

Министерство образования и науки Российской Федерации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ Н.Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геологии и геохимии
горючих ископаемых

**Геологическое обоснование доразведки нижнепермской залежи нефти
Торавейского месторождения**

(Архангельская область)

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

студента 6 курса 612 группы
специальности 21.05.02 - Прикладная геология
заочного отделения
геологического факультета
Карьянова Павла Геннадьевича

Научный руководитель
кандидат геол.-мин. наук, доцент

М.П. Логинова

Зав. кафедрой
доктор геол.-мин. наук, профессор

А.Д. Коробов

Саратов 2018

Введение

Одним из ведущих нефтегазодобывающих регионов России сегодня является Тимано-Печерская провинция. Здесь открыты и разрабатываются многочисленные месторождения нефти и газа.

На некоторых уже разрабатываемых месторождениях провинции проведение детальных сейсморазведочных работ МОГТ-3Д и новые подходы к анализу имеющегося материала позволяют уточнять строение месторождений и увеличивать ресурсную базу. Одним из таких месторождений является Торавейское.

Торавейское месторождение открыто в 1977 году в результате выявления залежей в нижне-, верхнепермских и триасовых отложениях. Основной и слабоизученной является нижнепермская залежь.

Поэтому целью данной дипломной работы является геологическое обоснование доразведки северной части нижнепермской залежи нефти Торавейского месторождения.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- сбор геолого-геофизической информации по строению Торавейского месторождения;
- анализ собранного геолого-геофизического материала;
- уточнение геологического строения;
- рекомендации по проведению разведочного бурения на Торавейском месторождении.

При подготовке дипломной работы были использованы материалы по геологическому строению Торавейского месторождения: материалы сейсморазведки, результаты бурения и испытания скважин, лабораторные исследования керна, шлама, а также фондовые и опубликованные источники.

Дипломная работа состоит из введения, 4 глав, заключения и содержит 45 страницы текста, 1 таблицу, 2 рисунка, 7 графических приложений. Список использованных источников включает 14 наименований.

Основное содержание работы

На изучаемой территории проведен широкий спектр геолого-разведочных работ с нефтепоисковыми целями: геоморфологические и геофизические исследования (магнито-, электро-, грави- и сейсморазведочные работы), параметрическое и поисково-разведочное бурение.

Геофизические исследования

Методами электроразведки, МТП, МТЗ, КМТП, ВЭЗ и МТЗ было подтверждено блоковое строение фундамента, установлен характер распространения и толщины мерзлоты. Проведена аэромагнитная съемка масштабов 1:1000000, 1:200000 и 1:50000, а также гравиразведочные работы масштаба 1:500000, 1:100000, составлена сводная карта аномалий силы тяжести, рассчитаны глубины залегания фундамента и составлена схема его рельефа. На этой территории из всех геофизических методов сейсморазведка является главным средством подготовки структур под глубокое поисковое бурение.

В 60-х - начале 70-х годов на территории Варандей-Адзвинской структурной зоны (ВАСЗ) проводилось однократное профилирование МОВ. В результате работ выявлен вал Сорокина (крупная структура II порядка), а также ряд локальных структур (Варандейская, Торавейская, Южно-Торавейская, Лабаганская, Наульская и др.). С 1976 года на Варандейской площади проводились детальные работы МОГТ по методике продольного шестикратного профилирования аналоговыми сейсмостанциями.

Основные объемы сейсморазведочных исследований в пределах площади проводились на Варандейском (1976 г.), Торавейском (1981 г.), Наульском и Лабаганском (1982 г.), Пасседском (1987 г.), Региональном (1991-1992 гг.) объектах. Плотность профилей МОГТ составляет 1,8 км/км² с учетом профилей, отработанных аналоговыми сейсмостанциями и 1,0 км/км² без них [1].

Торавейское месторождение открыто в 1977 году поисковой скв. 21, пробуренной в сводовой части структуры, которая открыла нефтяную залежь в ас-сельско-сакмарско-артинских карбонатных отложениях: при опробовании интервала 1517-1540 м получен фонтанный приток нефти дебитом 82,26 т/сут.

В 1978 году выявлена залежь тяжелой нефти в терригенных отложениях ниже-среднетриасового возраста.

В 1999-2000 гг., а также в 2003 г. в пределах площади были проведены полевые сейсмические работы 3D с целью уточнения геологического строения месторождения. В 1999 году специалистами ОАО "ВНИИнефть" составлен «Проект пробной эксплуатации нижнепермской залежи нефти Торавейского месторождения» [2].

В 2001 году нефтяная нижнепермская залежь Торавейского месторождения введена в пробную эксплуатацию.

В 2003 году специалистами ООО "Нарьянмарнефтегаз", ОАО "Архангельскгеолдобыча" и ООО "ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть" было проведено гидродинамические исследования методом гидропрослушивания. Скв. 21 использовалась как возмущающая, скв. 59, 81 и 86 как реагирующие.

По результатам обработки и интерпретации этих гидродинамических исследований определены характеристики пород нижнепермской толщи в изучаемом районе [3].

В 2004 году «Технологическая схема опытно-промышленной разработки...» составлена на основе результатов пробной эксплуатации нижнепермской залежи нефти Торавейского месторождения и базируется на уточненных запасах нефти и газа, утвержденных ЦКЗ МПР РФ [4]. Целью ее выполнения является проектирование и оценка экономической эффективности новых технологий разработки.

За время, прошедшее с момента составления последнего проектного документа накопилось достаточно много новой геолого-геофизической информации. В 2003 году на площади были проведены детализационные сейсморазведочные работы МОГТ 3D, на основании которых было уточнено строение северной части нижнепермской залежи. Была пробурена разведочная скважина 22Т, которая подтвердила нефтеносность нижнепермских отложений в северной части структуры.

В целом состояние изученности месторождения, с учетом сложного геологического строения, следует оценить как недостаточное.

Основными продуктивными отложениями являются нижнепермские (асельские, сакмарские и артинские). Центральная часть залежи находится в опытно-промышленной эксплуатации. Северная часть изучена бурением слабо, что определяет необходимость доразведки нижнепермской залежи.

В геологическом строении месторождения принимают участие отложения силурийской, девонской, каменноугольной и пермской систем, как показано на приложении А.

Описание разреза приводится по результатам, бурения поисковых и разведочных скважин Торавейского месторождения, с учетом изучения керна, шлама, ГИС. Наиболее глубокая на изучаемом месторождении скважина 25 пробурена до глубины 4534 м [3, 5].

Таким образом, разрез Торавейского месторождения является сложным, так как:

- литологический состав разреза весьма разнообразен;
- представлен чередованием терригенных и карбонатных комплексов пород;
- толщина отдельных стратонов не выдержана по площади и мощности;
- в разрезе отсутствуют отложения некоторых стратиграфических подразделений (среднедевонские, верхнекаменноугольные, средне- и верхнепермские, верхнемеловые, палеогеновые и неогеновые), что свидетельствует о перерывах в осадконакоплении в связи с активными тектоническими движениями на изучаемой территории;
- в продуктивной части разреза коллекторы представлены: в пермской системе карбонатными отложениями, в триасовой системе терригенными отложениями.

В тектоническом отношении Торавейская структура находится в северной части вала Сорокина, который является частью Варандей-Адзвинской структурой зоны, что показано на рисунке 2 и приложении Б. В её строении прини-

мают участие три приразломных вала северо-западного простирания (Сарембойский, Гамбурцева и Сорокина), разделенные Морейюской и Верхнеадзвинской депрессиями [6]. Валы по верхним горизонтам осадочного чехла имеют чешуйчатое строение, обусловленное действием серии взбросо-надвиговых тектонических дислокаций. На юго-востоке структуры ВАЗС имеют четкое структурное ограничение. Серией крупных взбросо-надвигов они перекрыты или срезаны структурными блоками поднятия Чернышева.

Вал Сорокина простирается в северо-западном направлении более чем на 200 км при ширине 8 – 10 км. В шельфовой зоне Печорского моря прослежено продолжение вала на расстоянии 50-60 км. Вал наиболее отчетливо выражен по поверхности карбонатных пород нижней перми, где представляет собой узкий длинный горст, осложненный цепочкой локальных структур (Варандейская, Торавейская, Южно-Торавейская, Наульская, Лабоганская и т.д.), разделенных мелкими седловинами. Наиболее приподнятой структурой является Седьягинская. От нее шарнир вала погружается в северо-западном направлении (по кровле карбонатов нижней перми от минус 1350 м). Все структуры, как правило, асимметричны: они имеют крутые западные крылья (25-30°) и более пологие восточные (15-20°).

Примечательной особенностью вала является его верхняя аллохтонная часть, выдвинутая по разнонаправленным, но сходящимся и выполаживающимся на глубине разрывам. Подобные веерообразные складки свойственны крупным взбросо-надвигам. Торавейская структура приурочена к одноименной брахиантиклинальной складке, расположенной в северной части вала Сорокина.

В строении исследуемой территории принимают участие два структурных этажа: фундамент и осадочный чехол.

Нижний структурный этаж (фундамент) сложен различными структурно-вещественными комплексами, возрастной диапазон которых, по мнению разных исследователей, варьирует от архейско-раннепротерозойского до венд-кембрийского и представлен метаморфизованными и

сложнодислоцированными осадочными и осадочно-вулканогенными сериями, с интрузиями кислого и основного состава. По мнению различных исследователей в структуре фундамента выделяется вулканогенно-осадочный комплекс пород венд-кембрийского возраста, который образует переходный (промежуточный), или протоплатформенный подэтаж.

Венд-нижнекембрийские отложения Тимано-Печорской провинции (ТПП) изучены сравнительно слабо. В пределах Печорской синеклизы они представлены молассовидной вулканогенно-осадочной лаптопайской серией, толщина которой по данным сейсморазведочных исследований составляет в районе скважины 1-Хорейверская 650 м, на Сандивейской площади – 400 м.

Между породами фундамента, переходного подэтажа и осадочного чехла установлены угловые и стратиграфические несогласия.

На изучаемой территории и ближайших месторождениях фундамент не вскрыт.

Платформенный (осадочный) чехол слагают отложения ордовика, силура, девона, карбона, перми, триаса, юры, мела и кайнозоя.

Осадочный чехол подразделяется на три структурных подэтажа, формирование которых обусловлено стадийным тектоническим развитием. Эта стадийность синхронна эволюции Уральской геосинклинали, для которой установлены три основных этапа развития: незавершенный каледонский (ограничившийся лишь начальной стадией), заверченный герцинский и ныне продолжающийся мезозойско - (киммериджско) – кайнозойский. Последовательная смена тектонических режимов отмечается в разрезе осадочного чехла структурными ярусами и разделяющими их угловыми и стратиграфическими несогласиями.

Торавейская структура по кровле нижнепермских отложений представляет собой брахиантиклиналь субмеридиального простирания, как показано на приложении В. Она осложнена двумя вершинами на севере и в центре. Брахиантиклиналь имеет размеры по замкнутой изогипсе -1620 м 13,2x3,3 км и доста-

точно большую амплитуду 120 м. Западные и восточные крылья структуры крутые, а северные и южные более пологие.

Таким образом, Торавейская структура имеет сложное строение. Южная вершина имеет большую площадь и более рельефно выражена; северная вершина меньшая по площади и менее выражена в структурном отношении.

В нижнепермских отложениях установлена ловушка структурного типа. В центральной части структуры установлены многочисленные фациальные замещения продуктивных пропластков. Модель строения ловушки в северной части изучена крайне слабо, т.к. там пробурена лишь одна скважина 22Т.

Торавейское месторождение находится в Варандей-Адзвинской нефтегазоносной области (НГО), которая входит в состав Тимано-Печорской нефтегазосной провинции (НГП) [6, 7].

Регионально в составе осадочного чехла выделяются десять нефтегазоносных комплексов (НГК), из которых на Торавейском месторождении установлены: нижнепермский карбонатный, верхнепермский терригенный, триасовый терригенный.

Для вала Сорокина – основного структурного элемента Варандей-Адзвинской НГО, в северной части которого находится Торавейское месторождение, характерна наивысшая плотность начальных суммарных ресурсов УВ и низкая разведанность [3].

На Торавейском месторождении в нижней, верхней перми и нижнем, среднем триасе открыто 9 залежей тяжелой нефти.

Нижнепермский карбонатный НГК

В этом комплексе сосредоточено 90 % запасов нефти промышленных категорий региона. Залежи нефти, приуроченные к этому комплексу, открыты в северной части вала Сорокина на Торавейском, Варандейском, Южно-Торавейском, Наульском, Лабоганском, Седьялинском месторождениях [7].

Коллекторами являются карбонатные породы ассельско-сакмарско-артинского ярусов, тип коллектора поровый, порово-трещинный, трещинный и

кавернозно-трещинный. Покрышкой служат глинистые толщи кунгурского яруса. Залежи массивные или пластово-массивные. Дебиты нефти при фонтанировании составили от 10 м³/сут (Седьялинском) до 96 м³/сут (Варандейское). В большинстве случаев нефти битуминозные (плотность более 0,895 г/см³), вязкие, сернистые.

Залежь нефти этого комплекса на Торавейском месторождении находится в опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ).

После подсчета запасов, защищенного в ГКЗ (1979 г.), пробурено 13 скважин. Во всех скважинах при опробовании в колонне и в открытом стволе из залежи нижнепермского возраста были получены промышленные притоки нефти. Дебит нефти изменяется от 6,0 м³/сут (скважина 83) до 298 м³/сут (скважина 85), в большинстве случаев дебит нефти 85-91 т/сут. Нефти битуминозные (плотностью 0,902 г/см³), вязкие (7,61 %), сернистые (2,05%). Содержание газового фактора 41,5 м³/т.

Водонефтяной контакт установлен между абсолютной отметкой минус 1615,8 м (подошва коллектора интервала перфорации 1608,0-1623,0 м в скважине 27, где был получен приток безводной нефти) и минус 1617,1 м (кровля коллектора в скважине 22Т, интерпретируемого по ГИС как нефтеводонасыщенный). Пробуренные позже скважины не противоречат данным, указывающим на наличие уровня ВНК на отметке минус 1616 м.

В карбонатных нижнепермских отложениях пластово-массивная нефтяная залежь вскрыта на глубине минус 1499,5 м с размерами 13,2х3,3 км при высоте 116,5 м.

Северная водонефтяная часть залежи обширная по площади. В ее пределах пробурена только одна скважина (22Т).

Верхнепермский терригенный НГК

Залежи нефти приурочены к песчаному пласту (пористость 20 - 25 %) уфимского яруса на Торавейской, Южно-Торавейской и Наульской площадях (северная часть вала Сорокина). Тип залежей пластовый сводовый. Дебиты нефти изменяются от 5 до 71 м³/сут. Нефть битуминозная (плотность более

0,895 г/см³), вязкая, сернистая, парафинистая. На Торавейском месторождении верхнепермская нефтяная залежь выявлена в песчаниках на глубинах 1345 – 1380 м на площади 10500 м². Плотность нефти 0,903 г/см³; начальные геологические запасы нефти 6016 тыс. т., извлекаемые 1203 тыс. т.

Триасовый терригенный НГК

Промышленная нефтегазоносность триасовых отложений установлена на структурах северной части вала Сорокина: Торавейской, Варандейской, Южно-Торавейской, Наульской, Лабоганской. Залежи нефти приурочены к песчаным пластам аллювиального генезиса чаркабожской, харалейской и ангуранской свит нижне-среднетриасовых отложений. В южной части Сорокинского вала триасовые отложения в разной степени размыты. На Торавейском месторождении в нижне- и среднетриасовых отложениях выявлено восемь залежей нефти в пластах песчаников ангуранской свиты (Т₂-II, Т₂-I), харалейской свиты (Т₁₊₂-II, Т₁₊₂-I) и чаркабожской свиты (Т₁-IV, Т₁-III, Т₁-II, Т₁-I). В песчаном пласте Т₁₊₂ в основании харалейской свиты открыта единая для всей северной части вала Сорокина залежь тяжелой, вязкой нефти.

Характеристика пород-коллекторов

Нижнепермскими породами-коллекторами являются известняки органо-генно-обломочные, органо-генно-детритовые, разнотернистые, поровый, порово-трещинный, трещинный и кавернозно-трещинный. Покрышки кунгурского яруса - аргиллиты черные, массивные плотные. Наличие трещиноватости, отмечаемой по всему разрезу, гидродинамически связывает всю толщу карбонатных и карбонатно-кремнистых пород.

Тип нижнепермской залежи пластово-массивный с верхней границей по кровле продуктивных карбонатов и нижней (сложной формы) - по подошве выделенных эффективных нефтенасыщенных толщин по скважинам, как показано на приложениях Ж, К, Л.

Размер ловушки достигает 106 м, мощность продуктивного пласта достигает 97 м, эффективная нефтенасыщенная толщина пласта изменяется от 9,8 м

(скв. 82) до 57,3 м (скв. 21). Площадь нефтеносности составила 29229 тыс. м², как показано на приложении Г.

В начале представляла приуроченность залежи к монолитному пласту.

На основании комплексного изучения литологического, минералогического состава и физических свойств, продуктивные нижнепермские отложения были разделены условно на три пачки, которые характеризуются неоднородностью литологического состава, как между собой, так и внутри каждой, а также невыдержанностью их по площади и разрезу:

I – кремнисто-карбонатная (отложения кровельной части P_{1a}),

II – карбонатно-кремнистая (отложения средней части P_{1a}),

III – карбонатная (отложения P_{1as+s}).

Верхняя пачка сложена преимущественно известняками с подчиненным содержанием кремнисто-глинистых компонентов (содержание растворимого осадка 21%).

Средняя пачка отличается повышенным содержанием кремнистой составляющей – до 70%.

Нижняя пачка представлена, в основном, чистыми известняками.

Таким образом, пластово-массивная нефтяная залежь в нижнепермских карбонатных отложениях Торавейского месторождения представляет собой единый гидродинамически связанный резервуар. Вместе с тем, разрез характеризуется резкой литофациальной изменчивостью, связанной с широким развитием вторичных преобразований пород – доломитизацией, растрескиванием и окремнением. Это обуславливает сложность строения объекта.

Пласты-коллекторы имеют неоднородное строение по литологическому составу, количеству пропластков, фильтрационным характеристикам.

Нефть сернистая, битуминозная, парафинистая (менее 2%), застывающая при низких температурах (минус 40°C). Количество фракций, выкипающих до 200°C, невелико, составляет 15-16%.

Подсчитанные суммарные начальные геологические запасы нефти нижнепермской залежи по состоянию на 01.01.2006 - 16177 тыс.т. При

достигнутой накопленной добыче нефти из нижнепермской залежи остаточные геологические запасы составили 15796 тыс.т. [4].

Таким образом, нефтяная залежь Торавейского месторождения, приуроченная к нижнепермским отложениям, является объектом доразведки в северной части структуры, где на значительной по площади пробурена лишь скважина 22Т.

По результатам комплексного анализа и интерпретации имеющихся геологических и сейсмических материалов по строению Торавейского месторождения, нефтеносность установлена в карбонатных отложениях нижней перми и терригенных отложениях триаса. Основной по значимости является залежь нефти в нижнепермских отложениях.

Тип нижнепермской залежи Торавейского месторождения – пластово-массивный, тип коллектора поровый, порово-трещинный, трещинный и кавернозно-трещинный. Покрышкой служат глинистые толщи кунгурского яруса.

В объеме залежи выделены две зоны: нефтяная и водонефтяная, с принятыми по ним подсчётными параметрами.

Северная часть залежи слабо изучена бурением, пробурена одна разведочная скважина 22 Торавейская, вскрывшая только нефтеносную часть залежи. Значительная часть запасов остается оцененной по категории C_2 .

С целью уточнения строения, вскрытия и опробования нижнепермской залежи в северной части Торавейской структуры, а также перевода запасов нефти категории C_2 в C_1 рекомендуется пробурить одну разведочную скважину.

Геологические задачи на стадии доразведки следующие [8, 9]:

- вскрытие, опробование и получение промышленного притока из нижнепермских отложений в северной части структуры;
- уточнение фильтрационно-ёмкостных характеристик коллекторов и свойств УВ флюидов;
- уточнение подсчетных параметров залежи на недоразведанном участке;
- уточнение положения ВНК в северной части залежи и более надежное обоснование контура нефтеносности;

- приращение площади запасов по категории С₁.

С целью дальнейшей детализации и уточнения геологического строения северной части нижнепермской залежи, рекомендуется бурение разведочной скважины 1-Р на расстоянии 1,0 км от скважины 22Т в северо-западном направлении, как показано на приложениях В, Д. Проектная глубина 1850 м, проектный горизонт - московский.

Скважину №1-Р рекомендуется заложить в северной части структуры с учетом двойного шага между эксплуатационными скважинами, определенного уже действующим проектом ОПЭ и значительной эффективной нефтенасыщенной толщины.

В разведочной скважине необходимо провести отбор керна и шлама, комплекс промыслово-геофизических и геолого-технологических исследований, опробование, испытание рекомендуемой скважины, а также лабораторные исследования керна и пластовых флюидов [9].

Детальное изучение керна необходимо для определения литологических особенностей и фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов. На основании рационального комплекса геофизических исследований, производится выделение продуктивных пластов, определение их толщин и глубин залегания, толщин продуктивных пластов. Комплекс гидродинамических исследований позволяет изучить фильтрационно-емкостные характеристики коллекторов, положение контактов нефть-вода.

Для рекомендуемой скважины должна быть предусмотрена конструкция, позволяющая ее перевести в разряд эксплуатационных. После выполнения в дальнейшем ее эксплуатационных задач она может быть переведена в категорию нагнетальных скважин.

Заключение

Торавейское месторождение, расположенное в пределах Тимано-Печорской провинции отличается сложным строением. Залежи установлены в отложениях в нижне-, верхнепермского и триасового возраста. Основной и недостаточно изученной является нижнепермская залежь (ее северная часть),

приуроченная к карбонатным отложениям ассельского, сакмарского, артинского ярусов.

Нижнепермская залежь по типу флюида - нефтяная; по типу ловушки и условиям залегания – массивно-пластовая, сложного строения.

С целью доизучения нижнепермской залежи, определения зоны распространения коллекторов, уточнения положения ВНК, размеров залежи, перевода запасов в промышленную категорию C_1 рекомендуется бурение разведочной скважины 1-Р с проектной глубиной 1850 м и проектным горизонтом московским. В процессе бурения скважины рекомендуется провести комплекс геолого-геофизических исследований: отбор керна и шлама, ГИС, ГТИ, опробование, испытание и исследование в скважине.

Список использованных источников

1. Отчет о результатах сейсморазведки на западе Архангельской области и в южной части Баренцево моря исследования осуществлял Архангельское ТГУ. Архангельск, 1967-1970.
2. Давыдов А.В., Требин А.Г. Проект пробной эксплуатации нижнепермской залежи нефти Торавейского месторождения. /Отчет ОАО "ВНИИнефть". – Москва, 1999.
3. Шейкина А.Ф. Подсчет запасов нефти по залежи в нижнепермских отложениях Торавейского месторождения /Отчет ООО "ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть".. – Волгоград, 2003.
4. Стратиграфическое расчленение вскрытых осадочных отложений Торавейского нефтяного месторождения разработанные для ГПП и принятые МСК. 1989.
5. Колотухин А.Т., Астаркин С.В., Логинова М.П. Нефтегазоносные провинции России и сопредельных стран. ООО Издательский Центр «Наука». Саратов. 2013.
6. Клещев В.А., Шеин В.С. Нефтяные и газовые месторождения России. Справочник М., ВНИГНИ, 2010.

7. Габриэлянц Г.А., Пороскун В.А. и др. Методика поисков и разведки залежей нефти и газа. - Москва, 1985.
8. Основы методики геологоразведочных работ на нефть и газ. //Под ред. Э.А. Бакирова и др. Москва, 1991.
9. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. Москва: ГЕРС, 1999.
10. Геофизические методы поисков и разведки – М., 2002.
11. Правила проведения испытаний и опробований в нефтяных и газовых скважинах. М.: ГЕРС, 1999.
12. Методические указания выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. РД 153-39.0-109-01 Москва, 2002.