

**Министерство высшего и среднего специального образования  
Республики Узбекистан**

**Бухарский технологический институт пищевой и лёгкой  
промышленности**

**Кафедра: «Техника и технология нефтегазовой промышленности»**

На правах рукописи  
УДК 62.23.27.76

**Фозилов Бекзод**

**Методы повышения нефтеотдачи пластов на месторождении  
Арнияз**

**Специальность: 5А 540301-Разработка и эксплуатация нефтяных и  
газовых месторождений.**

**ДИССЕРТАЦИЯ**

**на соискания академической степени магистра**

**Научный руководитель:**

**т.ф.н. Бозоров Г.Р.**

**Заведующий кафедрой:**

**доц. Жумаев К.К.**

**Руководитель отдела магистратуры:**

**доц. Шомуродов Т.Р.**

**Бухара-2011г.**

<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	
<b>Глава I. ЗАКАЧКА В ПЛАСТ ГАЗОВ И РАСТВОРИТЕЛЕЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ</b> .....	
1.1. Вытеснение нефти двуокисью углерода.....	
1.2. Механизм процесса вытеснения нефти.....	
1.3. Технология и система разработки.....	
1.4. Вытеснение оторочкой двуокиси углерода.....	
1.5. Системы разработки.....	
<b>Глава II. Анализ текущего состояния разработки месторождения</b>	
2.1. Общие сведения о месторождении Арниез.....	
2.2. Характеристика фонда скважин.....	
2.3. Анализ технологических показателей разработки.....	
<b>Глава III. Анализ состояния выработки запасов нефти</b>	
3.1. Изучение характера внедрения воды и газа по отдельным участкам.....	
3.2. Анализ динамики темпа отбора и текущего коэффициента нефтеотдачи	
3.3. Прогноз добычи нефти по действующим скважинам.....	
<b>Глава IV. Оценка эффективности применяемой системы контроля за процессом разработки и состоянием фонда добывающих и нагнетательных скважин</b>	
4.1. Выполнение мероприятий по контролю за процессом разработки.....	
<b>Глава V. Оценка эффективности процесса разработки. Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи</b>	
5.1. Классификация гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов (ГМПН).....	
5.2. Определение эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи (ГМПН) пластов.....	
<b>Глава VI. Поддержание пластового давления нагнетанием газа</b>	
6.1. Теоретические основы процесса нагнетания газа для поддержания пластового давления.....	
6.2. Разновидности нагнетания газа.....	
6.3. Прогноз технологических показателей разработки .....	
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> .....	
<b>ЛИТЕРАТУРА</b> .....	

## **АННОТАЦИЯ**

В работе рассмотрены системы разработки месторождения Арнияз. Приведены методы поддержания пластового давления нагнетанием газа, На основе исследований даны оценки эффективности процесса разработки гидродинамическими методами повышения нефтеотдачи и оценка эффективности применяемой системы контроля за процессом разработки и состоянием фонда добывающих и нагнетательных. Проведён анализ состояния выработки запасов нефти и анализ текущего состояния разработки месторождения.

## **АННОТАЦИЯ**

Ушбу диссертация ишида Арниёз кони ишга тушириш тизими кўрсатилган, газ ҳайдаш орқали қатлам босимини ушлаб туриш усуллари берилган. Тадқиқотлар асосида гидродинамик усули билан нефть бераолишлигининг самарадорлиги баҳоланган. Газ ҳайдовчи ва олувчи фонд қайта ишланиш ҳолати ва ишга туширилиши самараси баҳоланган. Коннинг нефть захираси ҳолати ва конни ишлатишнинг жорий ҳолати буйича таҳлиллар келтирилган.

## **SUMMARY**

In work are considered systems of the development fields Arniyaz. The Broughted methods maintenance layers of the pressure of forsing gas, On base of the studies are given estimations to efficiency of the process of the development by hyra dynamic methods of increasing oil return and estimation to efficiency of the applicable system of the checking for process of the development and condition of the fund gaining and forsing. Organized analysis of the condition of the production spare to oils and analysis of the current condition of the development of the fields.

## 1. ВВЕДЕНИЕ

В Республике Узбекистан открыто 190 месторождений углеводородного сырья, из них газовых и газоконденсатных - 94, нефтегазовых, нефтегазоконденсатных и нефтяных - 96.

Из открытых месторождений 47% находятся в разработке, 35% - подготовлены к освоению, на остальных продолжаются разведочные работы.

Разведаны запасы природного газа по 136 месторождениям (из них разрабатываются 59). К промышленному освоению и разработке подготовлены 49 месторождений газа, которые в своем составе содержат конденсат.

Сегодняшние прогнозные ресурсы нефти и газа, оцениваемые в денежном эквиваленте более 1 триллиона долларов США, наличие подготовленных и выявленных перспективных ловушек нефти и газа позволяют успешно вести разведку и добычу во всех нефтегазоносных регионах Узбекистана.

Компанией "Узбекнефтегаз" принимаются меры по обеспечению в 2004-2020 годах прироста запасов углеводородного сырья по промышленным категориям в размере от 75,0 до 112 млн. т. за счет дальнейшего увеличения объемов глубокого поисково-разведочного и параметрического бурения, сейсморазведочных работ в нефтегазоперспективных регионах Узбекистана.

### **Актуальность работы.**

Современный нефтегазовый комплекс Республики Узбекистан является одной из ведущих отраслей индустрии. За годы независимости проделана огромная работа по совершенствованию, интенсификации разработки месторождений наращиванию объемов добычи углеводородного сырья. Перспективность месторождений углеводородного сырья, накопленный научно – технический потенциал и богатый производственный опыт создают благоприятные предпосылки для дальнейшего развития отрасли. Для

выявления особенностей нефтегазовых залежей на примере месторождения Арниёз - проведён анализ состояния разработки месторождения.

**Цель настоящей работы** – Выявление оптимального метода повышения нефтеотдачи пластов на месторождении Арнияз

**Основные задачи исследований:**

1. Анализ текущего состояния разработки месторождения
2. Анализ состояния выработки запасов нефти
3. Оценка эффективности процесса разработки.  
Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи

**Методы решения поставленных задач.**

1. Теоретические основы процесса нагнетания газа для поддержания пластового
2. Определение эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи (ГМПН)
3. Анализ динамики темпа отбора и текущего коэффициента нефтеотдачи
4. Изучение характера внедрения воды и газа по отдельным участкам

**Основные защищаемые положения.**

1. Анализ текущего состояния разработки месторождения
2. Анализ состояния выработки запасов нефти
3. Оценка эффективности применяемой системы контроля за процессом разработки и состоянием фонда добывающих и нагнетательных скважин

**Практическая значимость.**

1. Изученность газогидродинамических методов исследования газонасыщенных пластов
2. Выявлены результаты гидродинамических исследований

3. Определена возможность реализации оценки извлекаемых запасов нефти и коэффициента исследуемого месторождения
4. Предложен оптимальный метод поддержания пластового давления.

**Публикация.**

По теме диссертации опубликована одна работа.

**Объём работы.**

Магистерская диссертация состоит из введения, шести глав, заключения и списка литературы. Объём магистерской диссертации 97 страниц, в том числе рисунков и таблиц и списка использованной литературы из 21 наименований и бти электронных сайтов.

В Узбекистане 2011 год объявлен «Годом малого бизнеса и предпринимательства». Об этом было объявлено в торжественном собрании, посвященное 18-летию Конституции Республики Узбекистан, которое прошло во Дворце международных форумов «Узбекистон».

Глава Узбекистана предложил объявить наступающий новый 2011 год «Годом малого бизнеса и частного предпринимательства» в целях повышения на новый уровень социально-экономического развития страны. «Сегодня малый бизнес и частное предпринимательство своей особо важной и весомой долей в экономике, ролью и воздействием, проще говоря, большой значимостью, которую не заменит ни одна сфера и направление, занимают особое место в развитии государства и общества», - отметил Президент Узбекистана.

Президент подчеркнул: «Если в 2000 году субъектами малого бизнеса было произведено 30% внутреннего валового продукта страны, то спустя небольшой срок, по итогам 2010 года этот показатель, как ожидается, достигнет 53%». «Затрагивая эту тему, хочу особо привлечь ваше внимание к тому, что малый бизнес и частное предпринимательство становятся важным фактором по обеспечению занятости и источником стабильного дохода. Об этом свидетельствует и тот факт, что в настоящее время в этой сфере трудятся свыше 74% от общей численности занятого населения страны», - заявил он.

Глава Узбекистана сказал, что серьезное значение необходимо придать решению вопроса об участии субъектов малого бизнеса и частного предпринимательства в сфере внешней экономической деятельности, их выхода на региональные и мировые рынки. «В настоящее время у нас малый бизнес и частное предпринимательство в основном сосредоточены в сферах торговли, услуг и связи, переработки сельскохозяйственной продукции. Вместе с тем необходимо создать широкие возможности для развития малого бизнеса и частного предпринимательства в промышленных отраслях, организации современных высокотехнологичных инновационных

производств, в сферах нанотехнологий, фармакологии и фармацевтики, информационно-коммуникационных и биотехнологий, применения альтернативной энергетики, одним словом, открыть путь развитию малого бизнеса и частного предпринимательства.

# Глава I. ЗАКАЧКА В ПЛАСТ ГАЗОВ И РАСТВОРИТЕЛЕЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

## 1.1. Вытеснение нефти двуокисью углерода.

С нефтью и водой могут смешиваться спирты и жидкая двуокись углерода. Однако некоторые спирты плохо растворяются в воде (бутиловый и пропиловый), а другие, наоборот, плохо растворяются в нефти (этиловый и метиловый). Двуокись углерода растворяется в воде и в нефти разного состава и плотности. Исследования  $\text{CO}_2$  были начаты в начале 50-х годов.

## 1.2. Механизм процесса вытеснения нефти.

При пластовом давлении выше давления полной смесимости пластовой нефти с  $\text{CO}_2$  двуокись углерода будет вытеснять нефть как обычный растворитель (смешивающееся вытеснение). Тогда в пласте образуются три зоны — зона первоначальной пластовой нефти, переходная зона (от свойств первоначальной нефти до свойств закачиваемого агента) и зона чистого  $\text{CO}_2$ . Если  $\text{CO}_2$  нагнетается в заводненную залежь, то перед зоной  $\text{CO}_2$  формируется вал нефти, вытесняющий пластовую воду.

В лабораторных условиях при вытеснении некоторых моделей нефти двуокисью углерода из однородных пористых сред в нескольких случаях достигался коэффициент вытеснения 1.

Однако в опытах с реальными нефтями коэффициент вытеснения не превышает 0,94—0,95%, что объясняется, видимо, выпадением в твердый осадок высокомолекулярных компонентов нефти.

При давлении в пласте меньше давления смесимости  $\text{CO}_2$  частично растворяется в нефтяной фазе, улучшая ее фильтрационные характеристики, а легкие фракции нефти, наоборот, переходят в  $\text{CO}_2$ .

Происходит компонентное разделение нефти. Двуокись углерода, насыщенная легкими фракциями нефти, вытесняет нефть, частично насыщенную  $\text{CO}_2$ . В зоне промытой  $\text{CO}_2$  остаточная нефть приобретает

свойства тяжелого нефтяного остатка.

Лабораторными опытами установлено, что  $\text{CO}_2$  в жидком виде лучше вытесняет нефть, чем в газообразном, при температуре, близкой к критической ( $31^\circ\text{C}$ ), и давлении, близком к критическому (7 МПа).

При температуре в пласте выше критической  $\text{CO}_2$  при любом давлении будет находиться в газообразном состоянии и вытеснять нефть со всеми недостатками, присущими агенту с малой вязкостью, т. е. при малом охвате неоднородных пластов процессом. Поэтому всегда желательно нагнетать в пласты двуокись углерода в жидком виде и выбирать объекты для ее применения с температурой, незначительно отличающейся от критической ( $25—40^\circ\text{C}$ ).

### **1.3. Технология и система разработки.**

Технология и системы разработки. В связи с тем что давление определяет смесимость, состояние смеси нефть—  $\text{CO}_2$  и эффективность вытеснения нефти, основными регулируемыми элементами технологии процесса являются давление нагнетания  $\text{CO}_2$  и поддержание пластового давления.

Оптимальное давление, при котором  $\text{CO}_2$  наиболее эффективно вытесняет нефть, следует определять в каждом конкретном случае экспериментально при условиях, близких к пластовым, то есть определение давления смесимости для пластовых нефтей с  $\text{CO}_2$  проводить в пористой среде реального пласта.

Другое важное условие технологии вытеснения нефти  $\text{CO}_2$  — его чистота, от которой зависит смесимость с нефтью. Чистый  $\text{CO}_2$  (99,8—99,9 %) имеет минимальное давление смесимости, лучше смешивается с нефтью и вытесняет ее, а при сжижении может закачиваться в пласты насосами без осложнений и необходимости удаления газов. При содержании в смеси с  $\text{CO}_2$  большого количества легких углеводородных и инертных газов нагнетание смеси возможно только в газообразном состоянии.

Если в пласт закачивается  $\text{CO}_2$  в смеси с метаном (природный газ) или

азотом (дымовые газы), то давление смеси будет очень высоким, а эффективность вытеснения нефти  $\text{CO}_2$  — сниженной. Это объясняется тем, что метан или азот препятствует смеси нефти и  $\text{CO}_2$ .

Для вытеснения нефти одним  $\text{CO}_2$  требуется его большой расход для ощутимого увеличения нефтеотдачи. Ввиду большой разницы вязкостей и плотностей  $\text{CO}_2$  и нефти возможны быстрые прорывы  $\text{CO}_2$  к добывающим скважинам по высокопроницаемым слоям, гравитационное разделение их и значительное уменьшение коэффициента охвата по сравнению с заводнением. Вследствие этого эффект повышения вытеснения нефти  $\text{CO}_2$  может быть меньше потерь в нефтеотдаче за счет снижения охвата вытеснением. С целью экономии  $\text{CO}_2$ , предотвращения его прорывов к добывающим скважинам, снижения гравитационных эффектов и увеличения коэффициента охвата, применение  $\text{CO}_2$  целесообразно сочетать с заводнением. Применяются различные модификации этого метода.

#### 1.4. Вытеснение оторочкой двуокиси углерода.

Отставания фронта  $\text{CO}_2$  от фронта вытеснения нефти водой можно избежать (или значительно уменьшить), нагнетая в пласт чистую  $\text{CO}_2$  в виде оторочки в объеме 10 — 30 % от объема пор, продвигаемой затем водой. При вытеснении нефти из обводненного пласта оторочкой  $\text{CO}_2$  будут существовать следующие характерные зоны по насыщенности (несмешивающееся вытеснение).



**Рис. 1.1. Схема вытеснения нефти оторочкой газобразной двуокиси углерода из необводненного пласта и распределения насыщенности воды, нефти и  $\text{CO}_2$  при неполной смешиваемости**

**Зона I** — однофазное течение нефти в присутствии погребенной воды (рис. 5.1).

**Зона II** — совместное движение  $\text{CO}_2$ , нефти и воды, сопровождаемое активным массообменом между этими фазами.

**Зона III** — движение нефтяного вала в присутствии погребенной воды и защемленного газа. Здесь происходит массообмен углекислым газом между фазами, но в меньшей степени, чем в зоне II.

**Зона IV** — движение карбонизированной воды в присутствии лишенной легких фракций и поэтому малоподвижной нефти и защемленного  $\text{CO}_2$ . Массообмен крайне ограничен, так как перед лишенной  $\text{CO}_2$  нагнетаемой водой движется вал погребенной воды, которая насыщается на фронте вытеснения нефти

**Зона V** — движение нагнетаемой воды в присутствии остаточной нефти. Содержащийся в нефти  $\text{CO}_2$  переходит в нагнетаемую воду, и его концентрация уменьшается в этих зонах от максимального значения до нуля в направлении, противоположном движению потока.

**Зона VI** — движение воды в присутствии остаточной нефти и в отсутствие  $\text{CO}_2$ .

Если размер оторочки  $\text{CO}_2$  невелик, то с течением времени зоны II и III исчезают. Вода обгоняет  $\text{CO}_2$ , и происходит вытеснение нефти карбонизированной водой. Между зонами I и IV появляются две новые зоны: зона VII, в которой происходит вытеснение нефти водой, лишенной  $\text{CO}_2$ , и зона VIII, в которой нефть вытесняется карбонизированной водой. Насыщение воды  $\text{CO}_2$  происходит в зоне IV, то есть на удалении от линии нагнетания. В результате этого отставание фронта  $\text{CO}_2$  от фронта вытеснения (размер зоны VII) при нагнетании оторочки  $\text{CO}_2$  всегда меньше, чем при нагнетании карбонизированной воды. В дальнейшем нагнетаемая вода насыщается  $\text{CO}_2$  в области защемленного газа.

В конечном счете защемленный газ исчезает и в пласте остаются только зоны VI и V. В зоне VI объем нефти, не содержащей  $\text{CO}_2$ , значительно

меньше, чем в зоне V. Важно то, что вода переносит  $\text{CO}_2$  из областей, где нефть практически неподвижна (зоны IV и V), в области, не охваченные воздействием  $\text{CO}_2$ . Вследствие этого, в отличие от применения других растворителей или углеводородных газов, даже небольшие оторочки  $\text{CO}_2$  обеспечивают заметный прирост нефтеотдачи.

При увеличении объема нагнетаемого в пласт  $\text{CO}_2$  нефтеотдача пласта, естественно, будет увеличиваться.

При увеличении размера оторочки коэффициент вытеснения нефти растет неравномерно, с увеличением оторочки прирост снижается. В результате при небольших оторочках расход  $\text{CO}_2$  на тонну дополнительно добытой нефти ниже, чем при больших. С другой стороны, с увеличением оторочки уменьшается срок разработки и сокращается расход нагнетаемой воды. Аналогичная зависимость нефтеотдачи от размера оторочки получается и в неоднородном пласте. В большинстве случаев (при невысокой неоднородности пластов) оптимальный объем оторочки  $\text{CO}_2$  находится в пределах от 20 до 30 % от объема пор. При вытеснении нефти оторочкой  $\text{CO}_2$  нефтеотдача очень сильно зависит от условий для гравитационного разделения. При большой вертикальной проницаемости пласта нефтеотдача может быть в 2—2,5 раза меньше, чем при нулевой проницаемости по толщине пласта.

### **1.5. Системы разработки.**

Применение  $\text{CO}_2$  для увеличения нефтеотдачи пластов не предъявляет особых требований к системе разработки, но она обязательно должна быть внутриконтурная, пятирядная, трехрядная или однорядная, либо должны применяться различные модификации площадного заводнения. Предпочтение должно быть отдано активным, то есть малорядным системам разработки.

Применение многорядных систем нежелательно ввиду возможного отбора больших объемов  $\text{CO}_2$  первыми рядами добывающих скважин. В случае необходимости применения таких систем следует уменьшать

газоводяное отношение.

Размещение скважин для применения метода возможно при любой плотности сетки— до 40—50 га/скв и более, так как  $\text{CO}_2$  не ухудшает условий дренирования пластов. Как и при обычном заводнении, плотность сетки скважин следует принимать в зависимости от неоднородности пластов по проницаемости и прерывистости исходя из условия более полного охвата дренированием. При разработке пластов, в которых возможна значительная гравитационная сегрегация воды и  $\text{CO}_2$  (пласты с большой толщиной и вертикальной проницаемостью), плотность сетки скважин следует увеличивать. При решении вопросов о плотности сетки скважин следует учитывать состояние, герметичность, условия и возможную продолжительность эксплуатации нагнетательных скважин, необходимость бурить скважины-дублиеры и принимать максимальные меры по защите от коррозии металла обсадных труб.

#### Недостатки метода, ограничения, проблемы.

Недостатки метода, ограничения, проблемы. Основной недостаток метода извлечения остаточной нефти при помощи  $\text{CO}_2$  заключается в снижении охвата пластов вытеснением по сравнению с обычным заводнением, особенно при неполной смесимости его с нефтью. Если бы удалось обеспечить охват пластов вытеснением  $\text{CO}_2$  такой же, как при заводнении, то можно было бы получить существенное увеличение нефтеотдачи пластов, так как в зоне, где проходит  $\text{CO}_2$ , смешивающийся с нефтью, остается очень мало остаточной нефти — 3—5 %. Уменьшить снижение охвата пластов вытеснением, как отмечалось, можно разными способами — улучшением условий смесимости чередующимися оторочками воды и газа, изменением их размера, селективной изоляцией определенных интервалов пластов для выравнивания продвижения  $\text{CO}_2$ , циклическим воздействием на пласты, соответствующим размещением скважин и вскрытием в них пластов и др. Другим недостатком метода, видимо, следует считать то, что  $\text{CO}_2$  при условиях неполной смесимости с

нефтью экстрагирует из нее легкие углеводороды, уносит их, а тяжелые фракции нефти остаются в пласте. Извлечь их в последующем будет труднее, так как они становятся менее подвижными и, возможно, выпадают на поверхность пор, изменяя смачиваемость среды. Ограничением для применения  $\text{CO}_2$  с целью повышения нефтеотдачи пластов, помимо геолого-физических критериев, будет, очевидно, наличие ресурсов  $\text{CO}_2$  в районе нефтяных месторождений или доступных для транспортировки к месторождениям при благоприятных экономических показателях. Можно считать, что удаление источника  $\text{CO}_2$  от месторождения более чем на 400—600 км, стоимость его (на устье нагнетательных скважин) более и низкая отпускная цена на нефть будут серьезными помехами для применения  $\text{CO}_2$  в промышленных масштабах. К самым сложным проблемам, возникающим при использовании  $\text{CO}_2$  для увеличения нефтеотдачи пластов, относятся возможность коррозии нагнетательных и добывающих скважин и нефтепромыслового оборудования, необходимость утилизации осев — удаления из добываемых углеводородных газов на поверхности и повторной инжекции в нефтяные пласты. Чистый  $\text{CO}_2$  (без влаги) не опасен в отношении коррозии. Но при чередовании с водой в нагнетательной скважине или после смешивания с ней в пласте и при появлении в добывающих скважинах и на поверхности он становится коррозионно-активным. Сложной технической проблемой является транспорт жидкой  $\text{CO}_2$ , распределение ее по скважинам, требующие специальных труб, качества сварки. При использовании совместно с  $\text{CO}_2$  воды, несовместимой с пластовой, создаются более благоприятные условия для выпадения солей в пластах, призабойных зонах скважин, подъемных трубах, поверхностном оборудовании. Существенным недостатком, ограничивающим внедрение метода, является относительно большое поглощение  $\text{CO}_2$  пластом — потери достигают 60—75 % от общего объема закачки. Они обусловлены удержанием  $\text{CO}_2$  в тупиковых порах и застойных зонах. Все это приводит к большому удельному расходу  $\text{CO}_2$  на тонну дополнительно добытой нефти.

## **Глава II. Анализ текущего состояния разработки месторождения**

### **2.1 Общие сведения о месторождении Арниез**

Месторождение Арниез в административном отношении входит в состав Бахористанского района Кашкадарьинской области Республики Узбекистан (рис.2.1.).

Населенные пункты непосредственно на площади работ отсутствуют. Ближайшими населенными пунктами являются поселки Ниясхан, расположенный в 3 km на север, и Алан – в 29km южнее. Ближайшая железнодорожная станция и г. Мубарек, где находится УДП «Мубарекнефтегаз», осуществляющее разработку нефтяных и газовых месторождений в описываемом районе, находятся в 50 km к северо-востоку, а в 15km к юго-востоку от г. Мубарека расположен Мубарекский газоперерабатывающий завод (МГПЗ).

В 90km к северо-востоку расположен г. Касан, где находится база Касанской нефтегазоразведочной экспедиции (НГРЭ).

Дорожная сеть на площади представлена грунтовыми дорогами, движение по которым возможно в любое время года. В радиусе 10 km проходят асфальтированные дороги, связывающие Уртабулакское, Памукское и Зе-вардинское месторождения с г. Мубареком, а в 45km - 50km к северо-востоку проходит асфальтированное шоссе Бухара-Карши, вдоль которого расположены наиболее крупные населенные пункты (Караулбазар, Мубарек, Касан).

Вблизи Арниезского месторождения (в радиусе 20 km - 25 km) расположен целый ряд газонефтяных и газоконденсатных месторождений: Пирназар, Марковское, Джебе, Бердыкудук, Памук, Зеварды, Алан и др. (рис.2.1.).

В 5 km севернее проходит газопровод, по которому газ с Уртабулакских газосборных пунктов подается на Мубарекский газоперерабатываю-

щий завод. Кроме того, близлежащая территория пересечена сетью газопроводов, идущих на Мубарекский ГПЗ с месторождений Памук, Зеварды, Алан, Култак. Ближайший магистральный газопровод Келиф-Мубарек-Самарканд проходит в 27 km к северо-востоку от описываемого месторождения. В 15 km западнее проходит высоковольтная линия электропередач.

В орографическом отношении изучаемая территория представляет собой полупустынную равнину с развитыми на ней грядовобугристыми песками меридианального простирания с высотой гряд до 5 m, высота бугров до 3 m. Абсолютные отметки рельефа изменяются в пределах 275 m - 300 m.

Климат района резко континентальный с очень жарким сухим летом (в июне-августе температура в тени достигает 40°C - 45°C) и относительно холодной малоснежной зимой (до минус 10°C - 20°C в декабре-феврале). В летнее время часто дуют сильные ветры, поднимающие массы песка и пыли, нередко превращающиеся в песчаные пыльные бури. Среднегодовое количество осадков составляет 100 mm - 120 mm, основная масса их выпадает весной и зимой в виде дождя и снега. В летнее время атмосферные осадки отсутствуют.

Гидрографическая сеть в районе работ развита очень слабо, и район относится к категории безводных. Постоянные водотоки отсутствуют. Редкая сеть малодебитных колодцев глубиной до 30 m содержит соленую и горько-соленую воду, не пригодную для питья и используемую лишь для водопоя скота.

В связи с этим в период проведения поисково-разведочных работ вода для питья, бытовых нужд и систем охлаждения ДВС завозилась автоцистернами из Кагана. В период разработки месторождения для этих целей необходимо построить водовод длиной 5 km от Памукского месторождения, куда вода поступает по двум водоводам от Мубарекского ГПЗ и Куюмазарского водохранилища. Для технологического водоснабжения использовались воды, получаемые с помощью специально бурившихся скважин глубиной до 650 m из известняков бухарских слоев палеоцена.



Из полезных ископаемых, кроме нефти, газа, конденсата и серы непосредственно на описываемой территории имеются лишь песок и глина, которые могут быть использованы в качестве строительных материалов.

## **2.2. Характеристика фонда скважин**

Нефтяная оторочка месторождения Арниез находится в эксплуатации с ограниченным фондом скважин (№ 4) с декабря 1993 г.

В 2004 году в соответствии с технологической схемой было начато бурение эксплуатационных скважин. За период 2004 г. – 2006 г. был пробурен практически весь фонд эксплуатационных скважин, действующих в настоящее время.

По состоянию на 01.01.2008 г. в фонде скважин по месторождению Арниез числится 22 скважины, из которых:

- 14 скважин добывающих, из них: 5 скважин фонтанных (№№ 4, 6, 18, 26, 37), 5 скважин газлифтных (№№ 7, 8, 16, 21, 27), 1 скважина (№ 17) в капитальном ремонте, 3 скважины в ожидании планового технического ремонта (№№ 12, 13, 15);

- 4 скважины (№№ 1, 9, 10, 19) в консервации;

- 3 скважины (№№ 2, 3, 5) ликвидированы;

- 1 скважина (№ 14) контрольная.

В таблице 2.1 представлены сведения по всем скважинам, пробуренным на месторождении Арниез.

## **2.3. Анализ технологических показателей разработки**

Основные технологические показатели разработки месторождения Арниез приведены в таблице 2.2. Как следует из этой таблицы, нефтяная оторочка месторождения Арниез введена в опытно-промышленную эксплуатацию в 1993 году и до 2004 года разрабатывалась только одной скважиной (№ 4).

В период с 2004 г. по 2007 г. по мере разбуривания месторождения, увеличивалась годовая добыча нефти. Максимальное количество действующих скважин было достигнуто в 2006 году (17 ед.), соответственно максимальный годовой уровень добычи нефти (32483 t) был достигнут также в этом году.

Величина газового фактора на протяжении всего периода разработки оставалась практически неизменной и в среднем составляла  $800 \text{ m}^3/\text{d}$ .

За время разработки месторождения Арниез пластовое давление снизилось с 29,3 МПа до 23,09 МПа, т.е. на 6,21 МПа.

Всего по месторождению с начала эксплуатации (на 01.09.2008 г.) добыто

- накопленная добыча нефти – 106996 t;
- накопленная добыча попутного газа –  $231,910 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ ;
- накопленная добыча свободного газа –  $6352974 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ ;
- накопленная добыча конденсата – 273173 t;
- накопленная добыча воды – 291826 t;
- обводненность продукции – 28,45 %;
- фонд скважин – 55 ед.

Изменение основных технологических показателей разработки месторождения Арниез представлено на рисунках 2.1, 2.2.

Месторождение Арниез с 2003 года эксплуатируется в соответствии с «Технологической схемой разработки месторождения Арниез». К реализации принят IV вариант (разработка всей нефтяной оторочки без разработки газоконденсатной части залежи) разработки со следующими основными показателями [4]:

## Сведения о скважинах месторождения Арниез

Таблица 2.1

Номер скважины	Тип скважины	Дата бурения		Альтитуд а + укорочен ие, m + m	Глубина фактическ ая, m	Искусствен- ный забой, m	Конструкция скважин			
		начало	конец				направлен ие	кондукто р	техническ ая колонна	эксплуатацион ная колонна
1	2	3	4	5	7	8	9	10	11	12
1	эксплуатационная	28.09.1990	21.05.1991	285,8	3128	-	426ммх54	299мм х 629	219мм х 2790	139,7мм х 2861
4	эксплуатационная	04.05.1992	25.12.1992	287,8	3050		426ммх41	299мм х 631	219мм х 2791	139,7мм х 2990
6	эксплуатационная	12.12.2002	10.08.2003	285,0	2825	2815	508мм х 5	299мм х 658	219мм х 2742	139,7мм х 2825
7	эксплуатационная			289,2,		2816				
8	эксплуатационная	27.01.2003	18.07.2003	285,1	2835	2821	530мм х 5	299мм х 655,37	219мм х 2754,92	139,7мм х 2834
9	эксплуатационная	27.07.2004	20.01.2005	287,27	2840	2825	530мм х 5	299мм х 650,8	219мм х 2243	139,7мм х 2840
10	эксплуатационная	27.08.2002	30.03.2002	288,54	2835	2808	530мм х 5	299мм х	219мм х	139,7мм х 2832

	ная	04	05					656	2740,7	
12	эксплуатационная	29.07.2005	21.02.2006	286,41			508мм x 5	299мм x 646	219мм x 2746	139,7мм x 2839
13	эксплуатационная	03.02.2005	22.07.2005	283,25	2840	2831	508мм x 5	299мм x 630	219мм x 2745	139,7мм x 2833
14	эксплуатационная	29.03.2005	09.10.2005	286,38	2830	2807	508мм x 6	299мм x 643	219мм x 2756	139,7мм x 2830
15	эксплуатационная	27.08.2004	24.04.2005	290,51	2835	2824	508мм x 6	299мм x 655	219мм x 2741	139,7мм x 2833
16	эксплуатационная	25.04.2005	14.11.2005	287,91	2833		530мм x 5	299мм x 647	219мм x 2774	139,7мм x 2830
17	эксплуатационная	28.12.2005	25.04.2006	288,95	2835	2825	508мм x 6	299мм x 602	219мм x 2745	139,7мм x 2835
18	эксплуатационная	12.03.2006	29.08.2006	289,12	2835	2826	508мм x 5	299мм x 648	219мм x 2766	139,7мм x 2874
19	эксплуатационная	20.07.2005	18.05.2006	288,16	2830		530мм x 5	299мм x 595	219мм x 2752	139,7мм x 2830
26	эксплуатационная			286,35	2835	2824	530мм x 5	299мм x 635	219мм x 2744	139,7мм x 2834
27	эксплуатационная	26.05.2006	18.10.2006	287,48	2835	2826	508мм x 5	299мм x 641	219мм x 2746	139,7мм x 2834
37	эксплуатационная	04.06.2006	17.12.2006	287,28	2830	2825	530мм x 5	299мм x	219мм x	139,7мм x 2830

	ная	06	06					609	2748	
--	-----	----	----	--	--	--	--	-----	------	--

**Динамика основных технологических показателей разработки месторождения Арниез**

Таблица 2.2

Годы	Добыча нефти, t		Добыча воды, t		Добыча попутного газа, 1·10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup>		Действующий фонд скважин, ед.	Обводненность, %	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /t
	годовая	накоп- ленная	годовая	накоп- ленная	годовая	накоп- ленная			
1993	2683	2683	0	0	1184	1184	1	0,00	441,43
1994	2683	5366	0	0	1184	2369	1	0,00	441,43
1995	920	6286	95	95	736	3105	1	9,32	800,00
1996	1739	8025	275	370	1391	4496	1	13,66	799,88
1997	1762	9787	215	585	1409	5905	1	10,88	799,66
1998	1978	11765	349	934	1582	7487	1	14,99	800,00
1999	1835	13600	324	1258	1468	8955	1	15,00	800,00
2000	1552	15152	274	1532	956	9911	1	15,00	615,72
2001	1829	16981	321	1852	1463	11374	1	14,92	800,00
2002	1833	18814	333	2185	1466	12840	1	15,38	800,00
2003	1827	20641	288	2474	1462	14302	1	13,64	800,00
2004	7780	28421	7499	9973	5656	19958	5	49,08	727,01

2005	15987	44408	13459	23431	10442	30399	11	45,71	653,13
2006	32483	76890	43932	67364	17661	48061	17	57,49	543,72
2007	30106	106996	71332	138695	14818	62879	16	70,32	492,20
Август 2008	11621	118617	42041	180736	8471	71350	11	78,34	728,96

- время промышленной разработки – 90 лет;
- фонд скважин – 49 ед.;
- накопленная добыча нефти –  $979422 \cdot 10^3$  t;
- накопленная добыча газа –  $195888 \cdot 10^6$  m<sup>3</sup>;
- накопленная добыча воды –  $220594 \cdot 10^3$  t;
- максимальный темп отбора при проектном уровне – 37,5 %;
- обводненность продукции к концу прогнозного периода разработки составляет – 81 %;

Прогнозные показатели приводятся в сопоставлении фактических данных в таблице 3.3.

Как видно из таблицы 3.3 при сопоставлении проектных и фактических показателей разработки, за период 2004 г. - 2007 г. отмечается отставание фактических показателей добычи нефти от проектных, при этом фактический фонд действующих скважин превышает проектный.

В 2004 году согласно проекту, фонд действующих скважин должен был составить 4 единицы, по факту же фонд составил 5 скважин. При этом добыча нефти по факту значительно меньше проектного уровня, связано это с прорывом воды и газа.

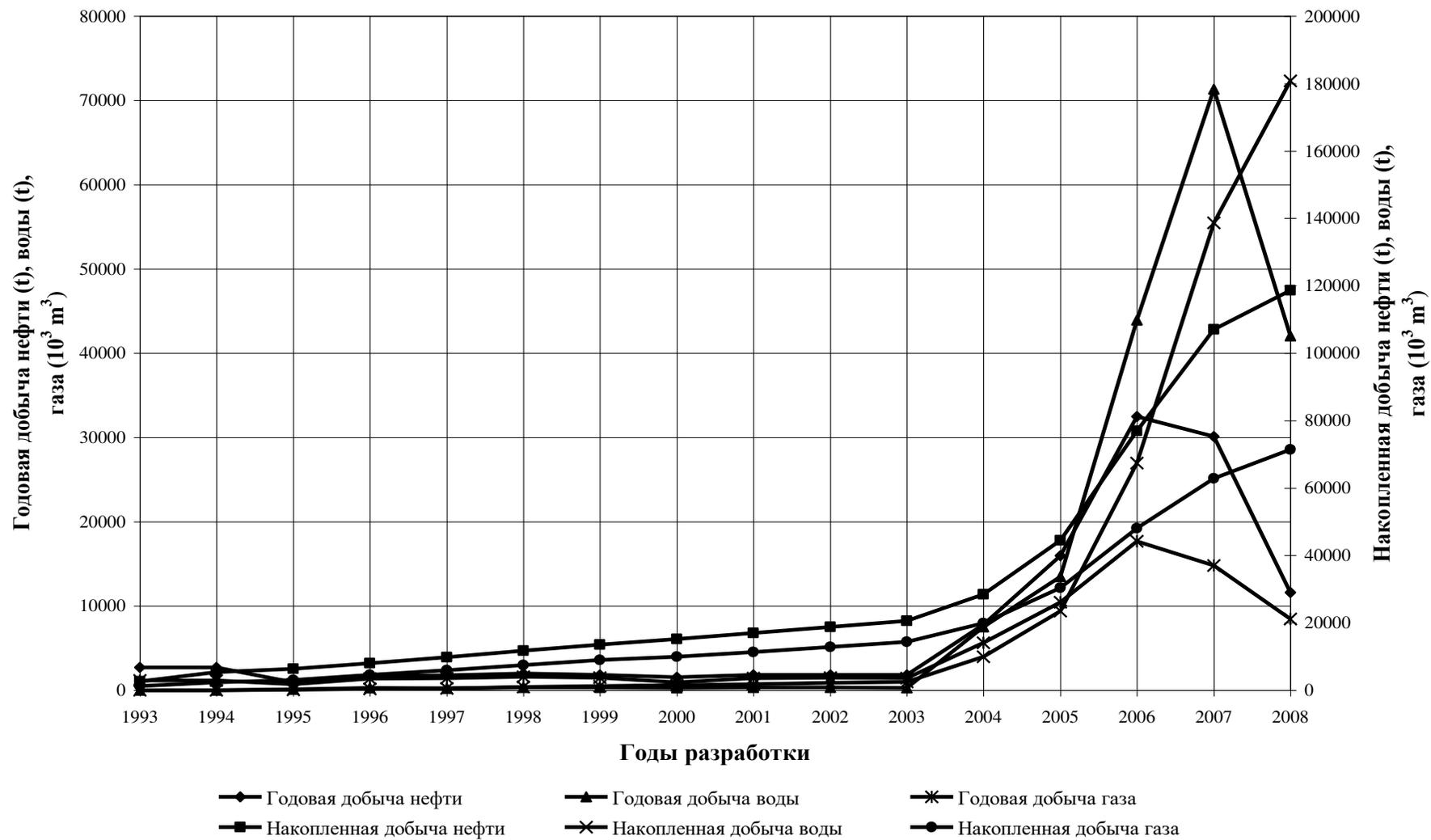


Рисунок 2.1 - Годовые и накопленные отборы нефти, газа и воды по месторождению Арниез

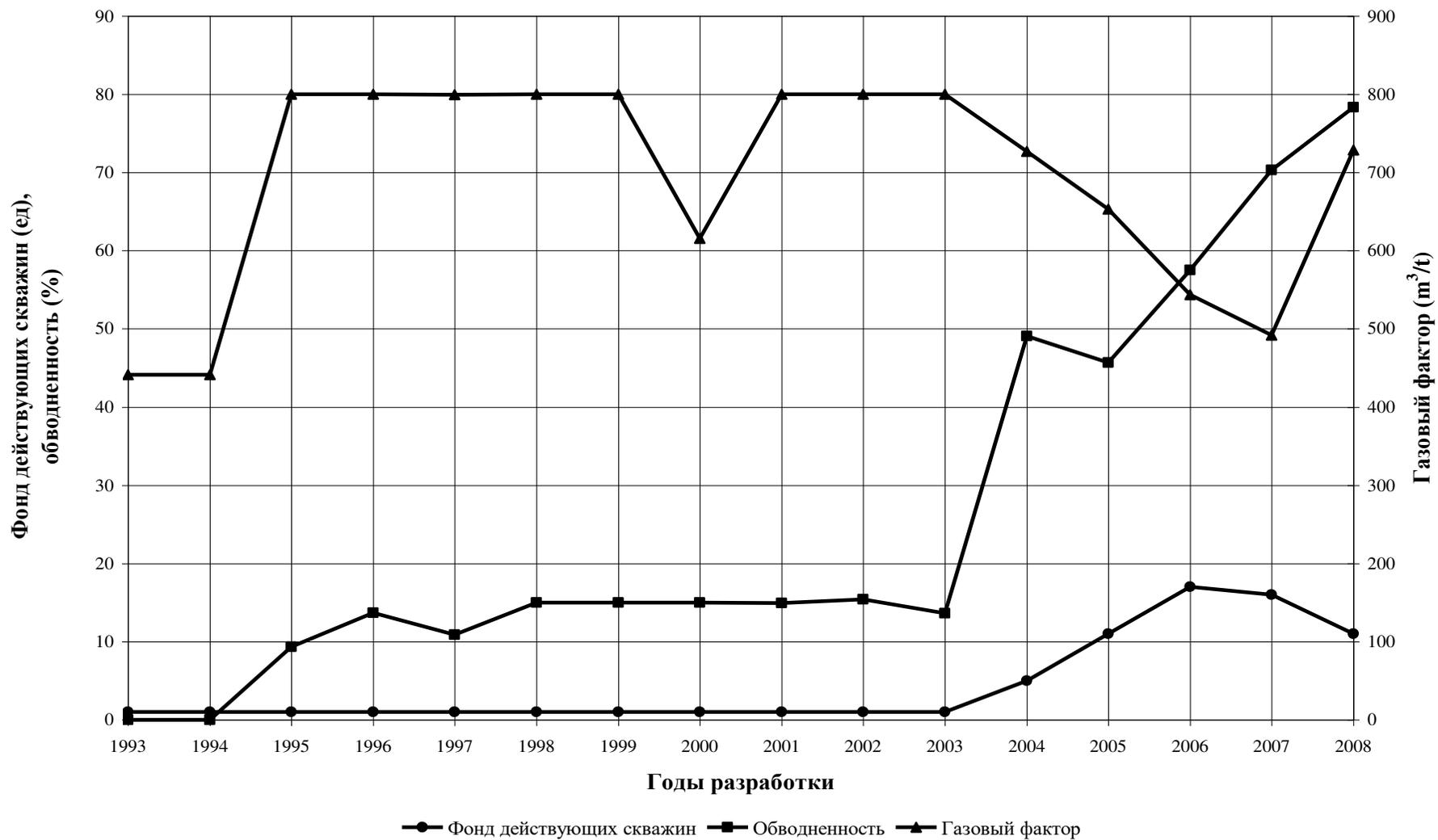


Рисунок 2.2 - Динамика изменения фонда скважин, обводненности и газового фактора по месторождению Арниез

Таблица 2.3 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки месторождения Арниез

Показатели	2004 г.		2005 г.		2006 г.		2007 г.	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Годовая добыча нефти, $1 \cdot 10^3$ t	13	7,8	18,9	16,0	30,2	32,5	40,9	30,1
Накопленная добыча нефти $1 \cdot 10^3$ t	34,5	28,4	53,4	44,4	83,6	76,9	124,5	107,0
Годовая добыча попутного газа, $1 \cdot 10^6$ m <sup>3</sup>	2,5	5,7	3,8	10,4	6,0	17,7	8,2	14,8
Накопленная добыча попутного газа, $1 \cdot 10^6$ m <sup>3</sup>	16,8	20,0	18,1	30,4	20,3	48,1	22,5	62,9
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов								
Обводненность среднегодовая, %	0,0	49,1	0,0	45,7	0,0	57,5	0,0	70,3
Годовая добыча воды всего, $1 \cdot 10^3$ t	0,0	7,5	0,0	13,5	0,0	43,9	0,0	71,3
Накопленная добыча воды, $1 \cdot 10^3$ t	2,6	10,0	2,6	23,4	2,6	67,4	2,6	138,7
Годовая добыча жидкости, всего, $1 \cdot 10^3$ t	12,6	15,3	18,9	29,4	30,2	76,4	40,9	101,4
Накопленная добыча жидкости, $1 \cdot 10^3$ t	37,1	38,4	56,1	67,8	86,2	144,3	127,1	245,7
Фонд добывающих скважин, шт.	4	5	7	11	11	17	15	16
<b>Среднесуточный дебит одной добывающей скважины</b>								
по нефти, t/d	8,2	4,0	7,0	3,8	7,1	5,0	7,1	4,9
по жидкости, t/d	8,2	8,0	7,0	7,0	7,1	11,7	7,1	16,5
Газовый фактор, m <sup>3</sup> /t	200,0	727,0	200,0	653,1	200,0	543,7	200,0	492,2
Коэффициент нефтеотдачи, %	0,7	0,6	1,1	0,9	1,8	1,6	2,6	2,3

В 2005 году фактический фонд добывающих скважин выше проектного на 4 единицы, превышение же проектного уровня добычи нефти над фактическим по сравнению с предыдущим годом снизилось и составило 2944 t (15,5 %). Однако в целом картина не изменилась, так же наблюдаются прорывы воды и газа.

В 2006 году превышение фактического фонда действующих скважин над проектным составило уже 6 скважин. Добыча нефти по факту превысила проектный уровень на 2308 t, фактическая же добыча жидкости превысила проектную в 2,5 раза.

В 2007 году фонд добывающих скважин выше проектных на 1 скважину. Проектный уровень добычи нефти превысил фактический на 10761 t, превышение фактической добычи жидкости над проектной осталось неизменным (2,5 раза).

## **ГЛАВА III. АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ**

### **3.1 ИЗУЧЕНИЕ ХАРАКТЕРА ВНЕДРЕНИЯ ВОДЫ И ГАЗА ПО ОТДЕЛЬНЫМ УЧАСТКАМ**

Эффективность систем разработки нефтегазоконденсатных месторождений во многом определяется полнотой вовлечения в разработку промышленных запасов нефти и характером их выработки. От этого зависят как темпы добычи, так и полнота извлечения нефти из недр.

В условиях разработки на естественном режиме полнота выработки продуктивных пластов в первую очередь зависит от степени охвата объекта разработки, как по площади, так и по разрезу, что во многом определяется характером продвижения подошвенной воды и газа из газовой шапки. Поэтому основное внимание при геолого-промысловом анализе должно уделяться особенностям продвижения подошвенной воды и газа в продуктивном горизонте.

К числу геолого-физических факторов, влияющих на процесс обводнения и загазовывания скважин, относятся фильтрационные свойства продуктивных горизонтов, характер и степень их неоднородности, вязкостные свойства насыщающих пласты жидкостей и газов и др.

К числу основных технологических факторов, влияющих на нефтеотдачу, относятся: параметры сетки добывающих скважин (схема размещения скважин на структуре, плотность сетки скважин и др.), темп разработки, технология отбора жидкости, характер вскрытия продуктивных горизонтов в скважинах.

Обработка данных наблюдений за обводнением скважин дает возможность установить текущее положение водонефтяного контакта на разные даты разработки в пределах их радиусов дренирования. Зная положение ВНК, можно установить текущее положение контура нефтеносности и объем промытой

части пласта.

Текущее положение ВНК можно установить следующими методами.

**а) Метод электрометрических исследований скважин  
(БКЗ, БК, ИК, БМК)**

Метод электрометрических исследований скважин при определенных геолого-физических условиях позволяет на любой стадии разработки с достаточной точностью определять положение ВНК и расчленять разрез пласта на нефтенасыщенные и водонасыщенные или заводненные интервалы по различию их электрических сопротивлений.

Электрометрические исследования, возможно, проводить исключительно во вновь пробуренных, необсаженных эксплуатационной колонной скважинах, и поэтому основная информация, получаемая с помощью метода электрометрии, поступает по соседним скважинам, т.е. характеризует в основном начальное состояние ВНК и ГНК.

**б) Метод радиометрических исследований скважин  
(НГК, ГК)**

Методы радиометрических исследований, разработанные и внедренные в практику позднее методов электрометрии, по сравнению с последними обладают рядом преимуществ. Важнейшее из них заключается в том, что радиометрические исследования могут проводиться в обсаженных колонной скважинах и поэтому позволяют проводить многократные исследования, что очень важно для контроля ВНК и характера выработки запасов нефти во времени.

При благоприятных геолого-физических условиях с помощью радиометрических методов определяется текущее положение ВНК и значения остаточной нефтенасыщенной  $h_{ост}$  и заводненной  $h_{зав}$  толщин пластов на различные даты.

Необходимо отметить, что специальные исследования с помощью

радиометрических методов по определению текущих флюидоидальных разделов (ВНК и ГНК) на действующих скважинах не производились. Что, скорее всего, связано с тем, что рассматриваемая залежь находится в эксплуатационном разбуривании, и отслеживание контактов в какой-то степени производится по начальным отметкам во вновь пробуренных скважинах. Но в ближайшее время (с третьего квартала текущего года) рекомендуется проводить исследования по определению текущих ВНК и ГНК в действующих скважинах, так как дальнейшее эксплуатационное разбуривание уже не будет характеризовать изменение флюидоидальных разделов в зоне отбора.

Результаты определения начального положения ВНК и ГНК с использованием методов (а) и (б) представленным в таблице 3.1. Сопоставляя средние значения абсолютных отметок ГНК и ВНК, представленных в таблице 3.1, с учетом погрешностей в привязке по глубинам при проведении ГИС [1], можно сделать вывод, что положение контактов не изменилось.

#### **в) Косвенные методы определения текущего положения ВНК**

При отсутствии геофизических данных о перемещении ВНК в процессе разработки или малом количестве геофизических исследований приходится использовать косвенные методы исследования перемещения ВНК, основанные на данных по обводнению эксплуатационных скважин.

Рекомендуется применять следующие косвенные методы контроля за перемещением ВНК в процессе разработки. [6]

##### **1) Метод определения начала обводнения эксплуатационной скважины**

В момент начала обводнения эксплуатационной скважины положение ВНК принимается на абсолютной отметке нижних дыр интервала перфорации. Здесь обязательным условием является обводнение пласта с подошвы и постепенный подъем ВНК, а также отсутствие процесса конусообразования.

##### **2) Метод определения текущего положения ВНК по степени обводненности скважин**

Обводненную толщину пласта рекомендуется определять по следующей формуле:

$$h_{зав} = \frac{f_e \cdot H}{k_e \cdot \mu_0 \cdot (1 - f_e) + f_e} \quad (3.1)$$

где:  $H$  – эффективная толщина пласта, вскрытая перфорацией, м;

$h_{зав}$  – заводненная часть эффективной толщины пласта, вскрытой перфорацией, м;

$\mu_0 = \frac{\mu_n}{\mu_e}$  – соотношение вязкостей нефти и воды;

$f_e$  – доля воды в добыче жидкости в пластовых условиях;

$k_e$  – фазовая проницаемость для воды в заводненной (промытой) части пласта.

Анализ предложенных косвенных методов определения текущего положения ВНК показал, что эти методы могут быть применены только для пластового типа залежи. Это делает невозможным их использования для месторождения Арниез.

#### **г) Метод прослеживания обводненных интервалов**

Метод заключается в определении поглощающих и ранее поглощавших прослоев в нагнетательных скважинах по профилям приемистости и прослеживания их от скважины к скважине.

В связи с тем, что месторождение Арниез разрабатывается на естественном режиме, нагнетательные скважины отсутствуют, соответственно, рассматриваемый метод неприменим.

#### **д) Метод определения остаточных запасов нефти в зоне дренирования скважин с помощью характеристик вытеснения**

По каждой скважине, находящейся в эксплуатации или по скважинам, имеющим достаточное количество исходных данных для обработки при

снижении уровня добычи нефти, были обработаны фактические данные по добыче нефти, воды и жидкости с помощью характеристик вытеснения различного типа (по Камбарову, Назарову-Сипачеву, Мовмыго и др.).

Так как расчет осуществлялся по нескольким типам характеристик вытеснения, то для использования принималось среднее значение по всем использованным характеристикам вытеснения. Если по одной из характеристик вытеснения, рассчитанные остаточные запасы резко отличаются от запасов по другим характеристикам, то эти данные исключаются из расчета средних значений. В таблице 3.1 представлены результаты определения остаточных запасов нефти, цветом выделены значения, которые исключены из расчета средних значений.

Таким образом, суммарное значение остаточных запасов нефти по рассмотренным скважинам на 01.08.2008 г. с некоторой долей вероятности может составлять  $54,949 \cdot 10^3$  т.

В связи с некоторой некорректностью применения вышеописанных методов для условий рассматриваемой залежи, авторами данной работы предлагается метод определения остаточной нефтенасыщенной толщины с использованием объемного метода.

## Результаты обработки методами характеристик вытеснения нефти водой на месторождении Арниез

Таблица 3.1

Авторы метода	Оценка извлекаемых запасов скважин, t									
	№ 1	№ 4	№ 6	№ 7	№ 8	№ 9	№ 10	№ 12	№ 13	№ 14
Назаров С.Н. и др.	-	60431	-	12452	-	6164	8869	-	-	3192
Камбаров Г.С. и др.	6733	61733	2927	12787	34036	5836	2540	2606	14140	3208
Копытов А.В.	1561	81480	3615	13599	26697	7411	3686	2212	10390	2741
Мовмыго Г.Т. и др	-	48701	-	12315	-	5836	7708	-	-	3130
Герб Ф.А. и др.	-	-	-	-	-	-	-	-	11383	-
Посевич А.Г. и др.	1373	47025	19773	-	26763	-	-	4013	27032	-
Ткаченко И.А.	-	-	-	-	-	4423	3481	-	-	2455
Пермяков И.Г.	9214	50633	-	-	55543	-	-	4109	22275	-
<b>Среднее:</b>	<b>1467</b>	<b>47863</b>	<b>3271</b>	<b>12518</b>	<b>26730</b>	<b>5836</b>	<b>3584</b>	<b>2409</b>	<b>10887</b>	<b>3177</b>
<b>Накопленная добыча, t:</b>	<b>1243</b>	<b>35280</b>	<b>1532</b>	<b>11317</b>	<b>14787</b>	<b>4408</b>	<b>1478</b>	<b>1492</b>	<b>6916</b>	<b>2119</b>
<b>Остаточные запасы, t:</b>	<b>224</b>	<b>12584</b>	<b>1739</b>	<b>1201</b>	<b>11943</b>	<b>1428</b>	<b>2106</b>	<b>917</b>	<b>3971</b>	<b>1058</b>

Продолжение таблицы 3.1

Авторы метода	Оценка извлекаемых запасов скважин, t									
	№ 15	№ 16	№ 17	№ 18	№ 19	№ 21	№ 26	№ 27	№ 37	Итого
Назаров С.Н. и др.	6012	11089	30512	9106	1739	1488	1386	2650	-	
Камбаров Г.С. и др.	6033	10463	15629	9173	1936	805	568	2365	2936	
Копытов А.В.	5397	16036	13453	10026	2699	891	610	2566	2079	
Мовмыго Г.Т. и др	5849	10794	27731	8832	1722	995	391	2606	-	
Герб Ф.А. и др.	-	-	-	9877	-	-	-	2856	-	
Посевич А.Г. и др.	-	-	-	-	-	-	-	-	931	
Ткаченко И.А.	4761	7854	14489	10541	1583	594	-	3055	-	
Пермяков И.Г.	-	-	-	7652	-	-	-	2105	4127	
<b>Среднее:</b>	<b>5964</b>	<b>10782</b>	<b>15059</b>	<b>9385</b>	<b>1731</b>	<b>848</b>	<b>589</b>	<b>2607</b>	<b>2507</b>	
<b>Накопленная добыча, t:</b>	<b>4707</b>	<b>7526</b>	<b>9232</b>	<b>5418</b>	<b>1559</b>	<b>582</b>	<b>378</b>	<b>1388</b>	<b>907</b>	
<b>Остаточные запасы, t:</b>	<b>1257</b>	<b>3256</b>	<b>5828</b>	<b>3968</b>	<b>172</b>	<b>266</b>	<b>211</b>	<b>1219</b>	<b>1600</b>	

## **Метод определения остаточной нефтенасыщенной толщины с использованием объемного метода**

Так как ни одним из методов представленных выше текущие положения ВНК и ГНК, для построения карты остаточных нефтенасыщенных толщин не определялись, воспользуемся объемным методом подсчета запасов нефти для определения запасов каждой скважины.

Для этого необходимо, по каждой скважине, иметь следующие данные:

- радиус дренирования запасов скважин, m;
- начальная нефтенасыщенная толщина, m;
- коэффициент пористости, доли единицы;
- коэффициент нефтенасыщенности, доли единицы, а также плотность нефти в поверхностных условиях,  $t/m^3$  и пересчетный коэффициент, которые использовались при подсчете запасов нефти. Радиус дренирования запасов каждой скважины определялся по структурной карте, с учетом расстояния до близ расположенной соседней скважины. Необходимо отметить, что предельным радиусом дренирования скважин принято значение 150 m, так как для краевого ряда скважин радиус дренирования не ограничивается расстоянием до соседних скважин.

Начальная нефтенасыщенная толщина, коэффициенты пористости и нефтена-сыщенности для каждой скважины использованы из таблицы 3.2.

Далее, зная удельные геологические запасы нефти и соответствующие им значения начальных нефтенасыщенных толщин, а также накопленные значения добычи нефти по скважинам (на 01.08.2008 г.), можно определить величины выработанных эффективных нефтенасыщенных толщин, и, следовательно, остаточные значения эффективных нефтенасыщенных толщин по каждой добывающей скважине. Исходные данные и результаты расчетов представлены в таблице 3.2.

### **3.2. АНАЛИЗ ДИНАМИКИ ТЕМПА ОТБОРА И ТЕКУЩЕГО КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕОТДАЧИ**

О состоянии выработки запасов нефти можно судить по динамике темпа отбора и текущего коэффициента нефтеотдачи. Под темпом отбора понимается отношение годовой добычи нефти к начальным извлекаемым запасам нефти, выраженное в процентах.

Текущий коэффициент нефтеотдачи определяется отношением накопленного количества добытой нефти к балансовым запасам на определенную дату.

Динамика темпа отбора и коэффициентов извлечения нефти представлена в таблицах 3.3 – 3.4.

Анализ динамики темпа отбора нефти и текущего коэффициента нефтеотдачи целесообразнее проводить с 2004 года, когда фонд добывающих скважин составил 5 единиц (против одной скважины в предыдущих годах).

В результате анализа выявлено следующее. Относительно низкие значения темпа отбора нефти и текущего коэффициента нефтеотдачи свидетельствуют об очень редкой сетке добывающих скважин. По сравнению с 2004 г. в 2005 г. наблюдается увеличение темпа добычи в 2 раза или на 0,173 %, а также увеличение текущего коэффициента нефтеотдачи на 0,34 %, что объясняется увеличением фонда добывающих скважин на 6 единиц, а также стабильным (скважины №№ 4, 7, 8) дебитом по отдельным скважинам. В 2006 г. наблюдается увеличение темпа добычи по сравнению с 2005 г. более чем в 2 раза или на 0,347 %, текущего коэффициента нефтеотдачи на 0,68 %, что объясняется опять таки с увеличением фонда добывающих скважин на 6 единиц, а также стабильным (скважины №№ 4, 8) и увеличивающимся (скважина № 7) дебитом по отдельным скважинам, выходом скважины из капитального ремонта (скважина № 6). В 2007 г. наблюдается некоторое падение темпа добычи на 0,50 %, что можно объяснить рядом факторов. Во-первых, произошло изменение в фонде

## Остаточные нефтенасыщенные толщины по XV-HP и XV-P горизонтам месторождения Арниез

Таблица 3.2

Номер скв.	Начальная нефтенасыщенная толщина, м	Коэффициент пористости, доли единицы	Коэффициент нефтенасыщенности, доли единицы	Накопленная добыча нефти, т	Радиус дренирования, м	Удельные запасы нефти, т	Выработанная нефтенасыщенная толщина, м	Остаточная нефтенасыщенная толщина, м
<b>XV-HP горизонт</b>								
2	3,6	0,085	0,76					3,60
4	0,6	0,075	0,75	35280	750	39306,1	0,539	0,06
8	2,6	0,060	0,67					2,60
12	9,2	0,070	0,88					9,20
13	8,0	0,090	0,86					8,00
15	8,0	0,100	0,74					8,00
16	4,0	0,085	0,74	7526	175	15953,3	1,887	2,11
17	6,6	0,130	0,67	9232	150	26779,9	2,275	4,32
18	5,4	0,085	0,75	5418	175	21828,0	1,340	4,06
19	6,8	0,140	0,75					6,80
37	4,0	0,050	0,74	907	175	9384,3	0,387	3,61

<b>XV-Р горизонт</b>								
1	16,0	0,183	0,82	1243	170	143663,7	0,138	15,86
8	15,8	0,123	0,76	14787	145	64294,8	3,634	12,17
9	13,0	0,150	0,78	4408	150	70855,9	0,809	12,19
10	16,0	0,150	0,78	1478	175	118698,7	0,199	15,80
12	5,0	0,125	0,88	1492	150	25621,8	0,291	4,71
14	3,0	0,146	0,76	2119	140	13508,5	0,471	2,53
21	10,8	0,150	0,73	582	145	51479,9	0,122	10,68
27	8,8	0,140	0,76	1388	175	59369,7	0,206	8,59
37	11,6	0,100	0,76	907	175	55900,0	0,188	11,41

добывающих скважин (количество скважин уменьшилось на одну единицу), во-вторых значительное количество КРС проведенных в это время и зачастую неудачно, в третьих – закономерное снижение дебита нефти и увеличение обводненности. Следует учесть, что по некоторым скважинам дебит возрос или остался на своем уровне по-видимому за счет увеличения дебитов прорывного газа и соответственно добычи конденсата.

**Темпы выработки запасов нефти от запасов, числящихся на государственном балансе месторождения Арниез**

Таблица 3.3

Годы	Добыча нефти, t		Темп отбора нефти, %		Фонд скважин
	годовая	накоп- ленная	от балансовых запасов	от извлекаемых запасов	
1993	2683	2683	0,056	0,254	1
1994	2683	5366	0,056	0,254	1
1995	920	6286	0,019	0,087	1
1996	1739	8025	0,037	0,164	1
1997	1762	9787	0,037	0,167	1
1998	1978	11765	0,042	0,187	1
1999	1835	13600	0,039	0,173	1
2000	1552	15152	0,033	0,147	1
2001	1829	16981	0,039	0,173	1
2002	1833	18814	0,039	0,173	1
2003	1827	20641	0,038	0,173	1
2004	7780	28421	0,164	0,735	5
2005	15987	44408	0,337	1,511	11
2006	32483	76890	0,684	3,070	17
2007	30106	106996	0,634	2,846	16
Август 2008	11621	118617	0,245	1,098	11

Динамика текущих коэффициентов нефтеизвлечения от запасов, числящихся на государственном балансе месторождения Арниез

Таблица 3.4

Годы	Добыча нефти, t		Текущий коэффициент нефтеизвлечения, %	
	годовая	накоп- ленная	от балансовых запасов	от извлекаемых запасов
1993	2683	2683	0,06	0,25
1994	2683	5366	0,11	0,51
1995	920	6286	0,13	0,59
1996	1739	8025	0,17	0,76
1997	1762	9787	0,21	0,93
1998	1978	11765	0,25	1,11
1999	1835	13600	0,29	1,29
2000	1552	15152	0,32	1,43
2001	1829	16981	0,36	1,60
2002	1833	18814	0,40	1,78
2003	1827	20641	0,43	1,95
2004	7780	28421	0,60	2,69
2005	15987	44408	0,94	4,20
2006	32483	76890	1,62	7,27
2007	30106	106996	2,25	10,11
Август 2008	11621	118617	2,50	11,21

### 3.3 ПРОГНОЗ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПО ДЕЙСТВУЮЩИМ СКВАЖИНАМ

Для оценки добычах возможностей эксплуатационных скважин при текущем состоянии разработки месторождения Арниез, авторами проводился прогноз добычи нефти по известной формуле прогнозного дебита на основе

истории изменения фактических показателей эксплуатации скважины [7]:

$$q = q_0 e^{-it}, \quad (3.2)$$

где  $q$ - дебит нефти в прогнозный год;

$i$ - постоянный коэффициент;

$q_0$ - максимальный дебит (амплитудный дебит).

$$i = \frac{q_0}{Q_0}, \quad (3.3)$$

где  $Q_0$  - начальные извлекаемые запасы нефти.

Результаты расчета приведены в таблице 3.5.

По результатам проведенного прогноза технологических показателей разработки проводилось индивидуальное сопоставление с запасами нефти по каждой скважине.

Прогнозная накопленная добыча нефти по скважине № 4 составила 44044 t нефти, запасы нефти определенные по этой скважине равны 47863 t.

Прогнозная накопленная добыча нефти по скважине № 6 составила 3506 t нефти, запасы нефти определенные по этой скважине равны 3271 t.

Прогнозная накопленная добыча нефти по скважине № 7 составила 19570,6 t нефти, запасы нефти определенные по этой скважине равны 12518 t.

Прогнозная накопленная добыча нефти по скважине № 8 составила 19965,4 t нефти, запасы нефти определенные по этой скважине равны 26730 t.

Прогнозная накопленная добыча нефти по скважине № 16 составила 16584,9 t нефти, запасы нефти определенные по этой скважине равны 10782 t.

Прогнозная накопленная добыча нефти по скважине № 18 составила 9834,2 t нефти, запасы нефти определенные по этой скважине равны 9385 t.

Прогнозная накопленная добыча нефти по скважине № 21 составила 4110,8 t нефти, запасы нефти определенные по этой скважине равны 848 t.

Прогнозная накопленная добыча нефти по скважине № 26 составила 1471,2 t нефти, запасы нефти определенные по этой скважине равны 589 t.

Прогнозная накопленная добыча нефти по скважине № 27 составила

3029 t нефти, запасы нефти определенные по этой скважине равны 2607 t.

Прогнозная накопленная добыча нефти по скважине № 37 составила 3423,2 t нефти, запасы нефти определенные по этой скважине равны 2507 t.

Как видно из сравнения накопленной добычи нефти с запасами, приходящимися на скважину по характеристикам вытеснения, существует значительная разница по отдельным скважинам. Но не стоит со стопроцентной убежденностью доверять характеристикам вытеснения. Так как методика их расчета сводится к единственно возможному режиму разработки, при котором происходит вытеснение нефти водой. Что не всегда отвечает действительному положению дел, у большинства месторождений

Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области режим разработки смешанный и месторождение Арниез не исключение.

**Прогноз добычи нефти по действующим скважинам месторождения Арниез**

Таблица 3.5

Годы разработки	Добыча нефти, t	Накопленная добыча нефти, t	Добыча воды, t	Накопленная добыча воды, t	Обводненность, %
<b>Скважина № 4</b>					
2008	4151,5	38396,6	4242,0	16413,9	50,5
2009	2925,6	41322,2	1988,4	18402,3	40,5
2010	1443,0	42765,1	1348,1	19750,5	48,3
2011	711,7	43476,8	970,2	20720,6	57,7
2012	351,0	43827,8	780,1	21500,8	69,0
2013	173,1	44001,0	836,7	22337,5	82,9
2014	43,0	44044,0	674,9	23012,4	94,0
<b>Скважина № 6</b>					
2008	1218,5	1962,5	348,4	586,0	22,2
2009	538,2	2500,6	211,1	797,0	28,2
2010	424,9	2925,5	294,1	1091,1	40,9
2011	335,4	3261,0	497,5	1588,7	59,7
2012	245,1	3506,0	2326,8	3915,4	90,5

<b>Скважина № 7</b>					
2008	2597,3	13811,5	9957,6	33001,7	79,3
2009	3608,9	17420,4	17775,0	50776,7	83,1
2010	1533,9	18954,3	12280,4	63057,1	88,9
2011	616,3	19570,6	11879,0	74936,1	95,1
<b>Скважина № 8</b>					
2008	2917,5	15858,4	3667,6	18860,5	55,7
2009	1941,1	17799,5	2537,6	21398,1	56,7
2010	1128,5	18928,0	2246,2	23644,4	66,6
2011	656,0	19584,0	2374,8	26019,2	78,4
2012	381,4	19965,4	6493,0	32512,1	94,5

**Продолжение таблицы 3.5**

<b>Годы разработки</b>	<b>Добыча нефти, t</b>	<b>Накопленная добыча нефти, t</b>	<b>Добыча воды, t</b>	<b>Накопленная добыча воды, t</b>	<b>Обводнен- ность, %</b>
<b>Скважина № 16</b>					
2008	2496,5	8676,8	13494,5	19700,7	84,4
2009	2682,2	11359,0	13839,6	33540,3	83,8
2010	1826,9	13185,9	10949,3	44489,7	85,7
2011	1244,4	14430,2	8857,2	53346,8	87,7
2012	847,6	15277,8	7389,1	60736,0	89,7
2013	577,3	15855,1	6453,1	67189,1	91,8
2014	393,2	16248,3	6077,2	73266,3	93,9
2015	267,8	16516,2	6649,8	79916,1	96,1
2016	68,7	16584,9	2765,0	82681,1	97,6
<b>Скважина № 18</b>					
2008	2649,4	6327,7	1194,3	1427,0	31,1
2009	1620,2	7947,9	396,2	1823,2	19,6
2010	911,9	8859,8	353,5	2176,7	27,9
2011	513,2	9373,0	338,9	2515,6	39,8
2012	288,9	9661,9	380,6	2896,2	56,8
2013	162,6	9824,4	860,3	3756,5	84,1
2014	9,8	9834,2	362,2	4118,7	97,4
<b>Скважина № 21</b>					
2008	1086,7	1120,8	15140,9	11141,1	93,3
2009	1266,5	2387,3	8191,9	19332,9	86,6
2010	859,5	3246,9	7858,0	27190,9	90,1
2011	583,4	3830,2	8913,4	36104,3	93,9
2012	280,6	4110,8	9266,3	45370,6	97,1

**Продолжение таблицы 3.5**

<b>Годы разработки</b>	<b>Добыча нефти, t</b>	<b>Накопленная добыча нефти, t</b>	<b>Добыча воды, t</b>	<b>Накопленная добыча воды, t</b>	<b>Обводнен- ность, %</b>
<b>Скважина № 26</b>					
2008	869,8	959,2	17211,5	12970,2	95,2
2009	512,0	1471,2	9767,0	22737,1	95,0
<b>Скважина № 27</b>					
2008	1254,9	2025,9	523,8	548,9	29,4
2009	824,9	2850,8	533,6	1082,5	39,3
2010	178,2	3029,0	1107,8	2190,3	86,1
<b>Скважина № 37</b>					
2008	1286,4	1423,4	595,0	2488,3	31,6
2009	904,3	2327,7	447,0	2935,3	33,1
2010	560,9	2888,6	482,1	3417,4	46,2
2011	347,9	3236,6	645,4	4062,8	65,0
2012	186,6	3423,2	2696,7	6759,4	93,5

## ГЛАВА IV. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЯЕМОЙ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ ЗА ПРОЦЕССОМ РАЗРАБОТКИ И СОСТОЯНИЕМ ФОНДА ДОБЫВАЮЩИХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

### 4.1 ВЫПОЛНЕНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО КОНТРОЛЮ ЗА ПРОЦЕССОМ РАЗРАБОТКИ

Исследования на месторождениях углеводородов проводятся для получения информации о продуктивном пласте, насыщающих его флюидах, скважинах, об изменениях, происходящих в пласте в процессе разработки.

Существуют три вида исследований: лабораторные, геофизические и газогидродинамические. Для определения фильтрационных характеристик пласта и скважин наиболее представительными являются газогидродинамические методы исследования, так как при них непосредственно используются результаты наблюдения движения жидкости и газа к забоям скважин в пластовых условиях [8].

Газогидродинамические методы исследования скважин подразделяются на два вида:

- исследования при неустановившемся режиме фильтрации (снятие кривой восстановления давления);
- исследования при установившемся режиме фильтрации (построение индикаторной кривой).

В соответствии с «Технологической схемой разработки месторождения Арниез» 2003 г [4] на месторождении планировалось проведение следующих видов исследований и промысловых замеров (Таблица 4.1).

#### **Мероприятия по контролю за процессом разработки.**

Исходя из всего вышеизложенного, можно отметить, что уровень выполнения работ по контролю за процессом разработки не очень высокий. Так, газогидродинамические исследования, выполненные ОАО «O'ZLITINEFTGAZ» характеризуются низкой эффективностью, связанной в основном с техническими факторами.

## Планируемая и фактическая периодичность проведения исследований на месторождении Арниез

Таблица 4.1

Вид исследования	Планируемая периодичность проведения исследования	Фактическое выполнение
Определение дебита жидкости и буферного давления	1 раз в неделю	Выполнялось во время проведения газогидродинамических исследований
Определение дебита газа и конденсата (для газовых скважин)	1 раз в месяц	Выполнялось во время проведения газогидродинамических исследований
Определение обводненности продукции	1 раз в две недели	Выполнялось во время проведения газогидродинамических исследований
Определение газового фактора	1 раз в месяц	Выполнялось во время проведения газогидродинамических исследований
Определение пластового давления	1 раз в полугодие	Замеры в ноябре 2006 г на скважинах №№ 7,19, в марте 2008 на скважинах №№ 14,19
Определение забойного давления	1 раз в квартал	Не выполнялось
Исследование методом восстановления давления	1 раз в два года	Не выполнялось

Сами газогидродинамические исследования представляли собой замеры дебитов отдельных скважин. Все параметры продукции определялись и измерялись на устье скважин.

К мероприятиям по контролю за разработкой могут относиться и регулярные исследования химического состава пластовых вод (Таблица 4.2). Воды юрского водоносного комплекса весьма однообразны по химическому составу и представлены рассолами хлоркальциевого типа с величиной минерализации 105 г/л и выше. Плотность вод составляет в среднем 1,080 г/см<sup>3</sup>.

## Исследования химического состава воды месторождения

Арниеэ (дата 05.08.2008 г.-07.08.2008 г.)

Таблица 4.2

Состав воды	Скважины				
	1	9	13	14	19
Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	35983,2	36238,4	35169,3	35445,2	35889,0
Ca <sup>++</sup>	4635,3	4082,2	4551,1	4639,3	4360,7
Mg <sup>++</sup>	845,1	744,2	829,3	845,1	795,3
Cl <sup>-</sup>	65765,6	64659,4	64219,7	64826,0	64826,0
HCO <sub>3</sub>	67,1	109,8	85,4	79,3	97,6
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0	0	0	0	0
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	480,3	754,1	595,6	629,2	677,3
Суммарная минерализация	107776,6	106588,1	105450,4	106464,1	106645,9
CO <sub>2</sub>	61,6	171,6	154,0	145,2	149,6
Fe <sup>2+</sup>	Отс.	Отс.	Отс.	Отс.	Отс.
Fe <sup>3+</sup>	Отс.	Отс.	Отс.	Отс.	Отс.
Удельный вес при 20 <sup>0</sup> С	1,081	1,080	1,079	1,080	1,080
рН	6,2	5,95	5,85	5,85	6,0
Тип воды по Сулину	хлоркаль- циевый	хлоркаль- циевый	хлоркаль- циевый	хлоркаль- циевый	хлоркаль- циевый

Сами газогидродинамические исследования представляли собой замеры дебитов отдельных скважин с последующим разделением продукции на нефтеконденсатную смесь, газ и воду для определения выхода стабильной нефтеконденсатной смеси с 1 м<sup>3</sup> газа. Контроль над энергетической характеристикой пласта – замеров пластового давления за период с ноября 2006 г. по март 2008 г. произведен на скважинах – в ноябре 2006 г. на №№ 17,19; в марте 2008 на скважинах №№ 14,19.

Результаты замеров дебитов скважин на режимах весьма сомнительны – у всех скважин наблюдается прямая зависимость дебита нефти от депрессии, что в условиях эксплуатации скважин с прорывом газа фактически невозможно.

Следовательно, возможность использования результатов газогидродинамических исследований для внесения корректив в проект разработки месторождения весьма ограничено.

## **ГЛАВА V. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ**

### **5.1 Классификация гидродинамических методов повышения Нефтеотдачи пластов (ГМПН)**

По существующей классификации гидродинамических методов повышения нефтеотдачи на нефтегазоконденсатном месторождении Арниез применялись методы, относящиеся к первой группе.

Это те методы, которые чаще всего применяются на промыслах ввиду своей простоты в технологии реализации, но по степени воздействия на пласты они слабее, чем методы второй группы.

К первой группе относятся методы гидродинамического воздействия, которые осуществляются только через изменения режимов работы скважин и направлены на вовлечение в активную разработку слабодренлируемых запасов.

Ко второй группе относятся методы, направленные на вовлечение в разработку ранее недренлированных или слабодренлируемых запасов (участков, зон и пропластков) неоднородного прерывистого пласта. Эти методы (мероприятия) отличаются большим разнообразием по технологии воздействия на пласты, степень влияния их на технико-экономические показатели разработки весьма высока и поэтому они обосновываются в проектных документах (технологических схемах, проектах разработки и доработки), анализах разработки и авторских надзорах [5].

На месторождении Арниез получили применение только методы первой группы, а именно многообъемное внутрислоежное воздействие по ограничению водопритоков (изоляционные работы) и, как следствие, переход на другой продуктивный интервал (перестрелы)

Проанализировано 8 работ по 6 скважинам:

- по скважине № 8 в июне 2006 г.;
- по скважине № 8 в марте 2007 г.;

- по скважине № 9 в июле 2006 г.;
- по скважине № 10 в январе 2007 г.;
- по скважине № 13 в декабре 2006 г.;
- по скважине № 16 в феврале 2007 г.;
- по скважине № 37 в августе 2007 г.;

## **5.2 Определение эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи (ГМПН) пластов**

Количественное определение эффективности ГМПН пластов, т.е. добыча нефти за счет применения гидродинамического воздействия, производится путем сравнения с показателями базового варианта.

Базовый вариант - это вариант разработки, который был бы реализован на данном объекте гидродинамического воздействия, если бы на нем не применялся рассматриваемый ГМПН пластов.

Эффект от гидродинамического воздействия за данный интервал времени определяется как разность между фактической добычей нефти и добычей нефти по базовому варианту.

Применение гидродинамических методов воздействия, относящихся к первой группе, приводит, в основном, к увеличению текущей нефтеотдачи пластов, но может в отдельных случаях повышать и конечный коэффициент извлечения нефти (если эти методы позволяют вовлечь в активную разработку слабодренируемые запасы нефти).

Методы второй группы направлены, в основном, на вовлечение в активную разработку недренируемых или слабодренируемых балансовых запасов нефти и ведут к увеличению степени извлечения нефти из недр.

Порядок проведения работ по определению эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи (ГМПН) пластов

Методы расчета технологических показателей по базовому варианту подразделяются на две основные группы:

К первой группе относятся экстраполяционные методы, включающие характеристики вытеснения и имитационные модели, построенные по результатам многофакторного анализа.

Ко второй группе отнесены методы, основанные на применении физически содержательных математических моделей процесса извлечения нефти из неоднородных пластов (постоянно-действующие геолого-технологические модели) [5].

На месторождении Арниез наличие значительной газоконденсатной части предопределяет в процессе разработки преимущественное проявление газонапорного режима. При этом определение успешности применения ГМПН по характеристикам вытеснения нефти водой, по мнению авторов, является в некоторой степени некорректным, так как преимущественно (при газонапорном режиме) предполагается вытеснение нефти газом или же в комбинации (вытеснение газом и водой).

Вследствие вышесказанного, добыча нефти по базовому варианту рассчитывается по известной формуле:

$$q = q_0 e^{-it}, \quad (5.1)$$

где  $q$ - дебит нефти в прогнозный год;

$i$ - постоянный коэффициент;

$q_0$ - максимальный дебит (амплитудный дебит).

$$i = \frac{q_0}{Q_0}, \quad (5.2)$$

где  $Q_0$  - начальные извлекаемые запасы нефти.

Для анализа эффективности применения ГМПН была рассмотрена группа скважин (скважины №№ 8, 9, 10, 13, 16, 37), информация по которой была удовлетворительной, и отражала качество работ и полученные по ним результаты, характеризовавшие весь объем проведенных мероприятий по месторождению в целом.

По проведенному анализу можно выявить положительный или отрицательный эффект от применения ГМПН на месторождении Арниез.

## Скважина № 8

**Июнь 2006 г.** - проведены изоляционные работы по ограничению водопритока, произведена перфорация в интервале 2806 м - 2809 м. Первоначальный суточный дебит нефти составил 18,1 t/d (таблица 6.1), что в сравнении с дебитом до проведения работ (6,7 t/d) является значительным; процент обводнения продукции в первый месяц после проведения работ не изменился и составил 42,8 %, В течение пяти месяцев после проведения изоляционных работ, обводенность постепенно росла и к концу рассматриваемого периода составила 92,8%. Газовый фактор, согласно данным добычи углеводородов, предоставляемых УДП «Мубарекнефтегаз» оставался постоянным на уровне 650 м<sup>3</sup>/t.

Продолжительность эффекта от проведенных работ составила 5 месяцев.

За период: июнь 2006 г. – октябрь 2006 г. было добыто 1986,3 t нефти, 3486,1 м<sup>3</sup> воды, 1291,1·10<sup>3</sup> м<sup>3</sup> нефтяного газа.

**Результаты проведенных работ, направленных на увеличение текущего коэффициента нефтеизвлечения на месторождении Арниез**

Таблица 5.1

№ скв.	Мероприятия, направленные на увеличение текущего коэффициента нефтеотдачи	Дата проведения	Дебит нефти, t			Обводненность, %			Дополнительная добыча нефти за счет проведенных мероприятий, t	Продолжительность эффекта, мес.
			до проведения	после проведения	прирост	до проведения	после проведения	снижение		
8	Изоляция водопритока с перестрелом	июнь 2006г	6,7	18,1	11,4	42,8	42,8	0,0	1345,3	5
8	Изоляция водопритока с перестрелом	март 2007г	3,1	2,1	-1,0	92,8	52,9	39,9	4544,9	18
9	Изоляция водопритока с перестрелом	июль 2006г	2,8	2,5	-0,3	67,6	67,6	0,0	1745,1	9
10	Изоляция водопритока с перестрелом	январь 2007г	1,0	0,9	-0,1	98,2	70,0	28,2	490,0	9
13	Изоляция водопритока с перестрелом	декабрь 2006г	0,6	2,7	2,1	98,2	81,8	16,4	-524,5	10
13	Изоляция водопритока с перестрелом	декабрь 2007г	2,6	3,0	0,4	77,1	32,5	44,6	213,1	5
16	Изоляция водопритока с перестрелом	февраль 2007г	2,0	29,0	27,0	91,0	30,0	61,0	5372,7	19
37	Изоляция водопритока с перестрелом	август 2007г	1,4	0,7	-0,7	91,1	91,1	0,0	926,9	13

Дополнительная добыча нефти за счет проведенных работ при сравнении с базовым вариантом составила 1345,3 t (таблица 5.2).

Динамика обводненности, добычи нефти, нефтяного газа и воды приведена на рисунке 5.1.

### **Скважина № 8**

**Март 2007 г.** - проведены изоляционные работы по ограничению водопритока, произведена перфорация в интервале 2792 m - 2795 m. Первоначальный суточный дебит нефти после проведенных работ составил 2,1 t/d (таблица 6.1), тогда как дебит нефти до проведения работ составлял 3,1 t/d; процент обводнения снизился на 39,1 % и составил 52,9 %. С марта по сентябрь 2007 г. обводнение продукции оставалось на одном уровне, а после наблюдалось его снижение, тогда как дебит нефти оставался на одном уровне. Сложившаяся ситуация не характерна для разработки нефтегазовых залежей, скорее всего в рассматриваемый период произошло увеличение объемов добычи свободного прорывного газа, хотя это утверждение и не подтверждено данными добычи углеводородов УДП «Мубарекнефтегаз».

Продолжительность эффекта от проведенных работ составила 18 месяцев, при этом эксплуатация данного интервала перфорации продолжается.

Суммарная добыча нефти за период (март 2007 г.- август 2008 г.) составила 5075,8 t, воды 5384,8 m<sup>3</sup>, нефтяного газа 3299,2·10<sup>3</sup> m<sup>3</sup>.

Дополнительная добыча нефти за счет проведенных работ при сравнении с базовым вариантом составила 4544,9 t (таблица 5.2).

Динамика изменения обводненности, добычи нефти и нефтяного газа приведена на рисунке 5.2.

### **Скважина № 9**

**Июль 2006 г.** - проведены изоляционные работы по ограничению водопритока, произведена перфорация в интервале 2808 m - 2811 m. Суточный дебит нефти после проведения работ составил 2,5 t/d , что

несколько меньше дебита до проведения (2,8 t/d). Обводненность продукции не изменилась, т.е. эксплуатация нового интервала перфорации началась с высоким уровнем обводнения. Обводненность постепенно возрастала на протяжении всего рассматриваемого периода эксплуатации с июля 2006 г. по сентябрь 2007 г. (таблица 5.1). Газовый фактор за рассматриваемый период возрос с 5 м<sup>3</sup>/t до 500 м<sup>3</sup>/t,

**Сравнение фактической добычи нефти с базовым вариантом без применения методов ГМПН на месторождении Арниез**

Таблица 5.2

№ скв.	Наименование работ	Дата проведения	Фактическая добыча нефти за месяц, t	Прогнозная добыча нефти за месяц, t	Прирост добычи нефти за счет проведенных мероприятий, t/мес
8	Изоляция водопритока с перестрелом	июнь 2006г	235,59	77,57	158,02
			501,52	167,13	334,39
			579,74	151,01	428,73
			581,50	132,48	449,02
			87,92	112,83	-24,91
<b>Суммарный прирост добычи нефти, t</b>					<b>1345,3</b>
8	Изоляция водопритока с перестрелом	март 2007г	20,74	60,40	-39,66
			375,89	131,04	244,85
			465,15	96,88	368,27
			442,91	67,80	375,11
			469,89	50,13	419,76
			229,56	35,86	193,70
			237,05	25,10	211,95
			279,88	18,56	261,32
			336,62	12,99	323,63
			317,78	9,60	308,18
			372,00	6,87	365,13
			263,82	4,70	259,12
			217,04	3,59	213,45
			150,17	2,52	147,65
			248,13	1,86	246,27
238,84	1,30	237,54			
217,42	0,96	216,46			
192,88	0,69	192,19			
<b>Суммарный прирост добычи нефти, t</b>					<b>4544,9</b>
9	Изоляция водопритока с перестрелом	июль 2006г	77,58	16,01	61,57
			74,15	10,14	64,01
			74,37	6,30	68,07
			37,68	4,12	33,56
			57,70	2,56	55,14
			62,09	1,68	60,41
			129,15	1,06	128,09

			179,20	0,63	178,57
			30,86	0,44	30,42
			249,59	0,28	249,31
			257,38	0,18	257,20
			253,09	0,11	252,98
			153,49	0,07	153,42
			74,99	0,05	74,94
			77,43	0,03	77,40
	<b>Суммарный прирост добычи нефти, t</b>				<b>1745,1</b>

Продолжение таблицы 5.2

№ скв.	Наименование работ	Дата проведения	Фактическая добыча нефти за месяц, t	Прогнозная добыча нефти за месяц, t	Прирост добычи нефти за счет проведенных мероприятий, t/мес
10	Изоляция водопритока с перестрелом	январь 2007г	11,36	12,38	-1,02
			58,80	23,52	35,28
			79,73	20,73	59,00
			54,12	16,09	38,03
			77,52	13,23	64,29
			75,32	10,27	65,05
			125,30	8,45	116,85
			61,21	6,73	54,48
			63,21	5,22	57,99
<b>Суммарный прирост добычи нефти, t</b>				<b>490,0</b>	
13	Изоляция водопритока с перестрелом	декабрь 2006г	29,37	80,70	-51,33
			64,57	216,45	-151,88
			137,20	186,95	-49,75
			92,59	196,99	-104,40
			168,40	181,72	-13,32
			170,55	178,70	-8,15
			165,71	164,85	0,86
			156,63	162,12	-5,49
			76,52	154,29	-77,77
79,01	142,33	-63,32			
<b>Суммарный прирост добычи нефти, t</b>				<b>-524,5</b>	
13	Изоляция водопритока с перестрелом	декабрь 2007г	65,68	52,09	13,59
			124,00	61,19	62,81
			117,25	48,29	68,96
			105,42	43,04	62,38
			25,62	20,23	5,39
<b>Суммарный прирост добычи нефти, t</b>				<b>213,1</b>	
16	Изоляция водопритока с перестрелом	февраль 2007г	145,00	5,24	139,76
			141,46	22,68	118,78
			439,04	15,50	423,54
			527,17	11,18	515,99
			506,18	7,64	498,54
			532,55	5,51	527,04
			260,17	3,84	256,33
			268,66	2,63	266,03
			251,89	1,89	250,00

		382,38	1,29	381,09
		401,09	0,93	400,16
		434,00	0,65	433,35
		322,45	0,44	322,01
		217,04	0,32	216,72
		210,23	0,22	210,01
		93,05	0,16	92,89
		101,49	0,11	101,38
		112,10	0,08	112,02
		107,16	0,06	107,10
<b>Суммарный прирост добычи нефти, t</b>				<b>5372,7</b>

Продолжение таблицы 5.2

№ скв.	Наименование работ	Дата проведения	Фактическая добыча нефти за месяц, t	Прогнозная добыча нефти за месяц, t	Прирост добычи нефти за счет проведенных мероприятий, t/мес
37	Изоляция водопритока перестрелом	август 2007г	20,04	31,90	-11,86
			22,12	28,65	-6,53
			119,95	25,58	94,37
			94,77	21,49	73,28
			92,55	19,19	73,36
			93,00	16,58	76,42
			87,94	13,53	74,41
			93,01	12,49	80,52
			90,10	10,50	79,60
			124,06	9,37	114,69
			119,40	7,87	111,53
			57,75	7,03	50,72
			122,46	6,07	116,39
<b>Суммарный прирост добычи нефти, t</b>					<b>926,9</b>
<b>Общий прирост добычи нефти, t</b>					<b>14113,5</b>

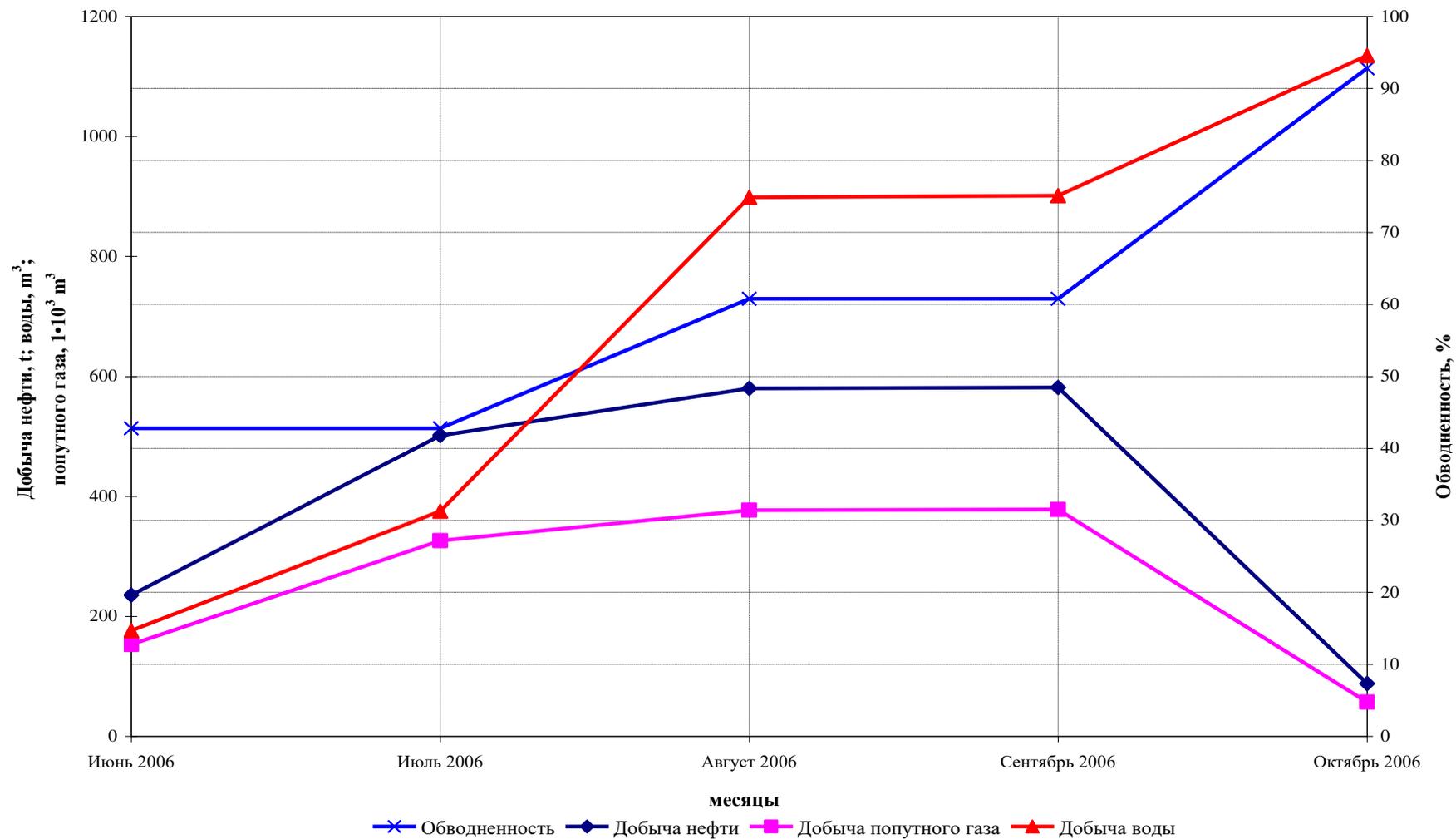


Рисунок 5.1 - Показатели разработки по скважине №8 после проведения КРС (июнь 2006 г.) месторождения Арниез

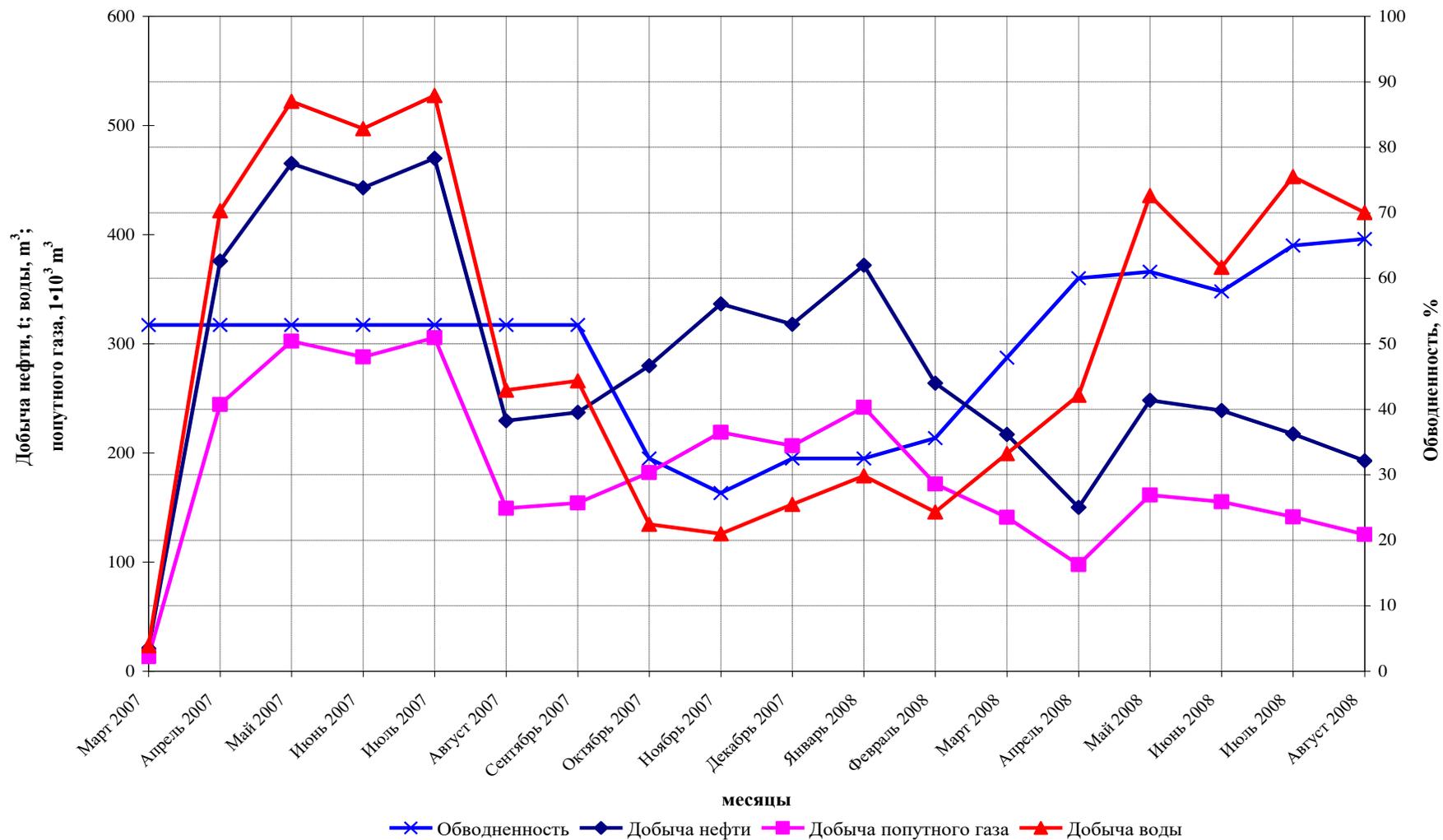


Рисунок 5.2 - Показатели разработки по скважине № 8 после проведения КРС (март 2007 г.) месторождения Арниез

при этом наблюдался не постепенный рост газового фактора, а резкое увеличение добычи попутного газа с июля 2007 г., практически во сто раз.

Продолжительность эффекта от проведенных работ составила 9 месяцев.

Суммарная добыча нефти за период (июль 2006 г. - сентябрь 2007 г.) составила 1788,8 t, воды 12769,6 м<sup>3</sup>, нефтяного газа 160,3·10<sup>3</sup> м<sup>3</sup>.

Дополнительная добыча нефти за счет проведенных работ при сравнении с базовым вариантом составила 1745,1 t (таблица 5.2).

Динамика изменения обводненности, добычи нефти и нефтяного газа приведена на рисунке 5.3.

### **Скважина № 10**

**Январь 2007 г.** - проведены работы по ограничению водопритока, произведена перфорация в интервале 2804 m – 2807 m. После проведения работ среднесуточный дебит нефти составил 0,94 t/d (таблица 5.1), в последующие месяцы дебит возрастал и достиг своего максимального значения в июле 2007 г. (4,00 t/d), после этого наблюдается закономерное снижение. Обводненность, после проведения работ, снижалась незначительно и составила 70 %, в последующем возросла до 77 % и на протяжении всего рассматриваемого периода оставалась на том же уровне, что не характерно для динамики обводнения. Газовый фактор согласно данным добычи углеводородов УДП «Мубарекнефтегаз» на протяжении всего времени эксплуатации проперфорированного интервала оставался неизменным и составил 745 м<sup>3</sup>/t.

Продолжительность эффекта от проведенных работ составила 9 месяцев.

Суммарная добыча нефти за период (январь 2007 г.- сентябрь 2007 г.) составила 606,6 t, воды 2150,2 м<sup>3</sup>, нефтяного газа 451,9·10<sup>3</sup> м<sup>3</sup>.

Дополнительная добыча нефти за счет проведенных работ при сравнении с базовым вариантом составила 490,0 t (таблица 5.2).

Динамика изменения обводненности, добычи нефти и нефтяного газа

приведена на рисунке 5.4.

### **Скважина № 13**

**Декабрь 2006 г.** - произведены работы по ограничению водопритока; произведена перфорация в интервале 2805 м - 2808 м. Среднесуточный дебит нефти после проведения работ и перехода на другой интервал перфора-

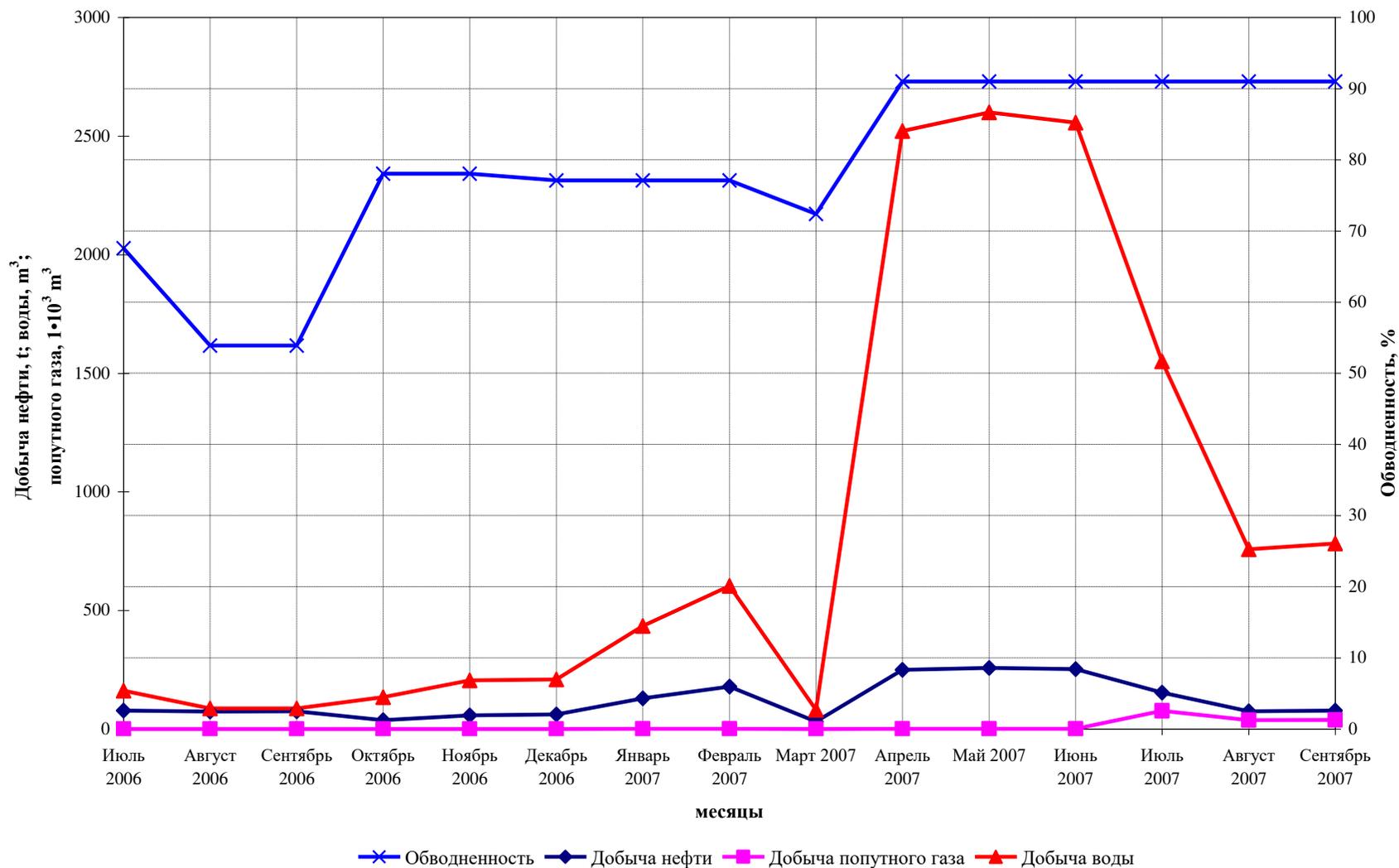


Рисунок 5.3 - Показатели разработки по скважине №9 после проведения КРС (июль 2006 г.) месторождения Арниез

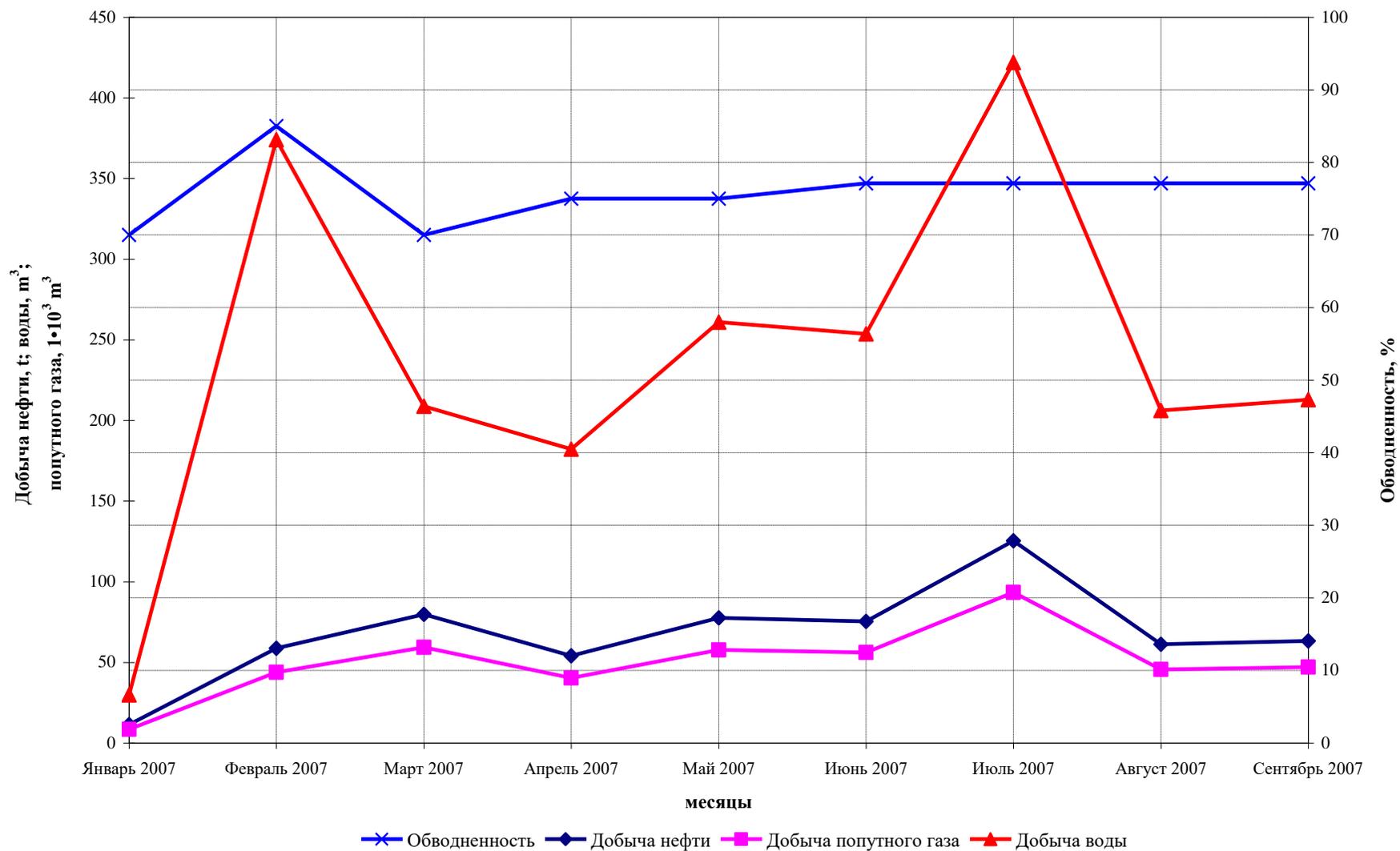


Рисунок 5.4 - Показатели разработки по скважине №10 после проведения КРС (январь 20007 г.) месторождения Арниез

ции составил 2,7 t/d (таблица 6.1), что значительно больше дебита до начала работ. Как и по скважинам, рассмотренным ранее, новый перфорированный интервал скважины № 13 эксплуатировался с высоким процентом обводненности (82 %), в последующем обводнение продукции снижалось и к концу рассматриваемого периода составила 77 %. Снижение обводнения и практически одинаковый дебит нефти за весь рассматриваемый период (порой даже его увеличение) свидетельствует о том, что во время эксплуатации скважины произошло увеличение дебита свободного газа, как следствие и рост добычи газового конденсата.

При сравнении прогнозной добычи нефти по базовому варианту без проведения КРС было бы добыто на 524,5 t больше (таблица 5.2); продолжительность эффекта от проведенных работ оставила 10 месяцев.

За период эксплуатации с декабря 2006 г. - по сентябрь 2007 г. было добыто: нефти 1140,6 t, воды 2649,0 m<sup>3</sup>, нефтяного газа 741,3·10<sup>3</sup> m<sup>3</sup>.

Динамика обводненности, добычи нефти и нефтяного газа за рассматриваемый период приведена на рисунке 5.5.

**Декабрь 2007 г.** - произведены работы по ограничению водопритока; произведена перфорация в интервале 2803 m - 2806 m. Среднесуточный дебит нефти после проведения работ и перехода на другой интервал перфорации составил 3,0 t/d (таблица 6.1), прирост дебита нефти 0,4 t/d. Обводненность составила 32,5 % против 77,1 % в месяце предшествующем началу работ. Дебит нефти за рассматриваемый период (декабрь 2007 г.– апрель 2008 г.) снизился до 1,6 t/d, обводненность возростала и в апреле 2007 г. достигла значения 85 %. Газовый фактор согласно сведениям о добыче углеводородов УДП «Мубарекнефтегаз» составил 650 m<sup>3</sup>/t и оставался постоянным на этом уровне.

Дополнительная добыча за счет проведенных работ в сравнении с базовым вариантом составила 213,1 t (таблица 5.2).

За период эксплуатации после проведения работ по изоляции и переходу на другой интервал было добыто: нефти 437,9 t, воды 430,1 m<sup>3</sup>,

нефтяного газа  $284,7 \cdot 10^3 \text{ м}^3$ .

Динамика обводненности, добычи нефти и нефтяного газа за рассматриваемый период приведена на рисунке 5.6.

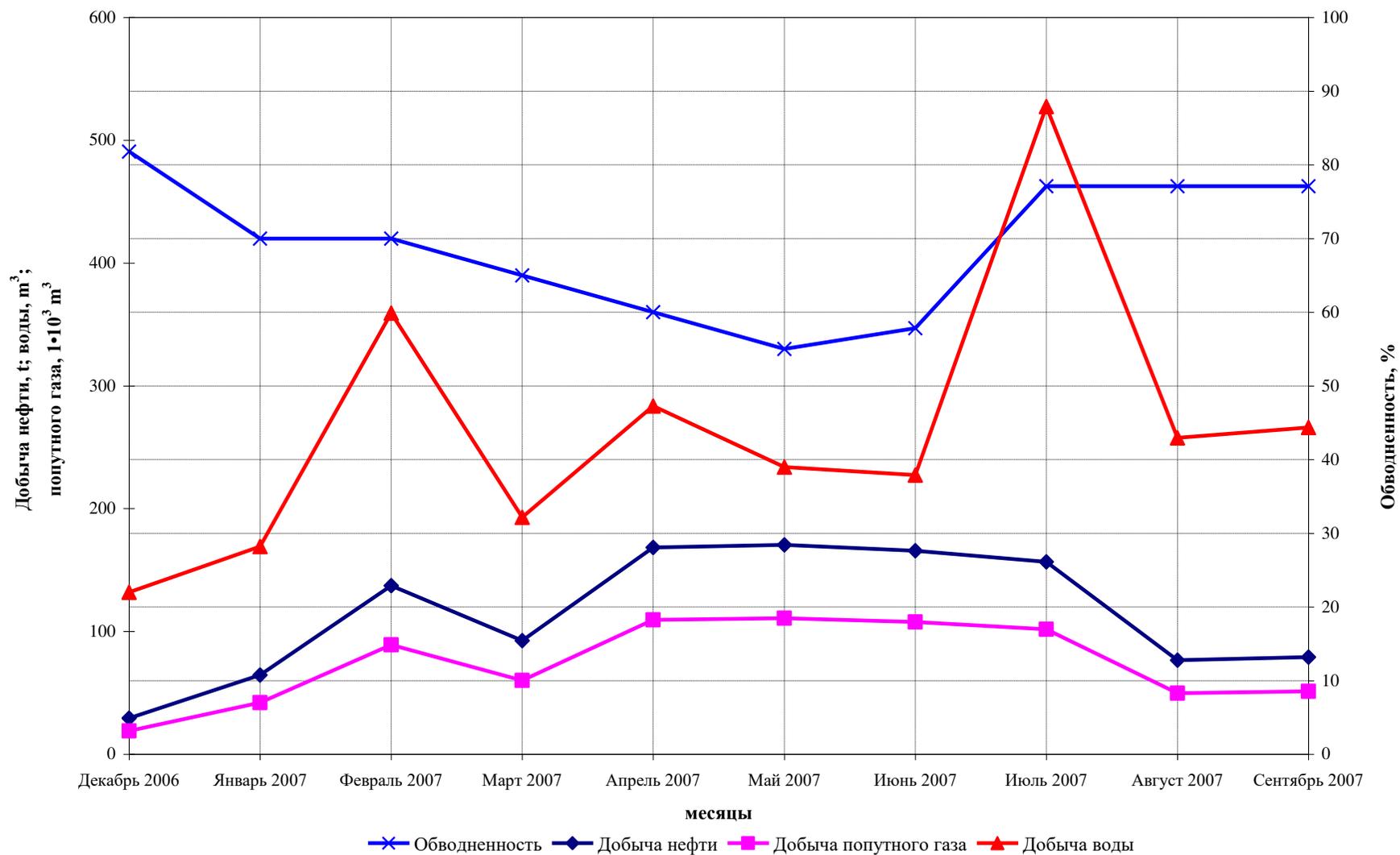


Рисунок 5.5 - Показатели разработки по скважине №13 после проведения КРС (декабрь 2006 г.) месторождения Арниез

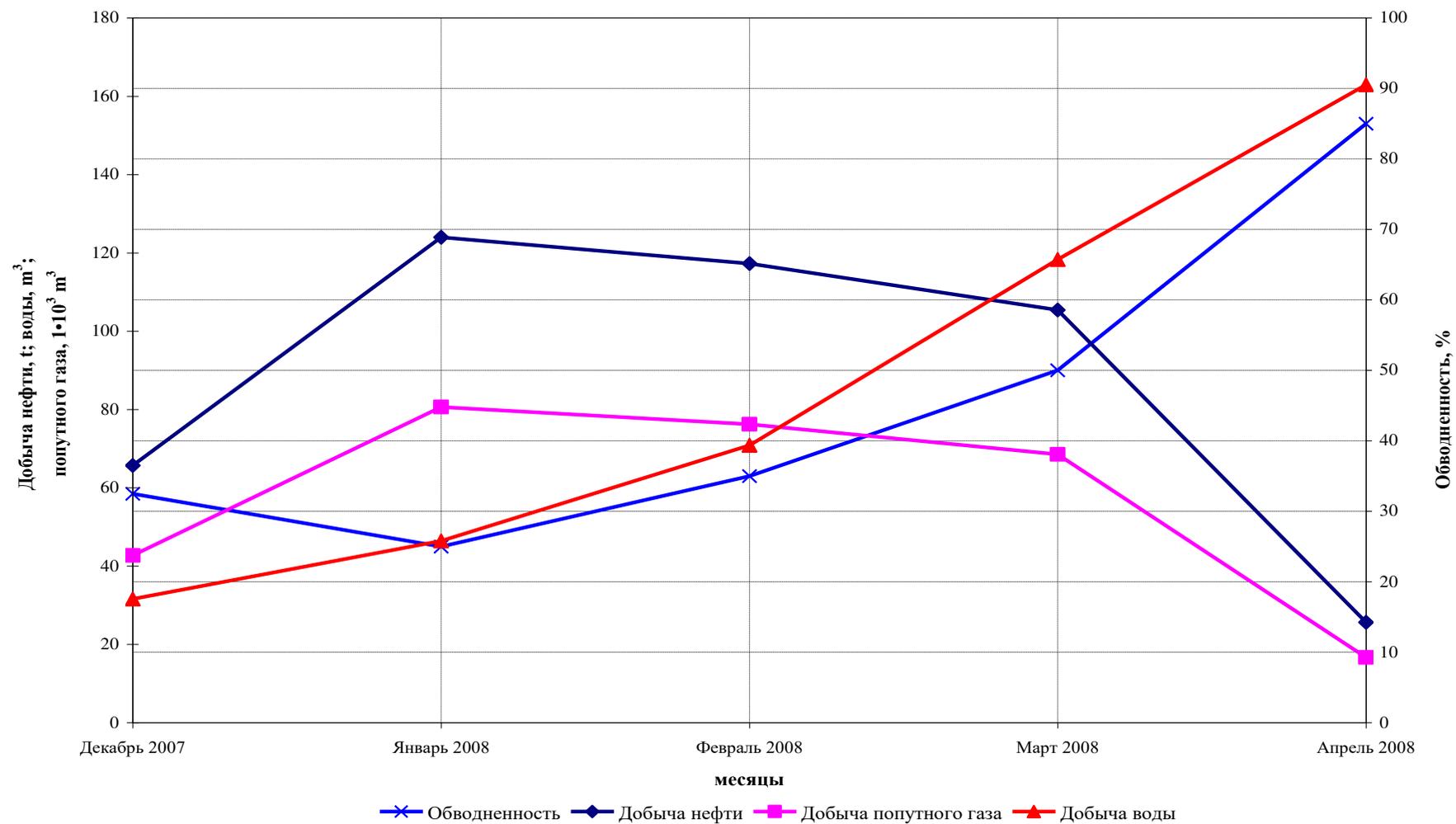


Рисунок 5.6 - Показатели разработки по скважине №13 после проведения КРС (декабрь 2007 г.) месторождения Арниез

### **Скважина № 16**

**Февраль 2007 г.** - проведены изоляционные работы по ограничению водопритока, произведена перфорация в интервале 2323 м – 2320 м. Среднесуточный дебит нефти после проведения работ составил 29,0 t/d (таблица 6.1), что значительно выше дебита до проведения работ (2,0 t/d), прирост дебита нефти в первый месяц составил 27 t/d. В последующем дебит снизился до 3,45 t/d. Обводненность в первый месяц после проведения работ составила 30 %, против 91 % до проведения. В последующем наблюдался постепенный рост обводнения и в августе 2008 г. обводненность достигла значения 91 %. Газовый фактор не изменялся на протяжении всего рассматриваемого периода и составлял 45 м<sup>3</sup>/t.

Дополнительная добыча нефти за счет проведенных мероприятий при сопоставлении с базовым вариантом составила 5372,7 t (таблица 5.2). Налицо положительный эффект в приросте добычи нефти.

За рассматриваемый период эксплуатации (февраль 2007 г.- апрель 2008 г.) было добыто: нефти 5453,1 t, воды 14782,7 м<sup>3</sup>, нефтяного газа 245,3·10<sup>3</sup> м<sup>3</sup>.

Динамика обводненности, добычи нефти и нефтяного газа за рассматриваемый период приведена на рисунке 5.7.

### **Скважина № 37**

**Август 2007 г.** - проведены изоляционные работы по ограничению водопритока, произведена перфорация в интервале 2799 м - 2805 м. Суточный дебит нефти после проведения изоляционных работ и перехода на новый интервал перфорации составил 0,7 t/d (таблица 5.1) налицо снижение дебита в 2 раза по сравнению с месяцем до проведения работ. Обводненность не изменилась и составила 91,1 %. В последующем наблюдался планомерное увеличение дебита нефти и снижения обводненности продукции, что вероятнее всего связано с увеличением добычи свободного прорывного газа и соответственно добычи жидких углеводородов.

Дополнительная добыча нефти за счет проведенных мероприятий при сопоставлении с базовым вариантом составила 926,9 t (таблица 5.2). Налицо положительный эффект в приросте добычи нефти.

За рассматриваемый период эксплуатации (август 2007 г. - август 2008 г.) было добыто: нефти 1137,2 t, воды 935,2 m<sup>3</sup>, нефтяного газа 51,1·10<sup>3</sup> m<sup>3</sup>.

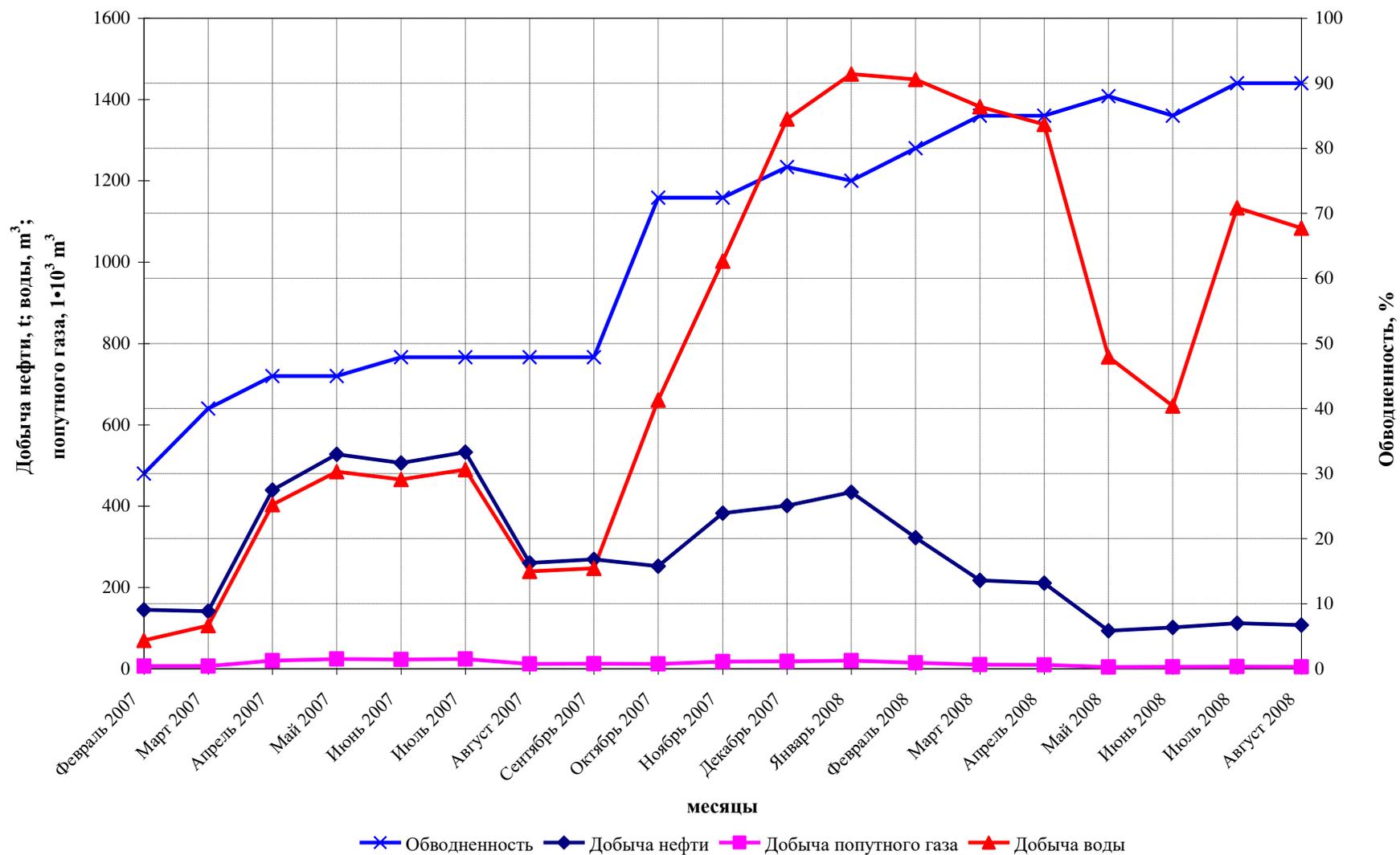


Рисунок 5.7 - Показатели разработки по скважине №16 после проведения КРС (февраль 2007 г.) месторождения Арниез

Динамика обводненности, добычи нефти и нефтяного газа за рассматриваемый период приведена на рисунке 5.8.

В целом по работам КРС, направленным на увеличение текущего коэффициента нефтеотдачи, выявлено, что по 5 скважинам (№№ 8, 9, 10, 16, 37) получен положительный эффект, заключающийся в приросте добычи нефти при сравнении фактической добычи с базовым вариантом. Успешность составила 87,5 % от всего объема проанализированных работ. Однако данный факт не отражает экономический эффект от проведенных мероприятий, так как в анализе не проводились экономические расчеты, заключающиеся в сопоставлении прибыли от добытой нефти с расходами на проведение работ и эксплуатацию скважины.

Необходимо отметить, что после проведенных работ по ограничению водопритока ни по одной скважине не наблюдался безводный период. Данная ситуация может быть связана с некачественным проведением работ, некачественным состоянием цементного кольца в результате чего могли возникнуть перетоки воды с других интервалов и с предположительно высокой депрессией на пласт.

Таким образом, выявленные в результате анализа отрицательные результаты требуют поиска новых технологий по изоляции водопритоков и отказа от устаревших, а также проведения комплекса ГИС по определению состояния цементного кольца по всему действующему фонду скважин.

Для более эффективной работы по капитальному ремонту скважины, направленному на изоляцию водопритоков, необходимо применять новые методы по снижению обводнения продуктивных интервалов. Этой проблеме посвящено большое количество работ, некоторые из них осуществлены на практике. Например, работа, проведенная ОАЖ «O'ZLITINEFTGAZ» в 2007 году.

Специалистами службы РТ и ТПКС ОАЖ «O'ZLITINEFTGAZ» предложена комплексная технология изоляции водопритоков с использованием инвертной дисперсии.

Сущность технологии с применением инвертной дисперсии КАвцгн

заключается в следующем. В скважины, по которым произошел прорыв воды по высокопроницаемым каналам, закачивается инвертная дисперсия КАвцгн, после чего призабойная зона последовательно обрабатывается соляной кислотой и нефтяным растворителем с последующей выдержкой на реакцию.

КАвцгн представляет собой стабилизированный гидрофобизированный цементно-глинистый раствор.

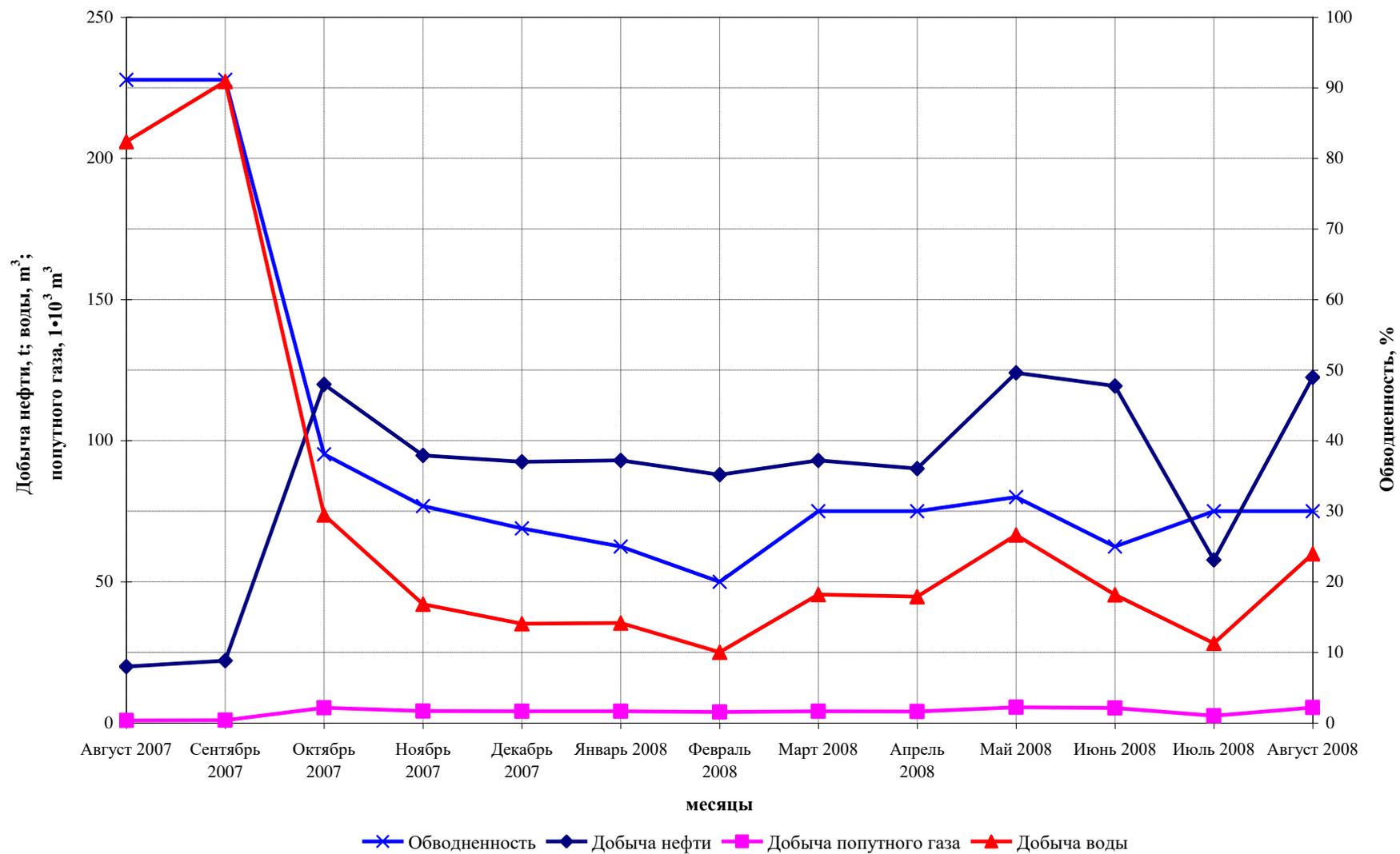


Рисунок 5.8 - Показатели разработки по скважине №37 после проведения КРС (август 2007 г.) месторождения Арниез

Для успешного применения комплексной технологии на основе реагента КАВЦГН требуется правильный выбор скважин, подлежащих воздействию. Выявляются добывающие скважины, в которых произошло обводнение добываемой жидкостью до 85 % - 99 % в течение короткого времени при наличии значительных текущих дренируемых запасов нефти. Выявление таких скважин проводится гидродинамическими и промысловыми исследованиями.

Более подробно с технологией применения КАВЦГН можно ознакомиться в работе [9].

Специалистами службы РТ и ТПКС ОАГ «O'ZLITINEFTGAZ» воплощена предложенная технология по изоляции водопритоков на месторождениях Южный Кемачи, Северный Уртабулак и Крук.

В целом по проведенному анализу успешности работ по капитальному ремонту скважин (КРС) можно сделать следующие выводы:

1. Предположительно высокая депрессия на продуктивный пласт нефтегазовом месторождения Арниез, приводит к увеличению темпа обводнения продукции и снижает эффект от проведения работ по гидродинамическому повышению нефтеотдачи.

2. Недостоверность некоторых исходных данных, выявленная в результате анализа эффективности применения гидродинамических методов интенсификации добычи нефти на месторождении Арниез, в документах, предоставленных УДП «Мубарекнефтегаз» не позволяет провести данный анализ с высокой точностью, особенно из-за того, что в документах не учитывалась добыча газового конденсата.

3. Безводный период, после проведения работ по изоляции водопритоков и перехода на другой продуктивный интервал, отсутствует; преимущественно все скважины эксплуатируются на вновь прострелянном интервале с высоким процентом обводнения, что связано как уже упоминалось выше с возможными перетоками из-за плохого состояния цементного кольца, порой сцепление цемента с породой вообще отсутствует (глава 2), сомнительным качеством проведенных работ по изоляции водопритоков и предположительно высокой депрессией на пласт.

## **ГЛАВА VI. ПОДДЕРЖАНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НАГНЕТАНИЕМ ГАЗА**

### **6.1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРОЦЕССА НАГНЕТАНИЯ ГАЗА ДЛЯ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ**

Нагнетание газа применяется для поддержания пластового давления на заданном уровне или для частичного поддержания пластовой энергии закачкой части добываемого газа обратно в продуктивный пласт. При полном или частичном поддержании пластового давления могут увеличиться нефтеотдача пласта и улучшиться показатели добычи [10].

Количество дополнительной добычи нефти и жидких углеводородов, которое можно добыть из данной залежи, зависит от ряда характеристик исследуемого пласта, а именно от свойств пластовых пород, пластовой температуры и давления, физических свойств и состава жидкостей и газа насыщающих поровое пространство, режима вытеснения нефти, геометрии пласта, степени непрерывности продуктивных отложений, рельефа структуры, темпа отбора пластовой нефти, относительной насыщенности пористой среды и от других факторов, которые рассматриваются в этой главе несколько ниже.

В общем, увеличение добычи углеводородов может быть обусловлено вытеснением нефти, нагнетаемым газом, эффектом испарения, а иногда и устранением потерь углеводородов, которые возможны без реализации процесса поддержания пластового давления. Программа поддержания давления нагнетанием газа с целью консервации пластовых углеводородов приобретает особое значение в продуктивных отложениях, содержащих летучие нефти с высоким коэффициентом усадки, или в залежах, разрабатываемых за счет энергии расширения газовой шапки и насыщенных большим количеством газа, переходящего в жидкую фазу при снижении давления. Кроме того, программа поддержания пластового давления нагнетанием газа часто применяется для предупреждения миграции нефти в газовую шапку (так называемые потери за счет «усадки» газовой шапки) в

продуктивных отложениях, где наблюдается продвижение естественной пластовой воды или воды, нагнетаемой в пониженные части структуры с дневной поверхности.

Улучшение показателей добычи может иногда оказаться достаточным для оправдания нагнетания газа, хотя другие способы извлечения нефти, как, например, нагнетание воды, могут обеспечить более высокую добычу пластовых углеводородов. Кроме того, экономическая целесообразность нагнетания газа может существенно зависеть от уменьшения срока разработки месторождения, обусловленного поддержанием пластового давления. Пониженные вязкость нефти и газонасыщенность в призабойной зоне скважин способствуют сохранению их продуктивности, в результате чего из скважины, как правило, поддерживается проектный допустимый дебит в течение всего периода разработки пласта. Другие преимущества нагнетания газа вытекают из возможности перераспределения добычи нефти из скважин с высокими газовыми факторами на скважины, дающие только нефть или нефть и небольшие объемы газа. Последнее мероприятие позволяет избежать также штрафов, налагаемых организациями по охране запасов природного топлива за извлечение из пласта чрезмерных количеств газа и не нагнетаемых обратно в продуктивную залежь. Таким образом, нагнетанием газа в продуктивные отложения часто можно значительно продлить срок разработки залежи с поддержанием проектной нормы добычи нефти, что сократит время разработки пласта и соответственно уменьшит экономические затраты.

Для хранения и утилизации газа нагнетание его в залежь имеет положительную сторону, значение которой непрерывно возрастает, так как стоимость и потребность в природном газе увеличивается. Однако экономическая выгода, получаемая от хранения газа или утилизации добываемого газа, для различных месторождений неодинакова и будет зависеть от количества газа и текущей его стоимости.

На месторождении Арниез в целях поддержания пластового давления

возможен процесс нагнетания газа. Но целесообразность этого метода ППД должны выявить технико-экономические расчеты прогнозных показателей разработки.

## **6.2 РАЗНОВИДНОСТИ НАГНЕТАНИЯ ГАЗА**

В зависимости от расположения нагнетательных скважин на нефтенасыщенной площади операции нагнетания газа с целью поддержания пластового давления обычно подразделяются на два различных вида. Обе разновидности основаны на одних и тех же физических принципах. Однако аналитические методы расчета динамики разработки пласта и внедрение на практике той или иной разновидности процесса могут существенно отличаться.

### **Площадное нагнетание газа**

При нагнетании газа на всей площади месторождения, часто называемом площадным нагнетанием газа, обычно применяется система расстановки нагнетательных скважин, обеспечивающая равномерное распределение нагнетаемого газа по всей нефтяной части пласта. В промысловой практике порядок расстановки нагнетательных и эксплуатационных скважин изменяется от обычных правильных систем (пятиточечная, семиточечная, девятиточечная и т.д.) до систем с относительно неравномерным размещением скважин по площади. Выбор системы расстановки нагнетательных скважин обычно основан на рассмотрении конфигурации пласта относительно его структуры, степени непрерывности отложений, неоднородности пород по проницаемости и пористости, от фонда и относительного положения имеющихся скважин.

Установлено, что метод площадного нагнетания газа применим для отложений, имеющих низкий структурный рельеф, и в относительно однородных пластах с низкой проницаемостью. Ввиду плотного размещения нагнетательных скважин площадная закачка газа обеспечивает быстрый

эффект в восстановлении давления и в интенсификации добычи нефти, в результате чего сокращаются сроки разработки пласта. Площадное нагнетание газа можно применять на месторождениях, которые принадлежат не одному предпринимателю, особенно если эти площади по каким-либо причинам нельзя разрабатывать по объединенной программе [10].

Площадное нагнетание газа характеризуется следующими недостатками:

- 1) гравитационное дренирование дает небольшое или вообще не дает никакого увеличения в нефтеотдаче пласта;
- 2) площадной коэффициент охвата пород вытесняющим агентом обычно ниже, чем при сводовом нагнетании газа;
- 3) вследствие локальных прорывов газа, обусловленных высокими скоростями движения его, обычно снижается нефтеотдача пласта по сравнению с нефтеотдачей, которую можно ожидать при сводовом нагнетании газа;
- 4) при более плотной системе расстановки нагнетательных скважин требуются более крупные основные и эксплуатационные затраты.

#### **Сводовое нагнетание газа**

При сводовом нагнетании газа, под которым часто подразумевается разработка залежи от центра к периферии или нагнетание газа в газовую шапку, нагнетательные скважины находятся на приподнятых участках пласта, обычно на площади, занимаемой первичной или вторичной газовой шапкой. Эта технология нагнетания газа применяется, как правило, в пластах имеющих хорошо выраженную форму и среднюю или высокую проницаемость пористой среды. Нагнетательные скважины размещают на структуре таким образом, чтобы обеспечить равномерное распределение нагнетаемого газа по площади и получить максимальный эффект от гравитационного дренирования. Количество нагнетательных скважин зависит от приемистости их и от проектируемой плотности расстановки, обеспечивающей соответствующее распределение газа по всей продуктивной

площади.

Нагнетание газа в сводовую часть вследствие гравитационного дренирования считается более рациональным по сравнению с площадным нагнетанием газа. Кроме того, обычно достигается более высокий охват пород вытесняющим агентом как по площади, так и по мощности пласта [10].

Для месторождения Арниез характерна система площадного нагнетания в XV-Р горизонт, т.к. наибольшие потери пластового давления наблюдается именно в этом продуктивном горизонте, ввиду его лучших коллекторских свойств.

### **6.3 ПРОГНОЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ**

На месторождении Арниез авторами предложено рассмотреть возможность поддержания пластового давления путем нагнетания всего объема, добываемого свободного газа (частичное поддержание пластового давления).

Авторами проводились расчеты прогнозных показателей по четырем вариантам:

1) разработка нефтегазовой залежи производится действующим фондом скважин на «истощение» при действующей депрессии на пласт  $35 \cdot 10^5$  Ра;

2) разработка нефтегазовой залежи производится действующим фондом скважин и дополнительными пробуренными и восстановленными скважинами на «истощение» при депрессии на пласт  $10 \cdot 10^5$  Ра. Восстановлению и переводу в эксплуатационный фонд подлежат скважины №№ 1, 9, 10, 19, 14, 17, 12, 13, 15 (рисунок 6.1);

3) разработка залежи осуществляется действующим фондом и дополнительными пробуренными и восстановленными скважинами с максимальным годовым объемом закачки свободного газа  $200 \cdot 10^6$  м<sup>3</sup> при депрессии на пласт  $15 \cdot 10^5$  Ра;

4) разработка залежи осуществляется действующим фондом и дополнительными пробуренными и восстановленными скважинами с максимальным годовым объемом закачки свободного газа порядка  $300 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  при депрессии на пласт  $20 \cdot 10^5 \text{ Pa}$ .

При этом газ нагнетается: по второму варианту в три нагнетательные скважины, восстановленные из консервационного фонда (скважины №№ 9, 10, 19) (рисунок 6.2); по третьему в пять нагнетательных скважин - три из консервационного фонда (скважины №№ 9, 10, 19), одна восстановленная из ликвидационного фонда (скважина № 2), одна (скважина № 27) переходит из добывающего фонда после прекращения добычи нефти (рисунок 6.3).

Результаты расчетов прогнозных показателей по различным вариантам представлены в таблицах 6.1, 6.2, 6.3, 6.4.

По I варианту:

- срок разработки 17 лет;
- максимальный годовой уровень добычи нефти  $64,18 \cdot 10^3 \text{ t}$ ;
- наколенная добыча нефти  $383,97 \cdot 10^3 \text{ t}$ ;
- конечный КИН 3,39%;
- обводненность к концу разработки 97,57%;
- максимальный годовой уровень добычи газа  $162,87 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ;
- накопленная добыча газа  $1810,87 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ;
- конечный КИГ 78,49%;
- максимальный годовой уровень добычи конденсата  $7,408 \cdot 10^3 \text{ t}$ ;
- накопленная добыча конденсата  $79,721 \cdot 10^3 \text{ t}$ ;
- конечный КИК 46,62%;
- пластовое давление к концу разработки  $164,21 \cdot 10^5 \text{ Pa}$ .

По II варианту:

- срок разработки 23 года;
- максимальный годовой уровень добычи нефти  $77,68 \cdot 10^3 \text{ t}$ ;
- наколенная добыча нефти  $735,41 \cdot 10^3 \text{ t}$ ;
- конечный КИН 15,49%;

- обводненность к концу разработки 59,91%;
- максимальный годовой уровень добычи газа  $127,52 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ;
- накопленная добыча газа  $2083,02 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ;
- конечный КИГ 90,29%;
- максимальный годовой уровень добычи конденсата  $5,369 \cdot 10^3 \text{ t}$ ;
- накопленная добыча конденсата  $89,048 \cdot 10^3 \text{ t}$ ;
- конечный КИК 52,07%;
- пластовое давление к концу разработки  $123,40 \cdot 10^5 \text{ Pa}$ .

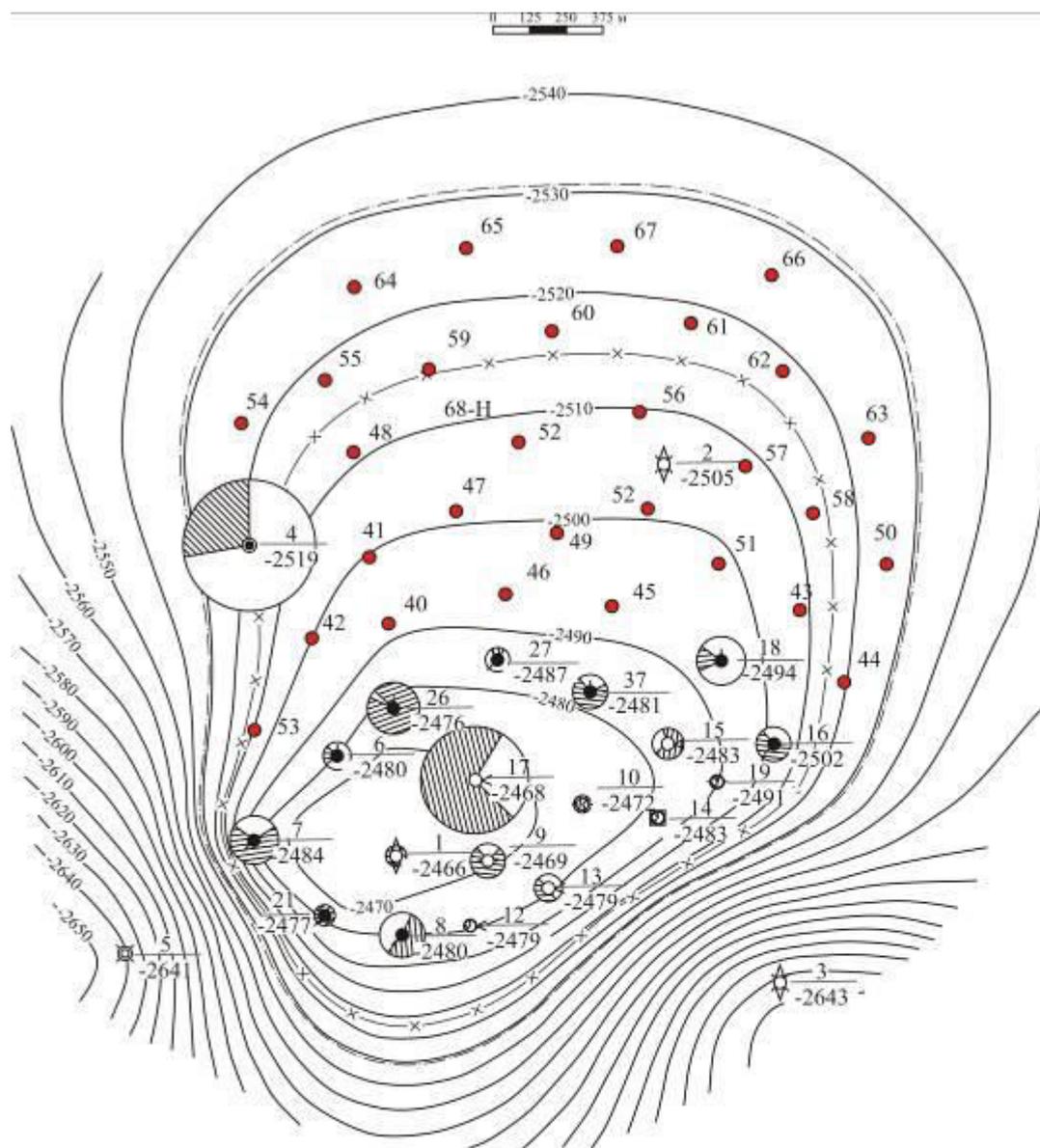
По III варианту:

- срок разработки 26 лет;
- максимальный годовой уровень добычи нефти  $90,75 \cdot 10^3 \text{ t}$ ;
- накопленная добыча нефти  $880,88 \cdot 10^3 \text{ t}$ ;
- конечный КИН 18,55%;
- обводненность к концу разработки 66,24%;
- максимальный годовой уровень добычи газа  $231,82 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ;
- накопленная добыча газа  $2090,58 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ;
- конечный КИГ 90,62%;
- максимальный годовой уровень добычи конденсата  $8,254 \cdot 10^3 \text{ t}$ ;
- накопленная добыча конденсата  $102,567 \cdot 10^3 \text{ t}$ ;
- конечный КИК 59,98%;
- пластовое давление к концу разработки  $111,86 \cdot 10^5 \text{ Pa}$ .

По IV варианту:

- срок разработки 24 года;
- максимальный годовой уровень добычи нефти  $86,10 \cdot 10^3 \text{ t}$ ;
- накопленная добыча нефти  $715,68 \cdot 10^3 \text{ t}$ ;
- конечный КИН 15,07%;
- обводненность к концу разработки 72,50%;
- максимальный годовой уровень добычи газа  $373,15 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ;
- накопленная добыча газа  $2095,69 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ;
- конечный КИГ 90,84%;

- максимальный годовой уровень добычи конденсата  $10,102 \cdot 10^3$  t;
- накопленная добыча конденсата  $128,248 \cdot 10^3$  t;
- конечный КИК 75,00%;
- пластовое давление к концу разработки  $123,85 \cdot 10^5$  Pa.

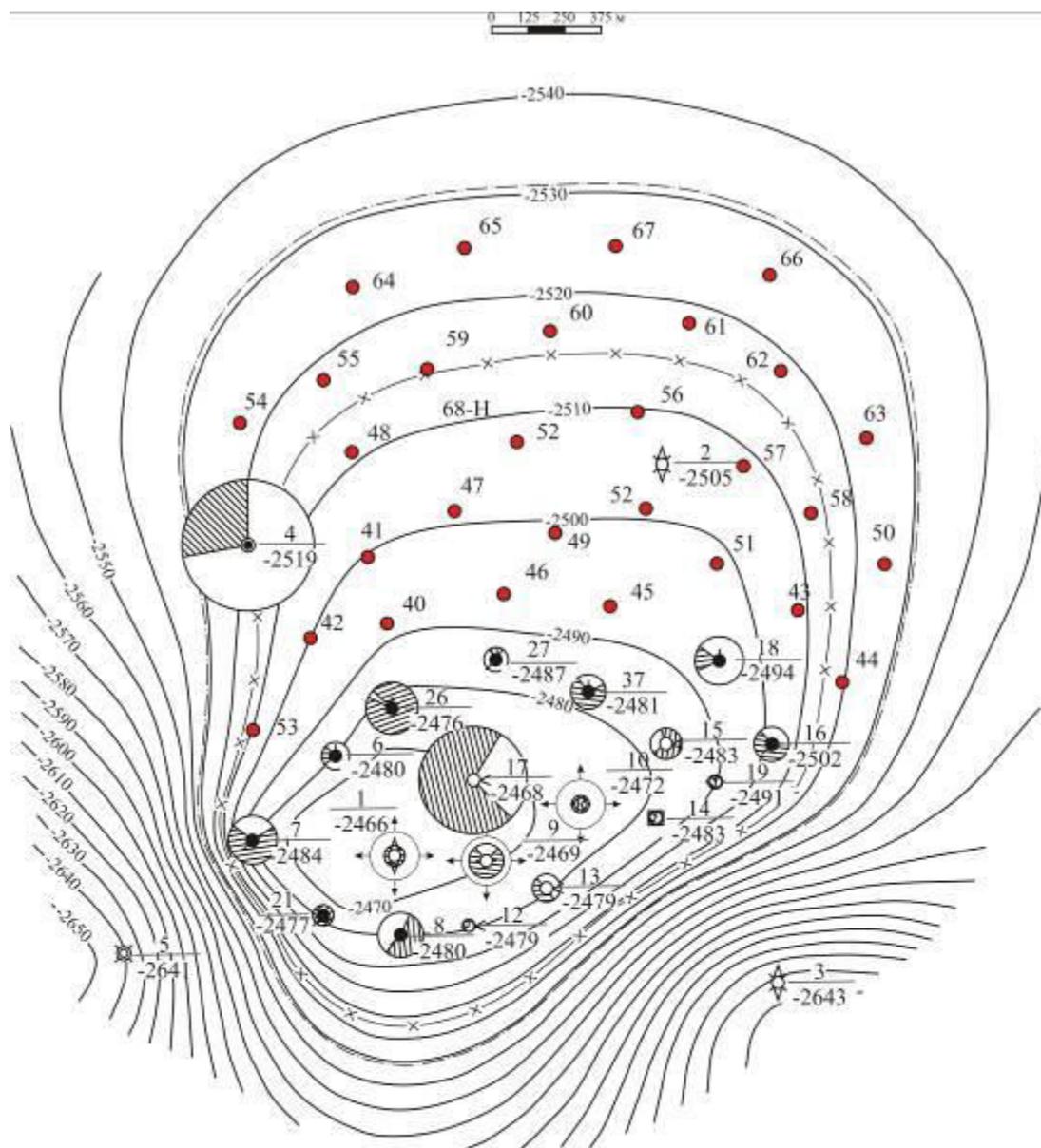


Условные обозначения:

Скважины:

	- эксплуатационные фонтанные;		- в числителе номер скважины в знаменателе отметка кровли XV-HP горизонта;
	- эксплуатационные газлифтные;		- изогипсы кровли XV-HP горизонта;
	- эксплуатационные в консервации;		- водонефтяной контакт;
	- поисковые в консервации;		- газонефтяной контакт;
	- ликвидированные поисковые;		- доля выработанных запасов нефти;
	- ликвидированные разведочные		- доля выработанных запасов воды
	- контрольные;		- проектные добывающие скважины
	- простаивающие;		

Рисунок 6.1 - План размещения добывающих скважин по II варианту (на основе карты разработки XV-HP горизонта) на месторождении Арниез

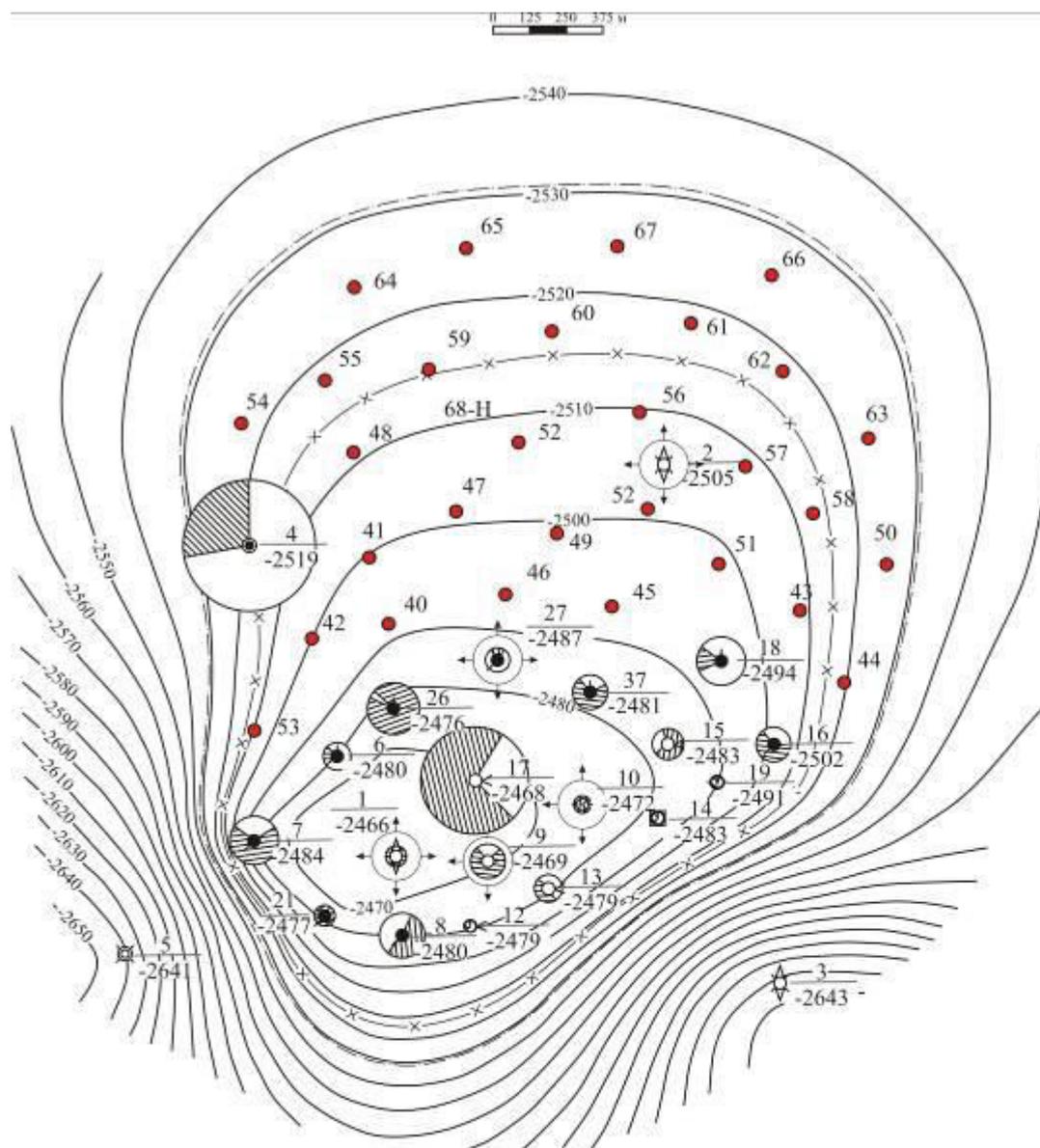


Условные обозначения:

Скважины:

	- эксплуатационные фонтанные;		- в числителе номер скважины в знаменателе отметка кровли XV-HP горизонта;
	- эксплуатационные газлифтные;		- изогипсы кровли XV-HP горизонта;
	- эксплуатационные в консервации;		- водонефтяной контакт;
	- поисковые в консервации;		- газонефтяной контакт;
	- ликвидированные поисковые;		- доля выработанных запасов нефти;
	- ликвидированные разведочные		- доля выработанных запасов воды
	- контрольные;		- проектные добывающие скважины
	- простаивающие;		- скважины необходимые для восстановления в целях нагнетания газа. (скв. 1, 9, 10)

**Рисунок 6.2 - План размещения добывающих и нагнетательных скважин по III варианту (на основе карты разработки XV-HP горизонта) на месторождении Арниез**



Условные обозначения:

Скважины:

	- эксплуатационные фонтанные;		- в числителе номер скважины в знаменателе отметка кровли XV-HP горизонта;
	- эксплуатационные газлифтные;		- изогипсы кровли XV-HP горизонта;
	- эксплуатационные в консервации;		- водонефтяной контакт;
	- поисковые в консервации;		- газонефтяной контакт;
	- ликвидированные поисковые;		- доля выработанных запасов нефти;
	- ликвидированные разведочные		- доля выработанных запасов воды
	- контрольные;		- проектные добывающие скважины
	- простаивающие;		- скважины необходимые для восстановления в целях нагнетания газа. (скв. 1, 9, 10, 2, 27)

**Рисунок 6.3 - План размещения добывающих и нагнетательных скважин по IV варианту (на основе карты разработки XV-HP горизонта) на месторождении Арниеэ**

Продолжение таблицы 6.1

Годы разработки	Добыча свободного "прорывного" газа, $1 \cdot 10^6 \text{ m}^3$		КИГ**, %	Добыча конденсата, $1 \cdot 10^3 \text{ t}$		КИК***, %	Добыча жидких УВ, $1 \cdot 10^3 \text{ t}$		Пластовое давление, $1 \cdot 10^5 \text{ Pa}$	Фонд скважин		
	год-я	нак-я		годовая	накопленная		год-я	нак-я		Всего	Нефтедобывающих	Газодобывающих
2008	162,87	537,36	23,29	7,408	24,942	14,59	26,529	151,059	224,80	10	10	0
2009	122,75	660,11	28,61	5,508	30,450	17,81	22,332	173,390	216,40	10	10	0
2010	124,87	784,98	34,03	5,539	35,989	21,05	14,407	187,797	209,21	10	9	1
2011	123,08	908,06	39,36	5,402	41,391	24,21	10,410	198,208	202,46	10	8	2
2012	117,37	1025,43	44,45	5,103	46,494	27,19	7,684	205,891	196,35	10	7	3
2013	107,74	1133,17	49,12	4,650	51,144	29,91	5,563	211,454	191,62	10	3	7
2014	103,73	1236,89	53,61	4,447	55,590	32,51	4,893	216,347	187,16	9	3	6
2015	97,81	1334,71	57,85	4,167	59,757	34,95	4,435	220,782	182,98	9	1	8
2016	92,04	1426,75	61,84	3,899	63,656	37,23	3,968	224,750	179,23	8	1	7
2017	85,46	1512,21	65,55	3,602	67,259	39,33	3,602	228,352	175,86	8		8
2018	76,97	1589,18	68,89	3,230	70,489	41,22	3,230	231,582	172,84	8		8
2019	66,90	1656,09	71,79	2,797	73,286	42,86	2,797	234,379	170,23	7		7
2020	57,03	1713,12	74,26	2,377	75,662	44,25	2,377	236,756	168,00	7		7
2021	45,49	1758,61	76,23	1,891	77,553	45,35	1,891	238,646	166,24	7		7
2022	32,27	1790,88	77,63	1,339	78,892	46,14	1,339	239,985	164,98	7		7
2023	17,37	1808,25	78,38	0,720	79,612	46,56	0,720	240,705	164,31	7		7
2024	2,61	1810,87	78,49	0,108	79,721	46,62	0,108	240,814	164,21	6		6

Таблица 6.2 - Технологические показатели разработки месторождения Арниез по II варианту на «истощение» с восстановлением и бурением новых скважин

Годы разработки	Добыча нефти, $1 \cdot 10^3$ t	Накопленная добыча нефти, $1 \cdot 10^3$ t	КИН*, %	Годовая добыча воды, $1 \cdot 10^3$ t	Накопленная добыча воды, $1 \cdot 10^3$ t	Годовая добыча жидкости, $1 \cdot 10^3$ t	Накопленная добыча жидкости, $1 \cdot 10^3$ t	Обводненность продукции, %	Добыча нефтяного газа, $1 \cdot 10^6$ m <sup>3</sup>	
									год-я	нак-я
2008	27,74	134,73	2,84	70,65	209,34	98,38	344,07	71,81	13,87	76,75
2009	34,10	168,83	3,56	73,52	282,86	107,62	451,70	68,32	17,05	93,80
2010	40,34	209,17	4,40	53,46	336,32	93,80	545,49	56,99	20,17	113,97
2011	52,44	261,61	5,51	49,86	386,19	102,31	647,80	48,74	26,22	140,19
2012	63,54	325,15	6,85	41,35	427,54	104,89	752,69	39,42	31,77	171,96
2013	73,30	398,45	8,39	20,79	448,32	94,08	846,77	22,09	36,65	208,61
2014	77,68	476,13	10,03	22,25	470,57	99,93	946,70	22,26	38,84	247,45
2015	60,61	536,74	11,30	20,08	490,65	80,69	1027,39	24,89	30,30	277,75
2016	47,25	583,99	12,30	16,73	507,38	63,98	1091,37	26,15	23,62	301,38
2017	36,89	620,88	13,07	13,88	521,25	50,77	1142,13	27,33	18,45	319,82
2018	28,85	649,73	13,68	13,39	534,64	42,23	1184,37	31,70	14,42	334,24
2019	22,56	672,28	14,16	12,66	547,30	35,21	1219,58	35,94	11,28	345,52
2020	17,64	689,92	14,53	11,79	559,09	29,43	1249,01	40,07	8,82	354,34
2021	13,79	703,71	14,82	10,87	569,95	24,66	1273,66	44,07	6,90	361,24
2022	10,78	714,49	15,05	9,94	579,89	20,72	1294,39	47,96	5,39	366,63
2023	8,43	722,92	15,22	9,04	588,94	17,47	1311,86	51,75	4,22	370,84
2024	5,79	728,72	15,34	6,81	595,75	12,61	1324,47	54,05	2,90	373,74
2025	3,73	732,44	15,42	4,78	600,53	8,51	1332,98	56,20	1,86	375,60
2026	2,11	734,56	15,47	2,94	603,48	5,06	1338,03	58,17	1,06	376,66
2027	0,85	735,41	15,49	1,28	604,75	2,13	1340,16	59,91	0,43	377,09

Продолжение таблицы 6.2

Годы разработки	Добыча свободного "прорывного" газа, $1 \cdot 10^6 \text{ m}^3$		КИГ**, %	Добыча конденсата, $1 \cdot 10^3 \text{ t}$		КИК***, %	Добыча жидких УВ, $1 \cdot 10^3 \text{ t}$		Пластовое давление, $1 \cdot 10^5 \text{ Pa}$	Фонд скважин		
	год-я	нак-я		год-я	нак-я		год-я	нак-я		Всего	Нефтедобывающих	Газодобывающих
2008	109,00	483,49	20,96	4,972	22,506	13,16	32,707	157,238	226,49	19	19	0
2009	76,90	560,39	24,29	3,462	25,968	15,19	37,562	194,800	218,52	19	19	0
2010	94,58	654,97	28,39	4,204	30,172	17,64	44,542	239,341	210,54	25	24	1
2011	105,44	760,41	32,96	4,624	34,796	20,35	57,066	296,408	201,91	31	25	6
2012	117,00	877,41	38,03	5,059	39,855	23,31	68,599	365,007	192,87	37	28	9
2013	125,11	1002,52	43,46	5,339	45,194	26,43	78,638	443,645	184,08	43	29	14
2014	127,52	1130,04	48,98	5,369	50,563	29,57	83,053	526,698	175,09	48	34	14
2015	122,80	1252,85	54,31	5,111	55,674	32,56	65,717	592,415	167,15	43	30	13
2016	115,77	1368,62	59,32	4,771	60,445	35,35	52,019	644,435	160,18	43	30	13
2017	104,81	1473,43	63,87	4,283	64,728	37,85	41,174	685,609	154,20	42	29	13
2018	91,08	1564,52	67,82	3,696	68,424	40,01	32,542	718,151	149,08	40	29	11
2019	79,57	1644,09	71,27	3,209	71,633	41,89	25,765	743,915	144,70	31	29	2
2020	75,16	1719,25	74,52	3,015	74,648	43,65	20,652	764,567	140,71	30	29	1
2021	69,97	1789,22	77,56	2,794	77,442	45,29	16,584	781,151	137,10	30	29	1
2022	65,04	1854,26	80,38	2,586	80,028	46,80	13,369	794,520	133,84	29	29	0
2023	58,84	1913,11	82,93	2,331	82,359	48,16	10,762	805,282	130,93	29	29	0
2024	51,38	1964,48	85,15	2,029	84,387	49,35	7,821	813,103	128,50	29	23	6
2025	42,65	2007,13	87,00	1,680	86,067	50,33	5,408	818,511	126,56	29	17	12
2026	32,65	2039,78	88,42	1,284	87,350	51,08	3,398	821,910	125,12	29	11	18
2027	21,95	2061,73	89,37	0,862	88,212	51,59	1,715	823,625	124,21	23	5	18
2028	13,08	2074,81	89,94	0,513	88,726	51,89	0,513	824,138	123,71	17		17
2029	6,31	2081,12	90,21	0,248	88,973	52,03	0,248	824,386	123,47	11		11
2030	1,89	2083,02	90,29	0,074	89,048	52,07	0,074	824,460	123,40	5		5

Таблица 6.3 Технологические показатели разработки месторождения Арниез по III варианту с максимальной обратной закачкой газа в объеме  $200 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{y}$

Годы разработки	Добыча нефти, $1 \cdot 10^3 \text{ t}$	Накопленная добыча нефти, $1 \cdot 10^3 \text{ t}$	КИН*, %	Годовая добыча воды, $1 \cdot 10^3 \text{ t}$	Накопленная добыча воды, $1 \cdot 10^3 \text{ t}$	Годовая добыча жидкости, $1 \cdot 10^3 \text{ t}$	Накопленная добыча жидкости, $1 \cdot 10^3 \text{ t}$	Обводненность продукции, %	Добыча нефтяного газа, $1 \cdot 10^6 \text{ m}^3$	
									год-я	нак-я
2008	26,76	133,75	2,82	71,20	209,89	97,95	343,64	72,68	13,38	76,26
2009	32,44	166,19	3,50	76,69	286,58	109,12	452,77	70,28	16,22	92,47
2010	42,38	208,57	4,39	56,31	342,89	98,69	551,46	57,06	21,19	113,67
2011	57,57	266,14	5,60	51,19	394,08	108,75	660,21	47,07	28,78	142,45
2012	71,52	337,65	7,11	43,31	437,38	114,82	775,03	37,72	35,76	178,21
2013	84,09	421,74	8,88	25,21	462,59	109,30	884,33	23,06	42,04	220,25
2014	90,75	512,49	10,79	29,48	492,06	120,22	1004,55	24,52	45,37	265,63
2015	73,70	586,19	12,34	27,97	520,04	101,68	1106,23	27,51	36,85	302,48
2016	59,83	646,02	13,60	28,23	548,27	88,06	1194,29	32,05	29,92	332,39
2017	48,64	694,66	14,63	27,01	575,27	75,64	1269,93	35,70	24,32	356,71
2018	39,58	734,24	15,46	26,99	602,26	66,57	1336,50	40,54	19,79	376,50
2019	32,21	766,45	16,14	26,02	628,28	58,23	1394,73	44,68	16,11	392,61
2020	26,22	792,67	16,69	24,49	652,77	50,71	1445,44	48,30	13,11	405,72
2021	21,34	814,00	17,14	22,67	675,44	44,01	1489,44	51,52	10,67	416,38
2022	17,36	831,37	17,51	20,73	696,17	38,09	1527,54	54,42	8,68	425,07
2023	14,13	845,50	17,80	18,77	714,94	32,90	1560,44	57,05	7,07	432,13
2024	11,50	857,00	18,05	16,88	731,82	28,38	1588,82	59,47	5,75	437,88
2025	9,36	866,36	18,24	15,08	746,90	24,44	1613,26	61,71	4,68	442,56
2026	6,60	872,96	18,38	11,25	758,15	17,85	1631,11	63,03	3,30	445,86
2027	4,36	877,31	18,47	7,82	765,97	12,17	1643,28	64,22	2,18	448,04
2028	2,53	879,84	18,53	4,76	770,72	7,29	1650,57	65,31	1,26	449,30
2029	1,04	880,88	18,55	2,04	772,77	3,08	1653,65	66,24	0,52	449,82

Продолжение таблицы 6.3

Годы разработки	Добыча свободного "прорывного" газа, $1 \cdot 10^6 \text{ m}^3$		КИГ**, %	Добыча конденсата, $1 \cdot 10^3 \text{ t}$		КИК***, %	Добыча жидких УВ, $1 \cdot 10^3 \text{ t}$		Закачка газа		Пластовое давление, $1 \cdot 10^5 \text{ Pa}$	Фонд скважин		
	год-я	нак-я		год-я	нак-я		год-я	нак-я	год-я, $1 \cdot 10^6 \text{ m}^3$	нак-я, $1 \cdot 10^6 \text{ m}^3$		Всего	Нефтедобывающих	Газодобывающих
2008	166,91	541,40	23,47	8,254	25,788	15,08	35,010	159,540			223,99	15	15	0
2009	134,56	675,96	29,30	5,835	31,623	18,49	38,270	197,811			213,56	15	15	0
2010	162,28	692,19	30,00	6,605	38,228	22,36	48,988	246,799	146,05	146,05	208,79	21	20	1
2011	186,68	710,86	30,81	7,071	45,300	26,49	64,636	311,435	168,01	314,06	203,57	27	23	4
2012	207,34	731,59	31,71	7,259	52,559	30,74	78,776	390,211	186,60	500,66	198,09	33	27	6
2013	223,85	753,98	32,68	7,243	59,801	34,97	91,332	481,543	201,46	702,12	192,82	39	29	10
2014	231,82	777,16	33,69	6,861	66,662	38,98	97,609	579,153	208,64	910,76	187,14	44	33	11
2015	223,31	799,49	34,65	6,101	72,764	42,55	79,802	658,955	200,98	1111,74	182,29	40	30	10
2016	212,58	820,75	35,58	5,400	78,163	45,71	65,230	724,185	191,32	1303,06	178,04	40	30	10
2017	196,03	840,35	36,43	4,663	82,826	48,44	53,299	777,484	176,43	1479,49	174,36	40	29	11
2018	177,64	858,11	37,20	3,980	86,806	50,76	43,562	821,046	159,87	1639,36	171,13	37	29	8
2019	164,15	874,53	37,91	3,482	90,288	52,80	35,695	856,741	147,73	1787,10	168,28	31	29	2
2020	159,64	1034,17	44,83	2,868	93,157	54,48	29,084	885,826			160,12	30	29	1
2021	152,69	1186,86	51,45	2,314	95,471	55,83	23,650	909,476			152,56	30	29	1
2022	146,93	1333,79	57,82	1,866	97,337	56,92	19,230	928,705			145,48	29	29	0
2023	139,16	1472,96	63,85	1,472	98,809	57,78	15,603	944,308			138,91	29	29	0
2024	129,39	1602,34	69,46	1,134	99,943	58,45	12,634	956,943			132,91	29	29	0
2025	117,60	1719,94	74,55	0,851	100,794	58,94	10,210	967,153			127,50	29	29	0
2026	103,80	1823,74	79,05	0,624	101,418	59,31	7,224	974,377			122,88	29	23	6
2027	87,99	1911,72	82,87	0,444	101,862	59,57	4,800	979,177			119,07	29	17	12
2028	70,17	1981,89	85,91	0,305	102,167	59,75	2,833	982,009			116,12	29	11	18
2029	50,33	2032,22	88,09	0,195	102,362	59,86	1,236	983,245			114,08	29	5	24
2030	32,10	2064,32	89,48	0,115	102,477	59,93	0,115	983,360			112,86	23	0	23
2031	17,59	2081,92	90,24	0,061	102,538	59,96	0,061	983,421			112,19	17	0	17
2032	7,23	2089,15	90,56	0,024	102,562	59,98	0,024	983,445			111,91	11	0	11
2033	1,43	2090,58	90,62	0,005	102,567	59,98	0,005	983,450			111,86	5	0	5

Таблица 6.4 - Технологические показатели разработки месторождения Арниез по IV варианту с максимальной обратной закачкой газа в объеме  $300 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{y}$

Годы разработки	Добыча нефти, $1 \cdot 10^3 \text{ t}$	Накопленная добыча нефти, $1 \cdot 10^3 \text{ t}$	КИН*, %	Годовая добыча воды, $1 \cdot 10^3 \text{ t}$	Накопленная добыча воды, $1 \cdot 10^3 \text{ t}$	Годовая добыча жидкости, $1 \cdot 10^3 \text{ t}$	Накопленная добыча жидкости, $1 \cdot 10^3 \text{ t}$	Обводненность продукции, %	Добыча нефтяного газа, $1 \cdot 10^6 \text{ m}^3$	
									год-я	нак-я
2008	26,76	133,75	2,82	71,20	209,89	97,95	343,64	72,68	13,38	76,26
2009	32,44	166,19	3,50	76,69	286,58	109,12	452,77	70,28	16,22	92,47
2010	47,46	213,65	4,50	57,90	344,48	105,36	558,12	54,95	23,73	116,21
2011	63,23	276,88	5,83	55,73	400,21	118,96	677,09	46,85	31,61	147,82
2012	75,15	352,03	7,41	48,85	449,06	124,01	801,09	39,40	37,58	185,40
2013	84,31	436,34	9,19	30,50	479,56	114,81	915,90	26,57	42,16	227,55
2014	86,10	522,44	11,00	33,43	512,99	119,53	1035,44	27,97	43,05	270,60
2015	60,58	583,02	12,28	28,53	541,52	89,11	1124,54	32,01	30,29	300,89
2016	42,57	625,59	13,17	24,26	565,78	66,83	1191,38	36,30	21,28	322,18
2017	29,95	655,54	13,80	20,25	586,03	50,20	1241,58	40,34	14,98	337,15
2018	21,11	676,65	14,25	18,61	604,64	39,72	1281,29	46,86	10,55	347,71
2019	14,87	691,52	14,56	16,90	621,54	31,77	1313,06	53,18	7,44	355,14
2020	10,48	702,00	14,78	15,28	636,82	25,76	1338,83	59,32	5,24	360,38
2021	6,69	708,70	14,92	11,47	648,29	18,16	1356,99	63,14	3,35	363,73
2022	4,02	712,72	15,01	8,03	656,33	12,06	1369,05	66,63	2,01	365,74
2023	2,14	714,87	15,05	4,95	661,28	7,09	1376,14	69,77	1,07	366,81
2024	0,82	715,68	15,07	2,16	663,43	2,98	1379,12	72,50	0,41	367,22

## Продолжение таблицы 6.4

Годы разработки	Добыча свободного "прорывного" газа, $1 \cdot 10^6 \text{ м}^3$		КИГ**, %	Добыча конденсата, $1 \cdot 10^3 \text{ т}$		КИК***, %	Добыча жидких УВ, $1 \cdot 10^3 \text{ т}$		Закачка газа		Пластовое давление, $1 \cdot 10^5 \text{ Па}$	Фонд скважин		
	год-я	нак-я		год-я	нак-я		год-я	нак-я	год-я, $1 \cdot 10^6 \text{ м}^3$	нак-я, $1 \cdot 10^6 \text{ м}^3$		Всего	Нефтедобывающих	Газодобывающих
2008	166,91	541,40	23,47	8,254	25,788	15,08	35,010	159,540			223,99	15	15	0
2009	134,56	675,96	29,30	5,835	31,623	18,49	38,270	197,811			213,56	15	15	0
2010	195,73	677,92	29,39	7,179	38,802	22,69	54,641	252,451	176,16	176,16	209,08	21	15	6
2011	251,60	680,44	29,49	8,574	47,376	27,71	71,801	324,253	226,44	402,59	204,10	26	23	3
2012	301,70	683,45	29,63	9,504	56,880	33,26	84,656	408,909	271,53	674,13	199,00	32	27	5
2013	345,56	686,91	29,77	10,102	66,981	39,17	94,413	503,322	311,00	985,13	194,36	38	28	10
2014	373,15	690,64	29,94	10,071	77,052	45,06	96,175	599,497	335,84	1320,96	189,61	43	33	10
2015	354,50	694,19	30,09	9,004	86,056	50,33	69,584	669,081	319,05	1640,02	186,15	39	30	9
2016	333,35	697,52	30,23	8,087	94,143	55,05	50,657	719,738	300,02	1940,03	183,60	39	30	9
2017	306,11	700,58	30,37	7,175	101,318	59,25	37,125	756,862	275,50	2215,53	181,74	39	29	10
2018	276,73	703,35	30,49	6,313	107,631	62,94	27,419	784,281	249,06	2464,59	180,31	36	29	7
2019	251,98	705,87	30,60	5,628	113,259	66,23	20,501	804,782	226,79	2691,38	179,20	31	29	2
2020	235,94	941,80	40,82	4,294	117,553	68,74	14,775	819,556			169,17	30	29	1
2021	217,16	1158,96	50,24	3,214	120,768	70,62	9,908	829,464			160,23	30	23	7
2022	199,29	1358,25	58,88	2,390	123,158	72,02	6,415	835,879			152,23	29	17	12
2023	179,14	1537,39	66,64	1,738	124,896	73,04	3,882	839,761			145,19	29	11	18
2024	156,69	1694,08	73,43	1,232	126,128	73,76	2,051	841,812			139,13	29	5	24
2025	131,95	1826,03	79,15	0,849	126,977	74,26	0,849	842,661			134,11	29	0	29
2026	104,92	1930,95	83,70	0,562	127,540	74,58	0,562	843,223			130,12	29	0	29
2027	75,59	2006,54	86,98	0,349	127,889	74,79	0,349	843,573			127,24	29	0	29
2028	48,39	2054,93	89,07	0,201	128,090	74,91	0,201	843,774			125,40	23	0	23
2029	26,84	2081,77	90,24	0,105	128,195	74,97	0,105	843,879			124,38	17	0	17
2030	11,39	2093,16	90,73	0,043	128,239	74,99	0,043	843,922			123,95	11	0	11
2031	2,53	2095,69	90,84	0,010	128,248	75,00	0,010	843,932			123,85	5	0	5

## Заключение

Анализ состояния разработки месторождения Арниез, нефтяная оторочка которого введена в опытно-промышленную эксплуатацию в 1993, выявил:

1. На 01.01.2008 г. наблюдается превышение фактического фонда добывающих скважин над проектным на одну единицу, между тем фактическая годовая добыча нефти отстает от проектной на  $10,8 \cdot 10^3$  t. Фактическая годовая добыча жидкости превысила проектную на  $60,5 \cdot 10^3$  t, обводненность соответственно на 70,3%. Низкий уровень добычи нефти связан с малым значением коэффициента эксплуатации скважин, а высокая обводненность продукции - с отсутствием безводного периода в работе почти всех добывающих скважин как вступающих в эксплуатацию после бурения, так и после капитального ремонта.

В результате анализа также выявлены значительные дебиты свободного прорывного газа, что объясняет значительное падение пластового давления. Поэтому рекомендуется в целях рациональной разработки нефтегазовой залежи месторождения Арниез на истощение прекращать эксплуатацию скважин с большим дебитом свободного газа.

2. Проведенный анализ по характеристикам вытеснения выявил остаточные запасы нефти в размере 54949 t по всем добывающим скважинам, но удельные запасы нефти, приходящиеся на эти скважины больше, чем определенные по характеристикам вытеснения. Свидетельством тому могут служить погрешности в определении остаточных запасов, связанные с тем, что характеристики вытеснения применимы в идеальном случае, когда вытесняющим агентом является вода (т.е. водонапорный режим разработки), а залежь представлена пластовым типом. Режим разработки залежи месторождения Арниез смешанный, а тип залежи относится к массивным. Еще одним свидетельством может служить анализ, направленный на определение остаточных нефтенасыщенных толщин, согласно которому по действующему фонду скважин выявлены зоны, не охваченных процессом дренирования (пример скважина №15).

3. Техническое состояние скважин неудовлетворительно по причине частичного сцепления цементного кольца с породой или вообще его отсутствия. В связи с этим рекомендуется до проведения капитального или иного ремонта скважины провести комплекс ГИС для выявления текущего состояния цементного кольца.

4. Осуществлен прогноз добычи нефти как для случая продолжения разработки объекта на естественном режиме, так и для варианта с поддержанием пластового давления с помощью сайклинг-процесса. Результаты расчета прогнозных показателей разработки выступают за применение систем поддержания пластового давления, в нашем случае сайклинга, однако нельзя не учитывать экономический аспект в данной задаче.

## Список использованных источников

1. И.А.Каримов «Все наши планы и программы служат для ускоренного развития страны для повышения блага народа», Ташкент, 2011.
2. Жуковский Б.Л., Пак С.А., Балаканов Р.И. и др. Подсчет запасов нефти, газа и конденсата месторождения Арниез в Республике Узбекистан, ГПП «Узбекгеофизика», Ташкент, 1995.
3. Пак С.А. и др. Подсчет запасов углеводородов по месторождению Янги Памук и пересчет запасов по месторождениям Арниез и Центральный Памук, ОАО «Узбекгеофизика», Ташкент, 2002.
4. Агзамов А.Х. и др. Технологическая схема разработки месторождения Арниез, ОАО «УзЛИТИнефтьгаз», Ташкент, 2000.
5. Ирматов Э.К. и др. Технологическая схема разработки месторождения Арниез, ОАО «УзЛИТИнефтьгаз», Ташкент, 2003.
6. И.М. Насибулин, Г.И. Васясин и др. Повышение эффективности обработок продуктивных пластов композициями на основе соляной кислоты. Нефтепромысловое дело, 8/2008.
7. РД 153-39.0-110-01. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений.
8. В.Д. Лысенко, В.И. Грайфер. Рациональная разработка нефтяных месторождений. Москва, Недра, 2005.
9. И. Т. Мищенко, В. А. Сахаров. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи: Учебное пособие для вузов. Москва, Недра, 1984.— с. 30
10. Г.А. Арипов, Т.К. Карабаев. Разработка технологии изоляции подошвенных вод при эксплуатации нефтяных скважин на месторождениях УДП «Мубарекнефтегаз». ОАО «УзЛИТИнефтьгаз», Ташкент, 2008.
11. Справочник по эксплуатации нефтяных месторождений. Т.2. Москва, Недра, 1965.
12. Грудкин К.А. и др. Геологическое строение в Узбекской ССР, том II «Результаты промыслово-геофизических исследований», г.Ташкент, 1965г., Госгеофонды РУ
13. Баркер М.И., Исхаков И. и др. Изучение газоконденсатной характеристики месторождений ПО «Средазгазпром, отчет по договору ПО.03.06/91, Ташкент, 1991г.

14.Нюняткин В.И. и др. Регулирование фильтрационных характеристик пород призабойной зоны в поздней стадии разработки месторождения. Журнал «Нефтяное хозяйство», №2, 2002г.

15.Ли Д.Ф., Уинклер Г.У., Спадер Р.Е. Последние разработки в механизированной добычи. Журналь «Нефтегазовые технологии», №4, 2002г.

16.Акульшин А.И. Прогнозирование разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра.-1988.

17.Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. – М.: Недра. – 1986.

18.Лутошкин Г.С., Дунюшкин И.И. Сборник задач по сбора и подготовке нефти, газа и воды на промыслах: Учеб. пособие для вузов. – М.:Недра. – 1985.

19.Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Р.С. Андриасов, И.Т. Мищенко, А.П. Петров и др. Под общей ред. Ш.К. Гиматудинова. – М.: Недра.-1983.

20.Технология и техника добычи нефти: Учебник для вузов/ А.Х.Мирзажанзаде. – М.: Недра.-1986.

21. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти: Учебник для вузов. – М.: Недра. -1983.

[www.goole.ru](http://www.goole.ru)

[www.lukoil.ru](http://www.lukoil.ru)

[www.nefte.ru](http://www.nefte.ru)

[www.sibneft.ru](http://www.sibneft.ru)

[www.transneft.ru](http://www.transneft.ru)