

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  
Андросенского месторождения (Волгоградская область)**

Автореферат дипломной работы

студентки 6 курса 612 группы  
130304 специальности - геология нефти и газа  
геологического факультета  
Севостьяновой Татьяны Олеговны

Научный руководитель:

кандидат геол.-мин. наук, доцент

\_\_\_\_\_Л.А. Коробова

Заведующий кафедрой:

доктор геол.-мин. наук, профессор

\_\_\_\_\_А.Д. Коробов

Саратов, 2016

## *Введение*

Волгоградская область относится к старым нефтегазодобывающим регионам со сравнительно высоким освоением нефтяных ресурсов. В 1948 году было открыто первое Арчединское нефтегазовое месторождение. В том же году в излучине реки Дон были открыты и разведаны месторождения природного газа – Саушинское и Верховское. Первый промышленный приток нефти пришёлся на 1949 год. Пик нефтедобычи в Волгоградской области пришёлся на 60-е – первую половину 70-х годов. Максимальная добыча была достигнута в 1972 году, когда из недр было извлечено более 7 млн. тонн нефти. Но поскольку рост добычи нефти практически не восполнялся приростом её запасов, то добыча стала постепенно падать. На настоящий момент запасы углеводородов в области составляют порядка 500 млн. т. нефти, 1,2 трлн.м<sup>3</sup> газа и 450 млн. т. газового конденсата [1]. Для поддержания уровня добычи необходимо открытие либо новых месторождений, либо доразведка уже открытых. Одним из таких является Андросенское нефтяное месторождение.

Андросенское месторождение расположено на левом берегу р. Волги в 160 км севернее г. Волгограда, в административном отношении входит в Быковский район Волгоградской области. Ближайшим крупным населенным пунктом является р.п. Быково, расположенный в 11 км севернее месторождения [2].

Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются: Малышевское находится в 19 км к северу от Андросенского месторождения, Алексеевское - в 34 км к северу и Левчуновское. В 104 км севернее проходит нефтепровод Самара-Тихорецк [2].

В результате поискового бурения в 1991 году, скважиной № 2 открыто Андросенское нефтяное месторождение. На месторождении выявлены залежи нефти в алексинских, бобриковских и кизеловских отложениях при опробовании ИПТ.

В настоящее время на месторождении пробурено три скважины № 237, №238 и №2. ВНК вскрыт только в алексинском горизонте и I пласте

бобриковского горизонта. Во II пласте бобриковского горизонта УПУ принят по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине №237. В кизеловском горизонте УПУ принят по подошве проницаемого прослоя в скважине №238. Месторождение разделено тектоническим нарушением, имеет сложное блоковое строение, пласты гидродинамически не связаны друг с другом. Запасы оценены по категориям  $C_1$  (2%) и  $C_2$  (98%). В связи с этим можно сделать вывод, что месторождение является недоизученным.

Целью дипломной работы является геологическое обоснование доразведки Андросенского месторождения.

Для достижения цели необходимо решить следующие задачи:

- 1) собрать и проанализировать геолого-геофизический материал, характеризующий геологическое строение и нефтеносность месторождения;
- 2) построить схематические профильные разрезы через проектные скважины;
- 3) разработать рекомендации по доразведке Андросенского месторождения.

Работа состоит из введения, 5 глав, заключения и содержит 48 страниц, 2 рисунка, 3 таблицы, 7 графических приложений и список использованных источников из 19 наименований.

#### *Основное содержание работы.*

В районе Андросенского нефтяного месторождения в разные годы проводились различного рода геолого-геофизические исследования: гравиметрические работы (до 1952 г.), аэромагнитная съемка (1955-1956 гг.) и региональные работы КМПВ (1968-1971 гг.), сейсморазведочные работы МОВ (с 1965 г.), МОГТ (с 1971 г.) [2].

Непосредственно на Андросенском месторождении ПО «Волгограднефтегеофизика» проведены рекогносцировочные и детальные сейсморазведочные работы МОГТ, которые послужили основанием для постановки глубокого поисково-разведочного бурения (сейсмические партии 12/80, 12/81, 12/83, 12/85).

Площадь пересекают 9 продольных и 8 поперечных сейсмопрофилей с расстоянием от 200 м до 2000 м. Андросенская структура выявлена по отражающим горизонтам IX-Д<sub>3</sub>fm и VIIIa-C<sub>1</sub>t [3].

Андросенская сейсмическая структура, подготовлена к глубокому бурению в 1987 г.

На месторождении пробурены три поисковые скважины: № 238, № 237 (1975 г.) и № 2 (1991 г.). Скважина № 237 оказалась на оси субмеридиональной антиклинальной складки, но за пределами алексинского и бобриковского горизонтов. Скважина № 2 заложена на основании паспорта и проекта поискового и разведочного бурения в пределах северной периклинальной части структуры с целью оценки продуктивности тектонически экранированных ловушек в подсолевых отложениях. [4]. Проектная глубина скважины – 5000 м, проектный горизонт – верхний девон. Скважина начата бурением 16 сентября 1989 года и закончена строительством 30 ноября 1991 года. Углубление скважины прекращено при забое 4940 м в отложениях воронежского горизонта верхнего девона.

В скважине № 2 при опробовании ИПТ получены притоки нефти из алексинских, бобриковских и кизеловских отложений расчетными дебитами 57,6 м<sup>3</sup>/сут, 60,9 м<sup>3</sup>/сут и 60,9 м<sup>3</sup>/сут, соответственно [5].

Были проведены работы по подсчету запасов. Впервые оперативный подсчет запасов нефти и газа Андросенского месторождения выполнен в 1993 году, затем в 2009 году проведена оперативная оценка начальных геологических и извлекаемых запасов углеводородного сырья.

Сводный геологический разрез Андросенского месторождения является сложным. Общая вскрытая толщина разреза составляет 5000 м. Характеризуется невыдержанностью толщин по площади и разрезу. Представлен чередованием терригенных (пески, песчаники, алевролиты, глины, аргиллиты) и карбонатных (известняки, доломиты, мергели) комплексов пород. В разрезе отмечаются перерывы в осадконакоплении, вызванные активными тектоническими движениями на изучаемой территории, о чём свидетельствует отсутствие отложений следующих

стратиграфических подразделений: татарского отдела пермской системы, среднего и верхнего триаса, нижней юры.

В кизеловское, бобриковское и алексинское время были благоприятные условия для формирования пород-коллекторов, пород-флюидоупоров – будущих природных резервуаров, в основном пластового типа.

Алексинский горизонт сложен известняками микрозернистыми, органогенно-детритовыми, биоформно-детритовыми, микросгустковыми, с реликтами водорослей, неравномерно глинистыми, прослоями алевролитистыми, с тонкими прослоями и линзами аргиллитов, алевролитов и песчаников (карбонатный). Толщина 105-115 м.

Бобриковский горизонт сложен переслаиванием песчаников кварцевых, мелкозернистых, алевролитов кварцевых, часто разнозернистых, слюдистых, с отпечатками растений по плоскостям наслоения и аргиллитов алевритистых, тонкослоистых с углефицированным растительным детритом и тонкими прослоями углей. В нижней части горизонта встречаются прослои известняков (терригенный). Толщина 18-27 м.

Кизеловский горизонт представлен известняками серыми, коричневатосерыми, преимущественно микросгустковыми, сгустковыми, водорослевыми, фораминиферовыми, прослоями органогенно-детритовыми, органогенно-обломочными, полидетритовыми или криноидными, с редкими тонкими прослоями аргиллитов (карбонатный). Толщина 40-44 м [6].

В тектоническом отношении Андросенский ЛУ располагается в зоне сочленения крупнейших тектонических элементов Русской платформы: Рязано-Саратовского мегапрогиба и Прикаспийской мегавпадины.

Граница между указанными мегаструктурами проводится по верхней кромке бортового нижнепермского тектоно-седиментационного уступа Прикаспийской впадины. Западнее этой границы, до русла Волгоградского водохранилища выделяется Прибортовая ступень, где и находится Андросенский участок недр, расположенный в пределах Николаевско-Городищенской тектонической ступени [7].

Структурный план кровли продуктивного пласта *алексинского горизонта* на Андросенском месторождении представляет брахиантиклинальную складку, осложненную тремя поднятиями. Центральное и северное поднятия имеют северо-восточное простирание, южное поднятие – северо-западное. Брахиантиклиналь тектоническим нарушением разделена на два блока – северный и южный. Структурный план продуктивного пласта алексинского горизонта имеет отличия от I пласта бобриковского горизонта: северный блок опущен, южный - приподнят; в северном направлении продуктивный пласт замещается непроницаемыми отложениями. Северный блок выделяется по замкнутой изогипсе -4150 м, южный блок - -4140 м. Размеры по кровле алексинского горизонта 6.8x2 км, амплитуда 15 м.

Структурный план кровли *I продуктивного пласта бобриковского горизонта* представлен брахиантиклинальной складкой северо-восточного простирания, структура осложнена тремя локальными поднятиями и разделена тектоническим нарушением, проходящим через центральное поднятие на два блока – северный и южный. Северный блок приподнят, южный опущен. Северный блок выделяется по замкнутой изогипсе -4330 м, южный – по изогипсе -4340 м. Изогипсы северного и южного блоков упираются в тектоническое нарушение. Размеры 10x2.2 км, амплитуда 15 м.

В структурном плане *бобриковского горизонта по кровле II продуктивного пласта* структура Андросенская представляет собой асимметричную брахиантиклинальную складку северо-восточного простирания. Брахиантиклиналь осложнена тремя локальными поднятиями (северным, центральным и южным). Тектоническое нарушение, проходящее через центральное локальное поднятие делит структуру на два блока. Северный блок приподнят, южный опущен. Северный блок выделяется по замкнутой изогипсе -4335 м. Южный блок выделяется по замкнутой изогипсе -4350 м. Размеры 8.7x1.7 км, амплитуда 15 м.

В структурном плане *I продуктивного пласта кизеловского горизонта* структура Андросенская представляет собой антиклинальную складку и

имеет северо-восточное простирание, ограничена с юго-запада дизъюнктивным нарушением, в юго-восточном направлении происходит замещение продуктивного пласта непроницаемыми разностями пород. Антиклиналь имеет амплитуду 80 м, размеры 7.5x5 км.

По кровле *кизеловского горизонта II продуктивного пласта* структура Андросенская повторяет в плане вышележащую антиклинальную складку по кровле I продуктивного пласта и также имеет северо-восточное простирание. Антиклиналь ограничена с юго-запада дизъюнктивным нарушением, в юго-восточном направлении происходит замещение продуктивного пласта непроницаемыми разностями пород. Антиклиналь имеет амплитуду 40 м, размеры 4.6x3.2 км [8].

Андросенское месторождение характеризуется разломно-блоковым строением, наличием зон выклинивания и литолого-фациальным замещением, т.е. имеет сложное строение. Ловушки структурные, комбинированные с литологическими и тектоническими экранами.

Андросенское нефтяное месторождение по схеме нефтегазогеологического районирования приурочено к Нижневолжской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

На месторождении пробурена поисковая скважина № 2, вскрывшая отложения среднего девона. Для оконтуривания нефтяных залежей использованы данные скважин №2, № 237 и №238.

В соответствии с действующей «Классификацией запасов...» Андросенское месторождение по сложности геологического строения относится к категории сложных: пласты характеризуются невыдержанностью толщин по площади и по разрезу, присутствуют зоны литологического замещения коллекторов слабопроницаемыми породами, зоны выклинивания пластов и тектоническое нарушение [6].

Продуктивный пласт *алексинского горизонта* залегает в кровельной части алексинского горизонта визейского яруса. Юго-западнее скважины № 2 примерно в 1 - 1,5 км фиксируется тектоническое нарушение, делящее залежь на два блока.

В скважине № 237 пласт представлен непроницаемыми разностями пород, поэтому посередине расстояния между скважинами №№2 и 237 проводится линия замещения коллектора.

Сложен пласт известняками светло-серыми, пятнистыми, мелкокристаллическими, неравномерно пористыми, кавернозными, трещиноватыми со стилолитами и редкими битумами. Особенностью породы является наличие, участками, в изобилии шламово-детритового материала (обломки раковин, кораллов, брахиопод и др.). Покрышкой алексинского пласта служат аргиллиты алексинского горизонта толщиной 3-8 м.

Средняя глубина залегания пласта составляет 4190,5 м. Общая толщина пласта 5,3 м. Продуктивен пласт в скважине № 2. Представлен пласт одним прослоем коллектора толщиной 5,3 м. Нефтенасыщенная толщина составляет 1,5 м. При опробовании методом ИПТ получен приток нефти с расчетным дебитом в условиях испытания  $57,6 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Водонефтяной контакт вскрыт на абс. отметке минус 4146,8 м.

Залежь нефти пластового типа, сводовая, тектонически экранированная, в северном блоке тектонически-лиологически экранированная. Тектоническим нарушением разделена на два блока, с севера ограничена литологическим замещением. Размеры залежи северного блока в плане 1,0 x 1,9 км, южного блока - 1,9 x 4,1 км. Этаж нефтеносности северного блока равен 14 м, южного - 6,8 м [9]. Нефтенасыщенные толщины меняются к своду локальных структур от 0 до 8 м.

*Бобриковский горизонт* разделён на два продуктивных пласта – I и II. Пласты гидродинамически не связаны друг с другом. На уровне II пласта бобриковского горизонта установлено выклинивание пласта. Тектоническое нарушение делит залежь на два блока.

Продуктивный пласт I распространен на территории месторождения повсеместно. Продуктивный пласт II имеет ограниченное распространение: по данным ГИС коллектор пласта присутствует в скважине № 2, в скважине № 237 коллектор замещается плотными разностями пород. Сложены пласты песчаниками желтовато-светлосерым, мелко-, среднезернистыми,

массивными, пористыми. Текстура массивная. Порода имеет субвертикальные и субгоризонтальные трещины.

Общая толщина продуктивных пластов по площади месторождения изменяется от 4,9 м в скважине № 237 до 11,0 м в скважине № 2.

Пласт I представлен одним прослоем толщиной 3,8 м, из которых 2,0 м нефтенасыщенных, 1,8 – водонасыщенных. Продуктивность пласта подтверждена и при опробовании его в открытом стволе методом ИПТ, получен приток нефти расчетным дебитом 60,9 м<sup>3</sup>/сут из интервала 4341 – 4367 м (абс. отм. минус 4299,4 - 4325,4 м). При отборе керна из пласта поднято 3,8 м песчаников с запахом углеводородов. Промышленная значимость отложений пласта доказана при перфорации эксплуатационной колонны в интервале 4364,0 – 4370,0 м (абс. отм. минус 4318,7 - 4324,4 м) - получен приток нефти с максимальным дебитом 25,0 м<sup>3</sup>/сут на 3 мм штуцере.

ВНК вскрыт на абс. отметке минус 4425,1 м.

Размеры залежи северного блока в плане 1,37 x 4,0 км, южного блока - 1,55 x 4,0 км. Этаж нефтеносности равен 5,1 м северного блока и 12 м - южного. Нефтенасыщенные толщины меняются к своду локальных структур от 0 до 6 м.

Пласт II представлен одним нефтенасыщенным прослоем толщиной 1,0 м. Методом ИПТ пласт не опробовался. Нефтенасыщенность данного пласта обоснована по данным ГИС.

Водонефтяной контакт в скважинах не вскрыт. Граница залежи - условный подсчётный уровень (УПУ) - принята на абс. отметке минус 4334,8м – по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине № 237. Размеры залежи северного блока в плане 1,25 x 3,25 км, южного блока - 1,5 x 3,25 км. Этаж нефтеносности равен 4,8 м в северном блоке, 7 м – в южном [9]. Нефтенасыщенные толщины меняются к своду локальных структур от 0 до 2 м.

*В кизеловском горизонте* выявлено два продуктивных пласта. Пласты гидродинамически не связаны друг с другом. С юго-запада продуктивные пласты ограничены дизъюнктивным нарушением. Пласты распространены

неповсеместно. Сложены пласты известняками серыми, коричневато-серыми, преимущественно микросгустковыми, сгустковыми, водорослевыми, фораминиферовыми, прослоями органогенно-детритовыми, органогенно-обломочными, полидетритовыми или криноидными, с редкими тонкими прослоями аргиллитов.

I пласт вскрыт в скважинах №№ 2 и 238, в скважине №237 коллектор замещается плотными разностями пород.

Продуктивность пласта подтверждена и при опробовании его в открытом стволе методом ИПТ, получен приток нефти дебитом 60,9 м<sup>3</sup>/сут из интервала 4420 – 4462 м (абс. отм. минус 4382,3 - 4424,3 м). Залежь нефти, приуроченная к I пласту, пластовая, тектонически и литологически ограниченная.

ВНК в скважинах не вскрыт, условный уровень подсчета принят по подошве проницаемого прослоя в скважине № 238 на абсолютной отметке минус 4421,8 м. Размеры залежи в пределах контура нефтеносности составляют 4х6,25 км, этаж нефтеносности равен 71,8 м. Нефтенасыщенные толщины меняются к своду локальных структур от 0 до 4 м.

II пласт выделен по ГИС, присутствует только в скважине № 2, в скважинах №№ 237 и 238 происходит замещение коллектора непроницаемыми разностями пород. Залежь нефти также пластовая литологически и тектонически ограниченная. Методом ИПТ пласт не опробовался. Водонефтяной контакт принят условно на абсолютной отметке минус 4395 м. Размеры залежи в пределах контура нефтеносности составляют 2,5х4,0 км, этаж нефтеносности равен 35 м [9]. Нефтенасыщенные толщины меняются к своду локальных структур от 0 до 2 м.

По степени изученности и достоверности фактических данных запасы нефти отнесены к категории С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>. Граница запасов категории С<sub>1</sub> проведена на расстоянии удвоенного шага эксплуатационного бурения (500 м) в пределах скважины № 2 пласта I бобриковского горизонта, который

опробован в эксплуатационной колонне, остальная территория всех продуктивных пластов отнесена к категории С<sub>2</sub>.

По состоянию на 01.01.2009 на государственном балансе числятся начальные геологические/извлекаемые запасы нефти:

- ✓ Алексинского горизонт С<sub>2</sub>- 1231 / 532 тыс.т;
- ✓ Бобриковского горизонт С<sub>1</sub>- 147 / 72 тыс.т, С<sub>2</sub>- 2653 / 1204 тыс.т;
- ✓ Кизеловского горизонт С<sub>2</sub> - 2699 / 1026 тыс.т [6].

В целом по месторождению геологические/извлекаемые запасы нефти по категории С<sub>1</sub> составляют 147/72 тыс. т., по категории С<sub>2</sub> - 6583/2762 тыс. т.

Андросенское месторождение относится к категории мелких.

Анализ собранного геологического материала (сейсмических данных, интерпретации имеющегося материала, детальной корреляции данных ГИС) позволяет считать Андросенское месторождение недоизученным, так как запасы залежей оценены по категориям С<sub>1</sub> на 2% и категории С<sub>2</sub> на 98%, ВНК проведен условно, границы залежи требуют уточнения.

Изученной бурением является северо-восточная часть Андросенского месторождения. Необходимо провести доразведку юго-западной и центральной частей месторождения, т.к. они бурением не охвачены.

С целью доразведки рекомендуется заложить две независимые разведочные скважины №№3 и 4 в юго-западном (южный блок) и центральном (северный блок) куполах Андросенского месторождения.

*Разведочную скважину №3* рекомендуется заложить в своде центрального купола для вскрытия максимальной по толщине части нефтеносных пластов на расстоянии 1,4 км от скважины №2. Проектная глубина – 4310 м. Предусматривается вскрытие черепетских отложений.

*Разведочную скважину №4* рекомендуется заложить в своде юго-западного купола для вскрытия максимальной по толщине части нефтеносных пластов на расстоянии 2,4 км от скважины №3 и 3,7 км от скважины №2. Проектная глубина – 4250 м. Предусматривается вскрытие кизеловских отложений.

Перед разведочными скважинами №№3 и 4 поставлены следующие задачи:

- подтверждение и уточнение модели строения месторождения (структурной основы);
- вскрытие продуктивных пластов;
- получение промышленных притоков нефти;
- получение дополнительной информации о коллекторских свойствах, эффективной и нефтенасыщенной толщине, нефтенасыщенности пластов алексинского и бобриковского горизонтов;
- уточнение положения ВНК;
- уточнение подсчетных параметров залежи нефти;
- перевод запасов категории  $C_2$  в промышленную категорию  $C_1$ .

Конструкции скважин должны предусматривать их перевод в категорию эксплуатационных.

Для решения поставленных задач, в разведочных скважинах предусматривается следующий типовой объем работ:

- бурение с отбором керна из перспективных интервалов;
- опробование перспективных объектов с применением, при необходимости, методов интенсификации притоков;
- геофизические, гидрогеологические, геохимические, гидродинамические исследования скважин в процессе бурения и испытания;
- лабораторные исследования керна и пластовых флюидов.

### *Заключение*

В результате проведенной работы проанализированы материалы, полученные при проведении поисково-разведочных, промыслово-геофизических, лабораторных исследований на Андросенском месторождении.

Андросенское месторождение открыто в 1991 году. На месторождении пробурены три скважины: №№237, 238 и 2. Залежи нефти приурочены к карбонатным коллекторам алексинского и кизеловского горизонта, и

терригенным коллекторам бобриковского горизонта. Залежи пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные.

Андросенское месторождение по величине извлекаемых запасов относится к категории мелких; имеет сложное геологическое строение (наличие разрывных нарушений, неоднородность коллекторских свойств по площади и разрезу).

Анализ собранных геолого-геофизических материалов показал, что изучено месторождение слабо и считается недоразведанным.

С целью доразведки Андросенского месторождения рекомендуется заложение двух разведочных скважин №№3 и 4 с проектной глубиной 4310 м и 4250 м, соответственно. Проектный горизонт скважины №3 – черепетский, скважины №4 – кизеловский.

В разведочных скважинах предложен комплекс геолого-геофизических методов, сопровождающий процесс бурения скважин.

Составлены профильные разрезы с указанием мест заложения проектных скважин.

Полученные в результате бурения разведочных скважин №№3 и 4 сведения могут быть использованы в дальнейшем при составлении проекта промышленной эксплуатации визейских и турнейских отложений на Андросенском месторождении.

## *Список использованных источников*

1. Пряхин С.И., Брылев В.А. Нефтегазовый комплекс Волгоградской области: состояние, проблемы и перспективы развития. Волгоградский Государственный социально-педагогический университет. Вестник ВГУ, серия: География. Геоэкология, №2, 2014 г.

2. Репей А.М. и др. Анализ результатов параметрического и поисково-разведочного бурения, проведенного на Левобережье Волгоградской области. НПЦ ООО «Лукойл-Нижневожскнефть», Волгоград, 1999 г.

3. Погожина В.И. и др. Проведение сейсморазведочных работ 2Д и переработка сейсмических материалов прошлых лет на лицензионном участке Волгоградское Заволжье. Волгоград, 2013 г.

4. Литвинов А.А. и др. Проект пробной эксплуатации Андросенского месторождения. НТО нефтяников и газовиков. Волгоград, 1993 г.

5. Микаэлян Е.О. и др. Техничко-экономическое обоснование освоения Андросенского нефтяного месторождения. Волгоград, 2006 г.

6. Быкадорова Т.И. и др. Оперативный подсчет запасов нефти Андросенского месторождения по состоянию на 01.01.2009. Волгоград, 2009 г.

7. Голиченко А.В. и др. Уточнение модели геологического строения нефтегазоперспективных объектов палеозоя в пределах Волгоградского Заволжья на основе выполнения обработки (400 км МОГТ-2D) и переинтерпретации(170 кв. км.МОГТ-3D) материалов сейсморазведки в комплексе с данными ГИС. Волгоград, 2010 г.

8. Назаренко А.В. и др. Отчетный баланс запасов нефти и газа ГПО «Нижневожскнефть» за 1993 год (на 01.01.1994). Волгоград 1994 г.

9. Федотов И.Б. и др. Техничко-экономическое обоснование коэффициента извлечения нефти по Андросенскому месторождению. Волгоград, 2009 г.