

УДК 553.98(470.56)

## НЕТРАДИЦИОННЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ НЕФТИ В ДОМАНИКОВОЙ ТОЛЩЕ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ

© 2017 г. | Г.Ф. Ульмишек<sup>1,2</sup>, А.В. Шаломеенко<sup>2</sup>, Д.Ю. Холтон<sup>1</sup>, М.В. Дахнова<sup>3</sup><sup>1</sup>Wavetech Energy, Inc, Денвер, США; gulmishek@wavetechenergy.com; jholton@wavetechgeo.com;<sup>2</sup>ООО «Директ Нефть», Оренбург, Россия; ashalomeyenko@directneft.com;<sup>3</sup>ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; dakhnova@vnigni.ru

### UNCONVENTIONAL OIL RESERVOIRS IN THE DOMANIK FORMATION OF THE ORENBURG REGION

© 2017 | G.F. Ulmishek<sup>1,2</sup>, A.V. Shalomeyenko<sup>2</sup>, J.E. Holton<sup>1</sup>, M.V. Dakhnova<sup>3</sup><sup>1</sup>Wavetech Energy, Inc, Denver, USA; gulmishek@wavetechenergy.com; jholton@wavetechgeo.com;<sup>2</sup>ООО «Direct Neft», Orenburg, Russia; ashalomeyenko@directneft.com;<sup>3</sup>FGBU «All-Russian Research Geological Oil Institute», Moscow, Russia; dakhnova@vnigni.ru

Поступила 28.07.2017 г.

Принята к печати 02.08.2017 г.

**Ключевые слова:** доманиковая толща; нетрадиционные резервуары; протяженные залежи нефти.

В статье представлены результаты изучения доманиковых резервуаров, вскрытых двумя скважинами в Муханово-Ероховском прогибе, где мощность доманиковой толщи составляет 350–400 м. Описаны литотипы доманиковых пород и их коллекторские свойства. Доманиковые резервуары повсеместно нефтенасыщены, свободная вода в них отсутствует. Нефть была генерирована доманиковыми породами и не испытала значительной миграции. Под залежью в доманиковой толще следует понимать нефть в пласте или группе пластов, отличающихся от соседних пластов лучшими коллекторскими свойствами и дающих промышленные притоки при освоении. Такие залежи, не имеющие подошвенной воды и не контролируемые локальными ловушками, принято называть «протяженными» (continuous). Ввиду крайне низкой проницаемости нефть из них надо добывать за счет горизонтального бурения и гидроразрыва пласта.

Received 28.07.2017

Accepted for publishing 02.08.2017

**Key words:** Domanik formation; unconventional reservoirs; continuous oil pools.

The article presents the results of study of the unconventional Domanik reservoirs where two specifically targeted wells were recently drilled on the Kashaev license block in the Orenburg Region. On the block, the Domanik formation 350–400 m thick includes the stratigraphic interval from the Middle Frasnian to the Tournaisian Stage. The formation is composed of two main types of rocks: (1) black, calcareous, in places radiolarian chert and (2) gray and dark gray thin-grained, partly siliceous limestones. The content of clay minerals in all Domanik rocks is low (< 10 %). The rocks were deposited in an oxygen-starved, hydrologically stagnant, deep water basin. Original organic matter of Domanik rocks was almost entirely composed of type II oil-prone kerogen. The total organic carbon content in highly siliceous rocks reaches 18–20 % and averages 3.7 %. The average for limestones is 1.9 % with the range of 0.1 to 4.4 %. All Domanik rocks are oil-saturated; apparently no free water is present. Reservoir properties of Domanik rocks are poor. In the best intervals, effective (not filled with bitumen) porosity reaches 6.0–8.4 %. Permeability is in a range of a few hundred ths to 0.1–0.2 md. Because of extensive oil saturation and absence of free water oil accumulations in Domanik rocks are of continuous type; they are not controlled by local traps and can cover large areas. Oil pool may be understood as a bed or a group of beds that are characterized by better reservoir properties, especially porosity, and are capable to commercially produce oil. Production from such reservoirs usually requires horizontal drilling and hydrofracturing.

В 2012–2015 гг. компания ООО «Директ Нефть» пробурила и провела испытания двух скважин на Кашаевском участке в Оренбургской области — Кашаевская-74 и Кашаевская-75 (рис. 1). Впервые в этом регионе главной задачей бурения скважин была разведка нефти в нетрадиционных низкопроницаемых резервуарах доманиковой толщи, развитой в Муханово-Ероховском звене Камско-Кинельской системы некомпенсированных прогибов [2]. При опробовании скважин были получены притоки нефти из четырех стратиграфических интервалов. Также благодаря этим исследованиям были получены первые

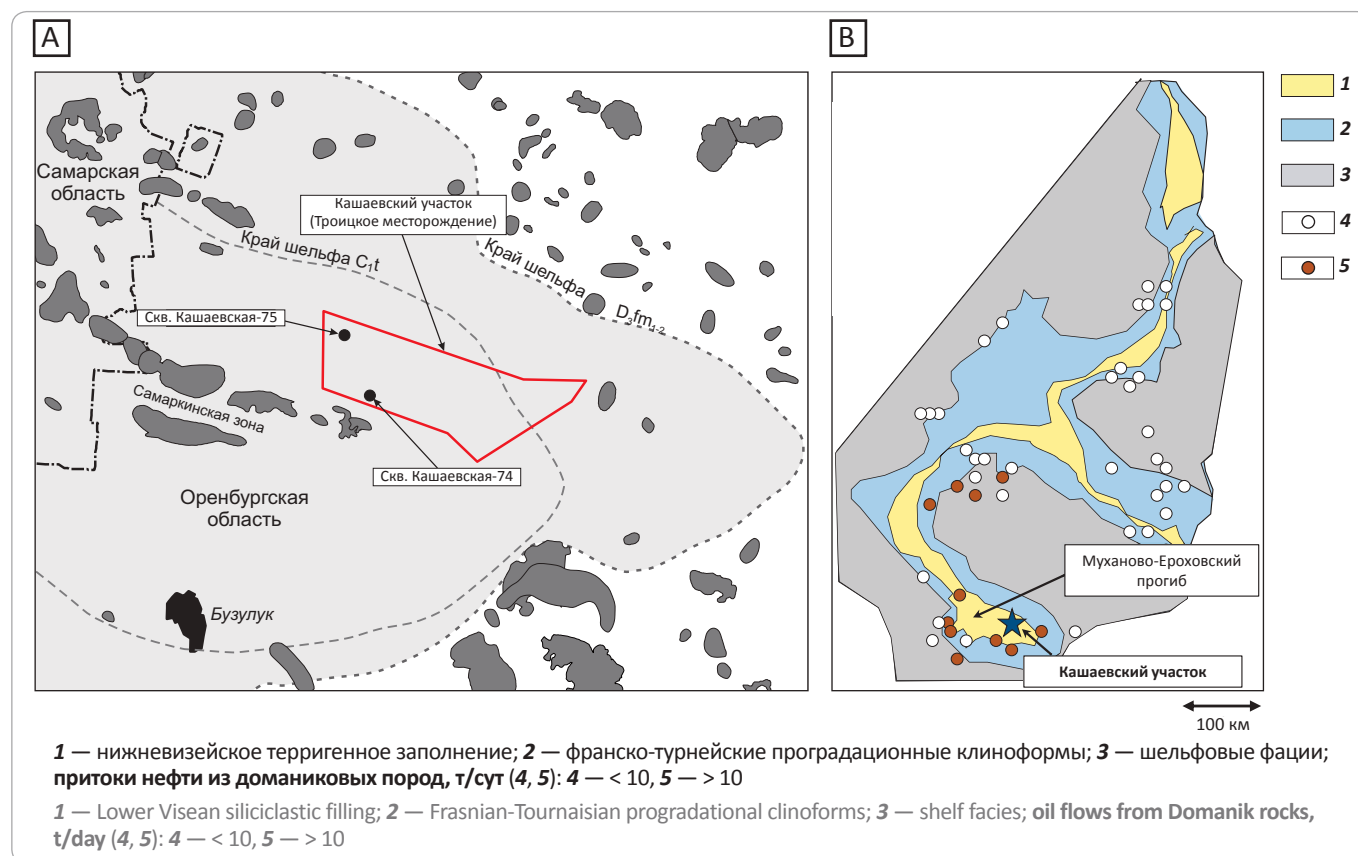
в данном районе современные каротажные материалы, которые крайне важны для понимания природы, свойств и условий формирования коллекторов. Отбор керна в ключевых интервалах и его обширное изучение оказались очень полезны для выяснения природы резервуаров в доманиковой толще, их распространения и потенциальной промышленной продуктивности.

Под «доманиковой толщей» (формацией) понимается мощная (350–400 м) толща глубоководных, обогащенных ОВ кремнисто-карбонатных пород

## HC HARD-TO-RECOVER RESERVES &amp; UNCONVENTIONAL SOURCES

**Рис. 1.** Положение скважин Кашаевские-74, 75 на Кашаевском участке (А) и местонахождение участка в Камско-Кинельской системе прогибов (В)

**Fig. 1.** Location of wells 74 and 75 on the Kashaev block and position of the block in the Kama-Kinel system of troughs



доманикового типа, часто называемых «доманикоидами». В центральной части Муханово-Ероховского прогиба породы доманикового типа слагают стратиграфический интервал от доманикового горизонта среднефранского подъяруса до турнейского яруса нижнего карбона. К бортам впадины стратиграфический диапазон доманиковой толщи сокращается за счет последовательного фациального перехода верхних подразделений толщи в мелководные шельфовые и рифовые фации (рис. 2). Породы собственно доманикового горизонта среднефранского подъяруса, залегающие в основании доманиковой толщи, распространены и за пределами Камско-Кинельской системы прогибов, включая Муханово-Ероховский прогиб, и развиты на большей части Волго-Уральской провинции.

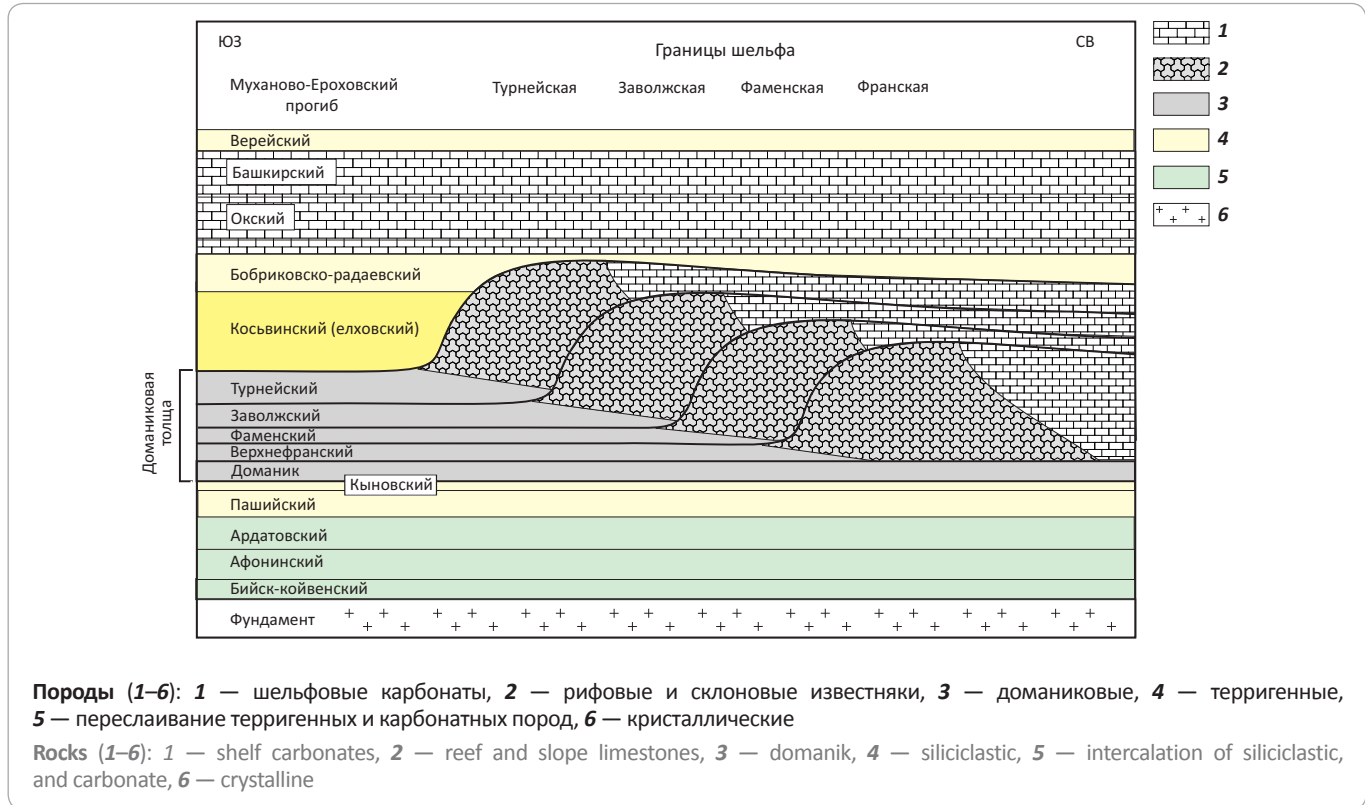
Доманиковая толща состоит из двух основных типов пород, каждый из которых превалирует в отдельных интервалах разреза. Черные, богатые ОВ, известковистые радиолариевые кремнистые породы с подчиненными кремнистыми известняками слагают большую часть верхнефранского подъяруса. Подобные же кремнистые породы доминируют в разрезах заволжского (верхнефаменского) и верхней части

турнейского интервалов, а также в доманиковом и мендымском горизонтах.

Второй тип пород представлен в основном серыми и темно-серыми тонкодетритовыми известняками, в отдельных прослоях — кремнистыми, со значительно меньшим количеством ОВ. По-видимому, тонкослоистые высококремнистые породы, характеризующиеся высокими показателями гамма-активности, образовались в основном из планктона, медленно отлагавшегося в бескислородной среде в глубоком бассейне при высоком стоянии уровня моря и отсутствии активных источников сноса. Плитчатые и массивные детритовые известняки накапливались в результате сравнительно быстрого сноса материала с шельфов и рифов, обнаженных при падении уровня моря. Оба типа пород характеризуются низким содержанием глинистого минерала (обычно 5–7 %, но не более 10 %). Кремнисто-карбонатный состав и низкое содержание глин обеспечивают значительную хрупкость доманиковых пород, что позволяет успешно проводить гидроразрыв пласта.

Породы доманиковой толщи содержат высокие концентрации ОВ и, по мнению большинства геологов, являются основной нефтематеринской свитой

**Рис. 2.** Стратиграфическая модель строения борта Муханово-Ероховского звена Камско-Кинельской системы прогибов и положение доманиковой толщи в разрезе  
**Fig. 2.** Stratigraphic model of margin of the Mukhanov-Yerokhov segment of the Kama-Kinel trough system and position of the Domanik formation in the sequence



Волго-Уральской области [3]. На рис. 3 показано распределение показателя углерода ( $C_{орг}$ ), содержания свободных УВ ( $S_1$ ) и других стандартных пиролизических показателей в разрезе скв. Кашаевская-75. Значения  $C_{орг}$  меняются в широких пределах — от < 1 до 15 %. Следует отметить, что значительная часть образцов с низкими содержанием  $C_{орг}$  представлена шламом, где измеряемые значения этого показателя, как правило, существенно ниже, поскольку в шламе обычно присутствует смесь обломков из различных слоев разреза. Породы с более высоким содержанием  $C_{орг}$  (4–5 % и более) преобладают в трех зонах: верхней, соответствующей верхам турнейского яруса, средней, в заволжском надгоризонте, и нижней, охватывающей интервал от доманикового горизонта до верхнефранского подъяруса. Три указанные зоны полностью соответствуют тем интервалам, в которых отмечено преобладание высококремнистых пород над детритовыми карбонатами.

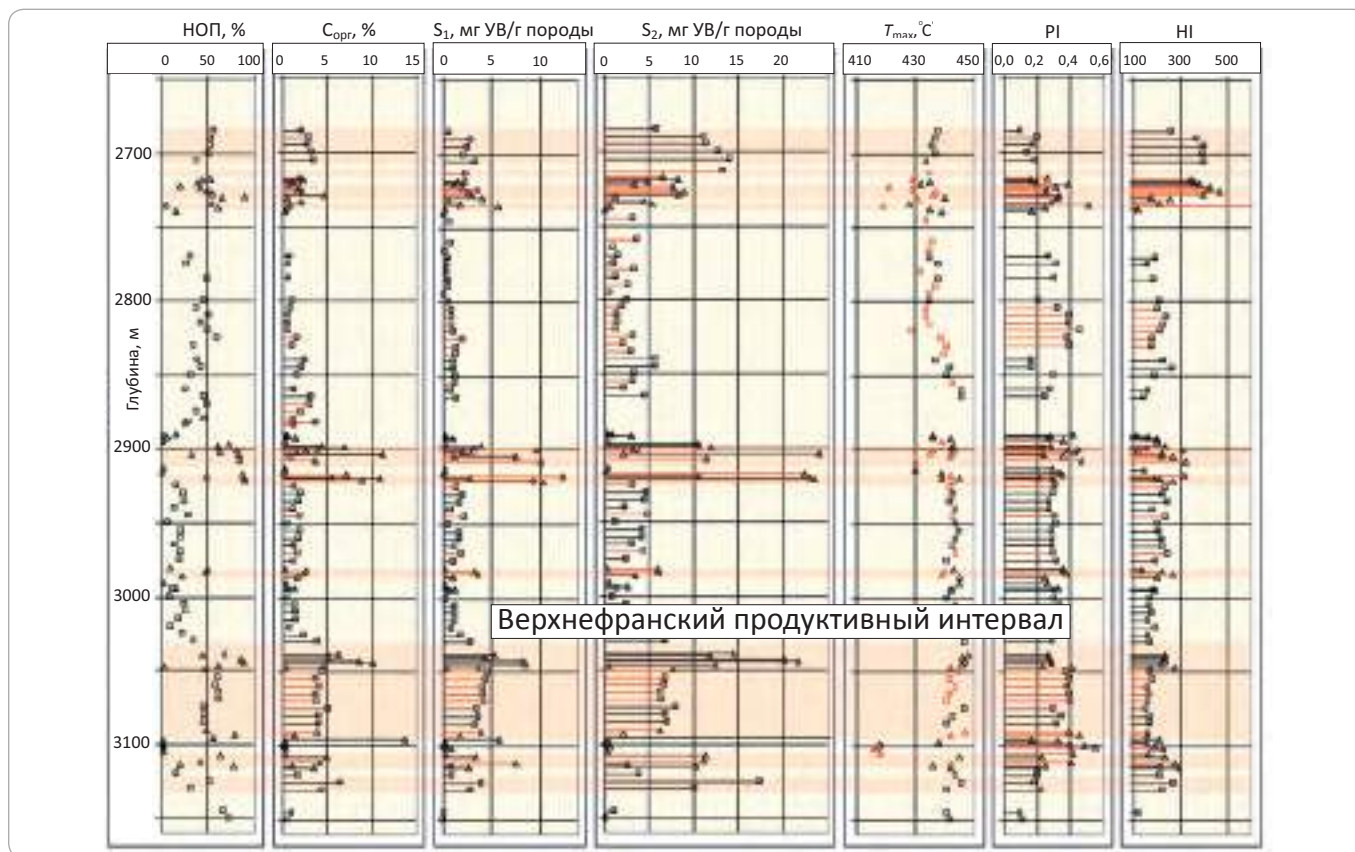
Преимущественная обогащенность ОВ более кремнистых разностей пород хорошо видна на треугольной диаграмме (рис. 4), составленной по данным анализов образцов из скв. Кашаевская-74. Более высокие значения  $C_{орг}$  находятся в поле пород с пониженной карбонатностью, а следовательно, с высокой

кремнистостью. Лабораторные анализы керн из верхнефранских отложений скв. Кашаевская-74 показывают, что среднее содержание  $C_{орг}$  в высококремнистых черноцветных породах равно 3,7 % при колебаниях от 0,55 до 21,00 %. Среднее же содержание  $C_{орг}$  в тонкодетритовых чистых и слабокремнистых карбонатах составляет 1,9 % при вариациях от 0,1 до 4,4 %. Такая связь между содержанием ОВ и кремнистостью, вероятнее всего, связана преимущественно с различиями темпов седиментации. Как отмечалось, скорость седиментации существенно планктоногенных тонкослоистых кремнистых пород была очень низкой, а бескислородная среда благоприятствовала сохранению ОВ. Темп седиментации детритовых известняков был намного выше, что приводило к большому разбавлению ОВ осадком. Часть этого материала, вероятно, привносилась в бассейн мутьевыми потоками, что могло временно снижать уровень придонной аноксии.

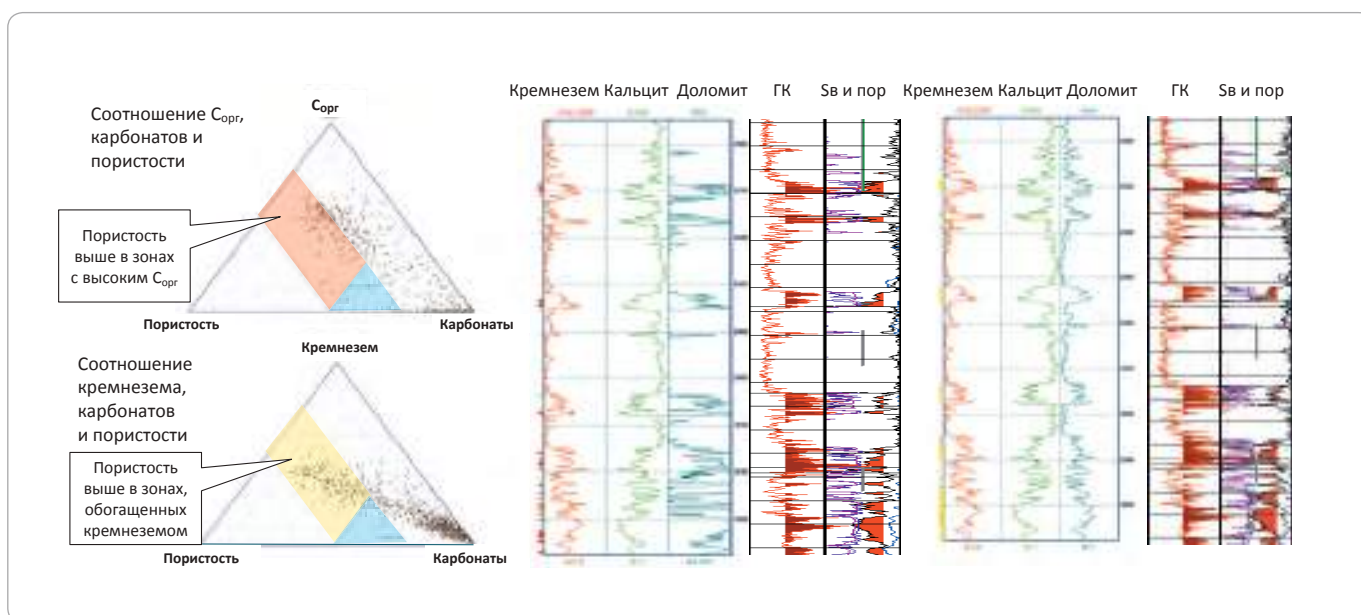
Исходное ОВ пород доманиковой толщи почти полностью представляло собой морской кероген II типа, обладающий высокими нефтегенерационными способностями. В скважинах Кашаевские-74, 75 и, по-видимому, во всем Муханово-Ероховском прогибе ОВ доманиковых пород находится в центральной

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES & UNCONVENTIONAL SOURCES

**Рис. 3.** Распределение  $C_{орг}$ , нерастворимого остатка пород и основных пиролитических показателей в разрезе скв. Кашаевская-74  
**Fig. 3.** Distribution of TOC (total organic carbon), insolvable residue of rock, and main pyrolytic parameters in well Kashaev-74

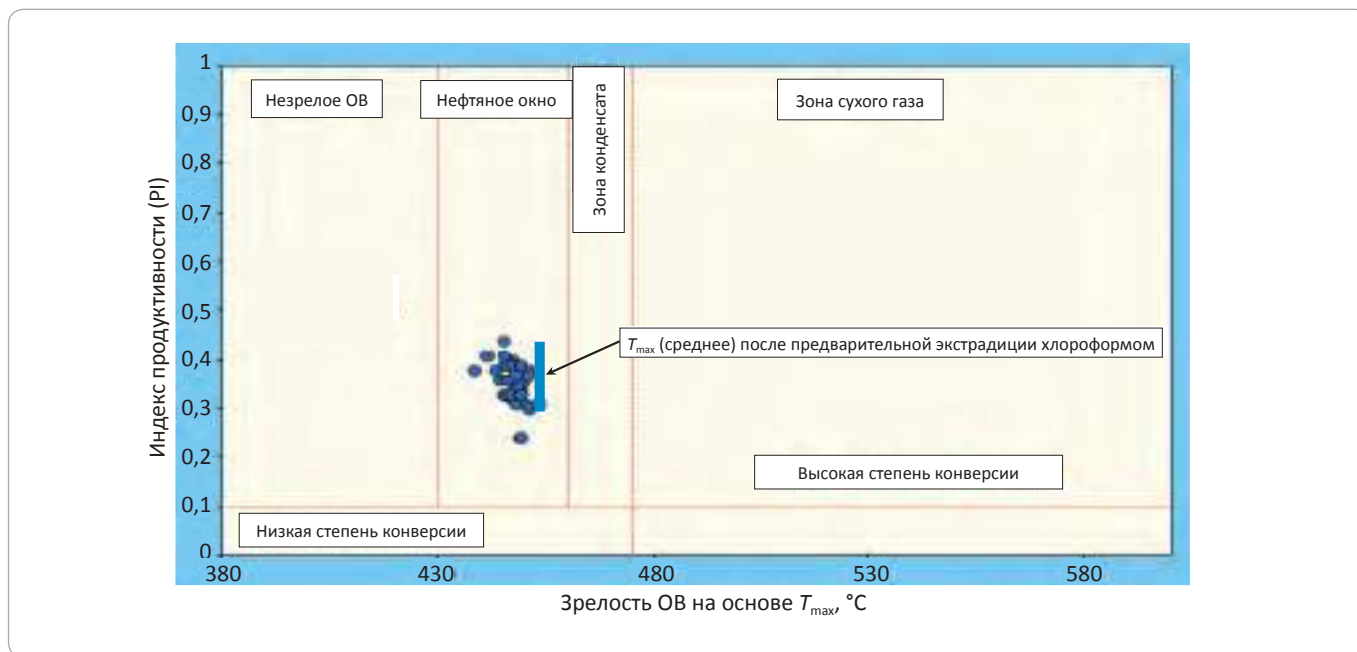


**Рис. 4.** Диаграммы соотношения пористости пород с содержанием  $C_{орг}$  и кремнезема в разрезе верхнефранских доманиковых отложений скв. Кашаевская-74  
**Fig. 4.** Diagrams showing relationship between porosity of rocks and contents of organic carbon and silica in Upper Frasnian Domanik rocks in section of well Kashaev-74





**Рис. 5.** Термическая зрелость ОВ доманиковых пород по данным Rock Eval пиролиза образцов верхнефранского подъяруса из скв. Кашаевская-75  
**Fig. 5.** Thermal maturity of organic matter in Domanik rocks on data of Rock Eval pyrolysis of Upper Frasnian rocks of well Kashaev-75

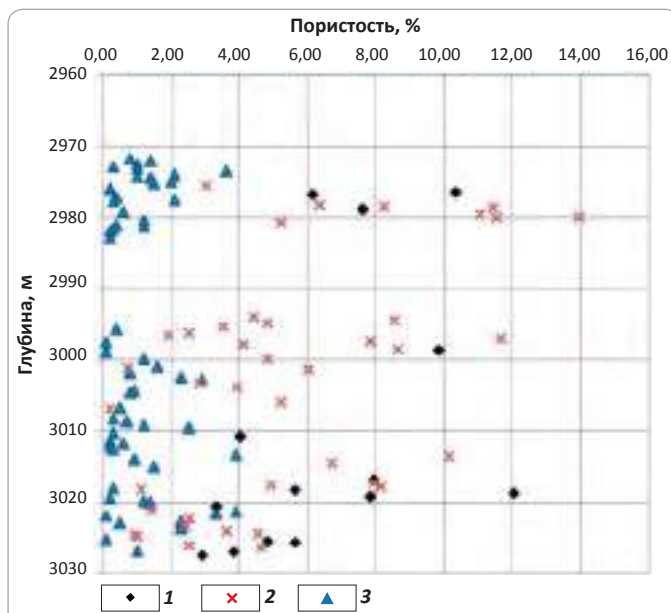


части главной зоны нефтеобразования (нефтяного окна) и в значительной мере уже реализовало свой генерационный потенциал. Об этом свидетельствуют данные пиролиза Rock-Eval, согласно которым водородный индекс (НИ) большинства образцов относительно невысок и находится в пределах 150–270 мг УВ/г  $C_{орг}$ , а значения  $T_{max}$  колеблются преимущественно в интервале от 445 до 450 °С, что приблизительно эквивалентно отражающей способности витринита ( $R_o$ ), равной 0,86–0,96 % (рис. 5). Степень зрелости ОВ может быть даже несколько выше, что следует из значений  $T_{max}$  в области 450–455 °С, измеренных в образцах, из которых нефть и битумоид были экстрагированы хлороформом до пиролиза (см. рис. 5).

Породы доманиковой толщи в целом характеризуются низкими коллекторскими свойствами. Проницаемость, измеренная в образцах керна, как правило не превышает  $10^{-5}$  мкм<sup>2</sup>; однако та же характеристика, рассчитанная по восстановлению давления после диагностического минигидроразрыва пласта, на порядок выше и достигает  $10^{-4}$  мкм<sup>2</sup>. Такая разница, по-видимому, связана с присутствием мелких трещин, влияние которых не отражено в анализах керна. Из-за низкой проницаемости доманиковых пород для промышленной добычи нефти обычно требуется применение гидроразрыва пласта, хотя в некоторых случаях естественная трещиноватость (как правило, тектонического происхождения) может обеспечить высокие дебиты скважин без его применения.

**Рис. 6.** Пористость верхнефранских пород доманиковой толщи в скв. Кашаевская-75

**Fig. 6.** Porosity of Upper Frasnian Domanik rocks of well Kashaev-75

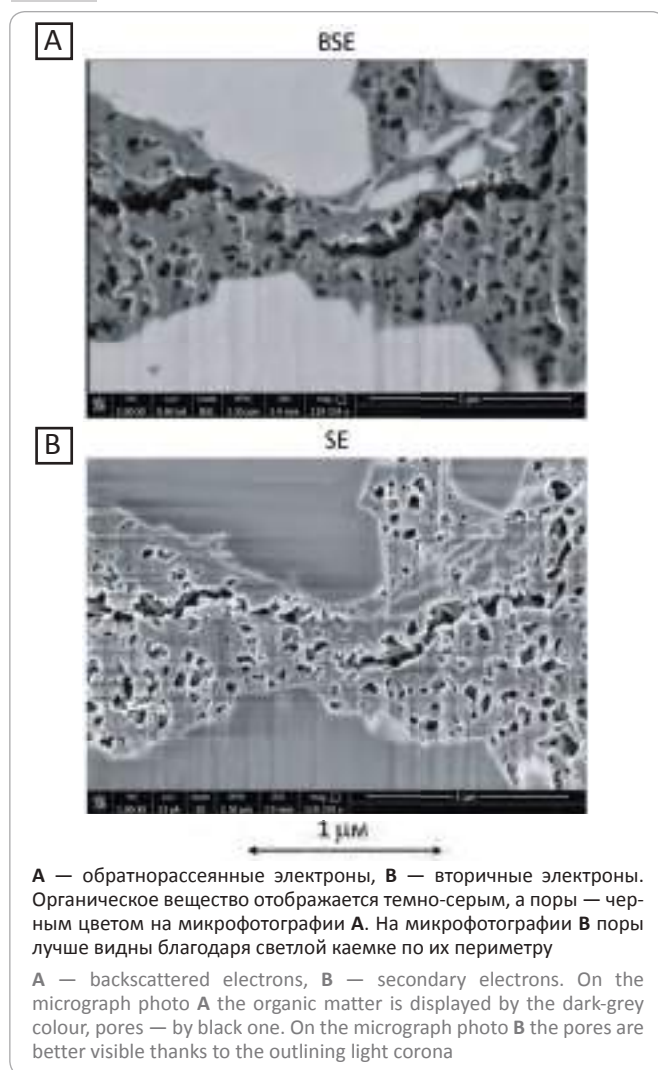


**Типы пород (1–3):** 1 — черные тонкослоистые известковистые силициты, 2 — черные и темно-серые кремнистые известняки, 3 — серые и светло-серые известняки. Пористость определялась стандартным методом флюидонасыщения, потому может быть несколько занижена

**Rocks types (1–3):** 1 — black finely laminated calcareous silicites, 2 — black and dark gray siliceous limestones, 3 — gray and light gray limestones. Porosity was measured by standard method of fluid imbibition and thus may be somewhat undervalued

**Рис. 7.** Пористость в органическом веществе в образце верхнефранских отложений скв. Кашаевская-74, глубина 3038,35 м (микрофотография под электронным микроскопом; шлиф отполирован пучком ионов аргона)

**Fig. 7.** Porosity in organic matter in a sample of Upper Frasnian rocks of well Kashaev-74, 3038.35 m depth (microphotographs under electron microscope; the sample is argon ion-milled)

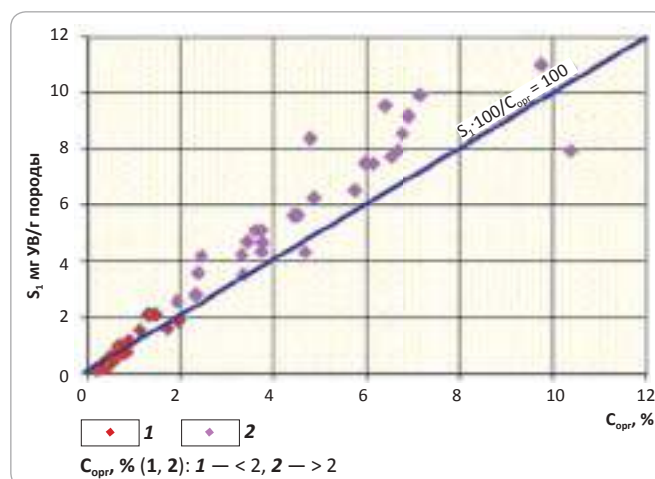


Пористость пород доманиковой толщи варьирует от менее 0,1 до 18,0 %. Однако часть порового пространства заполнена битумоидом, что снижает эффективную пористость в наиболее благоприятных интервалах разреза до 6,0–8,4 %. Наименьшей пористостью, обычно не превышающей 2,0–2,5 %, обладают серые и светло-серые массивные и плитчатые известняки с низким содержанием кремнезема и ОВ.

В более темноцветных слабо- и высококремнистых слоистых известняках, обогащенных ОВ, пористость, как правило, значительно выше, что видно, например, из анализов керна верхнефранских отложений скв. Кашаевская-75 (рис. 6). Общая четкая статистическая корреляция между увеличением

**Рис. 8.** Коэффициент нефтенасыщения в верхнефранских породах доманиковой толщи в скв. Кашаевская-75

**Fig. 8.** Oil saturation ratio in Upper Frasnian domanik rocks of well Kashaev-75



пористости пород и повышением содержания  $C_{орг}$  и кремнезема хорошо видна на треугольных диаграммах (см. рис. 4).

Природа пористости доманиковых пород недостаточно изучена. В шлифах присутствуют отдельные поры выщелачивания, обычно заполненные битумоидом. Пористость, оцененная по данным петрофизической интерпретации каротажа, как правило, превышает измеренную в керна стандартными методами насыщения жидкостью. Это может быть обусловлено очень тонкозернистой структурой породы и преобладанием микропористости, которая не выявляется под оптическим микроскопом. По-видимому, важную роль также играет пористость, развитая в ОВ и связанная с процессом генерации нефти и газа, с размером пор в десятки и первые сотни нанометров. Она выявляется под электронным микроскопом в шлифах, отполированных пучком ионов аргона (рис. 7). Установлено, что такая пористость является важным, а иногда и доминирующим ингредиентом общего пустотного пространства многих нетрадиционных, богатых ОВ резервуаров, таких как верхнемеловая формация Игл Форд и нижнекаменноугольная формация Барнетт в Техасе [5]. Специальное сканирование 3D с последовательным срезанием слоев нанометровой толщины ионным пучком показывает, что поры в ОВ хорошо связаны между собой и способны обеспечить движение углеводородов [4].

В доманиковой толще практически нет свободной пластовой воды, о чем свидетельствует полное отсутствие ее притоков при испытаниях толщи во всех пробуренных скважинах в Муханово-Ероховском прогибе Оренбургской области (большинство этих испытаний было проведено в турнейской части доманиковой толщи).

Все породы доманиковой толщи интенсивно нефтенасыщены. По данным пиролиза Rock-Eval большинство образцов, особенно с повышенным содержанием  $C_{орг}$ , характеризуются значениями коэффициента нефтенасыщения, превышающими 100 ед. Коэффициент нефтенасыщения исчисляется как пиролитический показатель  $S_1$  (свободные жидкие УВ в породе), деленный на  $C_{орг}$  и умноженный на 100. Многочисленные данные по обогащенным ОВ нетрадиционным резервуарам в США показывают, что породы с коэффициентом нефтенасыщения, превышающим 100 ед., после проведения гидроразрыва пласта становятся промышленными резервуарами нефти. Высокое нефтенасыщение доманиковой толщи показано на рис. 8 на примере верхнефранских отложений, вскрытых скв. Кашаевская-75. Более высокие значения коэффициента нефтенасыщения характерны для пород со сравнительно более высокими содержаниями  $C_{орг}$  (см. рис. 8). Однако эта закономерность не всегда справедлива для доманиковых пород. Например, высокие коэффициенты нефтенасыщения были отмечены в фаменских известняках скв. Кашаевская-75 с низкими до средних содержаниями  $C_{орг}$  и сравнительно невысокой пористостью. После перфорации и кислотного гидроразрыва пласта эта скважина дала приток нефти.

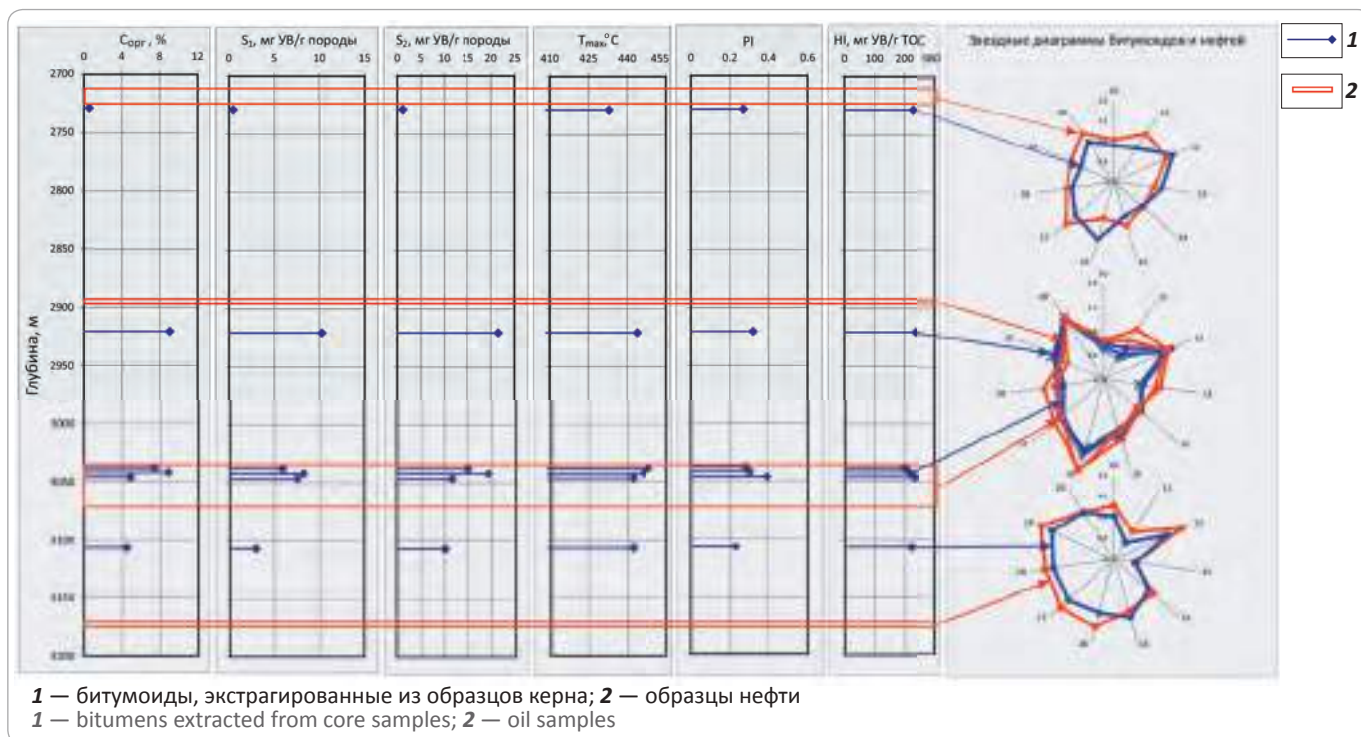
Геохимические данные, полученные в скважинах Кашаевские-74, 75, несомненно, свидетельствуют о

том, что источником нефти в поровом пространстве пород доманиковой толщи является ОВ, содержащееся в тех же породах. Это четко устанавливается по геохимическим материалам скв. Кашаевская-74, полученным в лаборатории ФГБУ «ВНИГНИ». Результаты аналитических работ показывают отличную корреляцию нефтей, полученных при опробовании различных интервалов разреза скважины, с битумоидами, экстрагированными из пород тех же интервалов. Эта корреляция выявляется как при сопоставлении биомаркеров, так и методами резервуарной геохимии с помощью построения звездных диаграмм по данным газовой хроматографии (рис. 9).

Нефти, полученные из верхнефранского и фаменского интервалов, абсолютно схожи между собой и практически идентичны битумоидам, экстрагированным из пород этих же интервалов. Турнейская нефть также надежно коррелирует с битумоидами турнейских пород и немного отличается от верхнефранской и фаменской нефти, возможно, из-за несколько меньшей термической зрелости. В то же время нефть, полученная в скв. Кашаевская-74 из традиционного пашийского песчаного резервуара, значительно отличается от вышележащих нефтей и похожа на битумоид из образца мендымского горизонта. В скв. Кашаевская-75 керновый материал имеется только по верхнефранскому подъярсу. Однако звездные диаграммы нефтей из четырех интервалов

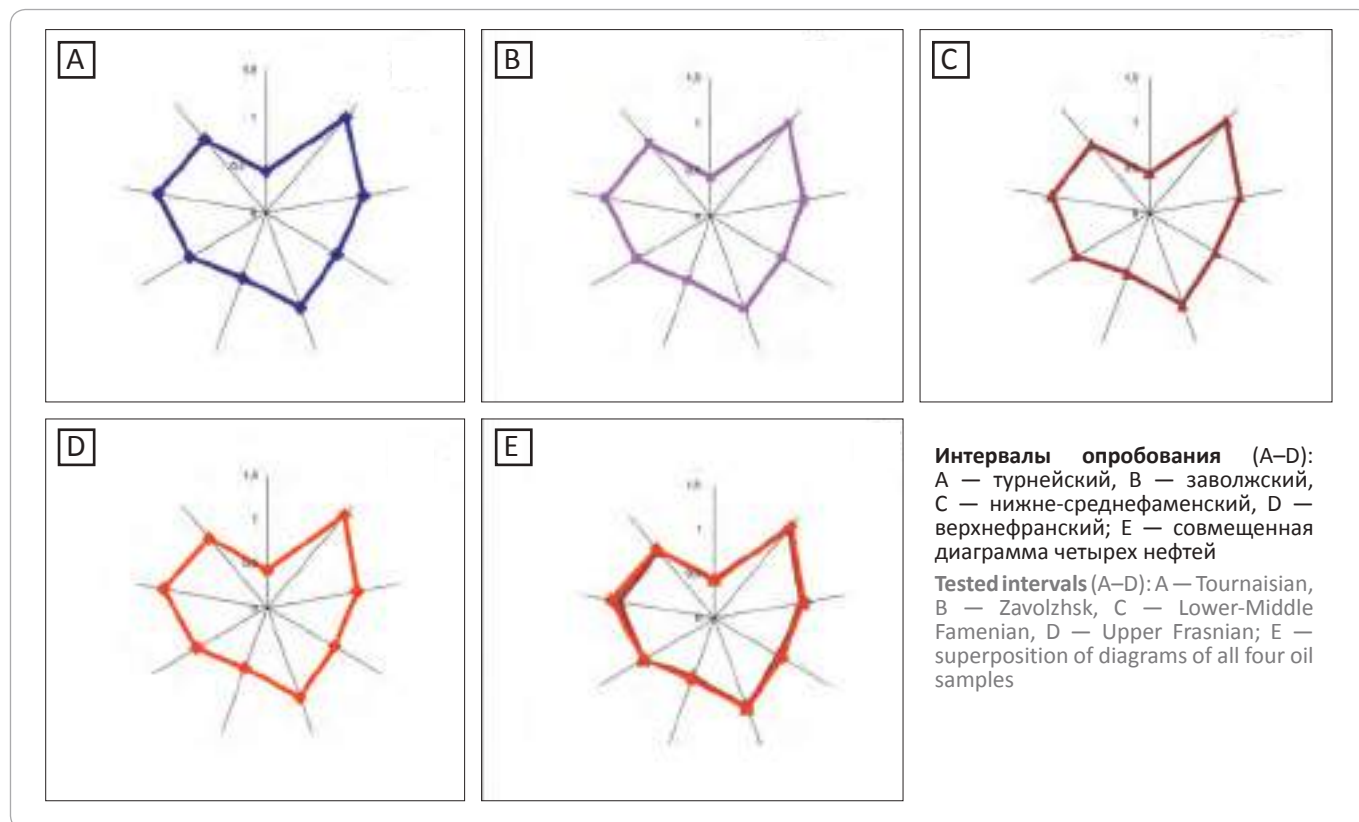
Рис. 9. Звездные диаграммы нефтей и битумоидов, построенные по результатам газовой хроматографии образцов из скв. Кашаевская-74

Fig. 9. Star diagrams of oils and bitumens based on results of gas chromatography of samples from well Kashaev-74





**Рис. 10.** Звездные диаграммы нефтей из опробованных интервалов доманиковой толщи скв. Кашаевская-75  
**Fig. 10.** Star diagrams of oils from tested intervals in the Domanik formation of well Kashaev-75



разреза (от верхнефранского до турнейского) показывают их полную идентичность (рис. 10). Это свидетельствует о стабильных фациальных условиях накопления ОВ на протяжении длительного времени формирования доманиковой толщи в застойном глубоководном бассейне.

Таким образом, геохимические исследования, наряду с петрофизической интерпретацией материалов ГИС и результатами опробования скважин, однозначно указывают на то, что вся 350–400-метровая доманиковая толща в пределах Муханово-Ероховского прогиба Оренбургской области (вероятно, и в других частях Камско-Кинельской системы прогибов, в которых она достигла термической зрелости) целиком нефтенасыщена и по существу представляет собой единый супергигантский природный резервуар. Следует однако понимать, что добывные возможности разных подразделений этого резервуара могут значительно различаться.

Нефтенасыщение доманиковых пород не связано со сколько-нибудь значительной латеральной и вертикальной миграцией нефти в водной среде и ее последующей аккумуляцией в ловушках [1]. Напротив, нефтенасыщение обусловлено генерацией УВ в самих породах-коллекторах или в непосредственно

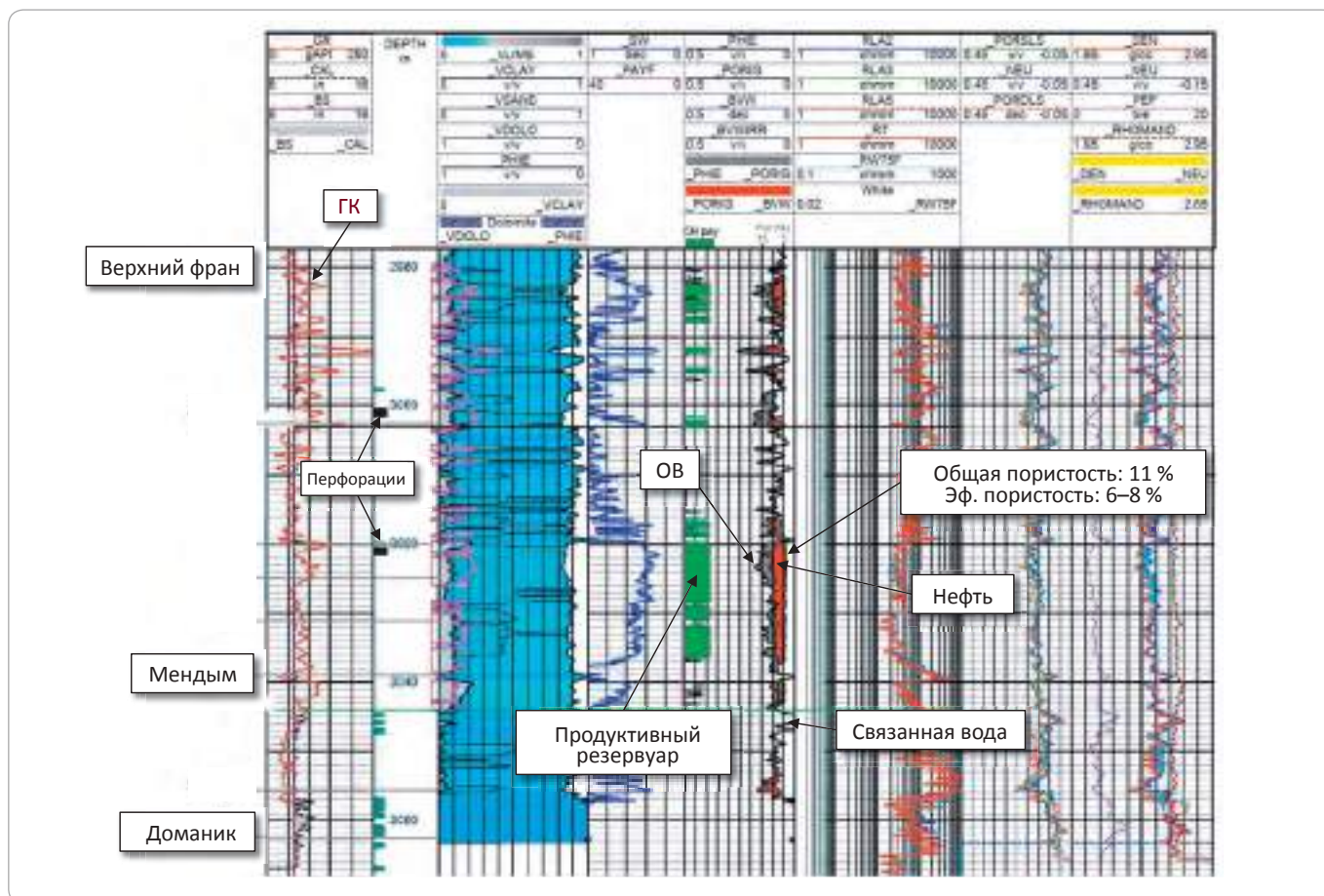
прилегающих к ним слоях. Ограниченное перемещение нефти в доманиковых породах осуществляется в основном благодаря инъекции через трещины и микротрещины, которые образовались в результате флюидоразрыва при повышении давления в процессе генерации УВ. С такой моделью генерации и аккумуляции нефти в нетрадиционных резервуарах доманикового типа, при которой исключена миграция нефти в водной среде, связано обычное в этих резервуарах, в том числе и в доманиковой толще Муханово-Ероховского прогиба, аномально высокое пластовое давление.

Учитывая повсеместную нефтенасыщенность пород доманиковой толщи и отсутствие свободной воды, традиционное понимание нефтяной залежи как определенного объема нефти, заключенного в ловушке между непроницаемой крышкой и подстилающей пластовой водой, требует модификации. По-видимому, под залежью нефти в формациях доманикового типа следует понимать нефть в пласте или группе пластов, которые отличаются более высокими коллекторскими свойствами (особенно пористостью) по сравнению с вышележащими и подстилающими слоями и дают промышленные притоки нефти при опробовании. По латерали такая залежь



**Рис. 11.** Петрофизическая интерпретация ГИС скв. Кашаевская-75 в интервале верхнефранских отложений, показывающая выделение продуктивного резервуара

**Fig. 11.** Petrophysical interpretation of logs of Upper Frasnian rocks of well Kashaev-75 showing identification of the productive reservoir



может протягиваться на значительное расстояние до выклинивания или фациального замещения пород пласта и сохранения благоприятных характеристик коллекторских свойств. В результате площадь залежи может быть очень большой. Именно на этом основано почти безрисковое массовое бурение скважин с длинными (до 3 км) горизонтальными стволами. В мировой литературе нетрадиционные резервуары, вмещающие такие залежи, получили название «протяженных», или «непрерывных» (continuous reservoirs). Очевидно, что они ни в коей мере не контролируются структурными или любыми другими типами локальных ловушек.

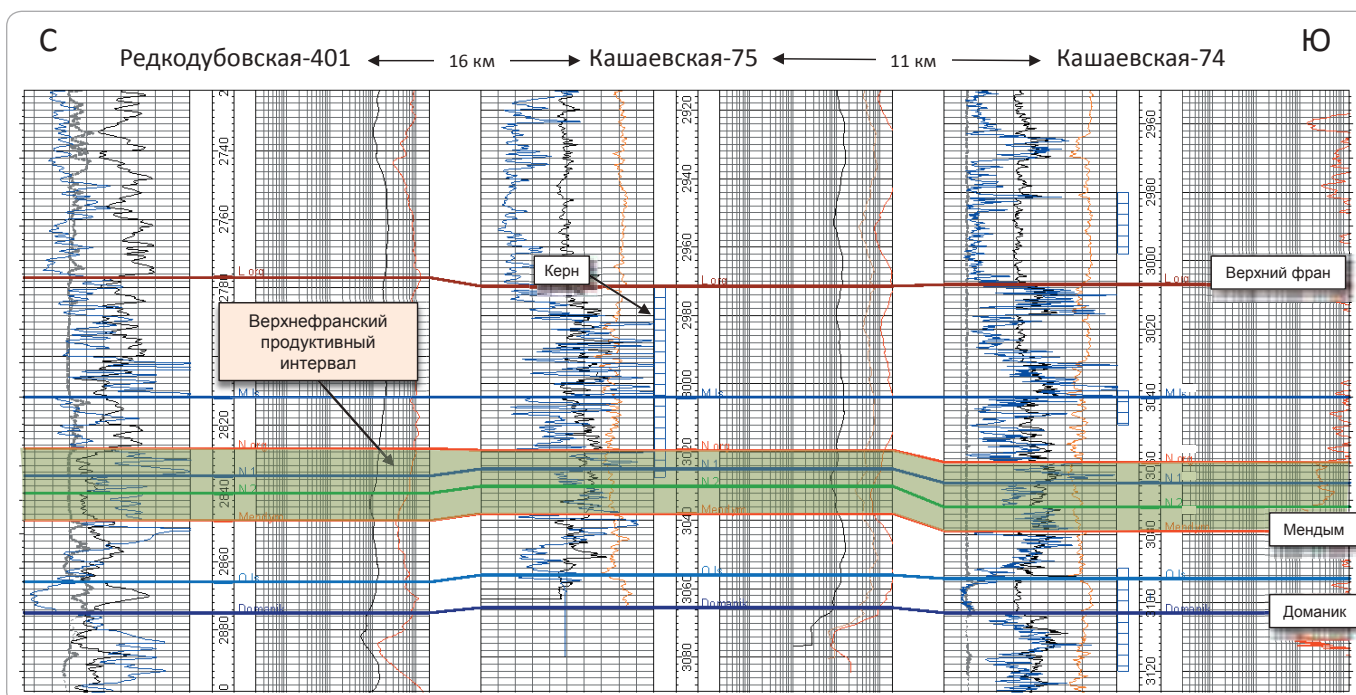
Наглядным и хорошо изученным примером таких залежей является месторождение Элм Кули в бассейне Уиллистон (США) площадью более 1100 км<sup>2</sup>. Продуктивен нетрадиционный низкопроницаемый резервуар в средней части девон-миссисипской формации Баккен, где были пробурены сотни скважин. Резервуар сложен алевритистыми доломитами, которые сохраняют свои коллекторские свойства по всей площади месторождения. Месторождение ограниче-

но к югу зоной выклинивания среднего Баккена, а к северу — фациальным замещением доломитов низкопористыми известняками [6].

Пример выделения залежи нефти в верхнефранском протяженном резервуаре доманиковой толщи в скв. Кашаевская-75 показан на рис. 11. Продуктивный резервуар выделен по данным петрофизической интерпретации ГИС, определения пористости и проницаемости в керне (см. рис. 6), геохимических исследований (см. рис. 8) и опробования пласта после его гидроразрыва. Средняя эффективная пористость продуктивного пласта составляет 6–8 %, тогда как средняя пористость перекрывающих и подстилающих интервалов разреза существенно ниже, хотя и присутствуют отдельные прослои более пористых пород. Тот же самый интервал верхнефранского разреза, также характеризующийся повышенной пористостью, был вскрыт и опробован в скв. Кашаевская-74, находящейся в 11 км к юго-востоку. После гидроразрыва пласта скважина дала приток нефти 17,3 м<sup>3</sup>/сут. Модельные расчеты, основанные на данных опробования, показывают, что при бурении горизонтальных

**Рис. 12.** Пример корреляции верхнефранских отложений доманиковой толщи, показывающий широкое распространение протяженного потенциально продуктивного резервуара

**Fig. 12.** Example of correlation of Upper Frasnian Domanik rocks showing wide distribution of the continuous, potentially productive reservoir



стволов длиной 1000 м в верхнефранском интервале каждая из этих двух скважин способна производить в среднем 120 т/сут нефти на протяжении первых трех месяцев эксплуатации. Геолого-геофизические разрезы продуктивного резервуара в скважинах Кашаевские-74 и 75 коррелируют с высокой степенью детальности; надежно прослеживаются слои толщиной в первые метры (рис. 12). Такая коррелируемость даже тонких слоев, очевидно, обусловлена очень спокойными условиями осадконакопления в глубоком, застойном бассейне ниже базиса действия волн.

Корреляция геолого-геофизических разрезов верхнефранских отложений скважин Кашаевские-74 и 75 с другими скважинами, расположенными по периферии Кашаевского участка, а также сейсмические профили показывают, что латеральная выдержанность слоев и пачек пород доманиковой толщи распространяется на всей территории Кашаевского участка и выходит за его пределы. Пример такой корреляции скважин Кашаевская-74, 75 со скв. Редкодубовская-401, расположенной в 16 км к северу от скв. Кашаевская-75, показан на рис. 12. Учитывая повсеместную нефтенасыщенность доманиковой толщи и связь повышенной пористости пород с кремнисто-карбонатными слоями, обогащенными ОВ, с высокой долей вероятности можно предположить, что промышленные притоки нефти при условии применения оптимальной технологии будут получены на всей этой территории. Таким образом, можно

утверждать, что нефтяная залежь в верхнефранском протяженном резервуаре охватывает весь Кашаевский участок и простирается за его пределы.

Такое же заключение можно сделать и по другим частям доманиковой толщи Муханово-Ероховского прогиба. Особенно перспективным представляется богатый ОВ кремнисто-карбонатный резервуар заволжского надгоризонта (верхний фамен), промышленный приток нефти из которого был получен в скв. Кашаевская-75. По геолого-геофизическим данным этот резервуар имеет практически неизменные состав и мощность на Кашаевском участке и прилегающей территории.

Третьим высокоперспективным интервалом является верхняя часть доманиковых отложений турнейского яруса в юго-западной части Кашаевского участка. Ранее промышленная добыча нефти из этих пород производилась в скв. Твердиловская-3 в нескольких километрах к югу от участка. По-видимому, эта скважина вскрыла протяженный турнейский резервуар в зоне естественной трещиноватости. Притоки нефти после гидроразрыва пласта были получены из этого резервуара в скважинах Кашаевские-74, 75. Однако к северо-востоку депрессионные доманиковые фации центральной части Муханово-Ероховского прогиба замещаются фациями турнейской проградационной клиноформы, ограничивая тем самым залежь нефти в этом протяженном резервуаре.

Таким образом, полученные данные показывают, что доманиковая толща в центральной части Муханово-Ероховского прогиба в Оренбургской области содержит по крайней мере три протяженных резервуара с промышленными залежами нефти. Следует, однако, отметить, что в доманиково-мендымском, ниже-среднефаменском и нижнетурнейском интервалах разреза доманиковой толщи не исключены и другие промышленные залежи нефти, но это требует дальнейших исследований. Для освоения залежей нефти в низкопроницаемых доманиковых породах необходимо применение современных технологий, включая горизонтальное бурение и гидроразрыв пласта. Наличие нескольких залежей нефти в вертикальном разрезе положительно скажется на экономическом освоении месторождений и добыче нефти.

Изложенные материалы позволяют сделать несколько основных выводов.

1. Среднефранско-турнейская доманиковая толща Муханово-Ероховского прогиба и, вероятно, других частей Камско-Кинельской системы прогибов, где породы толщи достигли термической зрелости, повсеместно нефтенасыщена и представляет собой супергигантский природный резервуар, хотя и с разными добывными возможностями отдельных его частей. Свободная вода в доманиковой толще практически отсутствует.

2. Источником нефти в доманиковой толще является ОВ, заключенное в породах самой толщи.

Нефть не испытала значительной латеральной и вертикальной миграции в водной среде. Основным механизмом ограниченного перемещения нефти в пласте была инъекция через микротрещины флюидоразрыва, образовавшиеся в результате повышения давления при генерации УВ.

3. Ввиду сплошного нефтенасыщения и отсутствия покрышек и законтурных вод обычная геометризация залежей нефти в нетрадиционных резервуарах доманиковой толщи не может быть осуществлена. Под залежью нефти в доманиковой толще следует понимать нефть, заключенную в пласте или группе пластов, отличающихся более высокими коллекторскими свойствами, особенно пористостью, по сравнению с перекрывающими и подстилающими слоями, из которых при опробовании можно получать промышленные притоки нефти. Такая залежь не связана с локальными ловушками любого типа и может иметь значительную площадь, в пределах которой вмещающий резервуар сохраняет благоприятные коллекторские свойства. Подобные нетрадиционные низкопроницаемые резервуары и заключенные в них залежи УВ получили название «протяженных» в противовес «дискретным» залежам нефти, контролируемым локальными ловушками.

4. В разрезе доманиковой толщи на Кашаевском участке в Оренбургской области установлено по крайней мере три протяженных нефтенасыщенных резервуара, имеющих благоприятные коллекторские характеристики. Эти резервуары имеют высокий потенциал для промышленной добычи нефти.

#### Литература / References

1. Зайдельсон М.И., Суриков Е.Я., Казьмин Л.Л., Вайнбаум С.Я., Семенова Е.Г. Особенности генерации, миграции и аккумуляции УВ доманикоидных формаций // Геология нефти и газа. – 1990. – № 6. – С. 2–5.  
*Zaidelson M.I., Surovnikov E.Ya., Kazmin L.L., Vainbaum S.Ya., Semenova E.G. Particular features of generation, migration and accumulation of HC in domanikoid formations. Geologiya nefi i gaza. 1990;(6):2–5.*
2. Мирчинк М.Ф., Хачатрян Р.О., Громека В.И., Митрайкин Ю.Б., Мкртчян О.М., Нортон Г.В. Тектоника и зоны нефтегазоаккумуляции Камско-Кинельской системы прогибов. – М.: Наука, 1965. – 215 с.  
*Mirchink M.F., Hachatryan R.O., Gromeka V.I., Mitrayskin Yu.B., Mkrtychyan O.M., Nortov G.V. Tectonics and zones of oil and gas accumulation of the Kamsko-Kinelskaya system of deeps. Moscow: Nedra; 1965. 215 p.*
3. Неручев С.Г., Рогозина Е.А., Парпарова Г.М., Зеличенко И.А., Силина Н.П. и др. Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа. – Л.: Наука, 1986. – 248 с.  
*Neruchev S.G., Rogozina E.A., Parparova G.M., Zelichenko I.A., Silina N.P. et al. Oil and gas formation in deposits of the Domanik type. Leningrad: Nauka; 1986. 248 p.*
4. Driskill B., Walls J., Sinclair S.W. Application of SEM imaging to reservoir characterization in the Eagle Ford Shale, South Texas, U.S.A. In: W.K. Camp, E. Diaz, B. Wawak, eds. *Electron microscopy of shale hydrocarbon reservoirs: AAPG Memoir 102*. 2013. p. 115–136.
5. Rine J.M., Smart E., Dorsey W. et al. Comparison of porosity distribution within selected North American shale units by SEM examination of argon-ion-milled samples. In: Camp W.K., Diaz E., Wawak B., eds. *Electron microscopy of shale hydrocarbon reservoirs: AAPG Memoir 102*. 2013. p. 137–152.
6. Sonnenberg S.A., Pramudito A. Petroleum geology of the giant Elm Coulee field, Williston basin. *AAPG Bulletin*. 2009;93(9):1127–1153. doi:10.1306/05280909006.