

Однако в результате проведенных исследований была выявлена зональность в распределении коллекторов бобриковского горизонта. Установлено, что разные по коллекторским свойствам участки находятся в различных гидродинамических условиях, что приводит к неравномерному продвижению контуров нефтеносности.

Выводы

1. В скв. 3, 4, 7, 100, 124 зафиксировано не начальное, а текущее положение ВНК. Эти скважины характеризуют промытую зону пласта, т. е. отражают состояние залежи, вовлеченной в процесс разработки. Однако для построения геологической модели нужны сведения о первоначальном состоянии залежи. Следовательно, данные по перечисленным выше скважинам должны быть исключены при обосновании первоначального положения водонефтяного контакта, а также при расчете средних значений пористости и нефтенасыщенности по пласту.

2. Анализ темпов обводнения указывает на разный характер и разные скорости обводнения в северной и южной частях залежи, что приводит к неравномерному продвижению контуров нефтеносности и преждевременному обводнению отдельных скважин.

3. Литолого-фациальный анализ позволил выявить слабодренлируемую застойную зону в северной части центрального купола и зону распространения коллекторов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) в южной его части.

4. Для рациональной разработки залежи необходим анализ ФЕС пород-коллекторов по данным лабораторного изучения образцов керна, ГИС и гидродинамическим исследованиям.

5. Построенная карта песчанности объективно отражает фильтрационную характеристику пласта и может быть использована для прогнозирования обводнения продуктивных пластов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Пахомов В.И., Пахомов И.В. Визейская угленосная формация западного склона Среднего Урала и Приуралья. — М.: Недра, 1980.
2. Ракинцева И.А. Литолого-фациальный анализ отложений кожумского надгоризонта месторождений Веслянского вала на примере Кыласовского месторождения // Тез. докл. науч.-техн. конф. молодых ученых и специалистов ОАО "ЛУКОЙЛ". — Волгоград, 2001.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН И ПЕТРОФИЗИКА

УДК 552.5: 553.98.048

ОБ ОЦЕНКЕ КОНДИЦИОННЫХ СВОЙСТВ ПОРОД ПО ИХ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ

В. П. Митрофанов, А. А. Злобин
(ООО "ПермНИПИнефть")

Проблема обоснования кондиционных свойств пород в связи с большой практической значимостью нашла отражение в работах многих исследователей. От ее решения в значительной степени зависит обоснование балансовых и извлекаемых запасов, а также и технология разработки залежей. Общепринятым считается выделение трех пределов: геологического, физического и технологического. Используемые при этом разнообразные лабораторные, геофизические и промысловые методы в той или иной степени являются косвенными.

Среди лабораторных методов наиболее объектив-

Данная статья посвящена рассмотрению нового метода оценки граничных значений фильтрационно-емкостных свойств карбонатных пород. Предлагаемый метод основан на анализе текущей нефтенасыщенности пород интенсивно дренированных залежей и позволяет определять геологический, физический и технологический нижние пределы пористости и проницаемости.

This article is devoted to examination of the new method of filtrate-volume properties liminary values of carbonate rocks. Suggested method is based on current oil saturated rocks analysis of intensive drained deposits and allows to determine geological, physical and technological lower limits of porosity and permeability.

ные результаты дают непосредственные измерения фазовых проницаемостей при соблюдении пластовых условий [1]. Преимущество в данном случае состоит в том, что при интерпретации результатов не нужно делать какие-то допущения и корректировки, обусловленные приближенностью модельных представлений и некоторых параметров, не под-

дающихся измерению. Основным недостатком метода, как любого другого лабораторного, является нереализуемость масштабного фактора.

Существующие методы оценки предельных коллекторских свойств не могут учесть все разнообразие

процессов фильтрации и дренирования нефти при реальных условиях разработки залежи. В связи с этим в данной статье рассматривается принципиально новый подход к решению данной проблемы на основе анализа так называемой текущей нефтенасыщенности пород, сформировавшейся на поздней стадии выработки запасов. Оставшаяся к этому времени нефтенасыщенность является прямым интегральным показателем неоднородности продуктивного разреза на микро- и макроуровне, физико-химических свойств нефти, а также вытеснения ее с учетом временного фактора и конкретных технологических условий.

Апробирование предлагаемого метода обоснования предельных пористости и проницаемости проведено на примере Осинского месторождения Пермского Прикамья, разрабатываемого с 1965 г. Массивно-сводовая нефтяная залежь здесь приурочена к пористым карбонатным башкирским отложениям, сложенным преимущественно фораминиферо-водорослевыми известняками. Из центральной наиболее промытой ее части был исследован керн на содержание оставшейся нефти методом импульсного ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) в 390 образцах трех скважин. Керн герметизировался под слоем бурового раствора непосредственно на скважине сразу после подъема, что обеспечивает максимально высокую (до 99 %) сохранность нефтенасыщенности [1].

Метод ЯМР позволяет без нарушения естественного состояния флюидов селективно фиксировать непосредственно в поровом пространстве количество нефти с точностью ± 1 %. Суть методики кратко состоит в следующем. Нефтеводонасыщенный образец помещают в постоянное магнитное поле и прикладывают импульсное электромагнитное поле на резонансной частоте ядер водорода. По интегральному эхо-сигналу и соответствующей калибровке рассчитывают весовую или объемную концентрацию водородсодержащего флюида в породе. Для идентификации нефти на этапе подготовки производится замещение легкой воды, имеющейся в образце, на тяжелую. Это дает возможность возбуждать резонанс только протонов в нефти и полностью исключать влияние воды [7]. Экспериментальные данные были исправлены на коэффициент 1,10, который используется наиболее часто при оценке кернов из промытых зон пластов [2, 3].

Предварительно специальной серией опытов было установлено, что количество нефти в центральной и периферийной частях кернов одинаково (табл. 1). Это говорит об интенсивной промывке пород в результате длительной разработки залежи и о равномерной нефтенасыщенности керна в пределах дренируемых зон. Поэтому для анализа текущей нефтенасыщенности залежи на поздней стадии эксплуатации можно использовать данные из различных частей керна.

По литературным данным в одних случаях наблюдается уменьшение остаточной нефтенасыщенности ($K_{он}$) при снижении ФЕС [4], в других — ее увеличение [5]. Но имеются примеры и сложного ее изменения [6]. На Осинском месторождении тенденция кор-

реляции текущей нефтенасыщенности с пористостью выражена достаточно четко. Примером могут служить результаты по одной из трех скважин (рис. 1). На основании этой зависимости можно уверенно судить о первом кондиционном пределе — геологическом, позволяющем выделять породы, в которых выше ВНК возможно содержание нефти. На Осинском месторождении к ним относятся породы, пористость которых превышает 3...4 %. Предельное значение проницаемости у этих пород составляет $\approx 10^{-2}$ фм² (рис. 2). Полученные данные свидетельствуют о том, что при прогнозной оценке нефтенасыщенности к перспективным могут относиться карбонатные отложения с очень низкими коллекторскими свойствами.

Данные текущей нефтенасыщенности позволяют оценивать и такие предельные значения ФЕС, при которых углеводородная фаза является подвижной. Решение многих практических задач связано именно с этими пределами. В частности, по изменению отношений начальной (K_H^T) и текущей (K_H^H) нефтенасыщенности к остаточной воде ($K_H^T/K_{ов}$, $K_H^H/K_{ов}$) в зависимости от проницаемости и пористости уверенно выделяются две характерные точки, которые имеют определенный физический смысл (рис. 3, 4). С ухуд-

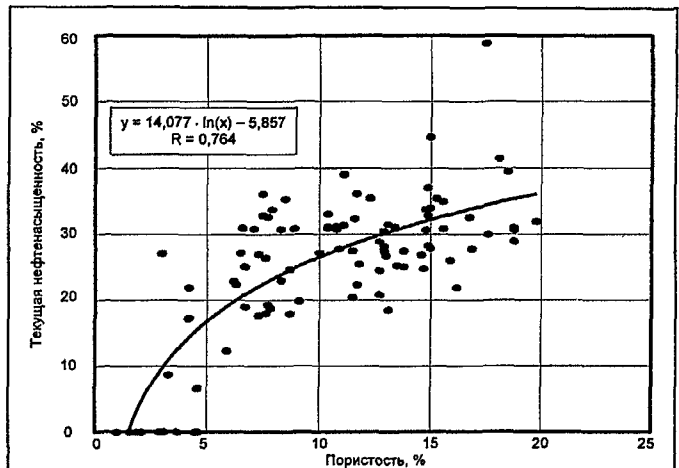


Рис. 1. Зависимость текущей нефтенасыщенности от пористости для скв. 2300 Осинского месторождения

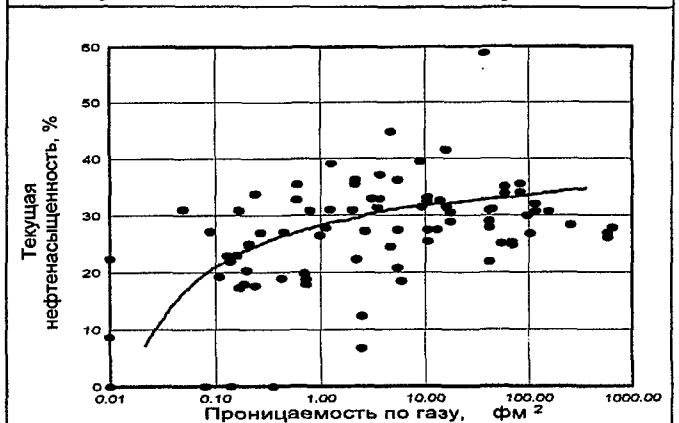


Рис. 2. Зависимость текущей нефтенасыщенности от проницаемости для скв. 2300 Осинского месторождения

Таблица 1

Сравнение нефтенасыщенности различных частей керна по данным метода ЯМР на неэкстрагированных образцах керна скв. 2303 Осинского месторождения

Номер образца	Интервал отбора, м	Центральная часть керна		Периферийная часть керна (по 2 анализам)	
		Пористость (K_n), %	Нефтенасыщенность (K_n^T), %	Пористость (K_n), %	Нефтенасыщенность (K_n^T), %
5	1051,5...1056,5	24,2	28,3	23,8	26,4
10	1051,5...1056,5	15,5	21,9	15,6	22,1
28	1059,0...1063,0	15,2	21,3	14,5	24,0
29	1059,0...1063,0	17,3	25,1	18,4	27,9
32	1059,0...1063,0	19,5	30,1	19,9	31,5
35	1059,0...1063,0	16,7	24,1	17,7	22,1
62	1063,0...1068,2	17,4	34,1	17,7	31,4
63	1063,0...1068,2	18,9	28,5	18,5	30,0
75	1076,4...1081,9	18,5	30,4	18,8	32,4
76	1076,4...1081,9	18,8	36,2	18,9	35,1
77	1076,4...1081,9	16,4	32,9	15,6	31,2
84	1076,4...1081,9	17,5	25,3	18,4	26,8
100	1087,4...1092,9	12,6	31,8	13,2	32,4
Среднее значение		17,6	62,4	18,3	62,3

шением фильтрационных свойств пород отношение $K_n^T/K_{ов}$ постепенно уменьшается в силу обратно пропорционального соотношения величин K_n^T и $K_{ов}$. В области низких ФЕС это отношение сначала стремится к такому минимальному уровню, при котором наблюдается равенство K_n^T и K_n^H , а затем — к нулю при 100%-й водонасыщенности. Отсюда второе граничное значение проницаемости (0,7 fm^2), соответствующее пересечению линий $K_n^T/K_{ов}$ и $K_n^H/K_{ов}$, характеризует физический предел пород, в которых возможна фильтрация нефти и которые могут реально отдавать нефть. Фактически он позволяет дифференцировать породы на коллекторы и неколлекторы, т. е. выделять в общем нефтеносном разрезе эффективную часть и определять балансовые запасы, поскольку при условии $K_n^T < K_n^H$ фиксируется момент начала вытеснения нефти. Сравнение с нижним пределом по данным фазовых проницаемостей [1], принятом при подсчете запасов, свидетельствует о полном их совпадении: 0,7 и 0,6 fm^2 . Подобным образом получен и нижний предел по пористости (см. рис. 4), который равен 7 % и аналогичен установленному ранее также на основании фазовых проницаемостей.

Третий граничный предел — технологический — устанавливается по резкому перегибу на кривых $K_n^T/K_{ов}$ тех же зависимостей, но в области высоких ФЕС пород (см. рис. 3, 4). В таких породах текущая нефтенасыщенность значительно меньше начальной

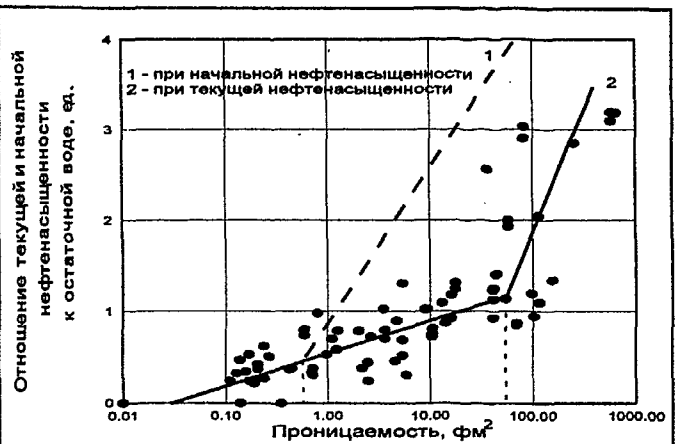


Рис. 3. Зависимости отношений текущей нефтенасыщенности к остаточной водонасыщенности от проницаемости по скв. 2300 Осинского месторождения

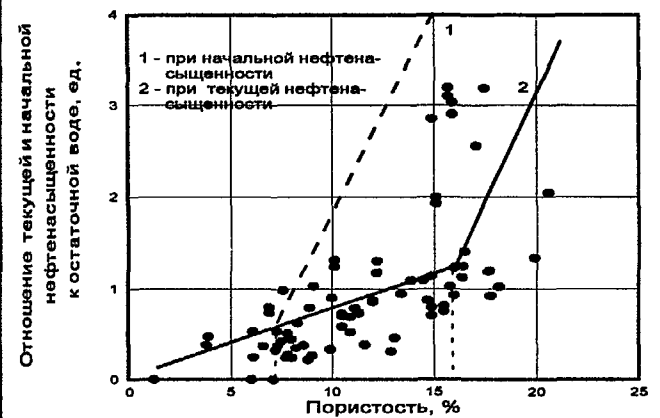


Рис. 4. Зависимости отношений текущей нефтенасыщенности к остаточной водонасыщенности от пористости по скв. 2300 Осинского месторождения

по причине максимального вытеснения нефти в результате более интенсивного дренирования. Это обусловлено высокой однородностью структуры порового пространства этих пород, новым состоянием насыщающих фаз, минимальным количеством остаточной воды, в данном случае менее 27 %, и снижением ее влияния на фазовую проницаемость (рис. 5). По пористости технологический предел отбивается при 15,8 %, а по проницаемости — при 70,0 fm^2 . Практическая значимость этих пределов состоит в том, что они могут быть использованы при оценке доли активных промышленных запасов и уточнении геологического моделирования.

Согласно рис. 3 и 4, предельные значения ФЕС находятся не совсем однозначно. Обусловлено это разнообразием форм остаточной нефти в связи с высокой неоднородностью эффективных пропластков, а также случайностью изменения вязкости текущей нефти и смачиваемости пород (табл. 2). Вязкость нефти определяли методом ЯМР непосредственно в породе, а интегральную смачиваемость — методами капилляриметрии и центрифугирования по ОСТу.

Вклад пропластков различной проницаемости в суммарный дебит

Классы пористости, %	Толщина пропластков			Нефтенасыщенность, %		Проницаемость, fm^2		Дебит пропластков, $\text{м}^3/\text{сут}$	Доля дебита пропластков, %	
	общая, м	относительная, %	накопленная, %	относительная	накопленная	абсолютная по газу	фазовая по жидкости		относительная	накопленная
7-8	124,4	2,8	2,8	1,0	1,0	1,3	0,2	1,1	<0,1	<0,1
8-9	282,4	6,4	9,2	2,9	3,9	2,5	0,5	6,1	<0,1	0,1
9-10	405,6	9,2	18,4	5,1	9,1	4,6	1,1	19,3	0,2	0,2
10-11	381,6	8,7	27,1	5,7	14,8	7,7	2,2	36,3	0,3	0,5
11-12	346,4	7,7	34,8	5,9	20,7	12,5	4,0	60,0	0,5	1,1
12-13	508,2	11,6	46,4	9,8	30,5	19,3	6,9	151,7	1,3	2,4
13-14	350,4	8,0	54,4	7,5	38,1	29,0	11,5	174,4	1,5	3,9
14-15	266,4	6,1	60,5	6,2	44,4	42,2	18,4	212,2	1,8	5,7
15-16	410,3	9,2	69,7	10,5	54,9	59,9	28,6	502,6	4,4	10,1
16-17	301,8	6,9	76,6	8,4	63,4	83,3	43,3	565,6	4,9	15,0
17-18	225,2	5,1	81,7	6,7	70,1	113,6	64,0	623,9	5,4	20,4
18-19	230,0	5,2	86,9	7,3	77,1	152,2	92,5	920,9	8,0	28,4
19-20	109,8	2,6	89,5	3,7	81,2	200,8	131,0	622,6	5,4	33,8
20-21	102,6	2,3	91,8	3,7	85,0	261,2	182,3	809,6	7,0	40,8
21-22	149,4	3,4	95,2	5,7	90,7	335,7	249,9	1616,0	14,0	54,9
22-23	36,6	0,8	96,0	1,4	92,2	426,4	337,6	534,8	4,6	59,5
23-24	71,6	1,6	97,6	3,0	95,2	536,0	450,1	1394,9	12,1	71,6
24-25	38,8	0,9	98,5	1,7	96,9	667,5	593,0	995,9	8,6	80,2
25-26	53,8	1,2	99,7	2,5	99,5	823,9	772,6	1799,2	15,6	95,8
26-27	11,2	0,3	100	0,5	100	1008,8	996,6	483,1	4,2	100
Сумма	4406,5							11530,3		

Примечание. Нефтенасыщенность рассчитана объемная с учетом встречаемости пропластков и их пористости.

На пропластки с меньшими ФЕС приходится только 5,7 % суммарного дебита, хотя общая толщина их составляет 60,5 % (график 5), а нефтенасыщенный объем — до 48 % (график 6). Кроме того, среди них находятся пропластки с близкими к физическим пределам коллекторскими свойствами, например по пористости от 7 до 11 %. Они имеют совокупный дебит около 0,5 %, и это при суммарной толщине и нефтенасыщенном объеме, равными соответственно 27,1 и 18 %. Отсюда следует, что, с одной стороны, от всех извлекаемых запасов доля продуктивных пропластков с низкими ФЕС очень незначительная и ею можно пренебречь, хотя вклад их в балансовые запасы значительный. С другой стороны, высокая точность установления физических пределов при обосновании активных извлекаемых запасов не имеет большого практического смысла, поскольку руководствоваться следует технологическими граничными значениями.

Основной вклад (94,3 %) в суммарный дебит вносят пропластки с пористостью и проницаемостью, превышающими соответственно 15 % и $42,9 \text{ fm}^2$, в то время как в общем эффективном разрезе их доля по толщине составляет всего около 39,5 %, а по нефтена-

сыщенному объему — до 52 %. Средний дебит коллекторов этой группы пропластков равен 7,4 %, или $852 \text{ м}^3/\text{сут}$, против 0,6 % и $64,2 \text{ м}^3/\text{сут}$ первой группы (график 1). При указанных предельных значениях пористости и проницаемости наблюдается характерное различие пропластков по соотношению толщин и объемной нефтенасыщенности (графики 2 и 3). Отмеченные особенности являются достаточным подтверждением обоснованности выделения технологических пределов ФЕС по результатам исследований нефтенасыщенности пород на поздней стадии разработки залежи.

Граничные значения коллекторов с учетом долевого вклада каждого класса в их суммарный дебит хорошо согласуются с полученными через текущую нефтенасыщенность (15,8 % и $70,0 \text{ fm}^2$). Некоторое несовпадение пределов может быть обусловлено неоднозначностью связей газопроницаемости с пористостью, фазовой проницаемости с абсолютной и, главное, достоверностью выделения эффективных пропластков. Как известно, методы ГИС обладают пороговой чувствительностью, которая не позволяет идентифицировать пропластки толщиной менее 0,2 м.

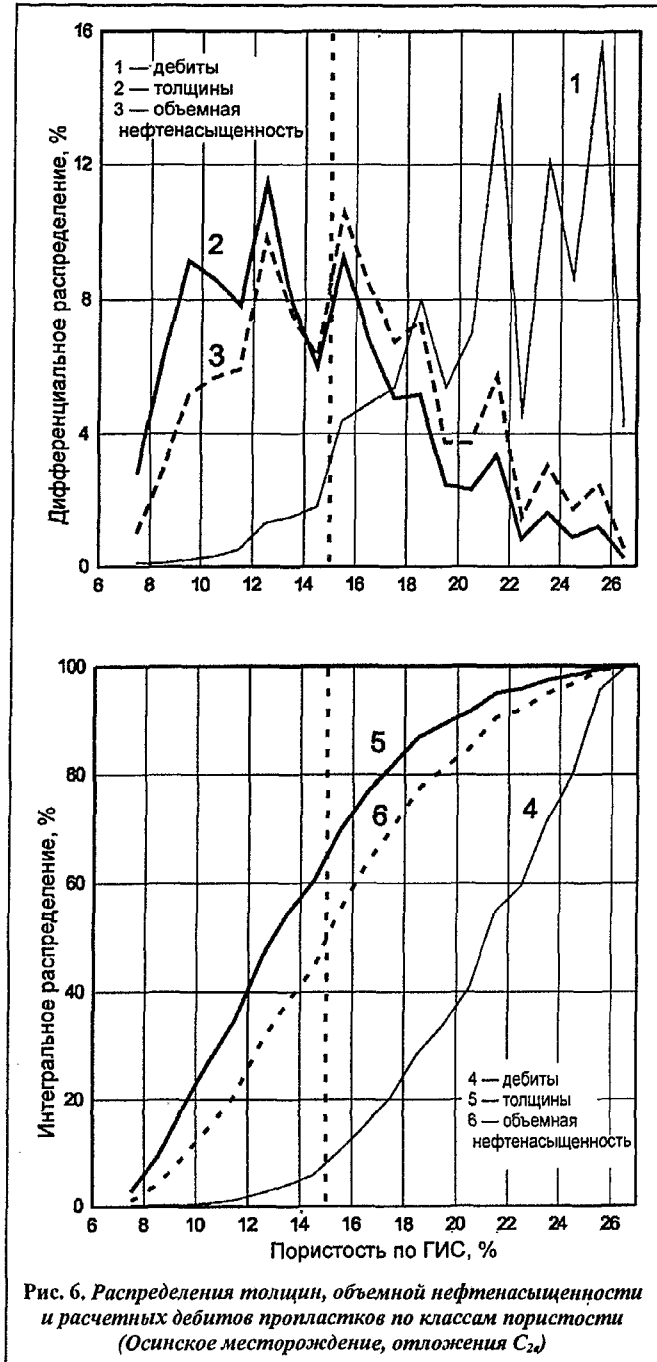


Рис. 6. Распределения толщин, объемной нефтенасыщенности и расчетных дебитов пропластков по классам пористости (Осинское месторождение, отложения S_{2a})

Выводы

Данные о текущей нефтенасыщенности являются надежным прямым критерием оценки геологических,

физических и технологических пределов ФЕС пород. Преимущество такого методического подхода заключается в том, что он основан на определениях реальной нефтенасыщенности, сформировавшейся с учетом свойств пород, флюидов и особенностей разработки залежи. Первый предел можно использовать при выделении пород, в которых возможно содержание нефти, что необходимо знать при оценке прогнозных запасов. Второй предел необходим для идентификации коллекторов среди нефтенасыщенных пород, в которых нефть является динамически подвижной, т. е. при подсчете балансовых запасов. Третий позволяет судить о породах с динамической долей извлекаемых объемов. При оценке технологического предела метод желательно сочетать с анализом возможных дебитов пропластков эффективной части залежи.

ЛИТЕРАТУРА

1. Митрофанов В.П., Хижняк Г.П., Пузиков В.И. Обоснование критических значений фильтрационно-емкостных свойств продуктивных отложений // Геология, разработка, бурение и эксплуатация нефтяных месторождений Пермского Прикамья / Сб. НТ ОАО "ПермНИПИнефть". — 1999. — Вып.2. — С. 81—92.
2. Методика определения коллекторских свойств горных пород по результатам анализа ядра и гидродинамических данных. — М.: Недра, 1975. — 88 с.
3. Михайлов Н.Н., Кольчинская Т.Н., Семенова Н.А. Изучение остаточного нефтенасыщения разрабатываемых пластов // Нефтяная и газовая пром-сть. Сер. "Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений". — М., 1990. — 59 с.
4. Умнов Е.С. Эффективность определения коллекторских свойств пород уникального Астраханского газоконденсатного месторождения // Коллекторы нефти и газа и флюидоупоры. — Новосибирск: Наука, 1983. — С. 89—90.
5. Золоева Г.М. Влияние коллекторских свойств на извлечение нефти в условиях водонапорного режима // Геология нефти и газа. — 1984. — № 10. — С. 30—34.
6. Определение граничных значений проницаемости и пористости терригенных коллекторов петрофизическими и геофизическими методами / В. Ф. Козяр, В. И. Дузин, В. Г. Драцов, В. И. Петерсилье, Э. Г. Рабиц // Геология нефти и газа. — 1987. — № 2. — С. 11—15.
7. Пат. 2175766 РФ, МКИ G 01 N 24/08. Способ определения количества нефти в образцах горных пород / А. А. Злобин // Бюл. № 31 от 10.11.2001.