

УДК 553.98(470.56)

## Флишоидный газ Оренбуржья – новый нетрадиционный источник природного газа (аналог сланцевого газа)

А.Г. Ефимов<sup>1</sup>, М.А. Политыкина<sup>2</sup>, А.М. Тюрин<sup>2</sup>, С.В. Багманова<sup>2\*</sup>, С.М. Побережский<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром добыча Оренбург», Российская Федерация, 460058, Оренбургская обл., г. Оренбург, ул. Чкалова, д. 1/2

<sup>2</sup> ООО «ВолгоУралНИПИГаз», Российская Федерация, 460000, Оренбургская обл., г. Оренбург, Пушкинская ул., д. 20

\* E-mail: Sbagmanova@vunipigaz.ru

**Тезисы.** По предварительным расчетам именно газ плотных коллекторов преобладает в ресурсном балансе России и должен составить основу стратегии ПАО «Газпром» по разработке нетрадиционных углеводородов. По оценке специалистов ООО «ВНИИГАЗ», предполагаемые геологические ресурсы газа в низкопроницаемых коллекторах на глубинах 3–7 км могут составлять не менее 110 трлн м<sup>3</sup>.

На юге Предуральского прогиба (оренбургский сектор) развита мощная толща карбонатно-терригенных пород нижнепермского возраста – флишоидов. Она сложена переслаиванием алевролитов, аргиллитов, песчаников, известняков, мергелей. Мощность толщи достигает 6,5 км. Газоносность этих отложений установлена на Петровской и Активной площадях. Дебит газа достигал 30–100 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Специалистами ООО «ВолгоУралНИПИГаз» флишоиды рассматриваются как нетрадиционный источник газа. В толще флишоидов выделены два типа коллекторов – трещинно-поровый и трещинно-низкопоровый. По данным бурения водоносных пластов в толще флишоидов не выявлено. На основе имеющихся фактов сделан вывод о том, что вся толща флишоидов оренбургского сегмента Предуральского прогиба является единым газомещающим резервуаром с аномально высоким пластовым давлением.

Эффективная работа Оренбургского нефтегазохимического комплекса в 2030 г. и последующие годы без добычи флишоидного газа вряд ли возможна. Флишоидный газ должен быть принят за основу долгосрочного планирования добычи газа в ООО «Газпром добыча Оренбург».

По мере исчерпания ресурсов и запасов традиционного газа растет интерес к нетрадиционным и трудноизвлекаемым источникам углеводородов (УВ). Во многих регионах и странах мира в последние два десятилетия активно изучаются перспективы освоения таких ресурсов.

К нетрадиционным ресурсам относят газ, содержащийся в формациях, из которых его трудно извлечь без использования специальных методов заканчивания скважин и интенсификации притока, а именно: газ угленосных толщ, плотных низкопроницаемых пород, сланцевый газ и газовые гидраты, а также газ, растворенный в подземных водах (на глубине до 4,5 км). В США газ сланцев и угольный метан относят к нетрадиционному газу, а газ низкопроницаемых пластов считается традиционным.

В ПАО «Газпром» принята Комплексная целевая программа освоения нетрадиционных ресурсов газа (газовые гидраты, сланцевые и угольные газы, газ плотных коллекторов). По предварительным расчетам, именно газ плотных коллекторов преобладает в ресурсном балансе России и должен составить основу стратегии ПАО «Газпром» в области разработки нетрадиционных УВ. По оценке ООО «ВНИИГАЗ» [1], предполагаемые геологические ресурсы газа в низкопроницаемых коллекторах на глубинах 3–7 км могут составлять не менее 110 трлн м<sup>3</sup>. Касательно сланцевого газа, несмотря на то что работы по оценке его ресурсной базы в России не проводились, по информации ведущих мировых консультационных агентств и отечественных научных нефтегазовых институтов, Россия обладает значительными ресурсами сланцевого газа. Диапазон оценок характеризуется высокой неопределенностью и составляет от 20–40 до 300 трлн м<sup>3</sup>.

**Ключевые слова:** нетрадиционные углеводороды, газ плотных коллекторов, оренбургский сегмент Предуральского прогиба, флишоиды, добыча флишоидного газа.

К нетрадиционным отнесены также ресурсы высокомолекулярного сырья Оренбургского месторождения (позднее неправомочно названные матричной нефтью), превышающие начальные запасы УВ названного месторождения. (Со стороны ПАО «Газпром» проекту уделяются большое внимание и финансовые ресурсы.) Карбонатно-терригенные отложения (флишоиды) сакмаро-саранинского возраста башкортостанского и каменноугольно-саранинского оренбургского сегментов Предуральяского прогиба, а также верхнедевонско-саранинского возраста Прикаспийской впадины являются единым гигантским клиноморфным геологическим телом длиной до 900 км, шириной до 75 км и мощностью до 7,2 км. На юге Предуральяского прогиба (оренбургский сектор) развита мощная толща карбонатно-терригенных пород нижнепермского возраста – флишоидов, сложенная переслаиванием алевролитов, аргиллитов, песчаников, известняков, мергелей [2–4]. Мощность толщи достигает 6,5 км. Она протягивается широкой (до 60 км) полосой от границы Оренбургской области с Башкирией до ее границы с Казахстаном (рис. 1).

В пределах Оренбургской области на востоке толща флишоидов через Сюреньский взбросо-надвиг сопрягается с зоной передовых складок Урала. К западу от Сюреньского надвига флишоиды залегают в виде клиноморфного тела (рис. 2 и 3). По данным сейсморазведки закартирована линия их выклинивания в центральной части Предуральяского прогиба. Верхняя граница клиноморфного тела флишоидов соответствует кровле артинского яруса, залегают флишоиды на карбонатах башкирского яруса (рис. 4). В Прикаспийской впадине нижняя граница флишоидов соответствует подошве верхнего карбона.

Флишоиды перекрыты соляно-ангидритовыми отложениями кунгурского яруса (см. рис. 4). Их первоначальное положение нарушено тектоническими процессами, связанными с формированием Уральского орогена. В толще флишоидов сформировались структуры сжатия – главным образом узкие антиклинальные складки, амплитуда которых достигает первых сотен метров.

Кровля флишоидов от центральной части прогиба в восточном направлении вначале погружается, потом вздымается. Вблизи западной границы Западно-Уральской зоны складчатости имеется антиклинальный перегиб,

это Петровская структура. Здесь кровля флишоидов залегает на небольших глубинах (менее 2000 м). Мощность флишоидов в районе Петровской структуры достигает 5000 м. В пределах зоны складчатости флишоиды выходят на поверхность.

В оренбургской части прогиба нижнепермские флишоиды вскрыты 20 глубокими скважинами, пробуренными в семидесятые годы прошлого века. Наибольшая их мощность вскрыта скв. 4 Петровской (4045 м) и 71 Активной (3742 м). Отложения, залегающие под флишоидами, эти скважины не вскрыли. Следует отметить, что бурение скважин на Активной, Петровской, Большеикской, Донголюкской, Саракташской площадях велось при многочисленных газопроявлениях. Газопоказания достигали 12,4 и даже 46 и 76 % при постоянном утяжелении бурового раствора. Отмечен рост интенсивности газопоявлений и аномальности пластового давления с глубиной. Газоносность этих отложений установлена на Петровской и Активной площадях. Дебит газа достигал 30–100 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

В башкортостанской части прогиба в этих отложениях притоки газа получены в скв. 46 Беркутовской и 10 Назаркинской (дебит 25–53 тыс. м<sup>3</sup>/сут). На территории Казахстана в толще флишоидов выявлены промышленные залежи нефти на шести месторождениях.

Специалистами «ВолгоУралНИПИГаз» флишоиды начиная с 2002 г. рассматриваются как нетрадиционный источник газа. Они сложены пластами и пачками аргиллитов, алевролитов, песчаников, мергелей и известняков. По комплексу геолого-геофизических данных выделено пять типов разреза (см. рис. 1) с содержанием коллекторов, %: М – 2,2; АД – 6,8; ПС – 9 (среднее значение); АС – 3,8 (среднее значение); Г (скважинами не вскрыт) – 2 (среднее значение). В толще флишоидов выделены коллекторы двух типов – трещинно-поровый и трещинно-низкопоровый. Пористость коллекторов первого типа в среднем составляет 8 %, второго типа – 3 %. В разрезах скважин резко преобладают коллекторы низкопоровые. Доля трещинно-поровых коллекторов, по данным керна и геофизических исследований скважин (ГИС), составляет 6 %, трещинно-низкопоровых – 63 %.

По данным бурения водоносных пластов в толще флишоидов не выявлено. Притоки газа получены в трех скважинах. Характерно

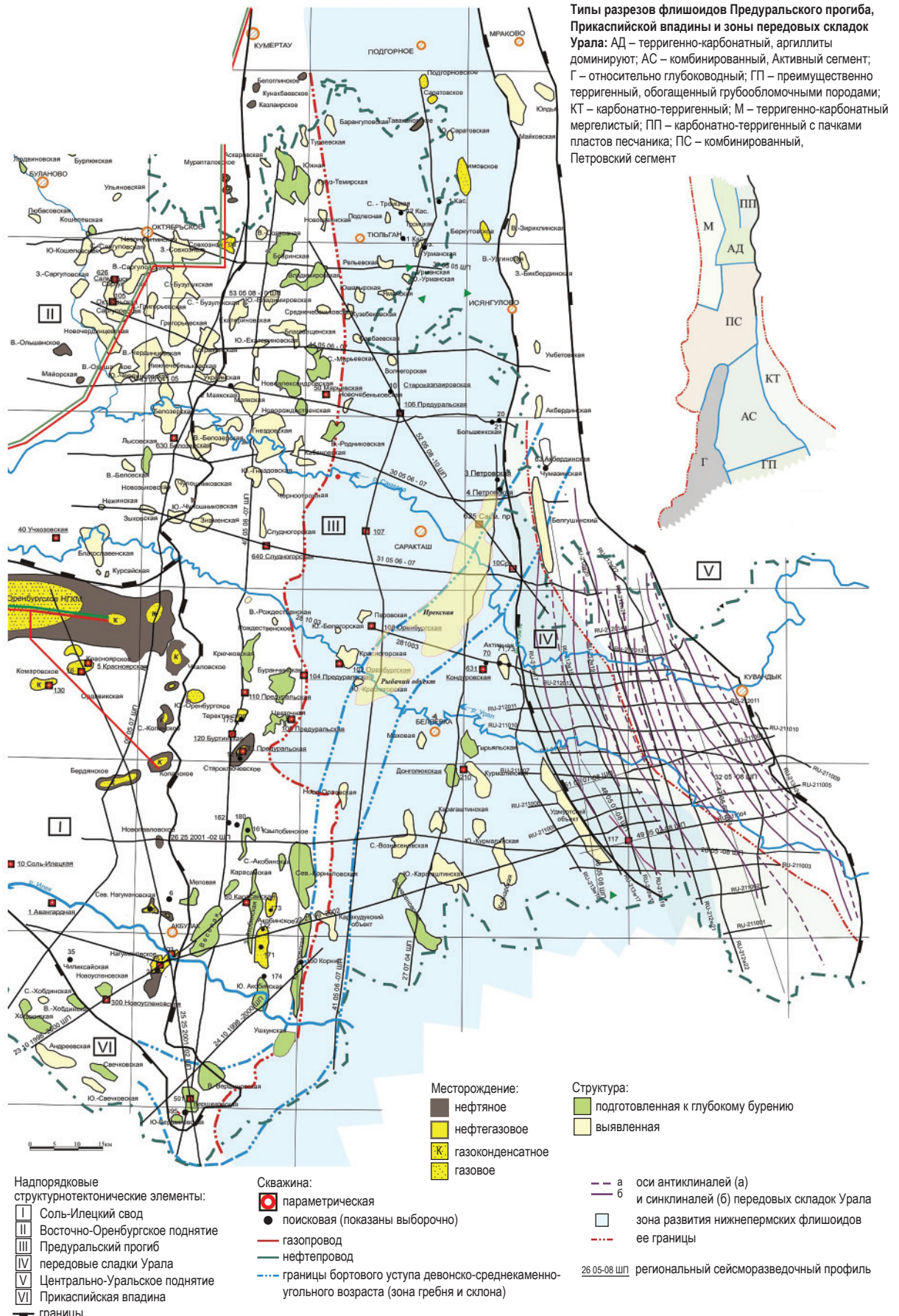


Рис. 1. Схема месторождений УВ и перспективных объектов южной части Предуральского прогиба

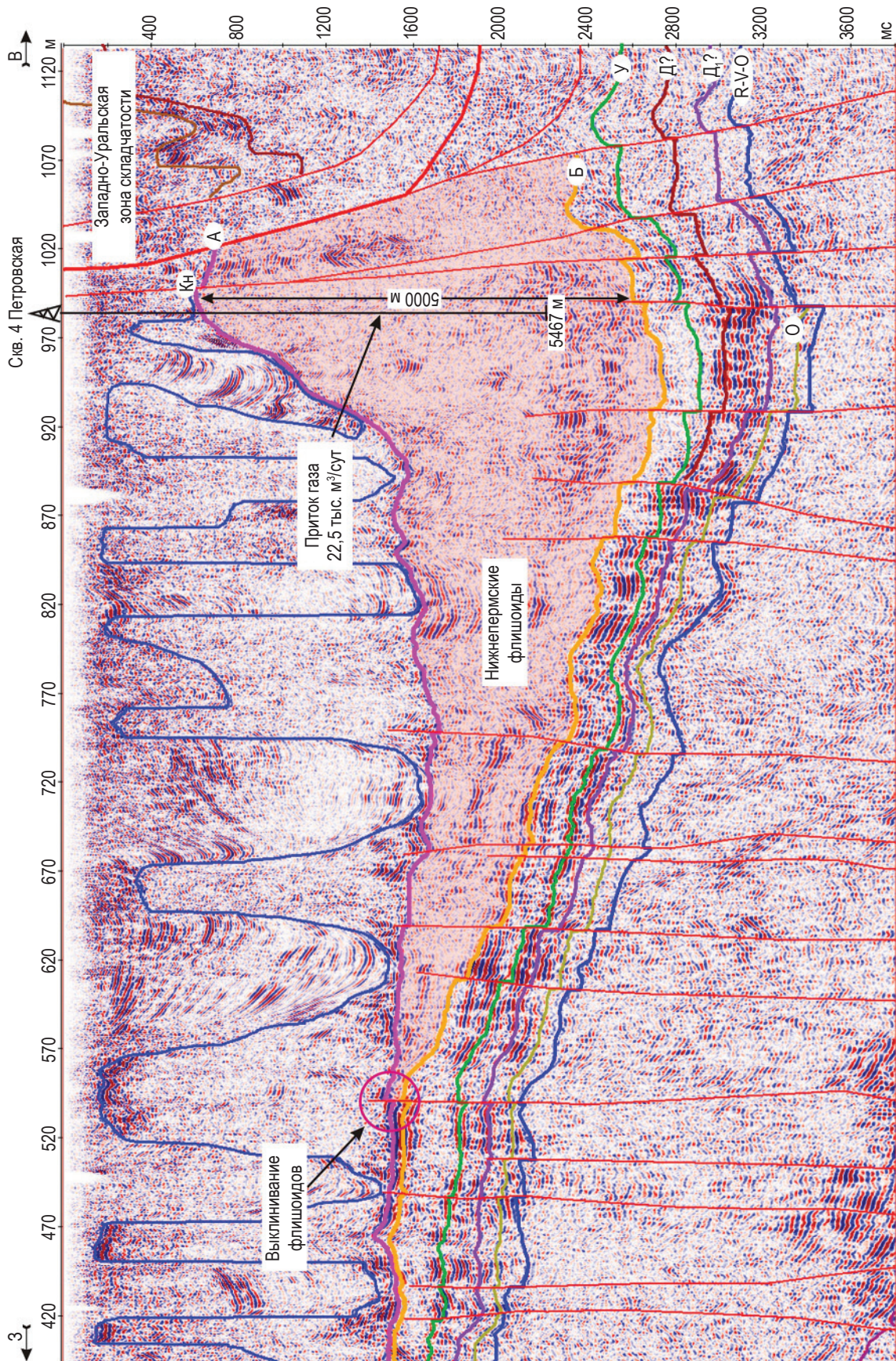


Рис. 2. Фрагмент сейсмического разреза, полученного методом общей глубинной точки (МОГТ), по региональному профилю 300506-07

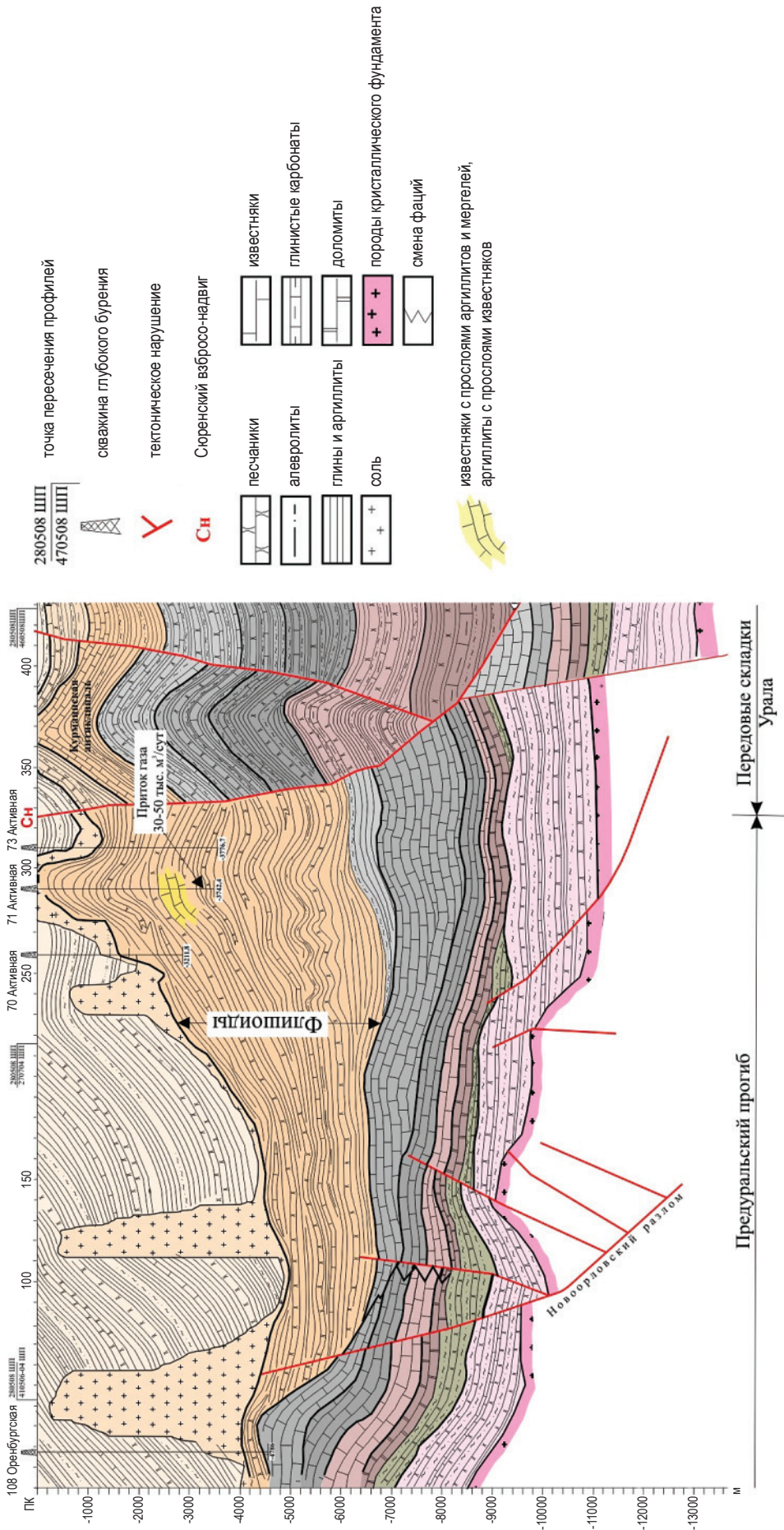


Рис. 3. Сейсмогеологический разрез МОГТ по региональному профилю ШП 280508 [5]

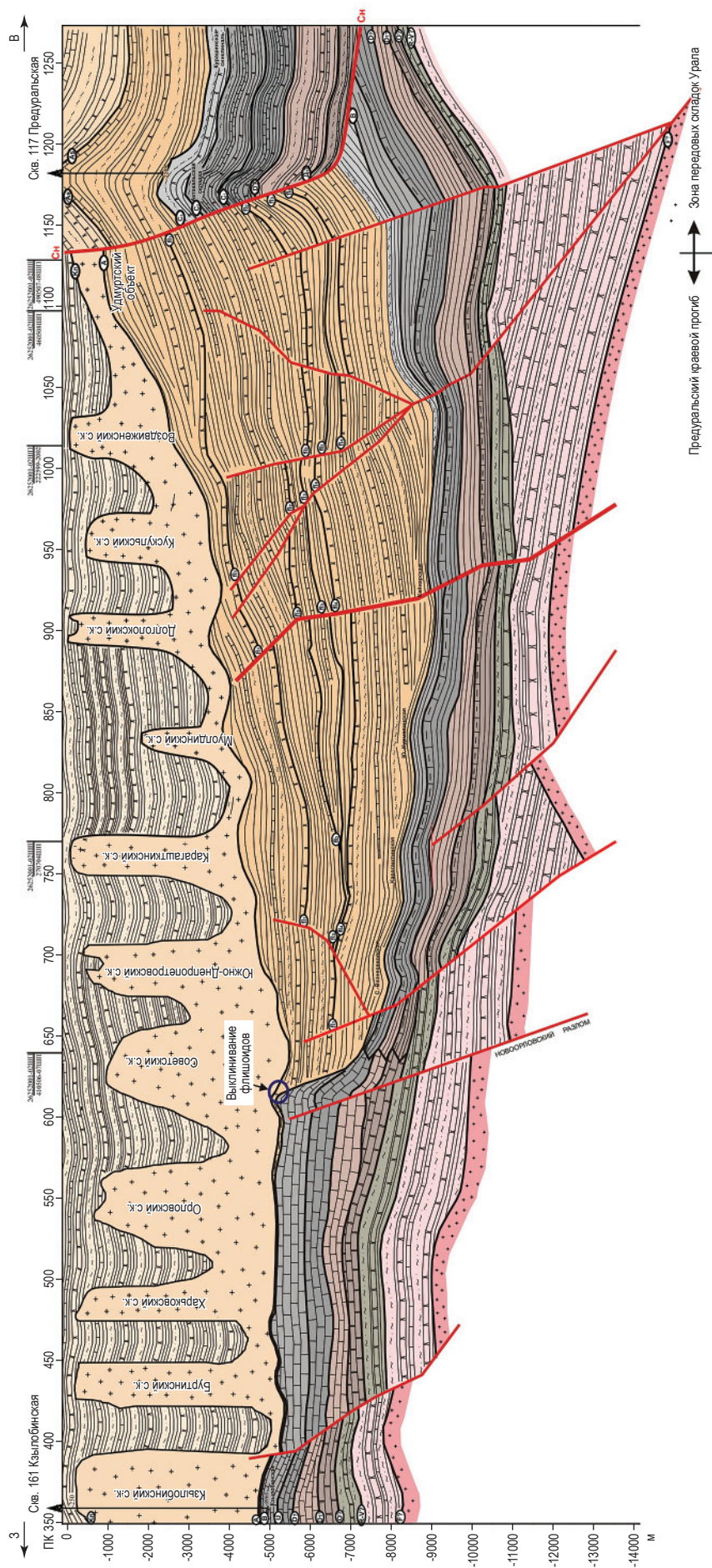


Рис. 4. Сейсмогеологический разрез МОГТ по региональному профилю 2026252001-III: см. экспликацию к рис. 3; с.к. — соляной купол

снижение дебитов во времени. Возможно, это связано с закупоркой тонких поровых каналов выпавшим конденсатом. Для успешного опробования необходимы специальные технологии вскрытия и опробования флишоидных коллекторов с низкой матричной проницаемостью. На основе имеющихся фактов сделан вывод о том, что *вся толща флишоидов оренбургского сегмента Предуральского прогиба является единым газомещающим резервуаром с аномально высоким пластовым давлением.*

По данным сейсморазведки в пределах оренбургского сегмента прогиба в толще флишоидов выявлено несколько перспективных объектов – Сакмаро-Большеикский вал, объекты Советского участка (Вознесенский, Карагаштинский, Северо-Вознесенский, Южно-Карагаштинский, Южно-Курмалинский, Кайнарский), Удмуртский объект.

Большой интерес представляет **Сакмаро-Большеикский вал** – крупный газоперспективный объект во флишоидах Предуральского прогиба (рис. 5). С востока вал ограничен плоскостью Сюренского надвига. Ранее он был выделен И.А. Шпильманом как объект протяженностью более 100 км, шириной 10–15 км, амплитудой 2,5 км. Запасы газа этого объекта экспертно оценены И.А. Шпильманом в 1 трлн м<sup>3</sup> [6]. Генетически структура Сакмаро-Большеикского вала является зоной сгущивания флишоидов. Южное окончание достоверно закартировано по результатам региональной сейсморазведки МОГТ. Удмуртская структура фактически является продолжением вала на юг.

Работами ВолгоУралНИПИгаза [7–9] уточнена морфология этой крупной приразломной структуры по сейсмическому реперу А. Ее северное окончание фиксируется севернее скв. 20 и 21 Большеикских. По данным сейсмо- и гравиразведки принято, что по реперу А вал оконтуривается изогипсой минус 1900 м, замкнутой на плоскость Сюренского надвига. Длина вала по ней составляет 85 км, ширина – от 2–4 до 9 км, высота – 1700 м. В пределах вала выделяются три купола: Большеикский, Петровский и Активный. Наиболее гипсометрически выражен Активный купол, оконтуренный изогипсой минус 1800 м. Флишоиды Сакмаро-Большееикского вала вскрыты скв. 20 и 21 Большеикскими, 3 и 4 Петровскими, 70, 71 и 73 Активными. По данным бурения, они газонасыщены. Установлена тенденция роста интенсивности газопроявлений и аномально

высокого пластового давления (АВПД) с глубиной. Площадь прогнозируемой газоносности – 365 км<sup>2</sup>. Ресурсы газа этого объекта оценены в 400 млрд м<sup>3</sup>.

**Удмуртский объект** оконтуривается изогипсой минус 1750 м, его площадь – 99 км<sup>2</sup>, ресурсы газа оценены в 59,5 млрд м<sup>3</sup>.

Суммарные ресурсы газа перспективных объектов **Советского участка** составили 694 млрд м<sup>3</sup>. Но глубины залегания предполагаемых газоносных толщ существенно ниже. Так, Вознесенская структура оконтурена изогипсой минус 4400 м, Кайнарская – минус 3600 м, что отрицательно сказывается на показателях освоения этих ресурсов.

Основные характеристики перспективных объектов:

- большие размеры;
- неглубокое залегание кровли газоносных флишоидов;
- большая мощность;
- наличие в подстилающей толще девонско-среднекаменноугольного возраста нефтематеринских пород;
- наличие коллекторов с трещинной составляющей проницаемости, напряженная тектоническая ситуация и связанная с ней повышенная трещиноватость;
- установленная опробованием газоносность;
- наличие надежной крышки.

Систему нарушений в теле флишоидов особенно хорошо видно на региональном профиле 44ШП.

Подсчет ресурсов флишоидного газа оренбургского сегмента Предуральского прогиба в целом выполнен тремя независимыми способами – прямым методом (42,7 трлн м<sup>3</sup>), методом аналога по среднему содержанию газа в шести сланцевых полях США (36,18 трлн м<sup>3</sup>), методом аналога по среднему содержанию газа в сланцевой формации Lewis shale, наиболее близкой к флишоидам по петрофизическим свойствам (39,9 трлн м<sup>3</sup>). Это оценка ресурсов газа всего объема флишоидной толщи.

Для сравнения: оценки ресурсов газа трех самых больших сланцевых полей США составляют 45,2 (Марцеллиус), 20,3 (Хайнесвилл), 9,3 (Барнетт) трлн м<sup>3</sup> [10, 11]. Минимальный коэффициент перевода ресурсов в запасы для сланцевых полей США колеблется в пределах 0,09–0,13. С учетом этих данных для перевода ресурсов флишоидного газа в запасы принята

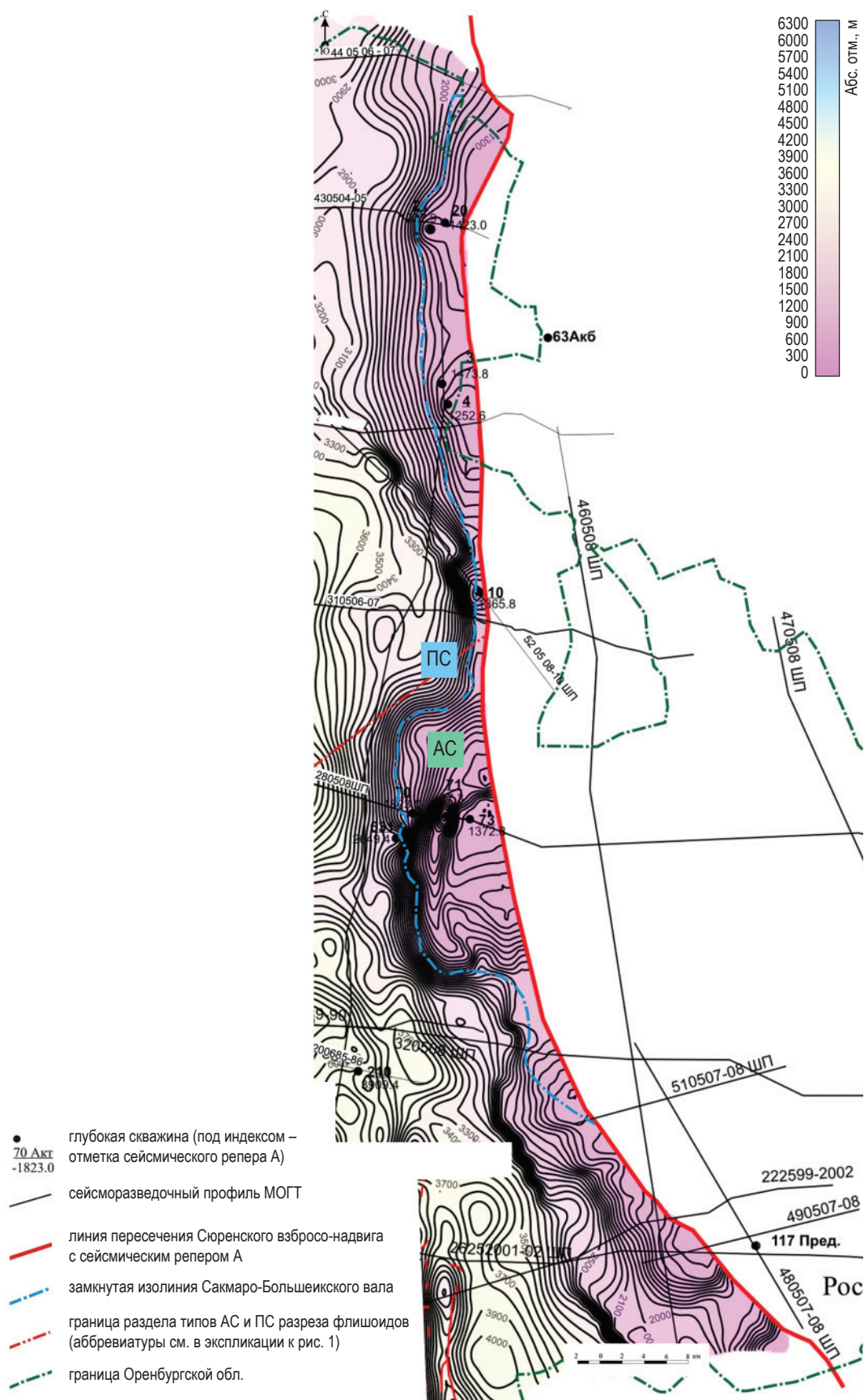


Рис. 5. Структурная карта по сейсмическому реперу А (кровля саранинского горизонта кунгурского яруса нижней перми) Сакмаро-Башкирского вала в южной части Предуралья



величина 0,12. Запасы флишоидного газа Предуральяского прогиба в этом случае составят 5,126 трлн м<sup>3</sup>. Для сравнения: начальные запасы газа Оренбургского месторождения составляли 1,8 трлн м<sup>3</sup>.

За основу технико-экономической оценки эффективности добычи флишоидного газа приняты результаты подсчета прямым методом. Расчет экономической эффективности поисков, оценки, разведки и освоения ресурсов флишоидного газа показал, что вложение средств экономически целесообразно: внутренняя норма доходности составляет, %: для Активного сегмента Сакмаро-Большеекского – 37, Петровского сегмента – 29,7, Кайнарско-Удмуртского участка – 18,3. Срок окупаемости – 12 лет при капитальных затратах 54,5; 58,6 и 30,974 млрд руб. соответственно.

Эффективная работа Оренбургского нефтегазохимического комплекса в 2030 г. и последующие годы без добычи флишоидного газа вряд ли возможна. Необходимо принять флишоидный газ за основу долгосрочного планирования добычи газа в ООО «Газпром добыча Оренбург», а программа изучения газоносности нижнепермских флишоидов Предуральяского прогиба с целью отработки технологии добычи газа должна стать приоритетной для ПАО «Газпром».

Представляется, что основная задача – создание эффективных технологий вскрытия газоносных пластов в условиях АВПД,

освоения, методов интенсификации притока. Следует разработать специальный комплекс ГИС для выделения пластов и пачек коллекторов разных типов, провести на современном уровне детальные комплексные петрофизические исследования низкопроницаемых коллекторов с двойной проницаемостью. Все имеющиеся на сегодня керновые данные и данные ГИС – это результаты бурения скважин в 1974–1978 гг. При этом всего с отбором керна пробурено 1705 м, что составляет 5,1 % от общего объема бурения. Отсюда очевидна крайне низкая изученность толщи прямыми методами.

Первоочередной представляется подготовка полигона по отработке технологии добычи газа из флишоидов. Подготовку полигона к постановке параметрического и поискового бурения необходимо выполнить сейсморазведочными работами МОГТ, сейсмическими локациями бокового обзора (СЛБО) и очагов эмиссии (СЛОЭ). Сейсморазведочные работы включают три региональных профиля МОГТ общей длиной 230 км и трехмерную сейсморазведку МОГТ на площади около 1000 км<sup>2</sup>.

На юге Предуральяского прогиба и сопредельных площадях зоны передовых складок Урала может быть создан новый район добычи газа, способный обеспечить углеводородным сырьем Оренбургский нефтегазохимический комплекс на длительную перспективу.

## Список литературы

1. Силантьев Ю.Б. Нетрадиционный газ. Ресурсы и перспективы освоения / Ю.Б. Силантьев, В.А. Скоробогатов. – М.: Газпром Экспо, 2012.
2. Дроздов В.В. Разработка цифровой геолого-геофизической модели оренбургской части Предуральяского прогиба и передовых складок Урала / В.В. Дроздов. – Оренбург: Газпром добыча Оренбург, 2011.
3. Дроздов В.В. Создание структурной, палеогеографической и палеотектонической моделей Предуральяского прогиба и зоны передовых складок Урала в пределах Оренбургской области как основы бассейнового моделирования / В.В. Дроздов. – Оренбург: ВолгоУралНИПИГаз, 2014.
4. Тюрин А.М. Условия залегания и перспективы нефтегазоносности нижнепермских флишоидов юга Предуральяского прогиба / А.М. Тюрин, М.А. Политыкина. – Оренбург: Оренбургский филиал ФГУ «ТФГИ по Приволжскому федеральному округу», 2012.
5. Дроздов В.В. Геологическое строение и оценка перспектив нефтегазоносности южной части Предуральяского предгорного прогиба и прилегающей к нему зоны передовых складок Урала в пределах Оренбургской области / В.В. Дроздов, Р.А. Сюмбаева. – Оренбург: ВолгоУралНИПИГаз, 2015.
6. Шпильман И.А. Опыт разведки и направления открытия уникальных и крупных месторождений нефти и газа / И.А. Шпильман. – Оренбург: Оренбургское книжное издательство, 1999. – 168 с.

7. Попова Л.М. Сейсморазведочные работы в пределах восточного борта Предуральского прогиба и передовых складок Урала / Л.М. Попова, А.М. Тюрин. – Оренбург: Оренбургский филиал ФГУ «ГФГИ по Приволжскому федеральному округу», 2013.
8. Тюрин А.М. Разработка геолого-геофизической модели зоны передовых складок Урала по результатам региональных сейсморазведочных работ МОГТ 2012–2013 гг. / А.М. Тюрин. – Оренбург: ВолгоУралНИПИгаз, 2013.
9. Тюрин А.М. Изучение литофизических характеристик нижнепермских флишоидов юга Предуральского прогиба по результатам комплекса геологоразведочных работ с целью оценки перспектив их нефтегазосности. – Оренбург: ВолгоУралНИПИгаз, 2013.
10. Boughal K. Unconventional plays grow in number after Barnett shale blazed the way / K. Boughal // World Oil. – 2008. – V. 229. – № 8.
11. Berman A. The Haynesville shale sizzles with the Barnett cools / A. Berman // World Oil. – 2008. – V. 229. – № 9.

## Flyshoid gas of Orenburg Region as a new alternative source of natural gas (an analog of the shale gas)

A.G. Yefimov<sup>1</sup>, M.A. Politykina<sup>2</sup>, A.M. Turin<sup>2</sup>, S.V. Bagmanova<sup>2\*</sup>, S.M. Poberezhskiy<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom Dobycha Orenburg LLC, Bld. 1/2, Chkalova street, Orenburg, Orenburg Region, 460058, Russian Federation

<sup>2</sup> VolgoUralNIPIGaz LLC, Bld. 20, Pushkinskaya street, Orenburg, Orenburg Region, 460000, Russian Federation

\* E-mail: Sbagmanova@vunipigaz.ru

**Abstract.** According to pilot calculations, exactly a gas of the close-grained reservoirs prevails in the resource balance of Russia and should become a foundation of Gazprom PJSC strategy related to development of alternative hydrocarbons. By estimations of Gazprom VNIIGAZ specialists, the suspected geological gas resources in the low-permeable reservoirs at depths of 3–7 km could constitute not less than  $110 \cdot 10^{12}$  m<sup>3</sup>.

At the south of Pre-Ural foredeep (in the Orenburg sector) a huge thickness of Low-Permian carbonate-terrigenous rocks called flyshoids is developed. It is constituted by interlayering of siltstones, argillites, sandstones, limestones, marls and runs up to 6,5 km. Gas-bearing capacity of these sediments was stated at the areas Petrovskaya and Aktivnaya. Gas output reached 30–100 ths m<sup>3</sup> per day.

The specialists of VolgoUralNIPi LLC consider flyshoids to be an alternative gas source. Within the flyshoid thick layer there two types of reservoirs are distinguished: namely, interstitial-porous and interstitial-low-porous ones. According to drilling data, there are no water-bearing strata in the flyshoid thickness. On the basis of collected facts it is concluded that the whole flyshoid thick layer in the Orenburg segment of Pre-Ural foredeep is a unified gas-bearing reservoir with the abnormally high pore pressure.

Efficient operation of the Orenburg petrochemical complex after 2030 is hardly possible without production of flyshoid gas. Such gas should be adopted as a base for long-term planning of gas production at Gazprom Dobycha Orenburg LLC.

**Keywords:** alternative hydrocarbons, gas of close-grained reservoirs, Orenburg segment of Pre-Ural foredeep, flyshoids, production of flyshoid gas.

### References

1. SILANTYEV, Yu.B. and V.A. SKOROBOGATOV. *Alternative gas. Resources and outlooks for exploration* [Netraditsionnyy gaz. Resursy i perspektivy osvoyeniya]. Moscow: Gazprom Expo, 2012. (Russ.).
2. DROZDOV, V.V. *Designing a digital geologic-geophysical model of the Orenburg part of Pre-Ural foredeep and the advanced folds of Urals* [Razrabotka tsifrovoy geologo-geofizicheskoy modeli orenburgskoy chasti Preduralskogo progiba i peredovukh skladok Urala]. Orenburg: Gazprom Dobycha Orenburg, 2011. (Russ.).
3. DROZDOV, V.V. *Creation of the structural, paleographic and paleotectonic models of Pre-Ural foredeep and zone of the advanced folds of Urals within the margins of Orenburg Region as basic for basin simulation* [Sozdaniye strukturnoy, paleograficheskoy i paleotektonicheskoy modeley Preduralskogo progiba i zony peredovoykh skladok Urala v predelakh Orenburgskoy oblasti kak osnovy basseynovogo modelirovaniya]. Orenburg: VolgoUralNIPIGaz, 2014. (Russ.).
4. TYURIN, A.M. and M.A. POLITYKINA. *Provision for bedding and outlooks for oil-gas-bearing capacity of Lower-Permian flyshoids in the South of Pre-Ural foredeep* [Usloviya zaleganiya i perspektivy neftegazonosnosti nizhnepermiskikh fliashoidov yuga Preduralskogo progiba]. Orenburg: Orenburg subsidiary of Territorial Fund of Geologic Information on Privolzhskiy Federal District, 2012. (Russ.).

5. DROZDOV, V.V. and R.A. SYUMBAYEVA. *Geologic structure and estimation of outlooks for oil-gas presence in a southern part of Pre-Ural foredeep and adjacent zone of the advanced folds of Urals within the margins of Orenburg Region* [Geologicheskoye stroyeniye i otsenka perspektiv neftegazonosnosti yuzhnoy chasti Predural'skogo predgornogo progiba i prilgayushchey k nemy zony peredovykh skladok Urala v predelakh Orenburgskoy oblasti]. Orenburg: VolgoUralNIPiGaz, 2015. (Russ.).
6. SHPILMAN, I.A. *Practical prospecting and trends in discovering unique and large oil and gas fields* [Opyt razvedki i napravleniya otkrytiya unikalnykh i krupnykh mestorozhdeniy nefi i gaza]. Orenburg: Orenburg Book Publishers, 1999. (Russ.).
7. POPOVA, L.M. and A.M. TYURIN. *Seismic prospecting within the framework of an eastern border of Pre-Ural foredeep and the advanced folds of Urals* [Seysmorazvedochnyye raboty v predelakh vostochnogo borta redural'skogo progiba i peredovykh skladok Urala]. Orenburg: Orenburg subsidiary of Territorial Fund of Geologic Information on Privolzhskiy Federal District, 2013.
8. TYURIN, A.M. *Designing a geologic-geophysical model for the zone of advanced folds of Urals according to the results of the regional CDP seismic prospecting in 2012–2013* [Razrabotka geologo-geofizicheskoy modeli zony peredovykh skladok Urala po rezultatam regionalnykh seysmorazvedochnykh rabot MOGT 2012–2013 gg.]. Orenburg: VolgoUralNIPiGaz, 2013. (Russ.).
9. TYURIN, A.M. *Studying lithophysical characteristics of the Lower-Permian flyshoids at the South of Pre-Ural foredeep according to the results of complex geological prospecting aimed at estimation of outlooks for oil-gas presence* [Izucheniye litofizicheskikh kharakteristik nizhnepermiskikh flishoidov yuga Predural'skogo progiba po rezultatam kompleksa geologorazvedochnykh rabot s tselyu otsenki perspektiv ikh neftegazonosnosti]. Orenburg: VolgoUralNIPiGaz, 2013. (Russ.).
10. BOUGHAL, K. Unconventional plays grow in number after Barnett shale blazed the way. *World Oil*. 2008, vol. 229, no. 8. ISSN 0043-8790.
11. BERMAN, A. The Haynesville shale sizzles with the Barnett cools. *World Oil*. 2008, vol. 229, no. 9. ISSN 0043-8790.