

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ  
ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ ЗРЕЛЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
ВНЕДРЕНИЕМ РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ ГТМ  
(НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА БС11-1 ХОЛМОГОРСКОГО  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ)**

**Н.А. Демяненко, И.Н. Пасконный, А.А. Кудряшов**  
(БелНИПИнефть)

В пределах Холмогорского нефтяного месторождения промышленно нефтеносными являются четыре пласта: БС10-1, БС10-2, БС11-1, БС11-2. Они приурочены к верхней части сортымской свиты в составе нижнего отдела меловой системы. Пласты представлены чередованием песчаников и алевролитов с прослоями аргиллитовых глин. Коллектора продуктивных пластов характеризуются значительной фильтрационно-емкостной неоднородностью как по площади, так и разрезу.

Разработка пласта БС11-1 Холмогорского месторождения ведется с 1976 г. Он является основным объектом разработки. Месторождение находится на завершающей стадии разработки. Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти из пласта БС11-1 составляет 89,1 % при обводненности добываемой продукции 95,6 %. Система разработки – рядная с разрезанием рядов на отдельные ячейки – блоки заводнения. В пределах пласта БС11-1 выделено 45 блоков заводнения.

Анализ разработки продуктивных пластов по блокам (ячейкам заводнения) показал, что система разработки ряда блоков весьма низкоэффективна. Несмотря на обводненность добываемой продукции по ним, превышающую 80 %, отбор от начальных извлекаемых запасов не превышает 50-60 %. Как правило, это блоки, имеющие высокую фильтрационную неоднородность по разрезу или расположенные в краевых зонах.

Фильтрационные характеристики пласта БС11-1 по результатам керновых исследований, ГИС и ГДИ представлены в таблице 1. Как видно из данных таблицы 1, проницаемость пласта изменяется в очень широких пределах, от долей мД до 0,5-1,6 Д.

На различных участках залежи коэффициент расчлененности разреза изменяется от 1,9 до 8,1 единиц при изменении эффективной нефтенасыщенной мощности от 2,7 до 11,6 м. В условиях форсированных объемов нагнетания воды в нагнетательные скважины и отборов жидкости из добывающих скважин по ряду блоков заводнения система вытеснения оказалась низкоэффективной.

Для повышения эффективности систем разработки этих блоков в последние годы на залежи широко внедрялись различные геолого-технические мероприятия (ГТМ). Наиболее многочисленными из них были

Таблица 1. – Проницаемость пласта БС11-1 Холмогорского месторождения по данным керновых исследований, ГИС и ГДИ

Вид исследований	Кол-во скв.	Кол-во опр.	Прониц., мкм <sup>2</sup> * 10 <sup>-3</sup>		
			Мин.	Мах.	Ср. зн.
Керн	27	570	0,3	551,7	93,9
ГИС	1388	6063	1,0	1600,4	46,3
ГДИ доб.	144	199	0,6	192,9	23,3
ГДИ нагн.	79	203	0,45	40,3	15,2

ГРП, бурение боковых и новых горизонтальных скважин, мероприятия по выравниванию профилей приемистости. Рассмотрим влияние выполнявшихся ГТМ на эффективность систем разработки ячеек заводнения залежи БС11-1.

Скважины с ГРП сосредоточены, преимущественно, в центральной и западной частях залежи. Работы по ВПП локализованы, в основном, в южной, юго-западной и северо-восточной частях залежи. Скважины с горизонтальными стволами пробурены в южной и северной частях залежи (рисунок 1).

Для оценки влияния ГРП на эффективность выработки запасов рассмотрены блоки заводнения 30 и 11, на которых в короткие промежутки времени произведено максимальное количество скважинно-операций.

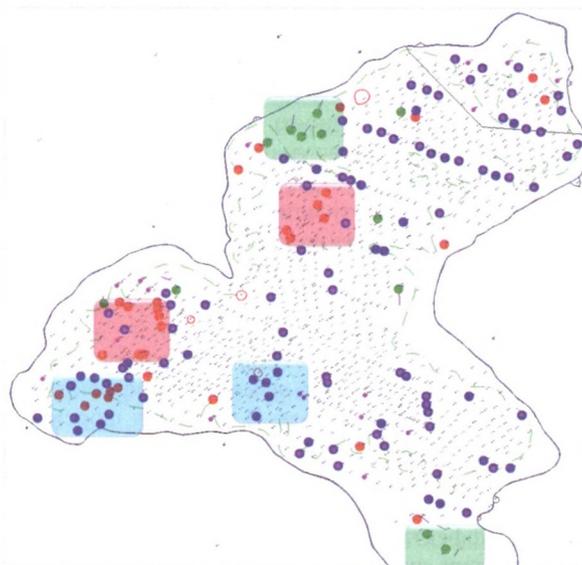


Рисунок 1. – Карта распределения ГТМ по площади пласта БС11-1

Блок 30 расположен в центральной части залежи. В период 2004-2006 гг. на данном блоке проведено 3 ГРП в скважинах 3220, 128 и 143:

– в скважине 3220 ГРП проведен в августе 2004 г. Дебит жидкости изменился с 11 т/сут до 231 т/сут, обводненность добываемой продукции выросла с 9 % до 92 %;

– в скважине 128 ГРП проведен в ноябре 2005 г. Дебит жидкости изменился с 23,7 т/сут до 180 т/сут, обводненность продукции увеличилась с 43,6 % до 92 %. Скважина 128 находилась с 1990-го по 2004 г. в бездействии;

– в скважине 143 ГРП проведен в августе 2006 г. Скважина находилась в бездействии с 1991 г. Дебит жидкости до остановки 90,5 т/сут, обводненность 98 %. После проведения ГРП дебит жидкости – 120 т/сут, обводненность – 91 %.

До проведения ГРП на блоке 30 работали две добывающие скважины. Весь остальной как добывающий, так и нагнетательный фонд находился в простое и бездействии. После проведения ГРП и ввода скважин в эксплуатацию действующий добывающий фонд скважин увеличился до трех ед., что привело к увеличению отборов жидкости и нефти по блоку. После выполненных мероприятий по ГРП добыча нефти на блоке увеличилась в четыре раза, с 300 до 1200 т/мес (рисунок 2). Прирост добычи нефти составил около 900 т/мес.

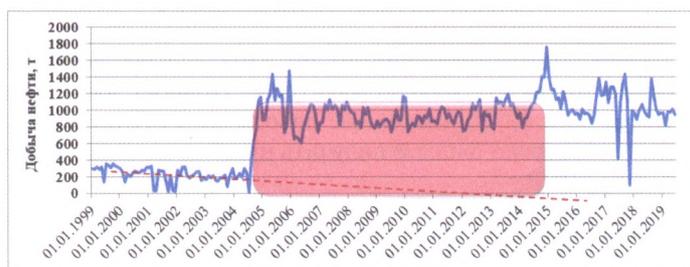


Рисунок 2. — Динамика отборов нефти по блоку 30

Расчеты показали, что проведение ГРП на трех скважинах, в условиях неоднородного по фильтрационно-емкостным свойствам коллектора, позволило увеличить отборы нефти и КИН по блоку 30 на 15 %.

Блок 11 расположен в юго-западной краевой части залежи. На данном блоке было проведено 4 ГРП в период с 2004 по 2005 гг.:

– в скважине 798 ГРП проведен в августе 2004 г. Дебит жидкости изменился с 45 т/сут до 210 т/сут, обводненность с 60 % до 70 %;

– в скважине 1306 ГРП проведен в мае 2004 г. Дебит жидкости изменился с 7 т/сут до 190 т/сут, обводненность с 31 % до 78 %;

– в скважине 790 ГРП проведен в июне 2005 г. Скважина с 1997 г. (дебит жидкости – 50 т/сут, обводненность – 99 %) находилась в бездей-

ствии. После проведения ГРП дебит жидкости – 252 т/сут, обводненность – 91 %;

– в скважине 799 ГРП проведен в октябре 2005 г. Скважина с 1997 г. (дебит жидкости – 10 т/сут, обводненность – 99 %) находилась в бездействии. После проведения ГРП дебит жидкости – 133 т/сут, обводненность – 98 %.

Данные мероприятия проводились при средней обводненности добываемой продукции 85-90 % и действующем добывающем фонде в период проведения работ 5-8 ед. Обводненность продукции после ГРП снизилась на 10-15 % до 75-80 %, что свидетельствует об эффективности проведенных мероприятий (рисунок 3).

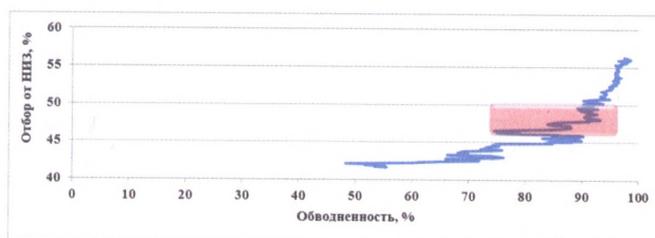


Рисунок 3. – График зависимости отборов от НИЗ от обводненности продукции по блоку 11 пласта БС11-1

После выполненных мероприятий по ГРП добыча нефти на блоке 11 выросла в три раза, с 1000 до 3000 т/мес. Прирост добычи составил 2000 т/мес (рисунок 4). Выполненные работы по ГРП позволили улучшить систему разработки блока и получить прирост извлекаемых запасов на 131 тыс. т нефти.

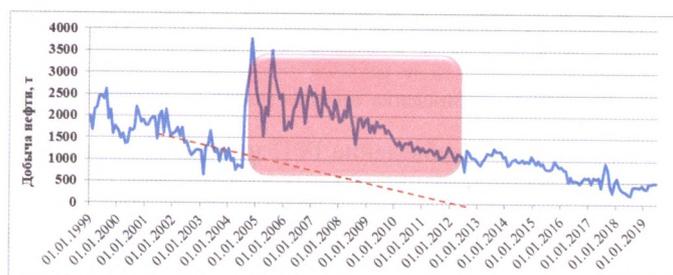


Рисунок 4. – Динамика отборов нефти по блоку 11 до и после ГРП

#### Бурение горизонтальных скважин

Горизонтальные скважины (ГС) 1263Г и 1247Г пробурены в 2007-2009 гг., 1248Г в 2017 г. на блоке 1. Блок 1 расположен в краевой зоне на юге залежи (рисунок 1). Указанные скважины были введены в эксплуатацию:

- 1263Г – в марте 2007 г. с начальным дебитом жидкости – 241 т/сут, дебитом нефти – 180 т/сут и обводненностью 25 %;
- 1247Г – в декабре 2009 г. с начальным дебитом жидкости – 280 т/сут, дебитом нефти – 17 т/сут и обводненностью 94 %;
- 1248Г – в июне 2017 г. с начальным дебитом жидкости – 206 т/сут, дебитом нефти – 100 т/сут и обводненностью 52 %.

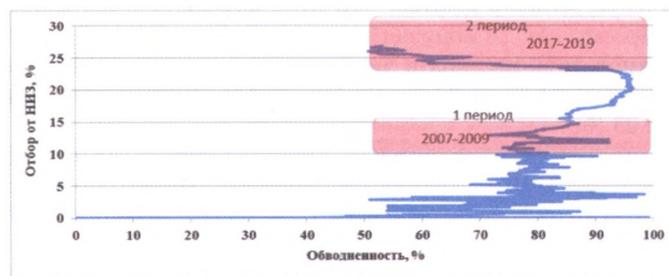
Действующий фонд добывающих скважин в рассматриваемый период 2007-2009 гг. в пределах блока 1 варьировал в пределах 4-6 ед. К 2017 г. он уменьшился до 2-3 ед.

На рисунке 5 по блоку 1 представлен график зависимости отборов от НИЗ от обводненности добываемой продукции. Как видно из данного рисунка, на графике выделяются два периода снижения обводненности:

1 период – 2007-2009 гг.

2 период – 2017-2019 гг.

До бурения горизонтальных скважин эффективность системы вытеснения в пределах блока 1 была очень низкой. Первый период 2007-2009 гг. характеризуется высокой обводненностью добываемой продукции на уровне 92 % и низкими значениями отбора от НИЗ, которые не превышали 10 % (рисунок 5). После бурения горизонтальных скважин обводненность снизилась по блоку до 72 %, однако эффект был непродолжительным.



**Рисунок 5.** – График зависимости отборов от НИЗ от обводненности продукции по блоку 1

Перед началом второго периода до 2017 г. обводненность продукции по блоку достигала 97 %, а отборы от НИЗ находились на уровне 20-22 %. После бурения горизонтальной скважины 1248Г обводненность продукции снизилась до 50 %, эффективность системы вытеснения в пределах блока 1 существенно улучшилась.

После бурения горизонтальных скважин в первый период (2007-2009 гг.) добыча нефти выросла с 4000 до 6000-7000 т/мес, прирост добычи нефти составил 2000-3000 т/мес. Во второй период (2017-2019 гг.) добыча нефти выросла с 3000 до 8000-10000 т/мес, прирост добычи нефти составил 5000-7000 т/мес.

Оценка прироста извлекаемых запасов за счет бурения горизонтальных скважин на блоке 1 по характеристикам вытеснения показала, что после бурения скважин 1263Г и 1247Г в первый период (2007-2009 гг.) прирост извлекаемых запасов составил 195 тыс. т; во второй период (2017-2019 гг.) – 333 тыс. т.

Блок 35 расположен в краевой зоне на севере залежи. В 2014 г. в блоке были пробурены 3 горизонтальные скважины (162Г, 163Г, 164Г); в 2015 г. пробурено два боковых ствола с горизонтальным окончанием (537Г, 368Г).

Боковой ствол 368Г запущен в эксплуатацию в январе 2015 г. с начальным дебитом по нефти 26 т/сут при обводненности продукции 71,9 %. В последующем обводненность постепенно возросла до 90-95 %, а дебит по нефти снизился до 5-7 т/сут.

Боковой ствол 537Г введен в эксплуатацию в апреле 2015 г. с начальным дебитом по жидкости – 193 т/сут, нефти – 11 т/сут при обводненности продукции 94,3 %.

Эффективность работ по этим скважинам невысокая.

Группа скважин, пробуренных в северной приконтурной части пласта (162Г, 163Г и 164Г) показала высокую эффективность:

– боковой ствол с горизонтальным окончанием скважины 162Г пробурен в мае 2014 г. Скважина вступила в эксплуатацию с дебитом жидкости – 199 т/сут, дебитом нефти – 126 т/сут и обводненностью продукции около 30 %;

– скважина 163Г введена в эксплуатацию в июне 2014 г. с дебитом жидкости – 200 т/сут, дебитом нефти – 154 т/сут и обводненностью продукции 23 %;

– боковой ствол с горизонтальным окончанием скважины 164Г пробурен в августе 2014 г. Скважина вступила в эксплуатацию с дебитом жидкости – 119 т/сут, дебитом нефти – 91 т/сут и обводненностью продукции около 24 %.

Эффективность системы вытеснения в пределах 35 блока до бурения скважин и боковых стволов с горизонтальным окончанием была очень

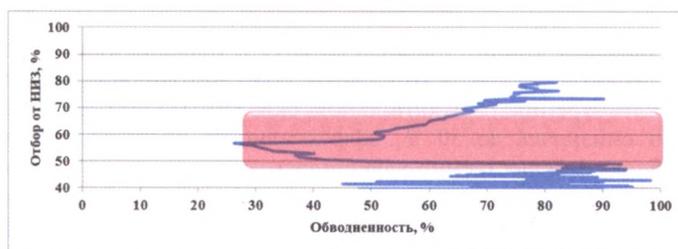


Рисунок 6. – График зависимости отборов от НИЗ от обводненности добываемой продукции по блоку 35

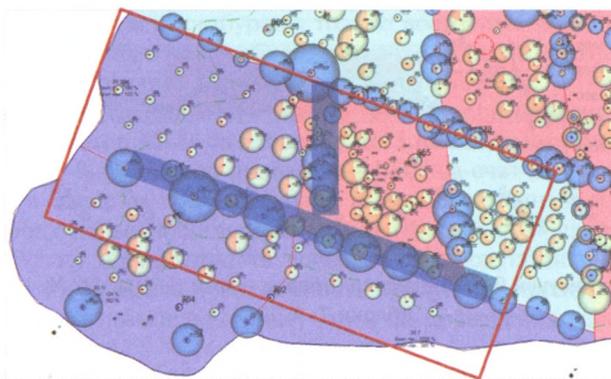
низкой (рисунок 6). При обводненности добываемой продукции 92-95 % отбор от НИЗ составлял 48 %. После ввода скважин с горизонтальным окончанием в эксплуатацию эффективность системы разработки значительно улучшилась. Обводненность добываемой продукции снизилась на 60-65 % с 92-95 % до 25-30 %, что свидетельствует об эффективности проведенных мероприятий.

После ввода в эксплуатацию скважин с горизонтальным окончанием добыча нефти по блоку 35 выросла с 500 до 10500 т/мес. Прирост добычи нефти составил 10000 т/мес. После изменения системы разработки за счет бурения горизонтальных стволов извлекаемые запасы, рассчитанные по характеристикам вытеснения, увеличились на 812 тыс. т.

#### **Выравнивание профиля приемистости (ВПП)**

С целью оценки влияния мероприятий по ВПП на эффективность системы разработки были выбраны два участка, на которых произведен максимальный объем работ по ВПП.

Участок № 1 (блоки 7, 9, 10 и 11) расположен в юго-западной части западного крыла залежи БС11-1. На основании того, что проведение работ по нагнетательным скважинам, которые расположены на границах блоков, влияет на эффективность деятельности скважин двух и более блоков, оценка влияния ВПП на эффективность системы вытеснения была рассмотрена на выделенном для анализа участке № 1, который включает в себя 4 блока: 7, 9, 10 и 11 (рисунок 7). На границах данных блоков по рядам нагнетательных скважин проводилось максимальное количество мероприятий по выравниванию профиля приемистости.



**Рисунок 7.** – Карта накопленных отборов по участку № 1 (блоки 7, 9, 10 и 11) на 01.01.2006

В период 2006-2010 гг. на рассматриваемом участке было проведено 63 мероприятия по ВПП. Основной объем мероприятий по ВПП на

данном участке произведен по нагнетательным скважинам центрального разрезающего ряда (рисунок 7). С целью наиболее корректной оценки эффективности выполненных работ проанализирована динамика добычи нефти всего добывающего фонда скважин, расположенного в пределах блоков 7, 9, 10, 11. После проведения ВПП наклон кривой отбора от НИЗ от обводненности изменился незначительно (рисунок 8), что свидетельствует о небольшом влиянии выполненных работ на улучшение системы вытеснения и конечного КИН. В то же время массивное проведение ВПП в пределах центрального разрезающего ряда между блоками позволило увеличить добычу нефти по рассматриваемому участку с 2500 до 4000 т/мес. Прирост добычи нефти составил 1500 т/мес (рисунок 9).

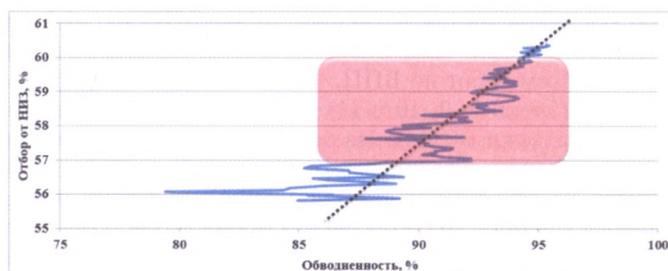


Рисунок 8. – График зависимости отборов от НИЗ от обводненности добываемой продукции по участку № 1 (блоки 7, 9, 10, 11)

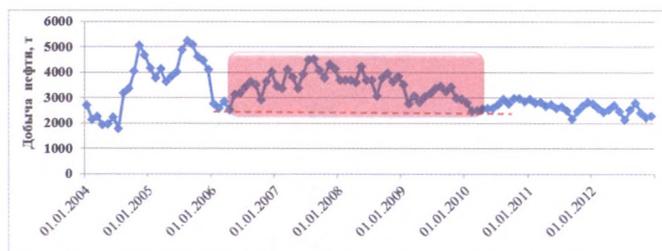
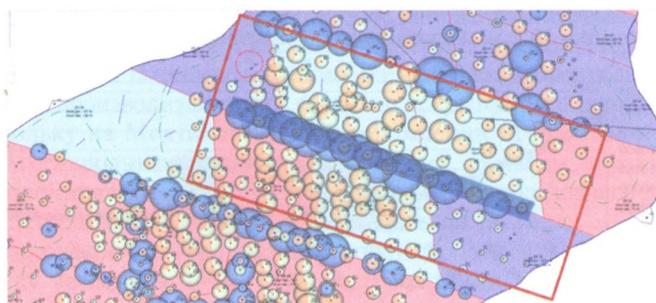


Рисунок 9. – Динамика отборов нефти по участку № 1 (блоки 7, 9, 10, 11)

Расчет остаточных извлекаемых запасов по характеристикам вытеснения позволил установить, что выполненный объем работ по ВПП привел к улучшению системы вытеснения на участке № 1 и приросту извлекаемых запасов нефти в объеме 213 тыс. т.

Участок № 2 (блоки 32-39) находится в центральной части северо-восточного крыла залежи. В период 1991-1995 гг. на нагнетательных

скважинах центрального разрезающего ряда рассматриваемого участка (рисунок 10) проведено 76 мероприятий по ВПП. На основании того, что проведение работ по нагнетательным скважинам, которые расположены на границах блоков, влияет на эффективность деятельности скважин двух и более блоков, оценка влияния ВПП на эффективность системы вытеснения была рассмотрена на выделенном для анализа участке № 2, который включает в себя 8 блоков пласта БС11-1 с 32 блока по 39.

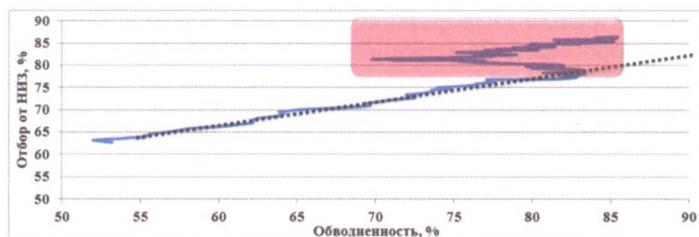


**Рисунок 10.** – Карта накопленных отборов по участку № 2 пласта БС11-1 (блоки 32-39) по состоянию на 01.01.1990

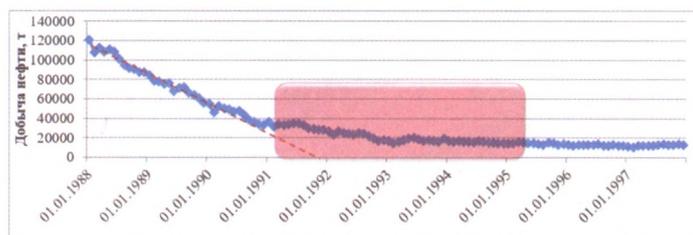
На момент начала проведения работ блоковая система заводнения в пределах участка была полностью сформирована. Добывающие скважины пробурены равномерно по площади блоков, за исключением блоков 35 и 39, в которых были разбурены только восточные части, удаленные от зоны ВНК. Накопленные объемы закачки воды по нагнетательным скважинам варьировались в пределах от 200 до 1790 тыс. м<sup>3</sup> на скважину.

На начало проведения ВПП (конец 1990 г.), при обводненности добываемой продукции 83-84 % отбор от НИЗ по анализируемому участку составлял 77-78 %. В период проведения ВПП за счет выполненных мероприятий, а также за счет остановки высокообводненных добывающих скважин (фонд добывающих скважин уменьшился с 97 ед. в 1991 г. до 53 ед. в 1995 г.) обводненность добываемой продукции снизилась на 15 % с 84 до 69 %. Далее обводненность продукции продолжила увеличиваться с той же интенсивностью, что и до проведения работ по ВПП (рисунок 11).

Анализ динамики добычи нефти до начала массированного проведения ВПП показывает, что по участку 2 наблюдается интенсивное падение уровней добычи (рисунок 12). В рассматриваемый период массированного проведения ВПП падение объемов добычи нефти значительно замедлилось. Объемы добычи нефти стабилизировались на уровне 35-40 тыс. т с последующим значительным уменьшением интенсивности падения.



**Рисунок 11.** — График зависимости отборов от НИЗ от обводненности продукции по участку № 2 массивованного проведения ВПП (блоки 32-39)



**Рисунок 12.** — Динамика отборов нефти по участку № 2 пласта БС11-1 (блоки 32-39)

Анализ характеристик вытеснения показал, что в результате массивованного выполнения ВПП в течение 1991-1995 гг. существенно улучшилась система разработки участка. Последнее привело к увеличению извлекаемых запасов на 2528 тыс. т.

Приведенный анализ показывает, что на неоднородных по ФЕС залежах зрелых месторождений за счет планомерного массивованного проведения ГТМ можно существенно улучшить систему разработки, увеличить объемы добычи нефти, извлекаемые запасы и КИН.