Федеральное агентство по образованию

Саратовский государственный университет

имени Н.Г. Чернышевского

Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

Обоснование постановки поисково-оценочных работ на Южно-Орловском месторождении

Дипломная работа

студента 5 курса геологического факультета

Измайлова Шамиля Гаязовича

Научный руководитель

кандидат геол.-мин. наук, доцент\_ В.А. Смирнов

Зав. кафедрой

доктор геол.-мин. наук, профессор\_ К.А. Маврин

Саратов 2007

Содержание

Введение

1. История геолого-геофизического изучения Южно-Орловского месторождения

2. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

3.Тектоническое строение

4. Нефтегазоносные комплексы

5. Обоснование постановки поисково-оценочных работ на юго-западном куполе

6. Характеристика процессов разработки месторождения как источников воздействия на окружающую среду

## Охрана недр и рациональное использование минеральных ресурсов

Заключение

Литература

Приложения

**Введение**

Объектом изучения данной дипломной работы является Южно-Орловское месторождение, расположенное в пределах восточного борта Сокской седловины, вблизи границы северо-западного борта Бузулукской впадины. Это месторождение интересно в связи с перспективами дальнейшего освоения юго-западного купола, который был выявлен по результатам сейсморазведочных работ МОГТ-2Д, проведенных на Южно-Орловском месторождении в 2000-2001 годах. Целью является выявление новых залежей в неизученной бурением юго-западной части месторождения.

Материал по Южно-Орловскому месторождению был собран в НГДУ «Сергиевскнефть» ОАО «Самаранефтегаз», где в период с 1 июня по 15 августа проходил вторую производственную практику на участке №12 в качестве оператора по добычи нефти и газа.

В административном отношении Южно-Орловское месторождение расположено на территории Сергиевского административного района Самарской области, в 70 км к северо-востоку от областного центра г. Самара. Районный центр г. Сергиевск находится в 27 км к северо-востоку от месторождения (приложение №1).

Район месторождения населен довольно густо. Ближайшие населенные пункты Елшанка, Чекалино, Верхне-Орлянка, Большая Раковка связаны с районным и областным центрами дорогами с твердым покрытием. Магистральная шоссейная дорога Самара – Уфа проходит вблизи месторождения, а в 27 км к востоку от шоссейной дороги проходит железная дорога Кротовка – Сургут с ближайшей ж.д. станцией Кабановка.

В орогидрографическом отношении район месторождения приурочен к водоразделу рек Сока и Большого Кинеля в их среднем течении. Этот водораздел представляет собой платообразную возвышенность, вытянутую в северо-восточном направлении и расчлененную системой мелких речек и оврагов на ряд отдельных холмов, носящих название Сокольих Гор. Максимальные абсолютные отметки достигают 240 м, а минимальные у долины р. Сок около 50 м.

Во время половодья р. Сок затопляет участки шириной до 4 км. В пойме реки имеется множество озер, наибольшие из них Морец и Лебяжье.

Слева в р. Сок впадают реки Орлянка, Черновка, Тростянка.

Район Южно- Орловского месторождения расположен в лесостепной зоне и характеризуется континентальным климатом: довольно жарким летом и холодной снежной зимой. По многолетним наблюдениям метеорологической станции Серноводск, абсолютный годовой минимум температуры воздуха в январе достигал минус 480, а в июле температура повышается до 380, среднегодовая температура воздуха минус 3,4 0.

Хочу выразить благодарность за предоставление материала начальнику отдела по контролю за разработкой Поливанову Сергею Анатольевичу.

1. История геолого-геофизического изучения Южно-Орловского месторождения

Геологическое строение месторождения в 1965-1966 г. г. было изучено по материалам сейсморазведочных работ.

В 1966 –1967 г. г. по результатам структурного бурения было выявлено Южно–Орловское поднятие и подготовлено к глубокому разведочному бурению по отложениям нижней и верхней перми.

В октябре 1967 г. в своде поднятия была пробурена скважина № 10, ставшая первооткрывательницей нефти пласта ДII на Южно-Орловском месторождении. В 1970 г. в скважине № 14 в результате испытания пласта был также получен промышленный приток нефти.

В результате глубокого разведочного бурения, проводившегося с 1967 по 1971 г., открыты промышленные залежи нефти в отложениях пашийского горизонта (ДII, ДI, ДII).

В 1971г. по результатам бурения 6 глубоких скважин разведка Южно-Орловского месторождения была закончена.

В 1974 г. месторождение было введено в промышленную эксплуатацию фондом разведочных скважин, а в 1975 г. начато эксплуатационное бурение. Всего на месторождении пробурено тринадцать скважин (6 разведочных и 7 эксплуатационных).

По результатам сейсморазведочных работ МОГТ-2Д, проведенных на Южно-Орловском месторождении в 2000-2001 г.г. уточнено тектоническое строение. Уточнена толщина терригенных отложений девона, которая по данным сейсмики составляет 300м.

На 01.01.2004г. действующий добывающий фонд на месторождении составил четыре скважины. Накопленная добыча нефти составила 2427,4 тыс.т.

Первоначальная оценка запасов нефти и растворенного газа по Южно–Орловскому месторождению производилась в оперативном порядке по мере открытия залежей – в 1968 году (пласт ДII) и в 1970 году (пласты ДI и ДII).

В 1981г. тематической партией геологоразведочной конторы объединения «Куйбышевнефть» были подсчитаны запасы нефти продуктивных пластов ДII, ДI и ДII и утверждены ГКЗ СССР (протокол № 8712 от 13.02.1981 г.).

В 1988г. утвержденные запасы нефти по пластам ДII и ДI были выработаны.

В оперативном порядке запасы нефти уточнялись в 1988, 1991, 1993, 1996, 2000 г.г. и утверждались ЦКЗ РФ.

Несоответствие утвержденных ранее запасов с количеством добытой нефти и проведенные в 2000 году сейсморазведочные работы послужили основанием пересчета запасов нефти.

В 2002 г. институтом СамараНИПИнефть был выполнен подсчет запасов нефти и растворенного газа объемным методом. Подсчитанные запасы были утверждены ГКЗ РФ (протокол № 8888 от 14.11.2003 г).

**2. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза**

В геологическом строении Южно-Орловского месторождения принимают участие осадочные породы палеозойского и кайнозойского возрастов, залегающие на докембрийском кристаллическом основании.

Максимальная вскрытая толщина отложений составляет 2730м (скв.11)

Расчленение разреза произведено по данным обработки промыслово-геофизических материалов и ограниченного объема керна, отобранного при бурении глубоких разведочных и структурных скважин.

Описание разреза дается снизу вверх (приложение №2).

Архейская акротема.

Породы кристаллического фундамента представлены биотито-пироксеновыми гнейсами темно-серого цвета. Максимальная вскрытая толщина составляет 31м.

Девонская система.

Средний отдел.

Живетский ярус.

Старооскольский надгоризонт.

Воробьевский горизонт.

Представлен алевролитами темно-серыми, серыми, слюдистыми, с прослоями глин и темно-серых известняков скрытокристаллических, участками глинистых; песчаниками светло-серыми, кварцевыми, мелкозернистыми, пористыми, средней крепости.

Ардатовский горизонт.

Представлен алевролитами темно-серыми, серыми, слюдистыми, с прослоями глин и темно-серых известняков скрытокристаллических, участками глинистых; песчаниками светло-серыми кварцевыми, мелкозернистыми, пористыми, средней крепости. Выделяются проницаемые пласты ДIV и ДIII.

Муллинский горизонт.

Сложен алевролитами темно-серыми с коричневатым оттенком, плотными и глинами зеленовато-серыми, темно-серыми, плотными. Толщина старооскольского надгоризонта от 98 до 124м.

Верхний отдел.

Франский ярус.

Нижний подъярус.

Пашийский горизонт.

В пашийском горизонте выделяются продуктивные пласты ДII, ДI и ДII и глинисто-алевролитовые пачки, разделяющие их.

Песчаники, слагающие пласты, светло-серые, буровато-коричневые, темно-бурые, слабоглинистые, кварцевые, тонкозернистые. При опробовании получен промышленный приток нефти.

Алевролиты светло-серые, серые, темно-серые, слюдистые, плотные, местами глинистые до сильно глинистых. Мощность горизонта 55-60м.

Глины серые, зеленовато-серые.

Тиманский горизонт.

Представлен глинами серыми, зеленовато-серыми; алевролитами зеленовато-серыми, глинистыми до перехода в алевритистую глину и прослоями известняков темно-серых с коричневым оттенком, плотных, крепких с редкими отпечатками брахиопод. Толщина горизонта от 94 до 138м.

Средний подъярус

Саргаевский горизонт.

Представлен известняками, переслаивающимися с глинами и мергелями. Толщина горизонта 22-26м.

Семилукский горизонт.

Сложен, в основном, известняками органогенно-обломочными, окремнелыми, битуминозными. Толщина горизонта 20-23м.

Верхний подъярус.

Евлановский и ливенский нерасчлененные горизонты.

Залегают на размытой поверхности. Представлены известняками органогенно-обломочными, местами слабо доломитизированными, серыми, темно-серыми, мелкокристаллическими, плотными, крепкими, трещиноватыми. Толщина подъяруса 94-100м.

Фаменский ярус.

Нижний подъярус.

Задонский и елецкий нерасчлененные горизонты.

Сложены известняками с прослоями доломитов.

Средний подъярус.

Данковский и лебедянский нерсачлененные горизонты.

Представлены известняками и доломитами с прослоями ангидритов.

Толщина яруса составляет 41-43м.

Каменноугольная система.

Нижний отдел.

Турнейский ярус.

Ханинский надгоризонт.

Гумеровский горизонт.

Залегает на размытой поверхности.Сложен известняками органогенно-обломочными.

Малевский горизонт.

Литологически в состав горизонта входят известняки органогенно-обломочные, органогенные, местами доломитизированные и окремнелые; доломиты, мергели плотные, крепкие и глины.

Упинский горизонт.

Представлен известняками органогенными и органогенно-обломочными, местами доломитизированными и окремнелыми.

Шуриновский надгоризонт.

Черепетский горизонт.

Сложен известняками преимущественно органогенно-обломочными и органогенными.

Кизеловский горизонт.

Представлен известняками органогенно-обломочными с прослоями доломитизированных разностей и углистой массы.

Толщина яруса 100-104м.

Визейский ярус.

Нижний подъярус.

Кожимский надгоризонт.

Косьвинский горизонт.

Отложения горизонта представлены глинами и аргиллитами плотными, местами известковистыми и углистыми с прослоями серых алевролитов и песчаников. Нижняя граница проводится по подошве переходной пачки известняков и глин. Толщина 200-221м.

Радаевский горизонт.

Литологически в состав горизонта входят песчаники светло-серые до белого, кварцевые, мелкозернистые, средней крепости с прослоями глины темно-серой до черной, участками углистой, алевритистой, слюдистой. Толщина 74-87м.

Бобриковский горизонт.

Представлен песчаниками светло-серыми, кварцевыми, мелкозернистыми, пористыми, средней крепости; алевролитами темно-серыми, глинистыми, плотными, крепкими и глиной темно-серой, слабо алевритистой, тонкослоистой. Толщина горизонта 58-62м.

Верхний подъярус.

Окский надгоризонт.

Тульский горизонт.

В основании горизонта лежат темно-серые известняки скрытокристаллические, плотные, крепкие, которые покрываются глиной темно-серой, слабо алевритистой, тонкослоистой, участками известковистой. Глины перекрываются известняками репер «N» микрокристаллическими, органогенно-обломочными. Встречаются доломиты серые, плотные, крепкие. Толщина 18-21м.

Алексинский горизонт.

Сложен доломитами кавернозными с включениями кальцита, ангидрита и кварца; известняками органогенными.

Михайловский горизонт.

Представлен известняками органогенными с прослоями доломитов, а в верхней части ангидритов.

Веневский горизонт.

Сложен доломитами, участками окремнелыми, с пропластками известняков и ангидритов.

Толщина надгоризонта 208-224м.

Серпуховской ярус*.*

Нижний подъярус.

Заборьевский надгоризонт.

Тарусский горизонт.

Литологически в состав горизонта входят доломиты глинистые, глины с редкими прослоями известняков и мергели. Толщина 31м.

Стешевский горизонт.

Сложен доломитами кристаллически-зернистыми, кавернозными с включениями ангидрита.

Верхний подъярус.

Старобешенский надгоризонт.

Протвинский горизонт.

Представлен известняками органогенными и доломитами.

Толщина яруса 160-180м.

Средний отдел.

Башкирский ярус.

Нижний подъярус.

Краснополянский горизонт.

Залегает на размытой поверхности. Сложен известняками органогенными, органогенно-обломочными, плотными, крепкими, светло-серыми.

Северокельтменский горизонт.

Сложен известняками органогенными, органогенно-обломочными, плотными, крепкими, светло-серыми.

Прикамский горизонт.

Представлен известняками органогенными, органогенно-обломочными, плотными, крепкими, светло-серыми.

Верхний подъярус.

Черемшанский горизонт.

Сложен известняками псевдооолитовыми, органогенными с включениями ангидрита.

Мелекесский горизонт.

Представлен известняками сильно доломитизированными, прослоями органогенными; доломитами плотными, крепкими, известковистыми.

Толщина яруса 52-63м.

Московский ярус.

Нижний подъярус.

Верейский горизонт.

Слагается, в основном, терригенными породами, глинами темно-серыми, слабослюдистыми, тонкослоистыми с тонкими прослоями известняков; алевролитами с прослоями песчаников. Толщина 58-63м.

Каширский горизонт.

В подошве горизонта залегают пелитоморфные и микрокристаллические доломиты. Выше залегают известняки, прослоями глинистые, органогенно-обломочные со стилолитовыми швами, с прослоями плотных мергелей. Толщина 74-83м.

Верхний подъярус

Подольский и мячковский горизонты.

Представлены чередованием известняков и доломитов, пелитоморфных, пористых с желваками кремня. Толщина 264-275м.

Верхний отдел.

Гжельский ярус.

Залегает на размытой поверхности. Представлен морским комплексом осадков: доломитами темно-желтовато-серыми, серыми, микрокристаллическими, пористыми, реже плотными, средней крепости с линзами кремня. Известняками желтовато-серыми и светло-серыми, органогенно-обломочными, загипсованными с прослоями ангидрита. Толщина 364-368м.

Пермская система.

Нижний отдел.

Ассельский ярус.

Сложен доломитами с тонкими прослоями кремней. Доломиты желтовато-серые, коричневато-серые и светло-серые, микрокристаллические, трещиноватые, неравномерно загипсованные, средней крепости и крепкие, с линзами кремня. В верхней части с фауной псевдофузулин и тритацитов. Толщина 50-62м.

Сакмарский ярус.

В основании залегает толща ангидритов толщиной до 25м., голубовато-серых, плотных, с линзами, прожилками, пропластками доломитов и гипса. Пачки ангидрита встречаются и выше по разрезу. Доломиты светло-серые и желтовато-серые, микрокристаллические, трещиноватые, сильно загипсованные. Толщина 76-93м.

Верхний отдел.

Казанский ярус.

Нижний подъярус.

Калиновская свита залегает на размытой поверхности, сложена доломитами серыми, светло-серыми, желтовато-серыми, микрокристаллическими и пелитоморфными, неравномерно загипсованными, плотными, трещиноватыми и кавернозными, с единичными маломощными прослоями известняков. Толщина 76-80м.

Верхний подъярус.

Гидрохимическая свита сложена ангидритами голубовато-серыми, плотными, массивными, крепкими с редкими слоями известняков, включениями доломита и гипса. Толщина 6-12м.

Сосновская свита представлена переслаиванием доломитов, мергелей, гипсов, реже песчаников и ангидритов. Доломиты светло-серые, участками с зеленоватым оттенком, прослоями серые плотные, крепкие, неравномерно известковые, с тонкими прожилками, пропластками гипса и ангидрита. Мергели серые и светло-серые известковые доломитовые, реже - глинистые доломитовые до перехода в глины. Гипс белый, зеленовато-серый и серый, микрокристаллический с включениями доломитового и мергелистого материала. Толщина 42-52м.

Переходная толща представлена переслаивающимися загипсованными розовато-коричневыми и зеленовато-серыми терригенными и карбонатными образованиями, с прослоями гипсов, реже – ангидритов. Преобладают мергели розовато- и лиловато-коричневые. Толщина 23-29м.

Татарский ярус.

Нижний подъярус.

Уржумский горизонт.

Сложен преимущественно алевролитами темно-коричневыми, коричневыми и желтовато-коричневыми с линзами гипса. Глинами, мергелями и доломитами. Толщина 36-73м.

Верхний подъярус.

Северодвинский горизонт.

Сложен терригенными красноцветными и в разной степени загипсованными породами, в основном, глинами коричневыми, светло-коричневыми красно-бурыми, неравномерно алевритистыми. Встречаются алевролиты в виде пропластков; мергели, гипс и редко глинистые доломиты. Толщина 105-143м.

Вятский горизонт.

Характеризуется разнообразием литологического состава. В ее сложении принимают участие глины, алевролиты, мергели, доломиты, известняки, реже – гипсы. Разнообразна и окраска пород: от коричневой и серой до розоватых и зеленоватых тонов. На долю глины приходится 40-45% состава свиты, 20-25% мергелей, 10-15% алевролитов, 5-10% известняков. Толщина до 154м.

Квартер система.

Отложения картер системы залегают на размытой поверхности, представлены желтовато и буровато-коричневым суглинком. Мощность до 39м.

Из изложенного выше видно, что строение разреза Южно-Орловского месторождения весьма сложное. В разрезе чередуются терригенные и карбонатные комплексы, имеет место в терригенных комплексах чередование пластов разных типов пород - глин, алевролитов, песчаников, отдельных пластов известняков, доломитов.

Имеются перерывы в осадконакоплении. И особо следуют отметить изменения по площади толщин всех стратонов. Это свидетельствует о сложностях тектонического развития и, следовательно, о сложностях тектонического строения Южно-Орловского месторождения.

3. Тектоническое строение

Южно-Орловская площадь в тектоническом отношении располагается в пределах Сокской седловины, разграничивающей Мелекесскую и Бузулукскую впадины (приложение №3).

Наиболее полно тектоническое строение данной территории изучено структурным бурением по отложениям нижней и верхней перми. На данной территории по отложениям перми закартирован сравнительно крупный Раковский вал, с крутым погружением северо-восточного крыла и пологим северо-западным.

По осевой линии вала (с юго-запада на северо-восток) выделяют локальные поднятия: Малгечевское, Каменское, Раковское, Селитьбенское, Южно-Орловское, Чекалинское, Керановское.

Наиболее крутое падение отложений по юго-восточному крылу отмечено близ Раковского и против Селитьбенского поднятий. Здесь на расстоянии 1-2 км швагериновые слои погружаются до 140м, угол падения составляет 6,8О. Далее на северо-восток и юго-запад от указанных поднятий юго-восточное крыло вала несколько выполаживается.

Крутое юго-восточное крыло Раковского вала на участке Раковского-Чекалинского локальных поднятий по отложениям перми осложняется соподчиненной структурной зоной, в пределах которой, в этом же направлении, выделяется Петеновское, Южно-Орловское и Орловское поднятия.

Орловская зона структур по отложениям перми имеет также ассиметричное строение - пологое северо-западное и крутое юго-восточное крылья, амплитуда погружения последнего составляет порядка 90-100м.

По глубоким горизонтам палеозоя тектоника территории изучена слабо.

По отражающим горизонтам нижнего отдела каменноугольной системы и девона сейсморазведочными работами МОВ подтверждаются основные структурные элементы, выявленные по отложениям перми структурным бурением. Наблюдается только некоторое несоответствие в плановом положении локальных поднятий, и Орловская структурная зона рисуется уже в виде самостоятельной зоны.

Имеющиеся материалы глубокого разведочного бурения в пределах локальных поднятий Раковского вала указывают, наряду со смещением, на некоторое выполаживание структур с глубиной (на примере собственно Раковского поднятия).

Тектоническое строение Южно-Орловской площади с различной степенью детальности освещается по следующим маркирующим горизонтам:

поверхности фундамента, кровле пашийского, кровле тиманского, кровле бобриковского горизонтов, кровле башкирского яруса, кровле швагериновых слоев.

- Поверхность фундамента на структурной карте (приложение №4) представлена в виде брахиантиклинальной складки северо-восточного простирания. Структура оконтуривается изогипсой минус 2500м, а ее сводовая часть – изогипсой минус 2480м. Поднятие имеет асимметричное строение. Северо-западное крыло крутое (60), юго-восточное – пологое (30). Размеры структуры 964 X 2677м, амплитуда составляет 30м.

- Кровля пашийского горизонта на структурной карте (приложение №5) представлена в виде брахиантиклинальной складки северо-восточного простирания, которая оконтуривается изогипсой минус 2340м, а ее сводовая часть - изогипсой минус 2320м. Поднятие имеет асимметричное строение – северо-западное крыло крутое (50), юго-восточное – пологое (30). Размеры структуры 1035 X 3177м, амплитуда составляет 30м.

- Кровля тиманского горизонта с учетом данных глубокого бурения и сейсморазведочных материалов МОВ по отражающему горизонту «Д» на структурной карте (приложение №6) в виде брахиантиклинальной складки северо-восточного простирания. Структура оконтуривается изогипсой минус 2230м, а ее сводовая часть – изогипсой минус 2220м. Поднятие имеет асимметричное строение – юго-восточное крыло крутое (40), а северо-западное – пологое (20). Размеры 957 X 2912 м, амплитуда составляет 20м. По данным сейсморазведки сводовая часть структуры оконтуривается изогипсой минус 2150м.

- Кровля бобриковского горизонта с учетом данных сейсморазведочных материалов МОВ по отражающему горизонту «У», которая на структурной карте (приложение №7) представлена в виде куполовидной складки. Структура оконтуривается изогипсой минус 1540м, а ее сводовая часть – изогипсой минус 1520м. Поднятие имеет асимметричное строение – северо - восточное крыло крутое (30), а юго – западное – пологое (10). Размеры 2038 X 2620 м, амплитуда составляет 20м. На юго-западе выделяется структурный нос, который оконтуривается изогипсой минус 1580м.

- Кровля башкирского яруса с учетом данных сейсморазведочных материалов МОВ по отражающему горизонту «В» представлена на структурной карте (приложение №8) в виде структурного носа, который оконтуривается изогипсой минус 1130м. По данным сейсмики в виде поднятия, которое оконтуривается изогипсой минус 1040м, размеры 1539 X 3245 м.

- Кровля швагериновых слоев ассельского яруса перми по материалам структурного и глубокого бурения на структурной карте (приложение №9) представлена в виде двухкупольной структуры. Юго-западный купол оконтуривается изогипсой минус 330м, размеры 821 X 392м. Северо-восточный купол оконтуривается изогипсой минус 330м, размеры 785 X 1535м. На юго-востоке наблюдается моноклинальное падение слоев, угол падения 30.

Породы кристаллического фундамента вскрыты разведочными скважинами 10, 11, 12, 13, 14, 17 и эксплуатационной скважиной 26.

Остальные эксплуатационные скважины 20, 21, 22, 23, 24, 25 вскрыли отложения живетского яруса среднего отдела девонской системы.

Карта поверхности фундамента отражает локальный выступ с наиболее высокими гипсометрическим положением его в районе скважин 10 и 14 на отметках соответственно минус 2473,3м и минус 2470,6м.

Наиболее значительное погружение пород фундамента фиксируется скважиной 11 на отметке минус 2561,1м на северо-западе, амплитуда выступа здесь достигает порядка 90м.

Из приведенного видно, что условия залегания пашийского горизонта несколько отличны от строения вышележащих маркирующих горизонтов.

Связывается это с развитием Волго-Сокской палеовпадины.

Увеличенные мощности отложений тиманского горизонта в северо-западном направлении усиливают погружение крыла складки в этом же направлении. Поэтому по пашийским продуктивным отложениям Южно-Орловское поднятие приобретает вид брахиантиклинали почти с симметричными крыльями.

В результате рассмотренных выше структурных карт можно сделать вывод, что наблюдается несовпадение структурных планов по различным горизонтам: ось складки перемещается; сводовая часть также перемещается по кровле бобриковского горизонта в северо-восточном направлении; в бобриковском горизонте и башкирском ярусе выделяется структурный нос, а по кровле швагеринового горизонта выделяются два локальных поднятия. В целом вверх по разрезу структура выполаживается.

По результатам сейсморазведочных работ МОГТ-2Д, проведенных на Южно-Орловском месторождении в 2000-2001 годах, по отражающему горизонту «Др», Южно-Орловское поднятие картируется в виде крупной антиклинальной складки, вытянутой в направлении с юга - запада на северо-восток и осложненное двумя куполами: северо-восточным и юго-западным. Размеры поднятия в пределах изогипсы минус 2370 м равны 10,3×1,9 км, амплитуда около 60-80м.Размеры северо-восточного купола в пределах изогипсы минус 2340м равны 3,25х1,15км, амплитуда около 30м. Размеры юго-восточного купола в пределах изогипсы минус 2340м равны 2,8х0,9км, амплитуда около 50м.

Юго-западный купол, который не охарактеризован данными глубокого бурения, по отложениям терригенного девона находится гипсометрически выше, чем северо-восточный, чем северо-восточный, на котором пробурен ряд глубоких скважин, давших нефть из отложений пашийского горизонта (пласты ДII, ДI, и ДII). Толщина терригенных отложений девона по данным сейсмики ~ 300 м

4. Нефтеносность

Южно-Орловское месторождение находится на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции в составе Средневолжской нефтегазоносной области.

Залежи нефти и газа промышленного значения на территории Самарской области приурочены к отложениям трех систем: девонской, каменноугольной и пермской; в отложениях мезозойской системы имеются лишь включения битумов и пласты горючих сланцев. На Южно - Орловском месторождении промышленные притоки нефти были получены из пластов ДII, ДI и ДII девонской системы (пашийского горизонта), которые в настоящее время находятся в разработке (приложение №10).

Ниже приводится характеристика продуктивных пластов.

##### Залежь нефти пласта ДII.

Пласт ДII залегает на средней глубине 2500 м в нижней части пашийского горизонта, отделяясь от пласта ДI глинистой пачкой толщиной 3 – 8 м (приложение №11).

Нефтенасыщение песчаников по керну отмечено в скважинах 13 и 25. Общая толщина пласта ДII изменяется от 33м (скважина 12) до 7,6м (скважина 24). Представлен пласт, в основном, тремя прослоями тонкозернистых, кварцевых песчаников, переслаивающихся с прослоями глин и алевролитов. Толщина песчаных прослоев по данным ГИС изменяется от 0,8м (скважины 21, 23) до 24,8м (скважина 22), толщина разделяющих их глинистых прослоев изменяется от 8,6м (скважина 23) до 0,4м (скважины 25, 20).

Нефтенасыщенность пласта ДII по материалам ГИС отмечается в скважинах 10, 13, 14, 20, 21, 22, 23, 24 и 25. ВНК отбивается на абсолютных отметках минус 2362,9 м (скважина 13); минус 2364,6м (скважина 25). Нефтенасыщение по данным ГИС отмечается до абсолютной отметке минус 2362,5м (скважина 21), в скважине 22 раздел нефть–вода находится в интервале абсолютных отметок минус 2361,6– минус 2363,2 м, а в скважине 23 минус 2362,8– минус 2363,4 м. Промышленные притоки нефти были получены в скважинах: 10, 14, 21, 22 и 25 при опробовании интервалов минус 2343,7- минус 2348,7 м; 2351,6-2356,6 м; 2351,7-2356,7 м; 2336,4-2354,4 м; 2351-2357 м, соответственно. Дебиты нефти составили от 20,2 т/сут. до 63 т/сут. на 6 мм штуцерах.

Учитывая результаты опробования скважины 13 и приведенные данные ГИС по скважинам 13, 25, 21, 22 и 23, ВНК по залежи северо-восточного купола был принят на абсолютной отметке минус 2363м.

По юго-западному куполу граница залежи принята также на абсолютной отметке минус 2363м.

Рассматриваемые залежи по типу относятся к пластовым, с незначительными по площади нефтяными зонами. Размеры залежи северо-восточного купола 3,3×1,3 км, юго-западного – 1,4×0,55 км, высота 26,2 м и 20,0 м, соответственно.

Коэффициент песчанистости равен 0,74, расчленённости-2,6.

Физико-химические свойства нефти и газа определены по данным исследования 8 глубинных и 8 поверхностных проб из скважин №10,14, 21,22.

По результатам исследований этих проб и расчётов, приняты параметры нефти и газа пласта. Плотность пластовой нефти – 844,0 кг/м3, давление насыщения нефти газом при пластовой температуре (600С) – 6,21 МПа, газосодержание – 30,5 м3/т, динамическая вязкость пластовой нефти – 6,14 мПа·с.

После дифференциального разгазирования при рабочих условиях сепарации плотность нефти составила 892,0 кг/м3, газовый фактор – 26,23м3/т, объёмный коэффициент – 1,088.

Мольное содержание компонентов в смеси газов, выделившихся из нефти при дифференциальном разгазирование в рабочих условиях: сероводорода - нет, углекислого газа – 0,65%, азота – 13,09%, гелия – 0,066%, метана – 50,83%, этана – 13,86%, пропана – 14,18%, высших углеводородов (пропан + высшие) – 21,51%. Относительная плотность газа по воздуху – 0,942, а теплотворная способность – 46798 кДж/м3.

По товарной характеристике нефть высокосернистая (массовое содержание серы 2,36%), смолистая (11,25%), парафиновая (3,25%). Объёмный выход светлых фракций при разгонке до 300 0С – 41,0%.

Пласт ДII эксплуатируется скважинами 10, 21, 22, 25.

Залежь нефти пласта ДI.

Пласт ДI залегает на средней глубине 2485м в верхней части пашийского горизонта, отделяясь от пласта ДII глинистой пачкой толщиной от 0,8 до 6,8 м. Общая толщина пласта ДI изменяется от 13,8м (скважина 11) до 0,8м (скважина 21) и состоит из 1 – 2 реже 3 проницаемых прослоев (приложение №12). Толщина разделяющих плотных прослоев изменяется от 0,4м (скважина 13) до 9,3м (скважина 20).

По данным ГИС нефтенасыщенность пласта установлена в разведочных скважинах 10, 13, 14, и эксплуатационных 20, 21, 22, 23, 24 и 26. Из нефтенасыщенной части пласта керн поднят в скважинах 14 и 22. Пласт сложен песчаниками буровато-коричневыми, кварцевыми, мелкозернистыми, средней плотности, нефтенасыщенными с прослоями алевролитов и глин.

##### Пласт ДI опробован в добывающей скважине 24, где из интервала перфорации 2494-2501м (абс. отм. минус 2346,5- минус 2353,5 м) был получен фонтанный приток нефти. В скважинах 14, 20 и 23 пласт опробован и эксплуатируется совместно с пластом ДII.

##### Наиболее низкое положение нефтенасыщенной части пласта по данным ГИС в скважине 13 на абс. отм. минус 2354,9м. Наиболее высокое положение водонасыщенной части пласта на абс. отметке минус 2365,9м (скважина 12).

##### Водонефтяной раздел принят единым с пластами ДII и ДII на отметке минус 2363м.

Рассматриваемая залежь пластового типа размером 6,25×1,5 км, высота -35,3м.

Коэффициент песчанистости равен 0,55, расчленённости-1,7.

В виду того, что пласты ДII и ДI опробованы и разрабатываются совместно, раздельного исследования пластов и отбора глубинных проб из них не проводилось. Физико-химические свойства нефти и газа определены по данным исследования 5 глубинных, трех поверхностных проб из скважин №14, 20.

По результатам исследований этих проб, плотность пластовой нефти – 834,0 кг/м3, давление насыщения нефти газом при пластовой температуре (600С) – 6,15 МПа, газосодержание – 31,1 м3/т, динамическая вязкость пластовой нефти – 6,19 мПа·с.

После дифференциального разгазирования при рабочих условиях сепарации плотность нефти составила 883,0 кг/м3, газовый фактор – 26,67 м3/т, объёмный коэффициент – 1,091.

Мольное содержание компонентов в смеси газов, выделившихся из нефти при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях: сероводорода - нет, углекислого газа – 0,54%, азота – 11,12%, гелия – 0,074%, метана – 50,99%, этана – 14,84%, пропана – 15,19%, высших углеводородов (пропан + высшие) – 22,35%. Относительная плотность газа по воздуху – 0,945, а теплотворная способность – 48092 кДж/м3.

По товарной характеристике нефть высокосернистая (массовое содержание серы 2,46%), смолистая (10,19%), парафиновая (4,12%). Объёмный выход светлых фракций при разгонке до 300 0С – 39,0%.

##### На 01. 01. 2003г. пласт ДI эксплуатируется скважинами 20, 23 – совместно с пластом ДII и скважиной 14 до 1998г. - совместно с пластами ДII и ДII.

Залежь нефти пласта ДII

Пласт ДII залегает на средней глубине 2475м в кровельной части пашийского горизонта и хорошо контролируется репером «кинжал», который залегает в

основании тиманского горизонта (приложение №13).

Нефтенасыщенность пласта ДII по данным ГИС установлена в разведочных скважинах 10, 13, 14 и эксплуатационных – 20, 21, 23, 25. Нефтенасыщенным керном пласт представлен только в разведочной скважине 14.

Пласт ДII развит не повсеместно; в скважинах 11, 12, 17, 22 и 24 он замещается глинистыми породами, вследствие чего коллектор развит в виде полулинзы. Сложен пласт песчаниками кварцевыми, мелкозернистыми, средней крепости, не слоистыми. Общая толщина пласта, состоящего, в основном, из одного прослоя песчаника, составляет от 3,6м (скважины 10, 20, 25) до 1,0м (скважина 13).

Опробование пласта ДII в скважинах 14, 20 и 23 произведено совместно с пластом ДI. Из пластов были получены фонтанные притоки нефти.

Водонефтяной контакт пласта ДII ни по данным опробования, ни по данным ГИС не подсечен.

По данным ГИС наиболее низкое положение нефтенасыщенной части пласта в скважине 25 на абсолютной отметке минус 2331,4 м, наиболее высокое положение водонасыщенной части - в скважине 26 на абсолютной отметке минус 2372,4м.

Контур нефтеносности по залежи пласта ДII принимается единый с пластами ДII и ДI на абсолютной отметке минус 2363м.

Залежь пластово-литологического типа, размером 7,7×1,3 км, с незначительной водонефтяной зоной, высота залежи 47,3м.

Коэффициент песчанистости равен 0,95, а расчленённости - 1,1.

Как видно из приведенных данных, нефти месторождения относятся к тяжелым с плотностью 0,892 г/см3(пласт ДII) и к среднему типу с плотностью 0,883 г/см3(пласты ДII, ДI), высоковязкие, вязкость изменяется от 39,9 мПа⋅с до 50,34 мПа⋅с, газовый фактор изменяется от 26,23 до 26,67 м3/т.

По товарной характеристике нефти высокосернистые (массовое содержание серы 2,36 % - 2,46 %), парафинистые (содержание парафина 3,25 % - 4,12 %), смолистые (содержание смол 10,19 % - 11,23 %).

В газе, выделившемся из нефтей Южно-Орловского месторождения, сероводород не обнаружен, содержание метана составляет 50,83-50,99 % моль, этана – 13,86-14,84 % моль, азота – 11,12-13,09 % моль, углекислого газа - 0,54-0,65 % моль. Удельный вес газа по воздуху – 0,942-0,945.

По состоянию на 01.01.2004г. действующий фонд добывающих скважин Южно-Орловского месторождения составляет всего 4 единицы, из них скважины №№ 10,21 эксплуатируют пласт ДII, скважины №№ 20,23 – совместно пласты ДII и ДI.

С открытием на территории района нефтяных месторождений получила развитие нефтедобывающая промышленность. В радиусе 10-30 км расположены такие крупные разрабатываемые месторождения, как Радаевское, Екатериновское, Козловское и др., залежи нефти в которых приурочены к пластам башкирского яруса, бобриковского горизонта, турнейского яруса и пашийского горизонта.

**5. Обоснование постановки поисково-оценочных работ на юго-западном куполе**

В 2000 году была произведена доразведка Южно-Орловского месторождения по отражающим горизонтам карбона, девона и кристаллического фундамента. В результате чего был выявлен юго-западный купол. Новые данные, полученные в результате сейсморазведочных работ и несоответствие утвержденных ранее запасов с количеством добытой нефти, послужило основанием для повторного пересчета запасов нефти и газа. В 2002 году институтом «СамараНИПИнефть» данная работа была выполнена. В результате чего произошло значительное увеличение площади месторождения, в основном за счёт выделения категории С2. Юго-западный участок Южно-Орловского поднятия бурением не изучен.

В результате проведенных исследований, изучения литолого-стратиграфической характеристики разреза, тектонического строения, нефтеносности северо-восточного участка были показаны высокие перспективы отложений верхнего девона юго-западного участка, где выделяются три продуктивных пласта (ДII, ДI, ДII) пашийского горизонта на обнаружение нефти.

Важнейшим геологическим документом при проектировании поисков является структурная карта поискового объекта, которая определяет форму поверхности кровли перспективной ловушки.

С целью поиска залежей рекомендуется заложить поисковые скважины №27,28. Первоочередной скважиной намеченной к бурению является скважина 27, рекомендованная к вводу в эксплуатацию на пласт ДII. Скважину предполагается пробурить в своде юго-западного купола, закартированного сейсмикой по отражающему горизонту Др. Поисковую скважину №27 закладываем до глубинны 2500 метров, в своде структуры. Основными задачами поисковой скважины являются:

- отбор керна, целесообразно и экономически выгодно, проводить в интервалах разреза, представляющих интерес в нефтяном отношении;

- отбор шлама;

- получение первых промышленных притоков нефти из исследуемых горизонтов;

- опробование и испытание в процессе бурения и после окончания бурения предполагаемых продуктивных пластов.

Скважина 28 является зависимой от результатов бурения скважины № 27.

В случае открытия залежей в перспективном горизонте предполагаем заложения разведочной скважины №28. Разведочную скважину №28 рекомендуем заложить в седловине в 1500 метрах северо-восточнее от скважины №27 с проектной глубиной 2530 метров, для определения положения ВНК и выяснения размеров нефтеносной площади. Забой скважин №26 и №27 предполагается в отложениях живетского яруса муллинского возраста.

Таблица глубин

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Пашийский горизонт | № скважины | |
| №27 | №28 |
| Глубина, м. | Глубина, м. |
| Пласт ДII | 2310 | 2344 |
| Пласт ДI | 2336 | 2361 |
| Пласт ДII | 2362 | 2392 |

В поисковых и разведочных скважинах по всему разрезу в масштабе 1:500, а в перспективных интервалах в масштабе 1:200, до спуска колонны в скважину для определения глубины залегания продуктивных пластов проводят:

- стандартный каротаж с записью кривых PS и KS;

- гамма-каротаж (ГК);

- нейтронный каротаж (НК);

- акустический каротаж (АК);

- кавернометрия;

- инклинометрия;

- термометрия.

Основные задачи, решаемые разведочной скважиной:

- отбор керна в интервалах залегания продуктивных горизонтов;

- опробование в процессе бурения пластоиспытателями и испытание продуктивных горизонтов после окончания бурения;

- пробная эксплуатация выявленных залежей.

В продуктивных и перспективных интервалах в масштабе 1:200 дополнительно проводят:

- боковое каротажное зондирование (БКЗ);

- боковой каротаж (БК);

- микрозондирование (МЗ);

- индукционный каротаж (ИК).

По результатам бурения проектных скважин на месторождении будет уточнена геометризация выявленных залежей нефти, дана достоверная оценка промышленной нефтеносности юго-западного купола.

Задачи поисковой стадии считаются полностью решенными тогда, когда однозначно доказано наличие или отсутствие промышленных скоплений нефти в пределах исследуемой локальной площади.

## 6. Характеристика процессов разработки месторождения как источников воздействия на окружающую среду

Проектируемые мероприятия по разработке Южно-Орловского месторождения будут сопровождаться воздействием технических сооружений и технологических процессов на природную среду. Практически все экосистемы в зоне прямого воздействия будут испытывать определенное влияние.

Проектируемые промысловые объекты характеризуются различной степенью и длительностью воздействия на окружающую среду. Влияние на природную среду при бурении скважин на месторождении характеризуется как временное. При прекращении строительства, как правило, происходит самовосстановление природной среды.

Воздействие на окружающую среду при эксплуатации промысловых объектов характеризуется как непрерывное и длительное. Основными факторами экологической нагрузки будут неорганизованные и организованные выбросы. Источниками неорганизованных выбросов будут являться: утечки от неплотностей аппаратуры на площадках устьев скважин.

При этом помимо собственно природных углеводородов (нефти и попутного нефтяного газа), загрязняющими веществами являются высокоминерализованные пластовые воды, различные химические реагенты, применяемые при бурении скважин, процессах сбора, транспорта нефти, а также выхлопные газы от двигателей внутреннего сгорания. Экологическая характеристика основных из них и воздействие их отдельно на атмосферный воздух, водную среду и почву рассмотрены ниже.

Атмосферный воздух

Основными компонентами нефти являются предельные углеводороды, образующие группу соединений типа CnH2n+2.

В обычных условиях углеводороды группы СН4-С4Н10 являются газами; С5Н12-С15Н32 - жидкостями и свыше - твердыми веществами. Они представляют определенную опасность для окружающей среды, оказывая негативное воздействие на человека, растительный и животный мир, попадающие в зону влияния объектов нефтедобычи.

Жидкие углеводороды (нефть) при разливе ухудшают состав корневого почвенного питания растений и резко снижают урожайность. При больших разливах нефти деревья полностью теряют листву, нередко и за пределами зоны непосредственного загрязнения. Среди органических веществ предельные углеводороды отличаются большой стойкостью и малой химической активностью. В то же время они обладают сильным наркотическим действием на живые организмы, усиливающимся с увеличением атомов углерода.

Вследствие этого, наркотическое действие углеводородов, составляющих основную массу нефтяных газов, сравнительно слабее, чем воздействие от жидких углеводородов. Ослабление их воздействия связано с очень низкой растворимостью в воде и крови, вследствие чего опасность отравления этими веществами создается только при высоких концентрациях.

Значительно сильнее действуют пары менее летучих (жидких) компонентов нефти. Под влиянием паров некоторых предельных углеводородов наблюдается неустойчивость реакций центральной нервной системы, такое воздействие проявляется не только при высоких концентрациях, но и при низких пороговых. Запах бутана человек ощущает при концентрации в воздухе 328 мг/м3, пентана - 217 мг/м3. Постоянный контакт с предельными углеводородами вызывает покраснение, пигментацию кожи и зуд.

При концентрации суммы углеводородов порядка 0,3 мг/л у работающих к концу вахты отмечалось снижение обоняния и возбудимость нервной системы, головная боль, слабость, сердцебиение.

Неоднократно имели место острые отравления с летальным исходом при несоблюдении правил техники безопасности при зачистке резервуаров, емкостей или цистерн из-под нефти. Концентрация паров нефти от 100 г/м3 опасна для жизни даже при вдыхании 5-10 минут. Присутствие сероводорода и повышенная температура усиливают токсичность предельных углеводородов.

Сероводород (Н2S) - бесцветный ядовитый газ с запахом тухлых яиц, тяжелее воздуха, скапливается в низких непроветриваемых местах, хорошо растворим в воде. Плотность сероводорода по отношению к воздуху - 1,19. Ощутимый запах сероводорода отмечается при концентрациях в воздухе 1,4-2,3 мг/м3, значительный запах при 7-11 мг/м3 - запах тягостный. При более высоких концентрациях запах ощущается слабо вследствие привыкания. При попадании в растворенном виде на кожу вызывает ее раздражение. ПДК сероводорода в воздухе рабочей зоны при совместном присутствии углеводородов (хотя бы следов) - 3 мг/м3. ПДК сероводорода в атмосферном воздухе населенных мест 0,008 мг/м3. При концентрации в воздухе 200-300 мг/м3 наблюдается жжение в глазах, раздражение слизистых оболочек глаз и дыхательных путей, металлический привкус во рту, головные боли, тошнота. При 750 мг/м3 наступает опасное для жизни отравление в течение 15-20 минут. При концентрации 1000 мг/м3 и выше смерть может наступить почти мгновенно.

Меркаптаны - легколетучие бесцветные жидкости с плотностью ниже единицы. Плохо растворяются в воде, хорошо - в спирте и эфире. Обладают выраженным специфическим запахом и могут быть обнаружены в воздухе в концентрации до 2х10 -9 мл/л. Растворяются в щелочах, образуя меркаптиды.

В ничтожных концентрациях пары вызывают рефлекторную тошноту и головную боль вследствие отвратительного запаха. В более высоких концентрациях влияют на центральную нервную систему. Обладают наркотическим эффектом, характеризующимся мышечной скованностью. Некоторые меркаптаны отличаются возбуждающим эффектом воздействия, главным образом, на кору головного мозга.

Характерно судорожное действие. Токсичность убывает в гомологическом ряду, исключения составляют октилмеркаптаны. Хорошо проникают через кожу, сенсибилизируя ее, особенно низшие меркаптаны.

Окись углерода (СО) - бесцветный газ без вкуса и запаха. Плотность по воздуху - 0,967. Оказывает опасное воздействие на человека. Вдыхание воздуха, содержащего даже небольшие количества СО, вызывает глубокое отравление. Высокие концентрации вызывают обильное слезотечение и боль в глазах, удушье, сильные приступы кашля, головокружение, боли в желудке, рвоту, задержание мочи, снижается порог слуха, нарушается обмен глутаминовой кислоты в коре головного мозга. Чаще всего смерть наступает через несколько часов или дней после отравления от отека гортани или легких.

Причина отравления в том, что окись углерода быстрее и легче, чем кислород связывается с гемоглобином крови и образует довольно стойкое соединение, названное карбоксигемоглобин (НВСО). Кроме того, в присутствии окиси углерода в крови ухудшается отдача кислорода тканям. При содержании 0,04 % СО в воздухе более 30 % гемоглобина крови химически связано с СО, при 0,1 % - соответственно 50 %, при 0,4 % - более 80 %, при 0,5 % - смерть наступает через 2-3 вздоха. ПДК окиси углерода в воздухе рабочей зоны 20 мг/м3 человек переносит без заметного действия в течение двух-четырех часов, 600 мг/м3 - за это время оказывает легкое отравление; 1800 мг/м3 - тяжелое отравление наступает через 10-30 минут; 3600 мг/м3 - смерть наступает через 1-5 минут.

Двуокись азота (NO2) - бурый газ с удушливым запахом. При температуре более 140С начинает распадаться на NO и О2; при температуре 6000 С распадается полностью. Двуокись азота оказывает чрезвычайно сильное влияние на легкие человека. При работе в течение трех-пяти лет, в среде с концентрацией NO2 0,8-5 мг/м3 развиваются хронические бронхиты, эмфизема легких, астма и некоторые другие заболевания. Запах азота человек начинает ощущать при концентрации 10-20 мг/м3; при концентрации 90 мг/м3 - выраженный неприятный запах, раздражение глотки, слюноотделение; при концентрации 150 мг/м3 - удушливый запах, кашель; концентрация 200-300 мг/м3 опасна для жизни даже при кратковременном воздействии.

Сернистый ангидрид (SO2) - бесцветный газ с резким запахом. Хорошо растворим в воде с образованием сернистой кислоты. Токсичен. Поступает в организм человека через дыхательные пути. В легких случаях отравления появляется кашель, насморк, слезотечение, чувство сухости в горле, осиплость, боль в груди. При острых отравлениях средней тяжести, кроме того, головная боль, головокружение, общая слабость, боль в подложечной области. При осмотре - признаки химического ожога слизистых оболочек дыхательных путей. Длительное воздействие может вызвать хроническое отравление. Возможны поражения печени, системы крови, развитие пневмосклероза. При контакте с растениями разрушается хлорофилл листьев и замедляется процесс фотосинтеза.

Сажа - продукт неполного сгорания или термического разложения углеродистых веществ, представляющий собой весьма тонкий черный порошок, состоящий из высокодисперсных частиц, главным образом, углерода (88,8-99,6 %). Кроме того, в ней содержатся водород (0,1-1,0 %), кислород (4,5 %) и незначительные количества минеральных примесей, газов и водяных паров. Истинная плотность сажи 1750-2000 мг/м3. Объемное число сажи колеблется в широких пределах от 3 до 5 см3/г. Сажевые частицы не взаимодействуют с кислородом воздуха и поэтому удаляются только за счет коагуляции и осаждения, которые идут очень медленно. Сажа может воспламениться в присутствии открытого огня и медленно гореть с образованием оксида углерода. Если содержание сажи в воздухе превышает 8,0 %, ее нужно рассматривать как взрывоопасное вещество. Контакты с сажей обычно вызывают конъюнктивит. Серьезную опасность представляет собой пневмония, которая может возникнуть при вдыхании сажи, содержащей ванадий.

Формальдегид - при обычных условиях газ с резким неприятным запахом, хорошо растворимый в воде; 40 %-ый водный раствор формальдегида, называемый формалином, широко применяется в медицинской практике. Формальдегид обладает ярко выраженным наркотическим действием.

Керосин получают компаундированием прямогонных фракций нефти. Действие сходно с бензином, но оно сильнее раздражает слизистую оболочку и кожу.

Бенз(а)пирен - является наиболее типичным химическим канцерогеном окружающей среды. Присутствует в атмосферном воздухе населенных мест и их окрестностей, в воздухе производственных и жилых помещений, в воде открытых водоемов, включая воду океанов, в растениях и почве. Поступает в организм через кожу, органы дыхания, пищеварительный тракт трансплацентарным путем.

Основные показатели токсичности и санитарно-гигиенические нормативы содержания загрязняющих веществ в атмосфере приведены в таблице 1.

Таблица 1.

Показатели токсичности и санитарно-гигиенические нормативы содержания загрязняющих веществ в атмосфере

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Код | Загрязняющее вещество | ЛК50, мг/дм3 | ПДК и ОБУВ, мг/м3 | | | | Класс опасности |
| максимально разовая | среднесуточная | рабочей зоны | ОБУВ |
| 123 | Оксид железа | - | - | 0,04 | - | - | 3 |
| 143 | Марганец и его соединения | - | 0,01 | 0,001 | 0,1 | - | 2 |
| 301 | Двуокись азота | 0,14 | 0,085 | 0,04 | 2 | - | 2 |
| 328 | Сажа | - | 0,15 | 0,05 | 3,5 | - | 3 |
| 333 | Сероводород | - | 0,008 | - | 10 | - | 2 |
| 330 | Сернистый ангидрид | - | 0,5 | 0,05 | 10 | - | 3 |
| 337 | Окись углерода | 3,6 | 5 | 3 | 20 | - | 4 |
| 342 | Фтористый водород | 0,45 | 0,02 | 0,005 | 50 | - | 2 |
| 415 | Углеводороды С1‑С5 | - | - | - | 300 | 50 | - |
| 1325 | Формальдегид | - | - | - | 5 | 0,03 | - |
| 1716 | Одорант СПМ | - | 5х10-5 | - | - | - | 3 |
| 2908 | Пыль неорганическая SiO270-20% | - | 0,3 | 0,1 | - | - | 3 |
| 2732 | Керосин | - | - | - | 300 | 1,2 | - |
| 2754 | Углеводороды С12‑С19 | - | 1,0 | - | 300 | - | 4 |
| 2902 | Аэрозоль краски | 0,5 | 0,15 | - | - | - | 3 |

Поверхностные и подземные воды

При нефтедобыче возможно воздействие на подземные воды зоны свободного водообмена и поверхностные воды. Техногенным загрязнением вод считается появление в них вредных примесей в количествах, нарушающих способность среды к самоочищению, что делает эту воду частично или полностью непригодной для использования.

Загрязнение вод выражается в увеличении их минерализации, повышении содержания типичных для них химических компонентов и несвойственных веществ (органических и неорганических), изменениях температуры, появлении запаха, окраски, микроорганизмов. Загрязнение водной среды может быть химическим и углеводородным.

Возникновение химического загрязнения в процессе разработки месторождения может быть связано как с проведением буровых работ (наличие шламовых амбаров, бурового раствора, химреагентов), так и с эксплуатацией нефтепромысловых и сопутствующих сооружений (межколонные перетоки и аварийные порывы трубопроводов, загрязнение от бытовых сооружений).

Наиболее часто встречаемыми видами химического загрязнения поверхностных и подземных вод в районе нефтедобычи происходящего в являются: сульфатное, сульфатно-хлоридное и хлоридное.

Углеводородное (нефтяное) загрязнение является наиболее опасным, что связано с высокой токсичностью и миграционной способностью отдельных компонентов нефти. Углеводородное загрязнение может происходить как с поверхности земли, так и в результате межпластовых перетоков. Наиболее интенсивное и опасное загрязнение происходит за счет разливов нефти из нефтепроводов и аппаратов, вследствие неудовлетворительного контроля за их состоянием.

Покрывая пленкой значительные участки водной поверхности (1 тонна нефти способна образовать на поверхности открытых водоемов сплошную пленку площадью 2,6 км), нефть нарушает кислородный, углекислотный и другие виды газового обмена в поверхностных слоях воды и пагубно воздействуют на речную и озерную фауну и флору. Даже при концентрации нефти и нефтепродуктов в воде водоемов менее 1 г/м3 происходит подавление жизнедеятельности фитопланктона и возможно уничтожение планктона в целом. Нефть и нефтепродукты пагубно воздействуют на донные организмы (бентос).

Даже незначительные концентрации нефти приводят к изменению состава крови и нарушению углеводородного обмена рыб. Содержание нефти в воде более 0,1 г/м3 придает рыбам специфический запах и привкус, которые невозможно устранить даже при технологической обработке.

Наряду с нефтью и нефтепродуктами, синтетические поверхностно-активные вещества (СПАВ) - другие наиболее распространенные токсичные химические загрязняющие вещества водоемов при бурении скважин, сборе и транспортировке нефти.

СПАВ образуют стойкие пены, резко снижают эффективность биохимических методов очистки сточных вод, прекращают (даже при незначительных концентрациях) рост водорослей. Сильное токсичное воздействие СПАВ проявляется при концентрациях в воде порядка 2 г/м3. На рассматриваемом объекте СПАВ применяют для улучшения условий бурения скважин, борьбы с отложениями парафина. СПАВ оказывают отрицательное влияние на качество воды, самоочищающуюся способность водоемов, организм человека, а также усиливают неблагоприятное действие других токсичных веществ.

Предельно-допустимые концентрации (ПДК) и класс опасности токсичных веществ, встречающихся в сточных водах, образующихся в процессе бурения и являющихся источниками загрязнения поверхностных и подземных природных водоисточников, приведены в таблице 2 в соответствии с «Перечнем рыбохозяйственных нормативов: предельно допустимых концентраций (ПДК) и ориентировочно безопасных уровней воздействия (ОБУВ) вредных веществ для воды водных объектов, имеющих рыбохозяйственное значение», (утвержден Приказом Комитета Российской Федерации по рыболовству от 28 апреля 1999г., №96) и ГН 2.1.5.1315-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования».

Таблица 2

Предельно-допустимые концентрации загрязняющих веществ в водной среде

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование загрязняющих веществ | ПДК загрязняющих веществ в воде, поверхностных водоисточников, г/м3 | | |
| водоемов, используемых для рыбохозяйствен-ных целей | водоемов хоз-питьевого и культурно-бытового водопользования | Класс опасности |
| Нефть и нефтепродукты | 0,05 | 0,1 | 3 |
| БПК полн. | 3,0 | 3,0 | - |
| Сульфаты (анион) | 100 | 500 | 4 |
| Хлориды (анион) | 300 | 350 | 4 |
| Аммоний солевой | 0,5 | 1,0 | 4 |
| Фосфаты | 0,2 | 3,5 | 4 |
| Калий (катион) | 50 | - | 4 |
| Магний (катион) | 40 | - | 4 |
| Кальций (катион) | 180 | - | 4 |
| Ингибитор коррозии | 0,1 | - | 3 |
| СПАВ | 0,3-0,5 | 0,5 | 4 |
| Барит | 2,0 | 0,1 | 4 |

Почвенный покров

Жидкие углеводороды (нефть) при разливе ухудшают состав корневого почвенного питания растений и резко снижают урожайность. При больших разливах нефти деревья полностью теряют листву, нередко и за пределами зоны непосредственного загрязнения.

Кроме того, в процессе строительства и эксплуатации объектов и сооружений нефтегазодобычи месторождения будут образовываться следующие виды отходов:

- щебень, песок, металл, древесина;

- буровой шлам, отработанные буровые растворы, буровые сточные воды;

- бытовые отходы.

В соответствии с «Федеральным классификационным каталогом отходов», утвержденным Приказом МПР РФ от 2.12.2002 г., №786 и «Дополнением к федеральному классификационному каталогу отходов», утвержденным приказом МПР от 30.07.2003 г., №663. Вышеперечисленные отходы относятся к III, IV и V классам опасности.

В процессе утилизации и захоронения отходов возможно нанесение ущерба почвенно-растительному покрову. Загрязнение почв выражается в уничтожении микроорганизмов, повышающих плодородие почв, уменьшении содержания гумуса в почве, что делает ее частично или полностью непригодной для хозяйственного использования.

В таблице 3 приведены ПДК и ориентировочно допустимые количества (ОДК) химических веществ в почве.

Таблица 3

Предельно-допустимые концентрации (ПДК) и ориентировочно допустимые количества (ОДК) химических веществ в почве

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование вещества | Величина ПДК мг/кг почвы с учетом фона (кларка) | Лимитирующий показатель |
| Медь1) | 3,0 | Общесанитарный |
| Никель 1) | 4,0 | -«- |
| Свинец 1) | 6,0 | -«- |
| Хром 1) | 6,0 | -«- |
| Кобальт2) | 5,0 | -«- |
| Бенз(а)пирен | 0,02 | Общесанитарный |
| Бензин | 0,1 | Воздушно-миграционный |
| Нитраты | 13,0 | Водо-миграционный |
| Хлористый калий | 560,0 | -«- |
| Формальдегид | 17,0 | -«- |

Примечания:

1) - подвижная форма элемента, извлекаемая из почв ацетатно-аммонийным буферным раствором с рН=4,8;

2)- подвижная форма кобальта, извлекаемая из почвы натриевым буферным раствором с рН=3,5 и рН=4,7 для сероземов и ацетатно-аммонийным буферным раствором с рН=4,8 для остальных типов почв.

В целях предотвращения попадания в окружающую среду перечисленных загрязняющих веществ и нейтрализации техногенной нагрузки настоящим проектом предусматривается проведение специальных технологических и природоохранных мероприятий.

## Охрана недр и рациональное использование минеральных ресурсов

Данный раздел выполнен в соответствии с действующими документами:

- Закон РФ «О недрах» от 21.02.1992 г. №2395-1 (в ред. от.03.03.1995 г.) (с изм. и доп. от 10.02.1999 г., 2.01.2000 г., 14.05 и 08.08.2001 г., 29.05.2002 г.);

- ПБ 07-601-03 «Правила охраны недр», утвержденные постановлением Госгортехнадзора России от 06.06.2003г.

- СП 2.1.5.1059.-01 «Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения»;

- «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений», РД 153-39.0-109-01;

- «Правила разработки нефтяных и газовых месторождений», утвержденные 12.10.1984 г.

- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные постановлением Госгортехнадзора РФ от 5 июня 2003 г., №56.

В соответствии с Законом Российской Федерации «О недрах», (ст. 23) основными требованиями по рациональному использованию и охране недр являются:

- обеспечение полноты геологического изучения, рационального комплексного использования и охраны недр;

- проведение опережающего геологического изучения недр, обеспечивающего достоверную оценку запасов полезных ископаемых или свойства участка недр, предоставленного в пользование в целях, не связанных с добычей полезных ископаемых;

- обеспечение наиболее полного извлечения из недр запасов основных и совместно с ним и залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов;

- достоверный учет извлекаемых и оставляемых в недрах запасов основных и совместно с ним и залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов при разработке месторождений полезных ископаемых;

- охрана месторождений полезных ископаемых от затопления, обводнения, пожаров и других факторов, снижающих качество полезных ископаемых и промышленную ценность месторождений или осложняющих их разработку;

- предотвращение загрязнения недр при проведении работ, связанных с пользованием недрами, особенно при подземном хранении нефти, газа или иных веществ и материалов, захоронении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод;

- соблюдение установленного порядка консервации и ликвидации предприятий по добыче полезных ископаемых;

- предупреждение самовольной застройки площадей залегания полезных ископаемых и соблюдение установленного порядка использования этих площадей в иных целях;

- предотвращение накопления промышленных и бытовых отходов на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод, используемых для питьевого и промышленного водоснабжения.

С целью уточнения геометризации выявленных залежей нефти, определения положения ВНК и оценки промышленной нефтеносности юго-западного купола, планируется пробурить две проектные скважины (№№ 27, 28).

Для сбора продукции на месторождении, в соответствии с «Унифицированными технологическими схемами сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов» (РД 39-014811-605-86), реализована напорная герметизированная система сбора нефти и газа, которая позволяет обеспечить безопасные условия эксплуатации, охрану окружающей природной среды и максимальную сохранность добываемого углеводородного сырья. Для борьбы с отложениями парафина и интенсивной коррозией подземного оборудования скважин применяется пропарка оборудования или промывка скважин горячей нефтью и ввод ингибитора коррозии через дозирующее устройство на устье. При наличии отложения солей используются ингибиторы солеотложения. Конструкция скважины в части надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать:

- максимальное использование пластовой энергии продуктивных горизонтов в процессе эксплуатации за счет оптимального диаметра эксплуатационной колонны и возможности достижения проектного уровня гидродинамической связи продуктивных отложений со стволом скважины;

- применение эффективного оборудования, оптимальных способов и режимов эксплуатации, поддержания пластового давления, теплового воздействия и других методов повышения нефтеотдачи пластов;

- условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважины;

- получение необходимой горно-геологической информации по вскрываемому разрезу;

- условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь, за счет прочности и долговечности крепи скважины, герметичности обсадных колонн и кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;

- максимальную унификацию по типоразмерам обсадных труб и ствола скважины.

Техника безопасности при бурении интервалов, содержащих сероводород, предусматривает выполнение следующих требований:

- параметры бурового раствора при вскрытии зоны поддерживать согласно геолого-технического наряда;

- иметь средства контроля окружающей среды – газоанализатор «Анкат»;

- иметь два обратных клапана под бурильный инструмент и три шаровых крана;

- после спуска инструмента необходимо промывать скважину в течение одного цикла перед подъемом инструмента и по окончании бурения – в течение двух циклов;

- спускать инструмент с применением гидротормоза;

- рабочие емкости должны быть оснащены мерной рейкой;

- превенторная обвязка должна позволять закачивать буровой раствор в затрубное пространство при закрытом превенторе через манифольд;

- оборудование приточно-вытяжной вентиляции в закрытых помещениях.

Вскрытие продуктивных пластов в процессе проводки скважины проводится при роторном способе бурения (пониженная подача насосов) на буровом растворе с фильтрацией 3-5 см3 за 30 мин. Ограничивается скорость спуско-подъемных операций с бурильным инструментом до 1 м/сек, что позволяет снизить гидродинамические нагрузки на продуктивные пласты.

Работы по освоению скважин могут быть начаты при обеспечении следующих условий:

- высота подъема цементного раствора за эксплуатационной колонной и качество сформированной крепи отвечает проекту и требованиям охраны недр;

- эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и превенторной установкой, герметична при максимально ожидаемом давлении на устье скважины;

- устье с превенторной установкой, манифольдный блок и выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии с утвержденной схемой.

Комплекс работ по освоению скважины должен предусматривать меры, обеспечивающие:

- исключение закупорки пласта при вторичном вскрытии;

- сохранение скелета пласта в призабойной зоне;

- термогидрогазодинамические исследования по определению количественной и качественной характеристики пласта и его геофизических параметров;

- сохранение, восстановление или повышение проницаемости призабойной зоны;

- предотвращение неконтролируемых газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов;

- охрану недр и окружающей среды.

По результатам бурения проектных скважин на месторождении будет уточнена геометризация выявленных залежей нефти, дана достоверная оценка промышленной нефтеносности юго-западной части купола.

В процессе разработки месторождения необходимо руководствоваться «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», ПБ 08-624-03 и РД-153-39.0-109-01, в целях своевременной корректировки режима разработки месторождения для достижения утвержденных коэффициентов извлечения нефти.

На этом этапе эксплуатации месторождения происходит основное влияние на продуктивную часть недр. Задача нефтедобывающего предприятия - обеспечить максимально высокий КИН, используя технологии, гарантирующие сохранность недр и сооруженных скважин.

Применяемые способы эксплуатации добывающих скважин должны гарантировать сохранность колонн, целостность цементного камня за эксплуатационной колонной и отсутствие перетоков флюидов.

Контроль за разработкой месторождения должен включать:

- точный поскважинный учет добычи нефти, воды и попутного газа;

- оценку скин-фактора;

- определение источников обводнения;

- оценку изменения насыщенности пластов;

- определения профилей притока и поглощения.

Учет добываемой продукции по скважинам производится с помощью автоматизированной групповой замерной установки, кроме того, в целях рационального использования природных ресурсов на месторождении необходима организация контроля за потерями добываемой нефти и попутного газа. Потери нефти подразделяются на:

- нормируемые (технологические утечки);

- ненормируемые (от порывов трубопроводов).

С целью защиты подземных горизонтов от загрязнения при эксплуатации месторождения рекомендуется предусмотреть:

- наблюдательные контрольные скважины;

- контроль качества подземных вод в течения всего периода эксплуатации месторождения (контроль включает гидрогеологическое изучение разреза до источников пресных вод и определение границ их распространения).

Предложенная в настоящем проекте система разработки месторождения предусматривает наиболее полное извлечение из недр углеводородного сырья и достижение планируемого коэффициента извлечения нефти.

Важным аспектом рационального использования природных ресурсов является комплексное использование нефти, газа и попутной пластовой воды с выделением ценного минерального сырья.

Исследования попутного нефтяного газа Южно-Орловского месторождения показали, что содержание гелия по пластам не превышает установленные для него промышленные концентрации (0,035% мол.). Следовательно, его извлечение из недр не целесообразно.

Определение содержания полезных микрокомпонентов в пластовых водах Южно-Орловского месторождения проводилось лабораторией ВОИГ и РГИ в водах пласта ДII. Результаты исследований показали, что в пластовых водах пашийского горизонта содержится лишь бром в количестве 1108 мг/л. Содержание брома превышает минимальную промышленную концентрацию 200 мг/л, однако содержание кальция в воде составляет 32,2 г/л, тогда как в соответствии с требованиями технологии переработки рассолов, содержание кальция не должно превышать 10 г/л. Суммарная добыча попутной воды по всем продуктивным пластам пашийского горизонта изменяется от 71,4 до 159,5 тыс. т/год (минимальный объем добываемых попутных вод, перспективный для промышленного извлечения микрокомпонентов, согласно рекомендациям ВСЕГИНГЕО, должен быть не ниже 250 тыс. т/год).

Так как в пластовых водах содержится только один элемент (Br) c кондиционным содержанием, перспективным для промышленного извлечения, и отсутствуют необходимые технические условия переработки рассолов, использование пластовых попутных вод Южно-Орловского месторождения для извлечения полезных микрокомпонентов представляется нецелесообразным

В случае получения отрицательных результатов в процессе бурения проектной скважины на юго-западном участке Южно-Орловского месторождения, предусматривается ее ликвидация в соответствии с «Инструкцией о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов», утвержденной постановлением Федерального горного и промышленного надзора России № 22 от 22 мая 2002 г. В отдельных случаях, работы проводятся по индивидуальным планам изоляционно-ликвидационных работ.

Таким образом, при условии соблюдения технологии работ по бурению эксплуатации, ликвидации скважин, использования качественного оборудования и материалов, осуществления запланированных мероприятий, можно предположить, что воздействие на геологическую среду в рассматриваемый перспективный период разработки месторождения будет сведено к минимуму.

Дополнительно к выше изложенному на Южно-Орловском месторождении, содержащем сероводород, при бурении скважин, добыче, сборе и транспорте нефти и попутного газа необходимо выполнять требования действующей инструкции по безопасности работ при разработке нефтяных месторождений, содержащих сероводород.

Осуществление перечисленного комплекса мероприятий по защите недр и рациональному использованию минеральных ресурсов позволит обеспечить экологическую устойчивость геологической среды при строительстве и эксплуатации нефтегазодобывающих объектов на территории Южно-Орловского месторождения.

Заключение

В настоящей работе приведены данные о геологическом строении Южно-Орловского месторождения и доразведке юго-западного купола, выявленного сейсморазведочными работами МОГТ-2Д.

Промышленная нефтеносность на Южно-Орловском месторождении связана с отложениями верхнего девона, где выделяются три продуктивных пласта (ДII, ДI, ДII).

Залежи пластов входящие в состав месторождения разрабатываются совместно без поддержания пластового давления.

По мере ввода скважин в эксплуатацию происходило увеличение отборов нефти и жидкости. Максимальная добыча нефти месторождению была достигнута в 1986 г. и составила 114,1 тыс. т. В дальнейшем, несмотря на некоторый рост объёмов добычи жидкости, добыча нефти стала снижаться за счёт увеличения содержания воды в добываемой продукции.

По состоянию на 1.01.2003 г. действующий добывающий фонд скважин по пластам ДII и ДIсоставлял 2 единицы, при чём в обеих скважинах пласты были перфорированы совместно. Пласт ДII так же эксплуатировался двумя добывающими скважинами. Кроме того, четыре скважины (№ 14, 22, 24, 25) пребывали в бездействии.

В 2003 году из пласта ДII было отобрано 6,8 тыс. т нефти, при обводнённости добываемой продукции 77,1 %, добыча по пласту ДI составила 13,5 тыс. т., при обводнённости 53,6%. Из пласта ДII было отобрано 24,7 тыс. т нефти при обводнённости 84,7 %.

В течение периода 1999-2003 г.г. эксплуатация пластов осуществлялась со значительным превышением фактических уровней по добыче нефти над проектными показателями. Основная причина превышения факта над проектом заключается в том, что при больших фактических отборах жидкости, обводнённость добываемой продукции на протяжении последних пяти лет, была ниже расчётных значений.

Совпадение в плане продуктивных пластов даёт возможность возврата обводнившихся скважин с нижележащих горизонтов на вышележащие. При возврате скважин необходимо проведение геофизических исследований, с целью контроля за выработкой запасов.

В результате проведенных исследований были обоснованы высокие перспективы нефтеносности пашийского горизонта юго-западного участка Южно-Орловской площади, где рекомендуется заложить поисковую скважину №26 в своде структуры.В случае обнаружения залежей в исследуемом горизонте рекомендуем заложить разведочную скважину №28 на расстоянии 1500 метров северо-восточнее от скважины № 27-для установления ВНК.

Сложность проблемы выявления новых залежей в неизученной бурением части месторождения посредством бурения скважин связана с необходимостью принятия решений, связанных с крупными капиталовложениями. Поэтому оптимальное решение геологических задач и научно обоснованный выбор рациональной методики работ по-прежнему особенно актуальны для поискового бурения, на долю которого приходится значительная доля всех затрат, связанных с наращиванием запасов нефти и газа в стране.

**Литература**

1. "Комплексная схема разработки Южно-Орловского нефтяного месторождения Куйбышевской области", институт "Гипровостокнефть", 1973 г.

2. "Подсчёт запасов нефти и газа Южно – Орловского месторождения Куйбышевской области", ГРК ОКН, 1980 г.

3. "Уточнённый проект разработки по Южно-Орловскому нефтяному месторождению Куйбышевской области", институт "Гипровостокнефть", 1978 г.

4. "Дополнение к уточнённому проекту разработки по Южно – Орловскому нефтяному месторождению", институт "Гипровостокнефть",1984 г.

5. "Уточнение технологических показателей разработки Ново – Запрудненского, Обошинского и Южно – Орловского месторождений", институт "Гипровостокнефть", 1992 г.

6. "Анализ разработки продуктивных пластов Южно - Орловского месторождения", ЦНИЛ, 1994 г.

7. "Пересчёт запасов нефти и растворённого газа по Южно-Орловскому месторождению Самарской области", СамараНИПИнефть, 2002 г.

8. Макаров А.П. Результаты сейсморазведочных работ МОГТ-2Д на участках Подъем-Михайловского, Холмового, Южно-Орловского, Казанского, Чаганского месторождений нефти в Волжском, Нефтегорском, Сергиевском, Кинельском, Кинель-Черкасском районах Самарской области в 2000-2001 г.г. Отчет сейсморазведочных партий №1/2000 и №2/2000. Самара, 2001 г.