

УДК 553.982+551.734

DOI 10.31087/0016-7894-2021-6-7-21

## Освоение ресурсов нефти из глубоких горизонтов традиционных регионов нефтедобычи

© 2021 г. | Ю.А. Волож<sup>1</sup>, Г.Н. Гогоненков<sup>2</sup>, Н.В. Милетенко<sup>3</sup>, Е.И. Петров<sup>4</sup>

<sup>1</sup>ФГБУН «Геологический институт РАН», Москва, Россия; yvolozh@yandex.ru;

<sup>2</sup>ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; gogonenkov.g@yandex.ru;

<sup>3</sup>ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А.П. Карпинского», Санкт-Петербург, Россия; nvmilet@yandex.ru;

<sup>4</sup>Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра), Москва, Россия; epetrov@rosnedra.gov.ru

Поступила 09.07.2021 г.

Доработана 23.07.2021 г.

Принята к печати 04.08.2021 г.

**Ключевые слова:** *старые нефтегазоносные провинции; глубокие горизонты; флюидодинамика; гигантские месторождения углеводородов; проекты «Евразия», «Астраханский свод».*

**Аннотация:** В статье рассмотрены стратегические направления наращивания отечественной сырьевой базы нефтедобычи и поддержания ее конкурентоспособности. Ранжированы основные осадочные бассейны по степени перспективности освоения углеводородных ресурсов на больших глубинах. Сделан вывод о необходимости формирования специальных комплексных проектов, объединяющих усилия фундаментальной науки, государства и бизнеса для освоения нефтегазоносных бассейнов на больших глубинах с длительной историей нефтегазодобычи. Показано стратегическое значение такого объединения на примере реализации в Прикаспийской впадине международного научного проекта «Евразия» и мультиклиентского проекта «Астраханский свод». Целью первого является обоснование критериев поисков гигантских месторождений нефти и газа, учитывающих особенности флюидодинамики на больших глубинах, второго — опробование новой организации геолого-разведочных работ для освоения ресурсов углеводородов на больших глубинах в пределах распределенного фонда недр. Рассмотрены концептуальные основы построения геолого-геофизической модели подсолевого комплекса Прикаспийского нефтегазоносного бассейна, обеспечивающие геологическую эффективность реализации указанных проектов.

Для цитирования: Волож Ю.А., Гогоненков Г.Н., Милетенко Н.В., Петров Е.И. Освоение ресурсов нефти из глубоких горизонтов традиционных регионов нефтедобычи // Геология нефти и газа. – 2021. – № 6. – С. 7–21. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-6-7-21.

Благодарности: Статья написана в порядке личной инициативы и по результатам исследований за счет средств госбюджетного финансирования по госзаданию ГИН РАН.

## Oil resources development from deep horizons in historically oil producing regions

© 2021 | Yu.A. Volozh<sup>1</sup>, G.N. Gogonenkov<sup>2</sup>, N.V. Miletenko<sup>3</sup>, E.I. Petrov<sup>4</sup>

<sup>1</sup>Geological Institute of the RAS, Moscow, Russia; yvolozh@yandex.ru;

<sup>2</sup>All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; gogonenkov.g@yandex.ru;

<sup>3</sup>Russian Geological Research Institute, Saint Petersburg, Russia; nvmilet@yandex.ru;

<sup>4</sup>Federal Agency for Mineral Resources (Rosnedra), Moscow, Russia; epetrov@rosnedra.gov.ru

Received 09.07.2021

Revised 23.07.2021

Accepted for publication 04.08.2021

**Key words:** *historical oil bearing provinces; deep horizons; fluid dynamics; elephant oil fields; Eurasia Project; Astrakhan Arch Project.*

**Abstract:** The paper discusses the strategic sectors of national resource base buildup and maintaining its competitiveness. The main sedimentary basins are ranked in accordance with the potential in terms of hydrocarbon resources development at great depths. The authors draw a conclusion that it is necessary to prepare the special integrated projects combining the efforts of basic sciences, government, and business aimed at deep development of oil and gas bearing basins having a long history of oil and gas production. The strategic importance of this cooperation is shown by the example of the Eurasia international scientific project and the Astrakhan Arch multient project implementation in the Caspian Depression. The purpose of the first project is substantiation of giant oil and gas field prospecting criteria taking into account the fluid dynamic features at great depths. The purpose of the second project is testing of new working practices in geological exploration aimed at hydrocarbon resources development at great depths within the allocated fund of subsurface mineral resources. The conceptual framework of building geological and geophysical model of the subsalt sequence in the Caspian oil and gas bearing basin, which ensures geological efficiency of the mentioned projects implementation is discussed.

For citation: Volozh Yu.A., Gogonenkov G.N., Miletenko N.V., Petrov E.I. Oil resources development from deep horizons in historically oil producing regions. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(6):7–21. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-6-7-21. In Russ.

Acknowledgements: The article was written as a personal initiative and based on the results of research at the expense of state budget funds under the state assignment of the Geological Institute of the Russian Academy of Sciences.

## Введение

Нефть является важнейшим для человечества энергетическим ресурсом. В современном мире она служит главным источником различных видов топлива. Нефть также активно используется в химической и других видах промышленности, в том числе в пищевой, для которой значение УВ как исходного сырья в связи с ростом населения будет возрастать. Поэтому анализ состояния ресурсной базы нефти и газа был и остается важным направлением аналитической деятельности целого ряда международных и национальных институтов, изучающих мировой энергетический баланс, глобальные и региональные тенденции развития УВ-энергетики.

Известны различные оценки УВ-потенциала в мире. Так, большинство (около 70 %) месторождений нефти и газа сосредоточено в пределах краевых систем платформ, а также глубоких нефтегазоносных бассейнов подвижных поясов дивергентных и конвергентных окраин континентов. Административно эти запасы принадлежат 15 государствам (в том числе России), в большинстве из которых не только разрабатываются многочисленные гигантские и крупные месторождения УВ, но и активно ведется вторичная разведка зрелых месторождений нефти и газа на больших глубинах. В частности, в США коэффициент промысленных открытий нефти и газа на больших глубинах достигает 50–70 % [1–4].

Отмечаемый в настоящее время кризис перепроизводства УВ-сырья, обусловленный стабилизацией потребления, носит системный характер, а в будущем грозит серьезными проблемами добывающей отрасли стран-экспортеров, особенно ее ресурсной базе. К тому же после 2020 г. в фазу роста вступил шестой технологический уклад, ключевой особенностью которого становится переход к «зеленой» энергетике. Временные рамки переходного периода определить достаточно сложно, поскольку сценарий не учитывает сроки истощения запасов газа, которые существенно отличаются от таковых для различных видов жидких УВ. То есть срок завершения переходного периода к замещению УВ-энергетики на «зеленую» не ограничится 2050-ми гг., а придется как минимум на следующий век.

Авторы данной статьи обосновывают свое видение стратегии поисково-разведочных работ на нефть и газ в период смены технологических укладов. Для этого последовательно рассмотрена общая характеристика переходного периода от углеводородной к «зеленой» энергетике, определены перспективы поисков глубокопогруженных месторождений нефти с позиций необходимости обеспечения стабильности энергоресурсной базы страны, намечены контуры новой поисковой концепции

нефтегазонакопления на больших глубинах (в рамках развития осадочно-миграционной теории), на примере двух специальных проектов показаны реальные перспективы наращивания УВ-базы страны.

## Общая характеристика переходного периода от углеводородной к «зеленой» энергетике

Под термином «эра углеводородной энергетики» понимается время дешевого УВ-сырья (нефти, газа, конденсата), добытого из традиционных залежей (коллектор высокой емкости, ловушки антиклинального типа), расположенных на сравнительно легкодоступных для бурения глубинах (до 5 км) и территориях. Понятие «эра зеленой энергетики» по смыслу противоположно предыдущему, оно подразумевает время дорогих УВ, извлекаемых из труднодоступных месторождений. Они будут использоваться в основном как сырье для химической и других видов промышленности, в том числе пищевой. Следует отметить, что понятие «труднодоступное месторождение» — это дефиниция, свидетельствующая о наличии экономических, технологических и экологических проблем, которые возникают на стадиях поиска, разведки и добычи полезных ископаемых и требуют для своего решения дополнительных усилий и финансовых затрат. В эту категорию источников УВ-сырья входят месторождения: 1) нефти и газа континентального шельфа арктических морей; 2) тяжелой и сланцевой нефти; 3) газов угольных месторождений, сланцевого газа и газогидратов; 4) УВ, залегающие на больших глубинах в жестких термобарических условиях. Оценка экономических причин поиска и разведки последних из списка в пределах старых нефтегазодобывающих провинций свидетельствует о том, что на глубинах более 7 км рентабельны месторождения нефти с извлекаемыми запасами более 200 млн т усл. топлива и дебитами скважин более 1000 т/сут [5–8].

Подчеркнем несколько главных тезисов.

1. Направления и способы использования нефти соответствуют устойчивой тенденции расширяться вместе с техническим прогрессом, поэтому в долгосрочной перспективе потребность в нефти (и в УВ в целом) с ростом населения будет сохраняться на достигнутом уровне или увеличиваться со временем.

2. Отличия уходящей эры УВ-энергетики от наступающей эры «зеленой» энергетики проявляются не в потере интереса к УВ-сырью, а в структуре сырьевой базы добывающей отрасли, в размещении мировых центров добычи УВ и в способах потребления.

3. По мере наступления эры «зеленой» энергетики в ресурсной составляющей доля «настоящей»

нефти из традиционных залежей будет уменьшаться и со временем ее полностью заменят УВ: 1) из «сланцев», точнее из заключенных в этих высокоуглеродистых отложениях кремнисто-карбонатных резервуаров; 2) из труднодоступных месторождений глубоких горизонтов осадочного чехла нефтегазоносных бассейнов, расположенных в пределах активных структур земной коры краевых систем платформ (краевые прогибы и угловые синеклизы), пассивных окраин континентов (периконтинентальные прогибы), впадин подвижного циркумтатлассократического пояса Земли (окраинные моря, средиземные моря, межгорные впадины).

4. Переходный период характеризуется волатильностью цен на УВ-сырье, в течение этого периода падение производства УВ будет регулироваться не истощением ресурсной базы, она вполне достаточна, а падением спроса.

5. Предприятиями добывающей отрасли необходимо использовать переходный период для адаптации к новым условиям функционирования, когда в структуре ресурсов и запасов ведущую роль будет играть «настоящая» нефть из традиционных залежей, а также из сланцев и труднодоступных залежей глубоких горизонтов осадочного чехла.

6. Осознание и принятие новой реальности позволит сохранить силы для новой эволюционной трансформации стратегии проведения и финансирования геолого-разведочных работ, от которой зависит развитие сырьевой базы УВ-сырья.

### **Стратегия развития ресурсной базы УВ-сырья в период перехода к эре «зеленой» энергетики**

Устойчивость позиции России в мировом производстве нефти подвержена рискам, связанным с недостаточной эффективностью поисковых и добычных работ в условиях снижения цен на нефть. Для повышения ее конкурентоспособности нужно создать ресурсную базу, готовую быстро, в зависимости от ситуации, сокращать или увеличивать добычу нефти. Высокоэффективные компании Саудовской Аравии и США, основных конкурентов России на рынке УВ, осваивая запасы старых нефтегазоносных провинций, поступают сегодня именно так. Высокодебитные, фонтанирующие скважины Саудовской Аравии (150 скважин с дебитами от 1 до 2 тыс. т/сут) могут сокращать и молниеносно наращивать добычу. По данным М.И. Крутихина (2020), схожая динамика разработки характерна для месторождений США, где за счет увеличения числа скважин, пробуренных на сланцевые толщи, и использования гидроразрыва пласта, быстро наращивают (или сокращают) объем производства.

Россия, к сожалению, не обладает такой легкоуправляемой структурой запасов и ресурсов нефти. Ее извлекаемые запасы нефти, по данным Государственного баланса по состоянию на 01.01.2020 г., составляли 30,8 млрд т, конденсата — 4,1 млрд т. За последние 10 лет в России обеспечен прирост запаса-

сов нефти в размере 5,87 млрд т, объем добычи за этот период составил 5,04 млрд т. Степень разведанности начальных суммарных ресурсов нефти составила 39,01 %, степень выработанности разбуренных запасов — 57,02 %. Около 60 % разведанных запасов относится к трудноизвлекаемым (высоковязкие нефти, низкопроницаемые коллекторы малой толщины, подгазовые зоны). При современных темпах добычи и с учетом того, что за последние два десятилетия годовой прирост едва покрывает истощение запасов, рентабельно осваиваемых запасов хватит примерно на 20 лет. В нераспределенном фонде недр подавляющее большинство нефтяных месторождений содержит извлекаемые запасы менее 1 млн т, а запасами более 10 млн т располагает всего несколько месторождений. Следовательно, если современная ситуация с состоянием поисково-разведочных работ в стране останется неизменной, то уже к 2030 г. Россия начнет терять свои лидирующие позиции среди стран-экспортеров. В то же время потенциал наращивания ресурсной базы нефти высок, ее подготовленные и прогнозны ресурсы почти вдвое превышают количество извлекаемых запасов.

В существующих реалиях переходного периода для сохранения конкурентоспособности на колеблющемся рынке УВ требуется кардинально изменить структуру ресурсной базы, в первую очередь в районах традиционной нефтедобычи, где уже имеется вся необходимая инфраструктура для ее освоения. Поэтому в осадочных бассейнах с длительной историей эксплуатации могут реализовываться два направления решения ресурсной проблемы: для верхних частей осадочного чехла особое внимание следует уделить средним и мелким месторождениям, пропущенным залежам и нетрадиционным трудноизвлекаемым ресурсам [8], в глубоких горизонтах — поиску и разведке гигантских высокодебитных месторождений. Можно и нужно уже сейчас, в самом начале перехода к эре «зеленой» энергетики, формировать запасы нефти, так как во времена потрясений планетарного масштаба, когда все нестабильно, запасы таких полезных ископаемых, как нефть, приобретают монетарный и залоговый потенциал. В обоснование этого тезиса полезно вспомнить, что во многом гигантские запасы полезных ископаемых, созданные во времена СССР, позволили сохранить экономическую независимость вновь созданных на его пространстве суверенных государств. Есть основание предполагать, что использование УВ в качестве гаранта стабильности энергоресурсной базы страны будет расширяться.

### **Состояние и перспективы поисков труднодоступных месторождений нефти в глубоких горизонтах осадочного чехла нефтегазоносных провинций России**

Анализ продуктивности глубоких горизонтов нефтегазоносных провинций ведется уже достаточ-

но продолжительное время. Накоплен обширный геолого-геофизический материал по этому вопросу. Всего по России было пробурено 27 параметрических скважин, вскрывших осадочный разрез на глубинах от 6 до 8,5 км для поиска месторождений УВ на глубинах 5–7 км. Скважины были размещены на территории различных геодинамических структур земной коры континентов. Всего были изучены разрезы осадочного чехла 5 основных нефтегазоносных провинций. В Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, расположенной в пределах эпипротерозойской Русской плиты древней Восточно-Европейской платформы, исследованы 4 скважины (3 — глубиной 6 км и 1 — глубиной 7 км). Всего 18 скважин глубиной от 6 до 7 км (в кряже Карпинского — 1, на Астраханском своде — 8, в Западной бортовой зоне — 5, в Северной бортовой зоне — 4) изучено в Прикаспийской нефтегазоносной провинции — угловой синеклизе краевой системы древней Восточно-Европейской платформы. Две скважины глубиной свыше 7,5 км (СГ-6 Тюменская глубиной 7502 м и СГ-7 Ен-Яхинская глубиной 8250 м) проанализированы в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, расположенной в пределах одноименной эпигерцинской плиты молодой Центрально-Евразийской платформы. Еще 3 скважины пробурены в границах этой же молодой платформы: первые две глубиной 7 км — в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (на территории эпибайкальской плиты) и одна глубиной 7,5 км — в Предкавказско-Мангышлакской нефтегазоносной провинции (на территории эпигерцинской плиты).

Относительно скромные результаты, полученные в результате бурения перечисленных скважин, породили сомнения в перспективах открытия крупных месторождений на значительных глубинах в основных нефтегазодобывающих регионах нашей страны. Оценки ресурсов больших глубин оказались низкими. В целом по России на долю глубин 5–7 км приходится только неразведанные ресурсы по категории  $D_0$  (подготовленные): нефть — 5 688,8 млн т и газ — 37 369,8 млрд м<sup>3</sup>. Сделан ряд спорных выводов, в частности: 1) о преимущественной газоносности глубоких недр; 2) о разрушении залежей на больших глубинах; 3) о полной реализации УВ-потенциала материнских толщ; 4) об отрицательном влиянии на сохранность УВ пластовых интрузий, высоких температур и пластовых давлений и т. д. С такой позицией относительно продуктивности недр согласиться трудно, учитывая успехи зарубежных нефтяных компаний в обнаружении целого ряда гигантских и крупных месторождений нефти и газа.

В последние два десятилетия в мире активизировались геолого-разведочные работы на нефть и газ на больших глубинах в пределах структур земной коры с мощным кайнозойским осадочным чехлом: в периконтинентальных прогибах пассивных окраин континентов, а также во впадинах (окраинные

морья, средиземные моря, межгорные впадины) и краевых прогибах подвижного циркумталассо-кратического пояса Земли. Значительные успехи были достигнуты в Мексиканском заливе: здесь в песчаниках палеоцена, эоцена и олигоцена открыт целый ряд месторождений УВ на глубинах более 8 км. Их суммарные начальные ресурсы составляют 1430–2385 млн м<sup>3</sup>, а на глубинах от 8 000 до 10 428 м извлекаемые запасы нефти месторождений Таити, Тандер-Хорс Норт, Тандер-Хорс Саут и Шеньцзы достигают 340,5 млн т при дебитах нефти из эксплуатационных скважин от 955 до 4600–4700 м<sup>3</sup>/сут. Эти и многие другие факты подтвердили роль характерной для кайнозойских осадочных бассейнов лавинной седиментации и флюидодинамической изолированности мощных осадочных комплексов на глубинах свыше 6–10 км для формирования гигантских зон нефтегазонакопления [9–11]. Практически не вызывает сомнения идентичность с такими бассейнами термобарического режима УВ-систем глубоких горизонтов подсолевых отложений осадочного чехла, представленных глубоководными отложениями: для них, вне зависимости от возраста, характерны низкие геотермические градиенты, как правило на глубинах около 6–10 км не превышающие 2 °С/100 м.

Накопленные данные показали, что разрез глубоких горизонтов в определенных условиях образует самостоятельный этаж нефтегазоносности со специфическими термобарическими параметрами. В этом этаже гидродинамическая связь между включенными (вкрапленными) в него массивами пород с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами затруднена, а сами массивы различаются степенью катагенетического преобразования пород, изоляционными (флюидопроводящими) свойствами коллекторов и покрышек. В работе [12] подчеркнута еще одно отличительное свойство этого этажа нефтегазоносности: гидродинамический режим всех его УВ-систем стагнационный, в то время как УВ-системы вышележащего этажа, существующие в условиях инфильтрационного или молодого элизионного водонапорных режимов, открытые.

Все это определяет критерии, которыми следует руководствоваться при выборе стратегии геолого-разведочных работ, нацеленных на поиски труднодоступных месторождений нефти в глубоких горизонтах осадочного чехла нефтегазоносных провинций России.

1. Величина остаточных ресурсов нефтегазоносной провинции.

2. Необходимость учета особенностей строения ее осадочного чехла (главное — тектоническая принадлежность нижних (более 5 км) горизонтов осадочного чехла к определенному типу геодинамических сейсмокомплексов (плитному, доплитному или складчатому), а также возраст — домезозойский, мезозой-кайнозойский или кайнозойский).

**Таблица.** Принятые весовые коэффициенты для критериев определения приоритетности освоения больших глубин нефтегазоносных провинций

**Table.** Weighting factors accepted for criteria of great depths development prioritizing in oil and gas bearing provinces

Критерии	Качественные и количественные значения критериев. Относительный вес критерия (0 < K ≤ 1)				
Возраст глубоких (5–10 км) горизонтов осадочного чехла	MZ–KZ K = 1	MZ + PZ K = 0,8	PZ K = 0,6	RF–PZ K = 0,4	RF K = 0,2
Тип геодинамических сейсмо-комплексов (ГдСК) осадочного чехла в интервале глубин 5–10 км	Плитный ГдСК K = 1	Плитный и доплитный ГдСК K = 0,75	Доплитный ГдСК K = 0,5	Складчатый и доплитный ГдСК K = 0,25	Складчатый ГдСК
Максимальная мощность осадочного чехла, км	Более 10 K = 1	5–10 K = 0,66	До 5 K = 0,33		
Остаточные ресурсы УВ, млрд т усл. топлива	Более 50 K = 1	10–50 K = 0,75	5–10 K = 0,5	До 5 K = 0,25	
Наличие крупных нефтегазолокализирующих объектов	Установлено K = 1	Предполагаются K = 0,66	Не изучены и неизвестны K = 0,33		
Степень разведанности ресурсов и освоенности запасов верхних (до 5 км) горизонтов	Высокая и освоенная K = 1	Высокая, но неосвоенная K = 0,66	Плохо разведана и не освоена K = 0,33		
Региональные покрывки флюидосистемы с аномально высоким пластовым давлением	Соли K = 1	Глины K = 0,5			

3. Степень освоенности запасов и разведанности ресурсов верхних (5–6 км) горизонтов разреза.

4. Необходимость учета данных, свидетельствующих о существовании в рассматриваемом интервале разреза ловушек высокой емкости.

5. Обязательное наличие надежных покрывок, обеспечивающих изоляцию глубоких горизонтов, соответственно, существование самостоятельного гидродинамического этажа с аномально высоким пластовым давлением.

С учетом этих критериев была проанализирована вся доступная информация основных нефтегазоносных провинций России и сопредельных стран, а также определены весовые коэффициенты их влияния на перспективность освоения УВ глубоких горизонтов (таблица). Затем с учетом этих коэффициентов установлена значимость провинций на предмет освоения ресурсного потенциала их глубоких недр (рис. 1).

Анализ показал, что в первую очередь необходимо изучать глубокие горизонты (свыше 5 км) верхнедевон-нижнепермского комплекса Прикаспийской нефтегазоносной провинции [10].

В пользу такого заключения есть три основных аргумента.

1. Прикаспийская провинция находится в сравнительно благоприятных природно-климатических условиях и имеет развитую инфраструктуру, что существенно снизит стоимость разведки глубоких горизонтов.

2. Прикаспийская провинция отличается наличием мощной кунгурской соленосной толщи (надежная региональная покрывка), что создает в подсолевом комплексе аномально высокое пластовое давление и, как следствие, обеспечивает сохранность коллекторов и нефтяных залежей.

3. Высокий потенциал Прикаспийской провинции допускает вероятность обнаружения в ее пределах около двух десятков крупных (более 200 млн т) и нескольких уникальных месторождений.

Для изучения распределения месторождений в Прикаспийской нефтегазоносной провинции проведен статистический анализ (рис. 2). Для прогноза возможного числа неоткрытых уникальных и крупных месторождений были использованы следующие расчетные параметры: 1) тип провинции с концентрированным распределением; 2) величина прогнозных ресурсов с учетом казахстанской части — 40 млрд т усл. топлива (14 млрд т усл. топлива — российские); 3) оцененные запасы самого крупного месторождения — 10 млрд т усл. топлива

Число открытых уникальных и крупных месторождений — 18, в том числе уникальных — 5 (Кашаган, Астраханское, Тенгиз, Карачаганак, Оренбургское) и крупных — 13 (Жаназол, Кенкияк, Прорва, Кенбай и др.) Все уникальные месторождения расположены в подсолевом комплексе, крупные — в подсолевом и надсолевом [11, 13, 14].

Освоение ресурсного потенциала на больших глубинах требует решения ряда задач, развивающих фундаментальные основы осадочно-мигра-



ционной теории формирования скоплений УВ. Эта работа в течение последних 20 лет ведется в институтах РАН, в том числе в рамках программ Президиума РАН. Однако остается ряд нерешенных задач. В первую очередь это касается вопросов, связанных с исследованием функционирования УВ-систем в интервале разреза со стагнационным гидродинамическим режимом. Не решена проблема природы ловушек в жестких термобарических условиях на больших глубинах, однозначно не установлено, что в этих условиях служит экраном, а что коллектором. Неясен ход процессов, определивших закономерности размещения промышленных скоплений залежей УВ в глубоких горизонтах осадочного чехла и особенности их формирования. Соответственно, не установлены поисковые критерии в средах с аномальными термобарическими условиями, характерными для осадочных бассейнов с глубиной залегания кровли консолидированной коры 10 км и более. Выводы, сделанные по полученным на данный момент результатам исследований, требуют подтверждения из-за дефицита прямой геологической информации (особенно по перечисленным выше вопросам). Но в целом они позволяют наметить контуры флюидодинамической концепции поисков уникальных и гигантских месторождений УВ на больших глубинах. В этой концепции главное внимание уделяется сопряженным механизмам генерации, аккумуляции и консервации УВ в стагнационной флюидодинамической среде в высокочастотных ловушках различного генезиса, а также факторам, ответственным за формирование самих ловушек [12].

Основные позиции этой концепции сводятся к следующему.

1. Геологическая среда, в которой целесообразно проведение поисков нефти и газа, не ограничивается кровлей акустического фундамента, а включает в себя весь осадочно-вулканогенный слой земной коры. Это значит, что, помимо плитного и доплитного комплексов, объектом поисков УВ является комплекс вулканогенно-осадочных сильно деформированных, но слабо эпигенетически преобразованных (до высоких степеней катагенеза) пород, заключенный между сейсмическими границами, соответствующими кровле консолидированной коры (снизу) и акустического фундамента (сверху).

2. Размещение месторождений УВ в разрезе осадочного чехла земной коры контролируется структурной организацией и эволюцией энергетического состояния его гидросистемы.

3. В условиях отсутствия регионально выдержанных дренажных слоев в разрезе осадочного чехла латеральная миграция нефти и газа в свободном состоянии возможна только в пределах иерархически соподчиненных замкнутых гидродинамических систем различного ранга: регионального (нефтегазоносный этаж), зонального (УВ-система) и локального (месторождение).

4. Подавляющее большинство месторождений УВ было сформировано в течение последнего, альпийского, цикла тектогенеза.

#### **Роль изучения геологической среды, процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления для наращивания ресурсной базы страны. Приоритетные проекты**

Вполне естественно, что поиск месторождений УВ на больших глубинах требует учета геологической информации по всему геологическому разрезу вплоть до кровли консолидированной коры (граница осадочно-вулканогенного и интрузивно-магматического слоев земной коры), она же подошва живого мира (по В.И. Вернадскому) и «увосферы» [15]. Важная составляющая часть этой информации — пространственное расположение УВ-систем и границ распространения областей с различными геофлюидодинамическими режимами.

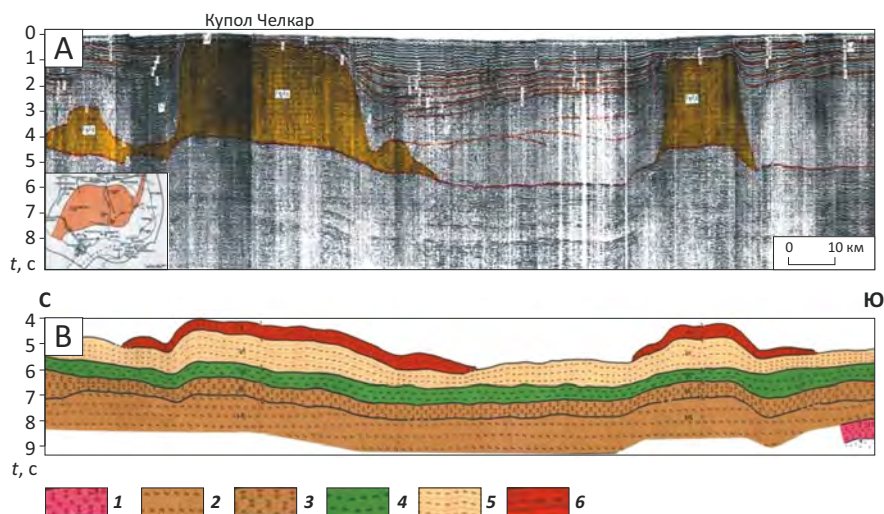
Подобные научные сведения, без которых невозможен достоверный прогноз нефтегазоносности на больших глубинах, могут быть получены путем реализации комплексных проектов, направленных на изучение глубинного строения недр, в первую очередь старых нефтегазоносных провинций. К сожалению, практика реализации проектов, направленных на получение информации, достаточной для количественной оценки перспективных ресурсов по крупным зонам нефтегазонакопления, охватывающим несколько участков распределенного фонда недр, в условиях существующей системы хозяйствования не отработана, хотя примеры их создания уже имеются. В этом плане в отношении Прикаспийской нефтегазоносной провинции имеются определенные заделы, которые могут в ближайшие годы обеспечить необходимую информационную базу целенаправленного и эффективного поиска месторождений нефти и газа на больших глубинах.

#### **Международный проект «Геоазар»**

Новый этап регионального изучения Прикаспийского региона стартовал в 2013 г. с создания международного консорциума нефтегазовых компаний Казахстана и России «Евразия» для изучения нефтегазоносности глубоких горизонтов Прикаспийской нефтегазоносной провинции. Основной задачей проекта предусматривалось бурение сверхглубокой опорно-параметрической скв. Каспий-1 глубиной 15 км [10, 13, 16, 17]. Выбранное место размещения для этой скважины — свод купола-гиганта Челкар, расположенного в центральной, наиболее глубокой, части Прикаспийской нефтегазоносной провинции (рис. 3). Соляное ядро этого купола занимает площадь 1500 км<sup>2</sup> при высоте 8,5 км. Купол осложняет поднятие высотой 1–1,5 км, сложенное терригенными отложениями нижней перми. Выбор купола Челкар связан с возможностью бурения 8,5 км (высота купола) без существенных технических проблем, а также сравнительно низкой температурой (на глубине 15 км прогнозируется температура около 150 °С).

**Рис. 3.** Временной разрез через купол Челкар (А) (на врезке показаны контуры Центрально-Прикаспийской депрессии) и геологический разрез с литологическим составом отложений подсолевого комплекса (В) [17]

**Fig. 3.** Seismic time section across the Chelkar Dome (A) (the inset shows the outlines of the Central Caspian depression) and the geological section showing lithologic composition of the upper part of subsalt series (B) [17]



**Отложения (1–6):** 1 — кристаллического фундамента, 2 — терригенно-карбонатные рифея, 3 — терригенные венда — кембрия, 4 — карбонатные верхнего ордовика — силура, 5 — глинистые глубоководные девона — арта, 6 — терригенные верхнего арта — раннего кунгура (подводного конуса выноса)

**Deposits (1–6):** 1 — crystalline basement, 2 — Riphean terrigenous-carbonate, 3 — Vendian – Cambrian terrigenous, 4 — Upper Ordovician – Silurian carbonate, 5 — Devonian – Artinskian deepwater argillaceous, 6 — Upper Artinskian – Early Kungurian terrigenous (submarine fan)

В 2019 г. по инициативе России, подержанной большинством приграничных государств, было предложено расширить границы регионального изучения Прикаспийского региона в рамках международного проекта «Геохазар», включив в него весь бассейн Каспийского моря и прибрежных территорий. Этот проект предусматривает отработку сети глубинных сейсмических профилей высокой кратности и бурение трех сверхглубоких скважин (рис. 4).

Реализация проекта позволит обеспечить:

- 1) детализацию изучения геологического строения и оценку нефтегазоносности глубоких горизонтов осадочного чехла, сложенных рифей-палеозойскими отложениями;
- 2) учет фактора времени в формировании и сохранении крупных зон нефтегазоаккумуляции на больших глубинах;
- 3) уточнение механизмов и особенностей формирования месторождений нефти и газа в глубоких горизонтах.

#### Мультиклиентский проект «Астраханский свод»

Этот проект предложен инициативной группой специалистов-нефтяников научных и производственных организаций для содействия планам по увеличению ресурсной базы центров традиционной нефтедобычи за счет освоения ресурсов глубоких горизонтов осадочного чехла. Задача — выработка и практическое опробование механизмов объединения усилий компаний-недропользова-

телей сопряженных участков недр по проведению новых геолого-геофизических работ и повторной обработке данных прошлых лет, для сбора информации, необходимой и достаточной для количественной оценки прогнозных, локализованных и подготовленных ресурсов глубоких недр крупных зон нефтегазоаккумуляции [9].

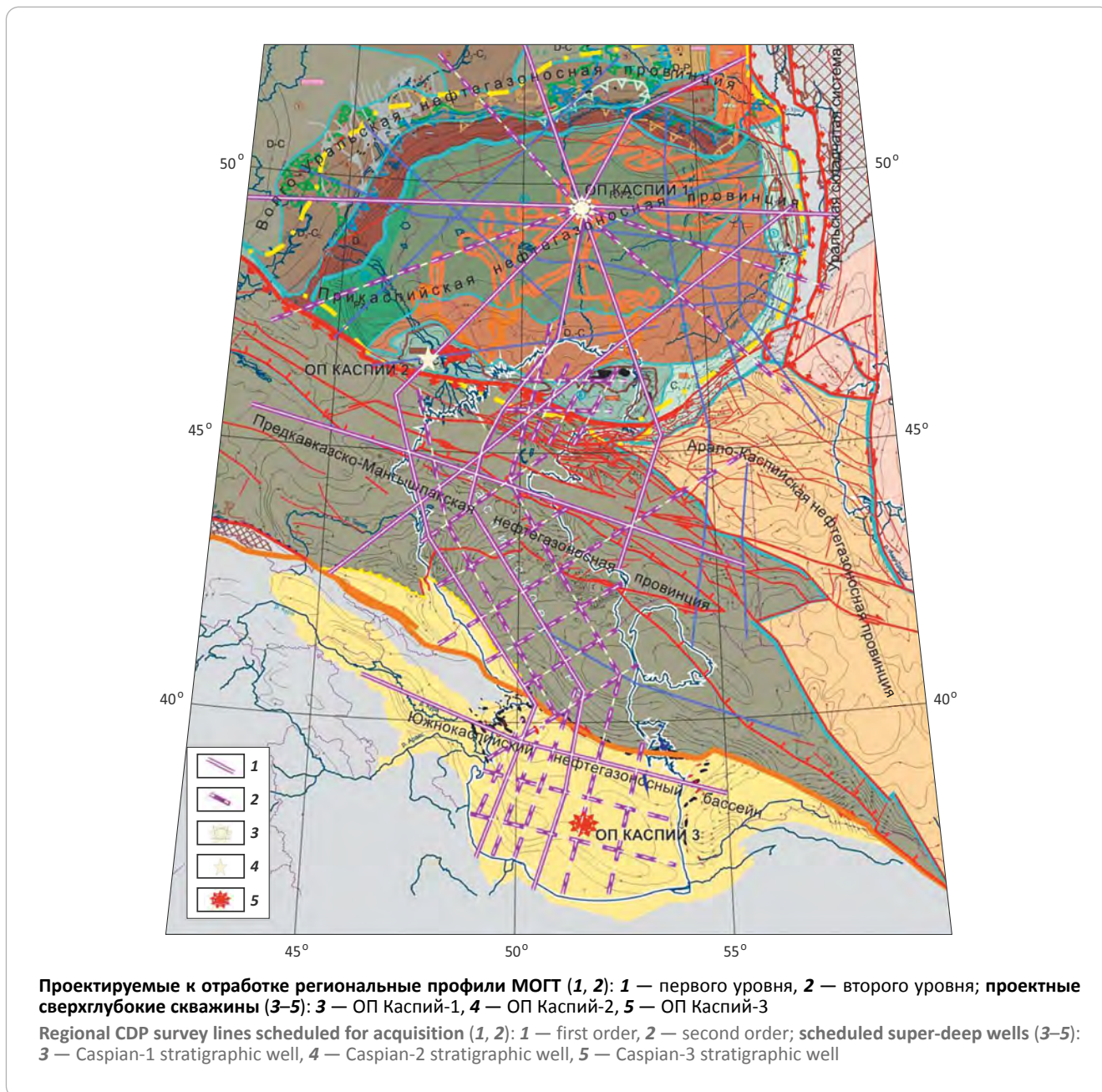
Астраханская зона нефтегазоаккумуляции расположена в пределах западной части Астраханско-Жамбайского нефтегазоносного района (Астраханско-Тенгизская нефтегазоносная область Прикаспийской провинции) [6].

Рельеф кровли подсолевых отложений Астраханской зоны нефтегазоаккумуляции соответствует положительной структуре, известной как Астраханско-Юстинский выступ — это одно из крупнейших подсолевых поднятий (общая площадь — около 18 000 км<sup>2</sup>, размеры — 300 × 120 км). На большей части этой площади (около 10 000 км<sup>2</sup>) соленосные отложения залегают непосредственно на визей-башкирских карбонатных отложениях, из которых около 5000 км<sup>2</sup> занимает Астраханский свод, ограниченный изогипсой –4200 м (рис. 5).

Астраханская зона нефтегазоаккумуляции расположена на Астраханском карбонатном массиве, в ее пределах находится гигантское газоконденсатное месторождение (площадь по замкнутой изогипсе –4100 м составляет около 5000 км<sup>2</sup>). Здесь пробурено 6 параметрических скважин: Володарская-2, Табаковская-1, Северо-Астраханская-1, Девонские-1, 2, 3, Правобережная-1, Долан-Эрденовская-1 (см. рис. 5).



**Рис. 4.** Схема размещения профилей и сверхглубоких скважин, предусмотренных программой «Региональное геолого-геофизическое изучение глубинного строения Каспийского региона» (по [17] с дополнениями)  
**Fig. 4.** Location map of survey lines and super-deep wells scheduled in the program of Regional Geological and Geophysical Studies of Caspian Region Deep Structure (from [17], complemented)



Внутрибассейновая карбонатная платформа девон-турнейского возраста перекрыта визей-раннебашкирской карбонатной шельфовой платформой. В совокупности эти два комплекса образуют многоярусный изолированный нефтегазолокализирующий объект седиментационной природы (рис. 6).

Накопленная к настоящему времени геолого-геофизическая информация позволила построить модель резервуара этого массива [9]. В соответствии с этой моделью в пределах массива и его периферии месторождения прогнозируются на двух глубинных уровнях: на больших глубинах (интервал 6–8 км) — под среднефранской покрывшей

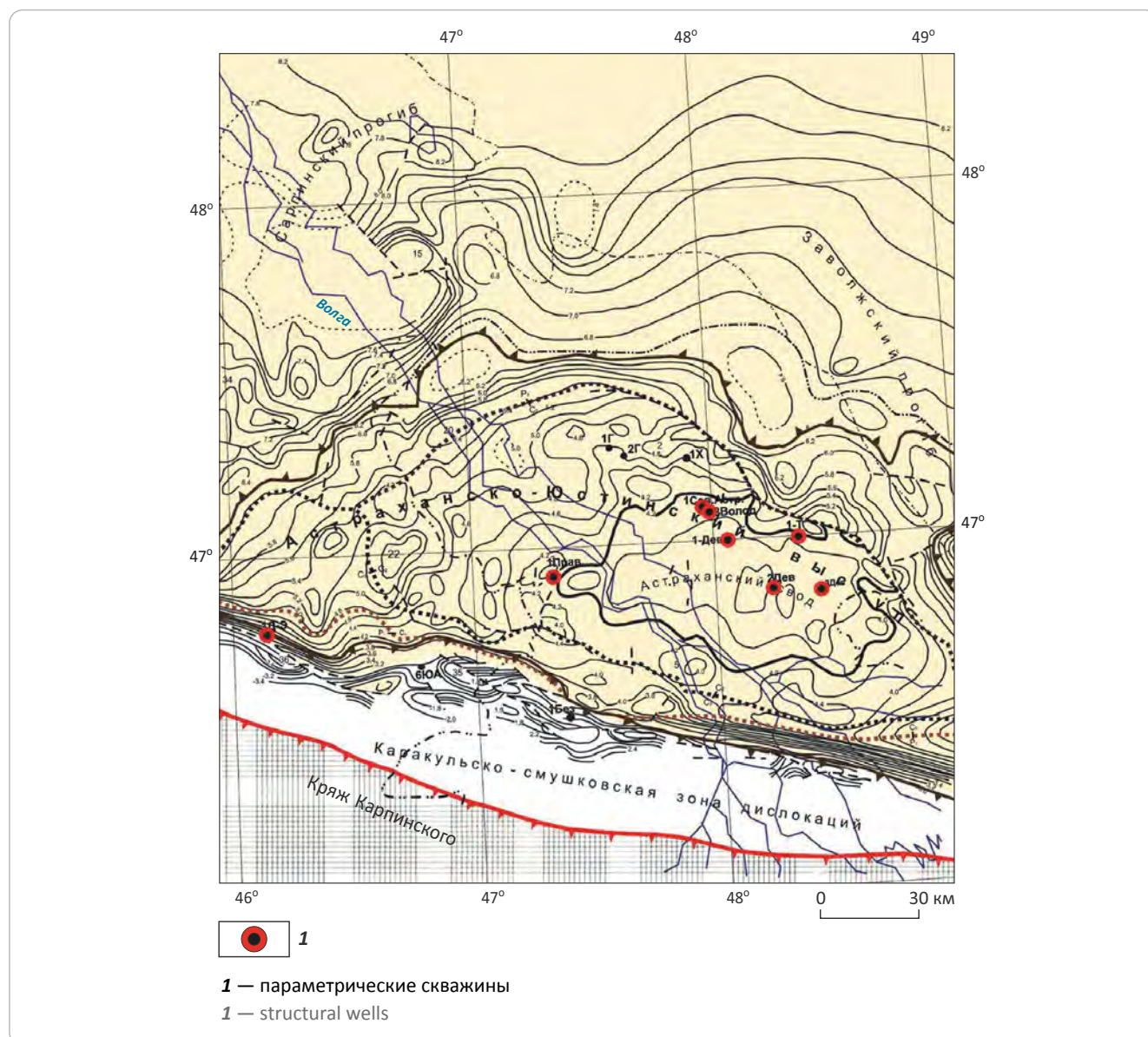
и на средних глубинах (интервал 4,5–5,5 км) — под филипповской покрывшей.

Кроме того, в южной части свода прогнозируются покрывки, связанные с глинистыми пачками в отложениях нижнего визе и среднего карбона (московский ярус), а на западе — с конденсированными сериями отложений верхнего визе – башкира.

Наиболее крупные открытия предполагаются в нижне-среднедевонских терригенно-карбонатных и нижнепермских терригенных комплексах, где с большой вероятностью следует ожидать крупные и гигантские месторождения бессернистой нефти [9, 12, 16]. Предположение основано на том, что в ниж-



**Рис. 5.** Структурная карта по кровле подсолевых отложений (сейсмический горизонт П1) (по [5] с дополнениями)  
**Fig. 5.** Depth map over the subsalt Top (P1 seismic horizon) (from [5], complemented)



не-среднедевонском комплексе по сейсмическим материалам обнаружен ряд перспективных объектов структурного и седиментационного типов, способных аккумулировать крупные и гигантские скопления газа и, не исключено, нефти. Среди этих объектов — 3 глубоких (6,5–7,5 км): Правобережный свод, Аксарайское поднятие и Еленовско-Шортамбайский вал. В визей-башкирском комплексе находится 2 объекта — Западно-Астраханское и Великое поднятия на глубинах в среднем 4–5 км. Объекты седиментационного типа: внутрибассейновые карбонатные постройки и подводный конус выноса, первые внутри нижне-среднедевонского и верхнедевон-турнейского комплексов, вторые внутри раннепермского.

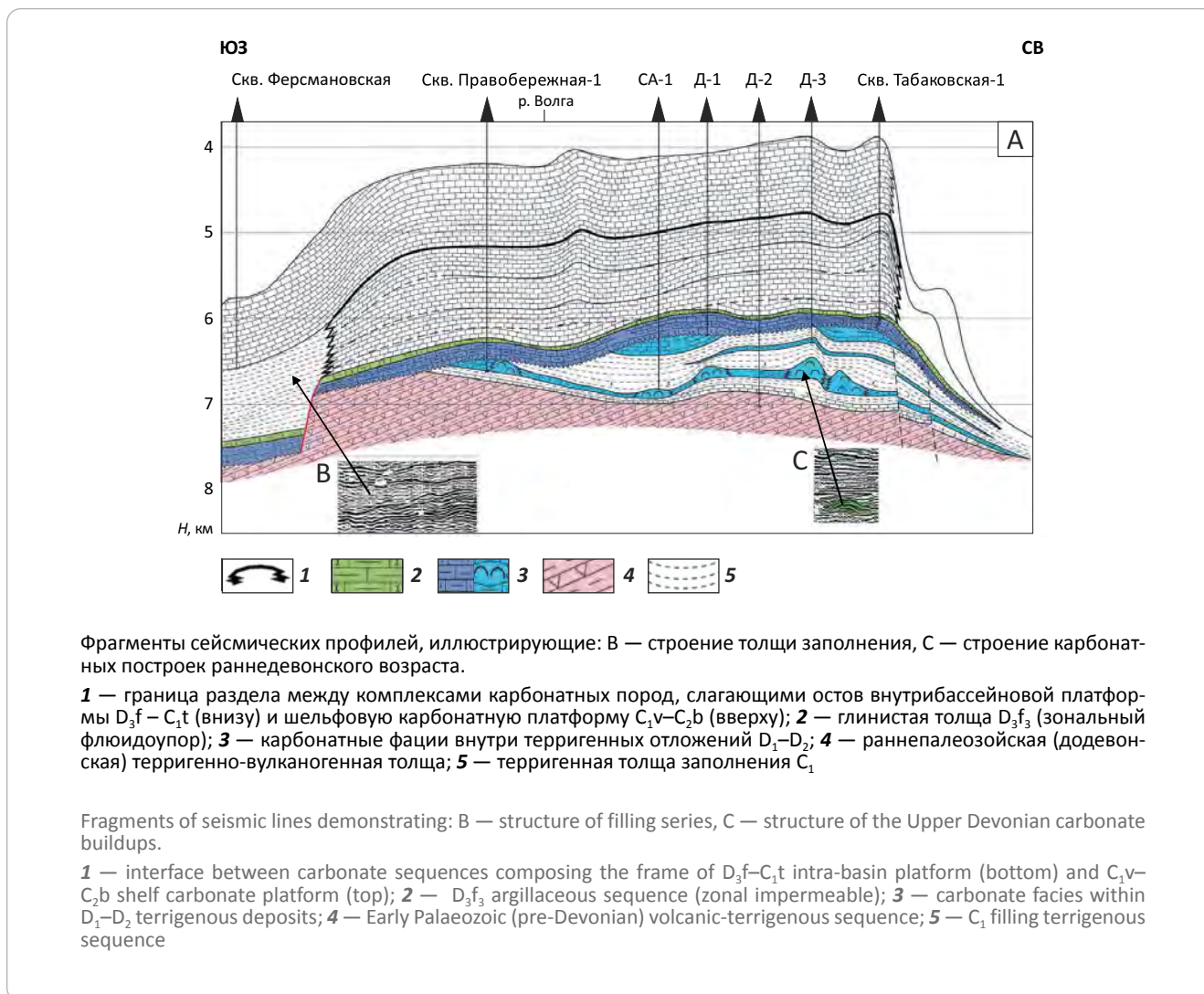
Все перечисленные выше перспективные объекты по состоянию их изученности относятся к категории выявленных, и по ним имеется оценка

перспективных ресурсов по категории  $D_n$  (локализованные). Однако, поскольку по своим размерам все выявленные объекты значительно превышают размеры лицензионных блоков (рис. 7), их ресурсный потенциал по категории  $D_0$  (подготовленные), а тем более запасы даже по самым низким категориям  $C_2$  (оцененные) и  $C_1$  (разведанные) при существующей схеме проведения поисково-разведочных работ оценить невозможно. Это значит, что упомянутые ресурсы останутся неосвоенными, поскольку нельзя будет обосновать экономическую эффективность необходимых инвестиций не только в добычу, но даже в разведку.

Это связано как с объективными геологическими и технологическими, так и с нормативными правовыми обстоятельствами. Объективные причины геологического характера — это, во-первых, резкая вертикальная и латеральная неоднород-

**Рис. 6.** Сейсмогеологическая модель подсолевого разреза Астраханского свода (А) (по А.Я. Бродскому, В.В. Пыхалову, с изменениями и дополнениями) [5]

**Fig. 6.** Geoseismic model of subsalt section, the Astrakhan Arch (A) (according to A.Ya. Brodsky, V.V. Pykhalov, modified and complemented) [5]



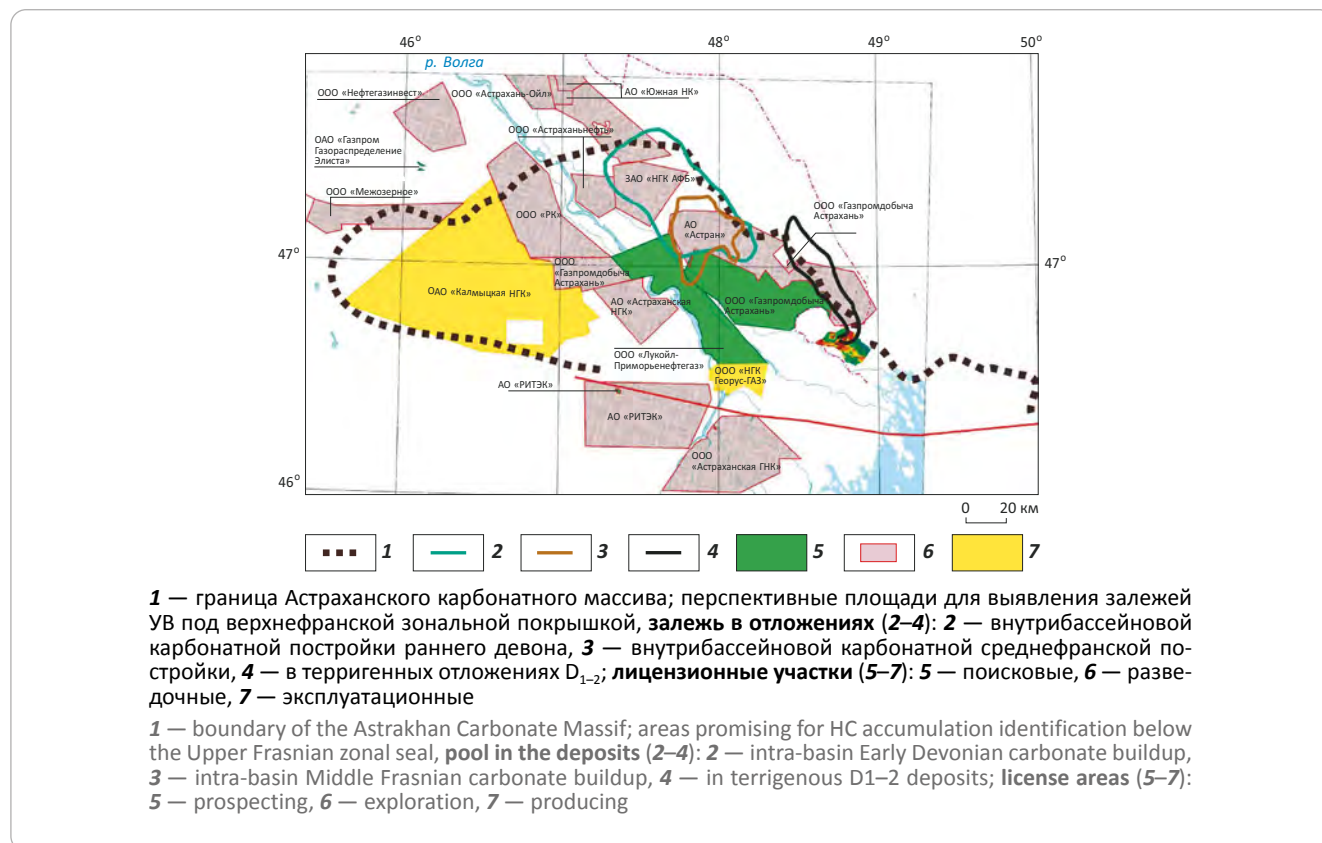
ность очень значительной мощности (от 4 до 7 км) части разреза, перекрывающей подсолевой комплекс, обусловленная соляной тектоникой, во-вторых, резкие изменения фациального состава пород и одновременно мощности девон-раннепермского разреза подсолевого комплекса. Поэтому для успешной реализации неразведанного УВ-потенциала Астраханской зоны нефтегазоаккумуляции необходимо проведение широкомасштабных геолого-разведочных работ, охватывающих территорию всего Астраханского свода и освещающих строение основных потенциально перспективных объектов в нижних структурных этажах и бортовых частях свода. На первом этапе таких работ как минимум должна быть отработана сеть широкоазимутальных сейсмических профилей (ориентировочно  $350 \text{ км} = 7000 \text{ км}^2$ ), увязанных с ранее выполненными 3D-съемками. Это, по существу, полный эквивалент съемки 3D, но выполненной в виде серии полос шириной не менее 13 км вдоль трассы каждого из профилей.

Нормативно-правовые проблемы обусловлены тем, что сегодня почти вся территория Астраханской зоны нефтегазоаккумуляции находится в распределенном фонде недр и выполнить такой масштабный проект возможно только силами объединенного консорциума владельцев лицензий и государственных структур, которые должны совместно профинансировать такую крупную работу и выступить коллективным пользователем полученных при этом результатов. К сожалению, действующий порядок распределения лицензий не дает возможности изыскать источники финансирования этих работ. Бюджетные ассигнования не могут быть использованы, поскольку нераспределенный фонд земель в пределах старых нефтегазоносных провинций составляет не более 30 % территории нефтегазоносной провинции. Кроме того, держатели лицензий не готовы финансировать работы на землях нераспределенного фонда недр без ясных перспектив потенциальных открытий.



**Рис. 7.** Соотношение границ лицензионных блоков с границами перспективных объектов, выделенных в нижне-среднедевонском комплексе (по [6], с дополнениями)

**Fig. 7.** Correspondence between the license block boundaries and exploration target boundaries delineated in the Lower-Middle Devonian sequence (from [6], complemented)



Выход из этой ситуации может быть найден, если при проведении геофизических работ использовать удобную и распространенную в мире (при изучении акваторий) мультиклиентскую съемку, когда сервисные компании за свои средства и на свой риск проводят работы на выбранных ими участках акваторий, а затем многократно продают полученные данные всем заинтересованным компаниям. Если бы такая схема была принята для тотального геологического картирования старых нефтегазоносных провинций, государство получало бы бесплатно информацию о своих недрах и могло использовать ее при формировании тендеров, обязав участников ее покупать. Сервисные же компании, рискнувшие своими средствами, могли бы получать доход от продажи материалов в составе тендерных пакетов или в иных формах, получивших распространение в международной практике.

#### Приоритетные направления геолого-разведочных работ в регионах традиционной нефтедобычи

В настоящее время стратегия расширенного воспроизводства ресурсной базы УВ-сырья в России строится в первую очередь с учетом необходимости освоения ресурсного потенциала новых нефтегазоносных провинций Восточной Сибири, акватории Баренцева и Охотского морей, а также арктических осадочных бассейнов и необходимости освоения

остаточного ресурсного потенциала старых нефтегазоносных провинций. При этом рост ресурсной базы старых нефтегазодобывающих провинций предполагается достигнуть за счет реализации следующих возможностей:

- 1) повышения коэффициента нефтеотдачи пластов и выявления новых мелких залежей в пределах разрабатываемых месторождений;
- 2) вовлечения в добычу нефтегазоносных пластов с низкой пористостью и проницаемостью (сланцевая нефть);
- 3) поиска крупных и гигантских месторождений в глубоких горизонтах осадочного чехла.

Первое из перечисленных выше направлений реализуется достаточно успешно, особенно в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, где при ежегодной добыче около 23–24 млн т нефти приращивается примерно такой же объем запасов. Второе направление, хотя находится в начальной стадии, имеет хорошие шансы на развитие. Третье направление практически остается нереализованным, хотя для этого у российских компаний имеются необходимые технические и финансовые средства.

Причины такого подхода к выбору стратегии геолого-разведочных работ со стороны государственных и частных компаний связаны с оценкой рисков поиска как труднодоступных месторожде-

ний на глубоких горизонтах, так и залежей трудноизвлекаемых сланцевых УВ. В свою очередь, надежная оценка рисков упирается в отсутствие кондиционных данных, которые необходимы для количественной оценки по современным 3D-методикам моделирования бассейнов и УВ-систем, о строении интервалов осадочного разреза, расположенного выше и ниже разрабатываемых нефтегазоносных комплексов. Получение таких данных требует проведения глубинного геологического картирования крупных территорий рангом не ниже зоны нефтегазонакопления с применением таких дорогостоящих методов, как сейсморазведка 3D и параметрическое бурение. Задача частично облегчается тем, что на отдельных лицензионных блоках, как правило, имеются данные современной сейсморазведки. В этом случае можно ограничиться совместной повторной обработкой и «сшивкой» уже накопленных компаниями и государством сейсмических данных в рамках единых программ, что позволит подготовить первоочередные площади к параметрическому бурению и последующей разведке.

### Заключение

1. Наступает эра разумного потребления природных энергоресурсов, благодаря чему УВ, наконец, займут свое достойное место в ряду полезных ископаемых, востребованных нефтехимической и нарождающейся биопроизводящей промышленностью страны.

2. Нарастающие возможности «зеленой» энергетики вкупе с ростом ресурсов традиционного УВ-сырья, не конкурируя друг с другом, а дополняя, существенно повысят стабильность промышленного производства в стране, сведут к минимуму риски энергетического дефицита и неразумного использования природных источников УВ.

3. Различия в геолого-тектонических условиях осадочных бассейнов, длительность истории нефтегазодобычи в их пределах, геологические и остаточные запасы нефти и газа обуславливают различия в стратегиях дальнейшего освоения УВ-потенциала. Для Прикаспийского осадочного бассейна безальтернативным становится поиск гигантских месторождений УВ на больших глубинах.

4. Поиск промышленно значимых месторождений УВ на больших глубинах требует обоснования новых теоретико-методических основ поиска крупных зон нефтегазонакопления, основы которых заложены в работах И.М. Губкина, а также А.А. Трофимука и его последователей.

5. Реализация двух международных проектов с участием России позволит не только получить новые знания о геологии подсолевых комплексов, но и оценить достоверность предлагаемых методических подходов к прогнозированию гигантских глубокозалегающих месторождений нефти и газа.

### Литература

1. Wenrui H.U., Jingwei B.A.O., Bin H.U. Trend and progress in global oil and gas exploration // Petroleum exploration and development. – 2013. – Т. 40. – № 4. – С. 439–443. DOI: 10.1016/S1876-3804(13)60055-5.
2. Zeng Q., Mo T., Zhao J., Tang Yo., Zhang R., Xia J., Hu C., Shi L. Characteristics, genetic mechanism and oil & gas exploration significance of high-quality sandstone reservoirs deeper than 7000 m: A case study of the Bashijiqike Formation of Lower Cretaceous in the Kuqa Depression, NW China // Natural Gas Industry. – 2020. DOI: 10.1016/j.ngib.2020.01.003.
3. Гулчев И.С., Левин Л.Э., Федоров Д.Л. Углеводородный потенциал Каспийского региона (системный анализ). – Баку : Nafta-Press, 2003. – 127 с.
4. Керимов В.Ю., Осипов А.В., Мустаев Р.Н. Особенности генерации углеводородов на больших глубинах земной коры // Доклады Академии наук. – 2018. – Т. 483. – № 3. – С. 296–300. DOI: 10.31857/S086956520003252-0.
5. Волож Ю.А., Гогоненков Г.Н., Делия С.В., Корчагин О.А., Комаров А.Ю., Рыбальченко В.В., Сибилев М.А., Стенин В.П., Пыхалов В.В., Титаренко И.А., Токман А.К. Углеводородный потенциал глубоких горизонтов Астраханской зоны нефтегазонакопления: проблемы и решения // Геотектоника. – 2019. – Т. 53. – № 3. – С. 3–23. DOI: 10.1134/S0016852119030087.
6. Волож Ю.А., Куандыков Б.М., Антипов М.П., Варшавская И.Е., Трохименко М.С., Милетенко Н.В. Каспийский регион: проблема поиска углеводородов на больших глубинах, возможные пути ее решения // Нефть и газ. – 2013. – № 3. – С. 29–44.
7. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Лившиц В.Р., Рыжкова С.В. Главные направления развития нефтяного комплекса России в первой половине XXI века // Вестник Российской академии наук. – 2019. – Т. 89. – № 11. – С. 1095–1104. DOI: 10.31857/S0869-587389111095-1104.
8. Конторович А.Э. Глобальные проблемы нефти и газа и новая парадигма развития нефтегазового комплекса России // Наука из первых рук. – 2016. – № 1. – С. 6–17.
9. Астраханский карбонатный массив: строение и нефтегазоносность / Под ред. Ю.А. Воложа, В.С. Парасыны. – М. : Научный мир, 2008. – 221 с.
10. Леонов Ю.Г., Волож Ю.А., Антипов М.П., Быкадоров В.А., Патина И.С., Лоджевская М.И. Нефть глубоких горизонтов осадочных бассейнов России и сопредельных стран // Мониторинг. Наука и технологии. – 2015. – Т. 4. – № 25. – С. 6–15.
11. Шеин В.С. Геология и нефтегазоносность России. – М. : ВНИГНИ, 2006. – 774 с.
12. Абукова Л.А., Волож Ю.А., Дмитриевский А.Н., Антипов М.П. Геофлюидодинамическая концепция поисков скоплений углеводородов в земной коре // Геотектоника. – 2019. – № 3. – С. 79–91. DOI: 10.31857/S0016-853X2019379-91.
13. Волож Ю.А., Дмитриевский А.Н., Леонов Ю.Г., Милетенко Н.В., Ровнин Л.И. О стратегии очередного этапа нефтепоисковых работ в Прикаспийской нефтегазоносной провинции // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 4. – С. 341–362.

14. *Глумов И.Ф., Маловицкий Я.П., Новиков А.А., Сенин Б.В.* Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. – М : Недра-Бизнесцентр, 2004. – 342 с.
15. *Соколов Б.А.* Эволюционно-генетический подход к созданию классификации нефтегазоносных осадочных бассейнов // *Осадочные бассейны и их нефтегазоносность.* – М. : Наука, 1983. – С. 5–11.
16. *Варшавская И.Е., Волож Ю.А., Дмитриевский А.Н., Леонов Ю.Г., Милетенко Н.В., Федонкин М.А.* Новые подходы к решению проблемы роста ресурсной базы углеводородного сырья // *Геология нефти и газа.* – 2011. – № 2. – С. 2–11.
17. *Куандыков Б.М., Волож Ю.А.* Изучение глубокозалегающих горизонтов Прикаспийской впадины // *Нефтегазоносные бассейны Казахстана и перспективы их развития.* – Алматы, 2015. – С. 53–59.

## References

1. *Wenrui H.U., Jingwei B.A.O., Bin H.U.* Trend and progress in global oil and gas exploration. *Petroleum exploration and development.* 2013;40(4):439–443. DOI: 10.1016/S1876-3804(13)60055-5.
2. *Zeng Q., Mo T., Zhao J., Tang Yo., Zhang R., Xia J., Hu C., Shi L.* Characteristics, genetic mechanism and oil & gas exploration significance of high-quality sandstone reservoirs deeper than 7000 m: A case study of the Bashijiqike Formation of Lower Cretaceous in the Kuqa Depression, NW China. *Natural Gas Industry.* 2020. DOI: 10.1016/j.ngib.2020.01.003.
3. *Guliev I.S., Levin L.E., Fedorov D.L.* Uglevodorodnyi potentsial Kaspiiskogo regiona (sistemnyi analiz) [Hydrocarbon potential of Caspian region (systems analysis)]. Baku: Nafta-Press, 2003; 127 p. In Russ.
4. *Kerimov V.Yu., Osipov A.V., Mustaev R.N.* Features of the generation of hydrocarbons at great depths of the earth's crust. *Doklady Akademii nauk.* 2018;483(3):296–300. DOI: 10.31857/S086956520003252-0. In Russ.
5. *Volozh Yu.A., Gogonenkov G.N., Deliya S.V., Korchagin O.A., Komarov A.Yu., Rybal'chenko V.V., Sibilev M.A., Stenin V.P., Pykhalov V.V., Titarenko I.A., Tokman A.K.* Hydrocarbon potential of deeply buried reservoirs in the astrakhan oil and gas accumulation zone: problems and solutions. *Geotectonics.* 2019;53(3):299–318. DOI: 10.1134/S0016852119030087. In Russ.
6. *Volozh Yu.A., Kuandykov B.M., Antipov M.P., Varshavskaya I.E., Trokhimenko M.S., Miletenko N.V.* Kaspiiskii region: problema poiska uglevodorodov na bol'shikh glubinakh, vozmozhnye puti ee resheniya [The Caspian region: the problem of hydrocarbons search at great depths, possible ways to solve it]. *Neft' i gaz.* 2013;(3):29–44. In Russ.
7. *Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Livshits V.R., Ryzhkova S.V.* Main directions of development of the oil complex of Russia in the first half of the twenty-first century. *Herald Of The Russian Academy Of Sciences.* 2019;89(6):558–566. DOI: 10.31857/S0869-587389111095-1104. In Russ.
8. *Kontorovich A.E.* Global'nye problemy nefti i gaza i novaya paradigma razvitiya neftegazovogo kompleksa Rossii [Global oil and gas problems and new paradigm of Russian oil and gas sector]. *Nauka iz pervykh ruk.* 2016;(1):6–17. In Russ.
9. *Astrakhan carbonate massif: structure and its oil and gas perspectives.* In: Yu.A. Volozh, V.S. Parasyina, eds. Moscow: Nauchnyi Mir; 2008, 221 p. In Russ.
10. *Leonov Yu.G., Volozh Yu.A., Antipov M.P., Bykadorov V.A., Patina I.S., Lodzhevskaya M.I.* Oil Of Deep Horizons Of Sedimentary Basins In Russia And Neighboring Countries. *Monitoring. Nauka I Tekhnologii.* 2015;4(25):6–15. In Russ.
11. *Shein V.S.* Geologiya i neftegazonosnost' Rossii [Geology and petroleum potential of Russia]. Moscow: VNIGNI; 2006. 774 p. In Russ.
12. *Abukova L.A., Volozh Yu.A., Dmitrievskii A.N., Antipov M.P.* Geofluid dynamic concept of prospecting for hydrocarbon accumulations in the earth crust. *Geotectonics.* 2019;53(3):372–382. DOI: 10.31857/S0016-853x2019379-91. In Russ.
13. *Volozh Yu.A., Dmitrievskii A.N., Leonov Yu.G., Miletenko N.V., Rovnin L.I.* On strategy of the upcoming exploration phase in the north Caspian petroleum province. *Russian geology and geophysics.* 2009;50(4):252–269. In Russ.
14. *Glumov I.F., Malovitskii Ya.P., Novikov A.A., Senin B.V.* Regional'naya geologiya i neftegazonosnost' Kaspiiskogo morya [Regional geology and oil and gas potential of the Caspian Sea]. Moscow: Nedra-Biznesstsent; 2004. 342 p. In Russ.
15. *Sokolov B.A.* Evolyutsionno-geneticheskii podkhod k sozdaniyu klassifikatsii neftegazonosnykh osadochnykh basseinov [Evolutionary and genetic approach to creation of oil and gas bearing sedimentary basins classification]. In: *Osadochnye basseiny i ikh neftegazonosnost'.* Moscow: Nauka; 1983. pp. 5–11. In Russ.
16. *Varshavskaya I.E., Volozh Yu.A., Dmitrievskii A.N., Leonov Yu.G., Miletenko N.V., Fedonkin M.A.* New approaches to solving problem of hydrocarbon resource base increase. *Geologiya nefti i gaza.* 2011;(2):2–11. In Russ.
17. *Kuandykov B.M., Volozh Yu.A.* Izuchenie glubokozalegayushchikh gorizontov Prikaspiiskoi vpadiny [Studies of deep-seated horizons in Caspian Depression]. In: *Neftegazonosnye basseiny Kazakhstana i perspektivy ikh razvitiya.* Almaty; 2015. pp. 53–59. In Russ.

## Информация об авторах

### Волож Юрий Абрамович

Доктор геолого-минералогических наук,  
главный научный сотрудник  
ФГБУН «Геологический институт РАН»,  
119017 Москва, Пыжевский пер. д. 7, стр. 1  
e-mail: yvolozh@yandex.ru  
ORCID ID: 0000-0001-8304-9069

## Information about authors

### Yurii A. Volozh

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,  
Senior Research Officer  
Geological Institute of the RAS,  
7, bld. 1., Pyzhevsky lane, Moscow, 119017, Russia  
e-mail: yvolozh@yandex.ru  
ORCID ID: 0000-0001-8304-9069

**Гогоненков Георгий Николаевич**

Доктор технических наук,  
советник генерального директора  
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский  
геологический нефтяной институт»,  
105118 Москва ш. Энтузиастов, д. 36  
e-mail: gogonenkov.g@yandex.ru  
SCOPUS ID: 6603122004

**Милетенко Николай Васильевич**

Доктор геолого-минералогических наук,  
профессор, советник директора  
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский  
геологический институт им. А.П. Карпинского»,  
199106 Санкт-Петербург, Средний пр-т, д. 74  
e-mail: nvmilet@yandex.ru

**Петров Евгений Игнатьевич**

Кандидат физико-математических наук,  
руководитель  
Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра),  
125993 Москва, ул. Б. Грузинская, д. 4/6  
e-mail: epetrov@rosnedra.gov.ru

**Georgii N. Gogonenkov**

Doctor of Engineering Science,  
Advisor to Director  
All-Russian Research  
Geological Oil Institute,  
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia  
e-mail: gogonenkov.g@yandex.ru  
SCOPUS ID: 6603122004

**Nikolai V. Miletenko**

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,  
Professor, Advisor to Director  
Russian Geological  
Research Institute,  
74, Sredny pr., St. Petersburg, 199106, Russia  
e-mail: nvmilet@yandex.ru

**Evgenii I. Petrov**

Candidate of Physical and Mathematical Sciences,  
Head of Rosnedra  
Federal Agency for Mineral Resources (Rosnedra),  
4/6, ul. B. Gruzinskaya, Moscow, 125993, Russia  
e-mail: epetrov@rosnedra.gov.ru