

УДК 553.982

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ В ОТЛОЖЕНИЯХ ДОМАНИКОВОГО ТИПА

© 2017 г. | А.И. Варламов, В.И. Петерсилье, В.И. Пороскун, Н.К. Фортунатова, Н.В. Комар, А.Г. Швец-Тэнэта-Гурий

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия;
varlamov@vnigni.ru; vipet@vnigni.ru; poroskun@vnigni.ru; tzibina@vnigni.ru; komar@vnigni.ru; shvets@vnigni.ru

TECHNIQUE OF OIL RESERVES ESTIMATION IN DOMANIK DEPOSITS

© 2017 | A.I. Varlamov, V.I. Petersilye, V.I. Poroskun, N.K. Fortunatova, N.V. Komar, A.G. Shvets-Teneta-Guriy

FGBU «All-Russian Research Geological Oil Institute», Moscow, Russia;
varlamov@vnigni.ru; vipet@vnigni.ru; poroskun@vnigni.ru; tzibina@vnigni.ru; komar@vnigni.ru; shvets@vnigni.ru

Поступила 07.08.2017 г.

Принята к печати 03.10.2017 г.

Ключевые слова: доманиковые отложения; нетрадиционные коллекторы; Бузулукская впадина; подсчет запасов.

Традиционные методы подсчета запасов нефти объемным методом в отложениях доманикового типа не могут применяться из-за аномально низких емкостных и особенно фильтрационных свойств пород. Предложен новый подход к оценке запасов, базирующийся на выделении и оценке пористости нефтенасыщенных интервалов по данным прямых наблюдений (газовый каротаж) и С/О-каротажа. Границы залежи предлагается устанавливать с учетом ареала распространения на площади пород доманикового типа и изученности лицензионного участка. Наибольшей неопределенностью при оценке запасов нефти в породах доманикового типа характеризуется величина коэффициента извлечения нефти. КИН для разрабатываемых залежей предлагается принимать по данным разработки в соответствии с проектными технологическими документами.

Received 07.08.2017

Accepted for publishing 03.10.2017

Key words: *domanik deposits; unconventional reservoirs; Buzulukskaya depression; reserves calculation.*

Oil reserves calculation by traditional volumetric method is not applicable to the domanik type deposits because of abnormally low reservoir properties (their storage capacity and, especially, fluids transmissibility). A new approach proposed for the reserve evaluation is based on identification and assessment of oil-saturated intervals porosity. The oil pool limits are proposed to be determined taking into account the lateral continuity of the domanik type rocks and the level of geological knowledge on the license area. Oil recovery factor is the most ambiguous parameter used in oil reserves evaluation in rocks of the domanik type. Its value for oil pools under development is proposed to be accepted on the basis of development results in accordance with technological documentation of the field development plan. Any strict methodology of recovery factor determination for oil pools in rocks of this type does not exist. For such pools it is proposed to accept the oil recovery factor value conditionally equal to 3 % when using the technology of multiple hydraulic fracturing.

Отложения доманикового типа широко развиты на территории европейской части России, а именно в Тимано-Печорской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинциях (НГП) (рис. 1, 2). История их изучения в качестве нефтематеринских пород насчитывает многие десятилетия. К числу первых работ относятся труды А.А. Кайзерлинга (1885), Г.И. Теодоровича (1935), Н.М. Страхова (1939, 1955), Д.В. Наливкина (1956), В.А. Завьялова (1966), Г.П. Ботанова (1956), Т.Т. Середы (1967), С.В. Максимовой (1970), Т.В. Белоконь и др. (1990), С.Г. Неручева (1986) и многих других исследователей.

В последние годы эти отложения стали рассматриваться в качестве нетрадиционных источников нефти — важного дополнительного ресурсного потенциала в так называемых старых нефтегазоносных районах. Именно в таких отложениях открыты месторождения в Республике Татарстан (Бавлинское,

Южно-Мухинское, Муслюмовское, Ромашкинское, Шийское), в Республике Башкортостан (Югомашевское) и Оренбургской области (Троицкое).

Главным отличием отложений доманикового типа от баженовской и хадумской свит, относимых также к нетрадиционным источникам УВ, является карбонатный, карбонатно-кремнистый и глинисто-карбонатный состав углеродистых пород, обусловленный их накоплением в депрессионных зонах бассейнов карбонатной седиментации. Условия осадконакопления отразились на особенностях их строения, а также распространении в разрезе верхнедевонских и турнейских отложений и по площади.

Нетрадиционные залежи нефти в отложениях доманикового типа характеризуются тем, что породы, содержащие нефть, одновременно относятся к нефтепроизводящим и не являются коллектором

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Рис. 1. Карта области распространения отложений доманикового типа в Тимано-Печорской НГП
 Fig. 1. Map of lateral distribution of the domanik type deposits in the Timan-Pechora oil-and-gas province

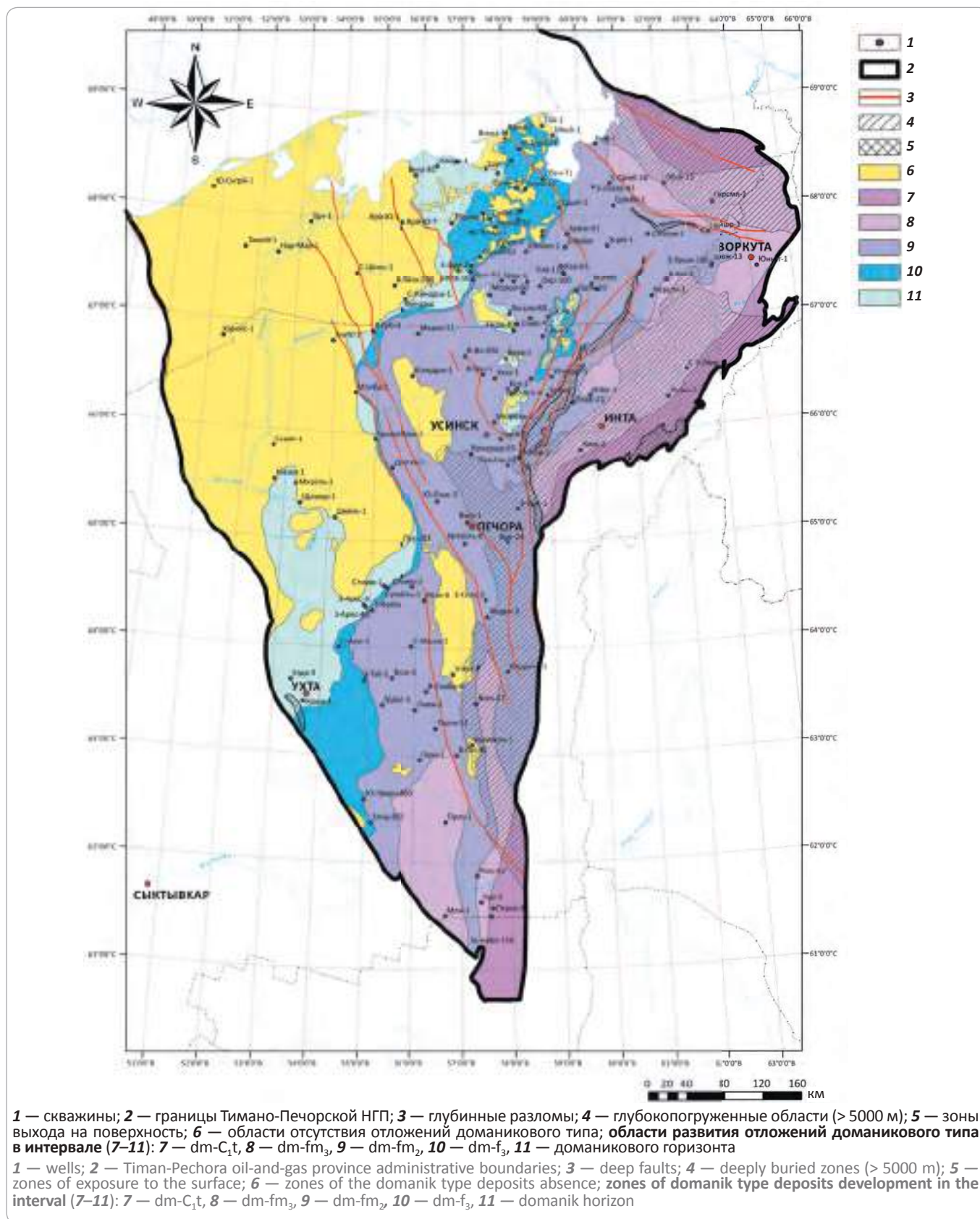
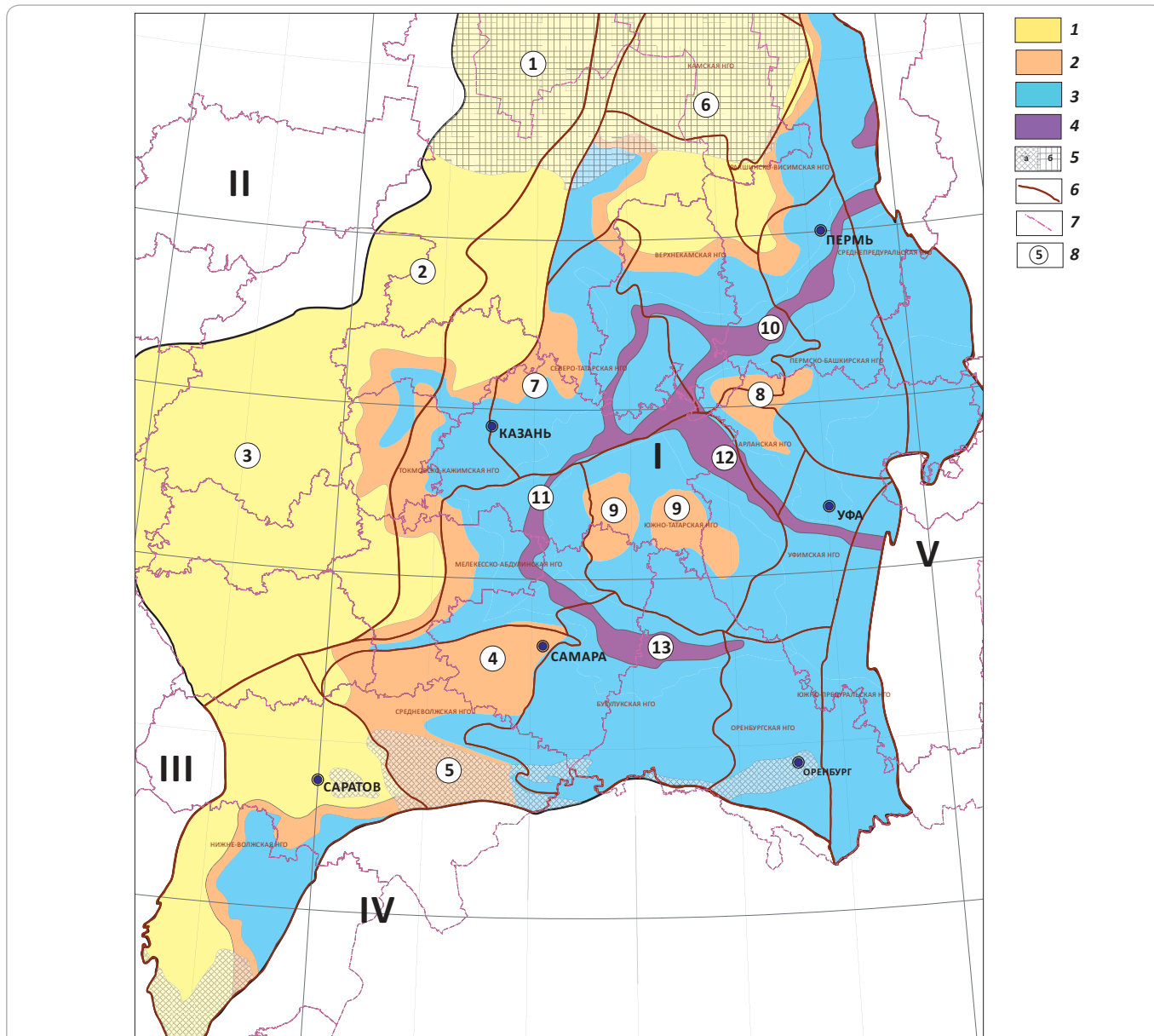


Рис. 2. Карта области распространения отложений доманикового типа в Волго-Уральской НГП
 Fig. 2. Map of domanik deposits lateral distribution in the Volga-Ural oil and gas province



Зоны развития отложений доманикового типа (1–5): 1 — отсутствие отложений доманикового типа, 2 — в доманиковом и речичком горизонтах верхнего девона и фрагментарно в межрифтовых проливах от доманикового до данково-лебедянского горизонтов верхнего девона, 3 — от доманикового до данково-лебедянского горизонтов верхнего девона, 4 — от доманикового горизонта верхнего девона до турнейского яруса нижнего карбона, 5 — отсутствие отложений доманикового и речичского горизонтов (а), фаменского яруса (б); **границы (6, 7):** 6 — НГО, 7 — административные; **8 — палеосводы (1–9):** 1 — Сыктывкарский, 2 — Котельнический, 3 — Токмовский, 4 — Жигулевский, 5 — Пугачевский, 6 — Камский, 7 — Северо-Татарский, 8 — Башкирский, 9 — Южно-Татарский; **палеопрогибы Камско-Кинельской системы (10–13):** 10 — Нижнекамский, 11 — Усть-Черемшанский, 12 — Актаныш-Чишминский, 13 — Муханово-Ероховский; I — Волго-Уральская антиклизиса; II — Московская синеклизиса; III — Воронежская антиклизиса; IV — Прикаспийская синеклизиса; V — складчатая система Урала

Domanik deposits distribution areas: (1–5): 1 — absence of domanik type deposits, 2 — in the Domanik and Rechitskiy horizons of the Upper Devonian and fragmentarily in the between-reef passages from the Domanik to the Dankovo-Lebedyanskiy horizons of the Upper Devonian, 3 — from Domanik to Dankovo-Lebedyanskiy Upper Devonian horizon, 4 — from the Domanik horizon of the Upper Devonian to the Tournaisian stage of the Lower Carboniferous, 5 — absence of the Domanik and Rechitskiy horizons deposits (a), Famienian stage (b); **boundaries (6, 7):** 6 — oil-and-gas bearing areas, 7 — administrative; **8 — Paleo-arches (1–9):** 1 — Syktyvkarskiy, 2 — Kotelnicheskii, 3 — Tokmovskii, 4 — Zhiguliovskii, 5 — Pugachevskii, 6 — Kamskii, 7 — Severo-Tatarskiy, 8 — Bashkirskii, 9 — Yuzhno-Tatarskiy; **paleo-depressions of Kamsko-Kinelskaya system (10–13):** 10 — Nizhnekamskiy, 11 — Ust-Cheremshanskiy, 12 — Aktanysh-Chishminskii, 13 — Mukhano-Erokhovskii; I — Volga-Ural anteklisisa; II — Moscow syneklisisa; III — Voronezh anteklisisa; IV — Pre-Caspian syneklisisa; V — Urals folded system

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Рис. 3. Сопоставление содержания урана по данным ГК-С и $C_{об}$ (Бузулукская впадина, Кашаевский участок, скважины 1, 2)

Fig. 3. Cross-plot of Uranium concentrations derived from gamma-ray spectral logging and content of organic matter (Buzulukskaya depression, Kashaevskiy area)

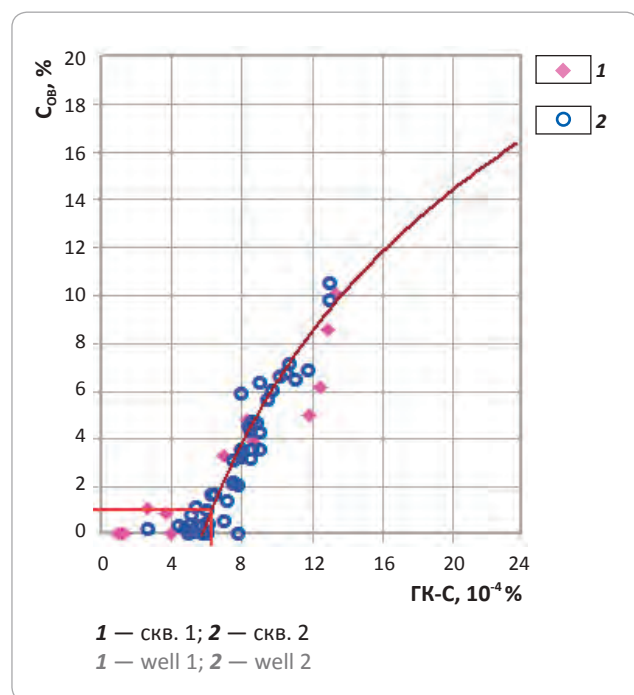
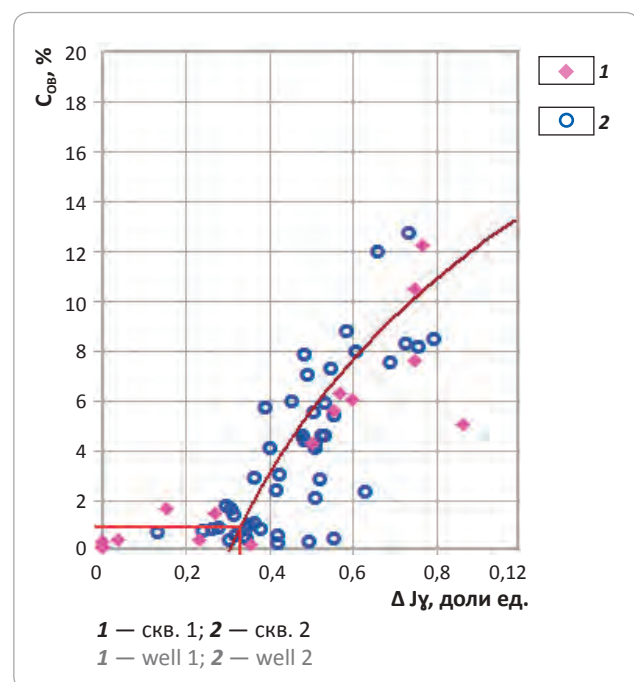


Рис. 4. Сопоставление двойного разностного параметра $\Delta J\gamma$ по данным ГК и содержания $C_{об}$ (Бузулукская впадина, Кашаевский участок, скважины 1, 2)

Fig. 4. Cross-plot of the gamma ray log ($\Delta J\gamma$) with the content of organic matter (Buzulukskaya depression, Kashaevskiy area, wells 1, 2)



в традиционном понимании. Они обладают практически нулевой проницаемостью, и при испытании этих пород притока флюидов из них обычно не получают. При исследованиях проницаемость керн (если он не был подвержен техногенной трещиноватости) составляет обычно $\leq n \cdot 10^{-5}$ мкм².

Промышленные притоки нефти из нетрадиционных источников получают обычно после проведения гидроразрыва пласта (ГРП), в результате которого создается искусственная фильтрационная система. Иными словами, получаемые углеводороды добывают уже из вновь созданного коллектора, свойства которого по данным исследования керн, ГИС и испытаниям, выполненным до проведения ГРП, определить невозможно. Опыт освоения залежей в нетрадиционных коллекторах США показал, что единственным достоверным способом оценки извлекаемых запасов нефти в нетрадиционных коллекторах является анализ работы продуктивных скважин на оцениваемом участке, разбуренном эксплуатационной сеткой скважин. Этот метод и рекомендован Обществом инженеров по оценке запасов нефти и газа (SPEE) в качестве основного для подсчета запасов нефти в нетрадиционных коллекторах [9].

В России для промышленной и даже опытной разработки необходимо провести оценку запасов сразу после открытия месторождения (залежи), поэтому для оперативного подсчета запасов нефти в нетрадиционных коллекторах можно использовать только объемный метод.

В статье рассмотрен алгоритм оценки запасов нефти объемным методом в отложениях доманикового типа, который был разработан и апробирован на Троицком (Оренбургская область) и Ромашкинском (Республика Татарстан) месторождениях.

Отложения доманикового типа представлены карбонатными, карбонатно-кремнистыми, глинисто-карбонатными, кремнистыми породами и сапропелитами. Основным признаком отнесения пород к отложениям доманикового типа — наличие в матрице породы органического вещества ОВ. Т.В. Баженова предложила в качестве граничного для выделения пород доманикового типа принять содержание ОВ, равным 0,5 % [1]. Авторы статьи считают целесообразным принять при оценке запасов более осторожную величину граничного содержания ОВ, равную 1 %. Такие породы наиболее надежно выделяются по результатам геохимических исследований образцов керн или шлама. Содержание ОВ может быть оценено и по данным ГИС по кривым спектрального гамма-каротажа (ГК-С) с использованием петрофизических связей типа «кern–кern» и «кern–ГИС». Как видно из рис. 3, кривая показаний урана (U) является функцией содержания органического вещества в породе $C_{об}$.

В «старых» скважинах оценку содержания ОВ можно проводить по данным ГК, однако такие оценки менее надежны. Как видно на рис. 4, теснота связи гамма-активности пород с содержанием ОВ в аналогичных скважинах существенно ниже.

Другая важная особенность отложений доманикового типа — практическое отсутствие в них естественной проводимости (традиционных коллекторов). Это подтверждается результатами ГИС, а также путем анализа полученной по керну основной зависимости проницаемости от пористости, определяющей петрофизический облик коллектора. Действительно, как видно из рис. 5, связь между коррелируемыми параметрами отсутствует.

Следует считать, что трещинные коллекторы в отложениях доманикового типа отсутствуют, так как для них характерны большие дебиты при испытаниях и широкий диапазон проницаемости при низкой (до 2–3 %) пористости. В разрезе отложений доманикового типа встречаются маломощные линзы проницаемых пород. Отложения доманикового типа на территории европейской части России, а именно в Тимано-Печорской и Волго-Уральской НГП, развиты в составе верхнедевон-турнейского осадочного комплекса на значительной территории (рис. 6).

В вертикальном разрезе к отложениям доманикового типа на территории Волго-Уральской НГП относятся следующие стратиграфические подразделения [8]:

Рис. 5. Сопоставление пористости и проницаемости по отложениям доманикового типа (Бузулукская впадина, Кашаевский участок, скважины 1, 2)

Fig. 5. Porosity and permeability comparison of the domanik type deposits (Buzulukskaya depression, Kashaevskiy area, wells 1, 2)

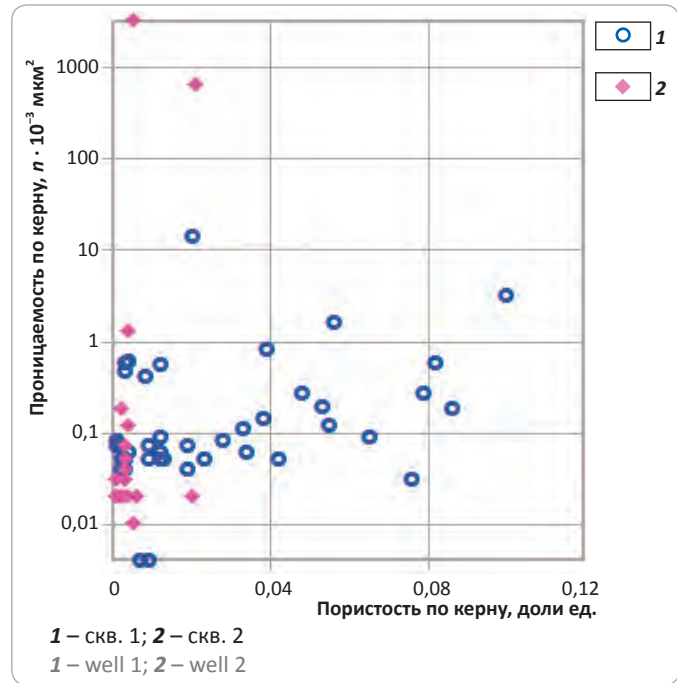


Рис. 6. Стратиграфическое распространение отложений доманикового типа в Волго-Уральской НГП
Fig. 6. Domanik type deposits stratigraphic distribution in the Volga-Ural oil and gas province

СИСТЕМА	ОТДЕЛ	ЯРУС	ПОДЪЯРУС	ГОРИЗОНТ	ПАЛЕОСВОДЫ		ПАЛЕОПРОГИБЫ		
					ЮЖНО-ТАТАРСКИЙ, СЕВЕРО-ТАТАРСКИЙ, ЖИГУЛЕВСКО-ПУГАЧЕВСКИЙ		МУХАНОВО-ЕРОХОВСКИЙ, УСТЬ-ЧЕРЕМШАНСКИЙ, АКТАНЫШ-ЧИШМИНСКИЙ, ВЕРХНЕКАМСКИЙ		
					Центральная часть палеосвода	Склон палеосвода	Борт палеопрогиба	Центральная часть палеопрогиба	
КАМЕННОУГОЛЬНАЯ	НИЖНИЙ	ТУРНЕЙСКИЙ	Верхний	Кизеловский					
				Черепетский					
			Нижний	Упинский					
				Малеевский					
	ДЕВОНСКАЯ	ВЕРХНИЙ	ФАМЕНСКИЙ	Верхний	Зиганский, хованский, озерский				
					Средний	Плавский, оптуховский			
				Нижний	Лебедянский				
			ФРАНКСКИЙ	Верхний	Елецкий				
					Задонский				
				Волгоградский					
Средний	Ливенский, евлановский								
	Воронежский								
	Речицкий								
	Доманиковский								

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Табл. 1. Характеристика литологических типов пород по данным геохимических исследований и ГИС для зоны глубокого залегания отложений доманикового типа Волго-Уральской НГП**Table 1.** Characteristic of lithologic rock types according to geochemical research and GIS data for the deep-seated deposition zone of Volga-Ural domanik type oil and gas bearing province

Литотип	БК, Ом · м	Δt , мкс/м	GGK, г/см ³	Δ ГК, доли ед.	Δ НГК, доли ед.	К, %	U, 10 ⁻⁴ %	ТОС, %	$C_{\text{карб}} / C_{\text{кварц}}$
Высокоуглеродистые карбонатно-кремнистые сланцеватые породы с однородным строением	129–8689 (1931)	182–259 (210)	2,3–2,58 (2,45)	0,28–1 (0,75)	0,234–0,843 (0,40)	0,18–1,36 (0,58)	9,3–32,5 (16,6)	5,2–14,2 (9,0)	0,21–1,1 (0,68)
Высокоуглеродистые кремнисто-карбонатные сланцеватые породы с прослоями радиоляритов, известняков и доломитов	199–4586 (1168)	146–225 (193)	2,3–2,62 (2,52)	0,29–0,88 (0,58)	0,25–0,68 (0,44)	0–1,8 (0,68)	9,2–19,9 (11,8)	5,1–10,7 (6,8)	1,1–3,9 (1,9)
Известняковые брекчии с высокоуглеродистым кремнисто-карбонатным цементом	57–10000 (1726)	140–259 (180)	2,47–2,72 (2,51)	0,07–0,56 (0,36)	0,1–0,92 (0,57)	0–1,9 (0,59)	6–8,9 (7,3)	2–4,8 (3,3)	1,1–50,5 (4,3)
Углеродистые сланцевые породы смешанного состава	140–6963 (1189)	165–213 (195)	2,36–2,56 (2,51)	0,24–0,80 (0,42)	0,23–0,65 (0,45)	0,2–1,37 (0,63)	6,0–8,7 (8,0)	2,0–4,7 (4,0)	0,47–0,99 (0,69)
Известковые брекчии с карбонатным цементом	145–10000 (1512)	139–210 (177)	2,45–2,74 (2,62)	0,09–0,52 (0,304)	0,38–1 (0,61)	0,04–0,82 (0,42)	5–5,9 (5,4)	0,59–1,85 (1,21)	1,1–9,0 (3,45)
Радиоляриты	900–1189 (998)	173–192 (182)	2,53–2,6 (2,57)	0,11–0,32 (0,246)	0,45–0,58 (0,52)	0,236–1,58 (0,82)	5,1–5,96 (5,4)	0,84–1,92 (1,2)	0,77–1,0 (0,92)
Карбонаты	37–10000 (1676)	146–239 (172)	2,48–2,86 (2,65)	0–0,4 (0,16)	0,24–0,99 (0,74)	0–1,1 (0,36)	0,39–4,6 (2,72)	0–0,07 (0,002)	0,8–46 (13,5)
Глинисто-карбонатные породы со сланцевой текстурой	108–1020 (326)	183–207 (200)	2,48–2,53 (2,52)	0,43–0,53 (0,48)	0,35–0,466 (0,41)	1–1,42 (1,2)	7,9–8,9 (8,2)	нет зависимости в глинах	0,48–1,1 (0,74)
Глинистые известняки	354–1025 (668)	187–245 (214)	2,39–2,61 (2,46)	0,36–1 (0,67)	0,33–0,53 (0,39)	0,86–1,56 (1,1)	4,97–17,6 (9,2)		0,47–2,63 (1,36)
Глины известковые	334–946 (623)	178–228 (200)	2,41–2,56 (2,49)	0,83–1 (0,94)	0,36–0,459 (0,416)	1,1–2,2 (1,8)	11,4–13,5 (12,2)		0,8–2,86 (1,75)

франский ярус:

– доманиковый (семилукский) горизонт (доманиковая, тлянчи-тамакская свиты);

– речицкий (мендымский) горизонт (трудюбовская, мендымская свиты);

– воронежский (мендымский) горизонт (алпаровская, мендымская свиты);

– евлановский и ливенский горизонты (янчиковская, аскынская свиты);

фаменский ярус:

– байтуганская и малочеремшанская свиты, включающие волгоградский, задонский, елецкий горизонты (нижнефаменский подъярус);

– лебедянский, оптуховский и плавский (данковский) горизонты (среднефаменский подъярус);

– озерский, хованский, зиганский горизонты (заволжский надгоризонт верхнефаменского подъяруса).

К отложениям доманикового типа на территории Тимано-Печорской НГП относятся следующие стратиграфические подразделения [6]:

франский ярус:

– доманиковый горизонт (доманиковая свита);

– сирачойский горизонт (мендымская, лыаельская, соплеская, кочмеская свиты);

– евлановский и ливенский горизонты (аскынская, соплеская, кочмеская свиты);

фаменский ярус:

- волгоградский (Постановление МСК от 1999 г.);
- задонский и елецкий горизонты нижнефаменского подъяруса (кочмеская, губахинская свиты);
- лебедянский, оптуховский горизонты (усть-печорский надгоризонт) среднефаменского подъяруса (губахинская свита);
- плавский и озерский горизонты (зеленецкий горизонт) средне- и верхнефаменского подъяруса (губахинская, зеленецкая свиты).

На площади распространения доманиковых отложений области ограничены позднедевонскими впадинами, их бортами и склонами палеосводов (см. рис. 2).

Отложения доманикового типа представлены высокоуглеродистыми карбонатно-кремнистыми и кремнисто-карбонатными породами со сланцеватой текстурой, а также углеродистыми брекчиями, известняками и доломитами (табл. 1).

Резервуары нефти в отложениях доманикового типа носят название «непрерывных» резервуаров (continuous reservoirs) [5]. Этот термин подчеркивает, что залежи нефти в отложениях доманикового типа, ввиду отсутствия свободной воды, контролируются не традиционными структурными или литологическими ловушками, а литологическим составом и строением пород.

Для каждого горизонта граница залежи проводится по изопаките 10 м с содержанием ОВ > 0,5 % внутри тектонической структуры II порядка. Под залежью (месторождением) нефти в отложениях доманикового типа понимается площадь распространения пласта или группы пластов отложений доманикового типа в пределах структур II порядка.

Методические положения, регламентирующие проведение геолого-разведочных работ на скопления нефти и газа и оценку их запасов в отложениях доманикового типа, принципиально отличаются от методики поисков и разведки традиционных месторождений. В первую очередь это относится к стадийности геолого-разведочных работ и классификации запасов и ресурсов нефти и газа.

По результатам региональных работ устанавливаются ареал распространения, особенности строения отложений доманикового типа и границы ресурсов категории D_1 . В дальнейшем необходимость локализации ресурсов категорий D_n и D_0 отпадает. После открытия месторождения (залежи) запасы категорий C_1 и C_2 выделяются в пределах изученного участка залежи, что упрощает ведение разведочных работ и значительно сокращает время изучения и освоения залежей нефти в отложениях доманикового типа.

Источником информации для построения геологической модели залежи и определения параметров

для подсчета запасов нефти объемным методом в доманиковых отложениях должны служить результаты геолого-геофизических исследований, проводимых в процессе поисково-оценочных, разведочных работ и эксплуатации оцениваемого объекта:

- площадные сейсморазведочные работы (2D, 3D, 4D);
- лабораторные исследования кернa;
- геофизические исследования скважин;
- гидродинамические исследования скважин;
- геохимические методы исследования пород и нефтей.

Ареал распространения пород доманикового типа по отдельным стратиграфическим горизонтам устанавливается по результатам региональных работ и обобщения полученных результатов в пределах площадей структур II порядка (рис. 7).

Корреляция разрезов скважин должна свидетельствовать о широком площадном распространении («непрерывности») рассматриваемого резервуара с относительно выдержанной мощностью и сходным строением. Слагающие резервуар отдельные слои без существенных изменений должны прослеживаться во всех скважинах, в том числе и достаточно удаленных друг от друга. Результаты детальной корреляции должны подтверждать литофациальные исследования и свидетельствовать о распространении рассматриваемых отложений в пределах изучаемой территории.

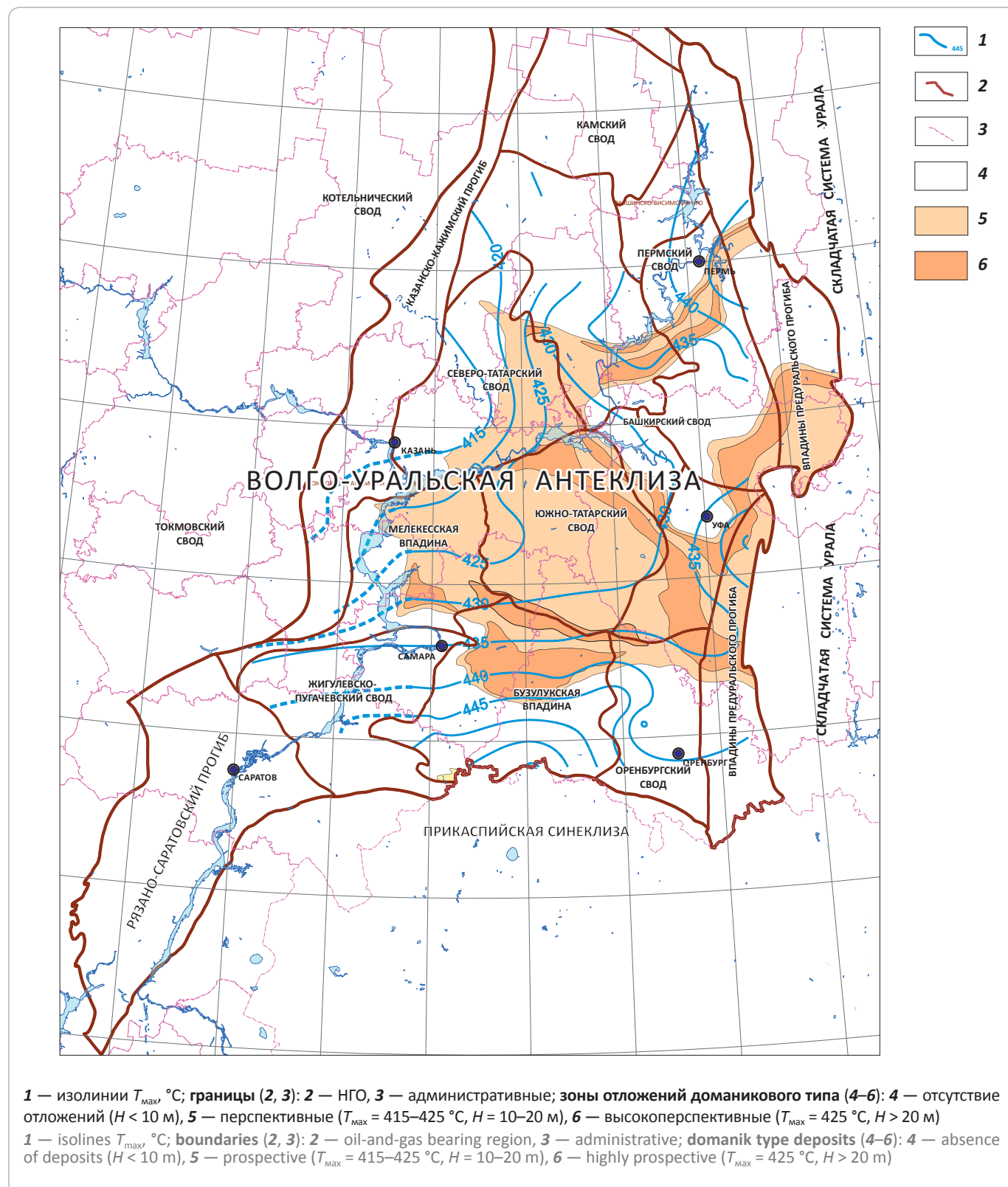
Для построения петрофизической основы интерпретации данных ГИС следует использовать лабораторные исследования кернa базовых скважин, которые должны включать определения основных литолого-петрофизических и геохимических характеристик на образцах кернa с плотностью 3–5 образцов на 1 м из интервалов с выносом кернa не менее 80 % [3].

На рис. 8 представлена схема развития отложений доманикового типа в пределах Бузулукской впадины с нанесением границы Кашаевского лицензионного участка, материалы по которому были использованы при разработке алгоритма оценки запасов нефти объемным методом в доманиковых отложениях.

Для построения карты распространения пород доманикового типа их выделение в разрезе скважин выполнено на качественном уровне в основном по данным ГК (см. рис. 2). Для скважин Кашаевского участка это выделение реализовано по данным ГК-С (см. рис. 3), для пород доманикового типа — по граничному значению ОВ, равному 0,5 %. Из приведенных рисунков видно, что Кашаевский участок целиком расположен в пределах перспективных зон, выделяемых в речичском, воронежском, евлановском

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Рис. 7. Карта распространения перспективных зон отложений доманикового типа в евлановском и ливенском горизонтах Волго-Уральской НГП
Fig. 7. Distribution map of domanik type deposits prospective zones in the Evlanovskiy and Lievenskiy horizons of the Volga-Ural oil and gas bearing province



и ливенском горизонтах верхнего франа, в которых мощность углеродистых сланцевых карбонатно-кремнистых пород превышает 10 м (рис. 8 В–D). Доманиковый горизонт среднего франа на большей части Кашаевского участка имеет мощность менее 10 м (рис. 8 А).

Подсчет запасов нефти залежей в отложениях доманикового типа объемным методом проводится по традиционной формуле

$$Q_n = S \cdot h_n \cdot K_n \cdot K_{\theta} \cdot \theta \cdot \rho \cdot \text{КИН},$$

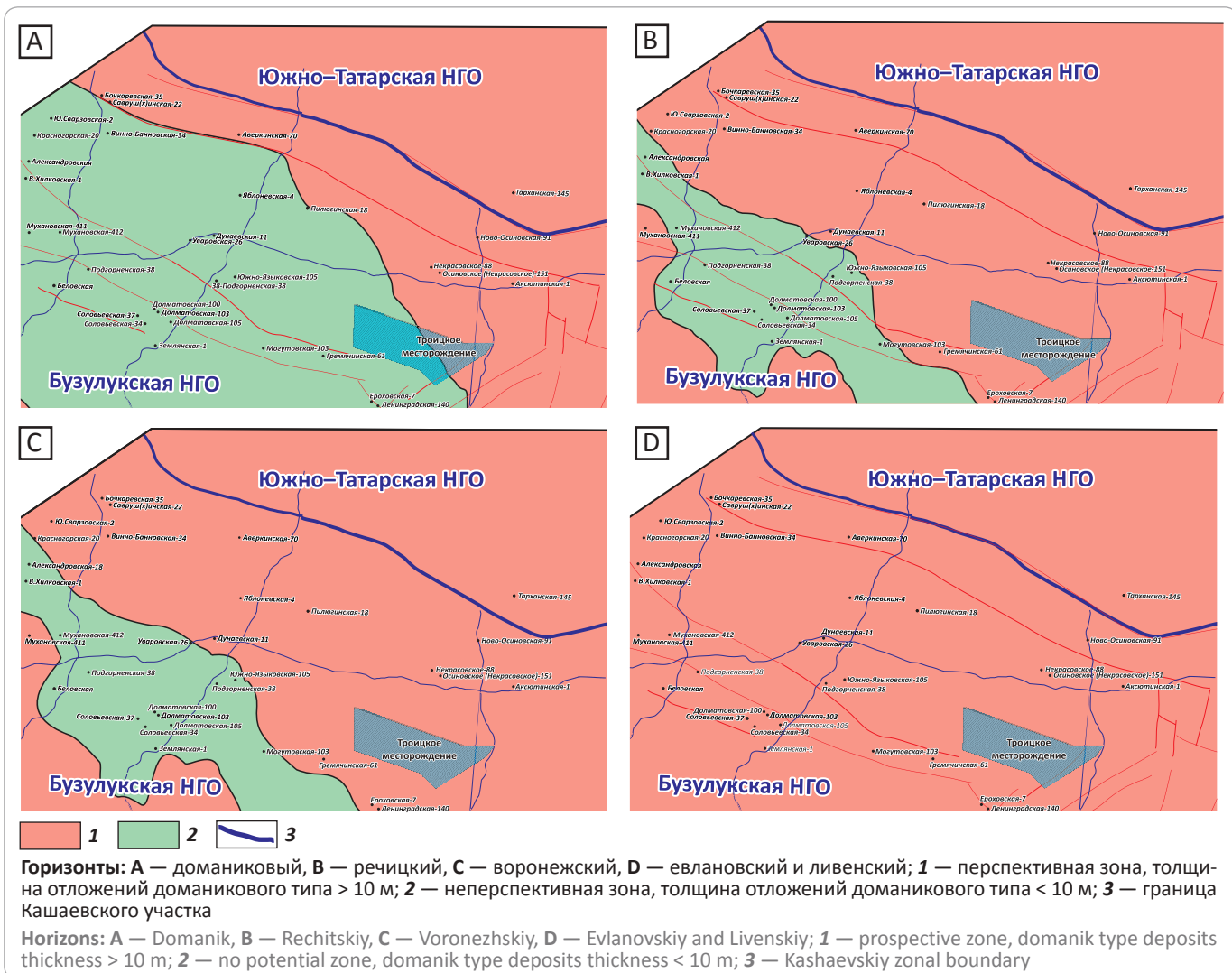
где Q_n — геологические запасы нефти, тыс. т; S — площадь залежи или части залежи, тыс. м²; h_n — нефтенасыщенная толщина, м; K_n — коэффициент пористости (пустотности), доли ед.; K_{θ} — коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.; θ — пересчетный коэффициент, доли ед.; ρ — плотность нефти, т/м³; КИН — коэффициент извлечения нефти, доли ед.

Особенность оценки запасов залежей нефти в отложениях доманикового типа объемным методом заключается в том, что объемные параметры пород с определенной условностью установить можно, а фильтрационные характеристики резервуара на этапе поисков и разведки подсчитать нельзя. Поэтому, даже оценив геологические запасы нефти, извлекаемые можно оценить только условно, приняв значение КИН по опыту (если он есть) или из целого ряда предположений.

Выделение подсчетных объектов

Объектами подсчета запасов являются участки залежи в отложениях доманикового типа с установленной нефтегазоносностью, изученные сейсморазведкой и бурением с детальностью, позволяющей проследить и оценивать продуктивность пластов в выделенном интервале и определять параметры для подсчета запасов.

Рис. 8. Карты распространения пород доманикового типа в пределах Бузулукской впадины
Fig. 8. Maps of domanik type rocks occurrence within the Buzulukskaya depression



HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

В пределах Волго-Уральской НГП в отложениях доманикового типа продуктивные пласты выделяются по результатам корреляции разрезов скважин, данных сейсморазведки, материалам изучения керна — всего комплекса геолого-геофизических данных по объекту подсчета запасов (табл. 2).

Площадь оцениваемого участка залежи должна приниматься равной площади участка, изученного геолого-геофизическими методами с детальностью, достаточной для построения геологической модели и определения параметров для подсчета запасов.

При подсчете запасов в пределах изученных лицензионных участков за границу залежи следует принимать границы этих участков в тех случаях, когда они расположены внутри ареала распространения пород доманикового типа по оцениваемым горизонтам.

Определение эффективных нефтенасыщенных толщин

В отличие от традиционных объектов, где выделяются нефтенасыщенные проницаемые интервалы, объектами подсчета запасов в отложениях доманикового типа являются нефтенасыщенные породы, в которых нефть находится в рассеянном состоянии и петрофизические свойства которых позволяют получать промышленные притоки нефти в основном после проведения ГРП и других методов стимуляции притоков. Другими словами, перспективные интервалы пород доманикового типа не являются коллекторами в обычном понимании.

Нефтенасыщенные интервалы, в свою очередь, предлагается выделять в разрезе скважины по данным геолого-технических исследований (ГТИ), а именно газового каротажа. Выделение проводится по газовой аномалии, вызванной поступлением нефти и растворенного газа за счет разбухания продуктивного нефтяного объекта. Величина аномалии должна превышать уровень фоновой газонасыщенности не менее чем в 2 раза [2, 7]. Важно подчеркнуть,

что выделение пропластков изложенным способом основано на прямых признаках присутствия нефти, проявившихся, что наиболее важно, в скважинных условиях.

Выделение нефтенасыщенных интервалов возможно и по комплексу ядерно-физических методов, включающих углерод-кислородный (С/О) каротаж [3]. С/О-каротаж — это одна из модификаций импульсной нейтронной гамма-спектрометрии, изучающей энергетические и временные распределения плотности потока гамма-излучения, возникающего в результате различных нейтронных реакций на ядрах породообразующих элементов.

Хотя С/О-каротаж выполняется в ограниченном числе скважин из-за высокой стоимости и сложности количественной интерпретации, его преимущества заключаются в оценке емкостных свойств (пористости и нефтенасыщенности) в разрезах практически с любой литологией. Кроме того, метод работает и в условиях обсаженной скважины, т. е. может быть использован в пропущенных (транзитных) интервалах эксплуатационных скважин.

Как отмечалось, в разрезах с отложениями пород доманикового типа встречаются отдельные маломощные пропластки традиционных коллекторов порового типа, выделяемые по прямым качественным признакам: сужению диаметра скважины, приращению на диаграммах разноглубинных методов электрического каротажа, наличию «свободного флюида» на диаграммах ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) и др.

Таким образом, основную часть выделенных по данным газового и С/О-каротажа интервалов составляют интервалы нефтенасыщенных пород без прямых признаков коллектора — нетрадиционных коллекторов. При опробовании такие интервалы обычно «сухие», однако они дают притоки при применении более эффективных способов вскрытия — ГРП, тепловых методов и т. п. (рис. 9).

Табл. 2. Продуктивные пласты в Волго-Уральской НГП в отложениях доманикового типа

Table 2. Volga-Ural oil and gas bearing province productive layers in domanik type deposits

Продуктивный пласт (подсчетный объект)	Горизонты	Обозначение
ДТ-1	Заволжский верхнего фамена	D ₃ zv
ДТ-2	Данковский и лебедянский среднего фамена	D ₃ fm ₂
ДТ-3	Волгоградский, задонский, елецкий нижнего фамена	D ₃ fm ₁
ДТ-4	Евлановский – ливенский	D ₃ ev-lv
ДТ-5	Воронежский	D ₃ vr
ДТ-6	Речицкий	D ₃ rc
ДТ-7	Доманиковый	D ₃ dm

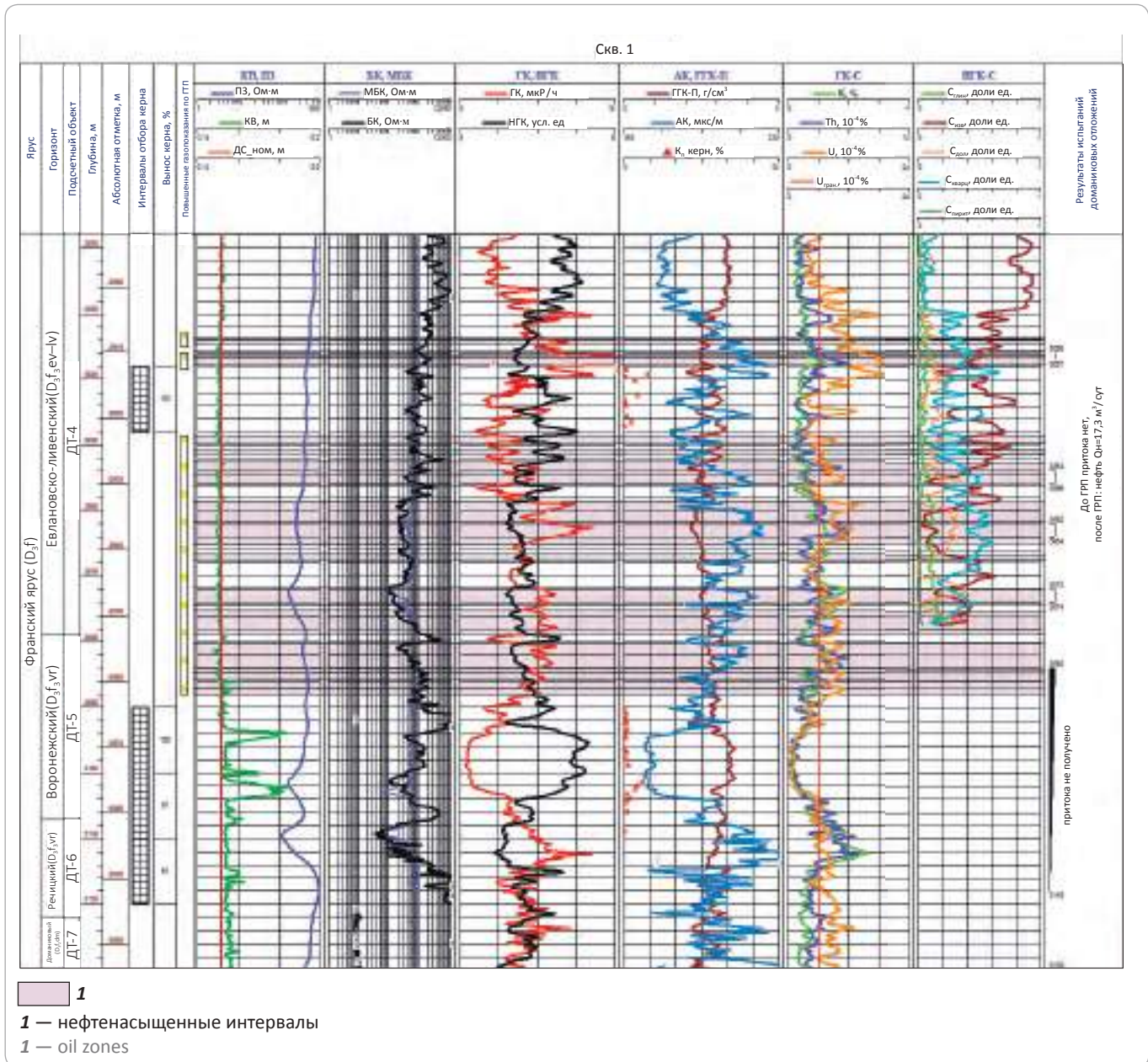
Следует отметить, что из выделенных по данным ГТИ интервалов нефтенасыщенных пород исключаются пропластки чистых карбонатов по уже упомянутому критерию $S_{об} = 0,5\%$. Эта отсечка проводится на диаграммах ГК-С или ГК с использованием петрофизических связей содержания ОВ с данными ГК-С или ГК (см. рис. 3, 4). Еще раз подчеркнем, что интервалы нетрадиционных коллекторов на момент проведения ГИС коллекторами не являются. Поэтому по данным ГИС можно установить емкостные свойства нефтенасыщенных интервалов. Фильтрационные характеристики можно оценить только по данным гидроди-

намических исследований, проведенных в скважине после ГРП или других способов повышения дебитов.

Определение коэффициента пористости

Пористость нефтенасыщенных интервалов отложений доманикового типа в наилучшей степени определяется по данным ядерно-физических методов (ИННК, ГК-С, ИНГК-С). Петрофизической основой для определения K_p этими методами являются данные петрофизических исследований, рентгеноструктурного анализа зерна, промышленной геохимии (определение параметров ТОС, S_1 , S_2 и др.).

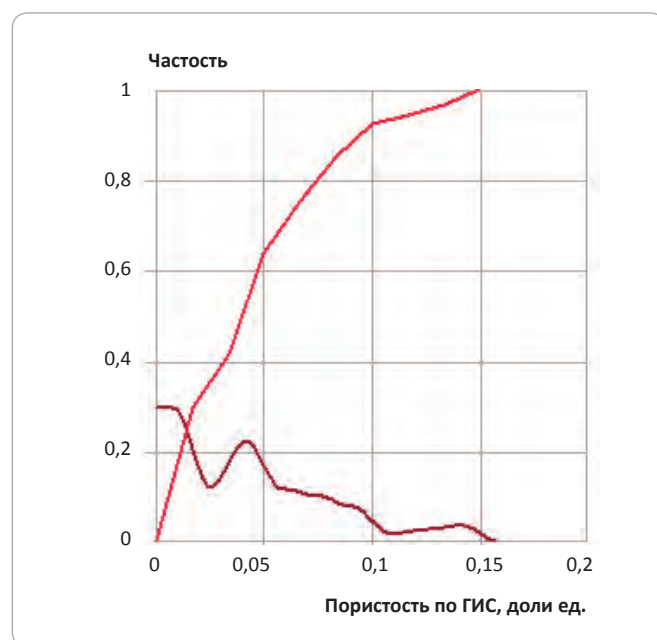
Рис. 9. Выделение нефтенасыщенных интервалов пород доманикового типа (Кашаевский участок, скв. 1)
Fig. 9. Identification of oil-saturated intervals in the domanik type rocks (Kashaevskiy zone, well 1)



HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Рис. 10. Распределение пористости по ГИС (Кашаевский участок, пласты ДТ-3–ДТ-5, скв. 2)

Fig. 10. Porosity structure according to GIS (Kashaevskiy zone, layers DT-3–DT-5, well 2)



Определение пористости по керну рекомендуется выполнять после экстракции образцов керна органическими растворителями в течение 48 ч, не затрагивая тяжелые УВ в пустотном пространстве пород.

На рис. 10 представлено распределение пористости пород по ГИС для нефтенасыщенных интервалов в подсчетных объектах от ДТ-3 до ДТ-5 в скв. 2 Кашаевского участка. Пористость пород доманикового типа изменяется от 0,1 до 14,3 %, составляя в среднем 4,5 %. Представляется, что на новых объектах при постановке запасов на Государственный баланс по результатам оперативной интерпретации и при отсутствии достаточного объема петрофизической информации последнее значение может применяться на лицензионных участках Бузулукской впадины.

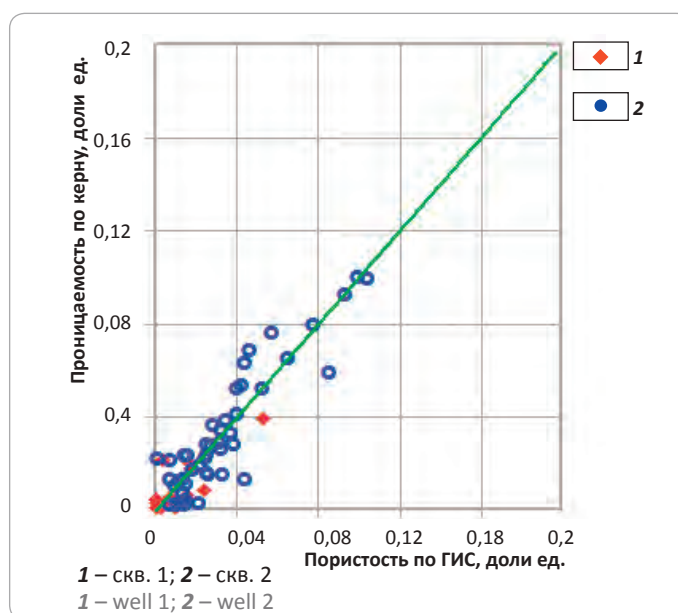
При определении коэффициента пористости по данным ГИС в отложениях доманикового типа необходима информация о минералогическом составе и содержании ОВ.

Минералогический состав пород оценивается на основе системы уравнений, для корректного решения которой необходимы данные ядерно-физических методов (ЯФМ), настроенные по данным керна (рентгено-фазовый анализ, геохимические исследования методом Rock-Eval) базовых скважин.

Компьютеризированная методика комплексной интерпретации данных ЯФМ [4] основана на организации взаимодействия между тремя основными видами информации:

Рис. 11. Сопоставление результатов определения пористости доманиковых отложений по керну и ГИС (Кашаевский участок, пласты ДТ-3–ДТ-5, скважины 1, 2)

Fig. 11. Results of domanik deposits porosity determination according to core samples and GIS (Kashaevskiy zone, layers DT-3–DT-5, wells 1, 2)



1) каротажными данными — результатами измерений в конкретных геолого-технических условиях в виде оцененных геофизических параметров;

2) априорными данными — об исследуемом геологическом объекте и условиях измерений, не зависящими от каротажных данных;

3) теоретическими данными, полученными с помощью имитационного моделирования по априорным данным и также не зависящими от каротажных данных.

С меньшей надежностью возможна оценка K_n по данным стационарного нейтронного каротажа (НК), а также гамма-гамма плотностного каротажа ГТК-П.

На рис. 11 представлено сопоставление результатов определения пористости по данным керна и ГИС, которое, по мнению авторов статьи, в целом свидетельствует о надежности каротажных определений, естественно, с учетом особо сложного характера изучаемого объекта. Отметим также, что это сопоставление получено в скважинах Кашаевского участка, где компанией «Шлюмберже» были применены самые современные методы ГИС.

Определение коэффициента нефтенасыщенности

Особенностью нетрадиционных коллекторов в отложениях доманикового типа является отсутствие притоков воды при гидродинамических испытаниях, пробной и промышленной эксплуатации коллекто-

ров. Единичные случаи появления воды в притоках нефти при испытании скважин объяснялись вовлечением в интервал воды других, ниже- и вышележающих продуктивных комплексов.

На данном уровне информации для нетрадиционных коллекторов при подсчете запасов рекомендуется условно принимать значение K_n , равное 0,9. Для традиционных коллекторов коэффициент нефтенасыщенности определяется стандартными методами [3].

Состав и свойства нефти и растворенного газа

Состав, свойства нефти и параметры для подсчета запасов (плотность, газосодержание и коэффициент усадки нефти) определяются по данным стандартных лабораторных исследований поверхностных и глубинных проб, отобранных в процессе опробования и исследования скважин. При отсутствии представительных проб допускается принимать параметры нефти по аналогии с соседними месторождениями.

Коэффициент извлечения нефти (КИН)

Данный коэффициент характеризуется наибольшей неопределенностью при оценке запасов нефти в породах доманикового типа объемным методом. В настоящее время, в связи с условностью выделения интервалов нефтенасыщенных пород, отсутствием на этапе поисковых работ информации о фильтрационных характеристиках продуктивных пластов, не существует методик определения коэффициента извлечения нефти из пород подобного типа.

По данным Общества инженеров по оценке запасов нефти и газа (SPEE), КИН нетрадиционных коллекторов изменяется от 2 до 8 % [9]. При таких значительных вариациях оценок значения КИН оценка извлекаемых запасов нефти объемным методом характеризуется высокой неопределенностью.

В этой связи значение КИН для залежей нефти в отложениях доманикового типа предлагается принимать:

– для разрабатываемых залежей (запасы которых оценены по категориям А, В₁, В₂) в соответствии с проектными технологическими документами на разработку, в основе которых лежат методы материального баланса, гидродинамического моделирования и др.;

– для открытых и разведываемых залежей (запасы которых оценены по категориям С₁ и С₂) при применении технологии множественного ГРП и в случае отсутствия надежных аналогов, условно равный 3 %.

Определение категорий запасов нефти

Категории запасов разведываемых и разрабатываемых залежей нефти в отложениях доманикового типа определяются согласно методическим рекомендациям [3], но с учетом специфических особенностей геологического строения этих залежей нефти.

К категории С₁ (разведанные запасы) относятся запасы залежи (части залежи), нефтеносность которой установлена на основании полученных в скважине промышленных притоков нефти и положительных результатов геологических и геофизических исследований. Запасы категории С₁ должны быть изучены в степени, обеспечивающей получение исходных данных для составления проектного документа.

К категории С₂ (оцененные запасы) относятся запасы залежи (части залежи), наличие которых обосновано данными геологических и геофизических исследований. Запасы категории С₂ используются для определения перспектив оцениваемой залежи, планирования геолого-разведочных работ или геолого-промысловых исследований и проектирования разработки залежей.

В соответствии с изложенным, в разрезе скважин категория запасов определяется следующим образом:

– в интервалах залегания пород доманикового типа при наличии притока (МДТ, КИИ при локализации притока или в колонне) запасы в интервале опробования относятся к категории С₁ (на разрабатываемых месторождениях В₁);

– при отсутствии опробования или неполучения притока выделяются запасы категории С₂ (на разрабатываемых месторождениях В₂).

Границу разведанных запасов категории С₁ (В₁) по площади, как и для традиционных залежей, следует проводить условно на расстоянии 1 км от вертикальной (субвертикальной) или горизонтальной скважины, в которой при испытании получен промышленный приток нефти.

Граница оцененной категории С₂ (В₂) должна проводиться с учетом ареала распространения на площади пород доманикового типа и изученности лицензионного участка. Если изученный лицензионный участок полностью находится в пределах распространения пород доманикового типа, то его запасы целиком относятся к категории С₂ (В₂).

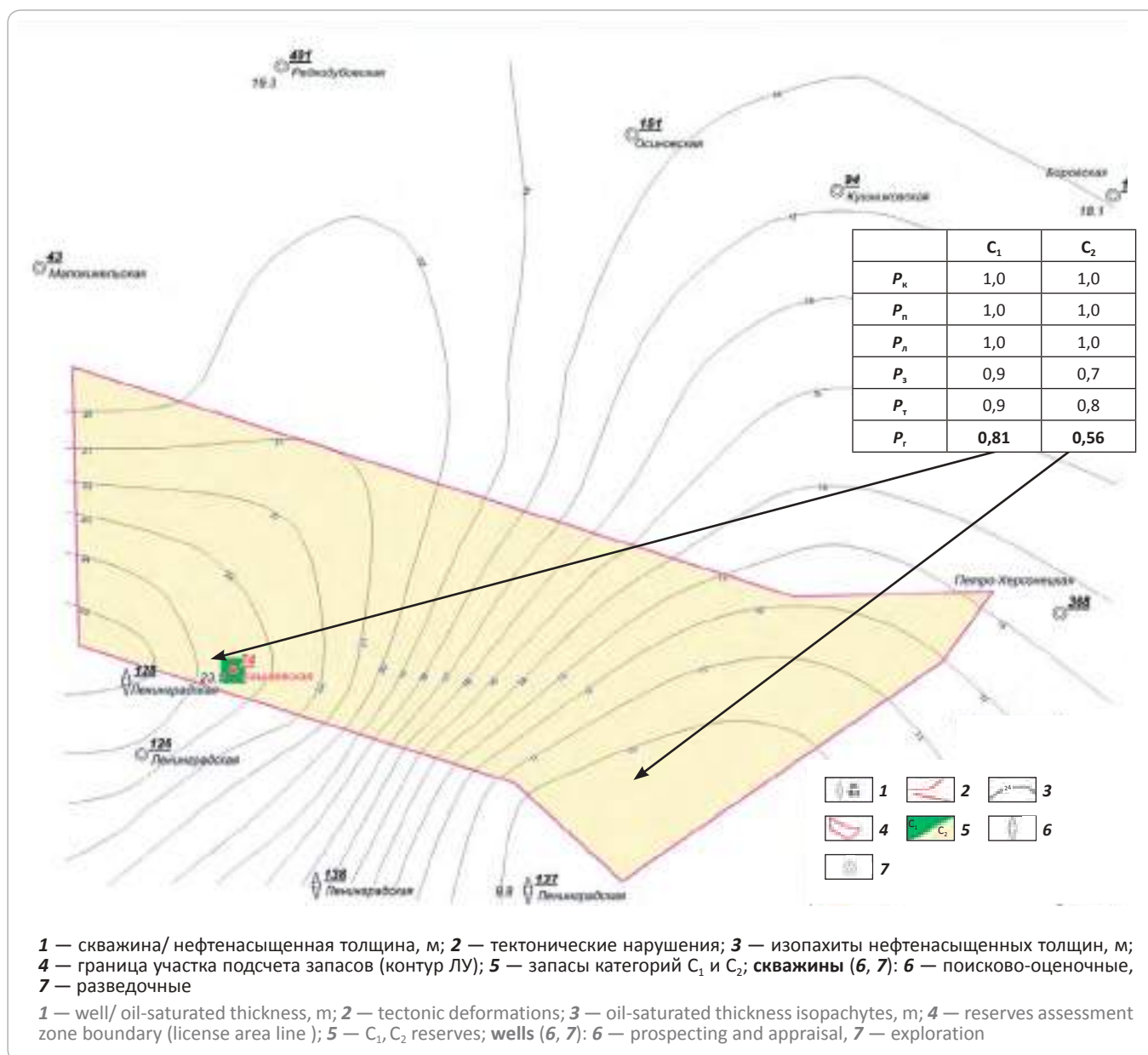
Учитывая особенности нефтегазоносности отложений доманикового типа, подход к выделению категорий запасов обеспечивает объективную и достаточно высокую степень достоверности оценки перспектив изученного участка недр и позволяет рационально планировать проведение геолого-разведочных работ.

Достоверность запасов категорий С₁ и С₂, выделяемых при такой оценке, можно проиллюстрировать следующим примером (рис. 12).

Величину геологического риска запасов ($P_{гр}$) для категорий С₁ и С₂ можно определить по следующей формуле:

$$P_{гр} = P_p \cdot P_n \cdot P_l \cdot P_3 \cdot P_{гв}$$

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Рис. 12. Оценка геологических рисков для категорий запасов C_1 и C_2 Fig. 12. Geological risks assessment for C_1 , C_2 reserves

где P_p — вероятность наличия резервуара; P_n — вероятность наличия покрышки; P_n — вероятность наличия ловушки; P_3 — вероятность наличия нефти в резервуаре; P_r — вероятность получения промышленного притока нефти (наличие технологии освоения скважины).

Для поля запасов категорий C_1 и C_2 , учитывая особенности залегания нефти в отложениях доманикового типа, вероятности наличия резервуара (P_k), покрышки (P_n) и ловушки (P_n) можно принять равными 1.

Вероятности наличия нефти в резервуаре (P_p) и получения притока нефти (наличие технологии осво-

ения скважины — P_r) для поля запасов категорий C_1 и C_2 приняты разными, так как в поле запасов категории C_1 наличие залежи подтверждено получением промышленного притока и эти параметры можно принять равными 0,9. В поле запасов категории C_2 только прогнозируется возможность получения промышленного притока, и вероятность успеха здесь более низкая (см. рис. 12).

Суммарная оценка риска для запасов нетрадиционных источников доманиковой формации по категориям C_1 и C_2 составляет 0,81 и 0,56 соответственно.

Литература / References

1. *Баженова Т.К.* Смешанные породы, содержащие некарбонатный углерод // Систематика и классификация осадочных пород и их аналогов. – СПб. : Недра, 1998. – С. 265–269.
Bazhenova T.K. Mixed lithology rocks containing not carbonate Carbon. In: V.N. Shvanov, ed. *Sistematika i klassifikaciya osadochnyh porod i ih analogov.* St.Petersburg: Nedra; 1998. pp. 265–269.
2. *Лукьянов Э.Е.* Интерпретация данных ГТИ. – Новосибирск : ИД «Историческое наследие Сибири», 2011. – С. 581–592.
Lukianov E.E. Interpretation of the GTL data. Novosibirsk: publishing house "Nasledie Sibiri"; 2011. pp. 581–592.
3. *Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко.* – М.-Тверь : ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 258 с.
Methodology recommendations of oil-and-gas reserves calculation in-place by volumetric Approach. In: V.I. Petersilie, V.I. Poroskun, G.G. Yatsenko, eds. Moscow-Tver: VNIGNI, NPTS "Tvergeofizika"; 2003. 258 p
4. *Методические рекомендации по применению ядерно-физических методов ГИС, включающих углерод-кислородный каротаж, для оценки нефте- и газонасыщенности пород-коллекторов в обсаженных скважинах / Под ред. В.И. Петерсилье, Г.Г. Яценко.* – М.-Тверь : ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2006. – С. 22–31.
Methodology recommendations of GIS nuclear and physical techniques, including the carbon-oxygen log for assessment oil-and-gas saturation of reservoir rocks in cased wells. In: V.I. Petersilie, G.G. Yatsenko, eds. Moscow-Tver: VNIGNI, NPTS "Tvergeofizika"; 2006. pp. 364–371.
5. *Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю., Ильинский А.А., Морариу Д.* Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ — резерв сырьевой базы углеводородов России / Под ред. О.М. Прищепы. – СПб. : ФГУП «ВНИГРИ», 2014. – 323 с.
Prishchepa O.M., Averyanova O. Yu., Ilyinskij A.A., Morariu D. Oil and gas of low-permeability shale strata – Russian hydrocarbon resource base reserve. In: O.M. Prishchepa, ed. St. Petersburg: FGUP "VNIGRI"; 2014. 323 p.
6. *Решение Межведомственного регионального стратиграфического совещания по среднему и верхнему палеозою Русской платформы с региональными стратиграфическими схемами (Ленинград, 1988 г.). Девонская система.* – Л., 1990. – 60 с.
Decision of the Interdepartmental Regional Stratigraphic Meeting on the Middle and Upper Paleozoic of the Russian Platform with Regional Stratigraphic Schemes (Leningrad, 1988). The Devonian System. Leningrad; 1990. 60 p.
7. *Техническая инструкция по проведению геолого-технологических исследований нефтяных и газовых скважин. РД 153-39.0-069-01.* – Тверь, 2001. – С. 18.
Technical instruction for geological and technological studies of oil and gas wells. RD 153-39.0-069-01. Tver; 2001. pp. 18.
8. *Фортунатова Н.К., Зайцева Е.Л., Бушueva М.А., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г., Баранова А.В., Кононова Л.И., Рахимова Е.В., Михеева А.И., Оленева Н.В., Мушин И.А.* Стратиграфия верхнего девона Волго-Уральского субрегиона (материалы по актуализации стратиграфических схем). – М. : ВНИГНИ, 2016. – 176 с.
Fortunatova N.K., Zajceva E.L., Bushueva M.A., Shvec-Tehnehta-Gurij A.G., Baranova A.V., Kononova L.I., Rahimova E.V., Miheeva A.I., Oleneva N.V., Mushin I.A. Upper Devonian stratigraphy of Volga-Ural subregion (stratigraphical sectional planes update materials). Moscow: VNIGNI; 2016. 176 p.
9. *Watson Marshal, Hall Russel, Bertram Robin, Gonzenbach Gary, Gouveia Jim, Hale Brent, Lupardus Paul, McDonal Paul, Vail Bill.* Guidelines For The Practical Evaluation of Undeveloped Reserves In Resource Plays. SPEE Monograph 3. Houston: SPEE; 2010.