



УДК (553.98.04:551.762):(550.8+338.27)(571.1)

## ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИЗУЧЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ В ДОЮРСКОМ КОМПЛЕКСЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К ОПЫТУ ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ

М. Ю. Скузоватов<sup>1,2</sup>, Д. В. Миляев<sup>1,2</sup>, Д. И. Душенин<sup>1,2</sup><sup>1</sup>Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья, Новосибирск, Россия; <sup>2</sup>Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН, Новосибирск, Россия

В пределах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна открыто более 60 месторождений нефти и газа в доюрских образованиях фундамента. Запасы этих месторождений относятся к трудноизвлекаемым ввиду как сложности геологического строения, так и необходимости применения нестандартных подходов на всех этапах их поиска, разведки и разработки. Освоение доюрского комплекса является одним из главных направлений в восполнении сырьевой базы углеводородов Западной Сибири, где добыча на традиционных месторождениях неуклонно снижается. Выполнено обобщение данных о геологических особенностях и перспективах нефтегазоносности доюрского комплекса Западно-Сибирского бассейна. На основе анализа результатов разведки и разработки залежей сформулированы предложения по учету различных геолого-технологических параметров при выполнении геолого-экономической оценки перспективных объектов с аналогичными прогнозируемыми характеристиками.

**Ключевые слова:** *Западная Сибирь, углеводороды, доюрский комплекс, трудноизвлекаемые запасы, трещинный резервуар, геологоразведка, разработка месторождения.*

## FEATURES OF GEOLOGICAL STUDY AND DEVELOPMENT OF ACCUMULATIONS WITH HARD-TO-RECOVER RESERVES IN THE PRE-JURASSIC PLAY OF WEST SIBERIA IN RELATION TO THE EXPERIENCE OF GEOLOGICAL-ECONOMIC APPRAISAL

M. Yu. Skuzovatov<sup>1,2</sup>, D. V. Milyaev<sup>1,2</sup>, D. I. Dushenin<sup>1,2</sup><sup>1</sup>Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, Novosibirsk, Russia; <sup>2</sup>Institute of Economics and Industrial Engineering SB RAS, Novosibirsk, Russia

Within the West Siberian petroleum basin, more than 60 oil and gas fields have been discovered in the pre-Jurassic basement formations. Reserves of these fields are referred to hard-to-recover ones due to both the complexity of the geological structure and the need to apply non-standard approaches at all stages of their search, exploration and development. Development of the Pre-Jurassic complex is one of the main directions in replenishing the raw material base of hydrocarbons in West Siberia, where production from traditional fields is steadily declining. The article summarizes the data on geological features and petroleum potential of the Pre-Jurassic complex of the West Siberian basin. Based on the analysis of results of exploration and development of accumulations, proposals on various geological and technological parameters are formulated when performing the geological and economic appraisal of promising targets with similar predicted characteristics.

**Keywords:** *West Siberia, hydrocarbons, pre-Jurassic play, hard-to-recover reserves, fractured reservoir, geological exploration, field development.*

DOI 10.20403/2078-0575-2021-3-94-105

Сегодня освоение трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) во многих регионах Российской Федерации – объективная необходимость вследствие ограниченности либо отсутствия запасов традиционных углеводородов (УВ), а также высокого уровня их потребления. Одним из направлений воспроизводства минерально-сырьевой базы Западной Сибири является доюрский комплекс, включающий залежи УВ непосредственно в коренных породах фундамента и в зоне его контакта с мезозойскими отложениями.

Доюрские образования Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ), традиционно относимые к фундаменту, некоторыми выдающимися специалистами (И. М. Губкин, М. М. Чарыгин, М. К. Коровин, Н. С. Шатский, Н. А. Кудрявцев

и др.) считались перспективными на поиск нефти и газа еще в 1930-х гг. Задача выяснения перспектив нефтегазоносности образований фундамента и поисков в них месторождений была четко сформулирована А. А. Трофимукком в начале 1960-х гг. Первый промышленный приток нефти в отложениях палеозоя был получен в 1963 г. на Медведовской площади в Томской области. Целенаправленное изучение доюрского комплекса, начатое в 1970-х гг., привело к открытию целого ряда месторождений, главным образом на юго-востоке НГБ. В настоящее время в доюрских отложениях обнаружено более 60 месторождений и получены нефтегазопроявления на более чем 100 площадях глубокого бурения (рис. 1), причем значительная часть залежей выявлена попутно при постановке

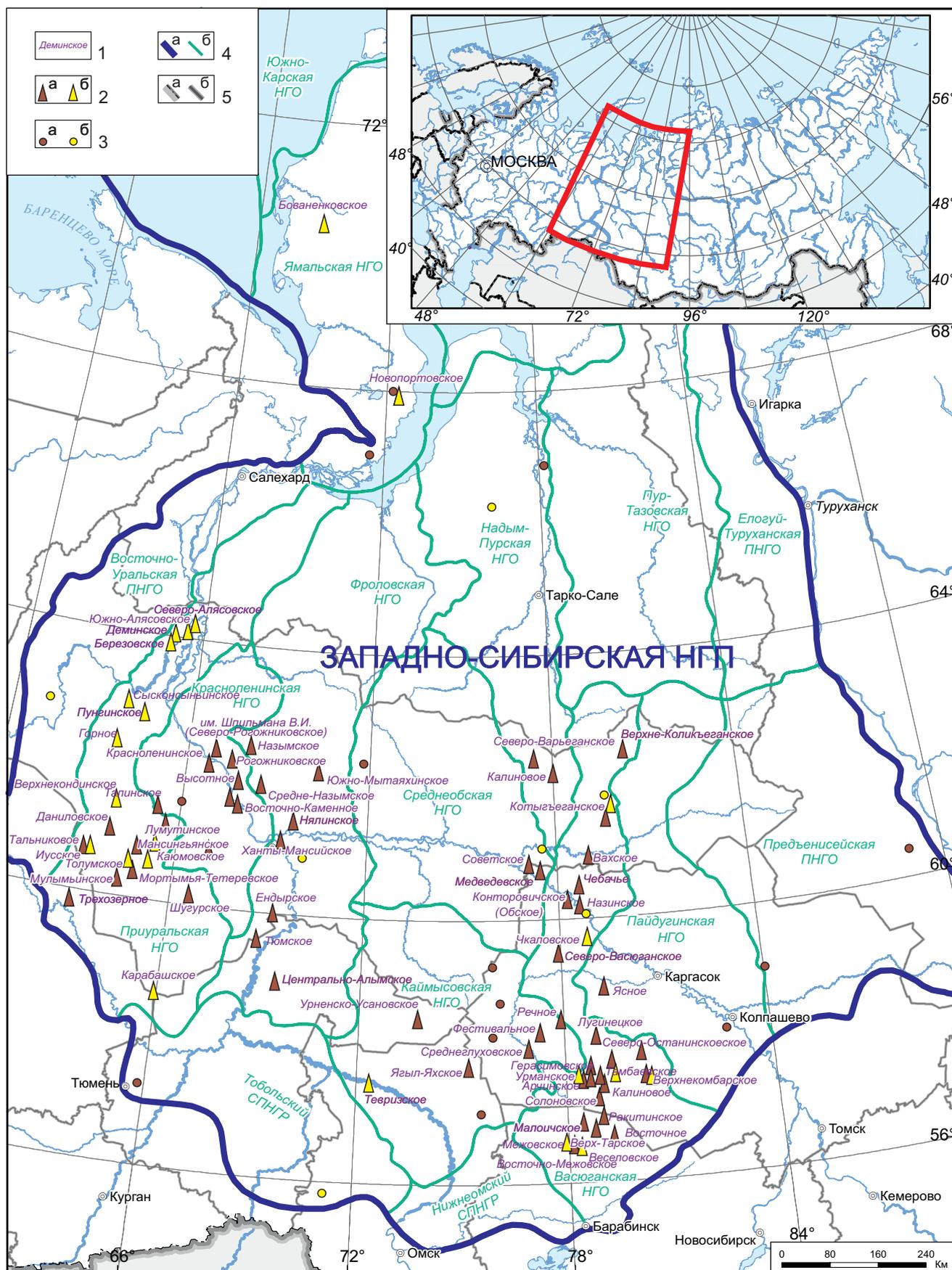


Рис. 1. Обзорная карта месторождений и нефтегазопроявлений в доюрском комплексе Западно-Сибирского НГБ (по данным СНИИГГИМС, 2020 г.)

1 – месторождения УВ в доюрских породах; 2 – промышленные притоки нефти (а) и газа (б) в доюрском комплексе; 3 – нефтепроявления (а) и газопроявления (б) в доюрском комплексе; 4 – границы Западно-Сибирской нефтегазоносной области (а), нефтегазоносных областей (б); 5 – государственная граница (а), границы субъектов РФ (б)

глубокого бурения на меловых и юрских нефтегазоперспективных объектах.

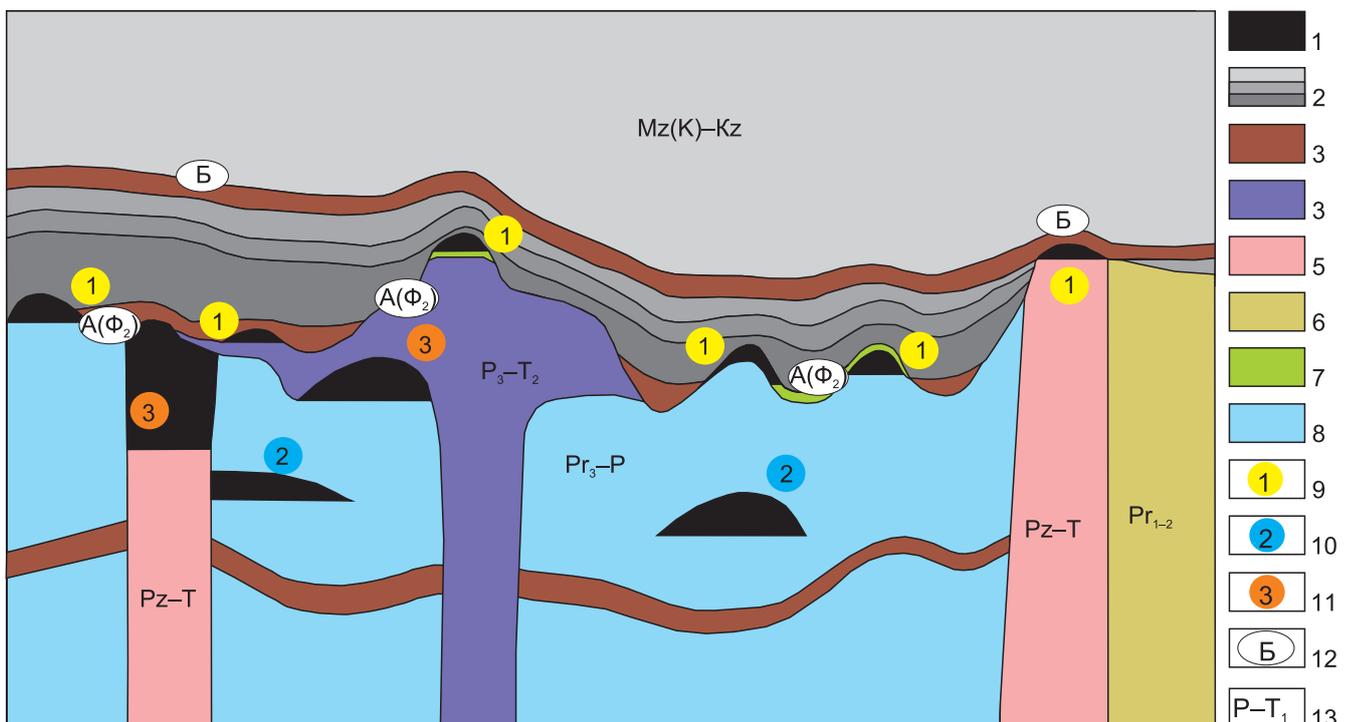
Геологическая структура перспективного комплекса, закономерности размещения коллекторов и залежей УВ в нем весьма специфичны. Для выявленных в доюрском комплексе месторождений характерны сложное блоковое строение, наличие газовых шапок, значительные вариации вещественного состава, типа резервуаров, их мощности и коллекторских свойств, что обуславливает технологические сложности их разведки и разработки. Для успешного освоения нефтегазового потенциала доюрского комплекса требуется не только создание особой методической базы на основе передовых технологий, но и мультифакторная оценка экономической эффективности их применения и масштабирования.

**Типизация залежей УВ и характеристика коллекторов в доюрском комплексе**

Доюрское основание вскрыто более чем в 4200 глубоких скважинах, главным образом в юго-западной и центральной частях Западно-Сибирского НГБ. В большинстве пробуренных скважин интервал проходки составляет от нескольких до первых десятков метров. Наибольшая глубина вскрытия доюрских толщ (до 4000 м) достигнута в ходе параметриче-

ского бурения в левобережье р. Енисей в пределах Предъенисейской нефтегазоносной области (НГО). Доюрский комплекс объединяет породные образования широкого спектра – карбонатные и терригенные породы, кварц-серицитовые сланцы, эффузивные и интрузивные образования. Возраст вскрытых глубокими скважинами пород фундамента варьирует от докембрия до нижнего триаса [3]. В состав доюрского основания не включены отложения терригенного триаса (средний и верхний отделы), традиционно относимые к мезозойско-кайнозойскому плитному комплексу.

Залежи УВ в доюрском основании выявлены практически на всех крупных антиклинальных структурах Западно-Сибирского НГБ (Сургутский, Красноленинский, Нижневартовский, Александровский мегасводы) и локализованы в купольных частях и на склонах эрозионно-тектонических выступов. Открытию первых подобных месторождений способствовало то, что над выявленными структурами в рельефе вышележащих отложений сформировались унаследованные антиклинальные залежи. Подавляющее число месторождений и нефтепроявлений открыто на контакте мезозойских и доюрских пород, где продуктивны не только коренные породы фундамента, но и сформировавшиеся по ним коры выветривания (тип 1, рис. 2). Еще в 1975 г. было пред-



**Рис. 2.** Разновидности залежей в доюрском комплексе Западно-Сибирского НГБ (по материалам ПАО «Газпром нефть» с дополнениями авторов)

1 – залежи УВ; 2 – юрско-кайнозойские (либо триас-кайнозойские) терригенные породы; 3 – нефтегазоматеринские толщи; 4 – вулканогенные и вулканогенно-осадочные породы; 5 – интрузивные породы; 6 – метаморфизованные кристаллические породы (гранито-гнейсы, кристаллические сланцы и др.); 7 – коры выветривания; 8 – терригенные, карбонатные и соленосные отложения платформенного типа; типы залежей: 9 – в НГГЗК, 10 – в глубоких горизонтах коренного палеозоя, 11 – предполагаемые, связанные с глубинными зонами трещиноватости; 12 – опорные отражающие горизонты: А(Ф<sub>2</sub>) – в кровле доюрского основания, Б – в кровле юрских отложений; 13 – геологический возраст отложений



ложено выделить эти отложения (нефтегазоносный горизонт зоны контакта – НГГЗК, по Е. Е. Даненбергу и А. Э. Конторовичу) в качестве самостоятельного объекта поисков УВ. Другая группа месторождений приурочена к коренным породам доюрского основания (типы 2 и 3, см. рис. 2).

В настоящее время в НГГЗК открыта большая часть месторождений доюрского комплекса. Залежи и проявления УВ, связанные с выветрелыми гранитоидами и кислыми эффузивами, известны на месторождениях Шаимского мегавала и Березовской моноклинали Приуральской НГО (Мулымьинское, Мортымья-Тетеревское, Даниловское, Березовское и др.), Красноленинского свода и прилегающих поднятий Фроловской НГО (Рогожниковское, Северо-Рогожниковское, Высотное, Средне-назымское и др.). На Нижневартовском своде коллекторы в магматических породах продуктивны на Северо-Варьеганском месторождении, Ершовской площади, на Александровском своде – на Чебачьей площади. В перечисленных районах верхнеюрские отложения (абалакская, баженовская свиты), в пределах контрастных эрозионно-тектонических выступов залегают непосредственно на доюрском основании. Залежи часто сформированы в едином резервуаре коры выветривания по доюрским породам и перекрывающих ее юрских терригенных отложений [9, 18].

На севере Западно-Сибирского бассейна промышленные притоки газа из карбонатных пород девона – карбона, перекрытого глинами левинского горизонта юры, получены на Новопортовском месторождении, а нефтепроявление – из толщи, представленной метаморфизованными полимиктовыми и полевошпатово-кварцевыми песчаниками. К аналогичным породам приурочены промышленные притоки газа на Бованенковском месторождении.

На юго-востоке Западной Сибири (Томская, Новосибирская, Омская области) залежи НГГЗК, связанные с трещинно-кавернозными карбонатами (горизонт  $M_1$ ), открыты на Арчинском, Верхнекомбарском, Верх-Тарском, Кулгинском, Малоичском, Северо-Останинском, Нижнетабаганском, Сатпаевском, Солоновском, Тамбаевском, Урманском, Южно-Тамбаганском и Южно-Тамбаевском месторождениях. Глинисто-кремнистые породы коры выветривания (горизонт М) продуктивны на Герасимовском, Останинском, Калиновом, Северо-Калиновом, Восточном и Селимхановском месторождениях. Формирование залежей УВ на этой территории связывают с распространением нефтематеринской тогурской свиты нижней юры, из которой новообразованные нефть и газ мигрировали в близлежащие резервуары в пределах выступов доюрского фундамента. В то же время имеется достаточно фактических данных, доказывающих возможность участия палеозойских нефтематеринских отложений в формировании скоплений УВ на этой территории.

Самостоятельные залежи в более глубоких горизонтах доюрского основания, открытые на Малоичском, Чкаловском, Еллей-Игайском, Новопортовском и других месторождениях, локализованы в разных нефтегазоносных районах Западно-Сибирского НГБ и приурочены главным образом к карбонатным породам [5, 16, 25]. Наиболее широко известным примером является Малоичское месторождение, где притоки УВ были получены в карбонатных толщах с глубин более 4500 м (на 1700 м ниже кровли доюрского комплекса). На Новопортовском месторождении промышленная газоносность доказана на глубинах более 400 м ниже кровли палеозойских образований. Открытие подобных скоплений УВ прогнозируется также в отложениях докембрия и нижнего палеозоя Предъенисейской НГО [16]. Большинство исследователей формирование и сохранение залежей в глубинном палеозое связывают с районами развития устойчивых срединных массивов карбонатных платформ, на которых наименьшим образом отразились процессы герцинской складчатости.

Некоторыми специалистами прогнозируются также более редкие разновидности залежей (подкарнизных, приуроченных к зонам развития трещиноватых магматических пород на больших глубинах и др.). На Рогожниковском месторождении максимальный этаж нефтеносности триасовых вулканитов составляет более 360 м, что указывает на наличие высокопроницаемых зон на достаточно больших глубинах. Во всем мире насчитывается более 450 месторождений УВ в породах фундамента в 54 различных нефтегазоносных бассейнах. К ярким примерам промышленной нефтегазоносности на больших глубинах можно отнести месторождение Белый Тигр во Вьетнаме, где промышленные притоки безводной нефти были получены на глубинах более 1000 м ниже кровли гранитного массива, а граница подошвенных вод залежи не установлена ни одной скважиной [21]. Дебиты нефти достигают  $1000 \text{ м}^3/\text{сут}$ , причем отмечена закономерность их увеличения с глубиной.

В доюрском комплексе нефтегазосодержащие коллекторы приурочены к трем основным типам пород: 1) органогенные и доломитизированные карбонаты, 2) коры выветривания по кремнистым известнякам и доломитам, 3) интрузивные и эффузивные породы и сформированные по ним коры выветривания. Решающую роль в развитии высокочемки и высокопроницаемых коллекторов играют условия седиментогенеза и унаследованность дальнейшего преобразования пород. Благоприятная или неблагоприятная первичная структура порового пространства предопределяет интенсивность и характер постседиментационных преобразований. Поэтому коллекторские свойства коры выветривания, претерпевшей также значительные вторичные изменения, могут быть как ухудшенными в сравнении с нижележащими палеозойскими порода-

ми, так и улучшенными [1, 6, 22]. Мощности коры выветривания могут достигать 100–150 м. На ряде площадей ее коллекторские свойства значительно лучше, чем палеозойских отложений. В частности, такая закономерность выявлена на юго-востоке бассейна, где наиболее крупные залежи УВ (Калиновое, Останинское, Герасимовское месторождения) приурочены к мощным корам выветривания, сформированным в пределах наиболее высокоамплитудных выступов доюрского основания [10].

Наиболее перспективными в отношении нефтегазоносности многими исследователями считаются органогенные карбонаты коренного палеозоя [4, 18]. Рифогенные породы, как правило, имеют высокую первичную пористость, положительное воздействие на которую также оказывают доломитизация, перекристаллизация, выщелачивание и трещинообразование. Наиболее продуктивные рифогенные резервуары обнаружены на Малоичском и Ханты-Мансийском месторождениях, где при испытании скважин получены дебиты нефти до 400 и до 600 м<sup>3</sup>/сут соответственно.

Продуктивность гранитоидов, по-видимому, зависит от множества факторов, в том числе от их состава, времени тектонических активизаций и нефтегазообразования. На примере месторождения Белый Тигр показано, что сильно выветренная кровельная часть гранитных массивов (представленных насыщенными плагиоклазами, гранитными порфиридами или диоритами) вследствие гипергенных преобразований в значительной степени теряет проницаемость [19]. Для прогнозирования нефтегазоносности магматических пород крайне важно изучение новейшей и современной активизации разломов и связанных с ней флюидодинамических процессов.

#### **Особенности геологического изучения и освоения залежей в доюрском комплексе и их учет при геолого-экономической оценке проектов**

Рентабельное освоение трудноизвлекаемых УВ является актуальной проблемой как для государства, так и для компаний-недропользователей. Создание и тестирование новых технологий для разведки и добычи ТРИЗ в условиях отсутствия доступа к зарубежным разработкам приводит к существенному повышению затрат на освоение месторождений в российском нефтегазовом секторе. Стимулирование бизнеса в этой сфере может осуществляться за счет адаптации законодательства о пользовании недрами и налоговых преференций. В качестве примера можно привести США, Канаду, Венесуэлу и другие страны, в которых перечисленные меры позволили вывести добычу нетрадиционных ресурсов УВ на рентабельный уровень. Задача недропользователей – подбор оптимальных технологий для их эффективного освоения с возможностью их распространения на объекты со схожими характеристиками.

При геолого-экономической оценке важно учитывать не только весь спектр геолого-промысловых характеристик объекта, но и особенности методики его изучения и технологии разработки, определяющие затраты на геолого-разведочные работы и геолого-технические мероприятия и в конечном итоге – рентабельность проектов по освоению залежей с ТРИЗ. Наиболее важными особенностями месторождений в доюрском комплексе являются следующие (см. таблицу):

- сложное геологическое строение залежей (сравнительно большие глубины залегания, блоковое строение, резкое латеральное изменение вещественного состава за счет фациальных изменений, внедрения магматических пород, воздействия контактового и динамометаморфизма, а также резкое изменение фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов),

- сложный тип коллектора (на различных объектах установлены трещинно-поровый, порово-трещинный, порово-каверново-трещинный типы),

- высокопарафинистая нефть, повышенное содержание в добываемом флюиде кислых компонентов.

Учет тех или иных особенностей месторождений в условиях геологической неопределенности фактически связан с прогнозированием объемов сырья, программы геолого-разведочных работ, уровня добычи и перечня геолого-технических мероприятий на всех стадиях освоения объекта. Основные технологические параметры задаются на основе изучения эталонных объектов для различных типов ТРИЗ и их локальных особенностей.

#### **Эффективность геолого-геофизических методов при поисках и разведке залежей в доюрском комплексе**

Перспективы дальнейшего прироста запасов нефти и газа в доюрском комплексе сдерживаются особенностями геологического характера, обуславливающими необходимость поиска и применения нестандартных решений на всех этапах освоения месторождений. В то же время современная методика оценки рентабельности освоения залежей УВ требует учета максимально возможного числа параметров, в том числе тех, с которыми связаны геологические неопределенности. Рассмотрим более подробно некоторые особенности геологического изучения залежей в доюрском комплексе.

1. *Сравнительно низкая успешность поискового бурения.* Несмотря на достаточно большой объем бурения, промышленная добыча палеозойской нефти остается на низком уровне, поскольку до последнего времени комплексная интерпретация данных сейсморазведки и бурения не могла дать четкого обоснования заложения глубоких скважин и научно обоснованных моделей геологического строения открытых залежей. Так, в Нюрольской



Учет в применяемом программно-методическом инструментарии	Особенности освоения залежей	Особенности геологического строения
<p>Использование различных методов поисков</p> <p>Уплотнение сети поисковых профилей</p> <p>Постановка сейсморазведки 3D на выявленных структурах</p> <p>Снижение коэффициента подтверждения емкости структур</p> <p>Снижение коэффициента успешности разведочного бурения</p> <p>Увеличение геологических рисков</p>	<p>Особенности освоения залежей</p> <p>Малая информативность сейсморазведки МОГП 2D</p> <p>Сравнительно низкая успешность поискового бурения (для открытия залежи необходимо больше поисковых скважин, а также выше риск неподтверждения залежи)</p> <p>Сравнительно низкая успешность разведочного бурения (для оконтуривания залежи необходимо больше скважин, а также выше доля сухих разведочных скважин)</p> <p>Расширенный комплекс геолого-геофизических методов: скважинные методы (пластовые микросканеры, наклонометры и приборы волнового акустического каротажа, специальные гидродинамические исследования), сейсморазведка МОГП 3D с интерпретацией атрибутов рассеянных волн, широкоазимутальная, многоволновая сейсморазведка, высокоточная гравиразведка, электроразведка, наземная геохимическая и телловая съемка, различные виды аэрозъемок</p>	<p>Особенности геологического строения</p> <p>Сложное геологическое строение:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– блоковое строение залежей УВ</li> <li>– большие углы наклона горизонтов</li> <li>– резкое изменение вещественного состава пород по laterали</li> <li>– резкое изменение фильтрационно-емкостных свойств продуктивных отложений</li> </ul>
<p>Увеличение затрат на бурение и сейсморазведку в зависимости от глубины залегания</p>	<p>Увеличение глубины бурения, изменение конструкции скважины</p> <p>Адаптация методики сейсморазведочных работ под глубокие горизонты</p>	<p>Сравнительно большая глубина залегания</p>
<p>Поддержание необходимой депрессии на пласт для сохранения коллекторских свойств пласта</p> <p>Задание роста обводненности добываемой продукцией</p> <p>Проведение ГРП (повышение нефтеотдачи, изменение характеристик околоскважинной зоны)</p> <p>Бурение горизонтальных скважин с задаваемой длиной горизонтального ствола</p> <p>Ускоренный темп роста скин-фактора добывающих скважин</p> <p>Корректировка сроков капитального ремонта скважин, что позволяет учесть короткий срок безотказной работы</p> <p>Водонапорный режим ППД</p>	<p>Применение МУН:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– закачка воды для поддержания необходимого пластового давления и вытеснения нефти</li> <li>– комплексные обработки призабойной зоны различными составами</li> <li>– применение гидроразрыва пласта (ГРП) по усовершенствованным технологиям</li> </ul> <p><i>Сохранение ФЕС при заканчивании скважин:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– передовые методы заканчивания скважин (современные буровые растворы, применение мощных перфораторов на трубах, в кислотной среде и на депрессии)</li> <li>– палеозойская продуктивная часть разреза должна оставаться необсаженной</li> </ul> <p><i>Предотвращение быстрого роста обводненности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– оптимизация работы добывающих скважин при поддержании низкого давления на забое</li> <li>– недопущение простоя добывающих скважин</li> </ul> <p><i>Вовлечение большей части продуктивного горизонта:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– бурение горизонтальных скважин</li> </ul>	<p>Сложный (преимущественно трещинный, квертно-трещинный тип коллектора)</p>
<p>Сокращение межремонтного периода работы эксплуатационных скважин</p> <p>Удорожание стоимости обустройства эксплуатационных скважин и систем сбора УВ на промысле</p>	<p>Тепловая, механическая, химическая обработка скважин (установка депарафинизации скважин)</p> <p>Электрический подогрев внутривысолевых нефтепроводов</p> <p>Применение ингибиторов коррозии, оборудования из специализированных материалов, очистка газа от CO<sub>2</sub> и других компонентов (абсорбционная, мембранная либо комбинированная)</p>	<p>Особенности состава (повышенное содержание высокомолекулярных парафинов, углекислого газа)</p>



впадине на одну продуктивную скважину приходится в среднем пять сухих или обводненных [2]. Сложность строения зоны контакта мезозойского осадочного чехла и палеозойского фундамента определяет низкую эффективность стандартной сейсморазведки МОГТ 2D из-за невозможности точного определения границ контакта [1, 19]. Расхождение по результатам бурения и камеральной обработки данных сейсморазведки может достигать 150 м, что сопоставимо с амплитудами открытых в доюрском комплексе залежей, а в некоторых случаях кратно их превышает. В свою очередь, некорректность определения местоположения поисковых и поисково-оценочных скважин при изучении доюрских отложений из-за недостатка информации о геологическом строении и перспективах каждого нефтегазонасного комплекса занижает показатели эффективности работ за счет лишнего пробуренного метража.

2. *Сложность определения коллекторских свойств.* Низкие фильтрационно-емкостные свойства пород доюрского комплекса, определяемые по керну и ГИС, не согласуются с результатами пробной эксплуатации скважин [14]. Такой результат можно объяснить лишь вскрытием зон высокой трещиноватости и/или пористости, характеристики которых невозможно оценить с помощью аналитических исследований. Поэтому для определения параметров резервуаров необходимы специализированные гидродинамические исследования скважин.

3. *Отсутствие общепринятой эффективной методики поисков и разведки залежей УВ.* Одним из основных геологических критериев прогноза нефтегазонасности до недавнего времени оставался состав слагающих доюрский фундамент пород. Задача картирования вещественного состава успешно решалась многими коллективами исследователей (ИНГГ СО РАН, ВНИГРИ, СИБНАЦ, ТГУ, СНИИГГиМС и др.) на основе изучения данных глубокого бурения и геофизических методов. При этом как интерпретация результатов, так и прогноз нефтегазонасности по отдельным районам у разных авторов имеют различия. В частности, анализ материалов по эталонным месторождениям [10] показывает, что для прогноза коллекторов в различных породных формациях должны использоваться разные подходы. Как уже было сказано, важнейший вопрос о приуроченности наилучших показателей продуктивности к породам определенного вещественного состава в доюрском комплексе остается дискуссионным и часто не может быть решен до этапа глубокого бурения.

Исследования петрофизических свойств пород доюрского комплекса и результатов опробования в скважинах позволяет сделать вывод о том, что ключевым фактором, определяющим формирование коллекторов, является трещиноватость различного происхождения.

Поисково-разведочную практику необходимо ориентировать на поиски зон разуплотнения с активной флюидодинамикой. Здесь необходимо обозначить два основных направления поиска и картирования: 1) субвертикальных и крутопадающих зон трещиноватости и листрических разрывных нарушений; 2) трещинно-кавернозных зон разуплотненных пород-коллекторов в различных породных образованиях. Первая задача достаточно эффективно решается с помощью комплексирования сейсморазведки МОГТ 3D и электроразведочных методов, а также использования высокоточных гравиметрической и аэромагнитной съемок. Более сложным представляется решение задачи выделения в различных породных образованиях зон развития трещинно-кавернозных коллекторов.

Один из немногих прямых методов прогноза интенсивности и пространственной локализации трещинных систем заключается в применении специальных методик выделения рассеянной компоненты сейсмического волнового поля: предполагается существенное рассеяние энергии сейсмических волн на участках как с крупномасштабными разрывными нарушениями, так и с высокой плотностью субсейсмических трещин и каверн. За последние годы были разработаны различные технологии выделения слабых рассеянных волн на фоне отражений от протяженных горизонтов, обычно используемых в сейсморазведке [7, 8, 11–13, 17 и др.]. К числу прямых методов изучения трещиноватости также можно отнести сейсмическую инверсию, основной смысл которой заключается в преобразовании исходного волнового поля в физические свойства слагающих разрез пород (модуль Юнга, коэффициент Пуассона, параметр  $V_p/V_s$ , S-импеданс и т.д.), связанные с их коллекторскими характеристиками. Вспомогательными методами служат специальные скважинные исследования с помощью пластовых микросканеров, наклономеров и приборов волнового акустического каротажа.

Применение методов рассеянной компоненты сейсмического поля для выделения зон трещинно-кавернозных коллекторов в доюрском фундаменте Западной Сибири пока весьма ограничено. В Восточной Сибири описанные технологии успешно применяются для оконтуривания перспективных участков рифейского резервуара Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления, где получено значительное количество сейсмических данных высокого качества [7, 11, 17]. По результатам последующего бурения отмечена хорошая подтверждаемость (более 80 %) аномалий высоких значений энергии рассеянной компоненты.

Малоразмерные и сложнопостроенные структуры не могут быть достоверно закартированы и идентифицированы с использованием традиционных продольных волн. Это обуславливает целесообразность постановки в качестве опытных работ широкоазимутальных, многоволновых сейсмиче-



ских съемок, что обеспечит возможность получения принципиально новой информации о структуре объектов.

### Проблемы разработки месторождений

Опыт разработки залежей УВ в доюрском комплексе пока что невелик и носит скорее экспериментальный характер. Добыча из карбонатных резервуаров осуществляется во многих нефтегазовых бассейнах мира, однако индивидуальные особенности различных залежей не позволяют напрямую перенести этот опыт на рассматриваемый регион. Несмотря на открытие достаточно большого количества залежей в кристаллических породах фундамента, вопросы разработки таких месторождений остаются недостаточно изученными. Основные проблемы, с которыми сталкиваются сегодня компании-недропользователи, касаются особенностей трещиноватых коллекторов [3, 14, 19, 20, 25 и др.]. Здесь возникают сложности с пространственным прогнозом свойств объекта, построением гидродинамических моделей, ограничениями по применению методов повышения нефтеотдачи, проблемы с поддержанием пластового давления, высокие риски прорыва газа к скважинам при разработке подгазовых зон, быстрое снижение дебита скважин и др. В результате обобщения имеющейся информации можно обозначить основные проблемы разработки доюрских залежей и перспективные технологические решения.

1. Разработка трещинных резервуаров требует особенно тщательного планирования и контроля заводнения (циклического или периодического) для поддержания пластового давления на уровне начального при осуществлении контроля над продвижением фронта нагнетаемых вод. Необходима оптимизация работы добывающих скважин при поддержании низких забойных давлений. Палеозойская продуктивная часть разреза должна оставаться необсаженной. Открытый ствол позволяет получать большой коэффициент продуктивности и улучшенные фильтрационные характеристики, что доказано при освоении резервуаров как в карбонатных толщах, так и кристаллических породах фундамента.

При разработке месторождений в доюрском комплексе юга Западной Сибири основная проблема – большое количество попутного газа и резкое обводнение продукции скважин. Так, по данным специалистов ООО «Газпромнефть-Восток», на Арчинском месторождении на начальной стадии разработки дебиты составляли около 50 т/сут, но затем начинали быстро снижаться и часто скважины начинали давать практически чистый газ или воду. Другие исследования показали, что основную часть запасов скважина отбирает при обводненности более 90 % [14]. Столь высокая ожидаемая обводненность диктует необходимость основательной проработки вопросов такого обустройства месторождения, при

котором можно было бы с минимальными затратами утилизировать большое количество подтоварной воды.

2. Наиболее распространенными методами увеличения нефтеотдачи при освоении трещиноватых резервуаров являются бурение горизонтальных скважин, гидроразрыв пласта, а также различные физико-химические методы воздействия на призабойную зону.

В результате проведенного анализа установлено, что на месторождениях с трещиноватыми коллекторами хорошие результаты должно давать горизонтальное бурение, которое позволяет добиться максимального охвата разработкой продуктивной части залежи при имеющихся углах падения трещин (от 60 до 80–90°). При бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин их глубина может достигать 4 км и более, причем конструкция скважины усложняется из-за различных горно-геологических условий разреза. Проводка ствола вдоль кровли пласта в водонефтяной зоне позволит максимально отсрочить время прорыва воды в скважину и увеличить охват по разрезу при организации закачки воды под уровень ВНК. Ввиду сложности детализации параметров трещиноватости (густота, раскрытость, характер пересечения в пространстве) наиболее распространенное решение – бурение протяженных горизонтальных стволов перпендикулярно преимущественному направлению трещин с целью вскрытия максимально возможного их числа [14].

Гидроразрыв пласта (ГРП) в настоящее время является распространенной технологией среди методов воздействия на низкопродуктивные объекты разработки и остается наиболее рентабельным методом освоения залежей в доюрском комплексе. Основная задача ГРП заключается в создании сети искусственных трещин, что позволяет связать слабо сообщающиеся интервалы в случае коллекторов трещинного типа, а также сформировать высокопроводящие каналы фильтрации, обеспечивающие приток нефти из низкопроницаемой матрицы [23, 24]. С помощью ГРП также обеспечивается продление «безводного» периода эксплуатации скважины. В настоящее время в практике геолого-технических мероприятий распространены также повторные гидроразрывы, позволяющие поддерживать дебиты скважин на достаточном уровне. Отрицательная сторона рассматриваемого метода состоит в том, что после его применения усиливается неоднородность пласта. По трещинам, заполненным пропантом, могут происходить прорывы газа из газовой шапки и воды в скважины, а охват пласта воздействием может снизиться. Поэтому одним из важных факторов повышения эффективности ГРП является усовершенствование методики его реализации. В частности, актуальны исследования эффективности мероприятий по закреплению трещин с по-

мощью закачки пропанта в пласт, что позволяет эксплуатировать залежь при существенно более глубоких депрессиях без смыкания трещин.

Определенные перспективы повышения нефтеотдачи пластов также связаны с методами воздействия на прискважинную зону пласта различными составами: кислотами, растворами поверхностно-активных веществ, углеводородными растворителями. Вследствие большой естественной трещиноватости карбонатного коллектора эффект от стандартных солянокислотных обработок (СКО), как правило, незначителен, что объясняется в первую очередь проникновением реагента в высокопроницаемые обводненные зоны открытых трещин. В связи с этим перспективно применение комбинированных двухстадийных СКО высокообводненных скважин. Технология состоит из стадии блокирования крупных пор, трещин, каверн, по которым поступает вода (с использованием различных полимеров – смол, латексов, гидролизованного полиакрилонитрила или гипана, гипано-формалиновых смесей и др.), и закачке на следующей стадии кислотного раствора в поровую нефтенасыщенную матричную часть коллектора. В данных условиях интерес может представлять опыт, связанный с вариацией состава СКО в зависимости от обводненности добываемой продукции [20].

3. Необходимо также обратить внимание и на сложности разработки, связанные с составом добываемых флюидов. Для нефтей доюрского комплекса характерны высокие содержания парафинов и кислых компонентов (сероводород, углекислый газ). Процесс разработки залежей доюрского комплекса сопровождается интенсивным образованием асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), которые осложняют процессы добычи и транспортировки нефти. АСПО образуются главным образом в насосно-компрессорных трубах (НКТ), выкидных линиях и наземных сооружениях нефтепромыслов. Из-за АСПО снижается эффективность работы и производительность скважин, быстрее изнашивается оборудование, в разы повышаются расходы на электроэнергию. Удаление отложений осуществляется различными способами – механическими, тепловыми, химическими, физическими.

Высокие концентрации углекислого газа (до 2,5–4 %, а в глубинных горизонтах Малоичского месторождения – до 9 %, по данным Н. П. Запивалова) в составе добываемых флюидов приводят к интенсивной коррозии скважинного и газопромыслового оборудования. Наиболее распространенными видами коррозионных повреждений скважинного оборудования являются локальная коррозия внутренней поверхности НКТ и наружной поверхности установки электроцентробежного насоса (УЭЦН), реже встречаются коррозия внешней поверхности НКТ, рабочих узлов УЭЦН и обсадной колонны. В связи с этим рекомендуется изготовление подземного и наземного оборудования из материалов, об-

ладающих соответствующими антикоррозионными свойствами, использованием ингибиторов коррозии и других методов.

Применение технологических решений для борьбы с подобными осложнениями, подразумевающее увеличение капитальных затрат, также рекомендуется учитывать еще на этапе экономической оценки проектов освоения месторождений.

## Выводы

В результате проведенного анализа можно сделать следующие выводы:

1. Однозначно оценивать потенциал доюрского комплекса пока преждевременно, что связано главным образом с отсутствием исчерпывающей информации о его региональном строении и недостаточной разработанности вопроса о критериях нефтегазоносности. Большинство открытий в этом комплексе сделаны случайно, попутно с поиском УВ в юрских и меловых отложениях, их систематическое изучение проводилось в крайне ограниченных объемах. Для обоснования первоочередных направлений локального поиска и лицензирования недр необходима переориентация геолого-разведочных работ на доюрское основание и корректировка их методологических и технологических параметров с учетом прогнозируемых условий залегания.

2. Основные отличия ТРИЗ в доюрском комплексе от традиционных залежей УВ в юрских и меловых отложениях – сложное тектоническое строение, изменчивый коллектор и блоковый характер залежей, что существенно снижает эффективность стандартных геолого-геофизических методов при поисках и разведке подобных объектов. Результаты проведенных работ показали, что основной упор должен быть сделан на разработке критериев нефтегазоносности для различных типов пород и на совершенствовании методики прогнозирования зон разуплотнения в осадочном чехле, с которыми связаны трещинные и трещинно-кавернозные коллекторы. Перспективным для решения этой задачи представляется комплексирование высокоплотных сейсмических съемок МОГТ 3D с другими геофизическими и геохимическими методами.

3. Разработка залежей УВ в доюрском комплексе пока что носит экспериментальный характер, в связи с чем актуально апробирование различных методик (бурения и вскрытия пласта, поддержания пластового давления, интенсификации добычи и др.), эффективность которых доказана на объектах со схожими характеристиками. Метод ГРП, вероятно, будет наиболее эффективен в резервуарах с преимущественно трещинно-поровым типом коллектора. Однако его применение в интенсивно дислоцированных породах может приводить к неконтролируемому заводнению и уменьшению коэффициента извлечения нефти, в связи с чем требуется усовершенствование методики его реализации. Перспективны физико-химические методы воздей-



ствия на призабойную зону пласта; эффективность некоторых из них была доказана на ряде месторождений (Малоичском, Арчинском и др.).

Перспективность дальнейшего поиска залежей УВ в доюрском комплексе Западной Сибири подтверждается результатами последних работ в различных нефтегазодобывающих регионах. Компаниями-недропользователями в сотрудничестве с Центром компетенций, созданным на базе Томского политехнического университета, выполнен большой объем разноплановых исследований. Предполагается, что в дальнейшем в научно-исследовательской работе примут участие и другие научно-производственные учреждения и вузы. В связи с этим месторождения, находящиеся в разработке (Урманское, Арчинское, Рогожниковское и др.), могут служить полигоном для разработки и апробации методов освоения месторождений УВ в доюрском комплексе, которые в перспективе могут быть применены на объектах со схожим геологическим строением.

*Работа выполнена при финансовой поддержке гранта Российского научного фонда № 19-18-00170.*

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Белова Е. В., Рыжкова С. В.** Геолого-геофизические модели нефтегазовых скоплений в палеозойских отложениях Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2000. – № 4. – С. 25–32.
2. **Гончаров А. В.** Особенности геологического строения палеозойских нефтегазоперспективных отложений Нюрольской впадины, Западная Сибирь: автореф. дис. ... д. г.-м. н. – М.: ВНИГНИ, 2000. – 28 с.
3. **Запивалов Н. П.** Нефтегазовый потенциал палеозойского фундамента Западной Сибири (прогнозы и реальность) // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 7. – С. 76–80.
4. **Запивалов Н. П., Исаев Г. Д.** Критерии оценки нефтегазоносности палеозойских отложений Западной Сибири // Вестн. ТГУ. – 2010. – № 341. – С. 226–232.
5. **Киченко В. Е., Истратов И. В., Карнаухов С. М.** Современные данные о нефтегазоносности палеозойских отложений севера ЯНАО // Вести газовой науки. Спец. выпуск «Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.». – 2011. – № 3. – С. 44–58.
6. **Ковешников А. Е.** Месторождения нефти и газа трещинно-метасоматического генезиса в доюрских отложениях Западно-Сибирской геосинеклизы // Изв. ТПУ. – 2013. – Т. 322, № 1. – С. 105–110.
7. **Левянт В. Б., Шустер В. Л.** Проблемы поисков залежей нефти (газа) в массивных породах фундамента Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. – 2010. – № 2. – С. 7–9.
8. **Левянт В. Б., Моттль В. В., Ермаков А. С.** Прогнозирование разуплотненных зон в кристаллическом фундаменте на основе использования рассеянной компоненты сейсмического поля // Технологии сейсморазведки. – 2005. – № 1. – С. 56–61.
9. **Мегакомплексы** и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты / В. С. Сурков, А. А. Трофимук, О. Г. Жеро и др. – М.: Недра, 1986. – 149 с.
10. **Нефтегазоперспективные** объекты палеозоя Западной Сибири, сейсмогеологические модели эталонных месторождений / В. А. Конторович, Л. М. Калинина, А. Ю. Калинин, М. В. Соловьев // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4. – С. 5–15.
11. **Новые** данные о геологическом строении Куюмбинского месторождения Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции / В. В. Харахинов, В. Н. Нестеров, Е. П. Соколов, С. И. Шленкин // Геология нефти и газа. – 2000. – № 5. – С. 12–20.
12. **Новые** подходы к изучению нефтегазового потенциала доюрских отложений Западно-Сибирской нефтегазовой провинции / В. В. Харахинов, Н. М. Кулишкин, С. И. Шленкин, А. В. Олюнин // Геология нефти и газа. – 2015. – № 6. – С. 63–77.
13. **Опыт** использования поля рассеянных сейсмических волн для прогноза трещиноватых зон / Ю. А. Курьянов, В. И. Кузнецов, В. З. Кошкарлов, М. Ю. Смирнов // Технология сейсморазведки. – 2008. – № 1. – С. 12–16.
14. **Особенности** геологического строения и разработки Арчинского месторождения / Е. Н. Главнова, Е. А. Жуковская, Д. Н. Дмитрук и др. // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 2. – С. 110–113.
15. **Перспективы** нефтегазоносности зоны контакта отложений палеозоя и мезозоя Лугинецкого нефтегазоносного района (Томская область) / Е. В. Белова, Л. М. Бурштейн, И. В. Жилина и др. // Геология нефти и газа. – 1998. – № 5. – С. 30–35.
16. **Предъенисейская** нефтегазоносная субпровинция – новый перспективный объект поисков нефти и газа в Сибири) / А. Э. Конторович, В. А. Конторович, Ю. Ф. Филиппов и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 5–6. – С. 9–23.
17. **Прогноз** перспективных ловушек и оценка их продуктивности на основе использования комплекса сейсмических технологий (КТ-сейсморазведка) / И. А. Чиркин, С. И. Шленкин, М. А. Черников, И. И. Богацкий // Комплексирование геолого-геофизических методов при обосновании нефтегазопроисловых объектов на Сибирской платформе (в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия)). – Новосибирск, 2009. – С. 170–179.
18. **Сейсмогеологические** модели палеозойских комплексов и нефтегазоперспективных объектов юго-востока Западной Сибири (Новосибирская область) / В. А. Конторович, Л. М. Калинина, А. Ю. Калинин и др. // Технологии сейсморазведки. – 2017. – № 3. – С. 85–95.
19. **Тимурзиев А. И.** Анализ трещинных систем осадочного чехла и фундамента месторождения

Белый Тигр (Вьетнам) // Экспозиция Нефть Газ. – 2010. – № 5. – С. 11–20.

20. Тухтеев Р. М., Антипин Ю. В., Карпов А. А. Области эффективного применения кислотных обработок обводненных скважин на месторождениях западного Башкортостана // Нефтепромысловое дело. – 2001. – № 1. – С. 28–31.

21. Халимов Ю. Э. Промышленная нефтегазоносность фундамента в гранитоидных коллекторах // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7, № 4. – Точка доступа: [http://www.ngtp.ru/rub/9/58\\_2012.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/9/58_2012.pdf).

22. Шутько С. Ю., Кирьянова Н. И. Новые данные о приконтактной зоне платформенного чехла и палеозойских образований Северо-Варьганского и Варьганского месторождений // Геология нефти и газа. – 1989. – № 11. – С. 14–16.

23. Development of connected permeability in massive crystalline rocks through hydraulic fracture propagation and shearing accompanying fluid injection / G. Presig, E. Eberhardt, V. Gischig, et al. // *Geofluids*. – 2015. – Vol. 15. – P. 321–337.

24. The relationship between closure pressures from fluid injection tests and the minimum principal stress in strong rocks / E. J. Nelson, S. T. Chipperfield, R. R. Hillis, et al. // *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. – 2007. – Vol. 44, iss. 5. – P. 787–801.

25. Zapivalov N. P., Trofimuk A. A. Distribution of oil and gas in Devonian rocks of West Siberia // *Devonian of the World. Vol. 1: Regional Syntheses. Proceedings of the Second International Symposium on the Devonian System*. – Calgary, Canada: Canadian Society of Petroleum Geologists, 1988. – P. 353–356.

## REFERENCES

1. Belova E.V., Ryzhkova S.V. [Geological-geophysical Patterns of Oil and Gas Reserves in the Paleozoic sediments of West Siberia]. *Geologiya nefi i gaza – Russian Oil and Gas Geology*, 2000, no. 4, pp. 25–32. (In Russ.).

2. Goncharov A.V. *Osobennosti geologicheskogo stroeniya paleozoiskikh neftegazoperspektivnykh otlozheniy Nyuroskey vpadiny. Avtoref. dokt. dis.* [Geological structure features of the Paleozoic oil-and-gas-promising deposits of the Nyurulka depression. Author's abstract of DSc thesis]. Moscow, VNIGNI Publ., 2000. 130 p. (In Russ.).

3. Zapivalov N.P. [Oil-and-gas potential of Paleozoic basement of Western Siberia (forecasts and reality)]. *Neftyanoye khozyaistvo – Oil industry*, 2004, no. 7, pp. 76–80. (In Russ.).

4. Zapivalov N.P., Isaev G.D. [Criteria of estimation of oil-and-gas-bearing Paleozoic deposits of Western Siberia]. *Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta – Tomsk State University Journal*, 2010, no. 341, pp. 226–232. (In Russ.).

5. Kichenko V.E., Istratov I.V., Karnaukhov S.M. [Modern data on the oil and gas content of Paleozoic

deposits in the north of the Yamal-Nenets Autonomous District]. *Vesti gazovoy nauki. Spetsvyпуск “Problemy resursnogo obespecheniya gazodobyvayushchikh rayonov Rossii do 2030” – News of Gas Science. Spec. issue “Problems of resource supply of gas-producing regions of Russia until 2030,”* 2011, no. 3. pp. 44–58. (In Russ.).

6. Koveshnikov A.E. [Oil and gas deposits of fractured-metasomatic genesis in pre-Jurassic deposits of the West Siberian geosyncline] *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta – Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2013, vol. 322, no. 1, pp. 105–110. (In Russ.).

7. Levant V.B., Shuster V.L. [Problems of searching for oil (gas) accumulations in massive basement rocks of West Siberia]. *Ehkspozitsiya Neft Gaz – Exposition Oil Gas*, 2010, no. 2, pp. 7–9. (In Russ.).

8. Levant V.B., Mottl V.V., Yermakov A.S. [Prediction of uncompacted zones in the crystal basement based on the use of the scattered component of the seismic field]. *Tekhnologii seismorazvedki – Seismic Technologies*, 2005, no. 1, pp. 56–61. (In Russ.).

9. Surkov V.S., Trofimuk A.A., Zhero O.G., et al. *Megakompleksy i glubinnaya struktura zemnoy kory Zapadno-Sibirskoy plity* [Megacomplexes and the deep structure of the earth's crust of the West Siberian plate]. Moscow, Nedra Publ., 1986. 149 p. (In Russ.).

10. Kontorovich V.A., Kalinina L.M., Kalinin A.Yu., Solovyev M.V. [Petroleum prospects of the West Siberian Paleozoic, geoseismic models of reference fields]. *Geologiya nefi i gaza – Russian Oil and Gas Geology*, 2018, no. 4, pp. 5–15. (In Russ.).

11. Kharakhin V.V., Nesterov V.N., Sokolov E.P., Shlenkin S.I. [New data on geological structure of the Kuyumbinskoye field of the Yurubchen-Tokhomskaya petroleum accumulation zone]. *Geologiya nefi i gaza – Oil and Gas Geology*, 2000, no. 5, pp. 12–20. (In Russ.).

12. Kharakhin V.V., Kulishkin N.M., Shlenkin S.I., Olyunin A.V. [New approaches to the investigation of oil and gas potential for the pre-Jurassic deposits in the West-Siberian oil and gas province]. *Geologiya nefi i gaza – Oil and Gas Geology*, 2015, no. 6, pp. 63–77. (In Russ.).

13. Kuryanov Yu.A., Kuznetsov V.I., Koshkarov V.Z., Smirnov M.Yu. [Experience of using the field of scattered seismic waves for the forecast of oil and gas saturation zones]. *Tekhnologii seismorazvedki – Seismic Technologies*, 2008, no. 1, pp. 12–16. (In Russ.).

14. Glavnova E.N., Zhukovskaya E.A., Dmitruk D.N., et al. [Geological and reserve development peculiarities of Archinskoye field]. *Neftyanoye khozyaistvo – Oil industry*, 2014, no. 2, pp. 110–113. (In Russ.).

15. Belova E.V., Burshtein L.M., Zhilina I.V., et al. [Oil and gas potential of the contact zone of Paleozoic and Mesozoic deposits of the Luginets oil and gas-bearing area (Tomsk region)]. *Geologiya nefi i gaza – Russian Oil and Gas Geology*, 1998, no. 5, pp. 30–35. (In Russ.).

16. Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Filippov Yu.F., et al. [Pre-Yenisei petroleum subprovince



as a new promising exploration target in Siberia]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy – Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2006, no. 5–6, pp. 9–23. (In Russ.).

17. Chirkin I.A., Shlenkin S.I., Chernikov M.A., Bogatskiy I.I. [Forecast of leads and assessment of their productivity based on the use of the seismic technologies complex (CT-seismic exploration)]. *Kompleksirovaniye geologo-geofizicheskikh metodov pri obosnovanii neftegazoposkovykh obyektov na Sibirskoy platforme* [Integration of geological and geophysical methods in the substantiation of oil and gas exploration targets on the Siberian Platform (in East Siberia and the Republic of Sakha (Yakutia))]. Novosibirsk, 2009, pp. 170–179. (In Russ.).

18. Kontorovich V.A., Kalinina L.M., Kalinin A.Yu., et al. [Seismological models of Paleozoic complexes and oil and gas prospective objects of south-eastern areas of West Siberia (Novosibirsk region)]. *Tekhnologii seismorazvedki – Seismic Technologies*, 2017, no. 3, pp. 85–95. (In Russ.).

19. Timurziev A.I. [Analysis of fractured systems of sedimentary cover and basement of the White Tiger field (Vietnam)]. *Ekspozitsiya Neft Gaz – Exposition Oil Gas*, 2010, no. 5, pp. 11–20. (In Russ.).

20. Tukhteev R.M., Antipin Yu.V., Karpov A.A. [Areas of effective application of acid treatments of wet

wells in the fields of western Bashkortostan]. *Neftepromyslovoye delo*, 2001, no. 1, pp. 28–31. (In Russ.).

21. Khalimov Yu.E. [Petroleum potential of granitoid basement reservoirs]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika – Petroleum Geology. Theoretical and Applied Studies*, 2012, vol. 7, no. 4. Available at: [http://www.ngtp.ru/rub/9/58\\_2012.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/9/58_2012.pdf).

22. Shutko S.Yu., Kiryanova N.I. [New data on the near-contact zone of the platform cover and Paleozoic formations of the Severo-Varyoganskoye and Varyoganskoye fields]. *Geologiya nefti i gaza – Oil and Gas Geology*, 1989, no. 11, pp. 14–16. (In Russ.).

23. Presig G., Eberhardt E., Gischig V., et al. Development of connected permeability in massive crystalline rocks through hydraulic fracture propagation and shearing accompanying fluid injection. *Geofluids*, 2015, vol. 15, pp. 321–337.

24. Nelson E.J., Chipperfield S.T., Hillis R.R., et al. The relationship between closure pressures from fluid injection tests and the minimum principal stress in strong rocks. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2007, vol. 44, iss. 5, pp. 787–801.

25. Zapivalov N.P., Trofimuk A.A. Distribution of oil and gas in Devonian rocks of West Siberia. *Devonian of the World. Vol. 1: Regional Syntheses. Proceedings of the Second International Symposium on the Devonian System*. Calgary, Canada: Canadian Society of Petroleum Geologists, 1988, pp. 353–356.

© М. Ю. Скузоватов, Д. В. Миляев, Д. И. Душенин, 2021