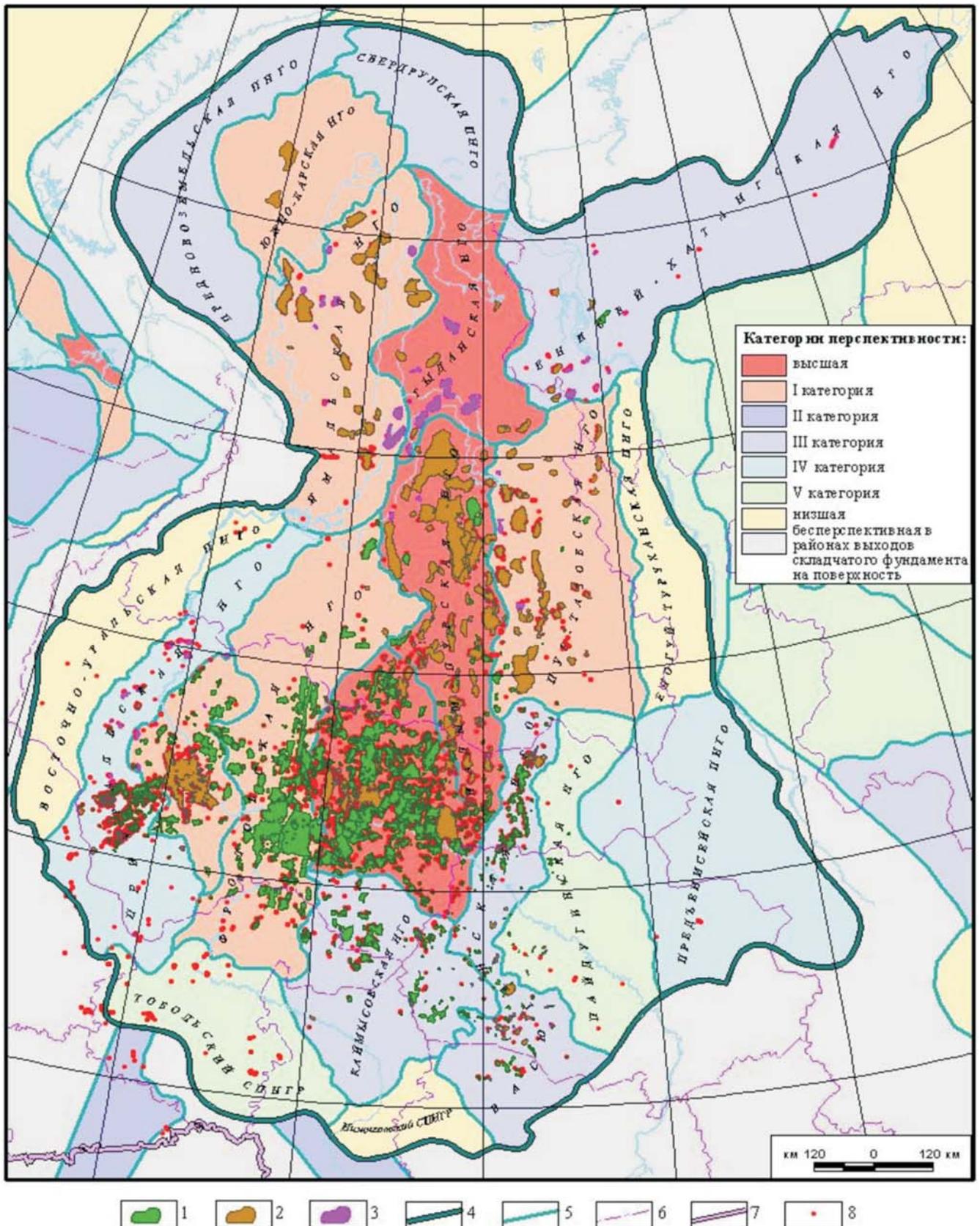


Рис. 3. Схема нефтегазоносности Западно-Сибирской НГП

Месторождения углеводородов: 1 – нефтяные, 2 – нефтегазовые, газонефтяные, нефтегазоконденсатные, газоконденсатные, 3 – газовые; границы: 4 – нефтегазоносной провинции, 5 – нефтегазоносных областей, 6 – субъектов РФ; 7 – государственная; 8 – скважины с притоками УВ

(пласт Ю<sub>0</sub>) свит были получены притоки пластовой воды с пленкой густой черной парафинистой нефти. Вследствие негерметичности эксплуатационной

колонны фактическая приуроченность нефти к определенному пласту не была установлена. В скважинах 2 и 5 баженовская свита не испытывалась.



С целью доизучения залежи пласта Ю<sub>0</sub> в соответствии с критериями представления запасов Государственной комиссии в 2013 г. в скв. 3 Баклянской площади выполнен следующий комплекс работ.

1. Нормализован забой до глубины 2596 м. Продуктивный пласт Ю<sub>0</sub> (баженовская свита) выделен в интервале открытого ствола 2560–2594 м.

2. При забое 2596 м в интервале открытого ствола 2545–2596 м выполнен расширенный комплекс ГИС: ПС, ВИКИЗ, БКЗ (семь зондов), резистивиметрия, кавернометрия, боковой, микробоковой, акустический каротаж (широкополостная акустика), гамма-гамма-каротаж (плотностной), РК (ГК, ННК-Т).

3. По результатам комплекса ГИС определены нефтенасыщенные интервалы коллекторов баженовской свиты.

4. Выполнена перфорация интервала баженовской свиты (2560–2594 м) глубокопроникающими зарядами ЗПКТ-105Н-ТВ-СП1 плотностью 6 отв./пог. м, всего 204 заряда. После перфорации осуществлены спуск струйного насоса, вызов притока нефти, освоение и исследование притока. Получен приток нефти дебитом 12 м<sup>3</sup>/сут при депрессии на пласт 9,311 МПа.

В итоге Государственным балансом РФ Баклянское месторождение учтено с запасами нефти по категориям (геологические/извлекаемые) С<sub>1</sub> 0,102/0,02; С<sub>2</sub> 7,395/1,479 млн т (заключение ГКЗ Роснедра № 198–14 от 15.07.2014).

Следовательно, открытие новых объектов определяется концептуальным пересмотром качественных характеристик в стадийности производства ГРП на углеводородное сырье.

Западно-Сибирская плита с площадью перспективных земель более 2,5 млн км<sup>2</sup> находится на разных стадиях геолого-геофизической изученности. Территории в стадии промышленного освоения и разведки занимают внутренние (центральные) районы, где плотность сейсморазведочных работ достигает 2 км/км<sup>2</sup> и более. В периферийных областях плиты поисковый этап не достигнут, они находятся преимущественно в начальной стадии региональных исследований (рис. 4). При этом в зависимости от общего ресурсного потенциала территории увеличивается процент недоразведанности перспективных и прогнозных ресурсов по мере продвижения на внешний пояс. Так, в юго-восточных землях он составляет от 15 до 52%, а уже в Пайдугинской НГО – 90% и 100% в Предъенисейской и Елогуй-Туруханской ПНГО [6, 7].

Исходя из вышеизложенного, представляется целесообразным выполнить полный комплекс программных мероприятий региональной стадии ГРП малоизученных районов Западно-Сибирской НГП, и последующие работы можно планировать в зависимости от полученных результатов.

Рассмотрим отдельные особенности нефтегазоносности и геологического строения крайне неравномерно изученных юго-восточных территорий

Западно-Сибирской НГП, подтверждающие перспективность открытия новых месторождений.

По мере движения к периферии юго-восточных земель Западно-Сибирской НГП происходит значительное сокращение разреза, содержащего продуктивные горизонты. В этом направлении отмечается отсутствие залежей УВ в нижнемеловых, а затем и в верхнеюрских отложениях. Это объясняется в первую очередь исчезновением надежных региональных покровных, невысокими глубинами залегания и, соответственно, постепенным понижением термической преобразованности органического вещества (ОВ). В то же время нижние горизонты юры широко распространены, особенно в отрицательных структурах первого порядка, где преобразованность ОВ находится в интервале от МК<sub>1</sub><sup>2</sup>(Г) до МК<sub>2</sub>(Ж) по направлению к центру депрессий.

Каждая отрицательная структура первого порядка имеет специфические черты режима седиментогенеза, исходя из которых определяется характерный набор преобладающих потенциально нефтегазоносных песчаных тел. В Колтогорском мегапрогибе и Фроловской мегавпадине это главным образом различной морфологии песчаные тела мелкого шельфа (пески подводных возвышенностей, клиноформы, темпеститы, вдольбереговые бары и т.п.); в Юганской, Нюрольской и Усть-Тымской мегавпадинах – песчаные покровные тела сублиторали и литорали, вдольбереговые бары, барьерные острова, фронт и морской край дельтовой платформы, дельтовые бороздины, протоки, пляжи, устьевые бары, аллювиальные врезы речных долин в нижней их части и т.д.; в Бакчарской и Восточно-Пайдугинской мегавпадинах – шнурковые песчаные тела речных долин и надводной части дельтовых платформ, вдольбереговые косы, бары. Кроме того, в депрессиях были широко развиты и спокойно-водные бассейны – полузамкнутые морские заливы с низинными берегами, лагуны, озера, болота, накапливавшие тонкодисперсный материал и значительные массы органики, в том числе сапропелевой. Периодически большая часть территории превращалась в морской бассейн преимущественно с глинистым седиментогенезом, где формировались экранирующие и нефтематеринские толщи.

Хотя указанные особенности (с возрастающей тенденцией в направлении к областям сноса) несколько ухудшают экранирующие свойства, тем не менее наличие бассейновых фаций и состав глинистых минералов (гидрослюда, хлорит, гидрослюда–монтмориллонит, каолинит), слагающих глинистые горизонты, их мощность (среднеурманская и среднетюменская подбиты 40–80 и 40–60 м соответственно, тогурская, перевальная, сандибинская свиты 30–50, 40–50, 35–55 м соответственно), выдержанность по площади и другие факторы свидетельствуют о достаточной надежности левинского, китербютского, лайдинского и леонтьевского флюидоупоров для сохранности залежей углеводородов

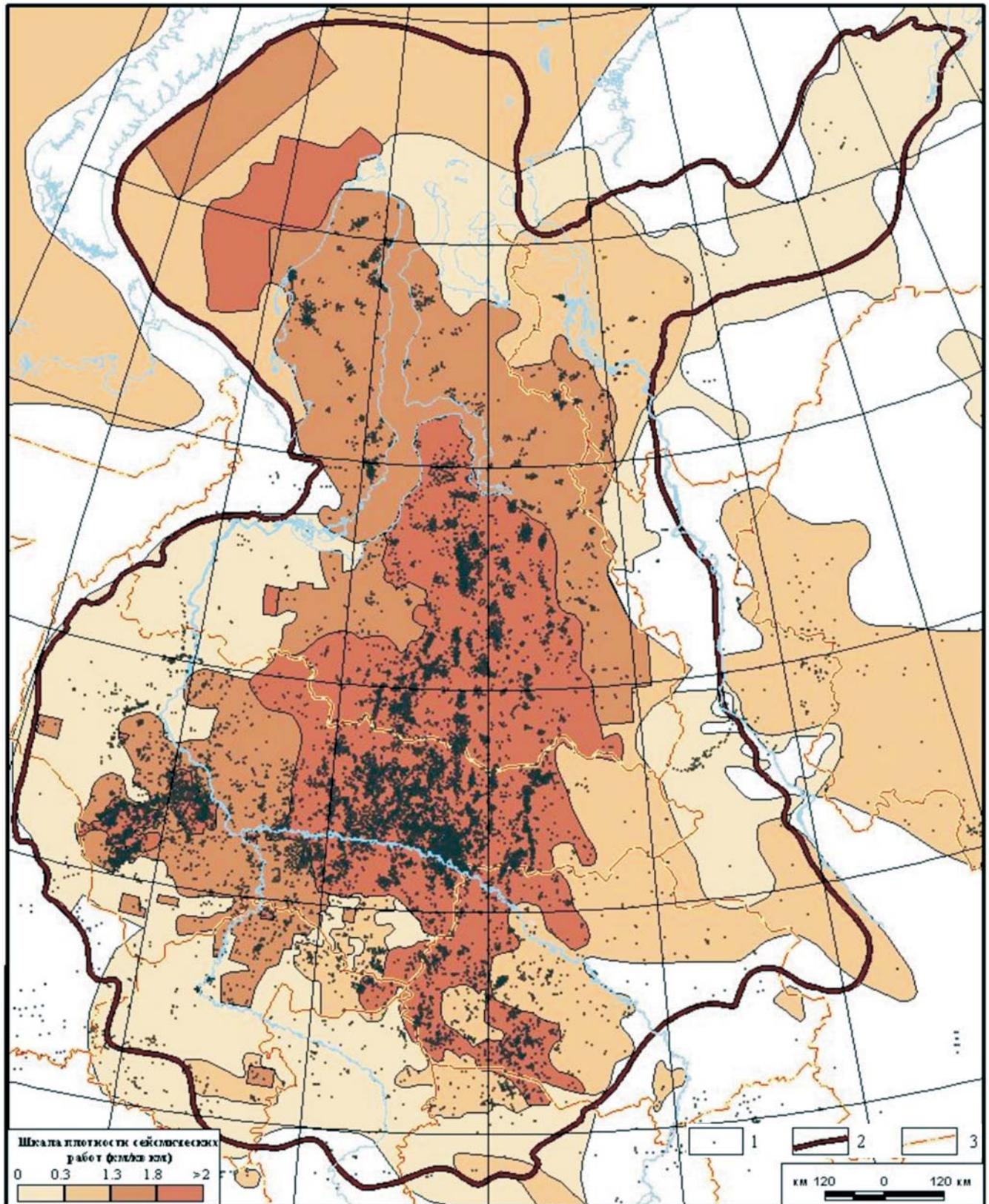


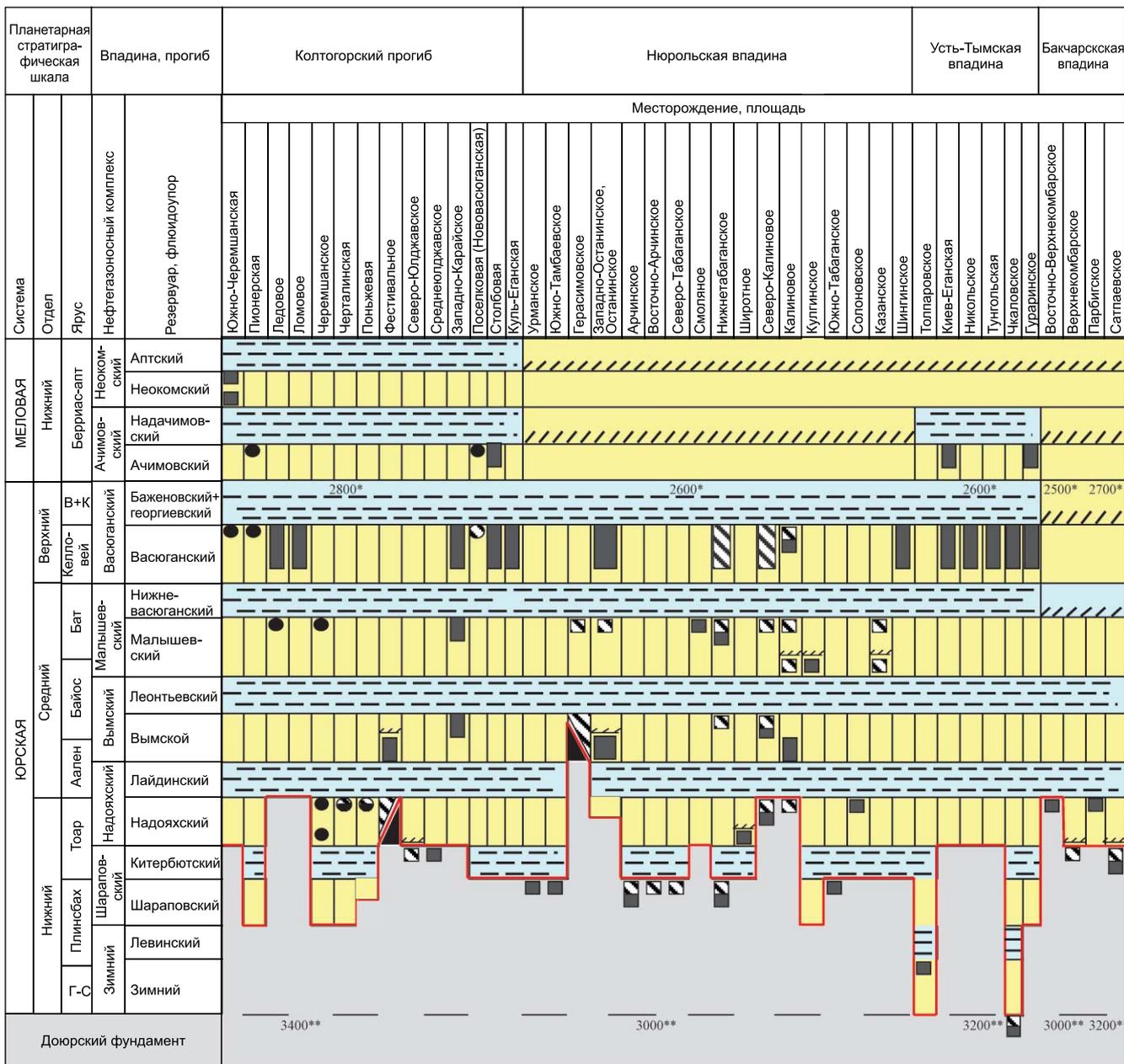
Рис. 4. Генерализованная схема изученности Западно-Сибирской НГП

1 – скважины; границы: 2 – нефтегазоносной провинции, 3 – административные

в пределах отрицательных структур. Можно предположить, что при поступательном продвижении морского побережья к областям сноса названные трансгрессивные глинистые толщи с латеральным перекрытием полностью запечатали подстилающие их песчано-алевритовые резервуары, создавая зам-

кнутые нефтегазогеологические системы нижней и средней юры в депрессионных зонах Западно-Сибирской НГП (рис. 5).

Таким образом, мезозойские нефтегазоносные комплексы, выполняющие впадины и прогибы, обладают наилучшими условиями для накопления ОБ



В+К - волгий + кимеридж  
Г-С – геттанг – синемюр \*Средняя глубина отражающего горизонта IIa. \*\*Средняя глубина отражающего горизонта Ф

- |   |  |   |  |
|---|--|---|--|
| <p><b>Залежи УВ</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li> нефтяные</li> <li> нефтегазовые</li> <li> нефтяные и газовые в пределах одной площади</li> <li> газовые и газоконденсатные</li> </ul> | <p><b>Непромышленные притоки:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li> нефти (&gt; 2м<sup>3</sup>/сут)</li> <li> нефти и газа</li> <li> газа и газоконденсата</li> <li> пленки нефти</li> </ul> | <p><b>Покровы</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li> региональные</li> <li> зональные и локальные</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li> проницаемые породы</li> <li> граница доюрского фундамента</li> </ul> |
|---|--|---|--|

**Рис. 5.** Сравнительная характеристика нефтегазоносности отрицательных структур первого порядка Томской области  
Усл. обозн. см. на рис. 1

аквагенного типа и его сохранности. Фациальные аквальные условия определяют наилучшую выдержанность песчаных пластов и их глинистых покровов по латерали. Впадины за счет своей максимальной погруженности отличаются повышенными катагенетическими свойствами преобразования ОВ в УВ. Территории впадин и прогибов следует рассматривать как основные зоны нефтегазообразования и, при благоприятных условиях, нефтегазоаккумуляции.

В домезозойской части разреза юго-востока ЗСП в качестве потенциально перспективных объ-

ектов для накопления флюидов можно выделить следующие комплексы (снизу вверх): рифейский, вендский, нижнекембрийский и среднепалеозойский.

Резервуарами в них могут быть: эрозионная поверхность кровли преимущественно карбонатных рифейских отложений, внутририфейская глинисто-карбонатная толща, терригенный венд, карбонатно-галогенные отложения нижнего кембрия, рифы девона и биогермные (рифоподобные) постройки нижнего кембрия.



Преобладающими коллекторами в палеозойско-протерозойской части разреза являются карбонатные породы. Развитие коллекторов предполагается в карбонатных и органогенных постройках (по аналогии с Сибирской платформой) в рифее и раннем кембрии. В карбонатных резервуарах каверны, поры и трещины проницаемы для флюидов, а плотная их часть образует флюидоупор. Для рифогенных тел покровками могут служить перекрывающие карбонаты и глинисто-карбонатные отложения.

Перспективными в нефтегазоносном отношении могут быть поверхности несогласий между маломощными отложениями верхнего палеозоя и карбонатными биогермными толщами нижнего кембрия, юрскими и нижнекембрийскими отложениями, юрскими и венд-рифейскими отложениями, юрскими и карбонатными отложениями нижнего кембрия.

Косвенно о перспективах палеозойских комплексов можно судить по данным гидрогеологических исследований при испытании как параметрических, так и поисковых скважин. При исследовании вод доюрских образований установлена их высокая минерализация (до 75 г/л) с содержанием растворенного газа метанового состава (метана до 92%). Кроме того, обнаружены тяжелые углеводороды, включая бутан – до 2%. Состав вод преимущественно хлор-натриево-кальциевый. В водах в значительных концентрациях фиксируется весь комплекс углеводородных соединений, свойственных нефти. В пластовых водах содержатся аквабитумоиды [2].

Для поиска нефтегазоперспективных объектов в слабоизученных районах внешнего пояса Западно-Сибирской плиты разными исследователями сформулированы общие постулаты, включающие:

- определение формационного состава палеозойских образований (соленосные горизонты), выделение резервуаров и флюидоупоров в палеозойско-протерозойском разрезе, наличие крупных положительных структур;
- обнаружение возможных коллекторов в рифее, терригенной части венда, в карбонатных отложениях нижнего кембрия и верхнего палеозоя;
- оконтуривание региональных и локальных покровок над выявленными коллекторами;
- выявление рифогенных построек как перспективных объектов для поисков УВ;
- выделение в разрезе протерозоя терригенной части венда и отложений рифея на доступных для бурения глубинах;
- определение тектонических нарушений, несогласного залегания горизонтов и выклинивания продуктивных горизонтов и покровок мезозойских НГК.

На первой стадии воспроизводства сырьевых ресурсов необходима постановка комплексных геолого-геофизических исследований для детализации тектонических и структурно-вещественных особен-

ностей строения осадочного чехла и доюрского основания с выделением участков, перспективных на обнаружение скоплений УВ.

В настоящее время для территории Западной Сибири сейсмогеологический каркас формируется по основным отражающим горизонтам А, Б, М, Г. Дальнейшая детализация модели строения по нефтегазоносным комплексам выполняется по результатам расчленения и корреляции разрезов скважин, увязки материалов бурения и сейсморазведки.

Для обеспечения возможности картирования эффективных толщин и других параметров нефтегазоносных комплексов, резервуаров, пластов и других, более мелких стратиграфических объектов необходимы работы по комплексной интерпретации материалов ГИС с глубокой проработкой накопленных данных и выполнение работ с использованием современных технологий. Полученная таким образом информация актуализирует геологическую модель строения региона.

При этом крупные фрагменты разреза осадочного чехла (НГК), характеризующиеся общностью процесса осадконакопления и историей развития, контролируют локальные фациальные комплексы (потенциальные ловушки).

Повышение ресурсной базы слабоизученных территорий планируется за счет нелокализованных прогнозных ресурсов категорий  $D_1+D_2$ . В частности, рассматривая среднестатистические данные по эксплуатационным объектам Томской области, можно выполнить перевод ресурсов  $C_3 (D_0)$  в оценочные запасы по категориям  $C_1$  и  $C_2$  с коэффициентами успешности 0,4 и 0,65 соответственно. Для перевода ресурсов в категорию  $C_3 (D_0)$  можно принять коэффициент успешности 0,5, учитывая научно-технический прогресс в обработке и интерпретации сейсморазведочных работ.

Итак, для воспроизводства сырьевых ресурсов в Пайдугинской НГО и Предъенисейской ПНГО, относящихся к IV и V категориям перспективности (см. рис. 3), необходимо завершить начальную стадию региональных работ. На территории Тегульдетской впадины и Барабинско-Пихтовской моноклинали следует провести комплексную аэрогеофизическую съемку и разработать современную геологическую модель нефтегазоносных комплексов на основе бассейнового моделирования юго-восточных районов Западно-Сибирской НГП.

Последующая подготовка территории к проведению поисково-оценочных работ подразумевает строительство параметрических скважин.

С целью изучения геолого-технологических параметров территории Предъенисейской провинции и выявления перспективных горизонтов в поле развития карбонатных формаций кембрия и ордовика, установленных в районе Северо-Кетского поднятия, необходимо бурение параметрической скважины глубиной 5200 м. При заданной проектной глубине она вскроет кровлю отложений рифея и выполнит

основную задачу по определению литолого-стратиграфической характеристики нижнеюрско-рифейского интервала отложений и характера их нефтенасыщения.

Для оценки распределения сгенерированных УВ внутри резервуаров осадочного чехла слабоизученных территорий Пайдугинской НГО необходимо бурение параметрической скважины на глубину 3400 м со вскрытием прогнозной органогенной постройки, перекрытой корой выветривания по терригенно-карбонатным породам девон-карбонového времени (рис. 6). Проектная глубина и точка бурения позволят вскрыть наиболее полный разрез осадочного чехла Бакчарской впадины, а также оценить нефтегазгеологические параметры разнообразно построенных ловушек УВ, сформированных в контрастных структурных планах мезозойского чехла и палеозойского основания, и дать опорную точку для дальнейших исследований неантиклинальных ловушек, осложненных тектоническими элементами, которые широко распространены на периферических территориях Западной Сибири. Следует отметить, что на месте заложения параметрической скважины закартирована Закаульная структурно-литологическая ловушка с тремя перспективными объектами в нефтегазоносном горизонте зоны контакта пород палеозоя с юрскими НГК, а также в шараповском и надояхском резервуарах, с суммарной оценкой перспективных объектов по категории  $D_{1\text{лок}}$  (геологические/извлекаемые) 23,6/6,56 млн т УУВ.

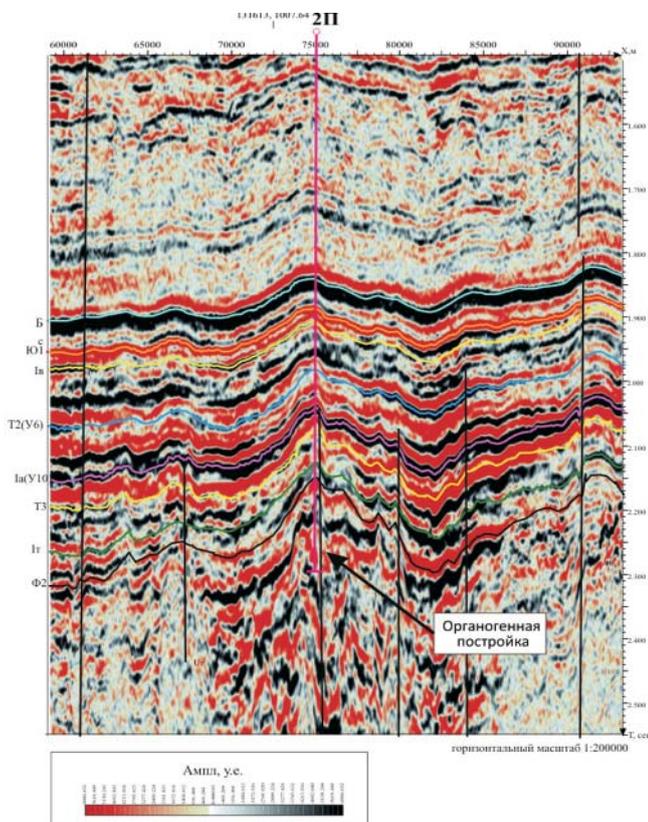


Рис. 6. Положение параметрической скважины 2П на фрагменте временного разреза пр. 141606

Таким образом, исходя из текущей оценки НСР по состоянию на 01.01.2009, а также из приведенных коэффициентов перевода накопленный объем прироста запасов восточных территорий Томской области оценивается в пределах 215,3 млн т УУВ.

Следует отметить, что ресурсы примыкающих с юга и юго-востока территорий (Тегульдетская впадина и Барабинско-Пихтовская моноклинали), выходящих за современные границы Западно-Сибирской НГП, не оценивались. По аналогии с Предъенисейской НГО они составляют 46,6% от ресурсов Предъенисейской НГО. Подготовка и последующее освоение этой территории позволит дополнить накопленный объем прироста запасов нефти на 55,1 млн т.

В целом общий прирост извлекаемых запасов нефти категории  $C_1$  на востоке Томской области может достигнуть 270,8 млн т УУВ.

Таким образом, для поддержания уровня добычи нефти и газа в регионе необходимо обеспечить стабильное и устойчивое воспроизводство минерально-сырьевой базы за счет: 1) изучения и повышения перспектив нефтегазоносности слабоизученных территорий Западно-Сибирской плиты; 2) поиска и разведки ловушек нефти и газа, связанных с нетрадиционными объектами и комплексами; 3) выработки новой стратегии и тактики нефтепоисковых работ, которые должны базироваться на современных представлениях о геологическом строении Западно-Сибирского бассейна; 4) ввода в эксплуатацию новых центров нефтедобычи.

Данные рекомендации невыполнимы без решения основных проблем, тормозящих развитие минерально-сырьевой базы Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции:

1. Недостаточные объемы региональных и поисковых сейсморазведочных работ, вследствие чего подготовка ресурсов ведется низкими темпами. Среди подготовленных ресурсов остается высоким процент низкокатегорийных ресурсов категорий  $D_1+D_2$ . Подготовка ресурсов  $C_3$  ( $D_0$ ) на распределенном фонде недр не соответствует объемам, необходимым для воспроизводства добытого сырья.

2. Преобладание поисково-оценочного и эксплуатационного бурения в общих объемах бурения, что не обеспечивает необходимый для воспроизводства прирост запасов нефти категорий  $C_1+C_2$  за счет перевода из ресурсов  $C_3$  ( $D_0$ ).

3. Отсутствие параметрического бурения на планируемом к распределению фонде недр, вследствие чего качество изучения разреза в разных структурно-тектонических условиях низкое, не обеспечивающее повышения эффективности поисковых работ. Кроме того, при интерпретации сейсморазведочных данных возникают сложности при картировании ловушек неантиклинального типа. Особенно это касается территорий с отрицательными формами рельефа, где этаж нефтегазоносности наращивается нижними горизонтами. Некорректность определения местоположения поисковых



и поисково-оценочных скважин при изучении палеозойских, ниже-среднеюрских и меловых отложений из-за недостатка информации о геологическом строении и перспективах нефтегазоносности каждого нефтегазоносного комплекса занижает показатели эффективности работ за счет лишнего пробуренного метража. В основном местоположение поисковых скважин определяется структурным планом отражающих горизонтов, чаще всего ОГ IIa, без учета особенностей условий формирования и закономерностей размещения скоплений углеводородов нижележащих продуктивных комплексов. К тому же данные территории изучаются за счет поискового и поисково-оценочного бурения лишь на положительных формах рельефа. Это некорректно по отношению к отдельным продуктивным комплексам (палеозой, нижняя – средняя юра), залегающим во впадинах в условиях угловых и стратиграфических несогласий, где образуются ловушки для углеводородов структурно-стратиграфического, структурно-литологического и неструктурного типов.

4. При оценке перспектив нефтегазоносности лицензионных участков почти не используются прямые методы прогнозирования мест скопления углеводородов по аномалиям гравитационных и магнитных полей, по данным электроразведки, по поисковым критериям аэрокосмических снимков. В настоящее время реально действует только один поисковый критерий – наличие положительных структур в рельефе основных отражающих горизонтов. Слабо изучается и учитывается при интерпретации материалов ГИС влияние вторичного минералообразования на характеристику диаграмм различных видов каротажа, особенно при проведении электрических видов каротажа. Между тем по литолого-петрографическим и геохимическим исследованиям установлено, что процессы миграции и аккумуляции углеводородов сопровождаются вторичным минералообразованием.

5. Начавшаяся в 2002 г. разобщенность недропользователей при планировании и проведении ГРП, упразднение практики обмена опытом создают предпосылки для неэффективного процесса недропользования распределенным фондом недр. Составляя программы геологического изучения недр на каждом лицензионном участке и осуществляя геолого-разведочные работы, каждый недропользователь действует в пределах отдельного геологического образования или даже его фрагмента. Привлечение материалов для анализа геолого-геофизической информации по соседним участкам затруднено, так как они являются коммерческой тайной. В результате создание и интерпретация геолого-геофизических данных на участках разнородны, что приводит к отрицательным результатам бурения на открытых структурах. Это препятствует уточнению количественной оценки базы углеводородного сырья не только в региональном плане,

но и на конкретных лицензионных участках и, как следствие, приводит к общему падению добычи УВ.

На основании изложенного представляются целесообразными следующие рекомендации:

1. Определить качественные параметры современного состояния геологического изучения и освоения ресурсов УВ и сформировать основные показатели ГРП, необходимые для доизучения территории, с учетом научно-технических достижений в прогнозировании мест скопления углеводородов, в интерпретации ГИС, повышении нефтеотдачи продуктивных пластов.

2. Составить программу завершения геологического изучения и лицензирования недр на перспективных территориях нераспределенного фонда недр Западно-Сибирской НГП (на практике существуют программы по отдельным субъектам Федерации).

3. На основе разработанных программ произвести корректировку лицензионных соглашений по геологическому изучению недр и темпов освоения ресурсной базы на распределенном фонде недр.

4. Разработать порядок подготовки (обеспечить создание полного комплекса однородной необходимой информации при геологическом изучении недр) и мероприятия по консолидации геолого-геофизических данных для выполнения государственных заказов по геологическому изучению недр и обеспечения качества недропользования на всех этапах освоения ресурсной базы.

5. Внедрить в практику структурно-геоморфологическое направление в производстве ГРП на углеводородное сырье.

Как сказано в Приказе МПР РФ от 07.02.2001, «Структурно-геоморфологические исследования осадочных бассейнов, которые объединяют НИР и производственные полевые работы. Согласно „Временному положению об этапах и стадиях ГРП на нефть и газ“, данное направление относится к начальной стадии регионального этапа (выявление и оценка зон нефтегазоаккумуляции) процесса геолого-разведочных работ, выполняемых для выявления субрегиональных и зональных структурных соотношений между различными нефтегазоперспективными комплексами».

Структурно-геоморфологические исследования позволяют выделить зоны региональных поднятий и локальных структур на начальных стадиях ГРП. Эти исследования основываются на том, что во многих районах крупные структурные элементы и локальные структуры продолжают унаследованно формироваться и в настоящее время. Следует отметить, что данные исследования традиционно относятся к геолого-съёмочным работам. В то же время прирост амплитуд структур за кайнозойское время, включая и неотектонический этап, который составляет от 10 до 50 %, напрямую сказывается на достоверности количественной оценки перспективных ресурсов УВ, зависящей от степени соответ-



ствия прогнозируемых моделей ловушек их естественной конфигурации, точности оценки степени заполнения ловушек и обоснованности параметров, определяющих их емкостные возможности.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Брехунцов А. М.** История освоения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и вопросы воспроизводства минерально-сырьевой базы углеводородного сырья на современном этапе // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2010. – № 3. – С. 20–25.

2. **Девятов В. П., Шиганова О. В., Сапьяник В. В.** Морфогенетические и гидрогеологические особенности юры севера Пайдунинской НГО в связи с перспективами нефтегазоносности // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: Восьмая научно-практическая конференция. Т. I. – Ханты-Мансийск, 2005. – С. 275–283.

3. **Клещев К. А.** Основные направления поиска нефти и газа в России // Геология нефти и газа. – 2007. – № 2. – С. 18–23.

4. **Конторович А. Э.** Состояние, перспективы и проблемы развития нефтегазового и угольно-

го комплексов Сибири в ближайшие десятилетия // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2010. – № 4. – С. 3–13.

5. **Недропользование** в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре в 2015 году / Департамент по недропользованию ХМАО – Югры; Научно-аналитический центр им. В. И. Шпильмана. – Тюмень; Ханты-Мансийск, 2016. – 238 с.

6. **Перспективы** освоения юго-востока Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в рамках наращивания ресурсной базы ВСТО / В. В. Сапьяник, Ю. Л. Зайцева, В. М. Тищенко и др. // Геология нефти и газа. – 2012. – № 1 – С. 43–54.

7. **Сапьяник В. В.** Перспективы нефтегазоносности мезозойских НГК в отрицательных структурах юго-востока Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: Шестнадцатая научно-практическая конференция. Т. I. – Ханты-Мансийск, 2013. – С. 7–9.

8. **Судат Н. В., Краснова Г. Н., Поповская В. Г.** Структура ресурсной базы нефти распределенного и нераспределенного фондов недр Югры // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – 2009. – № 21. – С. 36–49.

© И. Ф. Талипов, М. Ю. Смирнов, В. В. Сапьяник, 2017