УДК 553.985 : 550.83

ОПЫТ ОЦЕНКИ НЕИЗВЛЕКАЕМЫХ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ

EVALUATION EXPERIENCE OF NONRECOVERABLE HYDROCARBON RESOURCES IN THE DEVELOPED OIL DEPOSITS

Мухаметшин Рустам Закиевич
доктор геолого-минералогических наук,
профессор кафедры геологии нефти и газа,
Казанский федеральный университет
geoeng111@yandex.ru

Аннотация. На примере двух крупных залежей нефти в Татарстане рассмотрены возможности ряда методов (как традиционных для нефтяной геологии, так и специальных) для диагностики битуминозных «черных» песчаников в разрезе продуктивных пластов. Показаны два различных механизма преобразования нефтей в битумы, что предопределило разные подходы к геометризации битуминозных пластов. Установлено, что процессы битумогенеза могут охватывать значительные объемы продуктивных пластов коллекторов. Выполнена оценка ресурсов битумов объемным методом.

Ключевые слова: нефтяная залежь, песчаники, битумы, древний водонефтяной контакт, битумогенез, оценка ресурсов.

Mukhametshin Rustam Zakievich
Professor of oil and gas geology
Kazan Federal University
geoeng111@yandex.ru

Annotation. On the example of two large oil pools in Tatarstan possibilities of a number of methods (both traditional for oil geology, and special) are considered for diagnostics of bituminous «black» sandstones in the cut of productive formation. Two different mechanisms of oil conversion into bitumen are shown, which predetermined different approaches to the geometrization of bituminous layers. It is set that the genesis of bitumen processes can engulf the considerable volumes of productive formation. The evaluation of bitumen resources is executed by a by volume method.

Keywords: oil reservoir, sandstones, bitumens, ancient oil-water contact, genesis of bitumen, evaluation of resources.

Природно-преобразованные нефти, которые заключены в битуминозных песчаниках, залегающих в нефтеносных пластах, несомненно, следует рассматривать как особый класс нафтидов [1]. К настоящему времени в продуктивных горизонтах многих месторождений Урало-Поволжья, Калининградской области и в других районах выявлены многочисленные проявления битуминозных песчаников [1–4]. Следует также отметить, что процессы природного преобразования нефтей в продуктивных пластах могут охватывать значительные по объему части залежей [1].

Как известно, битумообразовательные процессы принято подразделять на несколько групп [5, 6]. В Татарстане песчаники, содержащие твердый или вязкопластичный битум, или так называемые «черные песчаники», описаны в разрезах продуктивных пластов верхнего девона и нижнего карбона (содержат основные запасы нефти) целого ряда месторождений, в том числе на уникальном Ромашкинском. Проведенный автором анализ материалов керновых и промыслово-геофизических исследований по ряду месторождений центральных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, битуминозными песчаниками может быть представлена как часть продуктивного разреза, так и пласт-коллектор целиком [1]. Следствием этого является важность установления геологических причин и механизмов преобразования обычных нефтей в нефти (вернее, в нафтиды) с аномальными свойствами. С этой целью на протяжения ряда лет нами проводились комплексные исследования содержащих битуминозные породы продуктивных пластов. Изучение состава битумов в нефтенасыщенных коллекторах регионально нефтеносных горизонтов верхнего девона (D_3p) и нижнего карбона (C_1rd-bb) выполнено в ИОФХ КазНЦ РАН (Л.М. Петрова, Т.Н. Юсупова, Ю.М. Ганеева).

Ранее нами показано (Р.З. Мухаметшин и др., 1997–2000; Т.Н. Юсупова и др. 1997; [1]), что диагностика процессов битумообразования может играть решающую роль для реконструкции условий формирования нефтяных скоплений. Комплексными исследованиями пород из нефтеносных горизонтов ряда месторождений Татарстана выявлены следующие механизмы образования битумов в нефтенасыщенных песчаниках:

1) по фазово-миграционной линии при стадийном заполнении ловушек (залежи девона Южно-Татарского свода);

2) выпадение асфальтенов в зоне ВНК как накопление продуктов окислительной дезинтеграции (горизонт $Д_I$ Ромашкинского месторождения, залежи нижнего карбона северного склона Южно-Татарского свода [7];

3) в результате смешанного процесса, связанного с дегазацией нефти и ее окисления вблизи тектонического разлома (залежь бобриковского горизонта нижнего карбона Нурлатского месторождения; данная линия битумогенеза названа нами (Р.З. Мухаметшин и др., 1999; Р.З. Мухаметшин, 2005; [1]) миграционно-тектонической.

Черный битумный цемент, формирование которого связано с древними водонефтяными контактами (ДВНК), имеет четко выраженные особенности: во-первых, отмечается явно послойный характер выделенных (рис. 1) битуминозных интервалов [1, 8] и, во-вторых, часто образует цемент порового или базального типа. Как правило, он приурочен к слоям более крупнозернистых песчаников с изначально высокими коллекторскими свойствами. Выпадение битумов в поровом пространстве в результате деасфальтизации нефти, как это наблюдается в зоне ДВНК на Бавлинском месторождении [9], еще более увеличивает макронеоднородность эксплуатационного объекта. В лаборатории петрофизики ТатНИПИнефти определены коллекторские свойства песчаников с твердым битумным цементом до и после экстрагирования. Из таблицы видно, что битумный цемент значительно снижает пористость и особенно проницаемость пород и резко увеличивает его «экранирующую» способность, что необходимо учитывать при планировании процессов интенсификации выработки запасов. Близкие результаты получены в результате проведенных исследований и в БашНИПИнефти [3]. Наиболее высокая степень преобразованности ОВ для образцов Бавлинского месторождения из зоны ДВНК: в некоторых образцах остается в породе до 65 % органического вещества после исчерпывающей экстракции хлороформом и спиртобензольной смесью.

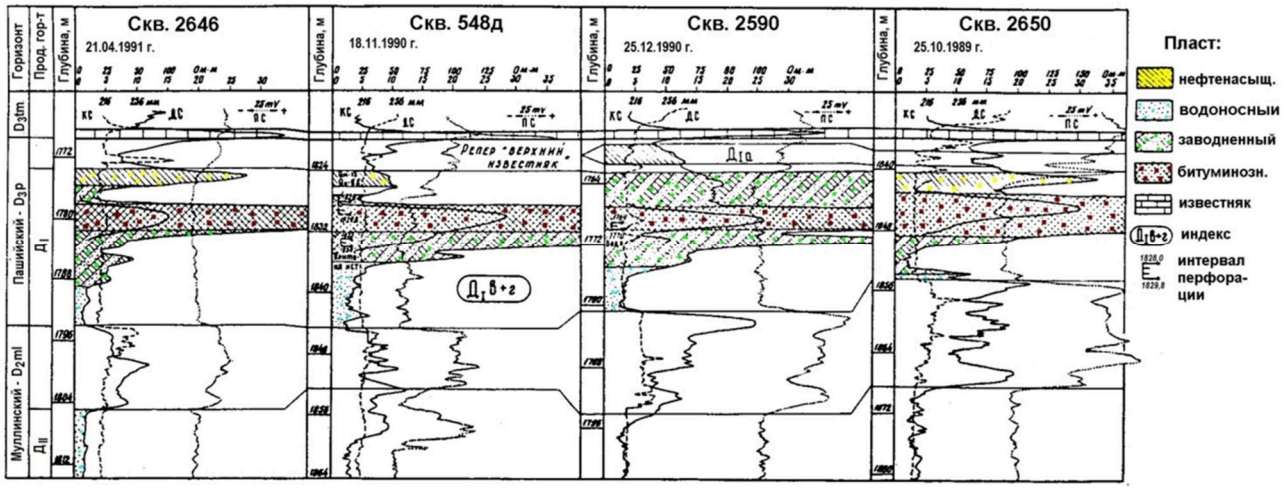

Рисунок 1 – Схема корреляции пластов пашийского горизонта (D_3p) по скважинам северо-западной части водонефтяной зоны основной залежи Бавлинского месторождения

Что касается интервалов продуктивного разреза, представленных битуминозными песчаниками, то многочисленные попытки на месторождениях Татарстана получить из них притоки нефти не увенчались успехом. В этом плане интересен опыт освоения скв. 1072 Бавлинского месторождения, которая пробурена в 1981 г. для уплотнения сетки добывающих скважин в водонефтяной зоне основной залежи (горизонт $Д_I$). По данным ГИС нижний интервал (глубина 1685,6–1693,6 м) продуктивного пласта промыт пластовой водой, выше (1681,6–1685,6 м) выделяется интервал с высокой (74 % и более) текущей нефтенасыщенностью, в кровельной части в интервале глубин 1678,4–1681,6 м пласт частично заводнен, то есть текущее положение ВНК зафиксировано на глубине 1686,6 м (абс. отметка минус 1479,3 м). Конструкция скважины экспериментальная: в интервале 1671,8–1708 м ствол скважины обсажен стеклопластиковыми обсадными трубами (СПОТ) с целью контроля за выработкой горизонта $Д_I$ методами высокоточной электрометрии.

Таблица – Результаты исследования битуминозных песчаников из скв. 13861 Абдрахмановской пл. (глубина 1647–1653 м)

№ обр.	Пористость, %		Проницаемость, мкм^2	
	до экстрагирования	после экстрагирования	до экстрагирования	после экстрагирования
47	8,5	16,7	0,018	0,338
48	9,2	20,4	0,006	0,087
49	9,3	19,4	0,025	0,564
51	8,7	20,1	0,003	0,710
52	8,8	20,1	–	–
53	8,9	17,4	–	–
Среднее	8,9	19, 0	0, 013	0, 425

С июня 1981 г. по сентябрь 1983 г. скв. 1072 выполняла роль контрольной, а с октября 1983 г. перфорирован верхний (1678,4–1682,0 м) интервал продуктивного горизонта для эксплуатации электропогружным насосом. По результатам цикла исследований отмечено некоторое развитие процесса заводнения в интервале 1678,4–1681,6 м. В связи с неудовлетворительной выработкой нефтенасыщенного интервала по рекомендации специалистов ВНИИнефтепромгеофизика в августе 1984 г. произведен дострел пласта в интервале 1682,0–1683,5 м и продолжена дальнейшая эксплуатация скважины. Исследования методом ИК по технологии «каротаж-закачка-каротаж», проведенные в 1984–1987 гг. под руководством В.Г. Дворецкого, показали отсутствие подвижности нефти, и поэтому в октябре-ноябре 1988 г. скважина исследовалась по схеме «мини-теста» с обработкой призабойной зоны дистиллятом. Результаты замеров индукционным методом (ИМ) показали отсутствие снижения нефтенасыщения, то есть подтвердили, что нефть находится в неподвижном состоянии.

Оценка неизвлекаемых ресурсов углеводородного сырья в виде битумов, насыщающих часть продуктивных песчаников выполнена нами традиционным объемным методом на двух объектах – для залежи нефти горизонта $Д_I$ Бавлинского месторождения и залежи нефти бобриковского горизонта Нурлатского месторождения, линии битумогенеза которых, как уже отмечено, различны.

Запасы нефти крупного Бавлинского месторождения большей частью приурочены к одноименному поднятию (юго-восточный склон Южно-Татарского свода), которое возникло на месте позднепротерозойского Бавлинско-Балтаевского грабена и является структурой инверсионного типа. По отложениям девона и карбона она представляет собой ассиметричную брахиантиклинальную складку с крутым юго-восточным крылом и пологим северо-западным, являющуюся частью Бавлинско-Туймазинского вала.

Проведенные нами [1] исследования основной залежи Бавлинского месторождения показали, что «черные» битуминозные песчаники толщиной от 2 до 9 м, залегающие среди нефтенасыщенных пород пашийского горизонта, имеют пластовую форму залегания, но не занимают строго горизонтального положения в разрезе и локализуются в плане в виде двух участков в северо-западном секторе водонефтяной зоны (рис. 2). Использованный при исследовании комплекс инструментальных методов позволил выявить по разрезу продуктивного пласта толщиной 15–18 м как минеральные изменения в коллекторах, так и неоднородности углеводородной фазы, а литолого-петрографическое изучение пород-коллекторов показало наличие в поровом пространстве кварцевых песчаников нафтидов по крайней мере двух генераций в виде: 1) легкой нефти и 2) битумов пластичных и твердых. Выделенные слои битуминозных песчаников имеют все признаки древнего водонефтяного контакта прогрессивного типа (по Р.С. Сахибгарееву); для них характерна слабая цементация и рыхлая упаковка обломочных зерен, что в целом не свойственно песчаникам девона и является свидетельством дискретно-периодического процесса формирования нефтяной залежи [4]. С учетом палеотектонических построений и палеомагнитых исследований процесс формирования девонской залежи Бавлинского месторождения представляется как многофазный, растянутый во времени – от постсреднекаменноугольной эпохи до неогена включительно [8].

Как показал проведенный анализ керновых данных и промыслово-геофизических исследований на основной залежи (горизонт $Д_I$) крупного Бавлинского месторождения, даже в пределах одного объекта слои битуминозных песчаников могут занимать гипсометрически различное положение в разрезе, что обусловлено тектоническими подвижками в процессе формирования скоплений нефти [1, 8]. На не горизонтальный характер ДВНК, пожалуй, впервые обратил внимание Р.С. Сахибгареев [4], продемонстрировав это на примере Ладушкинского месторождения (восточный борт Балтийской синеклизы). Все это создает дополнительные трудности при геометризации пласта битуминозных песчаников:

Выделение связанных с древним ВНК слоев битуминозных песчаников в не заводненных минерализованной водой пластах чрезвычайно затруднено без керновых данных и/или расширенного комплекса ГИС.

Несовпадение древнего и современного структурных планов не позволяет использовать для картирования гипсометрию пласта.

Исследования ядерно-магнитным методом (ЯММ) охвачена лишь часть пробуренных в 80-90 гг. скважин.

Поэтому нам представляется, что оценка ресурсов битумов линии фазово-миграционной дифференциации возможна только на разрабатываемых и разбуренных эксплуатационной сеткой скважин месторождениях с привлечением всего объема геологопромысловой информации и обязательным освещением разреза керном. Весьма полезным оказывается включение в обязательный комплекс ГИС метода ядерно-магнитного резонанса (ЯМР): позволило установить, что интервалы пласта с максимальными значениями УЭС в северо-западном секторе ВНЗ выделяются наименьшим сигналом индекса свободного флюида (ИСФ). Подобное сочетание значений УЭС и ИСФ истолковывается исключительно как насыщение пород малоподвижной нефтью, или битумом.

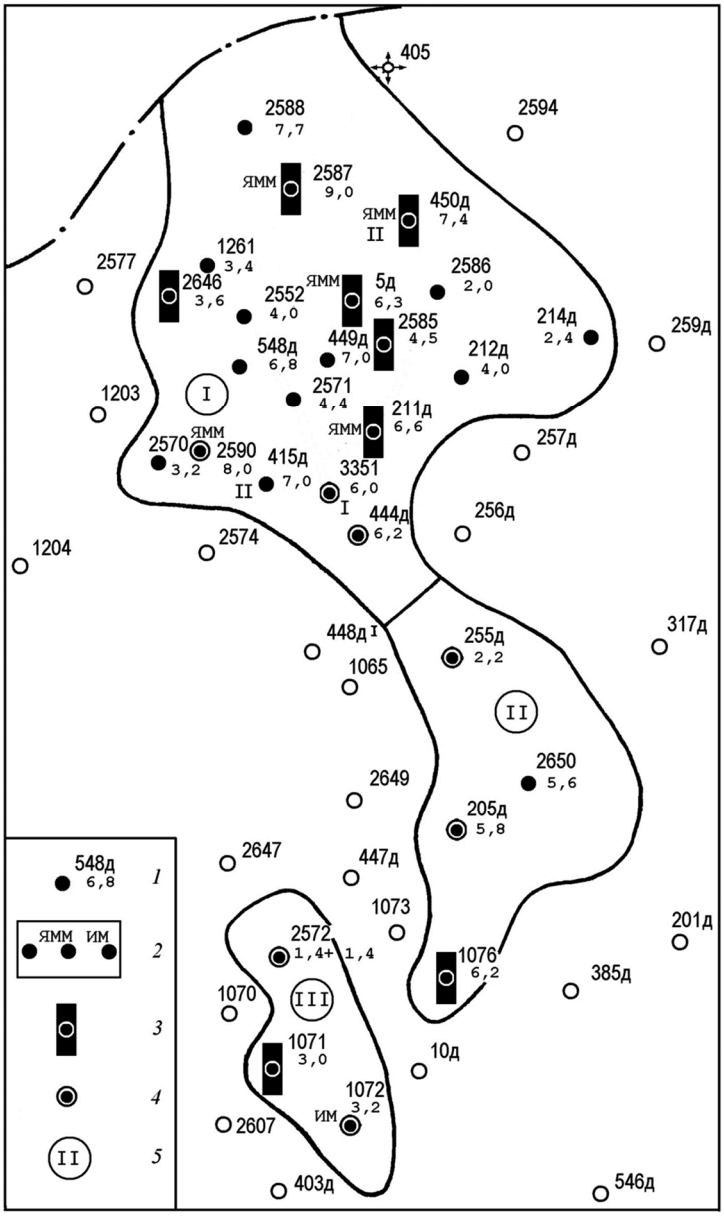

Рисунок 2 – Бавлинское месторождение, основная залежь горизонта $Д_I$.
Карта толщин битуминозных песчаников:
1 – номер скважины (в знаменателе битумонасыщенная толщина, м); скважины с признаками битумонасыщенных песчаников в продуктивном разрезе: 2 – по данным ГИС, ЯММ и ИМ (в скважине со СПОТ); 3 – по керну; 4 – по результатам опробования; 5 – участок планиметрирования

Комплексная обработка широкого спектра данных лабораторных, литолого-петрографических, промыслово-геофизических, промысловых исследований позволило оконтурить участки развития битуминозных песчаников (см. рис. 2), выделить в разрезах скважин высокоомные пласты с малоподвижной нефтью. Это дало возможность подсчитать объем битумонасыщеннных пород. Для расчета эффективного порового пространства использованы средние параметры коллекторов из выполненного ранее подсчета запасов. Коэффициент усадки принят равным единице, а плотность битумов определена по выделенным из пород-коллекторов экстрактам. Выполненная оценка ресурсов битумов составила по нашим оценкам составили 6,5 млн т.

На Нурлатском месторождении детальное изучение залежи нефти бобриковского горизонта показало, что основное поле битуминозных пород (рис. 3), представлен песчаниками, окрашенными вязкопластичным битумом почти в черный цвет, занимает часть залежи, которая примыкает к осложняющему северо-восточное крыло Нурлатского вала дизъюнктивному нарушению; последнее задокументировано по повторению в разрезе репера «аяксы» (скв. 1835, тиманский, или кыновский, горизонт верхнего девона). Не вызывает сомнения обогащение песчаников этой зоны смолисто-асфальтеновыми компонентами из-за утечки нефти и ее дегазации по тектоническому разлому в пе-

риод активизации последнего [1]. Несмотря на благоприятную коллекторскую характеристику (пористость по ГИС от 16,6 до 26,2 %, нефтенасыщенность 83,1–98,7 %) 5-метровый пласт при опробовании в колонне в 13 скважинах оказался бесприточным, в том числе после термогазохимического воздействия в скважинах 9159 и 9169. В скважине 1719 после промывки нефтью (2,5 м^3), обработки призабойной зоны дисолваном и при депрессии 12 МПа (с уровня 1277 м) получена очень вязкая нефть дебитом 0,1 м^3/сут. Повышенные значения УЭС (до 100 Ом·м) и слабая подвижность флюида (по данным ЯММ) указали на гидрофобизацию коллекторов и на аномальные свойства УВ в поровом пространстве. Это обусловило отнесение нафтидов этой зоны площадью 187 га к неизвлекаемым ресурсам в объеме 1,667 млн т. Таким образом, задача подсчета ресурсов битумов (преобразованных нефтей) данной линии миграционно-тектонического битумогенеза сравнительно легко решается путем оконтуривания зоны по результатам опробования скважин и интерпретации материалов комплекса ГИС, включающего ЯММ хотя бы по единичным скважинам.

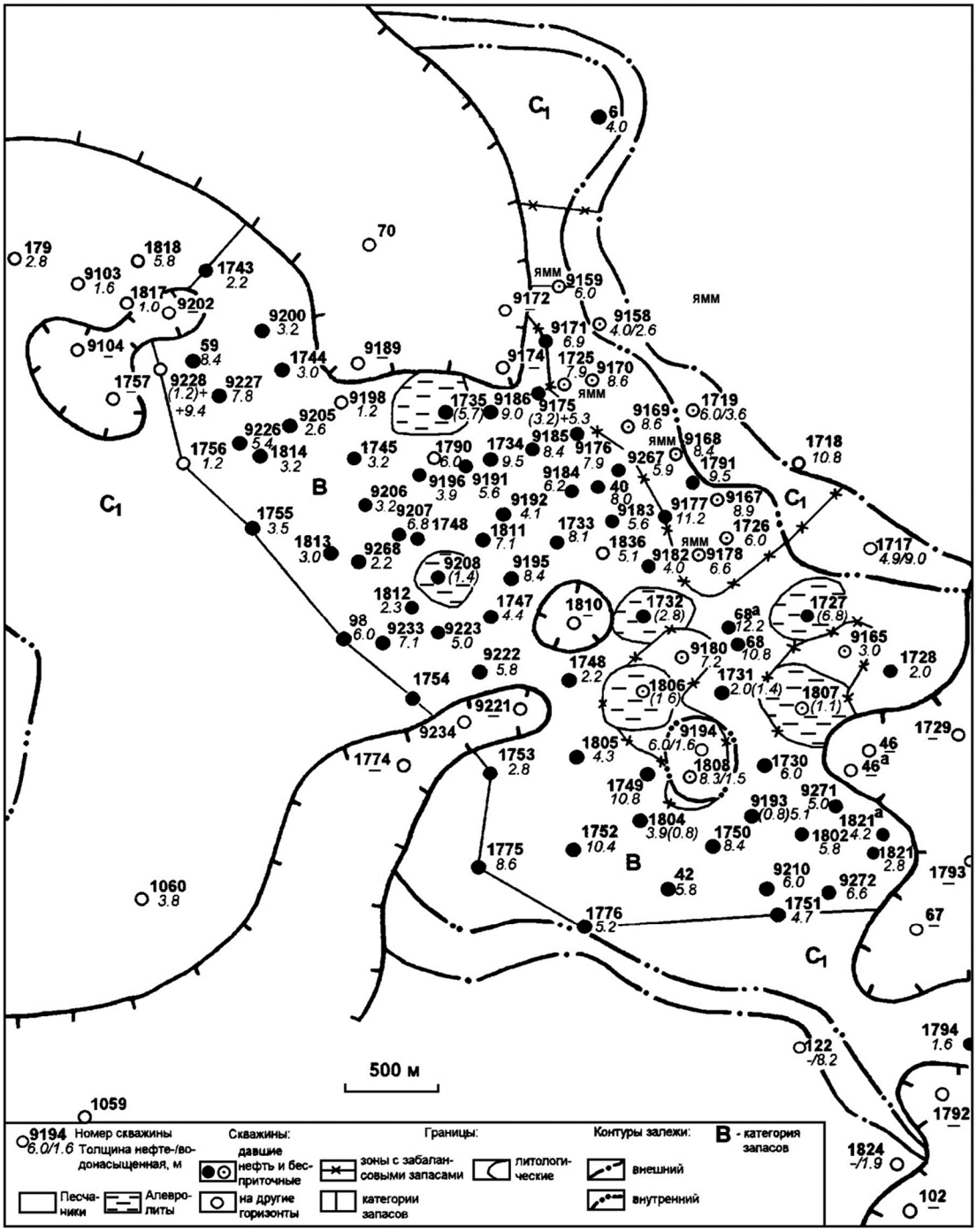

Рисунок 3 – Нурлатское месторождение. Карта коллекторов пласта Вв$_1^3$ бобриковского горизонта нижнего карбона

Произведенные оценки ресурсов битумов в нефтесодержащих пластах верхнего девона и нижнего карбона (соответственно Бавлинское и Нурлатское месторождения) показали, что доля их на указанных объектах может быть весьма существенной. Так, на Бавлинском месторождении запасы битумов составляют 1/10 часть начальных запасов нефти водонефтяной зоны основной залежи.

Глубокие природные преобразования нефти в битумы в результате тех или иных процессов привело к тому, что ресурсы таких нафтидов практически неизвлекаемы созданными к настоящему времени технологиями.

Литература:

1. Мухаметшин Р.З. Геологические основы эффективного освоения и извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти : автореф. дисс. … д-ра геол.-минер. наук. – М. : ИГиРГИ, 2006. – 52 с.
2. Гольдберг И.С. Условия образования асфальтитов в нефтяных и газоконденсатных залежах // Геология нефти и газа. – 1975. – № 5. – С. 47–51.
3. Березин В.М., Гизатуллина В.В., Ярыгина В.О. Неподвижная окисленная нефть в продуктивных пластах месторождений Башкирии // Тр. БашНИПИнефть. – Уфа, 1983. – Вып. 65. – С. 43–52.
4. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. – Л. : Недра, 1989. – 260 с.
5. Клубов Б.А. Принципиальная модель образования твердых битумов // Конденсированное некристаллическое состояние вещества земной коры. – СПб. : Наука, 1995. – С. 77–84.
6. Справочник по геохимии нефти и газа / Под ред. С.Г. Неручева. – СПб. : Недра, 1998. – 576 с.
7. Геохимические особенности и условия образования битумов в нефтяных пластах (на примере месторождений Татарстана) / Т.Н. Юсупова [и др.] // Геология нефти и газа. – 2009. – № 2.– С. 52–59.
8. Мухаметшин Р.З., Галеев А.А. Диагностика древних водонефтяных контактов инструментальными методами // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 10. – С. 28–33.
9. Характеристика битумов зоны водонефтяного контакта Бавлинского месторождения / Л.М. Петрова [и др.] // Нефтехимия. – 2004. – Т. 44. – №. 5. – С. 333–339.

References:

1. Mukhametshin R.Z. Geological bases of effective development and extraction of hardly removable reserves of oil : rew. yew. … Dr. geol.- miner. sciences. – M. : IGiRGI, 2006. – 52 p.
2. Goldberg I.S. Conditions of asphaltite formation in oil and gas-condensate pools // Oil and gas geology. – 1975. – № 5. – P. 52–59.
3. Berezin V.M., Gizatullina V.V., Yarygin V.O. Stagnant oxidized oil in productive strata of Bashkortostan deposits // Proceedings of BashNIPIneft. – V. 65. – Ufa, 1983. – P. 43–52.
4. Sakhibgareev R.S. Secondary changes of in the process of formation and destruction of oil pools. – Leningrad : Nedra, 1989. – 260 p.
5. Klubov B.A. Principal model of the formation of solid bitumen // Non-crystalline condensed state of matter of the earth's crust. – St. Petersburg : Nauka, 1995. – P. 77-84.
6. Handbook of oil and gas geochemistry / Edited S.G. Neruchev. – St. Petersburg : Nedra, 1998. – 576 p.
7. Geochemical features and formation condition of bitumen in oil pools (with reference to Tatarstan's fields) / T.N. Yusupova [etc.] // Oil and gas geology. – 2009. – № 2. – P. 52–59.
8. Mukhametshin R.Z., Galeev A.A. Diagnosis of ancient oil-water contacts by instrumental techniques // Neftyanoe khozyaystvo // Oil Industry. – 2014. – № 10. – P. 28–33.
9. Characterization of bitumens from the oil-water contact zone of the Bavlinskoe oil field / L.M. Petrova [etc.] // Petroleum Chemistry. – 2004. – 44(5). – P. 304–310.