**1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ**

**1.1 Краткая геолого-промысловая характеристика месторождения**

В геологическом строении Бухарском месторождении принимают участие девонские, каменноугольные, пермские и четвертичные отложения.

В тектоническом отношении месторождение расположено на северном склоне Южно-Татарском своде. С запада оно ограничено узким и глубоким Алтунино-Шунакским прогибом, отделяющим сводную часть южного купола от Акташско-Ново-Елховского вала. По поверхности кристаллического фундамента наблюдается малоамплитудное ступенчатое погружение в северном и северо-восточном направлениях. На этом фоне намечается ряд относительно узких, вытянутых в меридиональном и субмеридиональном направлениях приподнятых блоков фундамента и сопряженных с ними грабенообразных прогибов.

Приуроченность района месторождения к прибортовым зонам Нижнекамского прогиба Камско-Кинельской системы предопределяет заметное изменение структурных планов отложений верхнего девона и нижнего карбона. В разрезе девонской осадочной толщи им соответствует структурные слабовыраженные террасы и прогибы. Более сложный структурный план имеют вышележащие отложения, которым характерны четкие, линейно-вытянутые валообразные зоны, осложненные локальными поднятиями III порядка. Наряду с чертами унаследованного структурного плана появляются локальные седиментационные новообразования в виде рифовых построек верхнефранско-фаменского возраста и связанные с ними структуры облегания – Верхнее-Налимовское и Южно-Налимовское поднятия. Амплитуды этих структур по кровле турнейского яруса достигают 65-70м. В основном для Бухарского месторождения характерными локальными элементами являются малоамплитудные поднятия III порядка. В пределах площади месторождения поверхность турнейского яруса осложнена «русловыми» врезовыми зонами, выделенными по результатам детализационных работ МОГТ в Заинском районе сейсморазведочной партии 9/96, которые были, в основном, подтверждены фактическим бурением 1997-2000 г.г.

Основой для структурных построений послужили результаты детализационных работ МОГТ Бухарской сейсморазведочной партии 9/96 в Заинском районе.

По разрезу Бухарского месторождения нефтеносность различной интенсивности установлена по ряду горизонтов в верхнем девоне и нижнем карбоне.

Продуктивными на месторождении являются терригенные отложения пашийского, кыновского и бобриковского горизонтов, карбонатные коллекторы семилукского, бурегского, заволжского горизонтов и турнейского яруса. Всего выявлено 47 залежей нефти, которые имеют различные размеры и этажи нефтеносности. Они контролируются отдельными локальными поднятиями или группой структурой. Промышленные скопления нефти в пашийском горизонте приурочены к пластам, индексируемым (снизу-вверх), как Д1-в, Д1-б и Д1-а, сложенными песчаниками и алевролитами. Пласты Д1-а, Д1-б рассматриваются как один объект - Д1-а+б, поскольку в 20% скважин они сливаются или имеют маломощные глинистые перемычки толщтной 0,8-1,2 м. Пласт Д1- выделяет как самостоятельный объект с собственным ВНК.

Д1-в представлен мелкозернистыми хорошо отсортированными песчаниками, залегает в подошвенной части пашийского горизонта на глубине 1741,6 м, четко коррелируется по материалам ГИС и отделяются от пласта Д1-а+б перемычкой толщиной в 4,6 м. Тип коллектора – поровый. Нефтеносность пласта Д1-в по площади имеет ограниченное распространение. К нему приурочено всего 2 залежи на самом юге и одна в средней части месторождения. В 13 скважинах по материалам ГИС установлена нефтеносность, в 10 из них проведено опробование, дебиты нефти в которых варьируется от 0,3 до 22,1 т/сут. Эффективные нефтенасыщенные толщины пласта изменяются от 0,6 до 2,8 м. Пласт Д1-в подстилается, в основном, подошвенной водой. Во многих скважинах вскрыт непосредственный ВНК, контуры нефтеносности проведены по усредненным значениям отметок ВНК по скважинам с учетом нижних дыр перфорации.

Пласт Д1-а+б развит повсеместно нефтенасыщенный коллектор вскрыт в 40% скважин от общего пробуренного фонда на девон. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта изменяется от 0,8 до 2,4 м.

Всего выявлено 13 залежей нефти, приуроченных к сейсмоподнятиям III порядка. Залежи небольшие по размеру и высоте. Семь из них вскрыты только одной скважиной. Тип залежей – пласто-сводовый. ВНК вскрыт в 38% скважин, в которых установлена нефтенасыщенность. В связи с этим контуры нефтеносности в 3-х залежах проведены в соответствии с положением ВНК, определенным по ГИС и результатам опробования, в остальных только по абсолютной отметке подошвы нижнего нефтенасыщенного прослоя. Погружение структур наблюдается в северном направлении. Абсолютные отметки ВНК, по которым проведены контуры залежей, изменяются с юга на север от –1496 до –1508,7 м. Контуры залежей в районе скважин 736, 785, 788, 790 и 793а перетерпели изменение по данным НВСП МОВ. Залежь нефти в районе скв.790 (Верхне-Налимовское поднятие) резко изменила ориентацию с субмеридионального направления по результатам сейсмоисследований на северо-восточное по результатам НВСП МОВ. Размеры залежи уменьшились вдвое. Залежь нефти в районе скв.736 изменила направление с северо-западного на северо-восточное, размеры ее увеличились незначительно. На залежах нефти, приуроченных к Восточно-Бухарскому поднятию (район скв.793а) и в районе скв.788, запасы нефти по которой не были утверждены в ГКЗ РФ, площадь нефтеносности увеличилась в два раза. Залежь нефти в районе скв.785 с северо-запада ограничена линией тектонического нарушения, выявленной по НВСП, за которой выявлен сброс на 5 метров по вертикали. Залежь ограничена линией сброса, являющейся в данном случае экраном. Размеры залежи уменьшились в 4 раза. Поэтому после проведения предложенных авторами работ по управлению сети сейсмопрофилей на некоторых участках месторождения, переобработки всего имеющегося материала по сейсмоисследованиям, проведения НВСП МОВ в скважинах, предложенных в главе доразведки, необходимо уточнить запасы нефти по месторождению в соответствии с полученными результатами.

Общая толщина отложений пашийского горизонта составляет в среднем 22,8 м, эффективная нефтенасыщенная – 1,9 м, что соответственно отражается на коэффициенте песчанистости – 0,071, а коэффициент песчанистости по нефтенасыщенной части – 0,631. Коэффициент расчлененности равен 4,067.

Выше по разрезу на глубине 1734,2 м залегают продуктивные отложения кыновского горизонта, приуроченные к пласту Д0-в. Коллектор представлен, в основном, алевролитами, реже песчаниками мелкозернистыми, кварцевыми. Тип коллектора поровый.

Пласт Д0-в развит по площади повсеместно. По нему выявлено и оконтурено 11 залежей нефти, которые, в основном, перекрывают в плане залежи по пашийским отложениям. В 25 скважинах, пробуренных на 9 залежах, нефтенасыщенный пласт Д0-в опробован. Дебиты нефти, полученные при испытании, изменяются от 1,3 до 19,2 т/сут. Тип залежей – пластово-сводовый. В 14 скважинах вскрыт ВНК. Контуры нефтеносности проведены по результатам опробования в соответствии с гипсометрическими отметками нижних дыр перфорации, из которых получена нефть. В четырех залежах положение контуров нефтеносности принято по подошве нижнего нефтенасыщенного пропластка.

Общая толщина кыновского горизонта изменяется от 13,8 до 23,6 м, составляя в среднем 19,3 м. Количество пропластков 1 – 4, коэффициент расчлененности – 1,852. Суммарная эффективная нефтенасыщенная толщина пропластков варьирует в пределах 0,6 – 0,62 м, средняя равна 2,2 м. Коэффициент песчанистости составил 0,712. Толщина непроницаемого прослоя между нефтенасыщенными пропластками небольшая – 0,6-1,4 м.

**1.2 Коллекторские свойства продуктивных горизонтов**

Отложения пашийского и кыновского горизонта франского яруса верхнего девона сложены алевролитами и песчаниками. Керном они охарактеризованы в 10 скважинах (70 образцов).

Песчаники мономинеральные кварцевые, мелкозернистые. Зерна кварца полуокатанной формы, сортировка зерен хорошая, упаковка средняя, участками плотная. По данным гранулометрического анализа песчаники мелкозернистые (50,1% - 80,8%) с небольшой примесью среднепсаммитовой фракции (0 – 10,3%), сильно алевритистые, глинистые (2,7 – 7,1%). Известковистость колеблется от 0,1 до 3%.

Цементом служит вторичный кварц, образующий регенерационные каемки, и карбонатно-глинистый материал, формирующий контактовый, а на отдельных участках – поровый тип цемента. Пористость песчаников колеблется в пределах 12,9 – 20,4%, проницаемость 118,3 – 644,5\*10-3мкм2.

Алевролиты кварцевые по составу с хорошей сортировкой зерен. По гранулометрическому составу: крупнозернистые (43,6-63,7%), средне- и сильнопесчанистые (11,2-44,7%), слабоглинистые (2,2-5,3%) с небольшой примесью средне- и мелкоалевритовой фракции (1,5-8,1%). Тип цемента регенерационный, контактовый и поровый. Пористость алевролитов по керну варьирует от 15 до 21,2%, проницаемость – от 9,6 до 109,9\*10-3мкм2.

Пористость коллекторов пашийских отложений, определенная по ГИС (47 скв.) и керну (3 скв. – 33 определения), почти совпадает: 19,7% и 20,5%, нефтенасыщенность соответственно 71,9 и 81,6%. Параметры проницаемости, определенные по ГИС, керну и результатам гидродинамических исследований, различаются, данные представлены в таблице 1.2.1. Для проектирования взято среднее значение по результатом ГИС, как наиболее представительное (46 скв. – 151 определение), которое равно 0,13 мкм2. Кондиционные значения коэффициентов пористости, нефтенасыщенности и проницаемости для терригенных коллекторов пашийского и кыновского возрастов идентичны и составляют соответственно: 0,115, 0,55 и 0,013 мкм2.

Коллекторы относятся к высокоемким высокопроницаемым. Тип коллектора – поровый.

Пашийские отложения характеризуются в целом низким значением песчанистости (0,071), по нефтенасыщенной части – 0,631. На неоднородность объекта указывает довольно высокая величина его расчлененности, равная 4,067. Общая толщина горизонта составляет в среднем 22,8 м, суммарная нефтенасыщенная – 1,9 м. Высокое среднее значение эффективной толщины (10,7м) указывает на наличие значительной водонасыщенной части по пластам с подошвенной водой.

Покрышкой для залежей пашийских отложений служат аргиллиты кыновского возраста мощностью от 2 до 6 м.

Коллекторские свойства кыновских отложений охарактеризованы керновыми данными, результатами ГИС и гидродинамических исследований. По первым они выше, а по более представительным материалам, по геофизическим исследованиям, коллекторы характеризуются следующими величинами: пористости – 19,6%, нефтенасыщенности – 74,3%, проницаемости – 0,126 мкм2, представленным в таблице 1.2.1. Они относятся по своим емкостно-фильтрационным свойствам к высокоемким, высокопроницаемым. Тип коллектора – поровый.

Общая толщина отложений кыновского возраста составляет в среднем 19,3 м, средняя нефтенасыщенная – 2,2 м, эффективная – 3,0 м. Коллекторы харак-тся высокой неоднородностью – расчлененность 1,852, высоким значением песчанистости – 0,712. Покрышкой для кыновских залежей служат глины одноименного возраста толщиной до 10 м.

**1.3 Физико-химические свойства пластовых флюидов**

Исследование физико-химических свойств нефтей в пластовых и поверхностных условиях проводилось по пластовым пробам в ТатНИПИнефть и в аналитической лаборатории ТГРУ. Пробы отбирались глубинными пробоотборниками типа ПД-3 и исследовались на установках УИПН-2 и АСМ-300 по общепринятой методике. Вязкость нефти определялась вискозиметром ВВДУ (вискозиметр высокого давления универсальный) и капиллярным типа ВПЖ. Плотность сепарированной нефти определялась пикнометрическим способом. Состав нефти и газа после однократного разгазирования пластовой пробы нефти анализировался на хромотографах типа ЛХМ-8М, ХРОМ-5. Все данные исследования приведены согласно РД-153-39-007-96 «Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений».

Всего по Бухарскому месторождению проанализировано: пластовых – 39 проб, поверхностных – 37 проб. Ввиду отсутствия данных по турнейскому ярусу и бурегскому горизонту были использованы усредненные параметры по Кадыровскому и Ромашкинскому месторождениях соответственно.

Физико-химические свойства флюидов представлены в таблице

Таблица 1 Физико-химические свойства

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование | Пашийский горизонт | | | |
| Кол-во исследованных | | Диапазон | Среднее |
| скважин | проб | изменения | значение |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Нефть |  |  |  |  |
| Давление насыщения газом, МПа | 4 | 7 | 4.4-9.5 | 7,56 |
| Газосодержание, при однократном |  |  |  |  |
| разгазировании, м3/т | 4 | 7 | 32.77-60.2 | 57,6 |
| Объемный коэффициент при однократном |  |  |  |  |
| разгазировании, доли ед. | 4 | 7 | 1.1060-1.1700 | 1,1411 |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Плотность, кг/м3 | 4 | 7 | 804.3-865.0 | 815,4 |
| Вязкость, мПа\*с | 4 | 7 | 7.32-9.12 | 6,6 |
| Объемный коэффициент при дифферен-ном |  |  |  |  |
| разгазировании в рабочих условиях, доли ед. | 2 | 2 | 1,1078 | 1,1078 |
| Пластовая вода |  |  |  |  |
| Продолжение таблицы 1 |  |  |  |  |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Газосодержание, м3/т |  |  | 0.25-0.42 | 0,335 |
| в т.ч. сероводорода, м3/т |  |  | н.о. | н.о. |
| Объемный коэффициент, доли ед. |  |  |  | 0,9987 |
| Вязкость, мПа\*с | 30 | 30 | 1.73-1.95 | 1,84 |
| Общая минерализация, г/л | 30 | 30 | 230.89-291.82 | 269,01 |
| Плотность, кг/м3 | 30 | 30 | 1167.0-1190.0 | 1182,67 |
| Кыновский горизонт | | | | |
| Нефть |  |  |  |  |
| Давление насыщения газом, МПа | 6 | 14 | 4.5-9.1 | 7,25 |
| Газосодержание, при однократном |  |  |  |  |
| разгазировании, м3/т | 6 | 14 | 42.8-68.0 | 59,28 |
| Объемный коэффициент при однократном |  |  |  |  |
| разгазировании, доли ед. | 6 | 14 | 1.1131-1.1680 | 1,1501 |
| Плотность, кг/м3 | 6 | 14 | 810.0-860.0 | 823,1 |
| Вязкость, мПа\*с | 6 | 14 | 4.95-8.51 | 5,45 |
| Объемный коэффициент при дифферен-ном |  |  |  |  |
| разгазировании в рабочих условиях, доли ед. | 1 | 3 | 1,1387 | 1,1387 |
| Газосодержание, м3/т |  |  | 0.25-0.42 | 0,335 |
| в т.ч. сероводорода, м3/т |  |  | н.о. | н.о. |
| Объемный коэффициент, доли ед. |  |  |  | 0,9987 |
| Вязкость, мПа\*с | 30 | 30 | 1.73-1.95 | 1,84 |
| Общая минерализация, г/л | 30 | 30 | 230.89-291.82 | 269,01 |
| Плотность, кг/м3 | 30 | 30 | 1167.0-1190.0 | 1182,67 |
| Бурегский горизонт | | | | |
| Нефть |  |  |  |  |
| Давление насыщения газом, МПа | 1 | 2 |  | 7 |
| Газосодержание, при однократном |  |  |  |  |
| разгазировании, м3/т | 1 | 2 |  | 50,7 |
| Объемный коэффициент при однократном |  |  |  |  |
| разгазировании, доли ед. | 1 | 2 |  | 1,124 |
| Плотность, кг/м3 | 1 | 2 |  | 826,3 |
| Вязкость, мПа\*с | 1 | 2 |  | 7,39 |
| Объемный коэффициент при дифферен-ном |  |  |  |  |
| разгазировании в рабочих условиях, доли ед. | 1 | 2 |  | 1,1129 |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Пластовая вода |  |  |  |  |
| Газосодержание, м3/т |  |  | 0.1-0.13 | 0,12 |
| в т.ч. сероводорода, м3/т |  |  | н.о. |  |
| Объемный коэффициент, доли ед. |  |  |  | 0,9989 |
| Вязкость, мПа\*с | 1 |  |  | 1,74 |
| Общая минерализация, г/л | 1 |  |  | 209,77 |
| Плотность, кг/м3 | 1 |  |  | 1168 |
| Турнейский ярус | | | | |
| Нефть |  |  |  |  |
| Давление насыщения газом, МПа | 3 | 8 | 4.95-5.05 | 4,99 |
| Газосодержание, при однократном |  |  |  |  |
| разгазировании, м3/т | 3 | 8 | 16.6-20.6 | 18,6 |
| Объемный коэффициент при однократном |  |  |  |  |
| разгазировании, доли ед. | 3 | 8 | 1.056-1.060 | 1,058 |
| Плотность, кг/м3 | 3 | 8 | 853.93-854.0 | 853,9 |
| Вязкость, мПа\*с | 3 | 8 | 10.69-15.9 | 13,3 |
| Объемный коэффициент при дифферен-ном |  |  |  |  |
| разгазировании в рабочих условиях, доли ед. | 3 | 8 | 1,0475 | 1,0475 |
| Продолжение таблицы 1 |  |  |  |  |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Пластовая вода |  |  |  |  |
| Газосодержание, м3/т |  |  | 0.20-0.25 | 0,225 |
| в т.ч. сероводорода, м3/т |  |  | н.о. |  |
| Объемный коэффициент, доли ед. |  |  |  | 0,9982 |
| Вязкость, мПа\*с | 1 | 1 |  | 1,69 |
| Общая минерализация, г/л | 1 | 1 |  | 236,05 |
| Плотность, кг/м3 | 1 | 1 |  | 1161 |
| Бобриковский горизонт | | | | |
| Нефть |  |  |  |  |
| Давление насыщения газом, МПа | 3 | 8 | 1.6-4.5 | 2,46 |
| Газосодержание, при однократном |  |  |  |  |
| разгазировании, м3/т | 3 | 8 | 5.03-11.38 | 1,0216 |
| Объемный коэффициент при однократном |  |  |  |  |
| разгазировании, доли ед. | 3 | 8 | 1.0140-1.0282 | 1,0216 |
| Плотность, кг/м3 | 3 | 8 | 895.0-907.0 | 905,9 |
| Вязкость, мПа\*с | 3 | 8 | 28.91-88.43 | 55,54 |
| Объемный коэффициент при дифферен-ном |  |  |  |  |
| разгазировании в рабочих условиях, доли ед. | 3 | 8 | 1,0001 | 1,0001 |
|  |  |  |  |  |
| Пластовая вода |  |  |  |  |
| Газосодержание, м3/т |  |  | 0.08-0.12 | 0,1 |
| в т.ч. сероводорода, м3/т |  |  | н.о. |  |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Объемный коэффициент, доли ед. |  |  |  | 0,998 |
| Вязкость, мПа\*с | 2 | 2 | 1.71-1.72 | 1,71 |
| Общая минерализация, г/л | 2 | 2 | 235.27-260.80 | 248,04 |
| Плотность, кг/м3 | 2 | 2 | 1164.0-1165.0 | 1164,5 |

**1.4 Краткая технико-эксплуатационная характеристика фонда**

**скважин**

Девонские отложения месторождения.

Фонд скважин на горизонт Д0+Д1, предусмотренный проектом опытно-промышленной эксплуатации и дополнительными документами, определен в количестве 85 единиц, в том числе добывающих - 18, оценочных - 6, разведочных - 61.Плотность сетки при этом 16 га/скв.

Фактически на 1.01.2004 года пробурено 79 скважин, из них 18 добывающих, 55 разведочных , 6 оценочных.

Добывающий фонд на конец 2004 года по объекту составил 28скважин.

В течение 2004 года в добывающем фонде произошли следующие изменения: введена на нефть 1 новая скважина (№793а) из пьезометрического фонда.

На 1.01.2005 года действующий фонд составляет 25 скважин. В 2004 году из действующего фонда ушла в бездействие 1 скважина (№750), введены из бездействия 4 скважины (№№785, 792, 794, 1027).

В бездействующем фонде находятся 3 скважины: все 3 скважины – в ожидании ПРС.

Динамика добывающего фонда приведена ниже:

Таблица 1 Динамика добывающего фонда

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Категория | | Количество скважин | | | |
| скважин | | на 1.01.2004 г. | на 1.01.2005 г. | +,- | |
| 1. Добывающий фонд | | 27 | 28 | +1 | |
| в том числе: фонт | | 1 | 1 | - | |
| ЭЦН | | - | 8 | +8 | |
| ШГН | | 26 | 19 | -7 | |
| 2. Действующий фонд | | 21 | 25 | +4 | |
| в том числе: фонт | | - | - | - | |
| ЭЦН | | 5 | 8 | +3 | |
| ШГН | | 16 | 17 | +1 | |
| 3.Бездействующий фонд | | 6 | 3 | -3 | |
| 4.В освоении | | - | - | - | |

Динамику среднесуточного дебита одной действующей скважины можно проследить по таблице:

Таблица 2 Среднесуточный дебит скважины.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | на 1.01.2004 г. | | | на 1.01.2005 г. | | +,- | | | |
| Способ эксплуатации | нефть | жидк. | | нефть | жидк. | нефть | | жидк. | |
| Сред. дебит 1 скв., т/сут | 4,2 | 20,1 | | 4,1 | 31,9 | -0,1 | | +11,8 | |
| фонт. | - | - | | - | - | - | | - | |
| ЭЦН | 6,6 | 50,5 | | 7,2 | 82,4 | +0,6 | | +31,9 | |
| Продолжение таблицы 2 | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | | 3 | 4 | 5 | | 6 | | 7 |
| ШГН | 3,5 | | 10,4 | 2,6 | 8,0 | | -0,9 | | -2,4 |

На конец 2004 года нагнетательный фонд по объекту составляет 1 скважина.

Динамика нагнетательного фонда скважин на 1.01.2005 года приведена ниже:

Таблица 3 Динамика нагнетательного фонда скважин

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Категория | Количество скважин | | |
| скважин | на 1.01.2004 г. | на 1.01.2005 г. | +,- |
| Весь нагнетательный фонд | 1 | 1 | - |
| а) скважины под закачкой | 1 | 1 | - |
| б) бездействующий фонд | - | - | - |
| в) работающие на нефть | - | - | - |
| г) пьезометрические | - | - | - |
| д) в освоении | - | - | - |

Действующий фонд нагнетательных скважин составляет 1 скважина (№1009).

Прочие скважины.

К этой категории отнесены пьезометрические, ожидающие ликвидации, ликвидированные, поглотительные и консервированный фонд скважин.

На 1.01.2005 года фонд пьезометрических скважин составляет 12 скважин. В отчетном году в этот фонд перешла из наблюдательного фонда скважина №1038, из пьезометрического фонда ушла в добычу 1 скважина.

Количество ликвидированных скважин на конец отчетного года составляет 25 скважин, как и в прошлом году.

По состоянию на 1.01.2005 г. в консервированном фонде скважин нет.

Добыча нефти за 2004 год по горизонту Д0 и Д1 Бухарского месторождения планировалось добыть 27,934 тыс. тонн, фактически добыто 28,768 тыс. тонн. Темп выработки по объекту составил 1,45 % от начальных извлекаемых запасов и 1,65 % от текущих извлекаемых запасов.

В отчетном году введена на нефть 1 новая скважина, за счет чего получено 0,271 тыс. тонн нефти. Средний дебит нефти новой скважины составил 1,6 т/сут.

За счет ввода из бездействия 4 скважин добыто 0,932 тыс.тонн нефти. Средний дебит нефти одной введенной из бездействия скважины составил 1,3 т/сут, по жидкости – 8,6 т/сут.

За 2004 год добыто: ШГН - 13769 тонн нефти (47,9%), ЭЦН -14999 (52,1%) .С начала разработки на 1.01.2005 года отобрано 269,547 тыс.тонн нефти или 13,6% от начальных извлекаемых запасов

За счет ввода из бездействия 4 скважин добыто 0,932 тыс.тонн нефти. Средний дебит нефти одной введенной из бездействия скважины составил 1,3 т/сут, по жидкости – 8,6 т/сут.

# Закачка воды в 2003 году технологическая закачка составила 29,186 тыс. м3. Годовой отбор жидкости в пластовых условиях компенсирован технологической закачкой на 14,2 %.

В целом по горизонту Д0+Д1 на 1.01.2005 года работают с водой 25 скважин, все скважины обводнены пластовой водой.

По степени обводненности добываемой продукции обводненный фонд скважин распределяется в таблице 4.

Таблица 4 Обводненость добываемой продукции.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Степень | | | | Количество скважин | | | | |
| обводненности | | | на 1.01.2004 г. | | на 1.01.2005 г. | | +,- | |
| до 2% | | | - | | - | | - | |
| 2 – 20% | | | 3 | | - | | -3 | |
| 20 – 50% | | | 2 | | 5 | | +3 | |
| 50 – 90% | | | 9 | | 9 | | - | |
| Продолжение таблицы 4 | | | | | | | | |
| 1 | | 2 | | | 3 | | 4 | |
| Больше 90% | | 7 | | | 11 | | +4 | |
| Всего | | 21 | | | 25 | | +4 | |

Состояние пластового давления.

На 1.01.2005 года пластовое давление по объекту в зоне отбора составило 163,1 ат, против 164,2 ат в прошлом году.

Бобриковские отложения месторождения.

1997 году введены в разработку отложения бобриковского горизонта.

Фонд скважин на бобриковский горизонт, предусмотренный проектом опытно-промышленной эксплуатации и дополнительными документами, определен в количестве 25 единиц, в том числе добывающих - 20, резервных – 1, оценочных – 2, разведочных - 2.

Плотность сетки при этом 16,0 га/скв.

Фактически на 1.01.2005 года пробурены 17 скважин, из них 13 добывающих, 2 разведочных, 2 оценочных.

Добывающий фонд на конец 2004 года по объекту составил 23 скважины.

На 1.01.2005 года действующий фонд составляет 23 скважины. В 2004 году выведены из бездействия 2 скважины (№№1022,1029). В бездействующем фонде скважин нет.

Динамика добывающего фонда приведена в таблице 5.

Таблица 5 Динамика добывающего фонда.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Категория | Количество скважин | | | | |
| скважин | на 1.01.2004 г. | | на 1.01.2005 г. | +,- | |
| 1. Добывающий фонд | 23 | | 23 | - | |
| В том числе: фонт | - | | - | - | |
| ЭЦН | - | | - | - | |
| ШГН | 23 | | 23 | - | |
| Продолжение таблицы 5 | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | | | 4 |
| 2. Действующий фонд | 21 | 23 | | | +2 |
| в том числе: фонт | - | - | | | - |
| ЭЦН | - | - | | | - |
| ШГН | 21 | 23 | | | +2 |
| Бездействующий фонд | 2 | - | | | -2 |
| В освоении | - | - | | | - |

Динамику среднесуточного дебита одной действующей скважины можно проследить по таблице 6.

Таблица 6 Дебит среднесуточный действующий скважины.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | на 1.01.2004 г. | | на 01.2005 г. | | +,- | |
| Способ эксплуатации | нефть | жидк. | нефть | жидк. | нефть | жидк. |
| Сред. дебит 1 скв. т/сут. | 6,5 | 13,5 | 4,4 | 11,6 | -2,1 | -1,9 |
| Фонт. | - | - | - | - | - | - |
| ЭЦН | - | - | - | - | - | - |
| ШГН | 6,5 | 13,5 | 4,4 | 11,6 | -2,1 | -1,9 |

Прочие скважины.

К этой категории отнесены пьезометрические, ожидающие ликвидации, ликвидированные, поглотительные и консервированный фонд скважин.

На 1.01.2005 года в пьезометрическом фонде находится 1 скважина (№ 25490), как в прошлом году.

В наблюдательном фонде также находится 1 скважина (№ 25489), как в прошлом году.

Количество ликвидированных скважин на конец отчетного года составляет 2 скважины.

По состоянию на 1.01.2005 г. в консервированном фонде скважин нет.

За 2004 год по бобриковскому горизонту Бухарского месторождения планировалось добыть 39,884 тыс. тонн, фактически добыто 38,075 тыс. тонн. Темп выработки по объекту составил 2,95 % от начальных извлекаемых запасов и 3,27% от текущих извлекаемых запасов.

В 2004 году за счет ввода из бездействия 2 добывающих скважин получено 0,367 тыс.тонн нефти. Средний дебит нефти одной введенной из бездействия скважины составил 0,7 т/сут, по жидкости – 2,6 т/сут.

С начала разработки на 1.01.2005 года отобрано 163,089 тыс.тонн нефти или 12,7% от начальных извлекаемых запасов.

Обводненность на 1.01.2005 года составляет 61,9%. В 2004 году отобрано 50,408 тыс. тонн воды, водонефтяной фактор - 1,18.

В целом по бобриковскому горизонту на 1.01.2005 года работают с водой 23 скважины. Все скважины обводнены пластовой водой.

По степени обводненности добываемой продукции обводненный фонд скважин распределяется в таблице 7.

Таблица 7 Обводненость добываемой продукции

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Степень | Количество скважин | | |
| обводненности | на 1.01.2004 г. | на 1.01.2005 г. | +,- |
| до 2% | - | - | - |
| 2 - 20% | 8 | 6 | -2 |
| 20 - 50% | 5 | 5 | - |
| 50 - 90% | 5 | 8 | +3 |
| больше 90% | 3 | 4 | +4 |
| Всего | 21 | 23 | +2 |

На 1.01.2005 года пластовое давление по объекту в зоне отбора составило89,6 ат, против 88,5 ат в прошлом году.

**2 ОХРАНА ТРУДА И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ЗАЩИТА**

**2.1 Профессиональные вредности и опасности в нефтяной**

**промышленности**

В составе загрязнителей содержатся многочисленные реагенты, катализаторы, ПАВ, ингибиторы, щелочи, кислоты, вещества, образующиеся при горении, химическом превращении и т.д..

Сырая нефть. Действие на организм паров сырой нефти непостоянно и зависит от ее состава. Большое воздействие оказывает соприкосновение с жидкой нефтью кожи человека, вследствие чего могут возникать дерматиты или экземы.

Бензин поступает в организм через дыхательные пути, может заглатываться с воздухом и затем всасываться в кровь из желудочно-кишечного тракта. Бензин оказывает сильное действие на центральную неровную систему, кожный покров. Может вызвать острые и хронические отравления, иногда со смертельным исходом.

Окись углерода. СО - бесцветный газ без вкуса и запаха. Поступление СО в организм подчиняется закону диффузии газов. ПДК СО в воздухе рабочей зоны 20 мг/мЗ.

Двуокись углерода СО2-бесцветный газ, тяжелый, малореакционноспо-собный газ. При низких и умеренных температурах обладает слегка кисловатым запахом и вкусом.

Углекислый газ оказывает наркотическое действие на человека и может изменять его поведение, раздражать слизистые оболочки.

Предельные углеводороды, химически наиболее инертные среди органических соединений, они являются в то же время сильнейшими наркотиками. Действие их ослабляется ничтожной растворимостью в воде и крови, вследствие чего только при высоких концентрациях создается опасность отравления этими веществами.

Природный газ обычно рассматривается как безвредный газ. Действие его идентично действию предельных углеводородов. Главная опасность связана с асфиксией при недостатке кислорода.

Нефтяной крекинг-газ. Действует на человека, как смесь углеводородов. Сернистые соединения. Профессиональная вредность сернистых соединений определяется наиболее токсичными ингредиентами газовыделений из многосернистой нефти, природного газа и конденсата.

Сероводород. Бесцветный газ с неприятным запахом, ощутимым даже при незначительных концентрациях 1:1000000. Главное токсическое действие сероводорода проявляется не в раздражении слизистых оболочек, а в его общем действии на организм.

Он действует на центральную нервную систему, окислительные процессы и кровь.

**2.2 Меры безопасности при производстве СКО**

Работы по подготовке скважины к выполнению на ней требуемых технологическим процессом операций и выполнение этих операций должны проводиться по плану, утвержденному главным инженером НГДУ и под руководством ответственного лица.

К работам по приготовлению нефтекислотной и обратной эмульсий, применению их и соляной кислоты допускаются лица старше 18 лет, прошедшие мед.осмотр и обучение согласно «Положению о порядке обучения рабочих и инженерно-технических работников методам работы на предприятиях и организациях Миннефтепрома» и требованиям настоящего РД и только после проверки их знаний комиссией, назначенной приказом по предприятию.

Работники, занимающиеся приготовлением нефтекислотной и обратной эмульсией, применением их и соляной кислоты, д.б. обеспечены комплектом спецодежды, спецобувью.

Техническое обслуживание технических средств должно производиться согласно паспортам и инструкциям по эксплуатации на технические средства.

При эксплуатации насосных и кислотных агрегатов, диспергатора необходимо руководствоваться требованиями «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением».

При наличии в продукции скважины сероводорода работы по промывке скважины выполнять только с применением обратной эмульсии, условная вязкость д.б. не ниже 250 с по ВП-5. Пи использовании других жидкостей должны применяться нейтрализаторы сероводорода.

В плане по ОПЗ скважины указать объем, плотность и вязкость обратной и нефтекислотной эмульсий, основные операции и ответственных лиц по обработке.

В течение всего времени работ с применением нефтекислотной и обратной эмульсий или товарной нефти на расстоянии менее 25 м от устья скважины и емкостей эмульсиями или нефтью запрещается: пользование открытым огнем (курение, электросварочные работы и др.); пребывание техники, не оборудованной искрогасителями на выхлопных трубах; пребывание посторонних людей.

До начала работ по обработке необходимо: подготовить и спланировать территорию вокруг устья скважины в радиусе 50 м для размещения агрегатов и другого оборудования; опрессовать устьевую арматуру; расположить спецтехнику и оборудование с наветренной стороны от устья скважины на расстоянии не менее 10 м; закачку производить только после опрессовки нагнетательной линии и диспергатора на 1,5-кратное давление от ожидаемого максимального с составлением акта; установить манометр для контроля за давлением в затрубном пространстве скважины.

Перед началом проведения работ ответственной за выполнение технологии обязан:

Ознакомить рабочих с планом работ и ликвидацией возможных осложнений провести инструктаж по технике безопасности, включающий все виды предусмотренных планом работ, с отметкой в «Журнале регистрации инструктажа на рабочем месте» и подписью инструктируемого;

Проверить состояние техники безопасности на рабочем месте, наличие и пригодность средств защиты.

При проведении работ под давлением обслуживающий персонал и участ-ники обработки д.б. удалены за пределы опасной зоны. При работе с нефтекислотной эмульсией и кислотой должны применяться индивидуальные средства защиты: противогаз марки «В», защитные очки, резиновые перчатки, фартук, обувь.

При попадании нефтекислотной эмульсии на кожу рук и других частей тела эмульсию следует удалить с помощью ветоши, обмыть эти участки струей воды в течение 3-5 минут, вымыть с мылом и наложить на поверхность кожи водную кашицу чайной соды.

При попадании кислоты на кожу человека немедленно обмыть этот участок струей воды в течение 3-5 минут и наложить на поверхность кожи кашицу чайной соды.

При попадании кислоты и нефтекислотной эмульсии в глаза обильно промыть их чистой водой и немедленно направить пострадавшего в больницу.

При проведении всех работ по выполнению данной технологии исключить разбрызгивание и разливание нефти, обратной и нефтекислотной эмульсий, кислоты, для чего:

Перед закачкой указанных жидкостей в скважину устьевая арматура, диспергатор, манифольд должны быть опрессованы пресной водой;

Подъем НКТ из скважины должен осуществляться с использованием устройства по очистке наружной поверхности труб;

устройство – «юбку» против разбрызгивания.

Обратная эмульсия или нефть, используемые в качестве продавочной и промывочной жидкостей, должны быть откачены в систему сбора нефти.

После закачки химреагентов до разборки нагнетательной системы агрегата должна прокачиваться инертная жидкость объемом, достаточным для промывки нагнетательной системы. Сброс жидкости после промывки должен производиться в сборную емкость; из емкости жидкость вывозится в пункты утилизации технологических жидкостей.

**2.3 Обеспечение пожарной безопасности**

При испытаниях необходимо руководствоваться «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденными Госгортехнадзором России 14.12.92 г., М., НПО ОБТ, 1993 г., «Правилами пожарной безопасности в нефтяной промышленности», ППБО 85, «Недра», 1987 г. и другими руководящими документами в нефтяной и газовой промышленности.

Закачка рабочих агентов в пласт осуществляется подготовленной бригадой под руководством ответственного лица из числа ИТР, назначенного приказом по предприятию, производящему работы. До проведения закачки д.б. разработаны план производства работ на конкретной скважине и план ликвидации возможных аварий, утвержденные главным инженером предприятия.

Ответственный за закачку реагентов обязан:

Знать инструкцию по технике безопасности;

Ознакомить исполнителей с характером работ, мерами предосторожности, расположением оборудования и режимом его работы;

Произвести проверку применяемого оборудования;

Не допускать расстановку агрегатов, автоцистерны и спецоборудования под действующими линиями электропередач;

Обеспечить место работ средствами пожаротушения (огнетушители, кошма, песок).

Работы должны проводиться в светлое время суток или при освещении 20 люкс.

Технические средства, используемые для подготовки и закачки рабочих агентов, должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003-74, ОСТ 39064-74, РД 39-32-617-81. Не допускается использование неисправных технических средств.

Передвижное оборудование и спецтехника должны располагаться с наветренной стороны на расстоянии не менее 20 м от скважины на площадке с уклоном не более 30 и оборудоваться искрогасителями.

Все временные трубопроводы д.б. надежно закреплены и защищены от механических повреждений.

При возникновении загорания применяют песок, асбестовое одеяло, пенные и углекислотные огнетушители.

При работе с химреагентами необходимо пользоваться спецодеждой, защитными очками, резиновыми сапогами, перчатками из кислотостойкой резины и фартуками из кислотостойкой ткани, респираторами РИГ-673 в соответствии с действующими типовыми нормами. При работе в замкнутом помещении, без тяги или при сильном испарении химреагентов необходимо использование противогаза марки БКФ (ГОСТ 12.4.121-85).

Обслуживающий персонал, работающий с химреагентами, должен до начала работ пройти специнструктаж, а также подвергаться предварительному и периодическим медицинским осмотрам.

При появлении признаков отравления (головной боли, головокружения, тошноты, потери аппетита и сна) следует обратиться к руководителю работ и врачу.

Категорически запрещается принимать реагенты для нужд, не связанных с их прямой целью.

В зоне работы с химреагентами запрещается хранение и прием пищи и воды на расстоянии не менее 30 м.

Категорически запрещается попадание химреагентов в водоемы, канализационные системы, почву.

С целью исключения попадания химреагента в воздух рабочей зоны требуется обеспечить необходимую герметичность емкостей, оборудования, коммуникаций.

* 1. **Выбор безопасного оборудования при СКО**

Режим работы агрегата выбирают таким образом, чтобы давление, создаваемое насосом, было достаточно для продавки раствора в пласт при максимально возможной его подаче. В таблице 1 приведены характеристики агрегата Азинмаш –30А.

Таблица 1 - Техническая характеристика Азинмаш – 30А

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Скорость | Подача, л/с | Давление, МПа |
| II | 3,60 | 33,2 |
| III | 6,85 | 17,4 |
| IV | 12,22 | 9,7 |
| V | 15,72 | 7,6 |

Определим необходимое давление на выкиде насоса при закачке в скважину жидкости с расходом q = 6,85 л/с по формуле, приведенной в [5]:

Рвн = Рзаб – Рж + Рт,

где Рзаб – максимальное забойное давление при продавке раствора

Рзаб = Рпл + q\*10-3\*86400/К

Рзаб = 15 + 6,85\*10-3\*86400/ 51,3 = 26,7 МПа,

Рж – гидростатическое давление столба продавочной жидкости (вода с плотностью 1000 кг/м3)

Рж = ρgL

Рж = 1000\*9,81\*1280\*10-6 = 12,56 МПа,

Рт – потери давления на трение

Рт = λυ2Lρ/ (2d),

где υ – скорость движения жидкости по трубам

υ = q\*10-3/ (0,785d2)

υ = 14,6\*10-3/ (0,785\*0,0732) = 3,49 м/с

λ – коэффициент гидравлического сопротивления

λ = 0,3164/ Re0,25,

Re – число Рейнольдса

Re = υdρ / μ

Re = 3,49\*0,073\*940/(23\*10-3) = 10412

μ – динамическая вязкость воды, равная 6,6 мПа\*с.

Отсюда,

λ = 0,3164/ 34741 0,25 = 0,0313,

Рт = 0,0313\*3,49 2 \* 1280\*940\*10-6 / (2\*0,073) = 3,14 МПа,

Рвн = 26,7 – 12,56 + 3,14 = 17,2 МПа.

Итак, при закачке кислотного раствора агрегат Азинмаш – 30А работает на III скорости при диаметре плунжера 120 мм. При этом давление на выкиде насоса (17,4 МПа) больше, чем необходимо для продавки в пласт раствора с дебитом 6,85 л/с.

**3 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**

**3.1 Мероприятия, направленные на охрану недр и окружающей**

**среды**

Для предотвращения загрязнения почвы, водоёмов и атмосферного воздуха применяемыми реагентами необходимо предусмотреть:

- герметизацию всех соединений на устье скважины, насосных агрегатах, автоцистернах, ёмкостях и другого оборудования при перевозке, хранении и проведении работ;

- по окончании технологического процесса промыть пресной водой насосы агрегатов, ёмкости, нагнетательные линии, приёмные и выкидные шланги от остатков реагентов в желобную систему с их последующим вывозом в специально отведённые места нейтрализации и захоронения.

В случае разлива раствора силиката натрия на землю, пропитанный им слой почвы нейтрализуется пластовой водой плотностью 1,18 г/см3 и засыпается песком.

Для снижения вредных выбросов в атмосферу должно быть обеспечено выполнение следующих условий:

- поддержания технического состояния существующего оборудования и трубопроводов на надлежащем уровне;

- широкое внедрение новых технологий и технических средств;

- разработка более совершенных технологий и оборудования.

Для осуществления первой из намеченных задач запланированы следующие конкретные мероприятия:

- ремонт и замена резервуаров;

- строительство и замена товарных и технологических нефтепроводов и газопроводов;

- реконструкция установок подготовки нефти и изменение грузопотоков;

Реализации второй – внедрение освоенных технологий и оборудования, что потребует более широкого использования:

- системы УЛФ из резервуаров;

- установки очистки газа от сероводорода с получением элементарной серы;

- мультифазных насосов для утилизации попутного газа;

- газовых электростанций для утилизации попутного газа;

- нейтрализации выхлопных газов на автомобилях;

- строительства объездных дорог;

- проведения мониторинга атмосферного воздуха.

В число третьей группы задач вошла разработка:

- технологии очистки попутного газа от сероводорода окислением до элементарной серы на твёрдых катализаторах;

- технологии нейтрализации газовых выбросов;

- технологии и оборудования для откачки газа из затрубного пространства скважин с утилизацией его в систему нефтесбора. Внедрение оборудования позволит сократить выбросы углеводородов и сероводорода в атмосферу;

Мероприятия по охране поверхностных и пресных подземных вод

Поверхностный и подземный стоки тесно взаимосвязаны. Большую часть года реки питаются подземными водами (родниковый сток), лишь в период весеннего снеготаяния (апрель – май) расходы рек резко (до 10 раз) возрастают за счёт поверхностного стока, составляющего 60% годового. Дождевой сток в тёплое время года увеличивает расходы рек незначительно (9% общего годового). В холодный период года реки получают исключительно подземное питание, отражая загрязненность подземных вод (родников).

Поверхностные источники загрязнения рек вполне очевидны: аварийные порывы трубопроводов, разливы нефти и солённых вод в результате нарушения герметичности нефтепромысловых сооружений, стоки промобъектов, объектов сельскохозяйственного назначения, стоки городов и населённых пунктов.

Источники загрязнения подземных вод скрыты. Это фильтрация загрязнённых вод с поверхности (из амбаров, трубпроводов, при скважинной обваловки и др.) или снизу, из негерметичной скважины за счёт заколонных перетоков жидкости. Выявление очагов и источников загрязнения пресных подземных вод требует системы специальных исследований (электроразведка, бурение эколого-гидрогеологических скважин и др.).

Мероприятия по снижению загрязнения пресных и речных подземных вод с поверхности как результата функционирования нефтяной промышленности включают в себя следующие виды работ:

- ликвидацию нефтегазопроявлений на устье скважин при нарушении герметичности эксплуатационных колонн и возникновения заколонных перетоков снизу – вверх;

- сооружения ливневой канализации на промобъектах для сбора и обезвреживания стоков и автомоек;

- утилизацию нефтешламов;

- капитальный ремонт и проектную защиту нефтепроводов;

- оснащение бригад ПКРС оборудованием для предотвращения разливов жидкости;

- гидроизоляцию земляных амбаров;

Мероприятия по снижению загрязнения пресных подземных вод снизу предусматривают:

- герметизацию эксплуатационных колонн скважин;

- ликвидацию заколонных перетоков;

- доподъём цемента за кондуктором и эксплуатационной колонной;

- ликвидацию скважин старого некачественного фонда;

-переликвидацию ранее ликвидированных поисково-разведочных и эксплуатационных скважин;

Повышение долговечности нефтепромыслового оборудования при помощи защитных покрытий НКТ, установки пакер – гильз, протекторной защитой, ингибиторов коррозии.

Мероприятия по хозяйственно-питьевому водоснабжению включает в себя обеспечение населённых пунктов на территории нефтепромыслов питьевой водой согласно санитарно – гигиеническим средствам. Они предусматривают бурение водозаборных скважин, строительство и ремонт водопротоков, каптаж родников, выделение зон санитарной охраны и другие работы.

Мероприятия по охране земельных ресурсов

Перспективные направления работ и объёмы внедрения мероприятий, направленных на обеспечение экологической безопасности при капитальном и подземном ремонте скважин, включает в себя комплекс перечисляемых ниже эффективных технико-технологических решений.

1. Технология герметизации земляных амбаров с использованием полимерно-го листового материала. В ТатНИПИнефти разработана технология герметизации земляных амбаров с использованием полиэтиленовых полотен. Герметизация земляных амбаров при КРС на индивидуальных площадках или на кустах при амбарной и ёмкостной системах очистки жидкости позволяет защитить от загрязнения поверхностные и поземные питьевые воды, а также плодородный слой земли.

2. Освоение скважины на специальной жидкости с вызовом притока насосным оборудованием в линию нефтесбора. Данный способ освоения скважин исключает необходимость установки дополнительного оборудования (ёмкости для сбора нефти), что предотвращает разлив на территории скважины, а следовательно, и загрязнение земель.

3. Приготовление из отработанного глинистого раствора тампонажных паст для изоляции зон поглощения. Это сокращает дополнительные затраты на изоляцию зон поглощения, а также на утилизацию и захоронения раствора.

Мероприятия по обеспечению радиационной безопасности

Мероприятия по обеспечению радиационной безопасности на объектах подготовки нефти при разработке месторождений нефти в девонских отложениях направлены на выполнение требований федеральных законов «Об использовании атомной энергии», «О радиационной безопасности населения», Федеральной целевой программы «Снижения уровня обучения населения России и производственного персонала от природных радиоактивных источников», «временных санитарных правил и норм по ограничению облучения населения Республики Татарстан от природных источников ионизирующего излучения – Временные СанПин №2.6.2.001 – 96», рекомендаций по нормализации радиационно-экологической обстановки на объектах нефтегазодобычи топливно-энергетического комплекса России» «минтоэнерго России, 1996г.).

Целью их является:

- обеспечение радиационной безопасности персонала, проводящего работы по ремонту и очистке технологического оборудования товарных парков и УКПН, загрязнённого нефтешламами, содержащие естественные радионуклиды;

- предотвращения проникновения естественных радионуклидов за пределы территории производственных объектов в окружающую среду.

Прежде всего предусматривается постоянный ведомственный и оперативный контроль радиационной обстановки на объектах подготовки нефти, контроль за уровнем облучения персонала (радиометрическое обследование оборудования и территории товарных парков и УКПН, индивидуальная дозиметрия, контроль за содержанием радиоактивных аэрозолей в воздухе на территории товарных парков и УКПН). На основе полученных данных должен ежегодно проводится анализ радиационной обстановки и составляется радиационно-гигиенический и инвентаризационный паспорта.

В рассматриваемый период часть объектов подготовки нефти будет выводится из эксплуатации. В связи с этим намечены дополнительные меры по обеспечению радиационной безопасности: консервация мест временного размещения нефтешламов, содержащих естественные радионуклиды, путём их дополнительной герметизации. Учитывая, что на территории товарных парков и УКПН в пределах обваловки технологического оборудования практически нет места для временного размещения нефтешламов в земляных амбарах, необходимо провести соответствующие работы по размещению нефтешламов в используемых (высвобождающихся) РВС. Мера эта, однако, временная и требует дальнейшего решения.

Основные направления научно-исследовательских работ, намечаемых на рассматриваемый период, охватывают также проблему радиационной обстановки на объектах подготовки нефти с ориентацией на действующие федеральные законы, санитарные нормы и правила. Прежде всего, это создание соответствующей системы информационного обеспечения планирования и реализации мероприятий по радиационной безопасности.