

УДК 553.98 (571.1)

DOI 10.31087/0016-7894-2018-3-27-36

Актуальные проблемы освоения нефтегазового потенциала Западной Сибири

© 2018 г. | В.Ю. Морозов¹, В.В. Сапьяник²

¹ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики», Тюмень, Россия; bazily2010@gmail.com;

²АО «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья», Новосибирск, Россия; sapjanik@sniiggims.ru

Поступила 21.03.2018 г.

Принята к печати 18.04.2018 г.

Ключевые слова: *Западная Сибирь; нефть; газ; ресурсы; запасы; перспективы; стадийность геолого-разведочных работ.*

В статье рассмотрены основные проблемы освоения текущих запасов УВ и обоснованы перспективы ресурсного потенциала Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Подчеркнута 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 региональных исследований на малоизученных землях внешнего пояса Западно-Сибирской плиты. Акцентировано внимание и даны рекомендации для решения ключевых проблем, тормозящих развитие минерально-сырьевой базы Западной Сибири.

Для цитирования: Морозов В.Ю., Сапьяник В.В. Актуальные проблемы освоения нефтегазового потенциала Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2018. – № 3. – С. 27–36. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-3-27-36.

Current problems of the Western Siberia petroleum potential unlocking

© 2018 | V.Yu. Morozov¹, V.V. Sapyanik²

¹ZapSibNIIG, Tyumen, Russia; bazily2010@gmail.com;

²SNIIGIIMS, Novosibirsk, Russia; sapjanik@sniiggims.ru

Received 21.03.2018

Accepted for publication 18.04.2018

Key words: *Western Siberia; oil; gas; resources; reserves; prospects; exploration and prospecting stages.*

The paper considers the key problems of current hydrocarbon reserves development; as on 01.01.2018, oil production amounts to 290.9 MM tons representing 55.9 % of total reserves of the remaining RF oil and gas provinces. Prospects of unexplored potential resources of the West Siberian Petroleum Province are substantiated; in-place resources of this province make 80 % of unallocated fund of subsurface mineral resources. The following aspects are emphasized: need for prospecting activities outside the mining allotments of the allocated fund of subsurface mineral resources; urgency of old well stock revising (their high-quality re-testing results in new fields discovery). Exploration and prospecting focus areas for regional works completion in the underexplored territories of the exterior belt of the West Siberian Plate are shown through the certain case histories; several fields such as Our'insky (having initial recoverable oil reserves of 33.8 MM tons), Baklyansky (1.5 MM tons), Shugursky (2.8 MM tons), East Kayumovsky (2.5 MM tons), etc., are discovered there in the recent years. Special attention is paid to the extensive production dynamics of the major RF oil producer — Khanty-Mansi Autonomous Okrug: oil production in recent years decreased by 35.9 MM tons. Recommendations on solving the key problems hindering the resource base development in this petroleum province are given.

For citation: Morozov V.Yu., Sapyanik V.V. Current problems of the Western Siberia petroleum potential unlocking. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(3):27–36. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-3-27-36.

Поисками, разведкой, добычей, транспортировкой, переработкой, реализацией нефти, газа и производных из них продуктов заняты многие миллионы людей. Именно ресурсы углеводородов образуют основу бюджета большинства развитых стран и, несмотря на периодичность кризисных ситуаций, позволяют поддерживать стабильность мировой экономики.

Экономическое развитие народного хозяйства Российской Федерации в большой степени связано с освоением ресурсов Западно-Сибирской НПП. Например, СССР в 1946 г. добыто 22 млн т нефти, в 1988 г. (пик добычи) — 623 млн т, т. е. наблюдается рост в 28 раз (в Западной Сибири добыто 415 млн т — 67 % общей добычи в стране). Добыча газа в Тюмени с 0,1 млрд м³ в 1964 г. выросла до

MAIN DIRECTIONS OF EXPLORATION WORKS IN WEST SIBERIA

547 млрд м³ в 1990 г. В короткие сроки были открыты уникальные нефтяные месторождения-гиганты: Самотлор, Федоровское, Талинское и др. Еще более впечатляют размеры выявленных газовых месторождений-гигантов: Уренгойского, Ямбургского и др. Значительную роль в этих открытиях сыграли научно-исследовательские работы геологических институтов — сначала ленинградских ВСЕГЕИ и ВНИГРИ, затем созданных в Новосибирске и Тюмени СНИИ-ГТИМС, ЗапСибНИГНИ, ЗапСИБНИИгеофизика и др. Они обеспечили научно обоснованные направления и методы поисков и разведки, скоростного бурения, эффективного извлечения нефти и газа. К концу 1980-х гг. объем поисково-разведочного бурения достиг в Тюменской области 2,5 млн м — половины объема буровых работ на территории всего СССР. В Главном Тюменском производственном геологическом управлении (Главтюменьгеология) работало около 100 тыс. сотрудников. Задачей «Главка» являлась подготовка запасов промышленных категорий (A + B + C₁ + C₂) и перспективных ресурсов категории C₃. Производственные геолого-разведочные работы в 1990-х гг. выполнялись силами восьми объединений и многочисленными нефтеразведочными экспедициями (НРЭ). Сейсмические партии готовили поисковые объекты с перспективными ресурсами категории C₃. Геологическая служба объединений и экспедиций выполняла поисково-разведочные работы и готовила запасы углеводородов промышленных категорий (ресурсы C₃ переводили в запасы категорий A + B + C₁ + C₂).

Сейчас ситуация в нефтегазодобывающей отрасли сложная. На многих месторождениях происходит падение добычи. Открываются мелкие, часто малодебитные месторождения и залежи, находящиеся на больших глубинах, в сложных ловушках. Нужны новые, более совершенные методы поиска и добычи, новая техника. Все это совпало по времени с коренной перестройкой отечественной геологической службы. Нефтяные компании в основном нацелены на добычу. Часть геолого-разведочных организаций ликвидирована, часть — сильно ослаблена. Это привело к тому, что прирост запасов не компенсирует добычу. Отрицательная динамика освоения ресурсного потенциала особенно заметна на основных территориях нефтедобычи Российской Федерации. Так, в Ханты-Мансийском АО добыча нефти снизилась за последние годы на 35,9 млн т. Экстенсивную динамику добычи поддерживают вводимые в эксплуатацию месторождения, которые были открыты еще в Советском Союзе (рис. 1).

Современные работы по геологическому изучению недр в основном нацелены на потенциально нефтегазоносные территории внешнего пояса Западно-Сибирской плиты, которые характеризуются сложным геологическим строением, отсутствием инфраструктуры и слабой освоенностью ресурсной

базы УВ. Это определяет риски экономической эффективности большинства выбранных направлений и стадий проведения геолого-разведочных работ в рамках программ регионального геологического изучения.

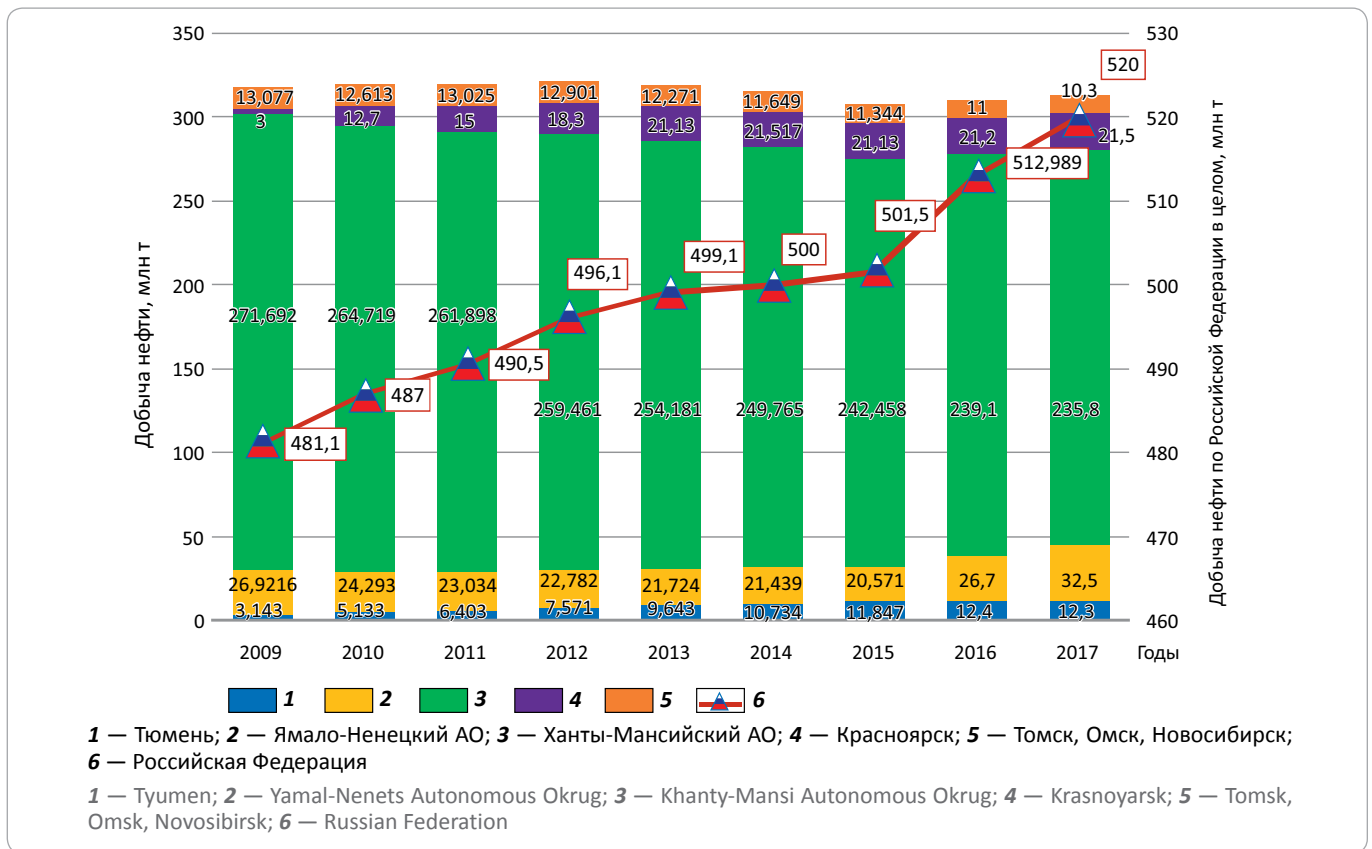
В то же время большинство ученых и геологов-практиков считают, что Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция в обозримой перспективе останется главной нефтегазодобывающей базой России. Этот тезис подтверждается данными Государственного баланса, а также ранее выполненными и текущими оценками ресурсной базы провинции, которые показывают, что по состоянию на 01.01.2017 г. добыча в Западной Сибири составляет 310 млн т нефти и 527 млрд м³ газа; это соответствует 61 и 88 % суммы показателей остальных нефтегазоносных провинций Российской Федерации.

К настоящему времени на территории провинции открыто более 900 месторождений, по запасам относящихся как к супергигантам и гигантам, так и к мелким залежам. Из них 55,9 % находится в разработке, 44,1 % — в разведке. Они сосредоточены в двух крупных областях: внутренней, где залежи нефти и газа приурочены к отложениям юры и мела, и внешней, где основные запасы углеводородов сконцентрированы в юрских отложениях.

На внутреннюю область приходятся главные запасы нефти, газа и конденсата. Промышленные залежи обнаружены в широком стратиграфическом диапазоне — от зоны дезинтеграции пород палеозоя до сеномана включительно. Глубина залегания продуктивных пластов от 600 до 4000 м. Общая толщина нефтегазоносных отложений более 3000 м. Практически все месторождения внутренней области многопластовые. Здесь открыты гигантские и крупные месторождения нефти. Самотлорское месторождение является самым крупным. Там выявлено семь залежей нефти (три — в отложениях валанжина, одна — в готериве, две — в барреме и одна — в апте). Высокодебитные пласты залегают на глубине 2125–2225 и 2020–2135 м. Аналогичным строением характеризуются Мамонтовско-Усть-Балыкское, Лянторское, Федоровское, Локосовское и другие месторождения нефти. Они различаются числом продуктивных пластов и их распределением по стратиграфическим уровням верхней юры и мела.

На северных территориях внутренней области Западно-Сибирской НПП открыты такие месторождения газа и конденсата (супергиганты и гиганты), как Уренгойское, Ямбургское, Медвежье, Тазовское, Харасавейское, Заполярное, Комсомольское и др. Залежи газа и газоконденсата сосредоточены в песчаниках сеномана под глинистым турон-палеогеновым региональным экраном. Ниже, в отложениях неокома, под зональными экранами на ряде месторождений открыты залежи газа, газоконденсата с нефтяными оторочками.

Рис. 1. Сравнительная динамика добычи нефти в Российской Федерации и Западно-Сибирской НГП
Fig. 1. Comparative oil production history of Russian Federation and West Siberian Petroleum Province



Тем не менее, при значительном ресурсном потенциале внутренних областей нефтегазоносной провинции, высока степень выработанности начальных суммарных ресурсов (НСР). Текущие запасы с высокими добычными возможностями (КИН более 40 %) характеризуются высокой степенью обводненности (в пределах 90 % и более) (Недропользование ..., 2016).

Показатель открытия преимущественно средних и мелких месторождений коррелирует с состоянием Государственного баланса РФ. Из анализа данных 2009–2017 гг. следует, что ввод месторождений в разработку опережает новые открытия и подготовку месторождений к эксплуатации, т. е. темпы разведочного и поискового этапов геолого-разведочных работ явно недостаточны для поддержания ресурсной базы Западно-Сибирской НГП. Эти материалы подтверждают точку зрения К.А. Клецева [1] об истощении недр основных нефтедобывающих районов Западной Сибири, связанном с понижением средних значений запасов открываемых месторождений и усложнением геологических условий поиска новых залежей УВ.

В то же время анализ ресурсной базы внутренних областей Западной Сибири, выполненный специалистами НАЦ РН им. В.И. Шпильмана (Недропользование ..., 2016) [2], свидетельствует о том, что проблему экстенсивной динамики добычи могут решить:

льготный режим на ввод в эксплуатацию малодебитных месторождений; расширение поисковых работ за пределами горных отводов, содержащих более 90 % общих НСР отдельных территорий распределенного фонда недр (рис. 2) [2]; освоение периферийных районов Западно-Сибирской НГП, где в последние годы открыты такие месторождения, как Оурьинское с начальными извлекаемыми запасами нефти 33,8 млн т, Баклянское — 1,5 млн т, Шугурское — 2,8 млн т, Восточно-Каюмовское — 2,5 млн т и др.

Нефтегазоносность земель, опоясывающих внутреннюю область, связана с отложениями юры. Продуктивные толщи находятся в интервале глубин 1200–3000 м. Основные запасы углеводородов открыты в отложениях верхней юры: Березовское, Даниловское, Мулымьинское, Мыльдзинское, Лугинское, Верхтарское, Первомайское, Усть-Часельское и многие другие.

По мере движения к периферии Западно-Сибирской НГП происходит значительное сокращение разреза, содержащего продуктивные горизонты. Здесь отмечается отсутствие залежей УВ в нижнемеловых, а затем и в верхнеюрских отложениях, что объясняется в первую очередь исчезновением надежных региональных покровов, малыми глубинами залегания и соответственно постепенным понижением термической преобразованности ОВ.

MAIN DIRECTIONS OF EXPLORATION WORKS IN WEST SIBERIA

Рис. 2. Распределение извлекаемых запасов и ресурсов в пределах контуров лицензионных участков Ханты-Мансийского АО между отложениями выше (А) и ниже (В) ограничения пользования недрами по глубине [2]

Fig. 2. Distribution of recoverable reserves and resources within the License Areas of the Khanty-Mansi Autonomous Okrug between the formations above (A) and below (B) the depth limitations of subsoil use [2]



В то же время нижние горизонты юры распространены широко, особенно в отрицательных депрессиях, где преобладанность ОВ находится в интервале от МК₁² (Г) до МК₂ (Ж) в центре депрессий I порядка. Для каждой из отрицательных структур I порядка типичны свои 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, алювиальные 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 перечисленных обстановок в депрессиях широко развиты и спокойно-водные бассейны — полузамкнутые морские заливы с низин-

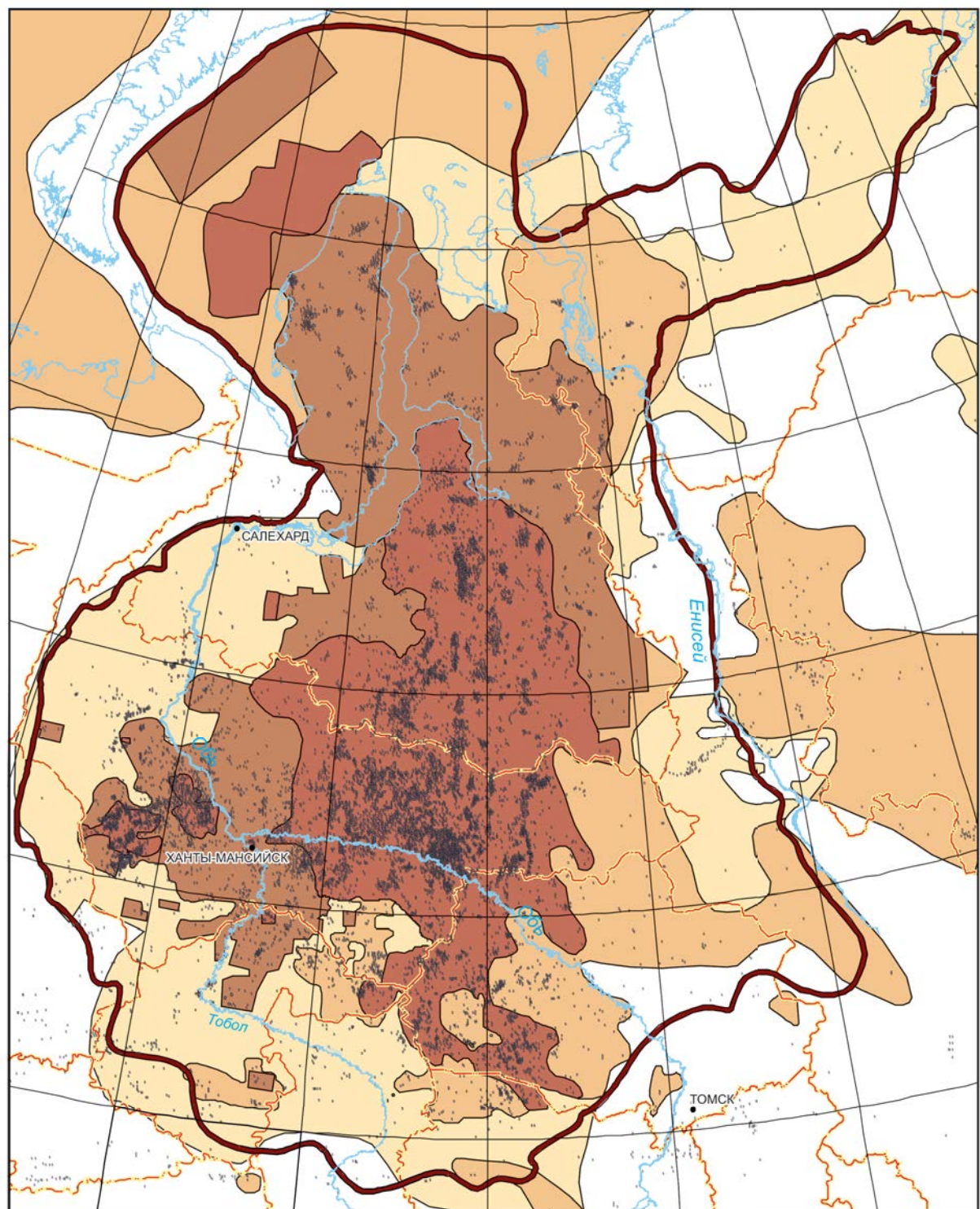
ными берегами, лагуны, озера, болота, где накапливался тонкодисперсный материал и откладывались значительные массы органики, в том числе сапропелевой. Большая часть территории периодически превращалась в морской бассейн преимущественно с глинистым седиментогенезом, где формировались экранирующие и нефтематеринские толщи [3, 4].

Хотя названные особенности (с возрастающей тенденцией в направлении к областям сноса) несколько ухудшают экранирующие свойства, тем не менее наличие бассейновых фаций, а также состав глинистых минералов (гидролюда, хлорит, монтмориллонит, каолинит), слагающих глинистые горизонты, их мощность (среднеурманская подсвита 40–80 м, тогурская свита 30–50 м, перевальная свита 40–50 м, сандибинская свита 35–55 м, среднетюменская подсвита 40–60 м), выдержанность по площади и другие факторы свидетельствуют о достаточной надежности для сохранности залежей углеводородов левинского, китербютского, лайдинского и леонтьевского флюидоупоров в пределах отрицательных структур. Можно предположить, что при продвижении морского побережья к областям сноса названные трансгрессивные глинистые толщи с латеральным перекрытием полностью запечатали подстилающие их песчано-алевритовые резервуары, создавая замкнутые нефтегазогеологические системы нижней и средней юры в пределах депрессионных зон Западно-Сибирской НГП.

Вместе с тем на периферийных областях плиты поисковый этап не начат. Они находятся преимущественно на начальной стадии региональных исследований (рис. 3). По мере продвижения к внешнему поясу увеличивается процент недоразведанности перспективных и прогнозных ресурсов в зависимости от общего ресурсного потенциала территории. Так, в юго-восточных землях он составляет от 15 до 52 %, а в Пайдугинской НГО — уже 90 % и достигает 100 % в Предъенисейской и Елогуй-Туруханской ПНГО. При этом основные ресурсы, особенно по нижнеюрскому комплексу, сосредоточены в отрицательных структурах, составляя около 70 % общего ресурсного потенциала нижнеюрского нефтегазносного комплекса [4, 5]. Наиболее крупные и высокодебитные залежи нефти и газа в указанных отложениях были открыты в пределах Нюрольской впадины. Это отражено в Государственном балансе, где по состоянию на 01.01.2009 г. по нижнеюрскому нефтегазносному комплексу впервые учтены месторождения с начальными геологическими запасами условных УВ, равными 149,5 млн т, в отличие от предыдущей оценки, когда подобные запасы отсутствовали полностью.

Высокая вероятность открытия новых месторождений в краевых землях обоснована материалами испытаний скважин с непромышленными притоками УВ, которые расположены в перспективных нефтегазоносных областях (ПНГО) и за пределами

Рис. 3. Генерализованная схема изученности Западно-Сибирской НГП
 Fig. 3. Generalized scheme of the West Siberian Petroleum Province exploration maturity



0 120 км

1 2 3

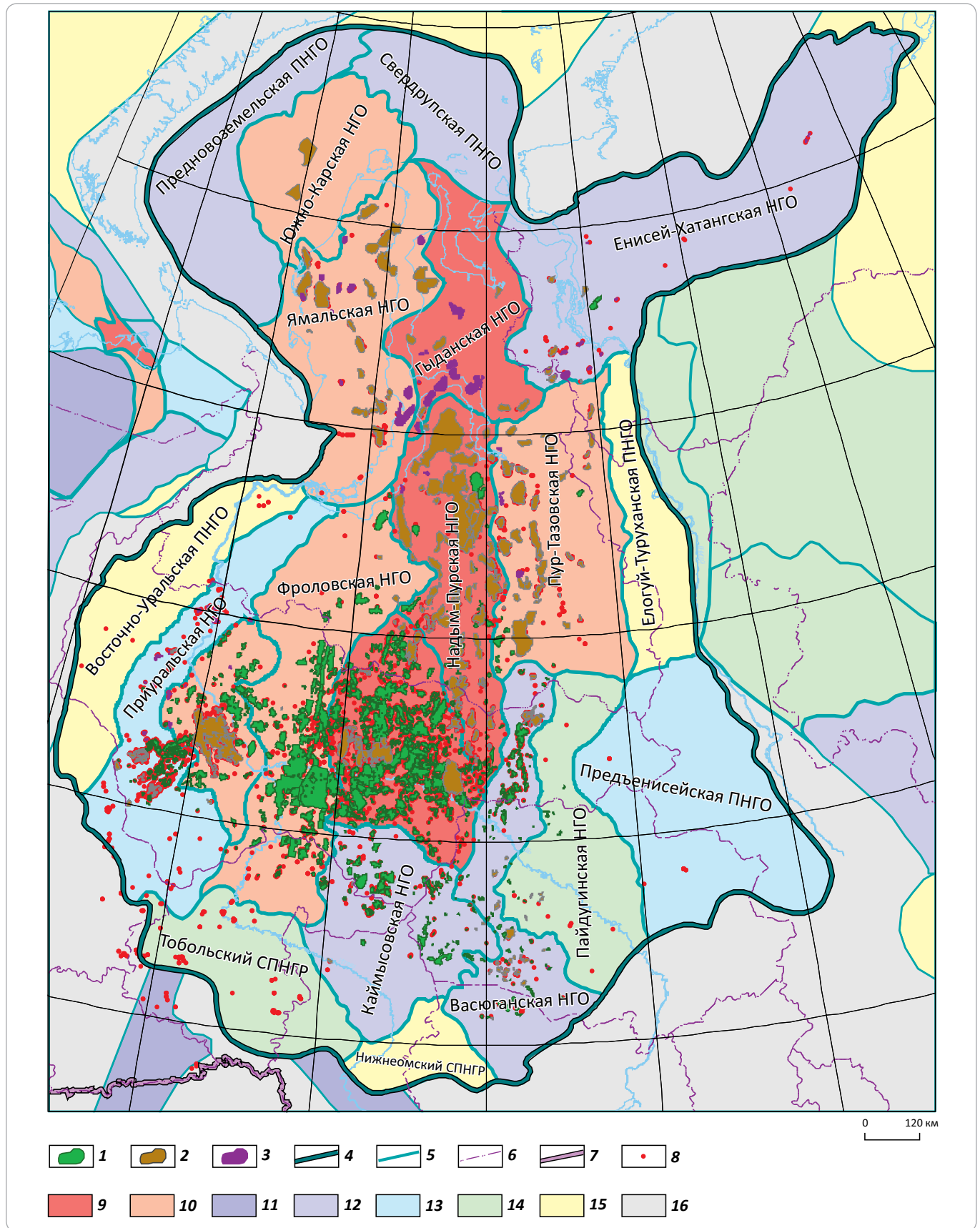
Шкала плотности сейсмических работ, км/км²

0 0,3 1,3 1,8 >2

1 — скважины; границы (2, 3): 2 — нефтегазоносной провинции, 3 — административные
 1 — wells; boundaries (2, 3): 2 — petroleum province, 3 — administrative

MAIN DIRECTIONS OF EXPLORATION WORKS IN WEST SIBERIA

Рис. 4. Схема нефтегазоносности Западно-Сибирской НПП
 Fig. 4. Scheme oil and gas occurrence over the West Siberian Petroleum Province



Усл. обозначения к рис. 4

Месторождения углеводородов (1–3): 1 — нефтяные, 2 — нефтегазовые, газонефтяные, нефтегазоконденсатные, газоконденсатные, 3 — газовые; **границы (4–7):** 4 — нефтегазоносной провинции, 5 — нефтегазоносных областей, 6 — субъектов Российской Федерации, 7 — государственная; 8 — скважины с притоками УВ; **категории перспективности** (Карта нефтегазоносности Российской Федерации и сопредельных стран СНГ, ФГУП «ВНИГНИ», 2012) (9–16): 9 — высшая, 10 — I категория, 11 — II категория, 12 — III категория, 13 — IV категория, 14 — V категория, 15 — низшая, 16 — бесперспективная

Legend to Fig.4

Hydrocarbon fields (1–3): 1 — oil, 2 — oil and gas, gas and oil, oil and gas condensate, gas condensate, 3 — gas; **boundaries (4–7):** 4 — petroleum province, 5 — petroleum areas, 6 — constituents of the Russian Federation; 7 — state border; 8 — wells with HC inflow; **prospect categories** (Hydrocarbon potential map of Russian Federation and the adjacent CIS countries, VNIGNI, 2012) (9–16): 9 — highest, 10 — I, 11 — II, 12 — III, 13 — IV, 14 — V, 15 — lowest, 16 — prospectless

Западно-Сибирской НПП (рис. 4). При этом актуален пересмотр старого фонда скважин, качественное переиспытание которых часто приводит к открытию новых месторождений. Парбигское месторождение нефти, открытое в 2008 г. при переиспытания пласта Ю₁₅ надояхского резервуара, является подтверждением высокой вероятности получения положительного результата от предлагаемых методов. Следовательно, открытие новых объектов определяется концептуальным пересмотром качественных характеристик стадийности проведения геолого-разведочных работ на углеводородное сырье. При этом целесообразно предусмотреть полный комплекс программных мероприятий региональной стадии геолого-разведочных работ для малоизученных территорий Западно-Сибирской НПП. Последующие работы можно планировать в зависимости от полученных результатов.

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, ресурсы категории C_3 (D_0) можно перевести в оценочные запасы по категориям C_1 и C_2 соответственно с коэффициентами успешности 0,4 и 0,65. Для перевода в ресурсы категории C_3 (D_0) можно принять коэффициент успешности 0,5, учитывая научно-технический прогресс обработки и интерпретации сейсморазведочных работ.

В Пайдугинской НГО и Предъенисейской ПНГО, относящихся к IV и V категориям перспективности (см. рис. 4), необходимо завершить начальную стадию региональных работ, на территории Тегульдетской впадины и Барабинско-Пихтовской моноклинали — провести комплексную аэрогеофизическую съемку и разработать современную геологическую модель нефтегазоносных комплексов на основе бассейнового моделирования юго-восточных районов Западно-Сибирской НПП.

При последующей подготовке территории к проведению поисково-оценочных работ необходимо строительство параметрических скважин.

Для изучения геолого-технологических параметров территории Предъенисейской провинции и выявления перспективных горизонтов в карбонатных формациях кембрия и ордовика, установленных в

районе Северо-Кетского поднятия, нужно заложить параметрическую скважину глубиной 5200 м. При заданной проектной глубине эта скважина вскрыет кровлю отложений рифея и будет решена основная задача по определению литолого-стратиграфической характеристики нижнеюрско-рифейского интервала отложений и характера их нефтенасыщения.

Для оценки распределения сгенерированных углеводородов внутри резервуаров осадочного чехла слабоизученных территорий Пайдугинской НГО необходимо строительство параметрической скважины на глубину 3400 м со вскрытием прогнозной органогенной постройки, перекрытой корой выветривания по терригенно-карбонатным породам девон-каменноугольного возраста (рис. 5). Проектная глубина и точка строительства параметрической скважины позволят вскрыть наиболее полный разрез осадочного чехла Бакчарской впадины, а также оценить нефтегазогеологические параметры разнообразно построенных ловушек УВ, сформированных в контрастных структурных планах мезозойского чехла и палеозойского основания, и наметить дальнейшие исследования неантиклинальных ловушек, осложненных тектоническими элементами, которые широко распространены по периферии Западной Сибири. 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 $D_{1,лок}$ 23,6/6,56 млн т усл. УВ (геол/изв. соответственно).

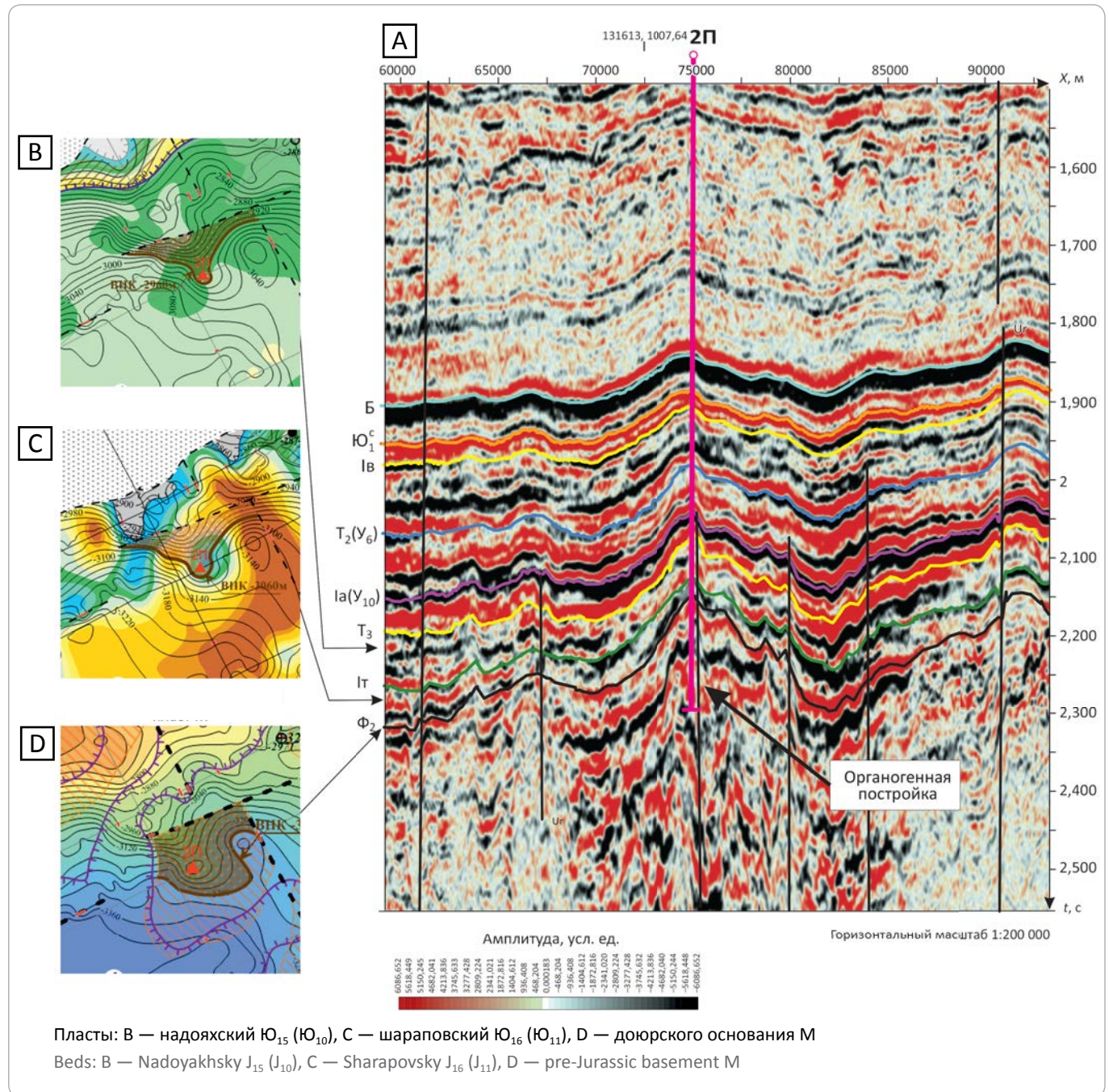
Таким образом, исходя из текущей оценки НСР по состоянию на 01.01.2009 г., а также приведенных коэффициентов перевода, накопленный объем прироста запасов восточных территорий Томской области оценивается в пределах 215,3 млн т усл. УВ.

Ресурсы примыкающих с юга и юго-востока территорий (Тегульдетская впадина и Барабинско-Пихтовская моноклинали), выходящих за современные границы Западно-Сибирской НПП, не оценивались. По аналогии с Предъенисейской НГО они составляют 46,6 % ресурсов Предъенисейской ПНГО. Подготовка и последующее освоение этой территории позволят увеличить накопленный объем прироста запасов

MAIN DIRECTIONS OF EXPLORATION WORKS IN WEST SIBERIA

Рис. 5. Положение параметрической скв. 2П на фрагменте временного разреза по профилю 141606 (А) и контуры прогнозных ловушек в пластах горизонтов нижней юры (В–D)

Fig. 5. Position of stratigraphic well 2P on the fragment of time section along the Line 141606 (A) and predicted traps contours within the Lower Jurassic horizons (B–D)



нефти на 55,1 млн т.

В целом общий прирост извлекаемых запасов нефти категории С₁ по востоку Томской области может достигнуть 270,8 млн т усл. УВ.

Таким образом, для поддержания уровня добычи нефти и газа в регионе необходимо обеспечить стабильное и устойчивое воспроизводство минерально-сырьевой базы за счет изучения и повышения перспектив нефтегазоносности слабоизученных

территорий Западно-Сибирской плиты, поиска и разведки ловушек нефти и газа, связанных с нетрадиционными объектами и комплексами, на основе выработки новой стратегии и тактики нефтепоисковых работ, которые должны базироваться на современных представлениях о геологическом строении Западно-Сибирского бассейна, а также ввода в эксплуатацию новых «центров» нефтедобычи.

Данные рекомендации невыполнимы без ре-

шения перечисленных проблем, тормозящих развитие минерально-сырьевой базы Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

1. Недостаточные объемы региональных и поисковых сейсморазведочных работ, что замедляет темпы подготовки ресурсов.

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 категории 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 повышение эффективности поисковых работ. 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 каждого нефтегазоносного комплекса, занижает показатели эффективности работ за счет лишнего пробуренного метража. В основном местоположение поисковых скважин определяется структурным планом отражающих горизонтов, чаще всего отражающего горизонта Па без учета особенностей условий формирования и закономерностей размещения скоплений углеводородов нижележащих продуктивных комплексов.

4. При оценке перспектив нефтегазоносности лицензионных участков практически не используются «прямые» методы прогнозирования мест скопления углеводородов по аномалиям гравитационных и магнитных полей, электроразведки, поисковым критериям аэрокосмических снимков. При интерпретации материалов ГИС слабо изучается и не в полном объеме учитывается влияние вторичного минералообразования на характеристику диаграмм различных видов каротажа, особенно электрических. Между тем, как установлено по данным литолого-петрографических и геохимических исследований, вторичное минералообразование сопровождается процессами миграции и аккумуляции углеводородов.

5. Сформировавшаяся с 2002 г. разобщенность недропользователей при планировании и проведении геолого-разведочных работ, упразднение практики обмена опытом создают предпосылки к неэффективному процессу недропользования. Составляя

программы геологического изучения недр на каждом лицензионном участке и проводя 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 она является коммерческой тайной. В результате сбор и интерпретация геолого-геофизических данных на участках проводятся разнородно, что приводит к отрицательным результатам бурения на выявленных 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 целесообразны следующие рекомендации.

1. Определить качественные параметры современного состояния геологического изучения и освоения ресурсов УВ и сформировать основные показатели геолого-разведочных работ, необходимые для доизучения территории, с учетом научно-технических достижений прогнозирования мест скопления углеводородов, интерпретации ГИС, повышения нефтеотдачи продуктивных пластов и т. п.

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

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

4. Разработать порядок подготовки (обеспечить создание полного комплекса необходимой однородной 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. Разработать положение об этапах и стадиях геолого-разведочных работ на нефть и газ исходя из современной стратегии и практики нефтепоисковых работ, которые должны базироваться на современных представлениях о геологическом строении конкретного нефтегазоносного бассейна.

Литература

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



MAIN DIRECTIONS OF EXPLORATION WORKS IN WEST SIBERIA

3. Девятков В.П., Шиганова О.В., Сапьяник В.В. Морфогенетические и гидрогеологические особенности юры севера Пайдунинской НГО в связи с перспективами нефтегазоносности // Восьмая научно-практическая конференция «Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа — Югры»: мат-лы конф. — Ханты-Мансийск, 2005. — Т. 1. — С. 275–283.
4. Сапьяник В.В. Перспективы нефтегазоносности мезозойских НГК в отрицательных структурах юго-востока Западной Сибири // Шестнадцатая научно-практическая конференция «Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа — Югры»: мат-лы конф. — Ханты-Мансийск, 2013. — Т. 1. — С. 7–9.
5. Сапьяник В.В., Зайцева Ю.Л., Тищенко В.М., Тищенко Г.И., Шеламова Л.А. Перспективы освоения юго-востока Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в рамках наращивания ресурсной базы ВСТО // Геология нефти и газа. — 2012. — № 1. — С. 43–54.

References

1. Kleshchev K.A. Focus areas of exploration for oil and gas in Russia. *Geologiya nefi i gaza*. 2007;(2):18–23.
2. Sudat N.V., Krasnova G.N., Popovskaya V.G. Structure of oil resource base: allocated and unallocated funds in Yugra. *Vestnik nedropol'zovatelya Khanty-Mansiiskogo avtonomnogo okruga*. 2009;(21):36–49.
3. Devyatov V.P., Shiganova O.V., Sapyanik V.V. Morphogenetical and hydrogeological features of the Jurassic: petroleum potential of the northern Paiduninsky Petroleum Area. *Vosmaya nauchno-prakticheskaya konferentsiya «Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala Khanty-Mansiiskogo avtonomnogo okruga — Yugry»*. Khanty-Mansiisk; 2005. T. 1. P. 275–283.
4. Sapyanik V.V. Petroleum potential of Mesozoic play in the negative structures of Western Siberia south-east. *Shestnadsataya nauchno-prakticheskaya konferentsiya «Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala Khanty-Mansiiskogo avtonomnogo okruga — Yugry»*. Khanty-Mansiisk; 2013. T. 1. P. 7–9.
5. Sapyanik V.V., Zaytseva Yu.L., Tischenko V.M., Tischenko G.I., Shelamova L.A. Development trends of the south-east of West Siberian oil and gas province within the scope of the espo resource base increase. *Oil and gas geology*. 2012;(1):43–54.

К юбилею Марины Виссарионовны Дахновой



М.В. Дахнова — доктор геолого-минералогических наук, один из ведущих высококвалифицированных специалистов в области органической геохимии и геологии нефти и газа.

После окончания в 1960 г. Московского института нефтехимической и газовой промышленности им. И.М. Губкина (ныне РГУНГ имени И.М. Губкина) по специальности «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений» Марина Виссарионовна начала свой профессиональный путь во ВНИГНИ, где и работает по настоящее время в должности заведующей отделом «Геохимических методов прогноза нефтегазоносности и охраны окружающей среды».

Очень важной и успешной явилась деятельность М.В. Дахновой совместно со специалистами Геологической службы США по организации во ВНИГНИ в нелегкие для института годы (1994–1998) Геохимического центра, оснащенного на тот момент самым современным высокотехнологичным оборудованием, что характеризует ее как грамотного организатора и руководителя.

Основные направления научной деятельности М.В. Дахновой связаны с разработкой, совершенствованием и применением методов органической геохимии для решения широкого круга практических задач качественного и количественного прогноза нефтегазоносности на разных этапах и стадиях геолого-разведочных работ на нефть и газ.

Работы Марины Виссарионовны внесли заметный вклад в изучение проблемы происхождения и прогноза содержания серы в нефти и сероводорода в газах и углеводородных скоплениях, в разработку методов использования изотопов серы и углерода для генетической типизации нефтей, для реконструкции истории образования залежей углеводородов и раздельного прогноза нефте- и газоносности.

В последние годы одним из основных направлений исследований М.В. Дахновой является обоснование принципов использования геохимических показателей для оценки ресурсов и запасов УВ в отложениях доманикового (баженовского) типа.

Марина Виссарионовна входит в состав редколлегии журнала «Геология нефти и газа», является членом Ученого совета ФГБУ «ВНИГНИ» и профессором РГУНГ им. И.М. Губкина. Ей присвоены звания «Отличник разведки недр» и «Почетный разведчик недр», также она неоднократно награждалась Министерством природных ресурсов и экологии РФ почетными грамотами и медалями.

М.В. Дахнова является автором и соавтором около 100 опубликованных работ, в том числе 2 монографий и 3 научно-технических обзоров, которые имеют высокий индекс цитируемости как в России, так и за рубежом.

Уважаемая Марина Виссарионовна, от души поздравляем Вас с юбилеем и желаем еще долгие годы иметь возможность заниматься любимым делом!

Редколлегия журнала «Геология нефти и газа»