**СОДЕРЖАНИЕ**

**1. Геологическое строение Самотлорского месторождения**

**1.1 Введение**

1. Характеристика Самотлорского месторождения – объект ГРП

2.1 Общая геологическая характеристика Нижневартовского свода

2.1.1 Стратиграфия

2.1.2 Тектоника

2.1.3 Общая литологическая характеристика продуктивных пластов Нижневартовского свода

2.1.4 Типы месторождений

2.1.5 Характеристика фундамента и возможная нефтеносность коры выветривания

2.2 Общая геологическая характеристика Самотлорского нефтегазового месторождения

2.2.1 Детальная стратиграфическая характеристика месторождения

2.2.2 Детальная тектоническая характеристика месторождения

2.2.3 Характеристика пластов

2.2.4 Петрофизическая характеристика пластов

2.2.5 Результаты изучения нефтенасыщенности продуктивных пластов по скважинам, пробуренным на растворах с углеводородной основой

2.3 Сопоставление результатов определения нефтенасыщенности пластов прямыми и промыслово-геофизическими методами

**3. Специальная часть**

**3.1 Введение**

3.1.1 Сущность метода

3.2 Совместимость с пластом и пластовыми жидкостями

3.3 Реология

3.4 Расклинивающие материалы(проппанты)

3.5 Типы проппантов

3.6 Техника и технология ГРП

3.7 Методика оценки эффективности

3.8 Анализ эффективности проведения работ по ГРП

3.9 Вывод к главе 3

**4. Анализ экономической эффективности работ по проведению ГРП на скважинах ОДАО ''Самотлорнефть''**

**5. Работа СП ''Самотлор Сервиз'' в 1996году по проведению ГРП на скважинах ОДАО ''Самотлорнефть''**

**5.1 Вступление**

5.1.1 Добыча

5.1.2 Основное производство

**6. Техника безопасности**

**7. Охрана окружающей среды**

**8. Заключение**

**СПИСОК РИСУНКОВ И ТАБЛИЦ.**

ГЕОХРОНОЛОГИЧЕСКАЯ ТАБЛИЦА НИЖНЕВАРТОВСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА

Таблица 2.1 ОДАО Самотлорнефть. Состояние выработки запасов нефти по типам коллекторов.

Таблица 2.2 Распределение балансовых и извлекаемых запасов нефти Самотлорского месторождения ОДАО"Самотлорнефть" на 1.01.96г (Категория запасов А+В+С1)

Таблица 2.3 Самотлорское месторождение. Состояние фонда скважин на 1.01.1996г ОДАО "Самотлорнефть"

Рисунок 2.1 Гистограмма распределения действующего фонда скважин по дебитам нефти. Объект АВ1(3)

Таблица 2.4 Самотлорское месторождение. ОДАО Самотлорнефть. Основные показатели разработки объекта АВ1(3)

Таблица 2.5 Самотлорское месторождение. ОДАО Самотлорнефть. Основные показатели разработки объекта АВ2-3

Рисунок 2.2 Гистограмма распределения действующего фонда скважин по дебитам нефти. Объект АВ2-3

Таблица 2.6 Самотлорское месторождение. ОДАО Самотлорнефть. Основные показатели разработки объекта БВ10

Рисунок 2.3 Гистограмма распределения действующего фонда скважин по дебитам нефти. Объект БВ10

Таблица 2.7 Самотлорское месторождение. ОДАО Самотлорнефть. Основные показатели разработки

### Рисунок 2.4 Динамика технологических показателей разработки Самотлорского месторождения ОДАО ''Самотлорнефть"

## Таблица 2.8 Средневзвешенные значения по керну

### Таблица 3.1 Сравнительная стоимость различных жидкостей разрыва. (Доллары США)

### Рисунок 3.1 Успешность производства работ по скважинам с разделением продуктивных отложений по типам пород

Таблица 3.2 Объемы дополнительной добычи нефти по скважинам, стимулированным ГРП(т)

### Рисунок 3.2 Приведенная к единой дате динамика приростов дебитов нефти по скважинам, стимулированных ГРП

Рисунок 3.3 Динамику прироста дебитов жидкости скважин, стимулированных ГРП

Рисунок 3.4-3.6 Динамика обводненности применительно к различным типам разреза, скважин стимулированными ГРП

Таблица 3.3 Количественная оценка эффекта от ГРП по объектам БВ10, АВ1(3), АВ2-3

Таблица 3.4 Геологическая характеристика разреза скважин участка пласта АВ13

Таблица 3.5 Показатели эффективности ГРП в приконтурных зонах пласта АВ1(3)

Таблица 4.1 Информация, принятая для анализа экономической эффективности проведения ГРП

Таблица 4.2 Калькуляция себестоимости добычи нефти по ОДАО "Самотлорнефть" за 1993 год, млн. руб

Таблица 4.3 Калькуляция себестоимости добычи нефти по ОДАО "Самотлорнефть" за 1994 год, млн. руб

Таблица 4.4 Калькуляция себестоимости добычи нефти по ОДАО "Самотлорнефть" за 1995 год, млн. руб

Таблица 4.5 Экономические результаты проведения ГРП на скважинах ОДАО"Самотлорнефть"

Рисунок 4.1(а) Соотношение средней цены реализации 1т нефти и себистоимости 1т нефти по ОДАО"Самотлорнефть"

Рисунок 4.1(б) Соотношение условно-переменных расходов на 1т нефти по ОДАО"Самотлорнефть" и возмещение затрат СП"Самотлор Сервисиз" за подъем 1т нефти

Рисунок 4.2 Изменение соотношения основных составляющих условно- переменных затрат на добычу нефти в 1993-1995 гг.

**1.Геологическое строение Самотлорского месторождения**

1.1 Введение

Впервые обоснованный прогноз о перспективности на нефть в Западно-Сибирской низменности был сделан И.М. Губкиным в выступлениях на выездной сессии Академии наук СССР в Свердловске в 1932г и в Москве в 1934г в заключительном слове при закрытии Всесоюзного совещания Главнефти. Основываясь на статистическом анализе приуроченности нефтяных месторождений к определенным геотектоническим элементам, он в качестве первоочередного обьекта для поисков залежей нефти на севере Сибири признал Обский район.

Работы треста” Востокнефть” в период с 1934 г по 1937г на территории Западно - Сибирской низменности были обобщены и сделаны выводы о формировании структур в мезозойских и кайнозойских отложениях.

Результатом всех нефтегазопоисковых работ в Западно-Сибирской низменности является возникновение убежденности у многих ведущих геологов в высокой перспективности этой территории. Поэтому в послевоенный период, как только появилась возможность выделения технических средств, в Западно-Сибирской низменности начались в крупном масштабе планомерные нефтегазопоисковые работы. Реализация плана региональных работ позволила изучить геологическое строение мезокайнозойских отложений, дать сравнительную характеристику нефтегазоносности районов и открыть месторождения нефти и газа.

2. Характеристика Самотлорского месторождения – объект ГРП

**2.1 Общая геологическая характеристика Нижневартовского свода**

**2.1.1 Стратиграфия**

В основу стратиграфического расчленения разрезов скважин положена унифицированная стратиграфическая схема, принятая на межведомственном совещании в 1968г в городе Сургуте. В геологическом строении Нижневартовского свода принимают участие породы доюрского фундамента, мезокайнозойских терригенных отложений платформенного чехла.

В разрезе мезокайнозойских отложений выделяются юрские, меловые, палеогеновые, четвертичные образования.

В составе юрской системы на большей части Нижневартовского свода отсутствуют отложения нижнего отдела юры. В составе юрской системы выделяются васюганская, тюменская, георгиевская и баженовская свиты. В среднеюрском отделе присутствуют отложения всех трех ярусов.

В пределах Нижневартовского свода участки, лишенные отложений аалена приурочены к локальным поднятиям. При этом намечается тенденция увеличения размеров “лысых” по ааленским отложениям участков в южном направлении.

Байосские отложения представлены на всей территории глинистыми породами. Наличие выдержанной глинистой пачки мощностью 30-40м внутри тюменской свиты позволяет рассматривать ее как региональный водоупор и региональную покрышку над ааленскими песчаниками.

В батских отложениях отмечается уменьшение относительного количества песчаников к сводам локальных поднятий. Такая закономерность позволяет предположить наличие сводово-пластовых и литологически экранированных залежей. На Нижневартовском своде батские отложения представлены континентальными сероцветными глинисто-песчанистыми отложениями с невыдержанными песчаными пластами внизу и с выдержанными наверху.

Коллекторские свойства песчаников сравнительно хорошие. Для поисков нефтяных залежей перспективна вся зона.

В составе верхней юры в изучаемом районе присутствуют отложения келловейского,кимериджского и волжского ярусов.

В верхнеюрских отложениях выделяются верхи тюменской, абалакская, васюганская, наунакская, георгиевская и баженовская свиты.

В течении нижнего келловея накапливались песчано-глинистые отложения. Они представлены невыдержанными по простиранию линзовидными пластами песчани-ков,алевролитов и аргиллитов.

Песчаных пластов в верхне -оксфордских породах нет.

В кимериджский век отмечается некоторое углубление морского верхне-юрского бассейна осадконакопления. В это время накапливались морские темно-серые и черные, нередко битуминозные глинистые породы. В пределах южной и восточной частей Нижневартовского свода глинистые отложения кимериджа обогащены глауконитом. Отложения кимериджа в зоне распространения васюганской свиты выделяются в самостоятельную георгиевскую свиту.

В волжских отложениях возможно появление песчаных пластов, к которым могут быть приурочены залежи нефти и газа.

В меловой период накапливалась мощная толща песчано-глинистых пород. В разрезе присутствуют отложения обоих отделов меловой системы. В составе меловой системы в изучаемом районе выделяются мегионская, куломзинская, тарская, вартовская, алымская, покурская, кузнецовская, березовская, ганькинская свиты.

В составе нижнего мела выделяются берриасский, валанжинский, готеривский, барремский, аптский и альбский ярусы.

Берриасские, валанжинские, готеривские отложения охарактеризованы фауной.

Остальные ярусы выделяются по сопоставлению с разрезами других районов низменности.

На Нижневартовском своде в середине нижнего валанжина на юге и севере отмечается значительное опесчанивание разреза. Одновременно появляются выдержанные по простиранию пласты песчаников, перекрытые однородными глинистыми породами, играющими роль зональной покрышки. Наиболее выдержанным является пласт БВ10. Конец нижнего готерива на Вартовском своде слагается из средней части вартовской свиты. Пачка представлена линзовидным переслаиванием зеленых комковатых глин и серых песчаников. Пласты песчаников гидродинамически связаны между собой за счет многочисленных литологических окон. Крупных залежей нефти и газа не выявлено. Пластам низов готерива Нижневартовского свода условно присвоены индексы от БВ1 до БВ4. В конце нижнего готерива произошла трансгрессия моря и в связи с этим нижние части пимской пачки опесчанены, вкоторых местами зафиксированы нефтепроявления. Породы верхнего готерива на Нижневартовском своде представлены линзовидным переслаиванием песчаников и зеленых глин. В этой пачке выделяются пласты АВ7 и АВ8.

В пределах Нижневартовского свода барремские отложения слагают большую часть разреза верхней подсвиты вартовской свиты. Здесь также условно выделены проницаемые пласты от АВ2 до АВ7. В данное время породы накапливались в прибрежно-морских и лагунных условиях. Соответственно здесь породы баррема представлены пестроцветными глинами с прослоями песчаников.

В апте существовало два этапа осадконакопления, различающихся условиями накопления пород. В начале нижнего апта произошло углубление бассейна осадконакопления, которое в конце нижнего апта сменилось регрессией моря, приведшей к континентальным условиям. На территории Нижневартовского свода отложения апта представлены серыми глинами с линзовидно-гнездовидной текстурой, обусловленной многочисленными линзами светло-серых песчаников и алевролитов. Иногда встречаются прослои песчаников мощностью до 2-5м. По объему песчаный материал преобладают над глинистыми.

К востоку от Мегионской площади количество песчаного материала увеличивается и уже на Самотлорской площади рассматриваемые отложения представлены единым песчаным пластом (АВ1), к западу от Мегионской площади отмечается глинизация.

На всей территории Нижневартовского свода в альбский век существовали континентальные условия. Пачка представлена чередованием сероцветных глин, алевролитов, песка и песчаников. Пласты пород не выдержаны по простиранию часто объединяются друг с другом, образуя единую гидродинамическую систему.

В состав верхнего мела выделяются отложения сеноманского, туронского, конь-якского, сантонского, кампанского, маастрихтского и датского ярусов. Отложения турона, сантона, кампана, маастрихта охарактеризованы фауной. Остальные ярусы верхнего мела выделяются по сопоставлению с разрезами других районов Западно-Сибирской низменности.

В отложениях Кайнозойской группы не предполагаются залежи нефти и газа. Нужно отметить, что они расчленяются на два комплекса пород, резко различаю-щихся по условиям осадконакопления и литологическому составу пород. Палеоценовые, эоценовые и олигоценовые отложения накапливались в нормальных морских условиях и представлены они глинистыми и кремнисто-глинистыми породами. Мощность морских отложений 350-450м (талицкая, люлинворская, тавдинская свиты). Следует отметить, что в северо-восточной и северной частях Нижневартовского свода морские глинистые отложения чеганской свиты замещаются прибрежно- морскими с прослоями континентальных отложений юрковской толщи, сложенной песками и песчаниками чеганского облика.

Часть нижнеолигоценовых и верхнеолигоценовых отложений накапливались в континентальных условиях и представлены песками, алевритами и глинами с преобладанием первых. В этих отложениях выделяются атлымская, новомихай-ловская, журавская свиты. Мощность их равна 20-250м. Неогеновые отложения на рассматриваемой территории отсутствуют и глинисто-песчаные отложения четвертичной системы залегают на размытой поверхности новомихайловской или журавской свит. Мощность четвертичных отложений 20-30м.

**2.1.2 Тектоника**

В геологическом строении Западно-Сибирской плиты выделяются три структурно-тектонических этажа.

Нижний этаж сформировался в палеозойское и допалеозойское время и отвечает геосинклинальному этапу развития современной плиты. Отложения этого возраста составляют её складчатый фундамент, тектоническое строение которого изучено к настоящему времени весьма слабо. В соответствии с последней тектонической схемой фундамента Западно-Сибирской низменности, составленной под редакцией И.Н.Ростовцева, район Самотлорского месторождения приурочен к области развития байкальской и салаирской складчатости.

Средний структурно-тектонический этаж объединяет породы, отложившиеся в условиях парагеосинклинали, существовавшей в пермо-триасовое время. От образований нижнего этажа эти породы отличаются меньшей степенью дислоцированности и метаморфизма. Развиты они не повсеместно. В рассматриваемом районе отложения среднего этажа не вскрыты.

Верхний структурно-тектонический этаж - мезозойско-кайнозойский - типично платформенный, формировавшийся в условиях длительного, устойчивого погружения фундамента, характеризуется слабой дислоцированностью и полным отсутствием метаморфизма пород, слагающих осадочный чехол плиты. Отложения мезозойско-кайнозойского возраста содержат основные промышленные скопления нефти и изучены гораздо лучше других. Для мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской плиты в 1968г. составлена тектоническая карта под редакцией И.Н.Ростовцева, которой мы пользуемся для описания морфологии надпорядковых структурных элементов и структурных элементов 1 порядка.

Тарховское куполовидное поднятие расположено в северо-восточной части Нижневартовского свода, входящего, в свою очередь в состав надпорядковой Хантейской антеклизы. Антеклиза граничит на юге и западе с Мансийской синеклизой, на востоке - с Колтогорско-Пуровским мегапрогибом, а на севере - с центральной зоной поднятий, выделяемой в бассейнах р.р. Пякупур, Пурпе и правой Хетты. Хантейская антеклиза, расположенная в центральной части Западно-Сибирской низменности, включает в себя положительные структурные элементы первого порядка: Сургутский свод на западе, Нижневартовский на востоке, Каймысовский свод и Верхне-Демьянский на юге.

Центральную часть антеклизы занимает отрицательный структурный элемент первого порядка - Юганская впадина.

Нижневартовский свод с запада ограничен от Сургутского Ярсомовским прогибом; на юго-западе и юге свод граничит с Юганской впадиной, на востоке с Колтогорским прогибом. Свод образован относительным поднятием крупного блока фундамента. Наличие такого приподнятого блока подтверждается единым, крупным минимумом поля силы тяжести и однообразным, слабоотрицательным магнитным полем. С востока и запада блок ограничен зонами глубинных разломов, выделенных по характеру гравимагнитных аномалий и подтвержденных профилем глубинного сейсмического зондирования ( ГСЗ ), проходящего в широтном направлении по реке Оби.

Наиболее четко Нижне-Вартовский свод вырисовывается по поверхности юрского сейсмического горизонта “Б”. Максимальная амплитуда свода по этому горизонту составляет 450м (на западном склоне) и 250м (на восточном). Вверх по разрезу склоны свода выполаживаются настолько, что по кровле сеномана ( горизонт “Б” ) свод как самостоятельная структура не выделяется, а вместе с Сургутским сводом образует крупный структурный нос, открывающийся в восточном направлении. Строение платформенного чехла Нижневартовского свода сейсморазведкой изучена довольно полно вплоть до выявления всех возможных структур III порядка (всего более 30 структур). Бурением лучше всего изучены центральная и восточная части свода.

Все выявленные локальные поднятия - типично платформенные, пологие, изометрической или неправильной формы, с извилистыми контурами. Амплитуда их составляет 50-190м, наклон слоев на крыльях не превышает 1-2°. Большинство структур свода являются погребенными, причем, в южной половине свода преобладают структуры, выраженные по юрскому горизонту, в северной - поднятия более длительного развития, сохраняющие еще заметную амплитуду и по аптскому горизонту. Часть структур III- го порядка по своему расположению и наличию общего приподнятого цоколя объединяются в положительные структуры II-го порядка (валы, куполовидные поднятия). На схеме 1968г. в пределах Нижне-Вартовского свода выделено 7 положительных структур II порядка: Аганское, Кедровое, Варьеганское и Тарховское куполовидные поднятия. Самотлорское месторождение нефти распологается в пределах Тарховского куполовидного поднятия. По опорному отражающему горизонту “Б” ( баженовская свита верхней юры ) куполовидное поднятие оконтуривается изогипсой - 2400м. На северо-западе, востоке и юге куполовидное поднятие ограничивается заметными погружениями. На севере через небольшую седловину к нему примыкает валообразное поднятие Большой Черногорской и Мало-Черногорской структур. На юго-западе относительно приподнятая зона, с Мыхпайской структурой в седловине, протягивается к Мегионской и Ватинской структуре.

Тарховское куполовидное поднятие объединяет Самотлорскую, Мартовскую, Северо-Самотлорскую, Белозерную, Черногорскую структуры III-порядка. Все они оконтурены изогипсами - 2350-2475м и имеют амплитуду порядка 50-100м. Наибольшую амплитуду (100м) имеет собственно Самотлорская локальная структура, ее вершина - наиболее высокое место всего куполовидного поднятия.

По отражающему горизонту “М”, приуроченному к низам аптского яруса, структурный план Тарховского куполовидного поднятия существенно меняется. В частности, отдельные структуры II порядка: Ореховский, Мегионский, Зайцевский, Соснинский - валы, отдельные структуры III-порядка, четко выделяемые по горизонту “Б”, выполаживаются и более тесно объединяются в единое куполовидное поднятие. Белозерная, Мало-Самотлорская и Мартовская структуры превращаются в незначительного размера осложнения единой структурной единицы и имеют небольшие амплитуды (10-25м) при амплитуде всего купола 100-125м.

Морфология отражающего горизонта “Б” наиболее точно совпадает со структурным планом нижних продуктивных пластов месторождения, горизонта “М”- верхних пластов, поэтому при построении структурных карт по продуктивным пластам группы БВ за основу взята карта по горизонту “Б“, а по пластам группы АВ - карта горизонта “М“.

2.1.3 Общая литологическая характеристика продуктивных пластов Нижневартовского свода

Залежи нефти и газа на Нижневартовском своде приурочены к мощной толще терригенных отложений, охватывающих возрастной диапазон от юры до сеномана включительно. Для всех без исключения горизонтов характерна послойная и зональная литологическая неоднородность, определяющая изменчивость физических свойств коллекторов.

Палеогеографическая обстановка и в некоторой степени вторичные изменения пород обусловили их современный вещественный состав и коллекторские свойства, поскольку в пространстве и времени условия были разные, это предопределило неоднородность как по площади, так и по разрезу.

Коллекторами нефти и газа являются мелкозернистые песчаники и среднекрупнозернистые алевролиты. Среднезернистые песчаники встречаются редко, а крупнозернистые практически отсутствуют.

Разновозрастные продуктивные горизонты отличаются также типом цементации, от которого зависит состав и количество глинистого материала. Для всех горизонтов характерно наличие среди вмещающих отложений линзовидных карбонатных образований толщиной 0,1-0,4м. Эти образования увеличивают расчлененность разреза.

Отмеченные литологические особенности влияют на коллекторские свойства пород и обусловливают подсчетные параметры продуктивных горизонтов.

Продуктивные пласты месторождений нефти и газа на Нижневартовском своде представлены в основном песчано-алевролитовыми коллекторами с межзерновой пористостью, преобладающее значение (свыше 60%) имеют породы - коллекторы III класса (Кпр=100-500мД). Лучшие коллекторы приурочены к готерив-барремским отложениям (вартовская свита), наблюдается улучшение коллекторских свойств от периферийных частей структуры к своду. Исключение из этой закономерности составляют пласты АВ1 и БВ10, представляющие собой литологические залежи.

По минеральному составу песчаники и алевролиты полимиктовые, исключая пласты Ю1-2, представлены биминеральными породами. Среднее содержание кварца в полимиктовых породах колеблется в пределах 18-35% и для преобладающих порд изменяется от 26,8% (пласт БВ8 Мегионское месторождение) до35,3% (пластАВ1). Количество полевых шпатов варьирует в пределах от 25 до 50%.

В пластах Ю1-2 породы содержат 50,4% кварца, 18,3% полевых шпатов и 31,4% обломков.

В пластах АВ1 развит цемент порового типа, для большинства пород характерно содержание каолинитового, гидрослюдистого и хлоритового цемента в равных количествах. Встречаются литологические разности с преобладанием гидрослюдистого цемента, среднее значение которого колеблется от 3,8 до 6,9%.

Пласты Ю1-2 имеют преимущественно поровый цемент гидрослюдисто- каолинитового состава с подчиненным содержанием хлоритового цемента. В пластах ЮВ1-2 в сравнении с пластами АВ1 и БВ8 отмечается повышенное содержание карбонатного материала, представленного сидеритом.

Для рассмотренных продуктивных горизонтов Нижневартовского свода преобладающие размеры пор одних и тех же гранулометрических типов пород практически не различаются. Это объясняется тем, что пласт АВ1 менее уплотнен, но содержит большее количество глинистого цемента (для преобладающих пород 4,6%). Пласт БВ8 более уплотнен, но менее глинистый (для преобладающих пород количество цемента 1,5- 3,5%)

Также пласты различаются структурой цемента: пласт АВ1 имеет преимущественно поровый тип цемента, БВ8- пленочный.

Количественные определения размеров пор для пластов Ю1-2 не проводились, однако известно, что коллекторы этих пластов наиболее уплотненные и имеют щелевидную структуру пор.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Таблица 2.1 | | | | | | | | | |
| **ОДАО Самотлорнефть**  **Состояние выработки запасов нефти по типам коллекторов** | | | | | | | | | |
| Объект | Тип | Балансовые | Извлекаемые | Конечный | Накопл. добыча | Обводн. | Отбор от | Текущий | Действ. фонд |
|  | коллектора | запасы, тыс.т | запасы, тыс.т | КИН | нефти на 1.01.96 | % | НИЗ, % | КИН | добыв. скв. |
|  | ГСК | 114428 | 69626 | 0,61 | 37436 | 80,8 | 53,8 | 0,327 | 138\* |
| АВ1(3) | ПК | 49041 | 24497 | 0,499 | 10558 | 58,9 | 43,1 | 0,215 | 164\* |
|  | Всего | 163469 | 94123 | 0,575 | 47995 | 81,2 | 50,9 | 0,293 | 302 |
|  | ГСК | 186583 | 105657 | 0,566 | 65989 | 81,3 | 62,4 | 0,353 | 128\* |
| АВ2-3 | ПК | 124389 | 60328 | 0,485 | 25663 | 67 | 42,5 | 0,206 | 279\* |
|  | Всего | 310972 | 165985 | 0,534 | 91652 | 86,5 | 55,2 | 0,294 | 407 |
|  | ГСК | 18894 | 9655 | 0,511 | 4955 | 70,7 | 51,3 | 0,262 | 27 |
| БВ10 | ПК | 51084 | 21285 | 0,416 | 10548 | 56,7 | 49,5 | 0,206 | 83 |
|  | Всего | 69978 | 30940 | 0,442 | 15503 | 59 | 50,1 | 0,221 | 110 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| \*- действующий фонд расчитан по доле выработки | | | |  |  |  |  |  |  | |

**2.1.4 Типы месторождений**

Наиболее региональной является классификация по главным признакам, отражающая все возможные типы залежей и месторождений.

В первую очередь месторождения делятся на промышленные и непромышленные.

К промышленным относятся месторождения в пределах которых получены притоки нефти с начальными дебитами не менее 2м3/сут. Все месторождения с меньшими начальными дебитами следует относить к категории непромышленных (пл.АВ2 Мегионское-0,2м3/сут, БВ9 Нонг-Еганское-1,2м3/сут). Величина предела непромышленных притоков является условной и зависит от района и времени.

Классификация залежей и месторождений производится:

* по запасам (мелкие, средние, крупные, гиганты, супергиганты)
* по фазовому состоянию залежи подразделяются на 12 классов. В рассматриваемом районе встречаются, в основном, нефтяные, газовые, нефте-газовые, газоконденсатные залежи.
* по типу экрана в ловушке (сводовые, литологически экранированные, стратиграфически экранированные, тектонически экранированные и т. д.)

На Нижневартовском своде имеются практически все типы ловушек: пл.БВ8 Повховского - пластово сводового типа, пл.БВ22 Аганского -литологически экранированного типа, пл.БВ1, БВ7 Ватинского - пластово- стратиграфического типа.

* по типу коллектора (поровый, трещинный, кавернозный)
* по типу ловушки выделяется два класса (пластовых и массивных залежей).

Кроме рассмотренных признаков типов залежей и месторождений в зависимости от целей исследований могут быть использованы дополнительные классификационные признаки.

**2.1.5 Характеристика фундамента и возможная нефтеносность коры выветривания**

Поверхность фундамента в пределах Нижневартовского свода вскрыта на глубинах 2586-3100м. Наиболее глубокое залегание фундамента отмечено на Локосовской площади в скв.31(3162м), а наиболее высокое на Ватинской площади в скв.14 (2586м).

На Самотлорском куполовидном поднятии, где по всем горизонтам мезозойско-кайнозойского платформенного чехла отмечается наиболее высокое положение горизонтов, фундамент вскрыт на глубине 2743м.

Породы фундамента на данном поднятии вскрыты разведочными скважинами 8р, 39р, 59р, 126р (Черногорская).

Палеозойский фундамент представлен сильно метаморфизованными глинистыми и глинисто-слюдистыми сланцами.

Перспективы нефтегазоносности осадочных образований фундамента предполагались на первом этапе изучения Западно-Сибирской плиты

В дальнейшем интерес к доюрским осадочным образованиям снизился. Сейчас эта проблема актуальна и необходимо произвести предварительную оценку перспектив нефтегазоносности осадочных пород.

2.2 Общая геологическая характеристика Самотлорского нефтегазового месторождения

**2.2.1 Детальная стратиграфическая характеристика месторождения**

Геологический разрез Самотлорского месторождения представлен мощной толщей (до3000м) осадочных пород, залегающих на размытой поверхности складчатого фундамента.

Палеозойский фундамент на месторождении представлен сильно метаморфизованными глинистыми и глинисто-слюдистыми сланцами. Максимальная вскрытая мощность этих пород на месторождении составила 87м.

Юрская система: Породы юрской системы залегают с резким угловым несогласием на породах фундамента и представлены тремя отделами. Они характеризуются четко выраженным двучленным строением: нижний и средний его отделы континентальными осадками, верхний - морскими.

Тюменская свита: Нижняя и средняя юра представлена неравномерным чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Верхняя часть свиты сложена преимущественно аргиллитами и песчаниками (пласт Ю2). Нижняя - аргиллитами темно-серыми с обильными углистыми включениями. Мощность свиты составляет 220-250м. Верхняя юра представлена преимущественно морскими осадками васюганской, георгиевской и баженовской свит. Васюганская свита (келловей-оксфорд) по литологии делится на две части. Нижняя сложена аргиллитами темно-серого цвета, мощность ее 25-35м. Верхняя представлена преимущественно песчаным разрезом и включает в себя пласт Ю1. Песчаники и алевролиты серые и светло-серые, часто за счет примеси глауконита, зеленоватые, мелкозернистые, реже среднезернистые. Коллекторы верхней подсвиты васюганской свиты промышленно нефтеносны (горизонт Ю1).Мощность васюганской свиты 50-60 метров.

Георгиевская свита (киммеридж) представлена аргиллитами темно-серыми, почти черными, плотными, слюдистыми с тонкими прослоями известняков и включением глауконита. Мощность свиты до 4 метров.

Баженовская свита сложена аргиллитами темно-серыми, почти черными, плотными, битуминозными. Породы баженовской свиты являются хорошо выдержанными по всему региону и являются отражающим горизонтом “Б”. Мощность до 20м.

Меловая система представлена нижним и верхним отделами, сложенными морскими, прибрежно-морскими и континентальными осадками. Нижнемеловые отложения представлены на рассматриваемой территории породами мегионской, вартовской, алымской, низов покурской свит.

Мегионская свита (берриас-валанжин) по литологии делится на четыре части. Нижняя - сложена аргиллитами серыми и темно-серыми. На них залегает ачимовская толща, представленная переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. В пределах площади пласты песчаников именуются пластами БВ14-22, а БВ19-22 являются промышленно нефтеносными. Мощность толщи достигает 80м.

Ачимовская толща перекрывается аргиллитами темно-серыми или серыми алевролитами с прослоями песчаников. Разрез свиты завершается преимущественно песчаной толщей, в которой выделяются пласты БВ8-12. Песчаники светло-серые, серые, мелко и среднезернистые, разделенные прослоями аргиллитов, алевролитов и карбонатных разностей. На данном месторождении промышленно-нефтеносными являются песчаники, приуроченные к пластам БВ10 и БВ8 . Мощность свиты 326-370м.

Вартовсая свита подразделяется на две подсвиты. В основании нижней подсвиты залегает пачка аргиллитов, выше - толща переслаивания верхних песчаников, алевролитов и аргиллитов. Верхняя часть вартовской свиты включает продуктивные пласты АВ2-8.

Общая мощность вартовской свиты - до 400м.

Алымская свита состоит из двух частей. Верхняя подсвита делится на две пачки: верхняя - сложена аргиллитами темно-серыми с частыми тонкими прослоями алевролитов. Нижняя подсвита представлена, в основном, песчаниками и выделяется в разрезе как горизонт АВ1.

Общая мощность отложений алымской свиты - 67-84м.

Покурская свита объединяет осадки аптского, альбского и сеноманского ярусов. Она представлена переслаиванием песчаников с алевролитами и глинами. В сеноманских песчаниках обнаружена небольшая газовая залежь. Мощность свиты 680-725м.

Выше залегающая часть разреза меловой системы представлена отложениями ее верхнего отдела - преимущественно глинистыми осадками кузнецовской, березовской и ганькинской свит, мощностью 250-300м.

Палеогеновая система состоит в нижней части, в основном, из глин морского происхождения (талицкая, люлинворская, тавдинская свиты), мощность которых составляет 280-320м, выше залегают континентальные осадки - переслаивание глин, песков, бурых углей с остатками древесины (атлымская, новомихайловская, журавская свиты). Мощность осадков 235-240м.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Таблица 2.2 | | | | | | | |
| **Распределение балансовых и извлекаемых запасов нефти Самотлорского месторождения ОДАО"Самотлорнефть" на 1.01.96 (Категория запасов А+В+С1)** | | | | | | | |
|
| Объект | Балансовые | Извлекаемые | КИН | Накопленная  Добыча нефти  на 1.01.1996 | Остаточные  Извлекаемые  запасы | Отбор  от НИЗ | Текущий  КИН |
| тыс.т | тыс.т | д.ед. | тыс.т | тыс.т | % | д.ед |
| АВ1(1-2) | 139467 | 26534 | 0,19 | 92 | 26442 | 0,3 | 0,001 |
| АВ1(3) | 163469 | 94123 | 0,575 | 4799,5 | 46128 | 51 | 0,294 |
| АВ2-3 | 310972 | 165985 | 0,534 | 91653 | 74332 | 55,2 | 0,295 |
| АВ4-5 | 399336 | 228982 | 0,573 | 154044 | 74938 | 67,3 | 0,386 |
| АВ6-8 | 5492 | 1908 | 0,347 | 578 | 1330 | 30,3 | 0,105 |
| БВ0-2 | 1058 | 306 | 0,289 | 9 | 297 | 2,9 | 0,009 |
| БВ8 | 477313 | 303340 | 0,636 | 264236 | 39104 | 87,1 | 0,554 |
| в т.ч. БВ8(0) | 46144 | 25409 | 0,551 | 1576 | 23833 | 6,2 | 0,034 |
| БВ10 | 69978 | 30940 | 0,442 | 15525 | 15415 | 50,2 | 0,222 |
| БВ19-22 | 112 | 37 | 0,33 | 0 | 37 | 0,0 | 0,000 |
| ЮВ1 | 1194 | 479 | 0,401 | 14 | 465 | 2,9 | 0,012 |
| ИТОГО | 1568391 | 852634 | 0,544 | 573870 | 278488 | 67,3 | 0,366 |

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
| Таблица 2.3 | | | | | | | |
| **Самотлорское месторождение. Состояние фонда скважин на 1.01.1996**  **ОДАО "Самотлорнефть"** | | | | | | | |
| Категория скважин | АВ(1+2) | АВ1(3) | АВ2-3 | АВ4-5 | БВ8 | БВ10 | Всего |
| Добывающие |  |  |  |  |  |  |  |
| Всего | 42 | 646 | 926 | 540 | 656 | 252 | 2783 |
| в т.ч. действующ. | 6 | 302 | 407 | 246 | 308 | 110 | 1228 |
| Безд-ющие | 23 | 288 | 414 | 228 | 236 | 109 | 1169 |
| в освоении | 0 | 1 | 0 | 2 | 4 | 8 | 16 |
| Ликвидированные | 3 | 15 | 46 | 20 | 36 | 12 | 129 |
| контр./пьезометр. | 10 | 40 | 59 | 44 | 72 | 13 | 241 |
| в консервации | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

2.2.2 Детальная тектоническая характеристика месторождения

Самотлорское месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирской плиты на восточном склоне структуры первого порядка Нижневартовского свода, в пределах Тарховского куполовидного поднятия, которое объединяет Самотлорскую, Мартовскую, Северо-Самотлорскую, Белозерную и Черногорскую структуры третьего порядка. Все они оконтурены изогипсой минус 2350-2475м и имеют амплитуду порядка 50-100м.

По кровле горизонта БВ10 Самотлорское куполовидное поднятие оконтуривается изогипсой - 2200м. Все локальные структуры внутри контура выражены довольно резко. Наиболее крупная из них - собственно Самотлорская, расположена в центральной и южной частях Тарховского поднятия. Структура оконтурена изогипсой - 2120 м, имеет изометричную форму с изрезанными контурами. Самотлорская структура имеет наибольшую амплитуду (100м). Ее вершина - наиболее высокое место всего куполовидного поднятия. Белозерная структура по кровле пласта БВ10 осложнена двумя куполами, оконтуренными изогипсой - 2120м. В целом Самотлорское куполовидное поднятие по замыкающей изогипсе -2220 м имеет размеры 32-40км, амплитуду 150м.

По кровле горизонта БВ8 структурный план Самотлорского куполовидного поднятия почти полностью повторяет структуру по кровле пласта БВ10. Но, однако, отмечается незначительное выполаживание по сравнению с горизонтом БВ10.

Более существенные изменения структурного плана происходят по кровле самого верхнего продуктивного пласта АВ1. Белозерное, Мартовское поднятия практически сливаются с Самотлорским, с севера и востока оконтуриваются изогипсой - 1690м и раскрываются в сторону Аганского, Ватинского, Мегионского, Мыхпайского поднятий. Углы наклона крыльев от десятков минут до 1°45’.

Отдельные части Самотлорской структуры несколько различаются по истории развития. Общим для всех участков является интенсивный рост в сравнительно молодое время. Так, около 60% амплитуды Мартовского поднятия сформировалось за послеэоценовое время. На собственно Самотлорской части амплитуда послеэоценового времени составляет 40% современной амплитуды пласта БВ8, а на Белозерной -50%. Таким образом, Самотлорская структура в целом по сравнению с другими структурами Нижневартовского свода является более молодой.

2.2.3 Характеристика пластов

На Самотлорском месторождении, как и на других месторождениях Нижневартовского свода, геологический разрез характеризуется широким диапазоном нефтегазопроявлений.

Промышленные залежи нефти установлены в пластах:АВ1/1-2, АВ1/3, АВ2-3, АВ4-5, АВ6, АВ7, АВ8, БВ0, БВ1, БВ2, БВ7, БВ8/0, БВ8/1-3, БВ10, БВ19-22, ЮВ1-2.

Пласт АВ1/1-2.

Залежь пласта АВ1/1-2 имеет контур нефтеносности, который охватывает без перерыва несколько площадей Нижневартовского свода - Самотлорскую, Черногорскую, Советскую, Аганскую, Мыхпайскую, Мегионскую, Ватинскую, Северо-Покурскую и др. В основном, пласт АВ1/1-2 представлен сильно глинистыми, тонкопереслаивающимися с глинами песчано-алевролитовыми “рябчиковыми” породами с α сп ≥ 0,35-0,6. Лишь в восточной части площади происходит резкая смена фаций. Здесь развиты слабоглинистые монолитные песчаники (осадки речной дельты и приустьевого бара) с характеристикой по α пс>0,6, эффективные нефтенасыщенные толщины монолитов встречаются в диапозоне 8-12м, хотя в некоторых скважинах нефтенасыщенные толщины достигают 20м и более. На границе замещения монолитных песчаников эффективные толщины уменьшаются до нуля.

Эффективные нефтенасыщенные толщины “рябчика” по площади варьируют в широких пределах. На западе и юго-западе месторождения нефтенасыщенные толщины “рябчика” изменяются в среднем в пределах 5-10м, к северу в районе разведочных скважин 78, 67, 77 толщины увеличиваются до 10-20м. Увеличение нефтенасыщенных толщин отмечается в районе скважин 34, 26.

ВНК по пласту принят на а.о. - 1675,0- 1698,0 м: на западном склоне структуры – 1675,0-1680,0м; на восточном отмечается погружение до отметок - 1698м.

Газовая шапка, выделяющаяся в сводовой части структуры, имеет обширный контур газоносности. Отметка ГНК - 1611м. Размер газовой шапки 34\*24км, высота 90 м. Нефтяная часть имеет размеры 65\*40км, высоту 80м. Тип залежи пластово-сводовый.

Пласт АВ 1/3.

В пласте АВ1/3 выделяются три литологических типа:

1) глинистые песчаники типа “рябчик” с характеристикой α пс=0,35-0,6.

2) тонкое чередование песчано-глинистых пород - прослои с α пс>0,6, толщиной менее 4м.

3) монолитные песчаники - прослои с α пс>0,6 и толщиной свыше 4м.

Как монолитные, так и тонкослоистые песчаники представлены слабоглинистыми коллекторами.

Выделенные в пласте АВ1/3 литологические разности по площади развиты неповсеместно. Так, монолиты развиты, в основном, по восточному, западному и южному склонам Самотлорского поднятия и на Мартовском поднятии. На своде Самотлорского и Белозерного поднятий монолиты развиты отдельными пятнами. На границе сочленения Самотлорского и Мыхпайского поднятий слабоглинистые коллекторы пласта АВ1/3 полностью отсутствуют. Глинистые песчаники развиты, в основном, на склонах структурных поднятий. А на участке сочленения Самотлорского и Белозерного поднятий бурением выявлены зоны, где пласт АВ1/3 полностью представлен глинистыми коллекторами.

Контур нефтеносности пласта АВ1/3 выходит за пределы Самотлорской площади в юго-западном направлении на Мыхпайскую площадь.

В сводовой части структуры пласт АВ1/3 содержит обширную газовую шапку. ГНК залежи отбивается на отметке - 1611м. Залежь пласта АВ1/3 в пределах контура нефтеносности имеет размеры 56\*38км, высоту 140м. Размеры газовой шапки 20\*17км, высота 60 м. Тип залежи пластово-сводовый.

Рисунок 2.1



|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Таблица 2.4 | | | | | | | | | | |
| **Самотлорское месторождение. ОДАО Самотлорнефть. Основные показатели разработки объекта АВ1(3)** | | | | | | | | | | |
|
| № | Год | Добыча  нефти | Добыча  жидкости | Накопл.  Добыча нефти | Накопл. добыча  жидкости | Дебит  Нефти | Дебит  жидкости | Обводн. | Время  добычи | Действ. фонд  добыв. |
| тыс.т | тыс.т | тыс.т | тыс.т | т/сут | т/сут | % | сут | скважин |
| 1 | 1972 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 15,4 | 15,4 | 0,00 | 70,5 | 2 |
| 2 | 1973 | 108,3 | 108,3 | 109,4 | 109,4 | 94,9 | 94,9 | 0,00 | 1141,5 | 9 |
| 3 | 1974 | 461,0 | 463,3 | 570,4 | 572,7 | 105,5 | 106,0 | 0,50 | 4368 | 15 |
| 4 | 1975 | 302,5 | 309,4 | 872,9 | 882,1 | 81,2 | 83,1 | 2,23 | 3723,5 | 11 |
| 5 | 1976 | 419,8 | 468,6 | 1292,7 | 1350,7 | 115,6 | 129,0 | 10,41 | 3631,5 | 16 |
| 6 | 1977 | 937,4 | 995,0 | 2230,1 | 2345,7 | 116,1 | 123,2 | 5,79 | 8077 | 33 |
| 7 | 1978 | 1399,6 | 1640,1 | 3629,7 | 3985,8 | 102,9 | 120,6 | 14,66 | 13603,3 | 51 |
| 8 | 1979 | 1827,6 | 2088,3 | 5457,3 | 6074,1 | 86,2 | 98,5 | 12,48 | 21205 | 86 |
| 9 | 1980 | 2419,1 | 2857,0 | 7876,4 | 8931,1 | 75,3 | 88,9 | 15,33 | 32133 | 107 |
| 10 | 1981 | 3062,6 | 3854,6 | 10939,0 | 12785,7 | 69,3 | 87,2 | 20,55 | 44203,5 | 155 |
| 11 | 1982 | 2781,4 | 3630,7 | 13720,4 | 16416,4 | 48,3 | 63,0 | 23,39 | 57596,8 | 199 |
| 12 | 1983 | 3186,7 | 4105,0 | 16907,1 | 20521,4 | 41,8 | 53,8 | 22,37 | 76272,6 | 288 |
| 13 | 1984 | 4733,1 | 6323,3 | 21640,2 | 26844,7 | 40,3 | 53,8 | 25,15 | 117581,3 | 382 |
| 14 | 1985 | 4016,3 | 6490,8 | 25656,5 | 33335,5 | 42,5 | 68,7 | 38,12 | 94546,1 | 381 |
| 15 | 1986 | 4153,4 | 8713,0 | 29809,9 | 42048,5 | 35,9 | 75,3 | 52,33 | 115550,9 | 396 |
| 16 | 1987 | 3826,7 | 10463,3 | 33636,6 | 52511,8 | 29,3 | 80,1 | 63,43 | 130791,6 | 440 |
| 17 | 1988 | 3334,6 | 11934,5 | 36971,2 | 64446,3 | 21,1 | 75,5 | 72,06 | 158035,2 | 491 |
| 18 | 1989 | 2831,9 | 12184,8 | 39803,1 | 76631,1 | 16,9 | 72,7 | 76,76 | 167169 | 519 |
| 19 | 1990 | 2200,2 | 12240,4 | 42003,3 | 88871,5 | 13,1 | 72,9 | 82,03 | 168295 | 519 |
| 20 | 1991 | 1650,4 | 11329,0 | 43653,7 | 100200,5 | 10,3 | 70,7 | 85,43 | 160381,3 | 496 |
| 21 | 1992 | 1210,1 | 8638,7 | 44863,8 | 108839,2 | 8,3 | 59,3 | 85,99 | 145826 | 463 |
| 22 | 1993 | 1134,8 | 6337,6 | 45998,6 | 115176,8 | 8,6 | 48,0 | 82,09 | 131577,1 | 427 |
| 23 | 1994 | 1020,4 | 5018,9 | 47019,0 | 120195,7 | 11,6 | 57,1 | 79,67 | 88327 | 365 |
| 24 | 1995 | 976,0 | 5182,9 | 47995,0 | 125378,6 | 10,7 | 56,8 | 81,17 | 91412,8 | 310 |
| 25 | 1996 | 368,4 | 2466,0 | 48363,4 | 127844,6 | 9,0 | 60,2 | 85,06 | 40995,6 | 307 |

Пласт АВ2-3.

Продуктивный горизонт АВ2-3 отделяется от нижезалегающего АВ4-5 пачкой аргиллитов различной мощности. Однако, граница между пластами АВ2-3 и АВ4-5 чаще всего условная, так как участками происходит как бы слияние песчаных пластов того и другого горизонтов в мощную монолитную толщу, которая на небольшом расстоянии может замещаться аргиллитами. Поэтому эффективные нефтенасыщенные толщины горизонтов АВ2-3 и АВ4-5 изменяются в широких пределах (от 1 до 34м).

В связи с особенностями строения горизонта АВ2-3 в его разрезе выделено два литотипа пород: монолитные и тонкослоистые песчаники. Развитие монолитных песчаников по площади видимой закономерности не имеет. В целом по горизонту можно отметить ухудшение коллекторских свойств продуктивной части и уменьшение толщин в северной и северо-восточной частях месторождения так же как на Белозерной, Северо-Белозерной и Черногорской площадях.

ВНК отбивается на а.о. - 1680-1693м, наклон ВНК с запада на восток. В северной части отметка ВНК составляет 1685м.

В сводовой части залежи выделяется газовая шапка. ГНК отбивается на отметках - 1610-1611м. Размеры газовой шапки залежи составляют 14,5\*9,5км, высота -41м, средняя газонасыщенная толщина 7,5м.

Размеры нефтяной части 52\*32км, высота - 80м, средняя нефтенасыщенная толщина - 9,3м. Залежь по типу является пластово-сводовой.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Таблица 2.5 | | | | | | | | | | |
| **Самотлорское месторождение. ОДАО Самотлорнефть.**  **Основные показатели разработки объекта АВ2-3.** | | | | | | | | | | |
|
| № | Год | Добыча  нефти | Добыча  Жидкости | Накопл.  добыча  нефти | Накопл.  добыча  жидкости | Дебит  нефти | Дебит  жидкости | Обводн. | Время  добычи | Действ.  Фонд  добыв.  Скважин |
|
|
| тыс.т | тыс.т | тыс.т | тыс.т | т/сут | т/сут | % | сут |
|  | 1971 | 297,8 | 297,8 | 372,6 | 372,6 | 127,4 | 127,4 | 0,00 | 2338,7 | 13 |
|  | 1972 | 521,3 | 521,3 | 893,9 | 893,9 | 146,7 | 146,7 | 0,00 | 3553,6 | 21 |
|  | 1973 | 2289,5 | 2335,6 | 3183,4 | 3229,5 | 200,1 | 204,1 | 1,97 | 11442 | 54 |
|  | 1974 | 4178,0 | 4200,4 | 7361,4 | 7429,9 | 176,2 | 177,1 | 0,53 | 23716 | 81 |
|  | 1975 | 3279,1 | 3393,1 | 10640,5 | 10823,0 | 124,3 | 128,6 | 3,36 | 26391 | 77 |
|  | 1976 | 4227,8 | 4619,7 | 14868,3 | 15442,7 | 155,8 | 170,2 | 8,48 | 27135,5 | 84 |
|  | 1977 | 4808,2 | 5236,6 | 19676,5 | 20679,3 | 161,6 | 176,0 | 8,18 | 29759,4 | 102 |
|  | 1978 | 5348,0 | 6068,2 | 25024,5 | 26747,5 | 141,7 | 160,8 | 11,87 | 37731,7 | 136 |
|  | 1979 | 5056,0 | 6137,8 | 30080,5 | 32885,3 | 103 | 125,0 | 17,63 | 49082,1 | 161 |
|  | 1980 | 4523,4 | 5771,6 | 34603,9 | 38656,9 | 75,1 | 95,8 | 21,63 | 60216 | 181 |
|  | 1981 | 5032,5 | 6643,2 | 39636,4 | 45300,1 | 72,5 | 95,7 | 24,25 | 69419,6 | 218 |
|  | 1982 | 5315,4 | 8465,5 | 44951,8 | 53765,6 | 73,2 | 116,6 | 37,21 | 72576,7 | 249 |
|  | 1983 | 4896,8 | 9461,1 | 49848,6 | 63226,7 | 62,5 | 120,8 | 48,24 | 78385,4 | 262 |
|  | 1984 | 5381,3 | 10838,4 | 55229,9 | 74065,1 | 59,1 | 119,0 | 50,35 | 91071,8 | 327 |
|  | 1985 | 5336,1 | 11165,5 | 60566,0 | 85230,6 | 52,5 | 109,9 | 52,21 | 101560 | 417 |
|  | 1986 | 6723,8 | 17257,9 | 67289,8 | 102488,5 | 40,8 | 104,7 | 61,04 | 164647 | 608 |
|  | 1987 | 5996,4 | 22394,9 | 73286,2 | 124883,4 | 29,3 | 109,4 | 73,22 | 204381 | 677 |
|  | 1988 | 4865,4 | 23921,3 | 78151,6 | 148804,7 | 20,2 | 99,3 | 79,66 | 240367 | 732 |
|  | 1989 | 3859,6 | 23309,4 | 82011,2 | 172114,1 | 15,8 | 95,4 | 83,44 | 244853 | 741 |
|  | 1990 | 2919,8 | 22397,3 | 84931,0 | 194511,4 | 12 | 92,1 | 86,96 | 243394 | 739 |
|  | 1991 | 2033,7 | 20317,7 | 86964,7 | 214829,1 | 8,8 | 87,9 | 89,99 | 230095 | 708 |
|  | 1992 | 1344,3 | 14473,7 | 88309,0 | 229302,8 | 6,5 | 70,0 | 90,71 | 206492 | 640 |
|  | 1993 | 1044,3 | 10958,7 | 89353,3 | 240261,5 | 5,5 | 57,7 | 90,47 | 190236 | 584 |
|  | 1994 | 1103,5 | 8075,6 | 90456,8 | 248337,1 | 10,1 | 73,9 | 86,34 | 109694 | 517 |
|  | 1995 | 1194,7 | 8839,2 | 91651,5 | 257176,3 | 9,9 | 73,2 | 86,48 | 120804 | 411 |
|  | 1996 | 478,3 | 3555,0 | 92129,8 | 260731,3 | 9,2 | 68,4 | 86,55 | 51740,8 | 396 |

# Рисунок 2.2



Пласт АВ4-5.

Залежь продуктивного пласта АВ4-5 в разрезе Самотлорского месторождения установлена на собственно Самотлорском, Мартовском и Белозерном поднятиях. Пласт представлен, в основном, монолитными песчаниками. Максимальная нефтенасыщенная толщина на Белозерном поднятии достигает 28м, а на Самотлорском – 54м. В то же время наблюдаются резкие колебания эффективных толщин на небольших расстояниях, что свидетельствует о литологической неоднородности горизонта.

Залежь полностью разбурена эксплуатационными скважинами. ВНК колеблется в пределах - 1670-1690м. ГНК отбивается на а.о. - 1612,0-1615,0м. Для залежи горизонта АВ4-5 характерна обширная водонефтяная зона, обусловленная большой толщиной горизонта и пологим его залеганием.

Размеры газовой шапки составляют 3,5\*1,5км, высота - 9м, средняя газонасыщенная толщина - 2,7м. Размеры нефтяной части - 28\*21км, высота -70м, нефтенасыщенная толщина - 18,3м. Залежь по типу является пластово-сводовой, практически массивной.

Пласт БВ8.

В горизонте БВ8 сосредоточена самая крупная залежь на Самотлорской площади, являющаяся основным эксплуатационным объектом Самотлорского месторождения. В практике разведочных работ и подсчета запасов горизонт БВ8 разделен на четыре пласта БВ8/0, БВ8/1, БВ8/2, БВ8/3. Непосредственно на Самотлорском месторождении уверенно выделяется лишь БВ8/0, пласты БВ8/1 и БВ8/2 практически “сливаются” в единый монолитный пласт, а БВ8/3 присутствует в песчаной фации как самостоятельный пласт на ограниченной площади и обычно или замещен, или “сливается” с коллекторами пластов БВ8/1-2. Поэтому выделено два подсчетных объекта БВ8/0 и БВ81-3.

Залежь в пласте БВ8/0 выявлена на собственно Самотлорской площади и в пределах утвержденного контура разбурена по эксплуатационной сетке. ВНК отбивается на отметке - 2075м. В северной (район скв. 8812) и восточной частях залежи происходит некоторое понижение ВНК до отметки -2080м. Залежь пластово-сводовая; размеры залежи - 43\*27км, ее высота 155м, нефтенасыщенная толщина 4,3м.

Залежи в пласте БВ8/1-3 установлены на собственно Самотлорской и Западно-Черногорской площадях. ВНК отбивается на отметках - 2071-2081м. Размеры залежи 39\*26км, высота - 150м, нефтенасыщенная толщина - 17,3м.

Пласт БВ10.

Продуктивный горизонт БВ10 характеризуется значительной литологической изменчивостью по разрезу и по площади. В подсчете запасов 1973г. по данному горизонту выделялось два пласта БВ10/0 и собственно БВ10, по которым запасы подсчитывались отдельно.

В настоящее время залежь полностью разбурена по эксплуатационной сетке по проекту. Анализ геолого-промыслового материала показал, что дифференцировать коллекторы пластов БВ10/0 и БВ10 по всей площади залежи не представляется возможным. На отдельных участках пласты разделяются, на других сливаются или один из них замещается плотными разностями пород. Однако, сохраняется тенденция, установленная ранее в процессе проведения геологоразведочных работ: верхняя часть горизонта в песчаной фации (пласт БВ10/0) присутствует в северной части площади, и коллекторы нефтенасыщены, в центральной и далее к югу встречаются линзы коллекторов среди плотных пород, но они водонасыщены. От центральной части к югу распространены коллекторы основного пласта БВ10, к которому приурочены основные запасы горизонта, в южном направлении возрастает их толщина и продуктивность.

По структурным построениям Самотлорская залежь горизонта БВ10 сливается с Мыхпайской в аналогичном пласте (на юго-западе и юге), а на юго-восточной периклинали залежь “раскрывается” в сторону Советского месторождения.

Отметки ВНК на крыльях структуры опускаются до - 2190-2195м, к своду поднимаются до - 2150-2145м и даже выше. Размеры залежи составляют 40\*21км, высота - 144м, эффективная нефтенасыщенная толщина - 7,9м. Тип залежи - пластово-сводовый с литологическим экраном.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Таблица 2.6 | | | | | | | | | | |
| **Самотлорское месторождение. ОДАО Самотлорнефть.**  **Основные показатели разработки объекта БВ10.** | | | | | | | | | | |
| № | Год | Добыча  нефти | Добыча  Жидкости | Накопл.  добыча  нефти | Накопл.  добыча  жидкости | Дебит  нефти | Дебит  жидкости | Обводн. | Время  добычи | Действ.  фонд  добыв.  скважин |
| тыс.т | тыс.т | тыс.т | тыс.т | т/сут | т/сут | % | сут |
|  | 1971 | 42,3 | 42,3 | 63,1 | 63,1 | 84,6 | 84,6 | 0,00 | 500,2 | 4 |
|  | 1972 | 97,8 | 97,8 | 160,9 | 160,9 | 108,1 | 108,1 | 0,00 | 904,8 | 5 |
|  | 1973 | 78,8 | 78,8 | 239,7 | 239,7 | 73,6 | 73,6 | 0,00 | 1070,7 | 7 |
|  | 1974 | 71,5 | 71,5 | 311,2 | 311,2 | 39,7 | 39,7 | 0,00 | 1801,5 | 9 |
|  | 1975 | 68,0 | 68,0 | 379,2 | 379,2 | 25,7 | 25,7 | 0,00 | 2648,5 | 10 |
|  | 1976 | 67,3 | 67,3 | 446,5 | 446,5 | 23,6 | 23,6 | 0,00 | 2855 | 16 |
|  | 1977 | 208,6 | 208,6 | 655,1 | 655,1 | 38,5 | 38,5 | 0,00 | 5416 | 26 |
|  | 1978 | 367,2 | 369,2 | 1022,3 | 1024,3 | 35,1 | 35,3 | 0,54 | 10457,5 | 55 |
|  | 1979 | 635,2 | 639,4 | 1657,5 | 1663,7 | 26,9 | 27,1 | 0,66 | 23624,2 | 82 |
|  | 1980 | 751,4 | 765,0 | 2408,9 | 2428,7 | 25,5 | 26,0 | 1,78 | 29449 | 90 |
|  | 1981 | 1050,3 | 1123,8 | 3459,2 | 3552,5 | 32,7 | 35,0 | 6,54 | 32128,8 | 99 |
|  | 1982 | 1269,2 | 1397,9 | 4728,4 | 4950,4 | 45,3 | 49,9 | 9,21 | 28027,1 | 93 |
|  | 1983 | 1336,5 | 1590,2 | 6064,9 | 6540,6 | 47 | 55,9 | 15,95 | 28463,3 | 100 |
|  | 1984 | 1092,8 | 1417,9 | 7157,7 | 7958,5 | 32,8 | 42,6 | 22,93 | 33295,1 | 102 |
|  | 1985 | 819,5 | 1273,3 | 7977,2 | 9231,8 | 34,5 | 53,6 | 35,64 | 23751,3 | 89 |
|  | 1986 | 1295,1 | 1740,8 | 9272,3 | 10972,6 | 40,9 | 55,0 | 25,60 | 31639 | 126 |
|  | 1987 | 1247,8 | 2130,6 | 10520,1 | 13103,2 | 27,8 | 47,5 | 41,43 | 44919,5 | 149 |
|  | 1988 | 1031,0 | 2010,9 | 11551,1 | 15114,1 | 19,7 | 38,4 | 48,73 | 52208,4 | 159 |
|  | 1989 | 733,3 | 1685,9 | 12284,4 | 16800,0 | 14,3 | 32,9 | 56,50 | 51166 | 156 |
|  | 1990 | 594,9 | 1404,1 | 12879,3 | 18204,1 | 13 | 30,7 | 57,63 | 45698,9 | 141 |
|  | 1991 | 443,6 | 1412,8 | 13322,9 | 19616,9 | 9,7 | 30,9 | 68,60 | 45826,4 | 139 |
|  | 1992 | 498,7 | 1409,5 | 13821,6 | 21026,4 | 11,2 | 31,7 | 64,62 | 44520 | 135 |
|  | 1993 | 641,3 | 1427,3 | 14462,9 | 22453,7 | 14 | 31,2 | 55,07 | 45915,5 | 143 |
|  | 1994 | 539,7 | 1281,5 | 15002,6 | 23735,2 | 17,8 | 42,3 | 57,89 | 30254,2 | 137 |
|  | 1995 | 500,6 | 1222,3 | 15503,2 | 24957,5 | 16,3 | 39,8 | 59,04 | 30801,7 | 110 |
|  | 1996 | 212,5 | 588,3 | 15715,7 | 25545,8 | 13,7 | 37,9 | 63,88 | 15454,4 | 120 |



# Рисунок 2.3

Пласты ЮВ1/1-2 и ЮВ1/1.

Промышленные запасы нефти пласта ЮВ1/1-2 установлены:

На *Самотлорской залежи* ВНК принят на отметках - 2316м (север) и 2310м (юг), в среднем на отметке - 2313м. Размеры залежи 6,0\*3,0км, высота - 66м, средняя нефтенасыщенная толщина - 13,5м, тип залежи пластово-сводовый.

На *Новогодней площади* ВНК принят по результатам опробования скважин на северо-западе на а.о. - 2451м, на юго-западе на а.о. - 2441м. Залежь нефтяная, пластово-сводовая. Размеры залежи 3,4\*2,4км, высота - 55м, средняя нефтенасыщенная толщина 12,2м.

По материалам ГИС и опробования скважин залежи нефти в пласте ЮВ1/1 установлены в пределах Мартовской, Леванской, Солнечной, Вильентовской, Белозерной и Северо-Белозерной площади.

На *Мартовской площади* установлены 4 залежи нефти: в районе скважин 792, 1056-Р, 35004, 39988. ВНК по залежам приняты соответственно на а.о. -2445м; -2429м; -2320 - 2323м; -2388м.

На *Леванской площади* выделены 4 залежи нефти: в районе скв. 163-Р, 25057 б, 17662, 25985. ВНК по залежам принят, соответственно: -2482м, -2466м, -2471м, -2467м.

На *Солнечной площади* установлены две залежи: в районе скв. 162-Р и 43244. Водонефтяной контакт отбивается на а.о. - 2476м и 2490м.

На *Вильентовской площади* выделена залежь нефти в районе скважины 160Р. ВНК отбивается на а.о. - 2476м. Залежь имеет размеры 3,2\*1,5км, высота - 8м.

На *Белозерной площади* установлено две залежи: в районе скв. 1047-Р и 13903. ВНК принят на а.о. - 2322м и 2369м, соответственно.

На *Северо-Белозерной площади* выявлено 4 залежи нефти: в районе скв. 9110, 7243, 61194, 7039.

Залежь в районе скважины 9110 имеет наклон ВНК с севера на юг и проводится на а.о. - 2399м -2404м. Размеры 1,4\*3,5км, высота - 28м.

В районе скважины 7243 ВНК принят на отметке - 2352м. Размеры залежи 1,1\*0,75км, высота - 7м.

Залежь в районе скважины 61194 имеет ВНК на а.о. - 2353м. Размеры 1,6\*0,9м, высота - 11м.

На залежи, вскрытой скважинами 7039 и 14245. ВНК принят на отметке -2345м. Размеры залежи 1,4\*0,7км, высота - 11м.

Все залежи пластовые, сводовые.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Таблица 2.7 | | | | | | | | | | |
| **Самотлорское месторождение. ОДАО Самотлорнефть.**  **Основные показатели разработки.** | | | | | | | | | | |
| № | Год | Добыча  нефти | Добыча  Жидкости | Накопл.  добыча  нефти | Накопл.  добыча  жидкости | Дебит  нефти | Дебит  жидкости | Обводн. | Время  добычи | Действ.  фонд  добыв.  скважин |
|
|
| тыс.т | Тыс.т | тыс.т | тыс.т | т/сут | т/сут | % | сут |
|  | 1971 | 6598,1 | 6637,5 | 12049,1 | 12089,3 | 522,8 | 525,9 | 0,59 | 12620,7 | 46 |
|  | 1972 | 8245,1 | 8293,5 | 20294,1 | 20382,8 | 539,2 | 542,4 | 0,58 | 15291,5 | 69 |
|  | 1973 | 14292,8 | 14587,9 | 34586,9 | 34970,7 | 431,6 | 440,5 | 2,02 | 33119,2 | 158 |
|  | 1974 | 25003,0 | 25985,3 | 59589,9 | 60956,0 | 364,9 | 379,2 | 3,78 | 68529 | 258 |
|  | 1975 | 27075,7 | 28777,1 | 86665,6 | 89733,1 | 303,7 | 322,8 | 5,91 | 89159,5 | 278 |
|  | 1976 | 29564,8 | 32982,0 | 116230,4 | 122715,1 | 322,1 | 359,3 | 10,36 | 91774,3 | 307 |
|  | 1977 | 33822,0 | 39908,8 | 150052,4 | 162623,9 | 306,2 | 361,3 | 15,25 | 110440 | 376 |
|  | 1978 | 35233,5 | 43915,2 | 185285,8 | 206539,1 | 257,8 | 321,3 | 19,77 | 136646,6 | 466 |
|  | 1979 | 34260,6 | 43519,3 | 219546,4 | 250058,4 | 186,8 | 237,3 | 21,27 | 183374,4 | 628 |
|  | 1980 | 36800,8 | 51421,9 | 256347,2 | 301480,3 | 157,4 | 219,9 | 28,43 | 233865 | 730 |
|  | 1981 | 39927,5 | 58177,5 | 296274,7 | 359657,8 | 143,4 | 208,9 | 31,37 | 278521,4 | 903 |
|  | 1982 | 38461,7 | 64335,3 | 334736,5 | 423993,1 | 126,0 | 210,8 | 40,22 | 305306,1 | 1034 |
|  | 1983 | 38471,7 | 76909,0 | 373208,1 | 500902,1 | 110,3 | 220,5 | 49,98 | 348851,5 | 1152 |
|  | 1984 | 35916,1 | 88076,6 | 409124,3 | 588978,7 | 86,7 | 212,6 | 59,22 | 414226,9 | 1326 |
|  | 1985 | 27676,3 | 85993,8 | 436800,6 | 674972,5 | 72,5 | 225,3 | 67,82 | 381914,4 | 1381 |
|  | 1986 | 28273,2 | 107990,8 | 465073,8 | 782963,3 | 57,8 | 220,8 | 73,82 | 489022,5 | 1652 |
|  | 1987 | 25456,2 | 130687,9 | 490530,0 | 913651,2 | 44,9 | 230,5 | 80,52 | 567113,4 | 1819 |
|  | 1988 | 21542,1 | 142889,5 | 512072,1 | 1056540,7 | 33,6 | 222,9 | 84,92 | 641288,9 | 1923 |
|  | 1989 | 18096,9 | 145453,5 | 530169,0 | 1201994,2 | 28,0 | 225,0 | 87,56 | 646504,8 | 1933 |
|  | 1990 | 13732,9 | 142379,0 | 543901,9 | 1344373,2 | 21,4 | 221,9 | 90,35 | 642596,9 | 1918 |
|  | 1991 | 9763,0 | 126954,2 | 553664,9 | 1471327,3 | 15,4 | 200,3 | 92,31 | 635935,2 | 1904 |
|  | 1992 | 6213,9 | 87239,1 | 559878,8 | 1558566,4 | 10,3 | 144,6 | 92,88 | 602565,7 | 1820 |
|  | 1993 | 4699,1 | 58819,4 | 564577,9 | 1617385,8 | 8,2 | 102,6 | 92,01 | 572772,2 | 1743 |
|  | 1994 | 4538,0 | 49575,2 | 569115,9 | 1666961,0 | 13,0 | 142,0 | 90,85 | 349674,8 | 1605 |
|  | 1995 | 4784,3 | 55020,7 | 573900,2 | 1721981,7 | 13,2 | 151,8 | 91,30 | 363373,6 | 1239 |
|  | 1996 | 1924,2 | 24624,9 | 575824,4 | 1746606,6 | 12,0 | 153,6 | 92,19 | 160759,3 | 1216 |



# Рисунок 2.4

2.2.4 Петрофизическая характеристика пластов

Петрофизические характеристики коллекторов Самотлорского месторождения определялись лабораторными методами по керну и по данным ГИС.

***Пористость.***

Одним из основных подсчетных параметров является коэффициент пористости, который определяется по данным керна или материалам промысловой геофизики. Наиболее широко применяются:

1.Метод сопротивлений.

2.Радиоактивные методы.

3.Метод потенциалов собственной поляризации.

В последнее время опробуется акустический метод, гамма-гамма каротаж. На Самотлорском месторождении было опробовано несколько методов определения Кп:

1.Определение Кп по удельному сопротивлению зоны проникновения. Сопоставление значений коэффициента пористости, полученных по данной методике с результатами анализов керна для одних и тех же интервалов выявило существенное занижение величины Кп по ρ зп, по сравнению с Кп по керну при полном отсутствии связи между этими параметрами.

2.Определение Кп по радиометрии основано на наличии функциональной зависимости между показателями Нкт-50 и суммарным водосодержанием пласта (W ∑) при одинаковых аппаратурных и скважинных условиях измерения.

3.Определение Кп по методу потенциалов собственной поляризации.

Наряду с применением радиометрии для оценки Кп рассмотрены возможности метода потенциалов собственной поляризации. Для этой цели по 58 скважинам, охарактеризованным керном проводился анализ тесноты связи Кп (α пс) для различных классов пород и отдельных продуктивных горизонтов. Пористость пород группы АВ1-5 в целом закономерно возрастет с ростом величины параметра α пс( с уменьшением глинистости пород ).

По всему массиву пластов, охарактеризованных керновыми данными, были получены зависимости Кп ( α пс ), описываемые уравнениями:

АВ1-5 -Кп = 17+13,2 пс

БВ8-10 -Кп = 13+13,4 пс

БВ16-22 - Кп = 12+12,8 пс

ЮВ1-2 - Кп = 7,8+10,4 пс

При расчете зависимостей между относительной амплитудой аномалии потенциалов ПС и пористостью пород использовались наблюденные значения потенциалов собственной поляризации. В качестве опорных пластов при расчетах относительной амплитуды аномалии потенциалов ПС (α пс) использовались наиболее чистые слабоглинистые интервалы в интервале пластов АВ4-6 для пластов группы АВ, БВ6 - для пластов группы БВ8-10, ЮВ1-2 - для пластов ЮВ1/1-2 и наибольшее по разрезу значение, исправленное за несоответствие температурных условий - для пластов БВ16-22. Для исключения влияния ограниченной мощности пласта на характер зависимости α пс ( Кп ) из массива были исключены пластопересечения мощностью менее 2 метров. Не учитывались также пластопересечения, охарактеризованные единичными образцами керна. Учитывались лишь интервалы с выносом керна не менее 70 % .

Метод потенциалов собственной поляризации при достаточной точности обладает наибольшей простотой в реализации. Преимущество этого метода заключается в том, что по этому способу можно определить Кп практически любого прослоя, а также по тем литологическим разностям, по которым керн не изучен и не проведен РК. Средневзвешенные значения по керну и геофизике приведены в таблице 2.8.

# Таблица 2.8

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Продуктивный пласт | Коэффициент  По керну | Пористости  по ГИС | Расхождения :  + больше  - меньше  по ГИС | Принят для  Подсчета Запаса |
| АВ1 глинистые  к-ра | 0.22 | 0.23 | + 0.01 | 0.23 |
| АВ1 слабоглинист. | 0.27 | 0.27 | \_\_ | 0.27 |
| АВ 2 - 3 | 0.265 | 0.27 | + 0.005 | 0.27 |
| АВ 4 - 5 | 0.274 | 0.27 | - 0.004 | 0.27 |
| АВ 6 | 0.268 | 0.25-0.27 | \_\_ | 0.26-0.27 |
| АВ 7 | 0.269 | 0.25-0.27 | \_\_ | 0.25-0.27 |
| АВ 8 | 0.271 | 0.24 | - 0.031 | 0.24 |
| БВ 0 | 0.274 | 0.26 | - 0.014 | 0.26 |
| БВ 1 | \_\_\_ | 0.27 | \_\_ | 0.27 |
| БВ 2 | \_\_\_ | 0.25 | \_\_ | 0.25 |
| БВ 8 / 0 | 0.239 | 0.22 | - 0.019 | 0.22 |
| БВ 8 /1 - 3 | 0.238 | 0.23 | - 0.008 | 0.23 |
| БВ 10 | 0.233 | 0.21 | - 0.023 | 0.21 |
| БВ 19 | 0.199 | 0.19 | - 0.009 | 0.19 |
| БВ 20 | 0.205 | 0.19 | - 0.015 | 0.19 |
| БВ 21 - 22 | 0.181 | 0.19 | + 0.009 | 0.19 |
| ЮВ 1 | 0.177 | 0.17 | - 0.007 | 0.17 |

*Определение коэффициента нефтенасыщенности пород.*

Коэффициент нефтенасыщенности коллекторов изучался несколькими методами:

1. Косвенными - по определению остаточной воды, в кернах остаточная вода создавалась центрифугированием, вытяжкой и капилляриметрией.

2. С использованием данных естественной влажности кернов скв.107, пробуренной на известково-битумном растворе (РНО).

3. По промысловой геофизике - по параметру насыщения Рн (Кв, Кн ).

Косвенные методы можно использовать для получения ориентировочных значений нефтенасыщенности.

В практике лабораторных исследований наибольшее распространение в силу экспрессности и простоты получили методы капиллярного впитывания и центри-фугирования. Но в связи с тем, что метод капиллярной вытяжки фильтровальной бумагой обладает большими и трудно учитываемыми погрешностями, использование его для построения связей Рн (Кв) и нахождение по ним величины Кн нецелесообразно.

Более надежным в этом отношении является метод центрифугирования. Метод прост и экспрессен, хотя также не лишен недостатков. Количество вытесненной из образца воды зависит от перепада давления, которое развивается в процессе центрифугирования на границе двух сред: вода - воздух. Метод впервые применен в грунтоведении при изучении влаги почв. В практику анализа керна нефтяных пород перенесен Р. Слободом, исследования которого показали хорошую сходимость результатов определения водонасыщенности методами центрифугирования и капилярных давлений.

Позднее О. Ф. Корчагиным были получены аналогичные результаты. Им был обобщен материал по определению Кво методом центрифугирования для пород - коллекторов Среднего Приобья, проведено сопоставление результатов с данными, полученными по скважинам, пробуренным на нефильтрующейся нефтяной основе РНО.

Другой способ определения коэффициента нефтегазонасыщенности пород получил распространение после бурения скважин с применением растворов, приготовленных на нефтяной основе.

Величина коэффициента пористости в глубинных условиях - сложная функция эффективного давления, коллекторских и литологических свойств. На территории Среднего Приобья, отличающейся платформенным развитием, наблюдается закономерное изменение эффективного давления, коллекторских свойств, минерального состава скелета и глинистой компоненты, основных литологических параметров в зависимости от глубины. При установлении зависимости между величинами пористости в глубинных условиях и глубиной естественного залегания породы последняя является интегральным параметро, определяющим термобарические условия и литологические свойства пород. Изменение пористости при подъеме керна из пласта приводит к изменению насыщенности. Количество остаточной воды при этом остается неизменным, а ее отношение к новому объему пор (то есть коэффициент водонасыщенности) становится меньшим, чем в условиях пласта. Определение нефтенасыщенности коллекторов продуктивных пластов АВ1-5 - БВ8,10 осуществлялось по традиционным связям Рн ( Кв ) и Рп ( Кп ) , увязанным с данными прямого метода связью ρп ( Wв ) путем уточнения соответствующей величины сопротивления пластовой воды ρ в.

В результате экспериментов, проведенных совместно специалистами Главтюменьгеологии и института СибНИИНП, установлены зависимости Рн (Кв) и Рп (Кп) для пластов групп АВ и БВ. При увязке полученных зависимостей с данными прямого метода (связью ρп (ωв) уточнено сопротивление пластовой воды коллекторов указанных пластов. Полученные зависимости и параметры использовались при определении коэффициента нефтенасыщенности коллекторов неокома.

При расчете коэффициента нефтенасыщенности коллекторов ачимовской и юрской толщ также использовался традиционный способ. При установлении зависимости Рн ( Кв ) текущая водонасыщенность создавалась методом центрифугирования.

2.2.5 Результаты изучения нефтенасыщенности продуктивных пластов по скважинам, пробуренным на растворах с улеводородной основой

Методика исследований.

В связи с большими трудностями обоснования отдельных параметров нефтегазового пласта, а именно: для оценки его нефтенасыщенности и отработки косвенных лабораторных и промыслово-геофизических методов производится отбор керна на растворах с углеводородной основой (РУО или РНО).

К подсчету запасов 1987г. на Самотлорском месторождении с применением РНО (известково-битумные безводные - ИБР и инвертно-эмульсионные - ИЭР), было пробурено несколько скважин с отбором керна практически из всех основных продуктивных пластов.

На известково-битумном безводном растворе (ИБР) отбор керна производился в следующих скважинах: №1598 ( пл.АВ1, АВ2-3 ), №1241бис ( пл.АВ1 ), №107 ( пл.АВ2-3, пл.АВ4-5, БВ8 ), №13048 ( пл.АВ4-5 ), №5420 ( пл.БВ8 ).

На инвертно-эмульсионном растворе керн отбирался только из пласта АВ1 в скважинах №№ 7227, 15073, 1100.

Горизонт АВ1.

Скважина 1241-бис пробурена в юго-западной части месторождения, в зоне развития пород V-Vi классов проницаемости. С отбором керна пройдено 8,3м, вынос - 2,4м (29%).

По данным керна в разрезе скважины преобладают алевролиты мелкозернистые, сильно глинистые, участками известковистые с ничтожным содержанием песчаного материала. Открытая пористость пород колеблется от 10 до 23%. Нефтенасыщенность по прямому методу оказалась низкой (0-5%).

Гранулометрический состав и текстурные признаки пород по скважине 1241-бис свидетельствуют, что керн был отобран выше эффективной части пласта АВ1/1+2, и соответствует самой верхней его части.

К сожалению, после отбора керна в скважине ИБР не меняли на обычный глинистый раствор, чтобы провести полный комплекс стандартного каротажа, поэтому данные об интервалах проницаемых пропластков и их насыщении отсутствуют.

В скв.№1598, пробуренной на западном крыле Самотлорской структуры, поднято керна из пласта АВ1/1+2 3,5м. Вынос - 80%.

Пласт АВ1/1+2 представлен чередованием рябчиковых алевролитов, глин и песчаников. В верхней части разреза преобладают алевролиты средне-мелко-зернистые, плохоотсортированные, сильноглинистые, рябчиковой текстуры.

Открытая пористость варьирует от 18 до 24%. Водонасыщенность по прямому методу высокая: 79-100%, в среднем 88%, т.е. нефтенасыщенность составляет в среднем всего 12%. По промыслово-геофизической характеристике (α пс = 0,27, ρп=4,9омм) этот прослой глинистого “рябчика” относится к неколлектору, а нефтенасыщенность по ГИС ( 10% ) близка к определенной по прямому методу.

Ниже, под слоем глин и глинизированных алевролитов, залегают песчаники мелкозернистые, слабосцементированные, местами трещиноватые, нефтенасыщенные. По гранулометрической характеристике они соответствуют монолитам пласта АВ1/1+2, имеют высокую пористость (от 28до 32%). Водонасыщенность по прямому методу составила 32,5%. Нефтенасыщенность по ГИС близка к нефтенасыщенности по прямому методу (66 и 67,5% соответственно).

Кроме рассмотренных скважин на Самотлорском месторождении из пласта АВ1/1+2 керн изучен еще из трех скважин (№№ 7227, 15073, 1100), пробуренных на ИЭР. Разрезы этих скважин слагаются типичными для этого пласта породами. Керн в названных скважинах отбирался на высоте 42-79м от уровня ВНК, т.е. породы находятся в стабилизированной зоне нефтенасыщения.

По скв.№ 7227 было изучено 39 образцов керна из 4,6м эффективной мощности пласта. Водонасыщенность пород прямым методом составила 74%, а по центрифужному методу - 80%.

Более низкие значения водонасыщенности получены по скв.№15073, где было изучено 6 образцов керна из песчаного прослоя толщиной 1,2м. Керн представлен высокопроницаемыми (100 - 650 \* 10-3 мкм2) песчаноалевритистыми породами. Водонасыщенность по прямому методу составила 50,1%, а по центрифужному - 27,6%.

Горизонт АВ2-3.

В скважине № 1598 горизонт АВ2-3 представлен, в основном, песчаниками мелко-зернистыми, местами средне-мелкозернистыми, хорошо отсортированными, слабосцементированными. Ниже эффективной части горизонта развиты глинистые алевролиты и алевритистые глины.

Открытая пористость составляет в среднем 28%. Водонасыщенность по прямому методу вниз по разрезу снижается от 50% до 27%, хотя по геофизическим характеристикам такого не наблюдается. По-видимому, основной причиной повышенной водонасыщенности, определенной по керну, является проникновение РУО по трещинам, образовавшимся в процессе бурения (в РУО было значительное количество воды).

Горизонт АВ2-3 в разрезе скважины № 107 в интервале 40-60 м от уровня ВНК представлен песчаниками глинисто-алевритовыми с содержанием песчаной фракции 60-70%, глинистой - 9%. Коллекторские свойства значительно выше, чем в скв.№ 1598, и значительно отличаются от средних величин для монолитных пропластков в целом по горизонтую.

Так, пористость по скв. № 107 выше, чем в целом по горизонту на 1,9%, проницаемость - выше почти в 3 раза, а содержание остаточной воды по методу центрифугирования - в 1,4 раза. Это свидетельствует о том, что петрографическая характеристика пород горизонта АВ2-3 в скв. № 107 не характерна для монолитных пластов горизонта в целом.

Горизонт АВ4-5.

Скважина № 13048 пробурена в сводовой части Самотлорского поднятия. С отбором керна пройдено 48 м, вынос - 41,7м (87%).

Разрез представлен песчаниками мелкозернистыми, участками средне-мелкозернистыми, умеренно глинистыми, слабосцементированными до сыпучих, массивными, нефтенасыщенными.

Открытая пористость изменяется от 25,4 % до 28%. Водонасыщенность по прямому методу в нефтеносной части изменяется от 12% до 46%, хотя по геофизическим характеристикам такого не наблюдается. Это указывает на наличие переходной зоны, которая осложняется литологическими экранами.

В скв.№ 107 горизонт АВ4-5 представлен глинисто-алевритовыми песчаниками. Коллекторские свойства пород горизонта значительно отличаются от средних значений для монолитных пластов горизонта в целом. Пористость выше на 1% ( 28,7% и 27,7% ), проницаемость выше в 1,3 раза (1,102 и 0,848 мкм2), а содержание остаточной воды по методу центрифугирования в 1,18 раза больше (22,1% и 26,0% ).

Значения водонасыщенности в скв. № 107 на высоте 8м над уровнем ВНК на 3% выше, чем по геофизическим данным, что согласуется с данными по другим скважинам, где керн отбирался в стабилизированной зоне насыщения.

Горизонт БВ8.

Горизонт БВ8 состоит из двух самостоятельных объектов, разделенных друг от друга литологическим экраном.

Пласт БВ8/0.

Пласт БВ8/0 в скв. № 107 сложен песчано-алевритовыми породами, отобранными в интервале 62-77м от уровня ВНК.

Пористость в среднем составляет 25%, проницаемость - 0,044 \* 10-3 мкм2; остаточная водонасыщенность по методу центрифугирования в среднем равна 39,6%. Водонасыщенность пород пласта БВ8/0 по данным прямого метода в среднем равна 31,8%.

Среднее значение пористости по всему пласту ниже на 1% и составляет 24,0%, водонасыщенность по центрифужному методу на 5,6% ниже и равна 34%. Водонасыщенность по прямому методу в среднем по пласту в разрезе скважины выше на 1,9% по данным промысловой геофизики. Это указывает на неплохую сходимость полученных результатов.

Пласт БВ8/1-3.

Пласт БВ8/1-3 в скв. № 107 представлен песчано-алевритовыми породами с содержанием песчаной фракции около 65%, глинистой - 7,4% и залегает в интервале 33-58 м от уровня ВНК, т.е. в стабилизированной зоне насыщения.

Средневзвешенное значение водонасыщенности по прямому методу по 175 определениям составило 22,0%. В то же время по данным промысловой геофизики средневзвешенное значение водонасыщенности по разрезу скважины составило 16,3%.

Коллекторские свойства пород пласта в скв. № 107 и в целом по пласту довольно близки. Наблюдается полное совпадение пористости, проницаемость находится в пределах одного класса коллекторов, значения водонасыщенности по центрифужному методу в обоих случаях практически совпали.

**2.3 Сопоставление результатов определения нефтенасыщенности пластов прямым и промыслово-геофизическими методами**

Результаты изучения остаточной водонасыщенности в продуктивных горизонтах Западной Сибири позволили выделить основные факторы, определяющие ее величину: коллекторские свойства; мощность нефтегазонасыщенных пропластков, а также степень их однородности и расчлененности; высота над уровнем ВНК; наличие литологических экранов на уровне или несколько выше линии ВНК.

Выявленные факторы, а также литолого-коллекторские свойства пород в разрезе скважин, пробуренных на РУО, показывают, что результаты изучения водонасыщенности прямым методом не могут быть в целом перенесены на весь горизонт месторождения или даже его значительную часть. Они могут быть использованы для непосредственного определения остаточной нефтенасыщенности (Кнн ) только для характерных по строению и литолого-коллекторским свойствам интервалам, расположенным на том же уровне от ВНК, что и интервал, изученный по керну на РУО. Полученные результаты по прямому методу в основном необходимо использовать не для непосредственного определения нефтенасыщенности пласта, а для проверки и корректировки широко используемых в практике косвенных методов.

В заключении можно сделать следующие выводы: 1. Результаты определения нефтегазонасыщенности продуктивных пластов по ранее применяемым в Главтюменьгеологии и Главтюменнефтегазе геофизическим неоткорректированным по скважинам на РУО методом обычно близки с результатами прямого метода (в среднем завышение относительно ее истинных значений было на 3%), но возможны отклонения по отдельным скважинам до 8-10% и более, особенно в глинистых прослоях с α сп менее 0,8м и толщиной менее 1-2м.

2. В нижней части зон недонасыщения (до 12м, а иногда и до 20м над ВНК) оценку истинной водонасыщенности следует проводить по данным только геофизических исследований с вышеуказанной поправкой на 3%. Результаты по прямому методу, в связи с частичным вытеснением воды в названных интервалах залежей, в большинстве случаев недостоверны. 3. Из-за значительных отклонений от истинных (до 10%) результатов определения нефтенасыщенности геофизическими методами необходимо продолжить бурение скважин на РУО для отдельных зон Самотлорского и других месторождений, обратив особое внимание на улучшение рецептуры этих растворов, повышение выноса кернов и сохранности в них флюидов. Для отбора рекомендуется заменить снаряд “Недра” на “Кембрий”.

По скважинам, пробуренным на ИЭР, из-за изменения минерализации воды в призабойной зоне пластов оценить насыщенность по геофизическому методу не удалось. В связи с этим необходимо отметить, что по керну из скважин на ИЭР действительную насыщенность пластов оценивать можно, вводя в получаемые по керну результаты Квп поправки на частичное проникновение воды в породу. Это подтверждается выявленной близостью результатов по керну из скважин на ИБР и ИЭР по пластам со сходными свойствами и расстоянием от ВНК.

**3. Специальная часть**

3.1 Введение

Гидравлическийразрыв является одним из самых распространенных технологических приемов заканчивания скважин. Хорошее знание применяемых материалов и технологий процесса - ценное достояние каждого работника нефтяной промышленности.

Теория гидроразрыва развивалась на протяжении ряда лет. Совершенствование технологии и оборудования, создание новых химических компонентов, проведенные в период после первого воздействия, выполненного в 1947 году, к настоящему времени превратили гидроразрыв пласта (ГРП) в операцию с надежно предсказуемым результатом. Нет сомнений, что дальнейшее развитие техники и новые исследования приведут к новым достижениям в этой области.

Гидравлический разрыв играет основную роль в увеличении нефтяных запасов и ежедневной добыче. Процесс ГРП был осуществлен в нефтяной промышленности в 1947 году на газовом месторождении “Хуготон” на скважине “Келпер 1” расположенной в графстве “Грант” в Канаде. Скважина имела четыре продуктивных известняковых газовых пласта от 715 до 790м. Забойное давление равнялось примерно 2,9 Мпа.

К 1981 году, было проведено более чем 800,000 обработок. А к 1988 году это число превысило 1 миллион. Около 35-40% всех направленно пробуренных скважин обработанны ГРП (в Северной Америке), и около 25-30% от общего объема запасов США сделали экономически рентабельными с помощью этого процесса. ГРП может увеличить извлекаемые запасы в Северной Америке на 1300 миллионов кубометров нефти.

3.1.1 Сущность метода

*ОПРЕДЕЛЕНИЕ.*

Гидравлическим разрывом называется процесс, при котором давление жидкости воздействует непосредственно на породу пласта вплоть до ее разрушения и возникновения трещины. Продолжающееся воздействие давления жидкости расширяет трещину вглубь от точки разрыва. В закачиваемую жидкость добавляется расклинивающий материал, например, песок, керамические шарики или агломерированный боксит. Назначение этого материала - удержать созданную трещину в раскрытом состоянии после сброса давления жидкости. Так создается новый, более просторный канал притока. Канал объединяет существующие природные трещины и создает дополнительную площадь дренирования скважины. Жидкость, передающая давление на породу пласта, называется жидкостью разрыва.

*Задачи гидравлического разрыва.*

При гидравлическом разрыве должны быть решены следующие задачи:

а) создание трещины

б) удержание трещины в раскрытом состоянии

в) удаление жидкости разрыва

г) повышение продуктивности пласта

* Создание трещины:

Трещина создается путем закачки жидкостей подходящего состава в пласт со скоростью превышающей ее поглощения пластом. Давление жидкости возрастает, пока не будут превзойдены внутренние напряжения в породе. В породе образуется трещина.

* Удержание трещины в раскрытом состоянии:

Как только развитие трещины началось, в жидкость добавляется расклинивающий материал - проппант (обычно песок), переносимый жидкостью в трещину. После завершения процесса гидроразрыва и сброса давления проппант удерживает трещину открытой и, следовательно, проницаемой для пластовых жидкостей.

* Удаление жидкости разрыва:

Прежде чем начать добычу из скважины, следует удалить жидкость разрыва. Степень сложности ее удаления зависит от характера применяемой жидкости, давления в пласте и относительной проницаемости пласта по жидкости разрыва. Удаление жидкости разрыва весьма важно, так как, понижая относительную проницаемость, она может создавать препятствия на пути притока жидкостей.

* Повышение продуктивности пласта:

До начала проектирования процесса следует провести анализ его экономической целесообразности.

***Цель гидравлического разрыва.***

Проведение гидроразрыва преследует две главные цели:

1. Повысить продуктивность пласта путем увеличения эффективного радиуса дренирования скважины. В пластах с относительно низкой проницаемостью гидроразрыв - лучший способ повышения продуктивности.

2) Создать канал притока в приствольной зоне нарушенной проницаемости.

Нарушение проницаемости продуктивного пласта - важное для понимания понятие, поскольку тип и масштаб процесса разрыва проектируетсяименно с целью исправления этого нарушения. Если есть возможность создать проходящую сквозь зону повреждения трещину, заполненную проппантом, и привести падение давления до нормальной величины градиента гидродинамического давления, то продуктивность скважины возрастет.

Нарушение проницаемости продуктивного пласта.

Обычно нарушение проницаемости продуктивного пласта отождествляется со “скиновым повреждением”, то-есть с нарушением проницаемости призабойной зоны. Однако, эту величину не всегда можно определить через измерения или расчет “скина”. Обычно принимают скин-фактор (коэффициент, определяющий степень нарушения коллекторских свойств пласта) равным нулю, чтобы указать, что нарушения проницаемости пласта нет, однако это фактически не означает, что повреждения нет. Например, кислотная обработка может проникнуть достаточно глубоко в пласт на участке в несколько метров в верхней части 20-метрового интервала перфорации, чтобы при исследованиях было обнаружено устранение положительного скина. Однако при этом положительная часть интервала может быть частично забита механическими примесями или буровым раствором. Подлинная потенциальная продуктивность этой скважины может оказаться во много раз больше, чем ее производительность при замеренном нулевом скине.

Проницаемость пласта может быть нарушена в результате воздействия физических или химических факторов или их совместного действия: закупорки пор раствором, изменения смачиваемости пласта из-за вторжения воды из постороннего источника. Обыкновенный водяной барьер, вызванный избыточным поглощением жидкости, является разновидностью нарушения проницаемости. Аналогичный результат вызывает вторжение пластовой воды из другой зоны или из другого участка коллектора.

Вот некоторые формы нарушения проницаемости пласта:

1. Вторжение в пласт частиц бурового раствора.
2. Вторжение в пласт фильтрата бурового раствора.
3. Вторжение в пласт фильтрата цемента.
4. Несоответствие перфорации по размеру, количеству и глубине проникновения отверстий.
5. Разрушение перфорации и уплотнение материнской породы.
6. Мехпримеси в жидкости заканчивания или жидкости глушения, проникающие в пласт или забивающие перфорацию.
7. Вторжение в пласт жидкостей заканчивания или глушения.
8. Закупоривание пласта природными глинами.
9. Отложения асфальтенов или парафинов в пласте или перфорации.
10. Отложения солей в пласте или перфорации.
11. Образование или закачка эмульсии в пласт.
12. Закачка кислот или растворителей с мехпримесями или отложения мехпримесей в пласте.

Все это может привести к снижению продуктивности, а в тяжелых случаях - к полному прекращению добычи из скважины. Помочь могут некоторые виды стимуляционного воздействия.

Влияние нарушенной проницаемости на продуктивность скважин

Большинство видов нарушения проницаемости понижает начальную проницаемость пласта. Влияние этого понижения на продуктивность зависит от глубины повреждения зоны, окружающей ствол.

Если, например, имеет место снижение проницаемости на 50% в слое толщиной 5 см, то это приведет к снижению продуктивности всего на 14%. Если же снижение проницаемости охватило 30-сантиметровый слой, продуктивность понизится на 40%. Снижение на 75% проницаемости в 30-сантиметровой толще приведет к потере продуктивности в 64%. Поэтому скважина, которая должна давать 100 кубометров в сутки, но проницаемость пласта в радиусе 30см от ствола составляет лишь 25% от начальной добычи, нефти составит только 36м3 /сутки.

Для изучения влияния повреждения пласта на продуктивность можно использовать модели пласта (как математические, так и физические лабораторные модели). Важно помнить, что для минимизации глубины и степени тяжести повреждения пласта не нужно жалеть усилий.

Низкая проницаемость

Первоначально гидроразрыв внедрялся как экономическое средство повышения добычи газа из пластов с относительно низким давлением. В низкопроницаемых (до 10мд) пластах создается канал - высоко-проницаемый канал (100-1000дарси) притока. Этим обеспечиваются большие площади дренирования, в которые и осуществляется медленная подпитка углеводородами из пласта с очень низкой проницаемостью. Таким образом, вся энергия пласта используется максимально.

Значительное влияние на ожидаемые результаты гидроразрывов различных типов и размеров оказывает несущая способность пластовой жидкости.

Вертикальный разрыв.

В большинстве скважин происходят вертикальные разрывы. Трещина разрыва образует два крыла, ориентированные под углом 180° друг к другу.

НАПРАВЛЕНИЕ ТРЕЩИНЫ РАЗРЫВА.

Трещина разрыва может быть сориентированна в горизонтальном или вертикальном направлении. Тип разрыва который может произойти в конкретных условиях зависит от напряжения в пласте. Разрыв происходит в направлении, перпендикулярном наименьшему напряжению.

Горизонтальный разрыв

Горизонтальный разрыв происходит в скважине, если горизонтальное напряжение больше, чем вертикальные напряжения.

**Жидкости разрыва.**

Важнейшей частью проектирования гидроразрыва является подбор жидкости разрыва. При этом следует рассмотреть следующие факторы:

3.2 Совместимость с пластом и пластовыми жидкостями

### Нарушение проницаемости пласта.

При проведении гидроразрыва происходит поглощение жидкости в зоне, прилегающей к поверхности трещины. Из-за повышенного насыщения жидкостью зоны вторжения, относительная проницаемость по пластовой жидкости понижается. Если проницаемость по пластовой жидкости низка, а по жидкости разрыва еще ниже, это может привести к полному блокированию притока. Кроме того, в пласте могут быть пучинистые глины, которые набухают при контакте с жидкостью разрыва и понижают проницаемость.

### Нарушение проницаемости песчаной пробки.

Проницаемость песчаной пробки, так же, как и зоны вторжения жидкости, может быть нарушена в результате насыщения жидкостью. Приток по трещине может быть также ограничен наличием в песчаной пробке остаточных после воздействия мехпримесей или полимеров.

### Пластовые жидкости.

Многие жидкости склонны к образованию эмульсий или к осадкообразованию. Во избежание риска при выборе надлежащих химических компонентов следует провести лабораторные испытания.

*Стоимость жидкостей разрыва.*

Разброс по стоимости для различных жидкостей разрыва весьма различен. Наиболее дешева вода, тогда как метанол и кислоты довольно дороги. Следует также учитывать стоимость гелеобразующего компонента. В любом случае надо сопоставлять выгоды обработки пласта соответствующими жидкостями и химикатами с их стоимостью.

### Таблица 3.1

### СРАВНИТЕЛЬНАЯ СТОИМОСТЬ РАЗЛИЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ РАЗРЫВА. (ДОЛЛАРЫ США)

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| НАИМЕНОВАНИЕ ЖИДКОСТИ РАЗРЫВА | ***СТОИМОСТЬ*** ***1 КУБ. М.***  ***ЖИДКОСТИ*** | ***СТОИМОСТЬ***  ***1 КУБ. М.***  ***ГЕЛЕОБРАЗУЮЩЕГО***  ***КОМПОНЕНТА*** | ***СТОИМОСТЬ***  ***В СУММЕ*** |
| ЗАГУЩЕННАЯ ВОДА | - | 66,00 | 66.00 |
| ПОЛИМЕРСШИТНАЯ ВОДА | - | 126,00 | 126,00 |
| ЗАГУЩЕННЫЙ РЕФОРМАТ | 250,00 | 94,00 | 344,00 |
| ДВУХФАЗНАЯ ЖИДКОСТЬ | 50,00 | 66,00 | 116,00 |
| МЕТАНОЛ+СО2 | 350,00 | 150,00 | 500,00 |
| ПОЛИМЕРСШИТЫЙ МЕТАНОЛ | 400,00 | 210,00 | 610,00 |
| ЖИДКИЙ СО2 | 300,00 | - | 300,00 |
| КИСЛОТА 15% | 380,00 | 200,00 | 580,00 |
| КИСЛОТА 28% | 750,00 | 250,00 | 1000,00 |

***Виды жидкостей разрыва.***

### **ЖИДКОСТИ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ**

Жидкости разрыва на водной основе используются сегодня в большинстве обработок. Хотя это было не так в первые годы гидроразрывов когда жидкости на нефтяной основе использовались фактически на всех обработках. Этот вид жидкости имеет ряд приемуществ над жидкостью на нефтяной основе.

1. Жидкости на водной основе экономичнее. Базовый компонент – вода намного дешевле чем нефть, конденсат, метанол и кислота.

2. Жидкости на водной основе дают больший гидростатический эффект чем нефть, газ и метанол.

3. Эти жидкости невоспламеняемы; следовательно они не взрывоопасны.

1. Жидкости на водной основе легко доступны.
2. Этот тип жидкости легче контролируется и загущаются.

*Линейные жидкости разрыва.*Необходимость уплотнения воды чтобы помочь транспортировать расклинивающий материал(проппант), уменьшить потерю жидкости, и увеличить ширину трещины было очевидным для ранних иследователей. Первый загуститель воды был крахмал.В начале 1960-х была найдена замена - гуаровый клей - это полимерный загуститель. Он используется и в наше время. Также используются и другие линейные гели в качестве жидкости разрыва: гидроксипропил, гидроксиэтилцеллюлоза, карбоксиметил, ксантан и в некоторых, редких случаях полиакриламиды.

*Соединяющиеся жидкости разрыва.*Впервые были использованны в конце 1960-х, когда было уделено большое внимание ГРП. Развитие этого типа жидкости решило много проблем которые возникали, когда было необходимо закачивать линейные гели в глубокие скважины с высокой температурой. Соединяющаяся реакция такова, что молекулярный вес базового полимера в значительной степени увеличивается связывая вместе различные молекулы полимера в структуру.

Первой соединяющейся жидкостью был гуаровый клей. Типичный соединяющийся гель в конце 1960-х состоял из 9586г/м3 гуарового соеденителя с боритовой сурьмой. Сурьмовая среда была с относительно низким показателем pH в жидкости разрыва. Боровая среда была с высоким показателем pH. Также было разработанно много других жидкостей этого типа, таких как алюминиевые, на хромной, медной основе, и марганце. Дополнительно в конце 1960-х, начале 1970-х годов стали использовать соеденитель на основе КМЦ (карбоксилметилцеллюлоза) и некоторые типы соеденителя на основе гидрокситилцеллюлозы, хотя последний был дорогостоящим. С разработкой гидроксипропилового гуара и карбоксиметилгидроксиэтилцеллюлозных полимеров, также было разработанно новое поколение соеденителей. Полимерные молекулы соеденителя имеют тенденцию к увеличению термостабильности базового полимера. Это теоретезирует что эта температурная стабильность происходит из снижения термальной нестабильности молекулы в результате ее самой однородной природы и некоторой защищенности от гидролиза, окисления, или других реакций деполимеризации которые могут случиться. Полимеры соединителя, хотя и увеличивают кажущеюся вязкость жидкости на несколько порядков, не обязательно вызывают трение при давление увеличивающееся на некоторую степень при операциях закачки. Эти системы были недавно заменены на замедляющие соединительные системы.

*Замедляющие соединительные системы.* Достойны внимания своего развития в 1980-е годы, когда они использовались как жидкости разрыва с контролируемым временем соединения, или замедленной реакцией соединения. Время соединения определено как время чтобы базовая жидкость имела однородную структуру. Очевидно, что время соединения, это время, необходимое чтобы достичь очень большого увеличения вязкости и становления жидкости однородной. Значительное количество исследований было проведено чтобы понять важность использования соединительных систем жидкости. Эти исследования показали, что замедляющие соеденительные системы показывают лучшую дерсперсность соединителя, дают большую вязкость, и увеличивают в жидкости разрыва термостабильность. Другое преимущество эти систем это пониженное трение при закачке. Как результат этого, замедляющие соединительные системы используются больше чем обычные соеденительные системы. Основное достоинство использования соединительных систем над линейными жидкостями описанны ниже:

1. Они могут достигнуть вязкости намного выше при ГРП по сравнению с нагрузкой геля.

2. Система наиболее эффективна с точки зрения контроля потери жидкости.

1. Соединительные системы имеют лучшею термостабильность.

Соеденительные системы более эффективны в цене за фут полимера.

**ЖИДКОСТИ НА НЕФТЯНОЙ ОСНОВЕ**

Самый простой на нефтяной основе гель разрыва возможен сегодня это продукт реакции фосфата алюминия и базовый, типичный алюминат соды. Эта реакция присоединения, которая преобразует созданную соль что дает вязкость в дизельных топливах или сдерживает до высоко гравитационной сырую систему. Гель фосфата алюминия улучшала в геле более сырые нефти и увеличивала термостабильность. Фосфат алюминия может быть использован, чтобы создать жидкость с повышенной стабильностью к высоким температурам и хорошей емкостью для транспортировки проппанта для использования в скважинах с высокими температурами: более 127°C. Основным недостатком использования жидкостей на нефтяной основе это пожаровзрывоопасность.

Также надо отметить, что приготовление жидкостей на нефтяной основе требует большого технического и качественного контроля. Приготовление же жидкости на водной основе значительно облегчает процесс.

**ЖИДКОСТИ НА СПИРТОВОЙ ОСНОВЕ**

Метанол и изопропанол использовались как компоненты жидкости на водной основе и жидкости на кислотной основе, или, в некоторых случаях как и солевые жидкости разрыва в течении многих лет. Спирт, который уменьшает поверхностное натяжение воды, направленно использовался для удаления водяных препятствий. В жидкостях разрыва спирт нашел широкое применение как температурный стабилизатор, так как он действует как удерживатель кислорода. Полимеры повысили возможность загустить чистый метанол и пропанол. Эти полимеры включая гидроксипропилцеллюлозу и гидроксипропилгуар, заменили.

Гуаровая смола поднимает вязкость на 25% выше, чем метанол и изопропанол, но кроме того дает осадок. В пластах, чувствительных к воде, жидкости на гидрокарбонатной основе более предпочтительны, чем жидкости на спиртовой основе.

**ЭМУЛЬСИОННЫЕ ЖИДКОСТИ РАЗРЫВА**

Этот вид жидкости разрыва использовался на протяжении многих лет. Даже некоторые первые жидкости разрыва на нефтяной основе, были внешне нефтяными эмульсиями. У них много недостатков и они используются в очень узком спектре, потому, что крайне высокое давление трения это результат присущих им вязкости и из-за отсутствия снижения трения. Эти жидкости разрыва были изобретены в середине 1970-х. Стоимостная эффективность нефтяной эмульсии подразумевает, что закаченная нефть может быть добыта назад и проданна. Эти эмульсии были очень популярными, когда сырая нефть и конденсат стоили 19$-31$ за м3. Использование эмульсий типа "нефть в воде" направленно сокращалось с ростом цены на нефть.

Также в мировой практике известны следующие виды жидкостей разрыва: Жидкости на основе пен, Энергетические жидкости разрыва, где используется азот и углекислый газ, растворяемые в воде.

3.3 Реология

Типы жидкостей.

К реологическим свойствам жидкостей относятся свойства, описывающие течение жидкостей, поглощение их, несущую способность и т.д. например вязкость. Вязкость жидкости разрыва в очень большой степени влияет на то, как жидкость поглощается породой пласта: густой жидкости теряется меньше, чем невязкой. Ниже приводится классификация жидкостей разрыва.

1) НЬЮТОНОВСКИЕ ЖИДКОСТИ

У таких жидкостей наблюдается линейная зависимость между напряжением сдвига и скоростью сдвига. Примеры: вода, незагущенная сырая нефть, реформат.

2) НЕНЬЮТОНОВСКИЕ ЖИДКОСТИ

Пластмассы Бингама - простейшая разновидность неньютоновских жидкостей. Как и у ньютоновских жидкостей, здесь проявляется линейная зависимость между напряжением сдвига и скоростью сдвига.

Однако, для возбуждения потока этих жидкостей требуется некоторое, не бесконечно малое напряжение сдвига. Пример: пена.

Расчет вязкости в трещине прямоугольного сечения:

E=P+5,79x10-3 xQ/HW2 (Сантипуаз)

Где P-пластическая вязкость (Сантипуаз)

Q-расход при закачке (м3/мин)

H-высота трещины (м)

W-ширина трещины (мм)

3) ЖИДКОСТИ, ПОДЧИНЯЮЩИЕСЯ СТЕПЕННОМУ ЗАКОНУ

У таких жидкостей проявляется "кажущаяся" вязкость, которая меняется с вместе изменением расхода (скорости сдвига).

"Кажущаяся" вязкость уменьшается при увеличении скорости сдвига.

Примеры: загущенная вода, загущенная нефть, полимерсшитные жидкости.

N=3,32lg(n600/n300)

n600 -показания прибора при 600об/мин

n300 -показания прибора при 300об/мин

k'(фут\*секn' /фут2)=N\*n300 /100x511n'

N-коэффициент упругости вискозиметра Фанна (обычно равен 1,0)

Кажущаяся вязкость:

A=4,788x104 k'/(скорость сдвига)1-n' (Сантипуаз)

Примечание: обычно скорость сдвига = 170 сек-1 (при 100об/мин)

Скорость сдвига для трещины прямоугольной формы:

Скорость сдвига(сек-1)=49859Q/HW2

4) СВЕРХКРИТИЧЕСКИЕ ЖИДКОСТИ

При использовании жидкостей разрыва с высоким содержанием CO2

(ГРП смесью метанола и CO2, ГРП жидким CO2) разрыв происходит при давлении, а зачастую и температуре, которые выше критических параметров для CO2. В этом диапазоне при повышении давления увеличивается плотность и вязкость, реология жидкости становится трудной для описания.

Измерение вязкости.

Обычно измерение вязкости проводится с помощью ротационного вискозиметра Фанна или воронки Марша.

Скорость сдвига при стандартных оборотах вискозиметра

|  |  |
| --- | --- |
| ***Обороты вискозиметра*** | ***Скорость сдвига*** |
| **100** | 170 |
| **200** | 341 |
| **300** | 511 |
| **600** | 1022 |

Скорость сдвига при 100об/мин (170 сек-1) моделирует вязкость жидкости в трещине разрыва. Показания вискозиметра Фанна при 300об/мин соответствует вязкости 511 сек-1.

Воронку Марша применяют для измерения вязкости в полевых условиях. Время истечения из воронки 500 мл жидкости называется показателем воронки Марша.

*Регулирование фильтруемости.*

Величина эффективности жидкости разрыва покаазывает, какой объем жидкости поглащается пластом по отношению к количеству жидкости, создающему трещину. Например, если эффективность жидкости равна 0,65 это означает, что 35% жидкости теряется, и лишь 65% жидкости образуют объем разрыва. Упрощенно можно сказать, что чем ниже потери жидкости, тем выше ее эффективность. Однако, следует помнить, что хотя чрезмерная фильтрация нежелательна, от низкого поглощения не будет пользы, если не добавить в жидкость достаточное количество проппанта для надлежащего расклинивания трещины. Более низкая утечка жидкости также не даст трещине быстро сомкнуться и позволит проппанту выпасть из взвешенного состояния.

Для количественной характеристики потерь жидкости применяется коэффициент фильтруемости, в котором учтены порода пласта, свойства жидкости и параметры жидкости разрыва.

*Несущая способность по проппанту.*

Несущая способность по проппанту является функцией подачи насоса, вязкости, концентрации песка и трения о поверхность трещины разрыва. Во время гидроразрыва на проппант действуют как вертикальная, так и горизонтальная составляющие вектора скорости. Горизонтальная составляющая обычно гораздо больше вертикальной, благодоря чему проппант перемещается вместе с жидкостью. Как только работа насоса прекращается, проппант будет оседать до тех пор, пока трещина не сомкнется.

Полимерсшитые жидкости имеют очень большую вязкость и образуют с проппантом почти идеальную суспензию, что позволяет заполнить проппантом весь объем трещины. В маловязких системах, например, в жидком CO2, для получения взвеси частиц проппанта используется турбулентоность.

*Трение.*

При проведении гидроразрыва до половины мощности механизмов, сосредоточенных на площадке, может затрачиваться на преодоление трения в НКТ. Некоторые жидкости проявляют большую силу трения, чем другие. Кроме того, трение тем выше, чем меньше диаметр труб. Учет трения жидкости и требования по расходу при проектировании гидроразрыва не менее важны, чем ограничение по давлению или совместимость с пластом. На основании информации по большому количеству гидроразрывов были составлены графики давления, которые помогут при проектировании энергетических потребностей процесса.

*Безопасность.*

При выборе жидкости разрыва помимо опасности высокого давления, присутствующего при любом ГРП, следует учитывать также пожароопасность и токсичность жидкости.

*Удаление и определение количества жидкости.*

Возврат скважины на добычу после гидроразрыва требует тщательного планирования. Если давление на забое скважины недостаточно для того, чтобы скважина начала добывать сама, можно газифицировать жидкость, создав этим дополнительную знергию и понизив статическое давление. Некоторые жидкости разрыва, как жидкий CO2 или пены, удаляются очень быстро и с определением их объема.

3.4 Расклинивающие материалы (проппанты)

*Проппанты и расклинивание трещин разрыва.*

Расклинивание выполняется с целью поддержать проницаемость, созданную путем гидроразрыва. Проницаемость трещины зависит от ряда взаимосвязанных факторов:

1) типа, размера и однородности проппанта;

2) степени его разрушения или деформации;

3) количества и способа перемещения проппанта.

Некоторые наиболее употребительные размеры проппантов :

|  |  |
| --- | --- |
| ***Размер сит*** | ***Предельные размеры частиц(мм)*** |
| ***100*** | 0,150 |
| ***40-60*** | 0,419-0,250 |
| ***20-40*** | 0,841-0,419 |
| ***12-20*** | 1,679-0,841 |
| ***8-12*** | 2,380-1,679 |

*Свойства расклинивающих агентов.*

### Размеры и однородность

- с уменьшением предельных размеров частиц материала увеличивается нагрузка, которой он может противостоять, что способствует устойчивости проницаемости заполненной проппантом трещины.

- при нулевом напряжении смыкания проницаемость керамического проппанта 20/40. Одна из причин этого - более однародная, по сравнению с песком, сферичность керамических частиц.

- значительное содержание мелких частиц (пыли) в песке может существенно понизить проницаемость трещины разрыва. Например, если через сито 40 проходит 20% частиц проппанта 20/40, проницаемость снизится в 5 раз.

- проницаемость песка 10/16 примерно на 50% выше проницаемости песка 10-20.

- оценку свойств проппантов рекомендуется проводить по методике Американского Нефтяного Института (API RP 56) .

### Прочность

При увеличении напряжения смыкания трещины или горизонтального напряжения в скелете породы пласта происходит существенное снижение проницаемости проппантов. Как видно из графиков долговременной проницаемости проппантов, при напряжении смыкания 60 Мпа проницаемость проппанта 20/40 "Carbo-Prop" значительно выше, чем у обычного песка. При напряжении смыкания выше, чем у обычного песка. При напряжении смыкания примерно 32 Мпа кривые размеров частиц для всех обычных песков быстро падают.

Прочность песчанных зерен колеблется в зависимости от места происхождения песка и предельных размеров частиц.

### Термохимическая стабильность

Все применяемые проппанты должны быть, по возможности, химически инертны. Они должны противостоять агрессивным жидкостям и высоким температутам.

### Стоимость

Наиболее дешевым проппантом является песок. Высокопрочные проппанты, например, агломерированный боксит или песок со смолистым покрытием, гораздо дороже. Оценку их применимости следует делать на основании индивидуального экономического анализа по данной скважине.

***Испытание на проницаемость.***

При выборе необходимых типов и размеров проппанта весьма важно определить его проницаемость.

Прежде при испытаниях проппантов применялись камеры радиальной фильтрации. Однако некоторые принципиальные сложности-явления, связанные с течениями, не подчиняющимися закону Дарси, и весьма низкие, не поддающиеся измерению, перепады давления не позволяли получать надежные результаты испытаний. Несовершенство радиальных камер привело к разработке линейных фильтрационных камер.

Долговременная проницаемость.

Принципиальным недостатком методики АНИ является то, что она дает результаты только по кратковременной проницаемости. На промыслах было обнаруженно, что прогнозная добыча очень редко соответствовала фактической. Тому есть много причин, но главной причиной являлись чересчур оптимистические данные по кратковременной проницаемости, использованные при прогнозировании.

3.5 Типы проппантов

Первым материалом, который использовался для удержания трещины в раскрытом состоянии, был кремнистый песок. По мере развития технологии становилось ясно, что некоторые типы песка лучше других.

Кроме того, были созданы искусственные проппанты, пригодные для использования там, где естественные пески непригодны.

### Керамические проппанты

Существует два типа керамических проппантов: агломерированный боксит и проппанты промежуточной прочности. Проницаемость последних близка к проницаемости агломерированного боксита, плотность же их ниже, чем у боксита, но чуть выше, чем у песка.

Агломерированный боксит - это высокопрочный проппант, разработанный компанией "Экссон продакшн рисерч". Изготавливают его из высококачественных импортных бокситовых руд. Процесс изготовления включает измельчение руды на очень мелкие частицы, преобразование первичной руды в сферические частицы нужного размера и обжиг их в печи при достаточно высокой температуре, вызывающей процесс агломерации. Конечный продукт обычно содержит 85% Al2O3. Остальные 15% составляют оксиды железа, титана и кремния. Удельная плотность его 3,65 по сравнению с плотностью песка 2,65. Применяются агломерированные бокситы в основном в глубоких (глубже 3500 м) скважинах.

### Керамики промежуточной плотности

Эти проппанты отличаются от агломерированных бокситов, прежде всего, своим составом. Содержание оксида алюминия в них ниже, содержание кремния - выше, а удельная плотность составляет 3,15.

При давлениях до 80 Мпа по проницаемости они близки к агломерированным бокситам. Поэтому в большинстве случаев, благодаря более низкой стоимости, ими заменяют бокситы.

### Керамики низкой плотности

Эти проппанты изготавливаются так же, как и другие керамики. Главное их отличие - состав. Они содержат 49% Al2O3 , 45% SiO2 , 2% TiO2 и следы других оксидов. Плотность этих проппантов равна 2,72 , то-есть они наиболее распространенные проппанты благодоря их цене, прочности плотности, близкой к плотности песка.

3.6 Техника и технология ГРП

*Техника ГРП.*

При проведении операции по обработке скважины гидравлическим разрывом пласта участвует большое количество различной техники. Ниже приводится ее описание.

*Оборудование капитального ремонта скважин.* Прежде, чем провести процесс гидроразрыва, необходимо подготовить скважину. Для этих целей существуют несколько бригад КРС. В их задачи входят спуско-подъемные операции, изоляция обводнившихся пропластков (если таковые есть), если необходимо, изоляция отдельных пластов, установка пакера для изоляции затрубного пространства.

При всех этих операциях используется оборудование, применяемое любой бригадой по капитальному ремонту скважин, как например: агрегат А-50, и т.д.

*Насосный агрегат -* служит для транспорта проппанта, жидкости разрыва, создания давления в нагнетательной линии, а также на преодаление сил трения при транспортировке в скважину жидкости разрыва и проппанта.

*Смеситель(блендер)-*предназначен для перекачки различных жидкостей при высоких подачах (8->10 м3/мин) и постоянном давлении. Эти характеристики весьма важны для работ по гидроразрыву, для которых и была разработана конструкция смесителя. Смеситель подает жидкость под сравнительно низким давлением, приблизительно 700 кПа, к насосным агрегатам, которые закачивают жидкость под значительно более высоким давлением до 70 Мпа. Смеситель обеспечивает дополнительно возможность добавлять химреагенты и проппанты в процессе работы при концентрации песчанно-жидкостной пульпы до 2400 кг/м3. Без смесителя было бы очень сложно, даже невозможно, достижение такой комбинации скорости подачи и концентрации проппанта. Кроме того, смеситель может производить откачку обратно в емкость, откуда поступает жидкость, что позволяет готовить жидкости до их подачи на насосы высокого давления.

*Песковоз-*предназначен для погрузки проппанта, доставки проппанта к месту проведения ГРП, дозирования песка в растворе ГРП посредством ленты конвейера для подачи песка. Устройство установлено на шасси грузового автомобиля и оборудовано емкостью для песка и системой подачи песка для его разгрузки из емкости для песка в емкость смесителя. Конвейер приводится в действие гидравлическим способом и контролируется электроникой.

*Автомобиль для перевозки химических реагентов.* Служит для доставки, закачки хим.реагентов к скважине, а также дизельного топлива для заправки техники. Он также служит инструменталкой для небольших, особо важных на месторождении запчастей.

*Передвижная станция "Йокогава"-*предназначена для регистрации всех параметров ГРП, когда происходит этот процесс. Таковыми параметрами служат: давление в нагнетательной линии, давление в затрубном пространстве, подача проппанта, суммарное количество закаченного проппанта, подачи жидкости.

*Трубовоз ГРП.* Назначение трубовоза ГРП - перевозка труб, молотков инструмента и приспособлений, а также частей насоса. В дополнении к специальному устройству платформы для перевозки металлических изделий, на трубовозе находится кран. Этот кран используется для погрузки песка и установки манифольда и др.

*Система регулирования подачи песка.* Эта система разработана для регулирования скорости подачи песка в ленточных конвейерных системах путем автоматического изменения выходного сигнала, выдаваемого на гидравлическое управляющее устройство конвейера. Данная система предоставит оператору следующие возможности: ручное регулирование скорости подачи песка (кг/мин); автоматическая установка концентрации песка (кг/м3); или программирование и выполнение серий стадий, включая наклонную стадию. Для дальнейшего управления предусмотрен аварийный режим регулирования, который непосредственно управляет контроллером гидравлического конвейера, не требуя никакого сигнала обратной связи от скорости. Программное обеспечение этой системы является частью серии микроконтроллеров. Они включают в себя следующие системы: регулирование подачи песка, управление уровнем, управление жидкими добавками, управление сухими добавками и перемешивание с постоянной плотностью. Все программное обеспечение, разработанное для контроллеров, представляет собой систему сбора данных и управления в реальном режиме времени. Главный управляющий алгоритм для системы регулирования подачи песка - это прямое пропорциональное регулирование. Алгоритм использует величину погрешности между текущей скоростью подачи песка и требуемой скоростью для определения поправки на выходе для гидравлического контроллера конвейера.

Также для проведения ГРП используется различное оборудование, такое как, линия высокого давления для связи смесителя, насосных агрегатов со скважиной, специальное НКТ, пакер, буллиты для хранения воды, и т.д.

*Технология ГРП.*

По прибытию на скважину все необходимое оборудование устанавливается по схеме, показанной в приложении данного раздела. После установки оборудования, сборки нагнетательной линии, происходит опрессовка скважины. Опрессовка служит проверкой для собранной линии высокого давления. После опрессовки, если все в порядке с линией нагнетания, происходит процесс ГРП.

Сам процесс ГРП можно разделить на три стадии:

* Создание трещины. Чтобы создать трещину в пласте, необходимо увеличить фактор разрыва пород. Это достигается закачиванием в пласт определенного раствора в темпе, более быстром, чем тот при котором пласт мог бы принять. Давление закачиваемой жидкости увеличивают до тех пор, пока не возрастают силы сжатия в пласте, и порода не разрывается.
* Поддержание ее в открытом состоянии. Когда появляется трещина, в раствор добавляют проппант, который потоком жидкости уносится в нее. Концентрация проппанта будет возрастать пока не обеспечит хорошую герметичность трещины. Когда процесс закончен, давление снижается, проппант удерживает трещину в открытом положении и проводит пластовые жидкости.
* Откачка из скважины раствора ГРП. Прежде, чем начать добычу нефти из скважины после ГРП, следует откачать раствор, применявшийся для ГРП. Из раствора ГРП необходимо извлечь загущающиеся добавки. Глубинные температуры могут превратить этот раствор в пар, тем самым облегчая его извлечение. Все загущенные растворы, закачиваемые в скважину, имеют точку разрыва, поэтому важно следовать схеме.

**3.7 Методика оценки эффективности**

***Общие положения.***

Как и большинство известных методик, используемая методика основана на определении характеристик вытеснения по известным фактическим данным о добыче нефти и жидкости, используемых затем при построении базового варианта (без ГТМ), для последующего сравнения его показателей с фактическими данными (после ГТМ). Отличием данной методики от известных является то, что благодаря использованию при аппроксимации фактических показателей функциональных зависимостей весьма общего вида удалось снизить число рассматриваемых зависимостей до двух. При этом в основе своей, обычно используемые зависимости различных авторов являются частными случаями двух данных и поэтому обладают, как правило, более низкими аппроксимирующими свойствами. Дополнительно используемая процедура уточнения результатов позволяет более точно подобрать фильтрационные и емкостные параметры настраиваемых зависимостей. Автоматический режим выбора определяемых параметров не исключает возможности для пользователя выбирать ручной режим настройки по конкретной зависимости и (или) по заданному числу последних точек истории.

***Модельное обоснование.***

Обычно для выбора базового варианта используются методики, сводящиеся к аппроксимации фактических показателей функциональными зависимостями в таких переменных, как текущая или накопленная добыча нефти и жидкости, обводненность продукции и т.п. Как правило, эти зависимости представляют собой уравнения линейной регрессии в той или иной специально выбранной системе координат, а коэффициенты этих уравнений являются определяемыми параметрами. Применяются, впрочем, и зависимости с нелинейно присутсвующими неизвестными параметрами. Многие методики оценки эффективности, основанные на аппроксимации текущих величин добычи нефти, воды, обводненности и т.п от времени описываются зависимостями специального вида (например, стандартное описание текущей добычи нефти кривыми падения добычи - "decline analysys"), которые очень чувствительны к влиянию технологических причин : запланированные или случайные остановки скважин, изменение режимов работы скважин. По этой причине следует отдавать предпочтение методикам, в которых такое влияние малосущественно. Одной из основных причин в данном контексте является зависимость Qн(Q) - накопленной добычи нефти Qн от накопленной добычи жидкости Q, для которой влияние многих технологических причин проявляется во времени, как правило, лишь в изменении скорости пробегания точкой (Q(t), Qн(t)) кривой Qн(Q) при неизменном виде последней. Тем самым можно говорить, что в терминах данной зависимости, в основном, учитываются фильтрационные свойства дренируемой части пласта. Более того, почти все существующие "именные" зависимости могут быть переформулированны в терминах функции Qн(Q), и коэффициенты соответствующих уравнений линейной регрессии будут входить в нее уже нелинейно. По этой причине соответствующие методики должны считаться методикой одного типа, сводящейся к нахождению зависимости Qн(Q), и различаться при этом лишь конкретным видом этой функции и упрощенным (сведение к линейной регрессии) способом определения ее параметров. Некоторые считающиеся различными методики - например, методики Ревенко и Казакова - можно привести при этом к одной и той же зависимости Qн(Q), и тем самым они являются совпадающими в указанном смысле. Именно нахождение зависимости Qн(Q) и лежит в основе используемой в данной программе методики выбора варианта при оценке эффективности ГТМ. Особенно важен тот факт, что в данной методике отсутствует излишняя двойная процедура перехода сначала от поверхностных к пластовым, а затем от пластовых к поверхностным условиям. Несложно показывается эквивалентность рассматриваемых задач определения параметров эмпирических зависимостей Qн(Q) или Qн(t) в пластовых и поверхностных условиях, что и дает основание для использования в программе только поверхностных величин, измеряемых в соответствующих массовых или объемных единицах.

*Аналитические зависимости:*

Приведем список используемых обозначений. Физические размерности соответствующих величин предполагаются согласованными.

qн, q=qж - добыча нефти и жидкости;

qв=q-qн - добыча воды;

dв=q-qн - дебиты нефти и жидкости;

dв=d-dн - дебит воды;

Qн, Q=Qж - накопленная добыча нефти и жидкости;

Qв=Q-Qн - накопленная добыча воды;

Qо - подвижные запасы;

f=qв/q - (средняя) обводненность;

"n" - индекс значения соответствующей величины в последней точке истории;

М - число точек истории, по которым определяются параметры зависимостей.

Вариант Qн(Q)

1.Используемые в методике для аппроксимации Qн(Q) две аналитические зависимости являются весьма общими в том смысле, что содержат в себе как частные случаи почти все известные зависимости.

Первая из них, LR - зависимость

Qн=Qо-(Qо-QHn)\*exp{-I\*(Q/Qн-I)-r\*ln(Q/Qn)}

дает при r = 0 формулу Лысенко, а при I = 0 зависимость Ревенко. Анологично частными случаями данной зависимости являются зависимости Камбарова, Борисова-Пирвердяна, Казакова.

Вторая зависимость, названная АВ для простоты, записывается в виде:

(Qо-QHn)\*(QH-QHn)/(Qо-QH) = A\*(Q-Qn) + B\*(QH-QHn),

обобщает ряд известных зависимостей (например, зависимость Назарова - Сипачева). В зависимостях LR и AB определяемыми величинами являются, соответственно, параметры:

Qо, I, r и Qо, A, B.

2. После настройки параметров зависимостей LR и AB в данной методике осуществляется дополнительная корректировка настройки в рамках следующей идеологии:

*дренируемые запасы скважины считаются состоящими из 2-х частей, в которых вытеснение описывается зависимостями LR и AB, соответственно определяют доли m и l-m этих частей запасов с одновременным уточнением величины самих подвижных запасов. Такой автоматический "анализ-уточнение" используемых зависимостей в терминах статистических критериев, содержащих среднеквадратичные отклонения, не позволяет однако (как и во всех прочих методиках) осуществлять оптимальный выбор числа точек истории, по которым велась бы настройка параметров зависимостей. Вместе с тем может оказаться, что при настройке по всем точкам истории одна из рассматриваемых зависимостей лучше будет описывать начальный этап вытеснения, а вторая - конечный, и тогда автоматическое уточнение приведет к зависимости, хорошо описывающий весь этап истории. Именно это рассуждение может служить достаточным обоснованием выбора всех точек истории в качестве точек настройки.*

Данный пример приводит в итоге к единой зависимости *Авто,* для которой пользователю остается выбрать оптимальное число точек настройки, используя для этого либо статистические критерии, либо средства визуализации.

К числу статистических критериев по степени значимости относятся:

*а) выбор интервала настройки из условий минимальной среднеквадратичной ошибки в интервале стабилизации прогнозной величины подвижных запасов нефти;*

*б) выполнения условия стабилизации величины подвижных запасов в интервале прогноза;*

*в)* *выполнения условия минимальной величины среднеквадратичного отклонения в интервалах прогноза.*

Варианты Qн(t) и dн(t)

Основной вариант, описанный выше, может давать надежные прогнозные данные при значительной (более 45%) обводненности продукции. При малых значениях обводненности для получения базовых уровней добычи в качестве основной выбирается зависимость Qн(t) - накопленной добычи нефти от времени и dн(t) - дебита нефти от времени, определение параметров которых можно проводить как в обычном, так и в "накопленном" времени, учитывающем только реальное время работы скважины. Эти два варианта эквивалентны нахождению кривых падения текущей добычи нефти и текущего дебита нефти, соответственно. Использование в расчетном блоке зависимостей LR и AB и Авто существенно расширяет класс кривых, обычно используемых в стандартном анализе падения добычи нефти. Из указанных выше двух вариантов предпочтительней для прогноза пользоваться характеристикой dн(t), потому что используемая при анализе кривых падения величина добычи нефти Qн(t) очень чувствительна к изменению времени работы скважины.

***Расчет дополнительной добычи нефти и программная реализация.***

*Определение дополнительной добычи нефти за счет внедрения мероприятия по увеличению нефтеотдачи пластов.*

Дополнительная добыча нефти за счет подключения ранее недренируемых запасов (за счет увеличения нефтеотдачи) определяется путем вычитания количества нефти, которое могло бы быть добыто на объекте (из скважины) при базовом режиме разработки (прогнозируемом по характеристикам вытеснениям с учетом фактического темпа отбора жидкости), из объема фактически добытой нефти за отчетный период.

*Определение дополнительной добычи нефти за счет интенсификации отбора жидкости из пласта.*

Дополнительная добыча нефти за отчетный период за счет внедрения новых технологий, обеспечивающих увеличение темпов отбора жидкости (интенсификация разработки), определяется путем вычитания количества нефти, которое могло бы быть добыто на объекте (из скважины) при базовом режиме разработки (прогнозируемом по характеристикам вытеснениям с учетом темпа отбора жидкости, существовавшего до внедрения мероприятия), из объема добытой нефти, вычисленной по прогнозной характеристике вытеснения при фактическом темпе отбора жидкости.

*Дополнения и частные определения.*

Расчет эффективности работ по внедрению новой техники с расщеплением объема дополнительной добычи нефти на составляющие (интенсификация - нефтеотдача), включая определение сокращения объемов попутно добываемой воды, возможен лишь при настройке модели по варианту Qн(Q). В случае невозможности такового расчет базового варианта осуществляется по дебитному варианту. При этом считается возможным расчет только суммарного прироста дополнительно добытой нефти.

При производстве работ на скважинах, ранее не находившихся в фонде освоения, возвратные скважины), при расчете базовой добычи нефти необходимо придерживаться следующей последовательности:

Ю *выбираются скважины аналоги.(как правило, это ближайшие скважины, характеризующиеся сходными геолого-геофизическими характеристиками, идентичными условиями вторичного вскрытия);*

Ю *эффективность ГТМ на искомой скважине определяется по соотношению:* DQн=Qжфакт. \* (fнфакт. - fна) ,где

DQн-прирост добычи нефти за отчетный период;

Qжфакт.-фактический дебит жидкости скважины, в которой проведены работы, за отчетный период;

fнфакт.-фактическая доля нефти в продукции скважины за отчетный период;

fна-доля нефти в скважине, выступающей в качестве аналога;

В случае отсутствия представительных данных об истории разработки за период, предшествующий производству работ, и невозможности определения базовой добычи эффект от производства работ по интенсификации притока определяется по формуле:

DQн=Qжфакт. - Qжбаз. \* fнфакт. ,где

Qжбаз. (базовая добыча жидкости) - может быть принята по скважинам аналогам.

3.8 Анализ эффективности проведенных работ по ГРП

Работы по гидроразрыву пласта проводились на трех основных объектах. В целом успешность работ составила 93.7% (из 253 скважин зафиксированно увеличение добычи нефти по 237). По объекту АВ13 количество успешных скважин 94 из 100, что соответственно равно 94% (78 успешных скважин из 86), по объекту БВ10 достигнута самая высокая успешность 96.9% (из 65 скважин только в 2 произошло снижение добычи нефти).

Для дальнейшего анализа продуктивные отложения объектов, стимулированных ГРП, поделим на два типа: 1-наличие в разрезе ГСК; 2-представлен коллекторами классов ПК, СПК.

По объектам группы АВ гидроразрыв пласта проводился приемущественно в коллекторах классов ПК, СПК. По объекту АВ13 доля таких скважин от общего числа составляет 65%, по объекту АВ2-3 - 75%. По объекту БВ10 наибольшее число проведенных операций приходится на коллектора классов ПК и СПК - 85%. Таким образом, скважины подбирались приемущественно в зонах трудноизвлекаемых запасов, где сконцентрирован основной объем остаточных запасов нефти.

Успешность производства работ по скважинам с разделением продуктивных отложений по типам пород приведена на рисунке 3.1.



Рисунок 3.1 (а)



Рисунок 3.1 (б)

По всем объектам отмечается высокая успешность ГРП в разрезе 2 типа (ПК,СПК): АВ13 - 98.5%, АВ2-3 - 92.2%, БВ10 - 98.2%. В скважинах, вскрывших разрез с присутствием ГСК, успешность оказалась несколько ниже: АВ13 - 85.7%, АВ2-3 - 86.3%, БВ10 - 90%.



Рисунок 3.1 (с)

В рамках данной работы был проведен расчет дополнительной добычи нефти по скважинам от проведения ГРП. Распределение объемов дополнительной добычи и фонда стимулированных скважин по годам и по объектам приведено в таблице 3.2 (в расчет взяты скважины, ГРП по которым выполнен на 1.01.1995 г.). Очевидно, что производство работ способствовало увеличению добычи нефти из скважин. По объектам АВ13 и АВ2-3 наблюдается рост дополнительной добычи в течении всего рассматриваемого периода. По объекту БВ10 пик добычи приходится на 1993 г.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Таблица 3.2 | | | | | | | | | | | | |
| **Объемы дополнительной добычи нефти по скважинам, стимулированным ГРП(т).** | | | | | | | | | | | | |
| Годы | Объект АВ1(3) | | Объект АВ2-3 | | Объект АВ4-5 | | Объект БВ8 | | Объект БВ10 | | Итого | |
| Добыча  нефти,т | Фонд  скважин  ГРП | Добыча  нефти,т | Фонд  Скважин  ГРП | Добыча  нефти,т | Фонд  скважин  ГРП | Добыча  нефти,т | Фонд  скважин  ГРП | Добыча  нефти,т | Фонд  скважин  ГРП | Добыча  нефти,т | Фонд  скважин  ГРП |
| 1992 | 67897 | 45 | - | - | - | - | - | - | 149499 | 46 | 217396 | 91 |
| 1993 | 345011 | 89 | 85245 | 52 | 17 | 1 | - | - | 371936 | 62 | 802209 | 204 |
| 1994 | 380709 | 100 | 214787 | 86 | 2014 | 1 | 504 | 1 | 323735 | 65 | 921749 | 253 |
| 1995 | 305244 | 100 | 232624 | 86 | 514 | 1 | 6323 | 1 | 293789 | 65 | 838494 | 253 |

Рисунок 3.2 иллюстрирует применительно к основным продуктивных объектам приведенную к единой дате динамику приростов дебитов нефти по скважинам, стимулированных ГРП.

По объекту **АВ13** в первые месяцы после ГРП прирост дебита нефти составляет около 20 т/сут, через год его величина снижается на 30% (14-15 т/сут), а к концу анализируемого периода (3 года) уменьшается в 2 раза (до 10 т/сут).

По объекту **АВ2-3** разброс значений прироста дебита во времени относительно высок и, практически на протяжении всего периода колеблется на уровне 12 т/сут, снижаясь на последнем отрезке анализируемого периода (через 2.5 года) до 9-10 т/сут.

По объекту **БВ10** в первый год после ГРП прирост дебита нефти находится в диапазоне 20-25 т/сут, через 2 года его величина снижается примерно на 20% (17-18 т/сут), а к концу анализируемого периода (3 года) уменьшается до 15-16 т/сут.

Таким образом, проведенный анализ показал, что эффект от ГРП, проводимого СП "Самотлор Сервисиз" в условиях Самотлорского месторождения, достаточно стабилен, прирост дебита нефти составляет в среднем порядка 15-20 т/сут, и продолжительность его не ограничивается анализируемым периодом (3-3.5 года).

Оценивая эффективность гидроразрыва, следует иметь в виду две его составляющие - эффект от интенсификации добычи (который проявляется увеличением дебита скважин по жидкости) и эффект от увеличения нефтеотдачи (иллюстрацией которого является замедление темпов обводнения продукции скважин, стимулированных ГРП).

Рисунок 3.2 (а)



Рисунок 3.2 (б)

Рисунок 3.2 (с)



Ниже рассмотрена динамика дебитов жидкости скважин, стимулированных ГРП и динамика их обводненности.

**Динамика дебитов скважин по жидкости.** Рисунок 3.3 иллюстрирует динамику прироста дебитов жидкости скважин, стимулированных ГРП по основным объектам производства работ. Дебиты скважин приведены к одной дате.

По объекту АВ13 в первые месяцы после ГРП прирост дебитов жидкости составляет около 30 т/сут на скважину. Темп падения прироста изменяется от 28% в первом году после производства работ до 25% к концу анализируемого периода. Таким образом, за 3 года наблюдается снижение прироста дебита жидкости примерно вполовину. По объекту АВ2-3 отмечается стабилизация прироста дебита жидкости на протяжении всего рассматриваемого периода, величина его составляет примерно 17т/сут. По объекту БВ10 после производства работ в течении первого года величина прироста дебита жидкости равна 35-40 т/сут на скважину, к концу анализируемого периода (3 года) еговеличина снижается примерно вдвое (до 20 т/сут).



Рисунок 3.3 (а)

Рисунок 3.3 (б)



Рисунок 3.3 (с)

Определяющее влияние на динамику дебитов жидкости при проведении ГРП оказывает энергетическое состояние залежи. Рассмотрим динамику дебитов жидкости и пластовых давлений на нескольких конкретных примерах.

В зоне скважины 1286 (пласт АВ13) до производства ГРП пластовое давление было на уровне первоначального (180-200 атм.). После производства работ (01.93) было отмечено резкое падение пластового давления (до 140 атм.), что повлекло за собой снижение дебита. Скважина находится в зоне стягивания вдали от линии нагнетания. При переводе под закачку в июле 1995 года близлежащей скважины 16850 пластовое давление выросло до 180 атм., что близко к значению пластового давления в скважине до производства ГРП. В результате наблюдается рост дебита жидкости. Обратные примеры отмечены в скважинах 1453, 27307 того же объекта. Здесь производство ГРП повлекло за собой снижение пластового давления не компенсированное мероприятиями по интенсификации системы заводнения. В результате достигнутое в первые месяцы после ГРП значительное увеличение дебитов жидкости через 1.5-2 года было сведено к минимуму.

Анологичная картина наблюдается и по объекту БВ10. Здесь в зонах скважин 12284, 12898 удовлетворительное энергетическое состояние залежи (обеспеченное запуском под закачку скважин 30254, 60428, 12034, 12032) обусловило стабильно высокие приросты дебитов жидкости. В то время как по скважине 12239 в результате ГРП дебит скважины по жидкости увеличился в два раза, затем, из-за падения давления, через 1.5 года дебит снизился на уровень значения до производства стимуляции.

Таким образом, проведенный анализ показал, что в первые месяцы после производства ГРП прирост дебита скважин по жидкости составляет в среднем 25-30т/сут. Дальнейшая его динамика определяется энергетическим состоянием залежи в районе производства работ. В силу чего, величина этой составляющей эффекта во многом зависит от степени реализации проектных решений в области ППД. Очевидно, что производству ГРП должен сопутствовать комплекс мероприятий по интенсификации системы заводнения в районах массового производства работ.

**Динамика оббводненности продукции скважин.** Проведенный анализ свидетельствует о том, что влияние ГРП на динамику обводненности продукции скважин в целом положительно на всех продуктивных пластах (рис. 3.4-3.6) - кривая фактической обводненности проходит гораздо ниже базовой.

Рассмотрим динамику обводненности применительно к различным типам разреза, вскрытого скважинами, стимулированными ГРП.

Зависимости, приведенными на рисунках 3.4-3.6 иллюстрируют, что положительное влияние ГРП на динамику обводнения происходит, главным образом во 2 типе разреза (ПК и СПК), где обводненность скважин вследствии ГРП снижается в среднем на 20-30%. Тогда как в разрезе 1 типа (присутствие ГСК) изменения обводненности практически не происходит.

Рисунок 3.4



# Рисунок 3.5



Рисунок 3.6



*Стоит оговориться, что ввиду малого количества скважин с ГСК по пласту БВ10 и разницей во времени проведения в них работ характер кривой имеет скачкообразный характер. Поэтому в данном случае объективно можно судить об изменении динамики обводненности в течение двух лет после производства работ, когда в расчет принято наибольшее количество скважин.*

Таким образом, положительное влияние гидроразрыва сказалось на позитивном изменении основных технологических показателей работы скважин. В результате проведения работ отмечается существенное увеличение дебитов скважин по жидкости а также снижение обводненности продукции скважин, вскрывших разрез представленный прерывистыми (с позиции гидродинамики) коллектором.

Из изложенного можно сделать вывод, что в ГСК эффективность работ по ГРП связана целиком с увеличением дебита скважин по жидкости, в то время в ПК, СПК гидроразрыв не только интенсифицирует приток из пласта жидкости, но и положительно влияет на характеристику вытеснения, что позволяет говорить о вовлечении в разработку недренируемых ранее продуктивных пропластков.

Поскольку эффективность процесса ГРП связана как с интенсификацией добычи, так и с увеличением нефтеотдачи, при расчетах использовался алгоритм, позволяющий выделить в суммарном объеме дополнительно добытой нефти отдельные составляющие, включающие объем прироста нефти, добытой за счет увеличения нефтеотдачи, обусловленной снижением обводненности, и за счет интенсификации притока, обусловленной ростом дебитов скважин. Из 253 рассматриваемых скважин расщепление эффекта было получено по 148, из них 58 скважин объекта АВ13, 59 скважин объекта АВ2-3 и 31 скважина объекта БВ10.

В таблице 3.3 приведены результаты расчетов по всем скважинам, где был проведен ГРП по состоянию на 1.01.1995г. Проведем анализ по рассматриваемым 253 скважинам.

По объекту АВ13 эффект от нефтеотдачи положителен в 36 скважинах (62%), из них в 28 случаях (78%) разрез представлен коллекторами классов ПК иСПК и в 8 (22%) - ГСК. Отрицательный эффект получен в 22 скважинах, из них в 14 (64%) вскрыты интервалы разреза, представленные ГСК, и в 8 (36%) - ПК.

По объекту АВ2-3 эффект от прироста нефтеотдачи положителен в 49 скважинах (83%), включая 41 скважину (84%), разрез которых представлен ПК и СПК, и 8 скважин (16%) с присутствием в разрезе ГСК. Отрицательный эффект получен в 10 скважинах (17%), из них в 5 скважинах (50%) вскрыты интервалы разреза, представленные ПК, и в остальных 5 (50%) - ГСК.

По объекту БВ10 прирост в нефтеотдаче получен в 22 скважинах (71%), вскрывавших разрез класса ПК. Отрицательный эффект от нефтеотдачи получен в 9 скважинах (29%): 6 скважин (67%) находятся в зоне развития прерывистого коллектора, в них перфорацией вскрыты интервалы пониженной нефтенасыщенности; 3 скважины (33%) содержат ГСК в кровле. Рассмотрим несколько характерных скважин.

В целом по всем объектам положительный эффект от нефтеотдачи получен в 107 скважинах (72.3% случаев), из них в прерывистых коллекторах - по 91 скважине (85%) и в ГСК по 16 скважинам (15%). Отрицательный эффект получен в 41 скважине (27.7% случаев), из них в ПК, СПК - по 25 скважинам (61%) и в ГСК по 16 скважинам (39%).

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Таблица 3.3 | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Количественная оценка эффекта от ГРП по объектам БВ10, АВ1(3), АВ2-3.** | | | | | | | | | | | | | | | |
| **№ п/п** | **СКВ.** | **КУСТ** | **ДАТА**  **ГРП** | **РЕЖИМ**  **ДО ГРП** | **РЕЖИМ**  **ПОСЛЕ ГРП** | | | **ВРЕМЯ**  **РАБОТЫ** | **РЕЖИМ**  **БАЗОВ.**  **ДОБЫЧИ** | | **РЕЖИМ**  **НА 01.11.96** | | | **НАКОПЛ.**  **ДОБЫЧА**  **НЕФТИ**  **НА 01.11.96** | **ДОПОЛН.**  **ДОБЫЧА**  **НЕФТИ**  **(тонн)** |
|
| **Q**Н  **т/сут** | **Q**Ж  **м3/сут** | **Q**Н  **т/сут** | **W**  **%** | **Q**Ж  **м3/сут** | **Q**Н  **т/сут** | **W**  **%** |
| **сут.** | **суммарн.** | **т/сут** |
| **ОДАО "САМОТЛОРНЕФТЬ"**  **САМОТЛОРСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ ПЛАСТ БВ10** | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 12221 | 1181 | 24.мар.92 | 4,1 | 26 | 13,5 | 39 | 1568,5 | 3376,0 | 1,5 | 33,0 | 22,3 | 20,0 | 76187,0 | 65120,8 |
| 2 | 12226 | 1182 | 27.мар.92 | 9,8 | 19 | 12,7 | 21 | 1545,0 | 9478,8 | 3,1 | 53,0 | 14,6 | 67,0 | 61096,0 | 41138,5 |
| 3 | 37130 | 1206 | 06.апр.92 | 4,6 | 58 | 42,9 | 11 | 1416,0 | 4102,2 | 1,5 | 5,0 | 4,1 | 3,0 | 20874,0 | 10648,3 |
| 4 | 6165 | 53 | 08.апр.92 | 4,4 | 82 | 66,3 | 4 | 299,0 | 1024,1 | 1,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 52334,0 | 10531,3 |
| 5 | 40016 | 1376 | 15.апр.92 | 9,7 | 53 | 42,6 | 4 | 1396,0 | 9312,6 | 3,3 | 3,3 | 6,9 | 70,0 | 58073,0 | 32980,9 |
| 6 | 12895 | 1189 | 17.апр.92 | 4,4 | 14 | 8,3 | 14 | 925,9 | 2761,3 | 1,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 17023,0 | 10207,0 |
| 7 | 37495 | 1363 | 19.апр.92 | 7,4 | 25 | 18,1 | 14 | 1475,3 | 6257,8 | 2,2 | 19,0 | 13,3 | 15,0 | 43348,0 | 27767,1 |
| 8 | 12666 | 1376 | 23.апр.92 | 9,9 | 58 | 47,1 | 4 | 1489,0 | 11222,8 | 4,0 | 30,0 | 14,7 | 42,0 | 62691,0 | 40539,7 |
| 9 | 12667 | 1378 | 30.апр.92 | 2,9 | 31 | 2,6 | 90 | 1485,0 | 10485,4 | 3,8 | 28,0 | 5,7 | 75,0 | 44758,0 | 22785,0 |
| 10 | 6051 | 97 | 10.май.92 | 7,4 | 147 | 98,8 | 20 | 1528,0 | 6413,5 | 2,1 | 24,0 | 12,0 | 40,0 | 59308,0 | 10319,5 |
| 11 | 12151 | 1081 | 18.май.92 | 8 | 71 | 56,7 | 5 | 1057,0 | 13414,2 | 5,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 172026,0 | 41758,3 |
| 12 | 12422 | 640 | 24.май.92 | 9,3 | 40 | 31,5 | 5 | 1513,5 | 20131,9 | 8,9 | 40,0 | 10,0 | 70,0 | 126454,0 | 28476,3 |
| 13 | 12150 | 1206 | 09.июн.92 | 8,7 | 56 | 44 | 6 | 892,0 | 4386,4 | 2,4 | 21,0 | 17,5 | 2,0 | 33916,0 | 23027,4 |
| 14 | 13465 | 1373 | 18.июн.92 | 9,9 | 34 | 20,5 | 29 | 1419,0 | 7493,7 | 2,3 | 12,0 | 5,0 | 50,0 | 16959,0 | 5973,9 |
| 15 | 40038 | 1374 | 22.июн.92 | 9,8 | 66 | 48,4 | 13 | 1394,0 | 9077,6 | 3,7 | 33,0 | 25,1 | 10,0 | 39109,0 | 29551,0 |
| 16 | 40036 | 1372 | 30.июн.92 | 9,2 | 29 | 16 | 34 | 1311,0 | 7293,2 | 2,4 | 13,0 | 8,1 | 25,0 | 61657,0 | 33090,1 |
| 17 | 12777 | 1374 | 07.июл.92 | 9 | 26 | 20,9 | 4 | 1267,0 | 7295,6 | 3,0 | 29,0 | 12,3 | 49,0 | 37176,0 | 28643,0 |
| 18 | 40030 | 1372 | 11.июл.92 | 6,8 | 41 | 28 | 20 | 1381,0 | 5773,6 | 2,3 | 11,0 | 7,0 | 26,0 | 34529,0 | 17002,1 |
| 19 | 6054 | 452 | 19.июл.92 | 7,1 | 95 | 59,4 | 25 | 1510,0 | 5423,0 | 1,5 | 19,0 | 3,2 | 80,0 | 147826,0 | 33614,8 |
| 20 | 12421 | 640 | 28.июл.92 | 4,6 | 130 | 73,1 | 33 | 1452,0 | 13263,7 | 5,3 | 12,0 | 6,1 | 40,0 | 137093,0 | 42597,6 |
| 21 | 12892 | 1207 | 30.июл.92 | 1,5 | 70 | 2,3 | 96 | 331,0 | 332,2 | 1,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3946,0 | 404,9 |
| 22 | 12663 | 3027 | 02.авг.92 | 6 | 24 | 18,4 | 24 | 15,0 | 89,8 | 2,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 811,0 | 157,7 |
| 23 | 12208 | 1081 | 15.авг.92 | 3,9 | 125 | 42,4 | 59 | 1223,0 | 2740,3 | 1,5 | 20,0 | 2,6 | 84,0 | 21518,0 | 10095,4 |
| 24 | 12257 | 1212 | 23.авг.92 | 1,5 | 81 | 44,5 | 34 | 1168,0 | 1728,6 | 1,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 31036,0 | 12928,8 |
| 25 | 40035 | 1435 | 25.авг.92 | 4,1 | 23 | 12,7 | 35 | 393,0 | 2244,9 | 1,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 7233,0 | 3564,2 |
| 26 | 40031 | 1372 | 28.авг.92 | 6,3 | 63 | 31,3 | 41 | 945,0 | 3732,4 | 2,5 | 11,0 | 4,0 | 56,0 | 23926,0 | 2951,8 |
| 27 | 12891 | 791 | 01.сен.92 | 5,3 | 17 | 12,5 | 11 | 415,0 | 1822,0 | 1,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 14629,0 | 1792,3 |
| 28 | 12311 | 1212 | 02.сен.92 | 3,8 | 93 | 62,2 | 21 | 1473,0 | 3473,1 | 1,5 | 74,0 | 19,7 | 68,0 | 94855,0 | 56975,3 |
| 29 | 40026 | 1435 | 05.сен.92 | 1,5 | 40 | 7,5 | 77 | 1280,0 | 1863,7 | 1,5 | 28,0 | 9,8 | 59,0 | 24610,0 | 22694,7 |
| 30 | 30347 | 1186 | 08.сен.92 | 6 | 19 | 15,2 | 6 | 1196,0 | 4562,5 | 2,3 | 21,0 | 16,8 | 4,0 | 20507,0 | 11515,8 |
| 31 | 12211 | 152 | 09.сен.92 | 4,7 | 100 | 47,9 | 43 | 1321,0 | 12639,6 | 6,7 | 39,0 | 0,0 | 100,0 | 58085,0 | 9459,8 |
| 32 | 34905 | 1186 | 17.сен.92 | 5,4 | 51 | 27,1 | 36 | 1080,0 | 3552,0 | 1,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 25724,0 | 20441,3 |
| 33 | 8705 | 1060 | 18.сен.92 | 4,6 | 67 | 34,8 | 38 | 1371,0 | 3373,0 | 1,5 | 15,0 | 0,8 | 94,0 | 42708,0 | 8928,5 |
| 34 | 12223 | 659 | 18.сен.92 | 1,5 | 36 | 12,9 | 57 | 1447,0 | 16899,4 | 1,5 | 28,0 | 7,4 | 68,0 | 44262,0 | 16899,4 |
| 35 | 12222 | 1180 | 30.сен.92 | 5,4 | 15 | 10,6 | 15 | 1426,0 | 5132,7 | 2,3 | 65,0 | 25,4 | 53,0 | 34121,0 | 20647,8 |
| 36 | 12105 | 1074 | 02.окт.92 | 1,5 | 42 | 5,7 | 84 | 444,0 | 530,9 | 1,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 13669,0 | 1112,3 |
| 37 | 12662 | 772 | 03.окт.92 | 4,2 | 26 | 8,9 | 58 | 1154,0 | 3139,4 | 1,5 | 12,0 | 4,0 | 60,0 | 15240,0 | 5801,2 |
| 38 | 6081 | 772 | 16.окт.92 | 7 | 51 | 23,5 | 45 | 503,0 | 2405,2 | 2,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 37567,0 | 9011,3 |
| 39 | 12019 | 1095 | 18.окт.92 | 5,1 | 20 | 10 | 39 | 1350,0 | 28240,7 | 13,8 | 32,0 | 10,4 | 61,0 | 170484,0 | 57936,3 |
| 40 | 12668 | 1384 | 22.окт.92 | 8,3 | 49 | 23,9 | 42 | 1249,0 | 5715,0 | 2,0 | 27,0 | 16,6 | 28,0 | 36413,0 | 22701,9 |
| 41 | 12310 | 1209 | 29.окт.92 | 4,1 | 77 | 22,2 | 66 | 1410,0 | 2717,0 | 1,5 | 155,0 | 11,1 | 91,0 | 49229,0 | 27041,0 |
| 42 | 12236 | 1183 | 05.ноя.92 | 1,5 | 21 | 12,2 | 32 | 1349,0 | 2008,5 | 1,5 | 104,0 | 34,7 | 60,0 | 55997,0 | 51204,6 |
| 43 | 12454 | 1206 | 06.ноя.92 | 0,9 | 131 | 90,9 | 17 | 1424,0 | 30830,0 | 14,7 | 107,0 | 63,6 | 29,0 | 177012,0 | 77617,8 |
| 44 | 12898 | 1170 | 12.ноя.92 | 1,5 | 41 | 11,1 | 68 | 1346,0 | 2004,0 | 1,5 | 81,0 | 45,4 | 34,0 | 43360,0 | 40155,5 |
| 45 | 12669 | 1384 | 14.ноя.92 | 5,2 | 93 | 61,1 | 22 | 1351,0 | 4209,4 | 1,7 | 72,0 | 24,2 | 60,0 | 63363,0 | 53785,0 |
| 46 | 12003 | 527 | 14.фев.93 | 7,1 | 30 | 10 | 60 | 755,0 | 3210,6 | 2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 46019,0 | 1938,8 |
| 47 | 12232 | 1215 | 08.апр.93 | 4,5 | 22 | 8,2 | 55 | 931,0 | 3230,5 | 2,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 15098,0 | 2530,5 |
| 48 | 12259 | 1213 | 14.апр.93 | 1,9 | 20 | 6,7 | 60 | 1031,0 | 1594,6 | 1,5 | 8,0 | 4,3 | 35,0 | 32366,0 | 15278,3 |
| 49 | 12231 | 659 | 18.май.93 | 8,8 | 103 | 39,9 | 54 | 1221,0 | 7464,5 | 4,2 | 50,0 | 15,6 | 63,0 | 216356,0 | 16491,9 |
| 50 | 12050 | 1098 | 20.июн.93 | 4,5 | 50 | 20,8 | 50 | 1181,0 | 3524,7 | 1,9 | 55,0 | 15,2 | 67,0 | 50217,0 | 23668,4 |
| 51 | 12033 | 1098 | 05.июл.93 | 2,9 | 55 | 31,7 | 32 | 1159,0 | 2365,5 | 1,5 | 72,0 | 17,2 | 71,0 | 112000,0 | 36110,5 |
| 52 | 12015 | 529 | 17.июл.93 | 1,7 | 51 | 38,5 | 10 | 979,0 | 1490,9 | 1,5 | 25,0 | 14,9 | 30,0 | 28492,0 | 11375,0 |
| 53 | 12239 | 3050 | 12.авг.93 | 8,5 | 81 | 54,7 | 19 | 959,0 | 5828,2 | 4,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 39547,0 | 30148,9 |
| 54 | 12049 | 1096 | 26.авг.93 | 8 | 60 | 12,5 | 75 | 662,0 | 5946,2 | 9,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 126939,0 | 329,6 |
| 55 | 12005 | 528 | 11.сен.93 | 3,7 | 50 | 6,2 | 85 | 920,0 | 2712,7 | 2,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 39791,0 | 4683,4 |
| 56 | 12084 | 1074 | 27.сен.93 | 1,5 | 38 | 3,2 | 90 | 397,0 | 493,4 | 1,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 19144,0 | 862,5 |
| 57 | 12020 | 529 | 03.окт.93 | 1,5 | 30 | 7,6 | 70 | 1000,0 | 1417,7 | 1,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 42992,0 | 1527,6 |
| 58 | 12707 | 1378 | 24.окт.93 | 2,7 | 24 | 3,4 | 83 | 600,0 | 1150,5 | 1,5 | 26,0 | 10,2 | 54,0 | 8433,0 | 3760,9 |
| 59 | 12704 | 1373 | 05.ноя.93 | 5,9 | 41 | 29,2 | 16 | 998,0 | 4586,1 | 3,5 | 29,0 | 12,5 | 48,0 | 26537,0 | 18231,4 |
| 60 | 12258 | 1212 | 09.ноя.93 | 1,5 | 30 | 3,7 | 85 | 1036,0 | 1495,9 | 1,5 | 95,0 | 13,2 | 84,0 | 37872,0 | 25809,7 |
| 61 | 12627 | 93B | 24.дек.93 | 2,1 | 35 | 10,9 | 63 | 1020,0 | 13846,3 | 8,0 | 110,0 | 41,2 | 55,0 | 170967,0 | 18138,7 |
| 62 | 6111 | 96B | 24.апр.94 | 2,5 | 26 | 19,3 | 13 | 484,0 | 1020,3 | 1,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5619,0 | 2642,7 |
| 63 | 12284 | 1212 | 11.окт.94 | 2,1 | 7 | 3,3 | 42 | 560,0 | 1229,0 | 1,7 | 58,0 | 11,3 | 77,0 | 20036,0 | 7635,6 |
| 64 | 12252 | 1187 | 20.ноя.94 | 3,8 | 45 | 35,2 | 7 | 681,0 | 2391,9 | 3,4 | 39,0 | 27,5 | 16,0 | 34915,0 | 31891,5 |
| 65 | 14521 | 1186 | 30.янв.95 | 3,1 | 18 | 8,6 | 42 | 630,0 | 1743,1 | 2,6 | 49,0 | 40,0 | 3,0 | 17623,0 | 15262,1 |
| 66 | 12006 | 533 | 05.фев.95 | 2,2 | 36 | 12,5 | 59 | 595,0 | 1188,4 | 1,8 | 40,0 | 7,4 | 78,0 | 34905,0 | 5679,5 |
| 67 | 60423 | 1485 | 13.мар.95 | 5,3 | 24 | 11,6 | 42 | 338,0 | 1599,2 | 4,5 | 23,0 | 17,1 | 12,0 | 5573,0 | 3954,4 |
| 68 | 15278 | 1485 | 26.мар.95 | 4,7 | 20 | 4,9 | 71 | 554,0 | 1684,9 | 2,6 | 41,0 | 33,8 | 3,0 | 15576,0 | 13168,6 |
| 69 | 15277 | 1485 | 19.апр.95 | 5,6 | 13 | 6,2 | 42 | 462,0 | 2347,6 | 5,0 | 26,0 | 11,0 | 17,0 | 4822,0 | 2471,6 |
| 70 | 12002Б | 535г | 12.июл.95 | 2,8 | 43 | 20,8 | 42 | 439,0 | 1090,5 | 2,3 | 32,0 | 10,8 | 60,0 | 10175,0 | 3354,3 |
| 71 | 12544 | 81б | 25.авг.95 | 3,5 | 10 | 2,7 | 66 | 261,0 | 813,9 | 2,7 | 30,0 | 13,4 | 47,0 | 3349,0 | 2597,9 |
| 72 | 12890 | 3088 | 05.сен.95 | 2,9 | 53 | 39,3 | 12 | 405,0 | 1034,0 | 2,3 | 46,0 | 20,5 | 47,0 | 15052,0 | 11121,2 |
| 73 | 12225 | 1184 | 25.сен.95 | 2,7 | 14 | 3,9 | 65 | 131,0 | 166,8 | 2,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1284,0 | 42,7 |
| 74 | 12087 | 1087 | 27.сен.95 | 7,8 | 36 | 20,5 | 32 | 363,0 | 2638,1 | 6,8 | 58,0 | 32,8 | 32,0 | 60124,0 | 5963,4 |
| 75 | 37114 | 1345 | 11.окт.95 | 2 | 46 | 29,6 | 24 | 379,0 | 733,5 | 1,9 | 53,0 | 27,5 | 38,0 | 12970,0 | 12262,9 |
| 76 | 60417 | 1209 | 13.окт.95 | 3,7 | 40 | 16,6 | 50 | 271,0 | 947,0 | 3,5 | 60,0 | 3,0 | 94,0 | 3073,0 | 2121,0 |
| 77 | 12456 | 81 | 26.окт.95 | 4 | 51 | 36,8 | 15 | 350,0 | 1305,2 | 3,5 | 42,0 | 27,3 | 22,0 | 13525,0 | 11661,3 |
| 78 | 12281 | 3048 | 05.ноя.95 | 2,2 | 29 | 20,4 | 16 | 346,0 | 750,0 | 2,1 | 19,0 | 12,7 | 20,0 | 7779,0 | 6526,3 |
| 79 | 12585 | 1337 | 01.дек.95 | 9 | 30 | 11 | 56 | 270,0 | 2149,9 | 7,4 | 30,0 | 9,7 | 61,0 | 4555,0 | 556,3 |
| 80 | 12453 | 791 | 06.дек.95 | 1,9 | 23 | 15,6 | 18 | 221,0 | 419,9 | 1,9 | 31,0 | 13,9 | 46,0 | 5275,0 | 3308,8 |
| 81 | 12228 | 1180 | 10.дек.95 | 4,7 | 14 | 8,7 | 25 | 305,0 | 1264,2 | 3,9 | 22,0 | 11,8 | 37,0 | 18475,0 | 1963,0 |
| 82 | 12628 | 1384 | 11.дек.95 | 1,5 | 53 | 24 | 46 | 266,0 | 399,0 | 1,5 | 66,0 | 8,2 | 85,0 | 21766,0 | 4028,3 |
|  | | | | | | | | | | | | | | | |
| **САМОТЛОРСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ. ПЛАСТ АВ1-3** | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 15044 | 539 | 04.май.92 | 24 | 33,2 | 13,4 | 47 | 1118,5 | 3250,1 | 1,7 | 9,0 | 2,7 | 66,4 | 57038,0 | 1511,4 |
| 2 | 27221 | 1179 | 07.май.92 | 3,2 | 22 | 15,5 | 15,1 | 1011 | 1962,7 | 1,5 | 14,0 | 6,6 | 44,8 | 16543,0 | 10319,5 |
| 3 | 16627 | 548 | 17.май.92 | 7,2 | 34 | 19,7 | 31,5 | 705 | 4291,6 | 3,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 21331,0 | 2289,9 |
| 4 | 1195 | 548 | 26.май.92 | 4,4 | 36 | 26,1 | 13,8 | 1429 | 4755,9 | 2,0 | 40,0 | 18,8 | 447,0 | 41442,0 | 31608,8 |
| 5 | 27389 | 758 | 27.май.92 | 7,8 | 129 | 100,9 | 6,6 | 1551 | 8429,9 | 3,6 | 44,0 | 24,2 | 33,9 | 88494,0 | 74452,0 |
| 6 | 1273 | 539 | 29.май.92 | 7,7 | 89 | 62,1 | 17,3 | 1493,3 | 7838 | 2,9 | 29,0 | 21,4 | 10,8 | 77892,0 | 55789,1 |
| 7 | 15195 | 502 | 31.май.92 | 8,7 | 64 | 47,1 | 12,7 | 1523 | 10585,5 | 4,2 | 93,0 | 33,3 | 57,6 | 98563,0 | 66133,9 |
| 8 | 27496 | 710 | 05.июн.92 | 9,8 | 51 | 37,7 | 12,2 | 1516 | 23202,7 | 11,2 | 57,0 | 22,8 | 52,1 | 125193,0 | 45740,4 |
| 9 | 16625 | 548 | 10.июн.92 | 8,3 | 33 | 23,7 | 14,3 | 754 | 5316,9 | 3,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 50345,0 | 20088,8 |
| 10 | 1207 | 561 | 29.июн.92 | 10,2 | 67 | 47,6 | 15,1 | 601 | 4210,6 | 3,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 33075,0 | 3663,6 |
| 11 | 27202 | 788 | 05.июл.92 | 9,8 | 27 | 19,2 | 15,7 | 877 | 6110 | 3,5 | 10,0 | 4,3 | 49,5 | 13192,0 | 2210,1 |
| 12 | 27228 | 788 | 16.июл.92 | 9,1 | 26 | 16 | 27,6 | 1063 | 6309,1 | 3,2 | 8,0 | 4,8 | 29,5 | 14707,0 | 1947,6 |
| 13 | 15034 | 548 | 17.июл.92 | 9 | 24 | 13,4 | 33,2 | 907 | 2681,2 | 3,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 35825,0 | 1472,3 |
| 14 | 1277 | 550 | 29.июл.92 | 7,1 | 23 | 11,1 | 43,1 | 1207 | 6607,4 | 3,6 | 8,0 | 3,6 | 46,9 | 28047,0 | 2460,4 |
| 15 | 27200 | 1179 | 31.июл.92 | 1,5 | 71 | 53,7 | 9,5 | 1129 | 1647 | 1,5 | 10,0 | 5,5 | 35,6 | 17037,0 | 13725,6 |
| 16 | 27222 | 1179 | 31.июл.92 | 3,4 | 21 | 9,1 | 48,2 | 1286 | 2748 | 1,5 | 15,0 | 6,4 | 49,5 | 13545,0 | 8150,6 |
| 17 | 27177 | 565 | 08.авг.92 | 4,6 | 21 | 10,9 | 38,3 | 1335 | 4267,3 | 2,1 | 7,0 | 3,6 | 40,0 | 17819,0 | 6825,7 |
| 18 | 27175 | 565 | 17.авг.92 | 4,3 | 15 | 1,3 | 89,7 | 1051 | 2815,6 | 1,5 | 20,0 | 6,1 | 64,0 | 16402,0 | 8524,3 |
| 19 | 15010 | 565 | 29.авг.92 | 4,4 | 21 | 12,9 | 26,6 | 1334 | 4105,8 | 2,0 | 11,0 | 6,6 | 29,7 | 21413,0 | 7878,1 |
| 20 | 27198 | 565 | 13.сен.92 | 7,8 | 51 | 37,6 | 11,8 | 1303 | 11990,6 | 11,2 | 12,0 | 0,4 | 95,9 | 63080,0 | 793,1 |
| 21 | 1453 | 515 | 24.сен.92 | 3,5 | 40 | 29,1 | 14,1 | 1333 | 3399,2 | 1,8 | 21,0 | 10,0 | 42,7 | 41279,0 | 29541,9 |
| 22 | 1416 | 515 | 05.окт.92 | 1,5 | 19 | 4,7 | 71,6 | 1280 | 1873,5 | 1,5 | 20,0 | 3,0 | 82,3 | 22700,0 | 12707,4 |
| 23 | 1200 | 565 | 06.окт.92 | 5,6 | 29 | 20,4 | 17,2 | 1248 | 4800,9 | 2,4 | 8,0 | 4,0 | 41,9 | 27232,0 | 8524,5 |
| 24 | 27388 | 758 | 11.окт.92 | 8 | 18 | 8,4 | 44,9 | 1353 | 6835,2 | 3,2 | 79,0 | 33,8 | 49,0 | 53029,0 | 26695,9 |
| 25 | 27212 | 723 | 14.окт.92 | 6,6 | 31 | 20,1 | 21,6 | 1327 | 6105,9 | 2,7 | 16,0 | 6,4 | 52,6 | 16743,0 | 3494,7 |
| 26 | 15273 | 566 | 19.окт.92 | 3,8 | 20 | 8,4 | 51,3 | 942 | 2742,9 | 2,3 | 17,0 | 5,5 | 61,4 | 12713,0 | 3890,1 |
| 27 | 15117 | 515 | 20.окт.92 | 4,7 | 29 | 20,8 | 13,9 | 1036 | 4136,1 | 3,5 | 23,0 | 5,6 | 70,8 | 16527,0 | 3034,7 |
| 28 | 27497 | 710 | 22.окт.92 | 20,2 | 202 | 41,2 | 75,7 | 768 | 10018,3 | 9,2 | 12,0 | 9,0 | 10,2 | 124816,0 | 10775,0 |
| 29 | 15082 | 668 | 01.ноя.92 | 8,3 | 35 | 14,4 | 51,1 | 1294 | 5553,7 | 2,3 | 35,0 | 10,1 | 65,3 | 31159,0 | 11544,5 |
| 30 | 15995 | 566 | 07.ноя.92 | 7,7 | 56 | 14,3 | 69,5 | 1372 | 7835,5 | 4,2 | 48,0 | 9,0 | 77,7 | 26064,0 | 8944,1 |
| 31 | 15213 | 505 | 19.ноя.92 | 1,9 | 115 | 69,2 | 28,6 | 1316 | 16953,1 | 6,7 | 59,0 | 21,6 | 56,6 | 172940,0 | 29882,9 |
| 32 | 1256 | 550 | 20.ноя.92 | 6,2 | 55 | 39,2 | 15,3 | 1230 | 5322,4 | 2,6 | 10,0 | 4,5 | 47,0 | 46123,0 | 22778,9 |
| 33 | 15008 | 567 | 21.ноя.92 | 4,1 | 16 | 9,3 | 29,2 | 1154 | 3229,1 | 1,9 | 16,0 | 10,4 | 21,9 | 31750,0 | 11670,8 |
| 34 | 16860 | 659 | 25.ноя.92 | 2,5 | 50 | 8,3 | 80,2 | 1425 | 3005,2 | 1,8 | 37,0 | 7,3 | 76,6 | 22269,0 | 10811,2 |
| 35 | 15027 | 556 | 26.ноя.92 | 4,3 | 22 | 11,3 | 39 | 1116 | 3229,9 | 1,9 | 7,0 | 2,9 | 50,9 | 12094,0 | 3930,8 |
| 36 | 26819 | 554 | 02.дек.92 | 4,9 | 15 | 10,3 | 19,5 | 1060 | 3130,8 | 1,9 | 6,0 | 3,7 | 27,9 | 18733,0 | 4669,9 |
| 37 | 14435 | 550 | 05.дек.92 | 6,3 | 20 | 15,7 | 8,2 | 939 | 4699,7 | 3,6 | 11,0 | 5,8 | 37,6 | 28289,0 | 8950,1 |
| 38 | 15025 | 553 | 10.дек.92 | 6,3 | 95 | 72,6 | 9 | 1362 | 14688,6 | 6,9 | 25,0 | 10,9 | 49,2 | 156652,0 | 35621,3 |
| 39 | 27307 | 1189 | 11.дек.92 | 6,9 | 46 | 27,7 | 27,6 | 1144 | 5094,8 | 2,7 | 19,0 | 12,7 | 18,4 | 37241,0 | 26619,6 |
| 40 | 1454 | 515 | 13.дек.92 | 13,5 | 77 | 29,4 | 54,8 | 1375 | 7615,8 | 1,7 | 44,0 | 14,2 | 61,7 | 83865,0 | 16853,6 |
| 41 | 1247 | 556 | 14.дек.92 | 6,6 | 61 | 35,9 | 29,5 | 1327 | 6965,7 | 3,7 | 24,0 | 9,9 | 51,3 | 32615,0 | 20885,6 |
| 42 | 16846 | 554 | 15.дек.92 | 4,7 | 25 | 10,3 | 51,3 | 717 | 2428,1 | 2,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 23877,0 | 2760,4 |
| 43 | 15194 | 503 | 26.дек.92 | 12,1 | 52 | 42,6 | 3,3 | 1360 | 11255,6 | 5,4 | 70,0 | 55,3 | 6,2 | 123320,0 | 51890,0 |
| 44 | 1204 | 553 | 27.дек.92 | 7,6 | 22 | 13,4 | 26,2 | 1140 | 6591,1 | 5,2 | 4,0 | 2,3 | 30,2 | 33928,0 | 2659,9 |
| 45 | 15023 | 551 | 31.дек.92 | 5,8 | 18 | 6,6 | 56,2 | 814 | 3215,2 | 3,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 9269,0 | 943,3 |
| 46 | 16845 | 554 | 02.янв.93 | 4,9 | 24 | 12,1 | 39,1 | 1359 | 4871,9 | 2,6 | 14,0 | 10,9 | 6,6 | 26399,0 | 11727,0 |
| 47 | 27308 | 1189 | 03.янв.93 | 5,7 | 63 | 48,6 | 8,2 | 1114 | 4386,4 | 2,5 | 15,0 | 9,6 | 24,7 | 27758,0 | 15913,7 |
| 48 | 1246 | 556 | 07.янв.93 | 1,5 | 23 | 10,3 | 47,9 | 1087 | 1621,5 | 1,5 | 10,0 | 6,2 | 29,6 | 6844,0 | 4941,6 |
| 49 | 15136 | 544 | 08.янв.93 | 8,8 | 80 | 57 | 14,9 | 1346 | 8115,8 | 4,0 | 43,0 | 22,8 | 36,9 | 67683,0 | 36447,3 |
| 50 | 1286 | 555 | 16.янв.93 | 4 | 25 | 10,7 | 49,4 | 1111 | 3149,1 | 2,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 11160,0 | 4010,8 |
| 51 | 15104б | 1188 | 17.янв.93 | 27,1 | 80 | 44,6 | 33,3 | 1240 | 21738,3 | 11,1 | 94,0 | 31,8 | 59,6 | 80903,0 | 27076,8 |
| 52 | 15014 | 561 | 18.янв.93 | 12,2 | 50 | 9 | 78,6 | 1034 | 7832,5 | 4,4 | 60,0 | 5,8 | 88,5 | 110637,0 | 4980,2 |
| 53 | 15026 | 554 | 19.янв.93 | 3 | 21 | 0,2 | 98,9 | 1091 | 2134 | 1,7 | 8,0 | 4,5 | 33,6 | 10389,0 | 3288,4 |
| 54 | 27268 | 1183 | 20.янв.93 | 5,2 | 20 | 8,6 | 49,3 | 1223 | 4385,6 | 2,4 | 7,0 | 3,9 | 35,2 | 11540,0 | 3211,3 |
| 55 | 16851 | 555 | 29.янв.93 | 31,3 | 81 | 59 | 13,6 | 1303 | 29046,8 | 15,7 | 68,0 | 44,1 | 22,8 | 229531,0 | 40049,0 |
| 56 | 27231 | 1174 | 31.янв.93 | 8,2 | 43 | 33,3 | 8,5 | 1340 | 8450 | 4,8 | 43,0 | 18,9 | 48,2 | 55979,0 | 36413,5 |
| 57 | 15035 | 548 | 11.фев.93 | 8,3 | 24 | 19,2 | 3 | 1084 | 7444,5 | 4,9 | 14,0 | 7,9 | 33,7 | 40760,0 | 12711,7 |
| 58 | 30267 | 1174 | 12.фев.93 | 6,5 | 18 | 13,9 | 9,8 | 1170 | 5415,7 | 2,9 | 10,0 | 6,9 | 19,7 | 22388,0 | 7235,1 |
| 59 | 15215 | 502 | 19.фев.93 | 7,5 | 58 | 33 | 32,9 | 1286 | 6472,7 | 3,2 | 22,0 | 6,0 | 67,3 | 27480,0 | 7078,5 |
| 60 | 15096 | 521 | 22.фев.93 | 9,8 | 131 | 30 | 72,8 | 1172 | 8613,6 | 5,4 | 56,0 | 4,1 | 91,4 | 44055,0 | 13281,9 |
| 61 | 27304 | 1167 | 27.фев.93 | 6,4 | 92 | 69,4 | 9,7 | 1240 | 5327,2 | 2,8 | 44,0 | 21,6 | 41,5 | 52720,0 | 43533,5 |
| 62 | 27252 | 747 | 28.фев.93 | 16,2 | 184 | 102,3 | 33,9 | 1138 | 12501,3 | 7,4 | 42,0 | 13,0 | 63,3 | 64953,0 | 22715,9 |
| 63 | 27359 | 750 | 04.мар.93 | 32,2 | 81 | 54,8 | 19,6 | 822 | 17577 | 14,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 52262,0 | 9303,5 |
| 64 | 15196 | 501 | 12.мар.93 | 6,5 | 65 | 12,5 | 77,1 | 1026 | 4778,2 | 3,3 | 15,0 | 5,4 | 57,1 | 51588,0 | 5279,6 |
| 65 | 26818 | 1181 | 14.мар.93 | 7,9 | 33 | 24,9 | 8,8 | 1229 | 7369,1 | 4,1 | 20,0 | 11,8 | 30,8 | 25279,0 | 8640,3 |
| 66 | 15036 | 552 | 09.апр.93 | 6,8 | 25 | 18,5 | 10,4 | 867 | 4089,8 | 2,7 | 10,0 | 3,4 | 59,8 | 26499,0 | 5860,9 |
| 67 | 1202 | 552 | 30.апр.93 | 7,6 | 18 | 10,7 | 27,5 | 1149 | 7380,6 | 4,8 | 15,0 | 10,0 | 18,3 | 30999,0 | 3406,6 |
| 68 | 1196 | 548 | 16.май.93 | 4,6 | 55 | 37,2 | 19,8 | 947 | 3051,3 | 3,1 | 15,0 | 2,8 | 78,0 | 25088,0 | 2228,6 |
| 69 | 27132 | 568 | 31.май.93 | 2,1 | 58 | 20,9 | 57,1 | 1133 | 1763,1 | 1,5 | 50,0 | 7,2 | 83,1 | 32674,0 | 13110,4 |
| 70 | 15022 | 550 | 11.июн.93 | 1,5 | 43 | 24,1 | 33,5 | 1067 | 1597,5 | 1,5 | 15,0 | 2,0 | 84,5 | 23526,0 | 2523,1 |
| 71 | 1382 | 516 | 04.июл.93 | 2,9 | 31 | 10,9 | 57,8 | 1138 | 2495,6 | 1,6 | 16,0 | 4,5 | 66,3 | 18807,0 | 5760,7 |
| 72 | 27395 | 760 | 05.июл.93 | 3,7 | 30 | 24,2 | 5,1 | 1153 | 3388,6 | 2,0 | 24,0 | 7,3 | 64,4 | 17467,0 | 10629,6 |
| 73 | 15619 | 516 | 15.июл.93 | 2,4 | 68 | 42,4 | 25,7 | 1056 | 1892,9 | 1,5 | 26,0 | 14,2 | 33,6 | 41553,0 | 28047,1 |
| 74 | 15227 | 505 | 22.июл.93 | 38,5 | 199 | 145,5 | 12,9 | 1077 | 23024,2 | 17,7 | 161,0 | 7,9 | 94,1 | 274013,0 | 29416,0 |
| 75 | 1165 | 3008 | 05.сен.93 | 5,2 | 7 | 5,5 | 7,9 | 874 | 2906 | 2,4 | 61,0 | 40,6 | 20,7 | 36324,0 | 32453,3 |
| 76 | 1203 | 552 | 10.сен.93 | 3,4 | 17 | 10,2 | 29,6 | 1004 | 2365,6 | 1,6 | 9,0 | 4,4 | 42,5 | 20743,0 | 4116,0 |
| 77 | 15021 | 549 | 23.сен.93 | 18,1 | 99 | 58,5 | 29,8 | 1106 | 14660,1 | 9,3 | 51,0 | 28,8 | 32,2 | 134202,0 | 40591,3 |
| 78 | 27301 | 1168 | 25.сен.93 | 13,8 | 86 | 52,5 | 27,8 | 1079 | 10797,2 | 6,9 | 138,0 | 58,6 | 49,3 | 95963,0 | 37950,9 |
| 79 | 1234 | 549 | 06.окт.93 | 8,1 | 57 | 26,3 | 45,1 | 370 | 2552,2 | 4,0 | 20,0 | 6,8 | 59,6 | 37289,0 | 1557,9 |
| 80 | 15100 | 524 | 11.окт.93 | 2,5 | 8 | 1,4 | 79,3 | 753 | 1412,7 | 1,5 | 8,0 | 5,4 | 21,7 | 13024,0 | 4014,2 |
| 81 | 27300 | 798 | 12.окт.93 | 4,7 | 10 | 2,2 | 74,1 | 986 | 3139,1 | 2,3 | 13,0 | 8,5 | 20,3 | 13747,0 | 6579,8 |
| 82 | 15033 | 547 | 18.ноя.93 | 13,5 | 126 | 32,1 | 69,6 | 1055 | 10453,6 | 7,2 | 84,0 | 18,7 | 73,4 | 137325,0 | 22132,0 |
| 83 | 15996 | 566 | 19.ноя.93 | 1,5 | 20 | 4,3 | 74,6 | 867 | 1295,3 | 1,5 | 20,0 | 4,3 | 74,0 | 10585,0 | 2648,4 |
| 84 | 27297 | 756 | 23.ноя.93 | 3,7 | 31 | 22,3 | 14,3 | 972 | 2823,7 | 2,3 | 33,0 | 15,5 | 43,4 | 34441,0 | 16619,1 |
| 85 | 17244 | 566 | 02.дек.93 | 4,3 | 19 | 10,7 | 32,7 | 901 | 3098,3 | 3,4 | 20,0 | 5,4 | 68,0 | 14101,0 | 1101,6 |
| 86 | 27296 | 756 | 12.дек.93 | 2 | 46 | 35,9 | 6,8 | 595 | 954,5 | 1,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 27784,0 | 4807,5 |
| 87 | 1417 | 514 | 15.дек.93 | 19,1 | 22 | 14,4 | 23,6 | 994 | 10757,7 | 9,9 | 55,0 | 5,2 | 88,9 | 148461,0 | 1396,2 |
| 88 | 13168 | 518 | 09.янв.94 | 10,4 | 43 | 22,2 | 38 | 872 | 6411 | 5,9 | 249,0 | 20,2 | 90,3 | 22885,0 | 6713,6 |
| 89 | 1399 | 525 | 17.фев.94 | 3,1 | 43 | 27,2 | 24,3 | 583 | 1503,9 | 1,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 28133,0 | 7219,6 |
| 90 | 27310 | 1188 | 03.апр.94 | 5,5 | 42 | 30,3 | 14,9 | 861 | 3495,7 | 3,1 | 14,0 | 11,4 | 3,6 | 19096,0 | 8734,1 |
| 91 | 1419 | 518 | 12.апр.94 | 30,9 | 85 | 38,3 | 46 | 739 | 10136,7 | 17,3 | 39,0 | 2,2 | 93,0 | 209857,0 | 2772,6 |
| 92 | 27350 | 728 | 13.апр.94 | 10,7 | 36 | 17,9 | 40,3 | 706 | 5591,8 | 6,0 | 31,0 | 11,2 | 57,1 | 58482,0 | 2693,5 |
| 93 | 30332 | 1165 | 06.мар.95 | 3,6 | 18 | 8,6 | 42,4 | 522 | 1609,2 | 2,7 | 8,0 | 2,8 | 56,1 | 11134,0 | 1232,8 |
| 94 | 27265 | 1184 | 07.мар.95 | 2,9 | 20 | 8,3 | 50,2 | 572 | 1443,1 | 2,3 | 106,0 | 15,6 | 82,4 | 22165,0 | 8626,5 |
| 95 | 15001 | 564 | 20.апр.95 | 4,4 | 13 | 6,4 | 42,4 | 327 | 1134,8 | 3,1 | 9,0 | 2,8 | 60,6 | 16223,0 | 287,8 |
| 96 | 27237 | 744 | 03.май.95 | 4,5 | 14 | 11 | 8,4 | 199 | 859,4 | 3,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3108,0 | 2069,1 |
| 97 | 27236 | 1169 | 09.май.95 | 5,1 | 21 | 10,3 | 42,4 | 415 | 1885,8 | 4,1 | 8,0 | 4,3 | 36,6 | 15152,0 | 981,4 |
| 98 | 27151 | 780 | 17.май.95 | 3,5 | 6 | 1,7 | 68,1 | 151 | 60,7 | 2,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 46,0 | 0,0 |
| 99 | 15098 | 522 | 20.май.95 | 3,8 | 32 | 8,5 | 68,1 | 374 | 1368,6 | 3,5 | 21,0 | 14,7 | 17,8 | 115439,0 | 6208,0 |
| 100 | 15003 | 3008 | 22.май.95 | 4,1 | 32 | 8,6 | 68,3 | 504 | 1909,9 | 3,5 | 15,0 | 8,4 | 35,6 | 11080,0 | 7697,5 |
| 101 | 16584 | 673 | 25.май.95 | 3,1 | 24 | 7,3 | 63,2 | 206 | 585,2 | 2,6 | 25,0 | 4,3 | 79,7 | 4183,0 | 554,8 |
| 102 | 27293 | 3077 | 18.июн.95 | 5,1 | 8 | 2,6 | 59,6 | 437 | 936,9 | 4,9 | 15,0 | 1,4 | 892,0 | 1150,0 | 81,0 |
| 103 | 15993 | 673 | 23.июн.95 | 2,3 | 12 | 3,3 | 67,7 | 142 | 286,9 | 1,8 | 25,0 | 5,8 | 72,6 | 4051,0 | 574,7 |
| 104 | 1390 | 520 | 14.июл.95 | 6,5 | 27 | 12,9 | 42,4 | 65 | 418,7 | 5,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 498,0 | 65,4 |
| 105 | 27397 | 1398 | 24.авг.95 | 4 | 32 | 13,4 | 50,4 | 379 | 1365,4 | 3,2 | 30,0 | 11,3 | 55,7 | 9344,0 | 3696,9 |
| 106 | 27208 | 3066 | 26.авг.95 | 5,5 | 19 | 7,5 | 53,3 | 354 | 1723,5 | 4,4 | 16,0 | 12,2 | 7,4 | 5830,0 | 3505,2 |
| 107 | 15580б | 3071 | 12.сен.95 | 2,8 | 15 | 10,9 | 12,6 | 347 | 906,7 | 2,5 | 24,0 | 12,6 | 38,3 | 5216,0 | 4354,6 |
| 108 | 27191 | 3071 | 15.сен.95 | 3,7 | 13 | 6,4 | 42,4 | 301 | 957 | 2,8 | 25,0 | 15,3 | 28,0 | 4780,0 | 3958,6 |
| 109 | 27360 | 728 | 21.сен.95 | 2,7 | 48 | 15,8 | 61 | 349 | 901,6 | 2,5 | 45,0 | 7,6 | 80,0 | 14654,0 | 1238,8 |
| 110 | 27210 | 3071 | 29.сен.95 | 3,7 | 12 | 2,5 | 75,2 | 263 | 603,3 | 2,9 | 10,0 | 1,1 | 86,6 | 600,0 | 0,0 |
| 111 | 1452 | 515 | 14.окт.95 | 7,2 | 37 | 12,7 | 59,3 | 162 | 662,9 | 6,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 37226,0 | 220,6 |
| 112 | 15169 | 3008 | 11.ноя.95 | 3,1 | 11 | 2,1 | 77 | 319 | 891,1 | 2,6 | 15,0 | 4,2 | 67,0 | 2431,0 | 1272,8 |
| 113 | 16866 | 556 | 15.ноя.95 | 4,7 | 26 | 12,4 | 42,4 | 241 | 1069,1 | 4,1 | 14,0 | 7,7 | 35,6 | 5829,0 | 798,3 |
| 114 | 1258 | 551 | 27.ноя.95 | 8,6 | 37 | 21,3 | 32 | 306 | 2561 | 8,2 | 41,0 | 19,4 | 42,9 | 42180,0 | 3540,0 |
| 115 | 30108 | 670 | 23.дек.95 | 2,8 | 4 | 2,7 | 21,7 | 168 | 451,5 | 2,7 | 6,0 | 4,3 | 12,4 | 2892,0 | 159,2 |
| 116 | 1395 | 522 | 26.дек.95 | 6,3 | 17 | 9,3 | 35,9 | 221 | 1297,8 | 5,3 | 9,0 | 6,0 | 20,9 | 7547,0 | 636,1 |
| 117 | 14002 | 524 | 27.дек.95 | 3,3 | 15 | 10,7 | 13,7 | 269 | 603,4 | 2,1 | 10,0 | 6,4 | 24,3 | 2614,0 | 1376,5 |
| 118 | 27225 | 1179 | 30.дек.95 | 2,1 | 15 | 9,9 | 19,4 | 221 | 414,2 | 1,8 | 8,0 | 5,4 | 21,7 | 4853,0 | 699,4 |
| **САМОТЛОРСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ. ПЛАСТ АВ2-3** | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 30042 | 758 | 13.мар.93 | 7,4 | 73 | 50,3 | 18 | 911,0 | 5387,8 | 4,8 | 4,0 | 2,7 | 23,0 | 36967,0 | 13501,8 |
| 2 | 30023 | 732 | 20.мар.93 | 1,5 | 33 | 16,5 | 40 | 1153,0 | 1729,5 | 1,5 | 21,0 | 4,7 | 14,0 | 14451,0 | 5785,6 |
| 3 | 30188 | 758 | 28.мар.93 | 2,7 | 41 | 19,5 | 43 | 961,0 | 1677,4 | 1,5 | 6,0 | 2,1 | 56,0 | 19433,0 | 1985,9 |
| 4 | 1420 | 518 | 05.апр.93 | 3,7 | 28 | 21 | 10 | 1198,0 | 3048,3 | 1,8 | 40,0 | 4,2 | 88,0 | 31591,0 | 14494,2 |
| 5 | 30041 | 758 | 08.апр.93 | 4,5 | 74 | 53,6 | 14 | 1148,0 | 3525,9 | 2,0 | 49,0 | 34,0 | 17,0 | 60398,0 | 41825,6 |
| 6 | 14511 | 504 | 15.апр.93 | 5,2 | 77 | 2,5 | 96 | 220,0 | 14511 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 13786,0 | 374,3 |
| 7 | 27390 | 710A | 19.апр.93 | 4,9 | 62 | 39,9 | 23,8 | 967,0 | 3042,2 | 2,4 | 16,0 | 3,5 | 73,0 | 14420,0 | 3714,7 |
| 8 | 14064 | 1066 | 20.апр.93 | 19,3 | 70 | 30,9 | 47 | 859,0 | 8765,6 | 12,0 | 17,0 | 3,6 | 75,0 | 114493,0 | 1152,2 |
| 9 | 13177 | 519 | 23.апр.93 | 8,7 | 122 | 25,7 | 75 | 1122,0 | 6447,2 | 3,7 | 41,0 | 13,7 | 60,0 | 56634,0 | 23060,2 |
| 10 | 30044 | 710 | 28.апр.93 | 2,8 | 12 | 4 | 59 | 232,0 | 543,7 | 1,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 4412,0 | 608,7 |
| 11 | 14575 | 766 | 04.май.93 | 3,8 | 53 | 24,5 | 45 | 1196,0 | 3053,9 | 1,7 | 51,0 | 9,0 | 79,0 | 46671,0 | 15284,8 |
| 12 | 14639 | 769 | 11.май.93 | 12,1 | 60 | 21,2 | 58 | 853,0 | 7650,7 | 6,0 | 29,0 | 11,1 | 55,0 | 49801,0 | 4370,9 |
| 13 | 14408 | 505 | 13.май.93 | 14,2 | 77 | 50,9 | 21 | 1154,0 | 11122,4 | 6,2 | 27,0 | 8,4 | 63,0 | 49411,0 | 22459,6 |
| 14 | 14426 | 519 | 19.май.93 | 27,9 | 96 | 56,5 | 30 | 778,0 | 14232,3 | 13,3 | 59,0 | 5,1 | 90,0 | 147016,0 | 27391,1 |
| 15 | 30526 | 720 | 22.май.93 | 1,5 | 9 | 2,4 | 70 | 582,0 | 843,7 | 1,5 | 25,0 | 5,9 | 72,0 | 26000,0 | 1588,1 |
| 16 | 30512 | 715 | 23.май.93 | 2,6 | 14 | 7,8 | 32 | 936,0 | 2950,6 | 2,0 | 18,0 | 10,7 | 31,0 | 34076,0 | 11854,4 |
| 17 | 30400 | 713 | 07.июн.93 | 4,5 | 54 | 39,2 | 13 | 847,0 | 2592,8 | 2,2 | 11,0 | 6,8 | 24,0 | 26816,0 | 7594,2 |
| 18 | 14404 | 656 | 09.июн.93 | 3 | 16 | 7,8 | 42 | 627,0 | 1387,7 | 1,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 11801,0 | 1970,6 |
| 19 | 30632 | 763 | 18.июн.93 | 4,6 | 15 | 2,8 | 78 | 993,0 | 3572,2 | 2,8 | 52,0 | 13,1 | 70,0 | 22558,0 | 7913,6 |
| 20 | 13179 | 519 | 23.июн.93 | 10,2 | 135 | 11,2 | 90 | 949,0 | 6796,3 | 4,8 | 319,0 | 9,9 | 96,0 | 100608,0 | 13274,6 |
| 21 | 30568 | 769 | 03.июл.93 | 5,1 | 50 | 26,4 | 37 | 1169,0 | 4081,5 | 2,3 | 30,0 | 10,8 | 57,0 | 102804,0 | 24825,6 |
| 22 | 30103 | 703 | 06.июл.93 | 1,8 | 26 | 15 | 32 | 390,0 | 593,6 | 1,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 9307,0 | 3360,6 |
| 23 | 30401 | 713 | 13.июл.93 | 2,7 | 31 | 14,4 | 45 | 886,0 | 1687,6 | 1,5 | 17,0 | 10,3 | 27,0 | 28810,0 | 11949,5 |
| 24 | 30648 | 768 | 16.июл.93 | 16,8 | 56 | 35,1 | 25 | 883,0 | 10849,5 | 9,7 | 20,0 | 12,7 | 25,0 | 89387,0 | 15808,0 |
| 25 | 30489 | 760 | 18.июл.93 | 2,9 | 24 | 14,9 | 26 | 1126,0 | 2466,9 | 1,6 | 13,0 | 7,2 | 33,0 | 17433,0 | 8765,1 |
| 26 | 35203 | 1408 | 22.июл.93 | 6,7 | 41 | 21,8 | 37 | 1150,0 | 5390,2 | 3,1 | 48,0 | 25,0 | 38,0 | 51521,0 | 31740,7 |
| 27 | 30014 | 731 | 27.июл.93 | 7,2 | 37 | 19,5 | 37 | 705,0 | 3013,1 | 3,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 21187,0 | 638,2 |
| 28 | 14570 | 760 | 31.июл.93 | 4,7 | 19 | 12,9 | 19 | 322,0 | 1354,3 | 3,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 7844,0 | 907,8 |
| 29 | 30353 | 1185 | 31.июл.93 | 5,9 | 14 | 8,1 | 33 | 882,0 | 3494,7 | 2,7 | 31,0 | 7,7 | 71,0 | 16766,0 | 4090,4 |
| 30 | 2927 | 100 | 01.авг.93 | 13,9 | 86 | 32,5 | 55 | 1104,0 | 10275,7 | 6,4 | 60,0 | 13,9 | 73,0 | 35105,0 | 13912,0 |
| 31 | 15093 | 519 | 01.авг.93 | 20,2 | 86 | 27,2 | 62,2 | 1128,0 | 15907,1 | 9,7 | 131,0 | 45,6 | 59,0 | 216112,0 | 29410,1 |
| 32 | 14520 | 656 | 04.авг.93 | 2,9 | 38 | 19,5 | 39 | 430,0 | 1095,8 | 1,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 9746,0 | 2615,8 |
| 33 | 30070 | 505 | 04.авг.93 | 4,9 | 54 | 40,4 | 11 | 1155,0 | 3959,3 | 2,3 | 37,0 | 27,6 | 10,0 | 53544,0 | 49306,0 |
| 34 | 30590 | 1426 | 09.авг.93 | 18 | 59 | 45 | 10 | 1052,0 | 13185,6 | 8,8 | 34,0 | 27,7 | 4,0 | 43432,0 | 21078,9 |
| 35 | 1461 | 512 | 11.авг.93 | 1,9 | 56 | 24 | 49 | 710,0 | 1096,2 | 1,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 52054,0 | 12869,0 |
| 36 | 2118 | 499 | 23.авг.93 | 4,3 | 11 | 6,6 | 32 | 820,0 | 2290,7 | 2,8 | 1,0 | 0,7 | 21,0 | 16342,0 | 772,7 |
| 37 | 30469 | 1209 | 31.авг.93 | 6,3 | 8 | 2,2 | 67 | 1001,0 | 4923,9 | 4,7 | 11,0 | 5,8 | 38,0 | 16318,0 | 4016,0 |
| 38 | 30065 | 710 | 05.сен.93 | 3,7 | 15 | 3 | 76 | 748,0 | 2055,2 | 2,1 | 5,0 | 2,7 | 36,0 | 9001,0 | 1969,9 |
| 39 | 14522 | 1183 | 23.сен.93 | 5,6 | 15 | 6,4 | 50 | 930,0 | 4031,3 | 3,9 | 9,0 | 4,6 | 36,0 | 8825,0 | 3179,2 |
| 40 | 30148 | 751 | 08.окт.93 | 6 | 17 | 8,1 | 43 | 774,0 | 3016,5 | 2,9 | 18,0 | 7,4 | 51,0 | 8587,0 | 1843,1 |
| 41 | 30170 | 749 | 21.окт.93 | 9,3 | 22 | 8 | 57 | 883,0 | 6777,5 | 7,1 | 11,0 | 5,4 | 41,0 | 20975,0 | 1802,4 |
| 42 | 30561 | 706 | 29.окт.93 | 5,8 | 14 | 9,4 | 22 | 777,0 | 2619 | 3,9 | 2,0 | 0,5 | 70,0 | 22080,0 | 919,7 |
| 43 | 30408 | 756 | 30.окт.93 | 1,9 | 12 | 2 | 80 | 688,0 | 1074,3 | 1,5 | 11,0 | 7,0 | 21,0 | 10440,0 | 4979,2 |
| 44 | 30336 | 1169 | 31.окт.93 | 4,4 | 20 | 11 | 34 | 667,0 | 2008,4 | 2,3 | 10,0 | 3,3 | 61,0 | 17521,0 | 2589,6 |
| 45 | 34877 | 756 | 10.ноя.93 | 2,9 | 20 | 3,9 | 77 | 632,0 | 1000,1 | 1,7 | 10,0 | 0,6 | 93,0 | 6824,0 | 1236,6 |
| 46 | 14529 | 759 | 15.ноя.93 | 2,6 | 25 | 18,7 | 11 | 795,0 | 1267,6 | 1,5 | 4,0 | 0,5 | 83,0 | 9711,0 | 444,1 |
| 47 | 14576 | 717 | 20.ноя.93 | 7,6 | 20 | 10 | 40 | 794,0 | 4340,6 | 4,0 | 6,0 | 3,3 | 35,0 | 21890,0 | 910,3 |
| 48 | 31351 | 722 | 24.ноя.93 | 1,5 | 36 | 25,1 | 18 | 577,0 | 865,5 | 1,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 12080,0 | 9412,7 |
| 49 | 14455 | 1165 | 30.ноя.93 | 4,4 | 24 | 12,4 | 39 | 1013,0 | 3233,2 | 2,3 | 54,0 | 21,2 | 54,0 | 31453,0 | 19314,8 |
| 50 | 31099 | 1376 | 07.дек.93 | 4,9 | 23 | 18,8 | 2 | 919,0 | 3768,2 | 3,5 | 11,0 | 8,0 | 10,0 | 14620,0 | 7714,4 |
| 51 | 14531 | 761 | 09.дек.93 | 12,6 | 49 | 34,3 | 17 | 980,0 | 9225,9 | 6,6 | 43,0 | 25,8 | 28,0 | 33027,0 | 24027,5 |
| 52 | 30686 | 1406 | 10.дек.93 | 7,2 | 10 | 7,7 | 9 | 944,0 | 5363,2 | 5,7 | 13,0 | 2,7 | 76,0 | 14864,0 | 3838,3 |
| 53 | 30337 | 1165 | 13.дек.93 | 3,4 | 15 | 9,2 | 26 | 567,0 | 1607,8 | 1,9 | 19,0 | 6,1 | 62,0 | 12662,0 | 2136,5 |
| 54 | 30365 | 1182 | 22.дек.93 | 3 | 14 | 7,1 | 38 | 1003,0 | 2225,1 | 1,6 | 62,0 | 7,9 | 85,0 | 17140,0 | 8582,9 |
| 55 | 30586 | 771A | 06.янв.94 | 3,4 | 9 | 6,2 | 21 | 79,0 | 256,7 | 1,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 14636,0 | 153,8 |
| 56 | 14602 | 635 | 30.янв.94 | 21,5 | 37 | 29,5 | 5 | 450,0 | 6289,3 | 13,4 | 32,0 | 26,0 | 4,0 | 126598,0 | 5873,0 |
| 57 | 30204 | 713 | 15.фев.94 | 5,1 | 36 | 24,7 | 19 | 799,0 | 3016,9 | 2,7 | 18,0 | 10,0 | 35,0 | 46101,0 | 7481,9 |
| 58 | 30346 | 1188 | 10.мар.94 | 4,8 | 24 | 15 | 25 | 562,0 | 2090,1 | 2,5 | 17,0 | 8,1 | 44,0 | 8055,0 | 3609,4 |
| 59 | 30497 | 715 | 22.мар.94 | 2,6 | 14 | 7,8 | 32 | 852,0 | 2002,9 | 2,2 | 12,0 | 4,6 | 55,0 | 18179,0 | 4866,1 |
| 60 | 12810 | 1371 | 14.апр.94 | 16,1 | 40 | 22,2 | 34 | 815,0 | 10049,4 | 8,8 | 13,0 | 7,6 | 29,0 | 43409,0 | 11030,6 |
| 61 | 30048 | 505 | 25.апр.94 | 9,1 | 25 | 17,6 | 16 | 821,0 | 5774,4 | 5,4 | 24,0 | 18,3 | 10,0 | 18980,0 | 10728,8 |
| 62 | 30178 | 749 | 20.июн.94 | 2,4 | 27 | 8,4 | 63 | 449,0 | 856,7 | 1,5 | 13,0 | 3,3 | 70,0 | 59712,0 | 4206,5 |
| 63 | 14337 | 1092 | 29.июн.94 | 1,5 | 70 | 51,3 | 12 | 855,0 | 1267,5 | 1,5 | 14,0 | 9,2 | 23,0 | 400325,0 | 11811,0 |
| 64 | 13207 | 634 | 04.июл.94 | 1,9 | 67 | 15,1 | 73 | 585,0 | 894,7 | 1,5 | 25,0 | 7,0 | 67,0 | 3842,0 | 2894,9 |
| 65 | 30197 | 761 | 07.июл.94 | 2,8 | 39 | 14 | 57 | 677,0 | 1478,8 | 1,7 | 25,0 | 12,1 | 43,0 | 36603,0 | 7359,4 |
| 66 | 2881 | 988 | 08.июл.94 | 2,7 | 20 | 7,2 | 57 | 821,0 | 1718,3 | 1,6 | 41,0 | 27,8 | 20,0 | 156834,0 | 19643,7 |
| 67 | 30596 | 1206 | 16.июл.94 | 2,4 | 17 | 4,5 | 68 | 158,0 | 299,8 | 1,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2730,0 | 685,2 |
| 68 | 30488 | 759 | 25.июл.94 | 1,8 | 11 | 7,5 | 20 | 704,0 | 793,1 | 1,5 | 18,0 | 2,6 | 82,0 | 14830,0 | 784,0 |
| 69 | 14571 | 762 | 26.июл.94 | 5,5 | 47 | 19,8 | 50 | 805,0 | 4264,2 | 5,1 | 140,0 | 15,1 | 87,0 | 31136,0 | 10363,7 |
| 70 | 30493 | 762 | 04.авг.94 | 3,3 | 41 | 19,7 | 42 | 652,0 | 1924,1 | 2,8 | 35,0 | 10,7 | 64,0 | 34855,0 | 7966,9 |
| 71 | 14402 | 522 | 08.авг.94 | 4 | 15 | 8 | 38 | 739,0 | 2561,8 | 3,0 | 17,0 | 7,3 | 48,0 | 74600,0 | 3285,8 |
| 72 | 479 | 344 | 13.авг.94 | 4 | 207 | 34,3 | 80 | 728,0 | 1907,6 | 3,6 | 23,0 | 0,4 | 98,0 | 4477,0 | 2525,2 |
| 73 | 30503 | 713 | 15.авг.94 | 4,9 | 15 | 12,4 | 3 | 712,0 | 3182 | 4,2 | 23,0 | 15,7 | 18,0 | 30266,0 | 4532,2 |
| 74 | 27120 | 505 | 23.авг.94 | 4,2 | 2 | 0,4 | 77 | 41,0 | 19,7 | 2,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 233,0 | 0,0 |
| 75 | 13189 | 633 | 24.авг.94 | 1,9 | 41 | 15,9 | 53 | 144,0 | 250,9 | 1,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1194,0 | 898,2 |
| 76 | 2079 | 501 | 27.авг.94 | 3 | 19 | 11,7 | 25 | 2,0 | 6 | 2,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2667,0 | 0,0 |
| 77 | 30056 | 505 | 31.авг.94 | 9 | 18 | 8,6 | 43 | 663,0 | 1966,8 | 3,1 | 2,0 | 0,2 | 90,0 | 2001,0 | 34,0 |
| 78 | 30196 | 725 | 05.сен.94 | 5,7 | 15 | 10,7 | 14 | 485,0 | 2509,8 | 4,7 | 15,0 | 10,9 | 15,0 | 22784,0 | 2499,3 |
| 79 | 30486B | 3014 | 16.сен.94 | 4,8 | 17 | 11,6 | 19 | 757,0 | 3376,6 | 4,3 | 7,0 | 4,7 | 23,0 | 5816,0 | 1668,6 |
| 80 | 27498 | 710 | 17.сен.94 | 1,5 | 5 | 1,5 | 65,2 | 11,0 | 16,5 | 1,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 22577,0 | 0,0 |
| 81 | 27144 | 3008 | 18.сен.94 | 4,4 | 16 | 3,1 | 77 | 639,0 | 2472,7 | 3,5 | 19,0 | 13,1 | 18,3 | 19296,0 | 16082,0 |
| 82 | 27430 | 769 | 21.сен.94 | 5,4 | 52 | 11,5 | 74 | 531,0 | 2233,2 | 3,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 92235,0 | 2989,4 |
| 83 | 14026 | 977 | 26.сен.94 | 4 | 11 | 5,3 | 43 | 627,0 | 2289,3 | 3,3 | 13,0 | 9,1 | 16,0 | 17643,0 | 4696,5 |
| 84 | 13191 | 633 | 27.сен.94 | 1,6 | 69 | 49,1 | 15 | 457,0 | 688 | 1,5 | 15,0 | 11,9 | 7,0 | 55896,0 | 7224,8 |
| 85 | 27142 | 3008 | 09.окт.94 | 2,6 | 26 | 16,6 | 24,6 | 720,0 | 1563,3 | 1,8 | 20,0 | 13,7 | 19,8 | 11784,0 | 9757,5 |
| 86 | 31147 | 3062 | 12.окт.94 | 5,4 | 18 | 11,1 | 28 | 630,0 | 3022,4 | 4,1 | 16,0 | 5,6 | 59,0 | 6342,0 | 2177,0 |
| 87 | 30075 | 1458 | 24.окт.94 | 1,7 | 31 | 7,2 | 73 | 689,0 | 1064,2 | 1,5 | 94,0 | 9,0 | 89,0 | 43681,0 | 5039,2 |
| 88 | 27477 | 3082 | 25.окт.94 | 6,9 | 13 | 6,5 | 42 | 534,0 | 2736,7 | 4,0 | 16,0 | 8,6 | 35,0 | 9513,0 | 6226,2 |
| 89 | 31146 | 3062 | 28.окт.94 | 2,5 | 10 | 7 | 20 | 628,0 | 1472,3 | 2,2 | 24,0 | 16,1 | 20,0 | 9746,0 | 8294,1 |
| 90 | 34869 | 1458 | 07.ноя.94 | 2,7 | 37 | 14,9 | 52 | 300,0 | 787 | 2,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 31699,0 | 3190,1 |
| 91 | 37147 | 1458 | 21.ноя.94 | 4,7 | 43 | 21 | 42 | 642,0 | 2585,4 | 3,4 | 108,0 | 13,2 | 85,0 | 10833,0 | 8277,3 |
| 92 | 15132 | 524 | 04.дек.94 | 4,1 | 9 | 5,6 | 30 | 106,0 | 90,6 | 3,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 12209,0 | 30,8 |
| 93 | 13174 | 519 | 08.дек.94 | 6,7 | 33 | 12,4 | 55 | 347,0 | 1928,2 | 5,1 | 17,0 | 2,0 | 86,0 | 3493,0 | 1611,1 |
| 94 | 13582 | 1435 | 14.дек.94 | 2,6 | 24 | 18,7 | 8 | 429,0 | 829,5 | 1,5 | 20,0 | 16,1 | 3,0 | 7323,0 | 6577,7 |
| 95 | 30691 | 711 | 06.янв.95 | 4,2 | 9 | 1,9 | 76 | 616,0 | 2114,5 | 3,1 | 41,0 | 18,2 | 47,0 | 11036,0 | 8756,5 |
| 96 | 14641b | 3023 | 07.янв.95 | 8,1 | 15 | 2,7 | 79 | 205,0 | 997,8 | 6,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 4280,0 | 188,1 |
| 97 | 15988 | 3008 | 08.янв.95 | 2,9 | 21 | 9,3 | 47 | 496,0 | 1114 | 2,4 | 15,0 | 2,4 | 81,4 | 4014,0 | 1740,8 |
| 98 | 13202 | 633 | 15.янв.95 | 9,2 | 27 | 4,3 | 81,3 | 628,0 | 4870 | 6,7 | 20,0 | 11,6 | 31,7 | 15732,0 | 10892,2 |
| 99 | 30693 | 505 | 17.янв.95 | 25,1 | 53 | 31,5 | 30 | 487,0 | 6247 | 19,2 | 27,0 | 17,0 | 24,0 | 15822,0 | 366,0 |
| 100 | 31053 | 3023 | 21.янв.95 | 4,8 | 46 | 33,2 | 13 | 630,0 | 2507 | 3,3 | 35,0 | 11,6 | 60,0 | 14212,0 | 11543,1 |
| 101 | 30027 | 746 | 27.янв.95 | 2,1 | 30 | 19,9 | 22 | 537,0 | 919 | 1,5 | 19,0 | 10,9 | 32,0 | 7525,0 | 4931,3 |
| 102 | 15137 | 544 | 12.фев.95 | 4,7 | 27 | 21,2 | 7,4 | 544,0 | 2077,5 | 3,3 | 39,0 | 26,0 | 20,1 | 25261,0 | 9942,5 |
| 103 | 12129 | 1081 | 17.фев.95 | 3,8 | 14 | 8,1 | 29 | 626,0 | 1891,8 | 2,5 | 53,0 | 40,8 | 8,0 | 23237,0 | 21418,0 |
| 104 | 31084 | 3082 | 21.фев.95 | 2,7 | 19 | 9,6 | 39 | 412,0 | 965,8 | 2,1 | 12,0 | 5,4 | 48,0 | 2951,0 | 1515,5 |
| 105 | 35003 | 746 | 23.фев.95 | 3,1 | 27 | 9,7 | 57 | 265,0 | 805,1 | 2,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2563,0 | 1091,3 |
| 106 | 30547 | 1205 | 04.мар.95 | 3,5 | 58 | 24,2 | 50 | 579,0 | 1616,5 | 2,8 | 82,0 | 18,9 | 73,0 | 15375,0 | 11054,6 |
| 107 | 14028 | 155 | 16.апр.95 | 3,3 | 10 | 7,6 | 10 | 416,0 | 1293,6 | 3,0 | 26,0 | 16,5 | 26,0 | 40337,0 | 5372,6 |
| 108 | 37163 | 1400 | 24.апр.95 | 4 | 55 | 26,9 | 42 | 411,0 | 1258,4 | 2,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5414,0 | 4158,2 |
| 109 | 30657 | 774 | 04.май.95 | 2,7 | 19 | 6,9 | 58 | 382,0 | 870,2 | 2,3 | 12,0 | 4,0 | 60,0 | 12820,0 | 403,6 |
| 110 | 30419 | 1168 | 21.май.95 | 3,1 | 9 | 2,5 | 69 | 479,0 | 1289,5 | 2,6 | 7,0 | 4,8 | 20,0 | 5752,0 | 961,2 |
| 111 | 27385 | 757 | 03.июн.95 | 10,4 | 50 | 26,5 | 37 | 478,0 | 4422,8 | 9,0 | 31,0 | 8,8 | 66,0 | 55332,0 | 837,9 |
| 112 | 2046b | 3088 | 10.июл.95 | 7,2 | 22 | 11,8 | 35 | 354,0 | 2365,2 | 6,3 | 13,0 | 8,4 | 22,0 | 7185,0 | 1944,2 |
| 113 | 13181 | 633 | 10.авг.95 | 2,6 | 22 | 3,4 | 81 | 35,0 | 82,2 | 1,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 14762,0 | 1,0 |
| 114 | 30043 | 757 | 11.авг.95 | 1,5 | 16 | 6,8 | 49 | 9,0 | 13,5 | 1,5 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 54,0 | 12,4 |
| 115 | 13212 | 634 | 12.авг.95 | 3,7 | 33 | 13 | 53 | 393,0 | 1309,1 | 3,1 | 56,0 | 20,4 | 57,0 | 3203,0 | 1867,0 |
| 116 | 13130 | 514 | 26.авг.95 | 1,6 | 4 | 0,8 | 76 | 344,0 | 464,7 | 1,5 | 23,0 | 1,9 | 90,0 | 2235,0 | 214,3 |
| 117 | 14005б | 535г | 27.авг.95 | 7,4 | 32 | 17 | 36 | 256,0 | 1696,4 | 5,7 | 20,0 | 7,9 | 54,0 | 10099,0 | 1744,5 |
| 118 | 502 | 499 | 04.сен.95 | 2,2 | 10 | 5,3 | 38 | 3,0 | 6,6 | 2,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 19,0 | 0,0 |
| 119 | 30402 | 713 | 26.сен.95 | 3,3 | 29 | 11 | 54 | 394,0 | 1190,8 | 2,7 | 28,0 | 6,2 | 73,0 | 57034,0 | 1542,3 |
| 120 | 34856 | 1413 | 26.ноя.95 | 10,9 | 35 | 16,2 | 46 | 309,0 | 3059,6 | 9,1 | 61,0 | 9,7 | 81,0 | 22739,0 | 1578,4 |
| 121 | 27309 | 1189 | 28.ноя.95 | 2,6 | 17 | 9,9 | 30 | 250,0 | 571,4 | 2,1 | 12,0 | 4,3 | 58,0 | 9903,0 | 875,2 |
| 122 | 14606 | 765 | 29.ноя.95 | 5 | 54 | 42,7 | 6 | 297,0 | 1464,7 | 4,9 | 10,0 | 7,7 | 8,0 | 12325,0 | 4986,9 |
| 123 | 30361 | 1184 | 30.ноя.95 | 4,5 | 14 | 4,8 | 58 | 276,0 | 1162,6 | 4,0 | 18,0 | 7,7 | 49,0 | 7974,0 | 579,5 |

Таким образом, за небольшим исключением позитивное влияние ГРП на полноту нефтеизвлечения происходит в ПК, и наоборот, при производстве ГРП в ГСК происходит ухудшение характеристики вытеснения.

Для подтверждения данного вывода рассмотрим несколько наиболее характерных скважин, по результатам эксплуатации которых можно проанализировать влияние процесса ГРП на динамику обводнения скважин и нефтеотдачу пласта. Все велечины даны на 1.01.1995 г.

В скважине 27212 гидроразрыв пласта был проведен на интервалы, представленные ПК. Положительный эффект по нефтеотдаче (1930.1 т) получен за счет вовлечения слабо дренируемых запасов, увеличения работающей толщины разреза. Общий эффект по скважине составил 3015.5 т.

В разрезе скважины 27198 наряду с расчлененными пропластками вскрыт интервал ГСК эффективной толщиной 4.1 м. После ГРП обводненность в скважине снизилась с 30 до 20%. Однако после запуска в работу нагнетательной скважины 1237, находящейся на расстоянии 370 м, обводненность начала прогрессивно увеличиваться и достигла 85%. Таким образом, с одной стороны, производство гидроразрыва в первую очередь способствовало созданию трещин в ГСК, это привело к интенсификации добычи нефти на 3510.8 т, но с другой стороны, образование системы трещин в интервалах, связанных с закачкой, обусловило ухудшение характеристики вытеснения. Полученный эффект по нефтеотдаче -21497.5 т.

Положительный эффект в ГСК получен приемущественно в тех скважинах, в которых вскрытые перфорацией интервалы изолированы от зоны закачки. Например, скважина 30041. Перфорацией вскрыты 2 интервала: верхний интервал представлен переслаиванием маломощных пропластков, нижний - опесчаненной линзой. Образующаяся в процессе ГРП система трещин преобладает, по всей видимости, в интервалах линзы, не связанной с зоной закачки, и следовательно, не промытой. В результате по данной скважине эффект по нефтеотдаче составил 25547.9 т (84% от общего эффекта).

В скважине 1419 снижение обводненности (с 90% до 60%) после проведения ГРП произошло за счет подключения ранее не работавшей заглинизированной части кровли разреза, в результате получен положительный (9314.2 т) эффект по нефтеотдаче.

В скважине 1454, разрез которой включает как ГСК, так и расчлененные песчанные тела, после ГРП наблюдалась стабилизация обводненности (на уровне 55%), которая явилась результатом подключения в работу менее проницаемой части разреза, представленной прерывистыми песчанными телами. Доля эффекта по нефтеотдаче в общем объеме эффекта при этом составила 97.2%.

В ПК отрицательный эффект по нефтеотдаче получен в основном по скважинам, расположенным в так называемых краевых зонах, зонах недонасыщенных нефтью. К ним относятся скважины 1207, 16846, эффект от нефтеотдачи по которым составил -5791.5 т и -6764.4 т соответственно.

В скважине 479 перфорацией вскрыты тонкослоистые песчанники. По вышележащему интервалу ГСК, не вскрытому перфорацией, прошел фронт закачиваемой воды от близлежащей нагнетательной скважины 14600. В процессе ГРП была нарушена герметичность заколонного пространства, в результате чего произошел прорыв воды, обводненность увеличилась с 30% до ГРП до 80% после ГРП. Дебит жидкости при этом увеличился до 100 м3/сут, что не характерно для данного типа разреза. Потери в нефтеотдаче составили 7762.1 т.

В скважине 6054 геофизический разрез представлен ПК, вскрытые интервалы характеризуются пониженной нефтенасыщенностью. Потери в нефтеотдаче по данной скважине составили 8448 т.

В скважине 12310 наряду с ПК перфорацией вскрыт интервал ГСК, приуроченный к кровельной части разреза. Очевидно, что выработка запасов нефти, приуроченных к подошвенной части разреза, осуществляется значительно меньшими темпами. Ввиду наличия гидродинамической связи интервала ГСК с линией закачки (нагнетательные скважины 12067, 12068) по данной скважине получен отрицательный эффект от нефтеотдачи (-16305.4 т). Эффект от интенсификации по данной скважине достаточно высок (37486.6 т), за счет чего общий эффект по скважине положителен.

В разрезе скважины 12003 вскрыты 5 пропластков класса СПК, толщины которых изменяются от 0.6 до 1.2 м. После ГРП эффект от нефтеотдачи положительный и составил 3362.6 т (96.6% от общего эффекта).

Таким образом, сопоставив геологические характеристики разрезов скважин с результатами работ, можно отметить, что с точки зрения увеличения нефтеотдачи наиболее благоприятным является производство ГРП в коллекторах класса ПК и СПК (объект БВ10) и в тонком чередовании (объекты АВ13 и АВ2-3). Более наглядно это можно показать, рассчитав удельный вес составляющей по нефтеотдаче в общем объеме достигнутого эффекта в применении разделения фонда скважин с ГРП на группы по типам пород.

***Объект АВ13.*** По группе скважин, в которых коллектора представлены ГСК либо их совместным залеганием с ПК и СПК, удельный вес составляющей по нефтеотдаче отрицателен, откуда следует, что общий эффект по данной группе достигнут за счет интенсификации добычи. В скважинах, в разрезах которых присутствуют только ПК и СПК, доля составляющей эффекта от увеличения нефтеотдачи равна 41.6%.

***Объект АВ2-3.*** В ГСК эффект достигнут в основном за счет интенсификации добычи (87.5%), тогда как доля эффекта от нефтеотдачи составила 12.5%. По группе скважин, в разрезе которых отмечается наличие обоих типов пород, наблюдается более благоприятное соотношение составляющих эффекта в сторону нефтеотдачи (48.5%). В ПК большая часть эффекта достигнута за счет нефтеотдачи (55.2%).

***Объект БВ10.*** В ГСК доля состовляющей эффекта по нефтеотдаче имеет знак минус, как и в случае аналогичных отложений объекта АВ13. В коллекторах, представленных ПК и ПК+СПК, общий эффект достигнут на 29.5% за счет нефтеотдачи и на 70.5% за счет интенсификации. По группе скважин, разрез которых сложен СПК, процент эффекта от нефтеотдачи имеет самое высокое значение 79%. Это объясняется тем, что в таких коллекторах сосредоточены трудноизвлекаемые запасы, которые представляется возможным вовлечь в разработку при помощи ГРП.

Для количественной оценки прироста извлекаемых запасов нефти за счет производства ГРП авторами был выделен участок объекта АВ13 площадью 1375 тыс.м2. Геологические запасы нефти участка оценены в объеме 1220 тыс.т. Коэффициент вытеснения для участка равен 0.642, проектный коэффициент заводнения - 0.75.

В пределах участка находятся 7 скважин (15215, 27497, 27496, 27388, 27389, 27390, 15195), в которых был проведен ГРП в период с 6.1992 г. по 4.1993 г. Геологические характеристики разрезов скважин участка представлены в таблице 3.4. Очевидно, что разрез представлен коллекторами типа ПК (в 1 скважине) и СПК (в остальных 6 скважинах). Коэффициент расчлененности равен 4-8. Величина эффективной нефтенасыщенной толщины колеблется в пределах 3.3-7.7 м. Средний коэффициент песчанистости по разрезу равен 0.23.

Геологическая характеристика разреза скважин участка пласта АВ13.

# Таблица 3.4

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № скв. | Эффективная нефтенасыщенная толщина, (м) | Кооффициент расчлененности | Коэффициент песчанистости |
| 27390 | 3.3 | 4 | 0.16 |
| 15195 | 4.9 | 4 | 0.23 |
| 27388 | 5.8 | 4 | 0.23 |
| 27389 | 3.6 | 4 | 0.15 |
| 15215 | 6.5 | 7 | 0.27 |
| 27497 | 5.1 | 5 | 0.23 |
| 27496 | 7.7 | 8 | 0.35 |

Подвижные запасы, оцененные без учета проведения ГРП, как накопленная добыча нефти до обводненности продукции 99%, составляют для участка -493.1 тыс.т (при проектной величине 586.8 тыс.т). Изменение характеристики вытеснения за счет проведения ГРП влечет увеличение подвижных запасов до 687.4 тыс.т (или на 39.3%), превышая, таким образом, проектную величину.

Для оценки рентабельной величины нефтеизвлечения используем величину рентабельного дебита скважин, полученную специалистами СибНИИНП для условий Самотлорского месторождерия - qн= 8 т/сут. Для условий рассматриваемого участка предел рентабельной эксплуатации оценен 1.7 тыс.т в месяц. Полученные величины извлекаемых запасов составили 358 тыс.т для варианта без ГРП и 557.7 тыс.т с ГРП. Достигаемая величина КИН - 0.293 и 0.457, соответственно (при текущей величине для данного типоразреза - 0.215). Прирост извлекаемых запасов нефти за счет проведения ГРП на участке составит, таким образом, 55.8%.

**Результаты проведения ГРП в краевых зонах пласта АВ13.**

Для оценки эффективности ГРП в краевых (приконтурных) зонах продуктивных объектов Самотлорского месторождения проанализируем показатели работы 8 скважин пласта АВ13. Все скважины расположены в коллекторах типа ПК, СПК.

Результаты сведем в таблицу 3.5. Данные на 1.01.96 г.

Показатели эффективности ГРП в приконтурных зонах пласта АВ13 Самотлорского месторождения

# Таблица 3.5

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  | Показатели до ГРП | | | | Показатели после ГРП | | | |
| № скв. | hэф,м | Дата ввода | Дата ГРП | Qн, т/сут | qж, т/сут | fв, % | ΣQн, тыс.т | qн, т/сут | qж, т/сут | fв, % | ΣQн, тыс.т |
| 1202 | 4.0 | 09.81 | 04.93 | 6.2 | 6.5 | 4.3 | 28.9 | 13.1 | 14.2 | 8.0 | 36.6 |
| 1203 | 5.2 | 09.81 | 09.93 | 0.2 | 3.0 | 93.3 | 21.3 | 10.2 | 14.6 | 30.1 | 26.8 |
| 1204 | 4.6 | 09.81 | 12.93 | 5.4 | 5.9 | 8.5 | 30.7 | 14.0 | 19.6 | 28.7 | 39.0 |
| 1207 | 5.0 | 06.83 | 06.93 | 19.0 | 21.4 | 11.3 | 40.7 | 42.9 | 52.1 | 17.6 | 48.8 |
| 15026 | 2.0 | 03.83 | 01.93 | 0.1 | 10.1 | 99.0 | 13.6 | 6.4 | 12.9 | 50.0 | 16.6 |
| 15273 | 3.8 | 03.84 | 10.92 | 4.2 | 4.2 | 0 | 7.0 | 6.2 | 18.2 | 62.5 | 12.3 |
| 16845 | 3.8 | 03.83 | 01.93 | 4.0 | 7.1 | 44.5 | 19.7 | 18.9 | 19.5 | 3.5 | 33.7 |
| 16846 | 1.0 | 03.83 | 12.92 | 5.3 | 9.6 | 44.8 | 23.1 | 13.2 | 24.8 | 46.6 | 28.3 |

Рассмотрим несколько наиболее показательных примеров:

***Скважина 1203.*** Вскрытая эффективная толщина - 5.2 м. Коэффициент расчлененности - 3. Тип разреза - СПК. С даты вводы до производства ГРП скважина работала с дебитом жидкости 5-10т/сут. К началу производства ГРП обводненность продукции превысила 90% (по-видимому из-за притока законтурных вод), при этом дебит жидкости составлял 3-5т/сут. За 12лет работы скважина отобрала 21.3тыс.т нефти (при экономически оправданном отборе 25-30тыс.т за 15лет). Таким образом, исходя из соображений экономически оправданной эксплуатации, данную скважину представлялось целесообразным законсервировать, при этом капитальные вложения при бурении и обустройстве данной скважины не были бы восполнены. Проведение ГРП позволило в 5 раз увеличить дебит скважины по жидкости, снизив обводненность продукции за счет более интенсивной работы верхних нефтенасыщенных интервалов разреза, ранее не охваченных выработкой. Дебит нефти составил 10.2 т/сут. За 2 года и три месяца после ГРП скважиной было отобранно 5.5 тыс.т нефти, общая накопленная добыча нефти на 1.01.96 составила 26.8 тыс.т при текущей обводненности 26-30%.

***Скважина 15026.*** С момента ввода скважина эксплуатировала два продуктивных объекта - пласта АВ13 (два пропластка с эффективными толщинами по 1.0 м) и пласт АВ2-3 (два пропластка 0.8 и 1.4 м). Тип разреза СПК. До производства ГРП скважина работала с дебитом жидкости в пределах 10 т/сут. За 10 лет работы обводненность продукции достигла 99% при текущем дебите нефти 0.1 т/сут, накопленный отбор нефти достиг лишь 13.6 тыс.т. После проведения ГРП и отключения пласта АВ2-3 обводненность продукции снизилась до 15-20% при дебите по жидкости 10-15 т/сут. За три года после ГРП скважиной было отобранно 3.0 тыс.т нефти, при этом обводненность не увеличилась.

***Скважина 16846.*** Вскрытая эффективная толщин -1.0 м. Коэффициент расчлененности - 1. Тип разреза - СПК. С даты ввода до производства ГРП скважина работала нестабильно, с частыми остановками, дебит жидкости колебался от 1 до 30 т/сут. В последний год работы перед ГРП обводненность продукции находилась в пределах 50-60% при дебите жидкости, стабилизировавшемся на 7-9 т/сут. Накопленная добыча нефти (за 9 лет и 9 месяцев) составила 23.1 тыс.т. После ГРП дебит жидкости по скважине увеличился в 2.6 раза, обводненность в первый год работы после ГРП составила 30-40%, дебит нефти 10-15 т/сут. За 3 года после ГРП скважиной было отобранно 5.2 тыс.т нефти, общая накопленная добыча нефти составила 28.3 тыс.т.

Таким образом, проведенный анализ позволяет сделать следующие выводы.

Результаты применения ГРП в границах ОДАО "Самотлорнефть" заставляют по-другому взглянут на обоснование рентабельной границы размещения скважин. Если до массового производства на Самотлорском месторождении глубокопроникающего ГРП обоснования в "Проекте разработки" граница размещения скважин 4-6 м представлялась в новых экономических условиях проблематичной, то, как показывают полученные данные, в результате ГРП реально получать экономически оправданные результаты в краевых зонах месторождения даже при толщинах 2-4 м.

3.9 ВЫВОДЫ к главе 3.

На Самотлорском месторождении работы по гидроразрыву проведены в 253 скважинах. Объем дополнительной добычи нефти по этим скважинам на 1.01.1995 г.составил 2779.8 тыс.т.

Анализируя выше изложенный материал, можно с уверенностью утверждать, что производство ГРП может служить основным способом выработки слабодренируемых запасов нефти, сосредоточенных в низкопроницаемых коллекторах. К ним относятся коллектора классов ПК и СПК, интервалы тонкого чередования песчанных и глинистых пропластков. Работы СП "Самотлор Сервисиз" были в основном сконцентрированны именно в этих зонах. Гидроразрыв пласта в этих районах является одним из наиболее эффективных средств не только для интенсификации добычи, но и увеличения нефтеотдачи пласта. В результате проведения ГРП имеем значительное увеличение дебитов скважин, а также снижение обводненности (относительно базового варианта, без ГРП).

По оценке работы прирост подвижных запасов за счет улучшения характеристики вытеснения при массовом производстве ГРП в условиях ПК и СПК достигает 39%. С учетом расширения границ рентабельной эксплуатации скважин за счет интенсификации притока жидкости, увеличение коэффициента нефтеизвлечения благодаря ГРП оценивается в 55%.

Необходимо отметить также, что область применения ГРП не ограничивается низкопродуктивными зонами, проведение гидроразрыва также возможно в песчанных телах, не имеющих гидродинамической связи с зоной закачки. В таких случаях в результате проведения работ обводненность продукции снижается, либо отмечается ее стабилизация при существенном увеличении дебитов скважин.

В целом отмечается высокая продолжительность эффекта, обусловленная стабилизацией как обводненности, так и дебитов жидкости. В то же время, в ряде случаев отмечается снижение дебитов жидкости скважин, стимулированных ГРП, по причине падения пластового давления. Для обеспечения эффективной эксплуатации скважин ГРП необходимо обеспечить благоприятные энергетические условия работы залежи путем развития в зонах массового применения ГРП системы заводнения.

Результаты проведения ГРП в краевых (приконтурных) зонах продуктивных пластов позволяют обоснованно рассчитывать на экономически эффективную эксплуатацию скважин, вскрывающих нефтенасыщенную мощность пласта 2-4м.

4. АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ГРП НА СКВАЖИНАХ ОДАО "САМОТЛОРНЕФТЬ"

В качестве исходной информации для экономического анализа проведения ГРП на скважинах ОДАО"Самотлорнефть" СП "Самотлор Сервисиз" приняты данные СП "Самотлор Сервисиз" по технологической эффективности проводимых работ (табл.4.1) и отчетные показатели ОДАО "Самотлорнефть" по калькуляции затрат на добычу нефти (табл. 4.2-4.4).

# Таблица 4.1

Информация, принятая для анализа экономической эффективности проведения ГРП.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ***Годы*** | ***Ср.цена реализации нефти,руб/т*** | ***Ср. курс доллара, руб/$*** | ***Возмещ. СП затраты за подъем 1т нефти*** | | ***себист. 1т нефти руб/т*** | ***Усл.-перем. расходы на 1 т нефти*** | |
|  |  |  | $/т | руб/т |  | % | Руб |
| 1992 год | 2720 | 350 | 12.5 | 4375 | 2934 | 66 | 1936 |
| 1993 год | 18471 | 1880 | 12.5 | 23500 | 25910 | 51 | 13123 |
| 1994 год | 56618 | 3099 | 12.5 | 38738 | 86560 | 45 | 38652 |
| 1995 год | 262604 | 3569 | 14.2 | 50680 | 218800 | 39 | 85503 |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Таблица 4.2 | | | | | | | | | |
| **Калькуляция себестоимости добычи нефти по ОДАО "Самотлорнефть" за 1993 год, млн. руб** | | | | | | | | | |
| Показатели | | | | 1993 год | | | | | |
| план | | на 1 т | факт | | на 1 т |
| Расходы на энергию по извлечению | | | | 8527,856 | | 2,521 | 9362,506 | | 2,411 |
| нефти |  |  |  |  | |  |  | |  |
| Расходы по искусственному | | | | 8034,096 | | 2,375 | 7819,271 | | 2,014 |
| воздействию на пласт | | |  |  | |  |  | |  |
| Основная зарплата производственных | | | | 611,030 | | 0,181 | 666,190 | | 0,172 |
| рабочих |  |  |  |  | |  |  | |  |
| Отчисления на социальное страхование | | | | 239,302 | | 0,71 | 242,833 | | 0,63 |
| Амортизация скважин | | |  | 1038,366 | | 0,307 | 833,878 | | 0,215 |
| Расходы по сбору и транспортировке | | | | 410,441 | | 0,121 | 326,985 | | 0,84 |
| нефти и газа | |  |  |  | |  |  | |  |
| Расходы по технологической подготовке | | | | 4096,093 | | 1,211 | 4370,875 | | 1,126 |
| нефти |  |  |  |  | |  |  | |  |
| Расходы на подготовку и освоение | | | |  | |  |  | |  |
| производства | |  |  |  | |  |  | |  |
| Расходы на СЭО | |  |  | 6405,292 | | 1,894 | 9039,026 | | 2,328 |
| в т.ч. расходы на текущий ремонт | | | | 2949,121 | | 0,872 | 4353,830 | | 1,121 |
| Цеховые расходы | |  |  | 14958,282 | | 4,422 | 20009,440 | | 5,153 |
| Общепромысловые расходы | | | | 32059,505 | | 9,478 | 34484,920 | | 8,881 |
| в т.ч. фонды финанс. Регулирования | | | | 26113,455 | | 7,720 | 27449,360 | | 7,069 |
| Прочие производственные расходы(ГРР) | | | | 8679,263 | | 2,566 | 8291,072 | | 2,135 |
| плата за недра | |  |  |  | |  |  |  |  |
| налог на МСБ | |  |  | 8679,263 | | 2,566 | 8291,072 | | 2,135 |
| налог на автодороги 2% | | |  |  |  |  |  |  |  |
| плата за землю | |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Производственная себестоимость | | | | 85060,396 | | 25,148 | 95446,996 | | 24,581 |
| валовой продукции | | |  |  |  |  |  |  |  |
| Внутренний оборот | | |  | 872,187 | | 0,258 | 853,741 | | 0,220 |
| Внепроизводственные расходы | | | | 5344,986 | | 1,580 | 6014,796 | | 1,549 |
| Полная себестоимость товарной | | | | 89533,195 | | 26,470 | 100608,051 | | 25,910 |
| Продукции | |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Товарная нефть, газ(т.тн) | | |  | 3382,400 | |  | 3882,955 | |  |
| Валовая нефть, газ(т.тн) | | |  |  |  |  |  |  |  |
| Себестоимость единицы продукции | | | | 26470 |  |  | 25,910 | |  |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Таблица 4.3 | | | | | | | | | |
| **Калькуляция себестоимости добычи нефти по ОДАО "Самотлорнефть" за 1994 год, млн. руб** | | | | | | | | | |
| Показатели | | | | 1994 год | | | | | |
| план | | на 1 т | факт | | на 1 т |
| Расходы на энергию по извлечению | | | | 26627,774 | | 9,926 | 28036,245 | | 7,684 |
| нефти |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Расходы по искусственному | | |  | 28552,081 | | 10,643 | 30962,409 | | 8,487 |
| воздействию на пласт | |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Основная зарплата производственных | | | | 1964,890 | | 0,732 | 1964,578 | | 0,538 |
| рабочих |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Отчисления на социальное страхование | | | | 726,625 | | 0,271 | 715,737 | | 0,196 |
| Амортизация скважин | |  |  | 30159,594 | | 11,243 | 26520,221 | | 7,269 |
| Расходы по сбору и транспортировке | | | | 9438,216 | | 3,518 | 10328,974 | | 2,831 |
| нефти и газа |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Расходы по технологической подготовке | | | | 3796,519 | | 1,415 | 4684,639 | | 1,284 |
| нефти |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Расходы на подготовку и освоение | | | |  |  |  |  |  |  |
| производства |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Расходы на СЭО | |  |  | 32813,501 | | 12,232 | 37207,891 | | 10,198 |
| в т.ч. расходы на текущий ремонт | | | | 15355,345 | | 5,724 | 17464,498 | | 4,787 |
| Цеховые расходы | |  |  | 27809,778 | | 10,367 | 31432,593 | | 8,615 |
| Общепромысловые расходы | | |  | 76616,722 | | 28,561 | 102639,440 | | 28,133 |
| в т.ч. фонды финанс. Регулирования | | | | 52788,991 | | 19,678 | 61174,658 | | 16,767 |
| Прочие производственные расходы(ГРР) | | | | 17264,444 | | 6,436 | 27181,666 | | 7,450 |
| плата за недра | |  |  |  |  |  |  |  |  |
| налог на МСБ | |  |  | 17264,444 | | 6,436 | 27181,666 | | 7,450 |
| налог на автодороги 2% | | |  |  |  |  |  |  |  |
| плата за землю | |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Производственная себестоимость | | | | 255770,144 | | 95,344 | 301674,393 | | 82,686 |
| валовой продукции | |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Внутренний оборот | |  |  | 2789,476 | | 1,040 | 2084,249 | | 0,571 |
| Внепроизводственные расходы | | |  | 10506,874 | | 3,917 | 16217,048 | | 4,445 |
| Полная себестоимость товарной | | | | 263487,542 | | 98,221 | 315807,192 | | 86,560 |
| Продукции |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Товарная нефть, газ(т.тн) | | |  | 2682,600 | |  | 3648,424 | |  |
| Валовая нефть, газ(т.тн) | |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Себестоимость единицы продукции | | | | 98,221 | |  | 86,560 | |  |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Таблица 4.4 | | | | | | | | | |
| **Калькуляция себестоимости добычи нефти по ОДАО "Самотлорнефть" за 1995 год, млн. руб** | | | | | | | | | |
| Показатели | | | | 1995 год | | | | | |
| план | | на 1 т | факт | | на 1 т |
| Расходы на энергию по извлечению | | | | 123728 |  | 39 | 119294 |  | 31 |
| нефти |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Расходы по искусственному | | | | 101824 |  | 32 | 100916 |  | 26 |
| воздействию на пласт | | |  |  |  |  |  |  |  |
| Основная зарплата производственных | | | | 3948 |  | 1 | 3906 |  | 1 |
| рабочих |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Отчисления на социальное страхование | | | | 1461 |  | 0 | 1373 |  | 0 |
| Амортизация скважин | | |  | 107564 |  | 34 | 104935 |  | 27 |
| Расходы по сбору и транспортировке | | | | 28475 |  | 9 | 27264 |  | 7 |
| нефти и газа | |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Расходы по технологической подготовке | | | | 25132 |  | 8 | 24990 |  | 7 |
| нефти |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Расходы на подготовку и освоение | | | |  |  |  |  |  |  |
| производства | |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Расходы на СЭО | |  |  | 90391 |  | 28 | 88956 |  | 23 |
| в т.ч. расходы на текущий ремонт | | | | 50699 |  | 16 | 50443 |  | 13 |
| Цеховые расходы | |  |  | 143634 |  | 45 | 134817 |  | 35 |
| Общепромысловые расходы | | | | 130569 |  | 41 | 77537 |  | 20 |
| в т.ч. фонды финанс. Регулирования | | | | |  |  |  |  |  |
| Прочие производственные расходы(ГРР) | | | | 117391 |  | 37 | 161496 |  | 42 |
| Плата за недра | |  |  | 51319 |  | 16 | 69021 |  | 18 |
| Налог на МСБ | |  |  | 65145 |  | 20 | 91667 |  | 24 |
| Налог на автодороги 2% | | |  |  |  |  |  |  |  |
| Прочие производств. Расходы | | | | 927 |  | 0 | 808 |  | 0 |
| Плата за землю | |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Производственная себестоимость | | | | 874117 |  | 273 | 845484 |  | 220 |
| валовой продукции | | |  |  |  |  |  |  |  |
| Внутренний оборот | | |  | 9181 |  | 3 | 7991 |  | 2 |
| Внепроизводственные расходы | | | |  |  |  |  |  |  |
| Коммерческие расходы | | |  | 4319 |  | 1 | 2203 |  | 1 |
| Полная себестоимость товарной | | | | 869255 |  | 272 | 839696 |  | 219 |
| Продукции | |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Товарная нефть, газ(т.тн) | | |  | 3200,200 | |  | 3837,741 | |  |
| Валовая нефть, газ(т.тн) | | |  | 3234,000 | |  | 3867,100 | |  |
| Себестоимость еденицы продукции | | | | 271,625 | |  | 218,800 | |  |

В результате анализа проведения ГРП на скважинах ОДАО"Самотлорнефть" были получены следующие результаты.(табл. 4.5):

1. Проведение ГРП обеспечило дополнительную добычу нефти за 1992-1995 гг. в объеме 2 779 848 тонн, из которых в соответствии с договором между ОДАО "Самотлорнефть" и СП "Самотлор Сервисиз", 2 501 863 тонн (90%) передано СП "Самотлор Сервисиз", а 277 985 тонн (10%) -ОДАО "Самотлорнефть" ;
2. Реализация дополнительной нефти ОДАО составила 28 779 млн.руб;
3. Экономическим результатом проведения ГРП для ОДАО "Самотлорнефть" в 1992-1995 гг. явились накопленные убытки в сумме 1287 млн.руб. Причем, общий отрицательный результат был определен убытками 1995 года в сумме 11429 млн.руб (в 1992, 1993 и 1994 году прибыль ОДАО составила, соответственно 494, 7921, и 1727 млн.руб).

Экономические результаты проведения ГРП для ОДАО "Самотлорнефть" складываются из двух составляющих:

1) дохода от реализации той части дополнительной нефти, которая по договору с СП "Самотлор Сервисиз" распределяется в пользу ОДАО, и

1. возмещения совместным предприятием затрат на добычу дополнительной нефти, которая по договору распределяется в пользу СП.

# Таблица 4.5

Экономические результаты проведения ГРП на скважинах ОДАО"Самотлорнефть"

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  | ***Оцениваемый период*** | | | |
| **Показатели** | Ед.изм. | 1992г. | 1993г. | 1994г. | 1995г. |
| **Кол-во обработанных скважин** | скв. | 91 | 113 | 49 | - |
| **Дополнительная добыча нефти** | Тонн | 217396 | 802209 | 921749 | 838494 |
| **Передается: СП-90%** | Тонн | 195656 | 721988 | 829574 | 754645 |
| **ОДАО-10%** | Тонн | 21740 | 80221 | 92175 | 83849 |
| **Возмещаемые СП услуги** | Млн.руб | 856 | 16967 | 32136 | 38245 |
| **Реализация дополнительной нефти ОДАО** | Млн.руб | 59 | 1482 | 5219 | 22019 |
| **Усл.-перем. Расходы на дополнительную добычу нефти** | Млн.руб | 421 | 10527 | 35627 | 71694 |
| **Прибыль за период действия договора** | Млн.руб | 494 | 7921 | 1727 | -11429 |

На доход от реализации дополнительной нефти ОДАО влияет соотношение двух факторов: цены реализации и себистоимости добычи нефти.

На рис. 4.1 (а) отражено соотношение средней цены реалиции одной тонны нефти и себестоимости 1т нефти по ОДАО"Самотлорнефть". График показывает, что уже в процессе реализации заложены убытки в 1992 - 1994 гг., т.к. этот период характеризуется превышением затрат на добычу нефти над уровнем цены реализации нефти. В 1995 г. нефть реализовалас по цене, превышающей затраты на ее добычу.

Второй составляющей экономического результата проведения ГРП для ОДАО"Самотлорнефть" является соотношение условно-переменных затрат на добычу дополнительной нефти, которая по договору распределяется в пользу СП, и той суммы, которую по договору между ОДАО и СП перечисляет СП "Самотлор Сервисиз" за свою часть дополнительной добычи нефти (возмещаемые затраты).



Рисунок 4.1 (а)

На рис. 4.1 (б) отражено соотношение условно-переменных расходов и возмещаемых затрат СП "Самотлор Сервисиз" не покрывали тех затрат, которые несло ОДАО"Самотлорнефть" за подъем той части дополнительно добываемой нефти, которая по договору распределялась в пользу СП.



Рисунок 4.1 (б)

Затраты на дополнительную нефть определяются исходя из условно-переменных затрат в себистоимости добычи 1т нефти и объема дополнительно добываемой нефти. Условно-переменные затраты принимаются в соответствии с отчетными данными ОДАО за вычетом налога на восстановление материально-сырьевой базы.

К условно-переменным затратам относятся те статьи затрат, уровень которых находится в зависимости от изменения объемов добываемой нефти. К ним относятся: расходы на энергию по извлечению нефти, расходы по искусственному воздействию на пласт, основная зарплата производственных рабочих с отчислением на соцстрах, расход по сбору и транспортировке нефти и газа, расходы по технологической подготовке нефти и прочие расходы.

На рис. 4.2 отражено изменение соотношения основных составляющих условно-переменных затрат на добычу нефти в 1993-1995 гг. Заметно, что в 1995 году произошло существенное увеличение расходов на энергию по извлечению нефти, и расходов по искусственному воздействию на пласт, связанных в первую очередь с увеличением тарифов на электроэнергию и с увеличением объемов работ по повышению пластового давления, что во многом обусловлено проведением ГРП. Например, расходы на энергию по извлечению нефти увеличилась с 1994-го по 1995 год в 4.3 раза, расходы по технологической подготовке, сбору и транспорту нефти - в 3.3 раза, основная зарплата производственных рабочих - в 2 раза, общепроизводственные и прочие расходы - в 2.6 раза.

Однако, эта динамика изменения условно-переменных затрат не нашла в полной мере соответствующего отражения в динамике изменения уровня возмещаемых СП затрат. В 1995 году замещаемые СП затраты увеличились по сравнению с 1994 годом лишь в 1.2 раза.



Рисунок 4.2 (а)

Таким образом, из приведенного анализа следует, что ГРП является эффективным методом интенсификации добычи нефти, но на рентабельность его применения на месторождениях ОДАО "Самотлорнефть" существенно влияют условия договорных отношений между СП "Самотлор Сервисиз" и ОДАО "Самотлорнефть" в части расчета возмещаемых совместным предприятием затрат за подъем дополнительной нефти.

Рисунок 4.2 (б)



Рисунок 4.2 (с)



В первой половине 1996 года Министерством Топлива и Энергетики было принято решение, что компаниям с иностранными инвестициями будет разрешено экспортировать только 20-25% от объема добываемой нефти.

В настоящее время "Самотлор Сервисиз" вынужден продавать значительный объем своей нефти на внутреннем рынке и в ближнем зарубежье.

В 1996г. "Самотлор Сервисиз" начал работать в условиях новой экономической и деловой ситуации - в сфере оказания платных услуг. Был осуществлен ряд противозатратных мероприятий, включая замораживание заработной платы и прекращение приема на работу, исключение части капитальных затрат и снижение до минимального уровня эксплуатационных и общеадминистративных расходов.

В результате мер по поддержанию эффективности добычи уровень добычи в течение первого полугодия текущего года оставался стабильным. Большую помощь в выполнении этих задач оказывало ОДАО "Самотлорнефть". Выбор скважин по ОДАО "Самотлорнефть" становится все более сложным, геологическим отделом начаты работы по подбору скважин по ОДАО "Белозернефть" и "Приобьнефть".

**5. Работа СП "САМОТЛОР СЕРВИСИЗ" В 1996 году**

**5.1 ВСТУПЛЕНИЕ**

В первой половине 1996 года "Самотлор Сервисиз" удавалось сохранить стабильное финансовое положение, несмотря на существование многих отрицательных факторов, включая один из наиболее значительных - трудности с экспортом нефти. Министерством Топлива и Энергетики было принято решение, что компаниям с иностранными инвестициями будет разрешено экспортировать только 20-25% от объема добываемой нефти. Это решение было принято в 1995г., но начало действовать только в августе текущего года. Маловероятно, что какие-либо изменения этого решения произойдут в обозримом будущем. Тем не менее на сегодняшний день обязательства Самотлор Сервисиз перед ЕБРР выполнены. Платежи по основной сумме ссуды составили 6 266 669 дол. США. Последний платеж в сумме 1 666 667 дол. США будет произведен только в феврале 1998 года.

Второе полугодие началось с ожидания к концу года распределяемой прибыли, однако, дальнейшее ограничение в экспортировании разрушает эти ожидания. В настоящее время "Самотлор Сервисиз" вынужден продавать значительный объем своей нефти на внутреннем рынке и в ближнем зарубежье.

В 1996г. "Самотлор Сервисиз" начал работать в условиях новой экономической и деловой ситуации - в сфере оказания платных услуг. Был осуществлен ряд противозатратных мероприятий, включая замораживание заработной платы и прекращение приема на работу, исключение части капитальных затрат и снижение до минимального уровня эксплуатационных и общеадминистративных расходов.

В результате мер по поддержанию эффективности добычи на высоком уровне и оптимизации производительности добывающих скважин уровень добычи в течение первого полугодия текущего года оставался стабильным. Большую помощь в выполнении этих задач оказывало ОДАО "Самотлорнефть". Выбор скважин по ОДАО "Самотлорнефть" становится все более сложным и трудоемким в связи с низким уровнем ожидаемой добычи и затрудненным экономическим обоснованием. Сейчас, на основании заключенных договоров, геологическим отделом начаты работы по подбору скважин по ОДАО "Белозернефть" и "Приобьнефть".

**5.1.1 Добыча**

С начала 1996года добыто 687 558 тонн нефти. Ожидаемый объем добычи "Самотлор Сервисиз" в 1996году около 900 000 тонн (включая добычу по ОДАО Белозернефть), что несколько меньше запланированного объема 1 073 000 тонн по некоторым причинам, описанным ниже.

В течение всего 1996 года "Самотлор Сервисиз" проводил последовательную работу по поддержанию объемов добычи (несмотря на отказ в передаче нефти Ермаковским НГДП, что составляет около 23 000 тонн и возросшую трудность выбора кандидатов на Самотлорском месторождении). Добыча нефти поддерживалась благодаря сложной геологической методике подбора скважин в комплексе с мерами по поддержанию высокой эффективности производства совместно с ОДАО Самотлорнефть, активной оптимизации добычи и концентрации усилий на улучшении работы системы ППД.

Недостаточно эффективные меры по поддержанию пластового давления продолжают оставаться для нас серьезной проблемой. На сегодняшний день "Самотлор Сервисиз" силами своих бригад выполнил капитальный ремонт двух нагнетательных скважин.

С 1996 года начинается возврат первых стимулированных скважин. В сентябре первая скважина с дополнительным дебитом около25 тонн и общей добычей за 5 лет 74 500 т передана в ОДАО Самотлорнефть.До конца года ожидается передача еще 8 скважин.

**5.1.2 Основное производство**

В течение 9 месяцев текущего года семь бригад "Самотлор Сервисиз" занималось капитальными ремонтами и подготовкой к гидроразрыву, сменами насосов и оптимизацией добычи. За этот период в среднем один подъемник простаивал из-за технических проблем или по причинам планового технического обслуживания (покраска или дефектоскопия).

На конец сентября было выполнено 96 гидроразрывов ( в том числе 15 скважин на условиях сервисных договоров и18 для ОДАО Самотлорнефть в счет платы за подъем и подготовку нефти).

Выполнено **322** смены насосов, в том числе **205** смен выполнено силами бригад ОДАО Самотлорнефть. В число выполненных смен насосов входит 70 оптимизаций скважин.

Выполнено переоборудование и переобустройство некоторых из существующих зданий базы производственного обеспечения с целью максимально эффективного их использования.Построено новое здание для пакерного участка. Общая сумма затрат по реконструкции и строительству по базе составила около 350 000 долларов, что и планировалось бюджетом.

6. Техника безопасности

***Контроль опасных ситуаций.***

На нефтяных и газовых месторождениях можно контролировать возникновение и развитие опасных ситуаций путем использования соответствующего исправного оборудования, безопасных приемов работы, а также обученного персонала, работающего в персональных средствах защиты.

Явными называются те опасности, которые открыто присутствуют на рабочем месте: это может быть риск воспламенения или взрыва нефтяного и газового оборудования, давление в скважине, холод. При работе с наличием таких опасностей очень важно понимание выполняемой работы, процесса, наличие соответствующего оборудования. Те опасные ситуации, которые возникают по вине людей, называются скрытыми. Это может быть использование неподходящих инструментов, невнимательность, курение в запрещенных или плохо проветриваемых местах, вождение автомашины с превышением скорости. Таких опасностей можно избежать. Каждый работник должен взять за правило работать с соблюдением техники безопасности, не повторять ошибки других, что может повысить вероятность несчастного случая или травмы у него или окружающих.

##### **Приспособления для безопасной работы оборудования**

Такие приспособления должны постоянно использоваться. К ним относятся специальные крюки, сигналы заднего хода, защитные кожухи на точильный камень, рамы, защищающие машину от опрокидывания, карабины безопасности и тормозные устройства, фары, автоматическое отключение компрессора, кабели заземления, огнетушители, ограждения кабелей и предупреждающие таблички.

##### **Горючие вещества**

Необходимо принять все меры предосторожности для того, чтобы не допустить возгорания горючих веществ. Каждый работник должен осознать свою ответственность и следовать следующим мерам предосторожности:

- курить в строго отведенных местах,

- не работать с горючими веществами вблизи открытого огня и других источников тепла,

- хранить горючие жидкости в особых контейнерах, не сливать их в канализацию и водостоки,

- не пользоваться соляркой или керосином как чистящими веществами,

- вывозить пропитанную горючими веществами ветошь в металлических контейнерах,

- работать с открытым огнем только в пожарозащитной спецодежде. Погрузо-разгрузочные работы.

Необходимо следовать выработанной технологии производства погрузо-разгрузочных работ во избежание несчастных случаев и нанесения ущерба. Наиболее часто аварийные ситуации возникают при размещении материалов на хранение, их погрузке-разгрузке, работе с краном, особенно с трубами.

##### **Опасные материалы**

Работа с опасными материалами должна производиться безопасно в соответствии с государственными требованиями. Опасные материалы должны быть соответственно промаркированы, упакованы, погружены, транспортированы и уложены на хранение.

##### **Перемещение материалов**

При перегрузке сухих веществ или жидкостей из одного контейнера в другой необходимо протянуть заземляющий кабель между двумя контейнерами. Эта мера уменьшит разность между электрическим потенциалом, созданную потоком жидкости, и вероятность проскакивания искры между контейнерами и возгорания сухих веществ или паров жидкости, что может привести к взрыву.

##### **Складирование материалов**

Материалы необходимо правильно размещать на стеллажах во избежание их скатывания, на полу они не должны лежать беспорядочной грудой, чтобы работник не споткнулся и не получил увечье. Не складируйте материалы на проходах, выходах,лестницах, не заваливайте ими приспособления личной безопасности и средства пожаротушения. При перевозке закрепляйте материалы цепями, стропами и стойками противораскатывания.

##### **Самодвижущееся оборудование**

Необходимо периодически проверять основные компоненты мототехники на предмет смазки и исправного функционирования. К таким компонентам относятся тормозные устройства, подъемное оборудование, сигнальные системы, "дворники", приспособления против опрокидывания, гудок, корпус, вентиляционные отверстия дизелевозов. Руководители на местах несут ответственность за регулярное выполнение таких проверок. Оператор мототехники несет ответственность за безопасность выполняемых им работ. К этому относится:

- работать с оборудованием в пределах установленной мощности и в соответствии с рекомендациями производителя,

- следить за перемещением оборудования и людей, работающих в непосредственной близости,

- не разрешайте посторонним управлять оборудованием,

- не превышайте указанных ограничений скорости, при плохих дорожных условиях не ездите с максимальной скоростью.

Если вы находитесь вблизи от работающей техники, дать знать оператору о своем присутствии. Никогда не работайте слишком близко с движущимся оборудованием. Безопасные расстояния от линий электропередач.

Во избежание контакта с линиями электропередач люди и оборудование должны соблюдать следующие дистанции безопасности:

Напряжение (В) Ограничения в приближении (м)

0- 5000 2.0

5000- 50 000 3.0

50 000- 250 000 4.5

Свыше 250 000 6.0

###### Правила и безопасные приемы работ

Полные и подробные правила, распоряжения и инструкции с описанием безопасных приемов работ являются важным средством связи между руководством и работниками. Кроме описания безопасных приемов работ, они содержат рекомендации по закупкам, обучению, техническим приемам работы и поведению во время аварийной ситуации.

###### Соответствие Российским требованиям

Одним из основных условий работы предприятия является следование российским требованиям охраны труда. Во всех подразделениях предприятия должны находиться журналы по технике безопасности. Руководители должны оповещать работников об этих требованиях, проводить по ним беседы с каждым работником, вновь поступившим на работу, также после долгого отсутствия работника, например, по причине ухода в отпуск, и перед ответственными и сложными работами. В дополнение к принятым государственным требованиям охраны труда "Самотлор Сервисиз" вырабатывает свои собственные безопасные технологические процессы. Предприятие может вырабатывать предупреждающие правила и распоряжения, касающиеся специфики выполняемых работ. Их тоже необходимо выполнять.

###### Анализ условий труда и наблюдение за выполнением работ

Анализ и наблюдение за условиями труда помогают снизить вероятность возникновения опасности и не дают ей перерасти в несчастный случай. Работники и руководители должны производить обход и визуальный осмотр оборудования для определения уровня безопасности и выяснять, где необходимы улучшения. Спешка на работе может дорого обойтись предприятию, поэтому оно постепенно осуществляет на практике эффективные и безопасные приемы работы.

###### Действия при аварии

У предприятия на вооружении имеется план ликвидации аварий. Этот план с необходимыми номерами телефонов вывешен в каждой бригаде на самом видном месте. В плане распределены обязанности работников, прежде всего, необходимо сообщить в центральную диспетчерскую, затем принять меры по ликвидации аварии, эвакуировать людей, оказать первую медицинскую помощь, связаться по приведенным в плане телефонам, вызвать пожарников, отключить источники питания, обеспечить защиту людей, подсчитать жертвы, материальный ущерб и степень загрязнения окружающей среды.

7. Охрана недр и окружающей среды

*Физико-географическая характеристика*

По комплексу метеорологических факторов, определяющих загрязнение атмосферного воздуха, рассматриваемая территория относится к зоне умеренного потенциала загрязнения, т.е. характеризуется достаточно благоприятными условиями для рассеивания примесей. Река Обь и ее притоки относятся к рыбохозяйственным водоемам 1 категории. Подземные воды на территории месторождения отмечены трех типов:

-верховодный (0.3-1.4м от поверхности).

-болотные воды имеют свободный уровень на глубине 0.0-0.4м.

-грунтовые воды располагаются на глубине 2-3м.

По химическому составу подземные воды относятся к гидрокарбонатно-кальциевой группе.

Самотлорское месторождение находится в подзоне подзолистых почв. Наблюдается для развития почв полугидроморфного и гидроморфного ряда, таких как:

-болотно-подзолистых, алювиально-болотных, болотно-торфяных.

Их характерными признаками является высокое содержание органических веществ, высокая гидролитическая кислотность, ненасыщенность основаниями, переувлажненность. Они обладают низким естественным плодородием и относятся к почвам самого низкого качества.

***Мероприятия по охране окружающей среды.***

Охрана недр и окружающей среды и их рациональное использование при разработке нефтяных месторождений предусматривает комплекс мероприятий, направленных на максимальное извлечение из недр и предотвращения безвозвратных потерь нефти в проницаемые породы разреза через скважины. Для достижения этой цели эксплуатация нефтяного месторождения должна проводится в строгом соответствии с технологической схемой или проектом разработки, все содержание которого направлено на получение максимальной нефтеотдачи при наименьших затратах, через герметичные скважины с высоким качеством цементирования заколонного пространства, обеспечивающего надежную изоляцию всех проницаемых горизонтов разреза.

Для ликвидации существующего загрязнения и предотвращения дальнейшего предлагаются мероприятия, разработанные институтом СИБНИИНП и ГЛАВТЮМЕННЕФТЕГАЗОМ.

*Мероприятия по охране воздуха.*

1. Поддерживать герметичность системы сбора и транспорта нефти и газа.

2. Предусмотреть полную утилизацию попутного газа, в том числе с последней ступени перфорации.

3. Установить контроль за воздушной средой на основных нефтепромысловых обьектах для определения опасной концетрации газов.

*Мероприятия по охране водных ресурсов.*

1. Обеспечить полную утилизацию промысловой сточной воды путем ее закачки в продуктивные горизонты в течение всего периода разработки месторождения.

2. Промливневые стоки с площадок ДНС, КНС и др. обьектов сбрасывать в коллектор или в специальные емкости.

3. Производить обваловку площадок для расположения кустов скважин, регулярно проверять состояние обваловок вокруг эксплуатационных и нагнетательных скважин.

4. Вести учет и контроль использования воды, предотвращать утечки через неплотные соединения в водяных линиях. Применять замкнутую систему водоснабжения при бурении.

5. Производить сброс хозяйственно-питьевых стоков водоемы только после биологической очистки.

6. В целях предупреждения нефтегазовых выбросов и открытого фонтанирования необходимо постоянно проводить планово-предупредительные ремонты перекрывающих устройств, обваловок и т.д.

7. При освоении и капитальном ремонте скважин сбор нефтяной эмульсии осуществлять в коллектор или в закрытую емкость.

8. Строить кустовые площадки и шламовые амбары в соответствии с "Руководством на внедрение подготовительных работ к бурению в системе ГЛАВТЮМЕННЕФТЕГАЗ".

9. Расстояние от стенки амбара до края площадки должно быть не менее 10м.

10. Стенки амбаров выполнять с уклоном в зависимости от грунта, но не более угла естественного откоса.

11. Все амбары должны обваловываться : на " суходолах" разрабатываемым минеральным грунтом, на болотах обваловка укладывается из торфа с послойным уплотнением бульдозером, а при достижении минерального грунта на торфяной обваловке делается рубашка из минерального грунта толщиной 0.4-0.5м.

12. Устраивать двухсекционные котлованы. В первой секции шламовом амбаре-оседают механические примеси, жидкая часть отходов перетекает в накопительный амбар.

13. Ликвидацию шламовых амбаров производить сразу после строительства куста.

14. Отработанный буровой раствор и буровые сточные воды закачиваются в поглощающие скважины или в действующий нефтесборный коллектор.

15. Шламовый амбар засыпается с оставшимся там шламом. При этом необходимо принять меры против растекания коагуляционных сгустков за пределы площадки:

а) проложить траншею глубиной около двух метров и длиной 8м, в которую их направить.

б) перед засыпкой покрыть шламовый амбар дорожным покрытием-дарнитом.

**8. ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

1. На основании детального изучения геологического строения месторождения была построена геологическая модель трех пластов, являющихся основными объектами для проведения работ по гидроразрыву пласта -АВ13, АВ2-3, и БВ10. В рамках модели были выделены: по пласту АВ13 - две продуктивные пачки; по пласту АВ2-3 -три; и по пласту БВ10 -две. Результаты палеогеографической интерпритации материалов ГИС, а также степень прерывистости коллекторов позволили в вышеуказанных пластах, выделить три типа пород -ГСК, ПК, СПК. Анализ палеогеографических условий формирования и распространения по площади данных типов коллекторов показал, что осадки продуктивного комплекса пласта АВ13 формировались в условиях авандельты, пласта АВ2-3 - в условиях дельты и БВ10 -в мелководной морской среде. В разрезе трех объектов, в интервалах выделенных пачек, за исключением АВ13(b), преобладают прерывистые и сильнопрерывистые коллектора, которые занимают от 53% до 80% площади объекта.

2. Состояние разработки, рассматриваемых объектов, находится на стадии снижающейся добычи нефти и роста обводненности. На фоне этого неоправданным является факт, расбалансирования системы разработки данных объектов. Фактическая плотность сетки скважин в 2-3 раза ниже реализованной. Недостаточно активна система воздействия на пласты, особенно в зонах низкопродуктивных коллекторов, где как показал анализ выработки запасов, сосредоточены остаточные запасы нефти данных залежей. Тем не менее, производство ГРП и работа с фондом скважин позволили не только приостановить падение, но и стабилизировать добычу нефти на уровне 0.976, 1.194 и 0.500 млн.т. в год по объектам АВ13, АВ2-3, и БВ10 соответственно.

3. Работы по гидроразрыву пласта на месторождениях проведены на 1.01.1995г. в 253 скважинах, что составляет 14% от пробуренного фонда. Объем дополнительной добычи нефти по ним на 1.01.1996 г. составил 2779.8 тыс.т. Успешность работ составила 93.7%. Эффект от ГРП стабилен, прирост дебита нефти составляет в среднем порядка 15-20 т/сут. и продолжительность его не ограничивается рассматриваемым периодом (3 - 3.5 года). Основной объем скважин, стимулированных ГРП, находится в зонах трудноизвлекаемых запасов нефти -73% от общего количества. Анализ показал, что эффективность работ по ГРП в ГСК в целом связана с увеличением дебита скважин по жидкости, в то время, как в ПК и СПК гидроразрыв не только интенсифицирует приток из пласта жидкости, но и положительно влияет на характеристику вытеснения, что позволяет говорить о вовлечении в разработку дополнительных запасов нефти путем подключения продуктивных пропластков. По оценке проведенного анализа прирост подвижных запасов за счет улучшения характеристики вытеснения при массовом производстве ГРП в условиях ПК и СПК достигает 39%. Результаты проведения ГРП в краевых (приконтурных) зонах продуктивных пластов позволяют обоснованно рассчитывать на экономически эффективную эксплуатацию скважин, вскрывающих нефтенасыщенную мощность пласта 2-4 м.

Надо отметить, что для обеспечения эффективной эксплуатации скважин с ГРП, необходимо создать благоприятные условия работы залежи путем развития в зонах ГРП системы заводнения.

4. Экономическим результатом от проведения ГРП для ОДАО "Самотлорнефть" явилась полученная прибыль от реализации 10% дополнительной добычи нефти за период с 1992 -1994 гг. В1995 г. предприятие понесло убытки в размере 1287 млн. руб., т.к. возмещаемые затраты СП не покрыли затраты ОДАО на подъем добываемой продукции. Таким образом, рентабельность проведения ГРП зависит от условий договорных отношений между СП "Самотлор Сервисиз" и ОДАО "Самотлорнефть".

Проведенный анализ свидетельствует об очевидном успехе в производстве ГРП, проводимого СП "Самотлор Сервисиз" на Самотлорском месторождении в границах деятельности ОДАО "Самотлорнефть". Гидроразрыв пласта может служить основным способом выработки слабодренируемых запасов нефти, сосредоточенных в низкопроницаемых коллекторах классов ПК и СПК.