

Сланцевая нефть доманикитов – что это?

О.В. Преснякова (ТатНИПинефть)

В структуре мировой нефтедобычи стремительно растет доля нефтяных сланцев. Северная Америка за короткий период времени за счет разработки только двух месторождений сланцевой нефти – Баккен и Игл Форд, смогла преодолеть тенденцию падающей добычи. Подобный пример, в условиях ухудшения структуры запасов и остро стоящем вопросе об их воспроизводстве, делает поиск сланцевой нефти в Татарстане крайне актуальным.

На данном этапе изучения сланцев существует неопределенность в определении данного понятия. В Америке под термином «сланцевая нефть» понимают нефть двух видов:

«shale oil» – высоковязкая сланцевая смола, по свойствам (плотности, вязкости) значительно отличается от традиционной легкой нефти. Получают из горючих сланцев после термического воздействия;

«tight oil» – легкая нефть, содержащаяся в коллекторах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, т.е. в плотных низкопористых низкопроницаемых коллекторах – сланцах. Сланцевые толщи — это горные породы, состоящие в основном из глинистых известняков и кремнезема, которые насыщены органическим веществом. Т.е. это основные нефтематеринские породы практически во всех нефтегазоносных бассейнах мира.

Применяя термин «сланцевая нефть» в России, подразумевают именно «tight oil». Аналогом сланцевых толщ в России являются баженовская свита в Западной Сибири, доманиковые отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и хадумская свита Предкавказья. Данные отложения также представлены кремнисто-глинисто-карбонатными породами, обогащенными органикой и другими компонентами нефти в рассеянном состоянии (микронепфть). Органическое вещество в этих породах относится к категории «слабо- и умеренно концентрированного» и составляет 2,5-10 %, иногда достигает 20-40 %. Поскольку эти породы являются основной нефтегазопроизводящей толщей в регионах их распространения, до сих пор изучались лишь те их свойства, которые влияют на количество углеводородов, способных выйти из нефтегазоматеринской породы и заполнить традиционные ловушки нефти и газа. Однако, несмотря на значительные объемы генерации углеводородов и формирования ими традиционных скоплений нефти и газа, более двух третей от сгенерированных углеводородов остается в матрице

генерирующей толщи. Поиск этой сланцевой нефти не может базироваться на традиционных методах, поскольку углеводороды содержатся часто без видимой покрывки, не приурочены к поднятию и без классического газо-нефте-водяного контакта.

Рассмотрим более детально доманиковые отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Изучением данных отложений занимались многие ученые: Г.И. Гулари, С.Г. Неручев, Е.А. Рогозина, И.А. Зеличенко, М.И. Зайдельсон, С.Я. Вайнбаум и др. В определении термина «доманик Волго-Уральской области» ученые сходятся во мнении, что это высокобитуминозные кремнисто-глинисто-карбонатные толщи, стратиграфически приуроченные к отложениям семилукского (доманикового) горизонта. Однако, данный термин стал нарицательным названием для толщ подобного состава, и нередко используется для описания глинистых пород-коллекторов морского происхождения месторождений Западной Сибири, Прикаспийской впадины, Тимано-Печорского НГБ и др (Табл.1) . Сам же термин “доманик” произошел от названия, употребляющегося для наименования отложений свиты верхнего девона Ухты и Южного Урала.

Таблица 1

Сравнение мнений по определению и классификации доманиковых отложений

Автор	Определение
1	2
Супруненко О.И., Тугарова М.А. «Геохимия нафтидов», 2009 г	Доманиковые фации, или <i>доманикиты</i> – высокобитуминозные кремнисто-глинисто-карбонатные толщи морского существенно биогенного автохтонного генезиса
Г.И. Гулари	Доманикиты – глинистые породы-коллекторы месторождений Западной Сибири и Прикаспийской впадины, Б.А. Лебедев с соавторами именуют их карбонатно-сапропелево-глинисто-кремнистыми отложениями, И.И. Нестеров – баженидами.
С.Г. Неручев, Е.А. Рогозина, И.А. Зеличенко	Отложения доманикового типа – собственно доманик Волго-Уральской области, баженовская свита Западной Сибири, кумской свиты Предкавказья. Все осадочные породы, обогащенные планктоногенным сапропелевым ОВ.
С.В. Максимова	Доманик – кремнисто-карбонатная толща с весьма незначительной примесью глинистого материала. Среднее содержание основных минеральных компонентов, % на породу: кальций – 44,3 %, свободный кремнезем – 37,23, глина – 5,96 % (о стратотипическом доманике Тимано-Печорского НГБ)
М.И. Зайдельсон, С.Я. Вайнбаум, Н.А. Копрова	Доманикиты – это битуминозные глинисто-кремнистые карбонаты верхнего отдела девонской системы –турнейского яруса.

1	2
Белоконь Т.В., Гецен Н.Г., Катаева Т.А. в статье «Перспективы нефтегазоносности севера Урало-Поволжья по данным геохимии доманикитов» 1990 г	Доманикиты – глинисто-кремнисто-карбонатные битуминозные породы верхнего девона и частично турне, развитые в пределах Камско-Кинельской системы впадин (ККСВ) и играющие большую роль при формировании месторождений нефти и газа.
Классификация	
«Систематика и классификация осадочных пород и их аналогов» В.Н. Швальнова, В.Т. Фролова 1998 г.	По содержанию углеродной составляющей все породы были поделены на три группы: 1) породы со сверхрассеянной формой органического вещества (Снк < 0,1 вес. %); 2) субдоманикоидные породы (Снк (Сорг) = 0,1-0,5 вес. %) 3) доманикоидные породы (Снк (Сорг) > 0,5 вес. %).
Т.К. Баженова, В.М. Бекетова, Г.М. Борова	Доманиковая формация состоит из доманикитов (Снк (Сорг) > 5, до 22 %) и доманикоидов (Снк (Сорг) = 0,5 - 5 %).
Белоконь Т.В., Гецен Н.Г., Катаева Т.А. в статье «Перспективы нефтегазоносности севера Урало-Поволжья по данным геохимии доманикитов» 1990 г	Выделено пять основных групп пород доманикового облика, различающихся составом ОВ, минеральных компонентов и нефтегазогенерационными особенностями. Группа I – глинисто-кремнисто-карбонатные высокоуглеродистые породы верхнедевонского (реже турнейского) возраста Сарапульской и Можгинской впадин ККСВ. Толщина – 400-500 м. Содержание сапропелевого колломорфного ОВ превышает 6 %, хлороформенных битумоидов – 1,3 %. Велико содержание нерастворимого в соляной кислоте остатка (НО) Группу II – породы от семилукских до фаменских (редко турнейских) отложений Бабкинской и Шалымской впадин ККСВ. При повышенном содержании НО отличаются низкой глинистостью. Для Бабкинской впадины характерно возрастание свободного кремнезема (32, 34 %). Породы с содержанием С _{орг} более 6 % составляют не менее 10 %. К группе III относятся доманикиты от саргаевских до верхнефранских отложений северных районов ККСВ в пределах Соликамской впадины Предуральского прогиба. Это районы Лызовской, Вишерской, Яйвинской и Добрянско-Кизеловской впадин ККСВ. Концентрация ОВ – 1,8 %. Толщина относительно высокоуглеродистых пород (С _{орг} > 1 %) не превышает первых десятков метров. Низкое содержание НО, доминирует глинистая составляющая (30,3 %). Группу IV – породы верхнего девона Камско-Вятской системы впадин (ККСВ). Выявленная длина системы составляет около 1000 км, ширина колеблется от 20 до 90. В распределении С _{орг} наблюдаются несколько максимумов. Концентрации С _{орг} более 5 % составляют почти 40 %. Группу V – тонкослоистые известково-кремнистые глинистые

1	2
	битуминозные породы саргаевско-верхнефранских отложений Уткинско-Серебрянской впадины, расположенной к юго-востоку от ККСВ. Толщина относительно высокоуглеродистых ($C_{орг} > 1\%$) пород только в саргаевском горизонте достигают 10 м. Среднее содержание преимущественно сапропелевого ОВ-1,2 %.
И.К. Королюк, А.И. Летавин, О.М. Мкртчян, Р.О. Хачатрян	В верхнедевонско-турнейском комплексе выделили две формации: 1) доманиковую, близкую по составу к стратотипу, в объеме семилукского (доманикового) горизонта, развитую в пределах некомпенсированной палеовпадины семилукского бассейна; 2) доманикоидного типа, охватывающую отложения депрессионных фаций в осевых частях ККСП от верхнефранских до турнейских

Отложения семилукского (доманикового) горизонта представляют собой пояс, который тянется вдоль Урала с севера на юг от Печорского моря до Прикаспийской синеклизы (через Башкортостан и Татарстан) (Рис.1). Представлены данные отложения битуминозными глинистыми, глинисто-карбонатными, кремнисто-глинисто-карбонатными и кремнистыми разностями пород, содержащими рассеянное ОВ сапропелевого типа, концентрации которого на территории Республики Татарстан колеблются в пределах от 4 до 12%.

В результате структурно-формационного анализа, проведенного рядом исследователей (Мкртчян, Р.О. Хачатрян, И.К. Королюк М.Ф. Мирчинк и др.) установлено, что на территории РТ выделяется два типа доманикитов:

доманикиты – отложения семилукского (доманикового) горизонта, занимающие территорию обширной некомпенсированной впадины семилукского бассейна;

доманикоиды – отложения речико- (мендымский) – заволжского возраста, развитые в осевых зонах Камско-Кинельской системы (ККС) некомпенсированных прогибов.

Содержание ОВ в доманикитах колеблется от 5 до 20 %, в доманикоидах – от 5,0 %. Оба типа пород характеризуются одинаковым литологическим составом и находятся в зоне протокатагенеза, т.е. весь комплекс пород достиг условий главной зоны нефтеобразования [1].

Следует отметить, что в рассматриваемых отложениях выделены и традиционные залежи нефти, учтенные в балансе запасов, свойства которых отображены в таблице 2.

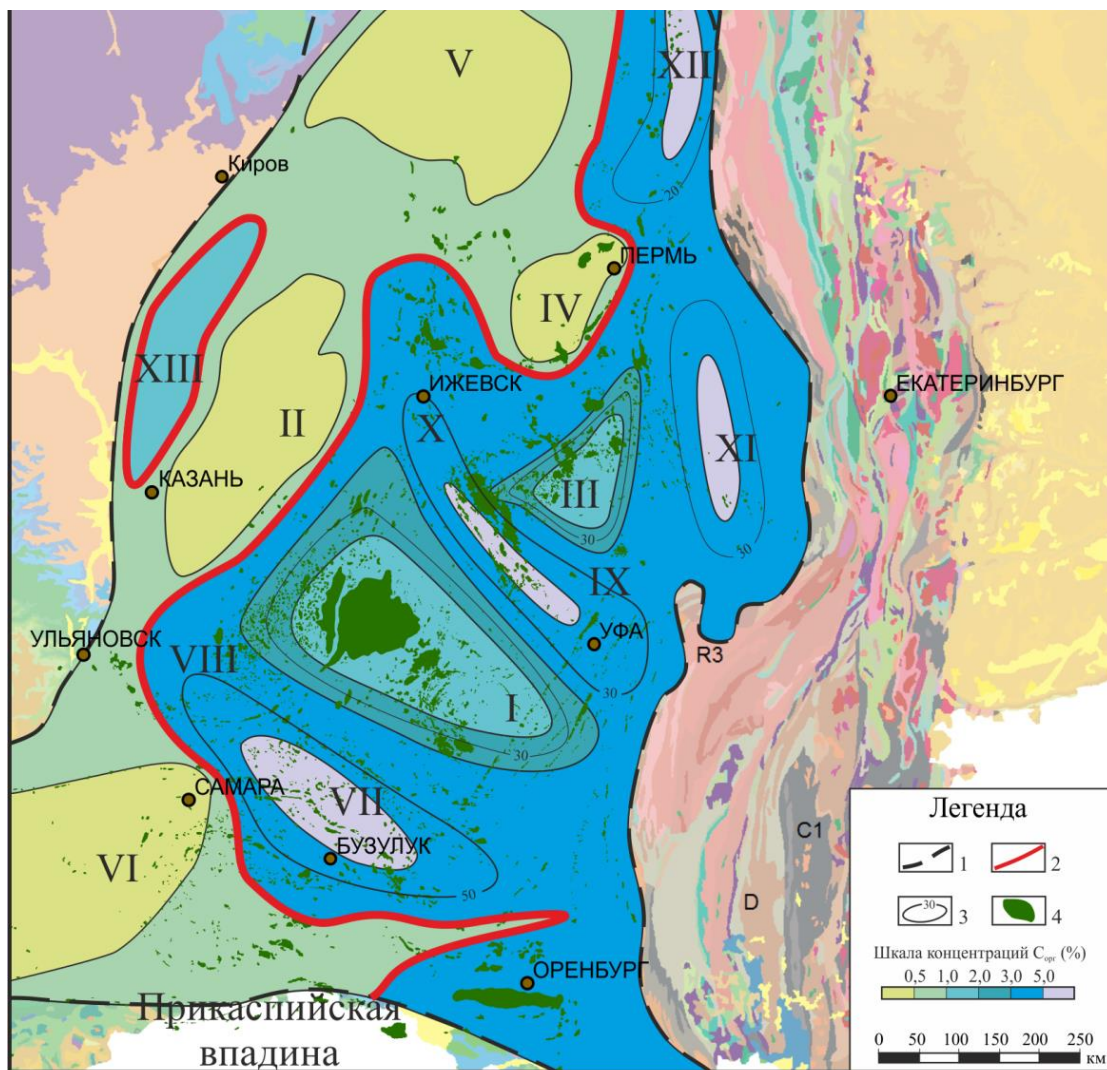


Рис.1. Схема развития доманиковых отложений в Волго-Уральском и Тимано-Печорском бассейне (Кирюхина, Фадеева и др.,2013)

В результате анализа условий осадконакопления на территории Татарстана установлено, что осадки «доманикового» типа в саргаевское время накапливались в районе Алтунино-Шунакского прогиба и примыкающего к нему частей Южно-Татарского свода и Мелекесской впадины; в доманиковое (семилукское) и мендымское время – на большей части восточного Татарстана. С началом оформления Камско-Кинельской системы прогибов с позднефранского по турнейское время площади распространения осадков «доманикового» типа сократились до депрессионных зон Камско-Кинельской системы прогибов.

Осадки доманикоидного типа в саргаевское время откладывались в относительно заглубленной области шельфа на территории Мелекесской депрессии, Северо-Татарского свода и его южного склона, а также западного склона Южно-Татарского свода; в доманиковое (семилукское) и мендымское время – в пределах Казанско-Кажимского

Традиционные залежи нефти в отложениях саргаевско-кизеловского комплекса

Горизонт	Глубина залегания от-до (средняя)	Эффектив. нефтенасыщ. толщина, М	Дебиты, т/сут	Приуроченность
Заволжский надгоризонт	1058-1543 (1312)	1,6-29	1-42	Купольная часть и юго-восточный склон ЮТС
Данково-лебедянский	1275-1642 (1466)	1,1-16,2	0,24-27	На юго-восточном, восточном, западном склонах, в пределах купольной части ЮТС, юго-восточный склон СТС, восточный борт МВ
Елецкий		2-12,6	0,2-9,9	В пределах купольной части, на западном, восточном и юго-восточном склонах ЮТС
Евлано-Ливенский горизонт		1,9-9,4	9-150	В прибортовых зонах ККСП, на северном и северо-восточном склонах ЮТС
Речицкий (Мендымский)	1450-1676 (1615)	0,8-9,0	0,05-96	В пределах сводовой части, на западном, северном, северо-восточном склонах ЮТС, а также на восточном и юго-восточном склонах СТС.
Семилукский (Доманиковский)	1505-1692 (1650)	0,8-6,0	0,2-60	

авлакогена на западе Татарстана. С позднефранского времени осадки доманикоидного типа накапливались в бортовых зонах Камско-Кинельской системы прогибов.

Проведем сравнительный анализ условий осадконакопления сланцевой формации Баккен во впадине Уиллистон, формации Игл Форд в Примексиканской впадине и отложений семилукского (доманикового) горизонта в Мелекесской впадине.

Сланцевые отложения формации Баккен, в которых ведется выработка запасов, являются нефтематеринскими сильно битуминозными карбонатно-терригенными породами, с подчиненными прослоями глин. Осадки сформировались в глубоководных, бескислородных обстановках, с ограниченной циркуляцией воды, с обильным развитием планктонных водорослей. Такие условия сложились в результате некомпенсированного прогибания впадины Уиллистон. Погружение впадины несколько замедлилось в позднедевонское время, однако в центральной части впадины глубоководные условия сохранились до начала пермского времени, с накоплением осадков идентичных формации Баккен (Табл.3).

Сланцевые отложения формации Игл Форд, в которых ведется выработка запасов, также являются нефтематеринскими сильно битуминозными карбонатно-глинистыми породами, сформированными в условиях окраины шельфа и континентального склона в меловой период. На территории Примексиканской впадины преобладающими были нисходящие движения. Также в это время произошла активизация вулканической деятельности, которая обогатила откладывающиеся породы железом и магнием. Привнос терригенного материала происходил в виде илов, как продукт разрушения из Южного центрального Техаса (Табл.3).

Нефтематеринские отложения семилукского (доманикового) горизонта – доманикиты, на территории Республики Татарстан в районе Мелекесской впадины представлены битуминозными глинистыми, глинисто-карбонатными, кремнисто-глинисто-карбонатными и кремнистыми разностями пород, содержащими рассеянное ОВ сапропелевого типа (Сорг = 5-20 %). По данным Зайдельсона М.И. доманиковые отложения формировались в недокомпенсированной осадками впадине, когда скорости тектонического опускания превышали темп осадкообразования. Высокое содержание ОВ связано с обогащением вод впадины зоопланктоном. Согласно большому числу исследователей (Маклеод, 2005; Хаин, Полякова, 2012; Карпунин, Миронов, 2012; Готтих, Писоцкий, 2006 и др.) накопление отложений семилукского (доманикового) горизонта Волго-Уральского региона осуществлялось в условиях тектонической и вулканической активизации региона. При этом, по мнению Маклеода Н., повышенные содержания

углекислоты, метана, железа и других продуктов вулканической деятельности сначала приводит к всплеску биологической жизни, а затем к быстрому массовому вымиранию, что и провоцирует появлению толщ обогащенных органическим веществом. В последующее верхнедевонско-турнейское время размеры семилукской впадины постепенно сократились до относительно узких прогибов Камско-Кинельской системы, с сохранением особенных условий осадконакопления, что привело к формированию здесь доманикоидов – возрастного аналога доманикитов.

Таблица 3.

Геологические характеристики впадин

Впадина	Возраст отложений	Глубина, м	Мощность, м	Пористость, %	Проницаемость, мД	Органическое в-во, %
Примексиканская (Eagle Ford)	K (нижне меловой)	1200-4200	30-85	6-11	0,13	3-8
Уиллистон (Bakken Shale)	D ₁ (нижне-девонский)	2400-3500	30-90	1-5	0,04	8-10
Мелекесская (семилукский (доманиковый) горизонт)	D ₃ (верхне-девонский)	1500-1600	10-50	2-9	-	5-20

Из таблицы геологических характеристик сравниваемых формаций можно заключить, что несмотря на приуроченность к различным временным промежуткам условия осадконакопления, коллекторские свойства сланцевых отложений Примексиканской и впадины Уиллистон аналогичны отложениям семилукского (доманикового) горизонта Мелекесской впадины. Кроме того, установлено, что осадки аналогичные формации Баккен, накапливались в центральной части впадины в глубоководных условиях до начала пермского времени. Идентичная ситуация сложилась и с отложениями депрессионных зон ККСР речико- (мендымский) – заволжского возраста, которые являются возрастным аналогом отложений семилукского (доманикового) горизонта. Следовательно, крайне перспективными на обнаружение сланцевых залежей нефти на территории Татарстана являются отложения:

в саргаевском горизонте – в районе Алтунино-Шунакского прогиба и примыкающего к нему частей Южно-Татарского свода и Мелекесской впадины;

в доманиковом (семилукском) горизонте – на большей части восточного Татарстана;

в раннемендымском горизонте – в районе древнего Алтунино-Шунакского прогиба, в позднемендымском – на большей части Южно-Татарского свода;

в воронежско-евлановско-ливленском горизонте – в пределах депрессионных зон Камско-Кинельской системы прогибов;

в фаменском, турнейском ярусах – в осевых частях Камско-Кинельской системы прогибов.

В дальнейших исследованиях на данных перспективных участках необходимо провести переинтерпретацию данных ГИС, в новых скважинах производить отбор и последующие петрофизические и геохимические исследования образцов кернa, а также развивать и разрабатывать технологии генерации/экстракции микроневти из вышеуказанных пород.

Проведенные исследования позволяют уже сегодня оценить экономический эффект добычи нефти из доманикитов. На данный момент согласно Федеральному закону от 23 июля 2013 г. № 213-ФЗ и гл. 26 ч. II Налогового кодекса РФ, при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенной, в нашем случае, к доманиковым продуктивным отложениям, ставка НДС приравнивается к нулю. Рассмотрим три различных варианта выработки запасов из доманиковых отложений: бурение новой скважины, реликвидация скважины и бурение бокового ствола (бокового горизонтального ствола) с применением ОРЭ.

Основные исходные данные для проведения экономической оценки (прогноз на 2014 г.) приведены в таблице 4.

Таблица 4

Основные исходные данные

Показатели	Значение
Цена	
1	2
Цена Urals, долл./барр.	101
Курс доллара, р.	33,4
Цена реализации без НДС, ЭП и комм. расх., р./т	9939
Налоги	
НДС, р./т	0
Налог на прибыль, р./т	20
Страховые взносы, %	30
Налог на имущество, %	2,2
Капитальные вложения	
Стоимость бурения, тыс. р./м, в т.ч.	
- вертикальных скважин	24,6
ОНВСС доб. скв, млн. р./скв. ввод.	3,0
НПС доб. скв., млн. р./скв. ввод.	3
Зарезка БГС, млн. р./скв.-опер.	29,2
ОРЭ, млн. р./скв.-опер.	5,4

Продолжение таблицы 4

1	2
Производственные затраты	
Условно-переменные затраты, р./т ж	64
Условно-постоянные затраты, тыс. р./скв.-год доб.	1676
Условно-постоянные затраты, тыс. р./скв.-год нагн.	1200
Кислотный гидроразрыв пласта, млн. р./скв.-опер.	0,5
Реликвидация скважины, млн.руб.	4
ПРС для ОРЭ, тыс. р./скв.-опер.	345
Норма дисконта, доли ед.	0,1
З/п ППП, тыс. р.	33,1
Уд. численность ППП на 1 скв. доб.	0,6

Технологические показатели реализации вариантов эксплуатации приведены в таблице 5.

Таблица 5.

Основные технологические показатели

Варианты выработки	год	Добыча нефти, тыс. т	Добыча жидкости, тыс. т	Обв-ть, %
Бурение новой скважины	2014	2373	2409	1,5%
	2015	1898	2413	21,3%
	2016	1518	2416	37,2%
	2017	1215	2420	49,8%
	2018	972	2424	59,9%
	2019	777	2427	68,0%
	2020	622	2431	74,4%
	2021	498	2435	79,6%
Реликвидация скважин	2014	2008	2025,75	0,9%
	2015	1606	2029	20,8%
	2016	1285	2032	36,8%
	2017	1028	2035	49,5%
	2018	822	2038	59,7%
	2019	658	2041	67,8%
	2020	526	2044	74,3%
	2021	421	2047	79,4%
Бурение бокового ствола (бокового горизонтального ствола) или применение ОРЭ	2014	2190	2208,25	0,8%
	2015	1752	2212	20,8%
	2016	1402	2215	36,7%
	2017	1121	2218	49,5%
	2018	897	2222	59,6%
	2019	718	2225	67,7%
	2020	574	2228	74,2%
	2021	459	2232	79,4%

В таблице 6 приведены основные технико-экономические показатели вариантов эксплуатации.

Таблица 6.

Основные технико-экономические показатели

Показатели	Значения		
	Бурение новой скважины	Реликвидация скважин	Бурение БС (БГС) или ОРЭ
Добыча нефти, тыс. т	10	8	9
Выручка от реализации, млн. р.	98	83	91
Капитальные вложения, млн. р.	43	6	35
Эксплуатационные затраты, млн. р.	58	25	51
Чистый дисконтированный доход, млн. р.	16	36	18
Индекс доходности затрат, доли ед.	1,25	2,18	1,32
Индекс доходности инвестиций, доли ед.	1,36	6,72	1,51
Срок окупаемости, лет	3,44	в теч.-е 1 г.	2,86

Из таблицы видно, что при проведении реликвидации будут достигнуты лучшие показатели: дисконтированный поток наличности увеличится на 36 млн. руб.

На территории Татарстана в отложениях семилукского (доманикового) горизонта выявлено 58 объектов с нефтепроявлениями (по данным КИИ, керна, СКО), это выявляет высокую перспективность дальнейших поисковых работ на данных объектах, а проведенные экономические расчеты подтверждают высокую эффективность разработки этих объектов.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Зайдельсон М.И., Вайнбаум С.Я. и др. Формирование и нефтегазоносность доманикоидных формаций. Москва «Наука», 1990
2. Хисамов Р.С., Губайдуллин А.А. и др. Геология карбонатных сложно построенных коллекторов девона и карбона Татарстана. Казань «ФЭН», 2010.