

2. РАЗУКРУПНЕНИЕ МНОГОПЛАСТОВЫХ ОБЪЕКТОВ

2.1 Использование многопакерных компоновок для одновременно-раздельной эксплуатации на многопластовых месторождениях

Одним из перспективных направлений в области совершенствования технологии разработки являются системы совместной разработки нескольких эксплуатационных объектов (пластов) методом ОРЭ с использованием многопакерно-секционных компоновок. ОРЭ включает в себя организацию одновременно-раздельной добычи (ОРД) и одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) на многопластовых месторождениях. Разработка месторождения с использованием систем совместной эксплуатации пластов без создания надежной системы контроля и регулирования процессов выработки запасов по каждому пласту является грубым нарушением горного законодательства и регламента на проектирование разработки. Интеллектуальные скважины с многопакерными компоновками подземного оборудования дают возможность контролировать промысловые параметры работы системы «пласт-коллектор» в режиме реального времени.

ОРД и ОРЗ – это новые технологии, включающие использование интеллектуальных скважин с многопакерно-секционными компоновками, предназначенные для раздельной добычи и дифференцированной закачки в геологически разнородные эксплуатационные объекты. Вопрос о совместной разработке нескольких эксплуатационных объектов одной сеткой скважин всегда привлекал к себе внимание, прежде всего по экономическим соображениям, так как значительная доля капитальных вложений затрачивается на разбуривание месторождения.

Известно, что совместная закачка воды в несколько пластов, неоднородных по проницаемости, приводит к неравномерному заводнению залежей. При этом ускоренное продвижение фронта вытеснения нефти водой

по высокопроницаемым пластам приводит к прорывам воды к забоям добывающих скважин и, как следствие, возрастанию затрат на ее закачку и извлечение. Это приводит в лучшем случае к повышению себестоимости добычи нефти, а в худшем случае – к выводу обводненной скважины из эксплуатации вместе с потерей неосвоенных запасов нефти, оставшихся в низкопроницаемых пластах. Практика совместной закачки воды в нескольких пластов также приводит к потере информации о фактических объемах закачки воды в каждый из пластов.

Противоречие "экономических соображений" и охраны недр по вопросу выбора эксплуатационных объектов уже сейчас можно урегулировать использованием технологии ОРЗ воды в несколько эксплуатационных объектов через одну скважину. Данная технология является частью технологии одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов (технология ОРРНЭО), предложенной [НИИ «СибГеоТех»](#) и [НИИ «Газлифт»](#) (Патент РФ № 2211311 Способ одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов и скважинная установка для его реализации. 2003 год. Авторы: [Леонов В. А.](#), Шарифов М.З., и др.).

На текущий момент в соответствии с лицензионным договором с разработчиком технологии ОРРНЭО ООО [НИИ «СибГеоТех»](#) и ООО [НИИ «Газлифт»](#) ([http://www.sgt.ru/sgt\(1.5\).htm](http://www.sgt.ru/sgt(1.5).htm)) ведут сервисные работы по внедрению данной технологии только два лицензиата ООО НПО «НОВЫЕ НЕФТЯНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ» (регистрационный номер ФИПС 18853/04) (garipov@intramail.ru) и ООО НТП «Нефтегазтехника» (регистрационный номер ФИПС 18852/04) (<http://www.ngt-nv.ru>).

Данная российская технология принципиально отличается от существующих способом последовательной посекционной установки компоновки для ОРЭ, что значительно повышает надежность проведения опрессовки пакеров (сверху и с низу), а следовательно, и надежность разобщения пластов. При этом также значительно повышается вероятность

успешного демонтажа скважинной установки после ее длительной эксплуатации.

Многопакерно-секционные компоновки активно внедряются ООО НПО «Новые нефтяные технологии» на Восточно-Янгтинском, Комсомольском, Тарасовском, Усть-Харампурском, Фестивальном, Южно-Тарасовском, Южно-Харампурском, Приобском месторождениях. Так например, в 2003г. в ОАО «Пурнефтегазе» многопакерные компоновки с учетом импортных были установлены на 21 скважине, из них в 10 скважинах – по российской технологии. В 2004г. внедрено 19 российских двух- и трехпакерных компоновок. Следует отметить, что на сервисном обслуживании находятся только те скважины, где компоновки установлены российской фирмой ООО НПО «Новые нефтяные технологии». В настоящее время на скважинах с импортными компоновками требуется ревизия штуцеров, а по многим и изменение режимов закачки. В 2005г. силами ООО НПО «Новые нефтяные технологии» планируется дополнительно установить 19 компоновок в ОАО НК «Роснефть-Пурнефтегазе» и 62 компоновки в ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегазе».

Преимущество российской технологии перед импортными компоновками заключается не только в цене и в организации сервисного обслуживания, но и в легкости ревизии и безопасном для скважины извлечении оборудования. Такое преимущество обусловлено технологией посекционного монтажа многопакерных секций. При этом технологический процесс монтажа не ограничивает количество устанавливаемых секций. Каждая секция устанавливается на отдельный продуктивный пласт/прослой. В базовом варианте пакерная секция включает пакер, разъединитель колонны, мандрель и регулятор - штуцер (клапан - отсекаТЕЛЬ). Многопакерная компоновка может эксплуатировать столько пластов/слоев сколько необходимо по проекту разработки. Многопакерные секции российских компоновок соединяются между собой не жестко в отличие от зарубежных аналогов, а посредством

разъединителя колонн (РК) и телескопических соединений. С помощью РК можно разделить секции и организовать промывку зоны сверху пакера через разъединитель. Высокая аварийность при извлечении зарубежных компоновок отмечается в случаях присыпания механическими примесями надпакерной зоны в нижней части компоновки, которую невозможно промыть. Секционный принцип монтажа компоновок позволяет использовать в бригадах ПРС/КРС технику А-50 не только при монтажных работах, но и при демонтаже, так как нагрузка срыва пакера до 18 тонн плюс собственной вес колонны НКТ для глубоких (3000м) скважин до 26 тонн. Для срыва импортных компоновок использование А-50 из-за предельных нагрузок является явно недостаточным и проблематичным, кроме того, по этим же соображениям нельзя использовать НКТ марки «D» и НКТ меньшего диаметра.

ОРД и ОРЗ позволяют наиболее интенсивно проводить разработку одной сеткой скважин одновременно несколько залежей резко различных по коллекторским свойствам, составу флюида и глубине залегания. В некоторых скважинах можно использовать газ из газоносных пластов или из газовых шапок для транспортирования флюида из нефтеносных интервалов с сильно пониженным пластовым давлением. Многопакерные компоновки идеально подходят для организации естественного внутрискважинного газлифта.

Рациональное использование газа при добыче нефти из газовых шапок может повысить не только дебит скважин по нефти, но и снизить вынос попутного газа. Для этого достаточно разделить двухпакерной компоновкой газовую часть пласта (газовую шапку) от нефтяной (нефтяную оторочку). После этого установить забойные штуцера по раздельному регулированию расхода газа (штуцера диаметром 0,5-4 мм) и дебита флюида (штуцера диаметром, например, 5-9 мм и прочих). В процессе эксплуатации можно многократно корректировать и менять режимы работы внутрискважинного газлифта с использованием канатной техники, газлифтной технологии и программного обеспечения [НИИ «Газлифт»](#).

Актуальным и значимым моментом в реализации программы внедрения ОРЗ и ОРЭ является то, что на отдельную эксплуатацию можно переводить отдельные тонкие прослои с невыработанными остаточными запасами. При этом между прослоями глинистые перемычки могут достигать 1м, а расстояние между интервалами перфорации должны быть до 2м достаточное для посадки пакера. Уровень развития технологии ОРЭ позволяет устанавливать напротив каждого пласта-пропластка пакерную секцию со скважинными камерами, и за счет смены клапанов-отсекателей, забойных штуцеров или регуляторов давлений/расходов более тонко регулировать и контролировать разработку залежей нефти и газа.

В результате внедрения ОРЗ на месторождениях ОАО «Пурнефтегаза» значительно оптимизированы профили притока и профили приемистости по пластам Ю1-1, Ю1-2 и Ю1-3. Закачка ведется в каждый пласт в отдельности согласно режимам. В течение 1 года 2 раза изменены режимы закачки путем перераспределения агента закачки (воды) по пластам после смены забойных штуцеров.

«Интеллектуальные» скважины при ОРЭ образуют интегрированные системы управления движением флюидов при многопакерно-секционном разделении объектов разработки. Сервисное обслуживание таких скважин включает комбинацию измерительных и управляющих функций на забое скважины для автоматического контроля и регулирования добычи нефти, газа и дифференцированной закачки воды. В настоящее время разработаны ([ООО НТП «Нефтегазтехника»](#)) и испытаны на выше-перечисленных месторождениях регулятор давления, регулятор расхода газожидкостного потока, клапан-отсекатель ПЗП от скважины, клапан предупреждения открытых фонтанов, клапан периодического газлифта, клапан автоматического запуска в эксплуатацию газлифтной скважины, мандрели со съёмными сквозными двух-штуцерными регуляторами расхода жидкости. Технология с многопакерно-секционными компоновками позволяет с хорошей рентабельностью

дорабатывать базовые высокообводненные, истощенные нефтяные пласты до достижения намеченной нефтеотдачи совместно с подключением в одновременно-раздельную разработку на определенных режимах новых безводных нефтяных залежей. При этом через один лифт скважины за счет регулирования забойными клапанами-отсекателями одновременно-раздельно или поочередно (периодически) ведется отбор и закачка в несколько нефтяных пластов, а также проводится постоянный учет и контроль за добычей флюида и закачкой рабочего агента. Экономическая эффективность достигается за счет ограничения высоко обводненного притока жидкости с базового пласта и вовлечением в эксплуатацию нового пласта/пропластка, что позволяет получить дополнительную добычу нефти и сократить расходы по ее подготовке.

В ряде случаев можно проводить поочередную разработку различных нефтяных залежей путем перевода всего фонда скважин с базового пласта на другой пласт на некоторый промежуток времени. После восстановления и стабилизации гравитационного и гидродинамического равновесия в истощенной залежи можно произвести возврат скважин к дальнейшей выработке остаточных запасов по базовому пласту. В особенности такая технология быстро может быть реализована там, где существует фонтанная добыча, компрессорный и бескомпрессорный газлифт, либо струйная эксплуатация. При этом канатной техникой на один пласт устанавливаются в мандрелях клапана-отсекатели, а в других - соответствующие забойные штуцера. Применение отсекающих предотвращает последствия вредного влияния глушения скважины на ПЗП скважины.

В процессе эксплуатации скважин нередко нарушается герметичность эксплуатационной колонны. Использование многопакерных компоновок позволяет их отсечь и продолжить дальнейшую эксплуатацию скважины.

Регулирование работы скважин с насосной добычей флюида значительно усложняется и имеет ряд ограничений, связанных с недопущением

бесконтрольного извлечения флюида при одновременном отборе его из различных нефтяных залежей. Требуется более тщательно подходить к исследованию скважины, к подбору режимов ее эксплуатации, а также к настройке подземного оборудования (клапанов-отсекателей), таким образом, чтобы в любой момент можно было получить достоверные замеры дебита и обводненности по объектам разработки. Так, поочередно отсекая один пласт за другим, можно проводить на устье прямые замеры дебита и обводненности в режиме реального времени, не «спуская» оборудование в «интеллектуальную скважину» без использования глубинных замеров.

На поверхности регулирование и измерения (с помощью электрических устройств и приборов) параметров пласта добывающий и нагнетательный скважин при ОРЭ, а так же разобщения (изоляция) негерметичности эксплуатационной колонны скважины с установкой УЭЦН может осуществлен с применением многопакерной компоновки, где по меньше мерей используется один механический пакер с кабельным вводом, разработанной ООО [НТП "Нефтегазтехника"](#).

Технология ОРРНЭО на добывающих и нагнетательных скважинах и специализированное для ее реализации оборудование имеет достаточное лицензионное обеспечение, в частности она защищена более чем 10 патентами (Патенты РФ № 2211311, 2017942, 1794179, 2131017, 2194152, 2203385, 2203386, 2200825, 2101466, 2101469, 2114978 и др.) и заявками на патент РФ.

Массовое внедрение ОРЭ (ОРД и ОРЗ) с использованием интеллектуальных скважин с многопакерными секциями позволит:

1. Повысить нефтеотдачу и дебит скважины за счет дополнительного вовлечения в разработку низкопроницаемых прослоев.
2. Увеличить степень охвата и интенсивность освоения многопластового месторождения, путем раздельного вовлечения в разработку отдельных тонких разнопроницаемых пластов-прослоев;
3. Сократить капитальные вложения на бурение скважин;

4. Интенсифицировать процесс регулирования отборов и закачки во времени и по разрезу скважины;
5. Увеличить рентабельный срок разработки месторождения;
6. Снизить эксплуатационные затраты;
7. Предотвратить вредное воздействие растворов глушения на ПЗП;
8. Эксплуатировать скважину с негерметичной эксплуатационной колонной;

Использовать газ из газовой шапки или газовых пластов для организации бескомпрессорного (БКГ) или внутрискважинного газлифта (ВСГ).

2.2 Инженерное сопровождение технологии одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов одной скважиной.

Для выполнения работ по технологии ОРРНЭО сервисной или нефтедобывающей компанией (ЛИЦЕНЗИАТУ) предварительно требуется подписать лицензионный договор с [НИИ «СибГеоТех»](#) (ЛИЦЕНЗИАРОМ) на права использования данной технологии.

После подписания лицензионного договора [НИИ «СибГеоТех»](#) передает, а при необходимости и согласовывает с Госгортехнадзором техническую документацию в зависимости от категорий скважин:

1. РД-39-12-011-2001 "Технологии одновременно-раздельной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной газлифтным способом";
2. РД-39-12-018-2002 "Технология одновременно-раздельной или поочередной эксплуатации нескольких пластов одной нагнетательной скважиной";
3. РД-39-12-013-2002 "Технологии одновременно-раздельной эксплуатации нескольких пластов одной фонтанной скважиной";

4. РД-39-12-016-2003 "Технологии одновременно-раздельной эксплуатации нескольких пластов скважиной, эксплуатируемой УЭЦН";
5. РД-39-12-017-2003 "Технологии одновременно-раздельной эксплуатации нескольких пластов скважиной, эксплуатируемой УШГН";
6. РД-39-12-017-2003 "Технологии одновременно-раздельной эксплуатации нескольких пластов газодобывающей скважиной ".

Перечень инженерных услуг включает:

1. Расчет коэффициента продуктивности (приемистости) и пластового давления для каждого из пластов;
2. Подбор компоновки (комплектация внутрискважинного оборудования);
3. Составление регламента по спуску и установке многосекционной пакерной установки и технологической схемы;
4. Учет добываемой продукции (нефти, газа и воды) из каждого пласта;
5. Оптимизация режима работы каждого из пластов, вскрываемых скважиной.

2.3 Внедрение одновременно-раздельной закачки на Приобском месторождении

Объектами промышленной эксплуатации Приобского месторождения в настоящее время являются отложения фроловской свиты нижнего мела.

К продуктивным пластам приурочены сложнопостроенные неантиклинальные, литологически экранированные залежи углеводородов. На Южно-Приобской лицензионной территории (ЮЛТ) к таким залежам относятся залежи продуктивных пластов AC_{10}^1 , AC_{10}^2 , AC_{11}^2 .

Изначально с июня 2003 г. закачка воды во все нагнетательные скважины проводилась совместно во все вскрытые пласты. В декабре 2004 г. пять нагнетательных скважин Центрального участка были переоборудованы под совместно-раздельную закачку. С этого же времени совместно-раздельная

закачка стала применяться во всех новых нагнетательных скважинах, вскрывающих более одного продуктивного пласта.

В качестве временного решения используется компоновка скважинного оборудования, показанная на рис. 2.1.

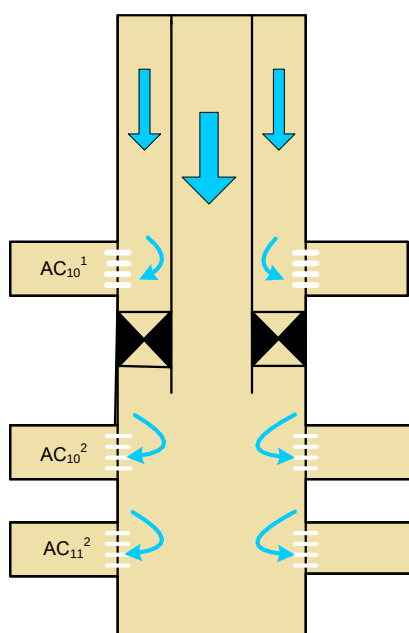


Рис. 2.1 - Временная схема одновременно-раздельной закачки воды через НКТ и затрубное пространство

Пласты AC_{10}^1 и AC_{11}^2 изолированы друг от друга пакером. В верхний по разрезу пласт AC_{10}^1 вода закачивается по затрубному пространству, а в пласты AC_{10}^2 , AC_{11}^2 - по НКТ.

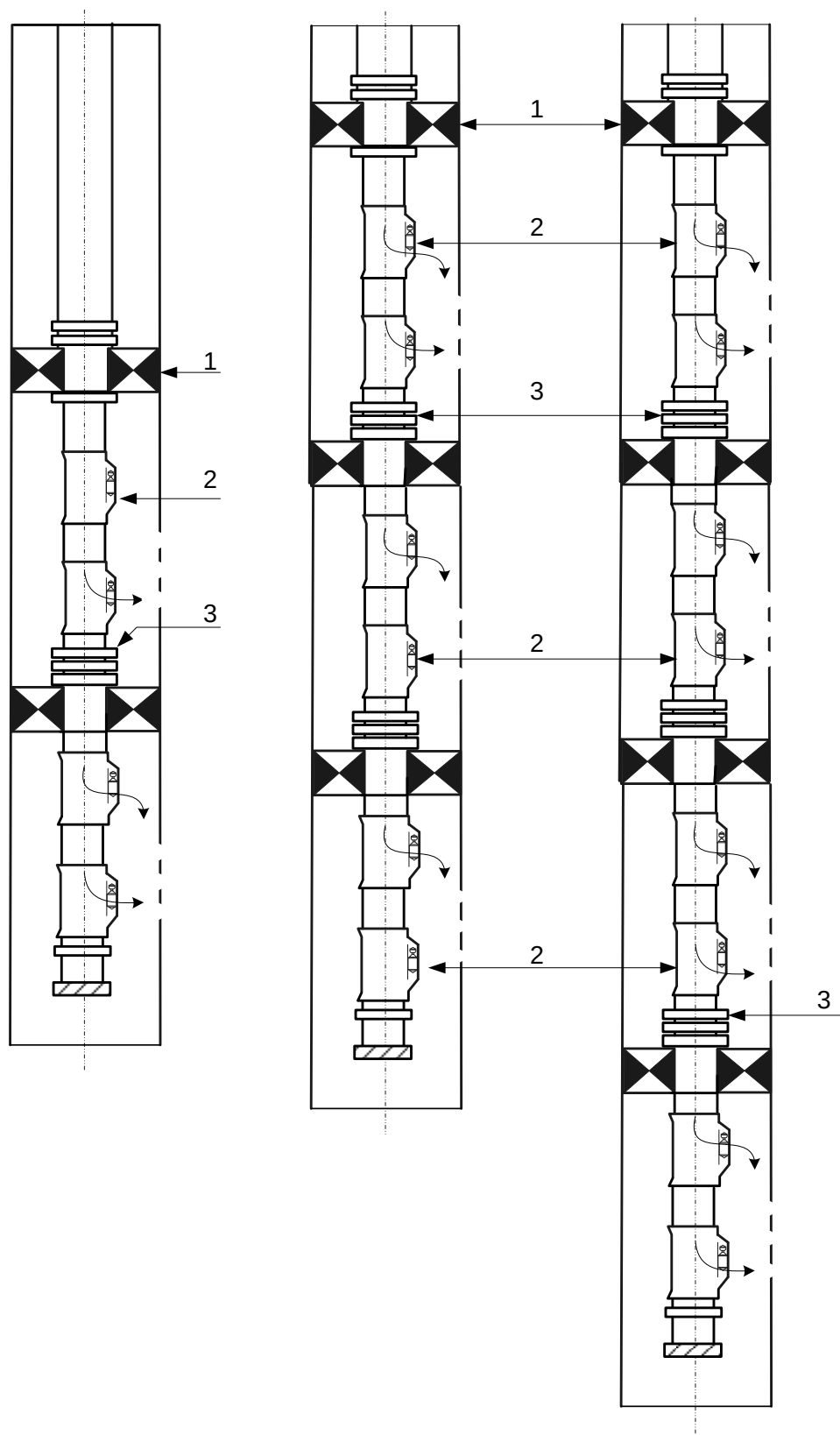
Данная схема закачки воды по двум отдельным каналам позволяет независимо регулировать и измерять на поверхности расходы закачиваемой в пласты AC_{10} и AC_{11} . Если башмак хвостовика НКТ под пакером размещен выше интервалов перфорации пластов AC_{11} , то данная компоновка обеспечивает инструментальный контроль средствами промыслово-геофизических исследований (ПГИ) расходов воды, закачиваемой в каждый продуктивный пласт AC_{10}^1 , AC_{10}^2 и AC_{11}^2 . Недостатками схемы являются отсутствие возможности независимого регулирования расходов воды, закачиваемой в два

расположенных ниже пакера пласта AC_{10}^2 и AC_{11}^2 , а также наличие прямого контакта закачиваемой под высоким давлением коррозионно-активной воды с эксплуатационной колонной. Кроме того, нельзя выполнять индивидуальные замеры пластовых давлений в пластах AC_{10}^2 и AC_{11}^2 при остановке нагнетательной скважины.

В настоящее время осуществляется внедрение более совершенной технологии одновременно-раздельной закачки. Данная технология является одним из составных элементов технологии одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов, предложенной [НИИ "СибГеоТех"](#). В апреле 2005 г. ЦКР Роснедра ([протокол 3367 от 28.04.05 г.](#)) рекомендовала данную технологию к использованию при разработке многопластовых месторождений (рис. 2.2).

Технология одновременно-раздельной закачки подразумевает поочередную посекционную установку в нагнетательных скважинах специальной компоновки оборудования. Каждая секция устанавливается напротив продуктивного пласта и в базовом варианте включает пакер, одну или две скважинные камеры (оправки) с эксцентричным расположением кармана для установки клапанов, клапаны, телескопический элемент и разъединитель колонны.

Каждый последующий вышерасположенный пакер изолирует очередной целевой пласт от вышележащих продуктивных интервалов.



1 - пакер; 2- скважинная камера; 3 - разъединитель эксплуатационной колонны

Рис. 2.2 - Схема одновременно-раздельной закачки воды через НКТ в 2(а),
3(б) и 4(в) продуктивных пласта

Пакер, устанавливаемый над интервалом перфорации самого верхнего продуктивного пласта, защищает эксплуатационную колонну от повышенного давления и прямого контакта с закачиваемой по НКТ водой.

Отдельные секции соединяются друг с другом не жестко через телескопический элемент и разъединитель колонн, что, с одной стороны, исключает избыточные продольные напряжения в колонне, с другой, - позволяет разъединять секции для их поэтапного извлечения или промывки.

Скважинные камеры, для обозначения которых в зарубежной литературе используется термин «мандрель», предназначены для установки клапанов различного вида. Специальная эксцентричная конструкция камер обеспечивает беспрепятственный проход канатного инструмента и позволяет проводить соответствующие работы ниже по стволу скважины. Устанавливаемые в скважинных камерах клапаны являются основным элементом регулирования расхода закачиваемой воды. Перед установкой клапаны соответствующим образом настраиваются и калибруются на поверхности. В последующем при необходимости изменения настроек или замены клапана работы по его извлечению и повторной установке выполняются с использованием канатного инструмента. Для обеспечения полной изоляции пласта вместо регулирующего клапана напротив него в скважинную камеру может быть установлена так называемая «глухая пробка».

Рассмотренная компоновка скважинного оборудования позволяет регулировать процесс закачки воды за счет клапанов, обеспечивая при этом беспрепятственный спуск приборов для ПГИ на забой скважины и возможность контроля закачки воды в каждый продуктивный пласт.

В настоящее время 36 нагнетательных скважин Приобского месторождения, вскрывших более двух пластов, оборудованы под совместно-раздельную закачку, в том числе 25 скважин на три пласта.

В скважинах, оборудованных под ОРЗ, закачка воды ведется в каждый пласт отдельно согласно технологическим режимам. При необходимости

режимы закачки могут изменяться путем перераспределения воды по пластам, осуществляемого в результате смены забойных штуцеров. Установка и смена забойных штуцеров/заглушек на глубине пластов в нагнетательных скважинах выполняются с помощью специальной гидравлической лебедки с использованием специализированного канатного инструмента и оборудования.

В табл. 2.1 показано распределение закачиваемой воды по скв. 15569. На рис. 2.3 показано распределение закачиваемой воды до и после внедрения компоновки ОРЗ.

Таблица 2.1

Распределение закачиваемой воды по скважине 15569.

Пласт	Глубина, м	Расход воды, м ³ /сут	Распре- деление закачки по пластам, %	Глубина , м	Расход воды, м ³ /сут	Распре- деление закачки по пластам, %	Глубина , м	Расход воды, м ³ /сут	Распре- деление закачки по пластам, %
	21.09.06 г.			10.06.07 г.			08.09.07 г.		
АС ₁₀ ¹	2485-2488	142	51	2485	88	33	2485	177	56
АС ₁₀ ²	2574-2577	136	49	2574	157	58	2574	41	13
АС ₁₁ ²	2620-2623	0	0	2619	24	9	2619	99	31

Многопакерная компоновка ОРЗ обеспечивает беспрепятственный спуск приборов для ПГИ и определения приемистости скважины поинтервально с привязкой по локатору муфт с целью регулирования общего расхода воды и распределения ее закачки между пластами. Электронный автономный манометр серии PPS-25 с силикон-сапфировым датчиком давления дает возможность провести базовые исследования нагнетательных скважин:

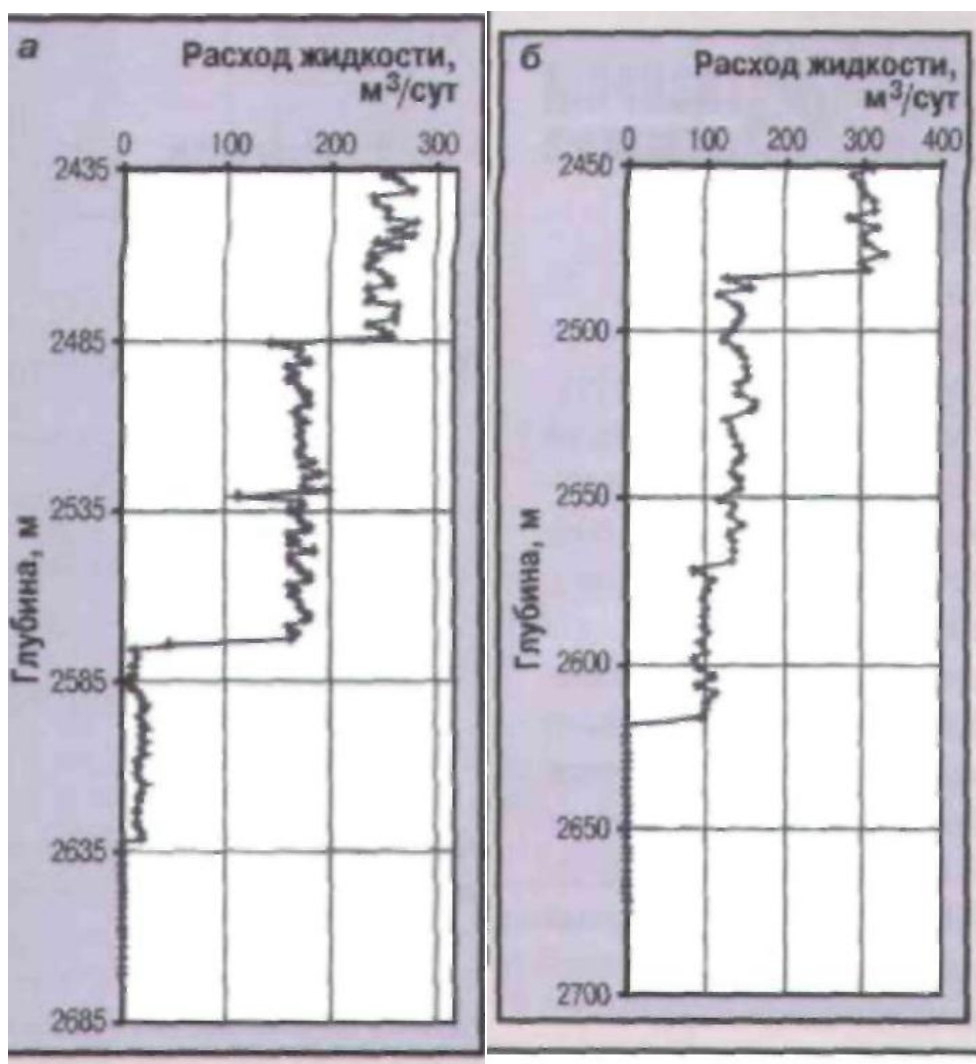


Рис. 2.3 - Распределение закачиваемой воды по скв. 15569 Приобского месторождения до (а) и после (б) внедрения компоновки ОРЗ

- определить депрессию и дебиты при нескольких стабильных режимах закачки и построить индикаторные диаграммы;
- зарегистрировать кривые падения и стабилизации давления по каждому пласту отдельно (рис. 2.4, 2.5).



Рис - 2.4 Изменения забойного давления и температуры в скв. 15571

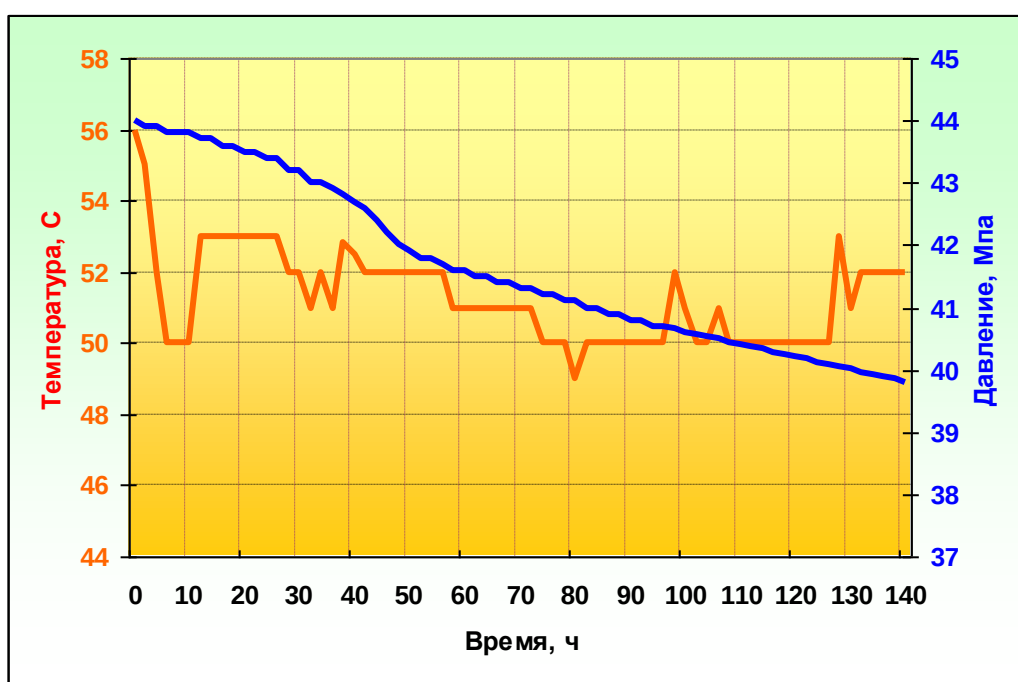


Рис. - 2.5 Забойное давление и температура на глубине установки скважинной камеры

Применение компоновок ОРЗ позволило подобрать оптимальный режим заводнения каждого пласта и значительно улучшило компенсацию отбора закачкой как в целом по месторождению, так и по каждому пласту (табл. 2.2).

Таблица 2.2

Компенсация отбора по Приобскому месторождению

Дата	Компенсация отбора закачкой, %, по			
	Приобскому месторождению	пласту		
		AC_{10}^1	AC_{10}^2	AC_{11}^2
01.01.07 г.	76	74	47	69
01.01.08 г.	87	88	65	99

Внедрение многопакерных компоновок для ОРЗ воды также дало возможность провести трассерные исследования центральной части Приобского месторождения, где скважины одновременно эксплуатируют несколько горизонтов.

Таким образом, применение многопакерной компоновки ОРЗ обеспечивает независимое регулирование расхода воды, дает возможность провести базовые исследования нагнетательных скважин по каждому пласту отдельно и регулировать процессы выработки запасов по каждому продуктивному пласту.

2.4 Анализ реализуемой системы разработки. Оценка извлекаемых и трудноизвлекаемых запасов

Вовлеченные в разработку геологические запасы на центральном участке оцениваются в размере 132 млн.т нефти. Проектный КИН составляет 0,223, начальные извлекаемые запасы нефти оцениваются в размере 29,328 млн.т.

Настоящими исследованиями произведена оценка начальных извлекаемых запасов (НИЗ) по характеристикам вытеснения Камбарова и Вашуркина-Ревенко на основе динамики показателей разработки.

2.4.1 Анализ запасов нефти пласта AC_{10}^1

Введенные в разработку запасы нефти пласта AC_{10}^1 оцениваются в размере 64 млн.т. Конечный коэффициент нефтеотдачи составляет 0,25. Начально извлекаемые запасы оцениваются в количестве 16,0 млн.т, неизвлекаемые – 48 млн.т.

Одновременная эксплуатация сразу трех пластов ($AC_{10}^1 + AC_{10}^2 + AC_{11}^2$) привела бы к следующей ситуации:

- подвижные (извлекаемые) запасы составили бы не более 1740 тыс.т;
- проектный КИН (0,25) не достигается и не превышает 0,0272 (недостижение КИН составляет 0,2228);
- 14259 тыс.т нефти из подвижных переходит в категорию трудноизвлекаемых запасов.

Принятые и внедренные решения об одновременно-раздельной закачке воды (ОРЗ) было обоснованным и своевременным. Это наглядно показано на рис. 2.6. Характеристика вытеснения Камбарова показывает резкий перегиб в сторону увеличения подвижных запасов, которые составляют 5300 тыс.т. Конечный проектный КИН (0,25) также не будет достигнут и составит не менее 0,0561. Однако внедрение системы закачки с ОРЗ по сравнению без ОРЗ позволяет прирастить 3560 тыс.т, прирост КИН = 0,0289. Характеристика вытеснения Вашуркина – Ревенко показывает, что текущий коэффициент охвата заводнением составляет 0,52, конечный 0,93 (рис. 2.7). Все эти факторы предопределяют внедрение методов повышения нефтеотдачи (ПНП).

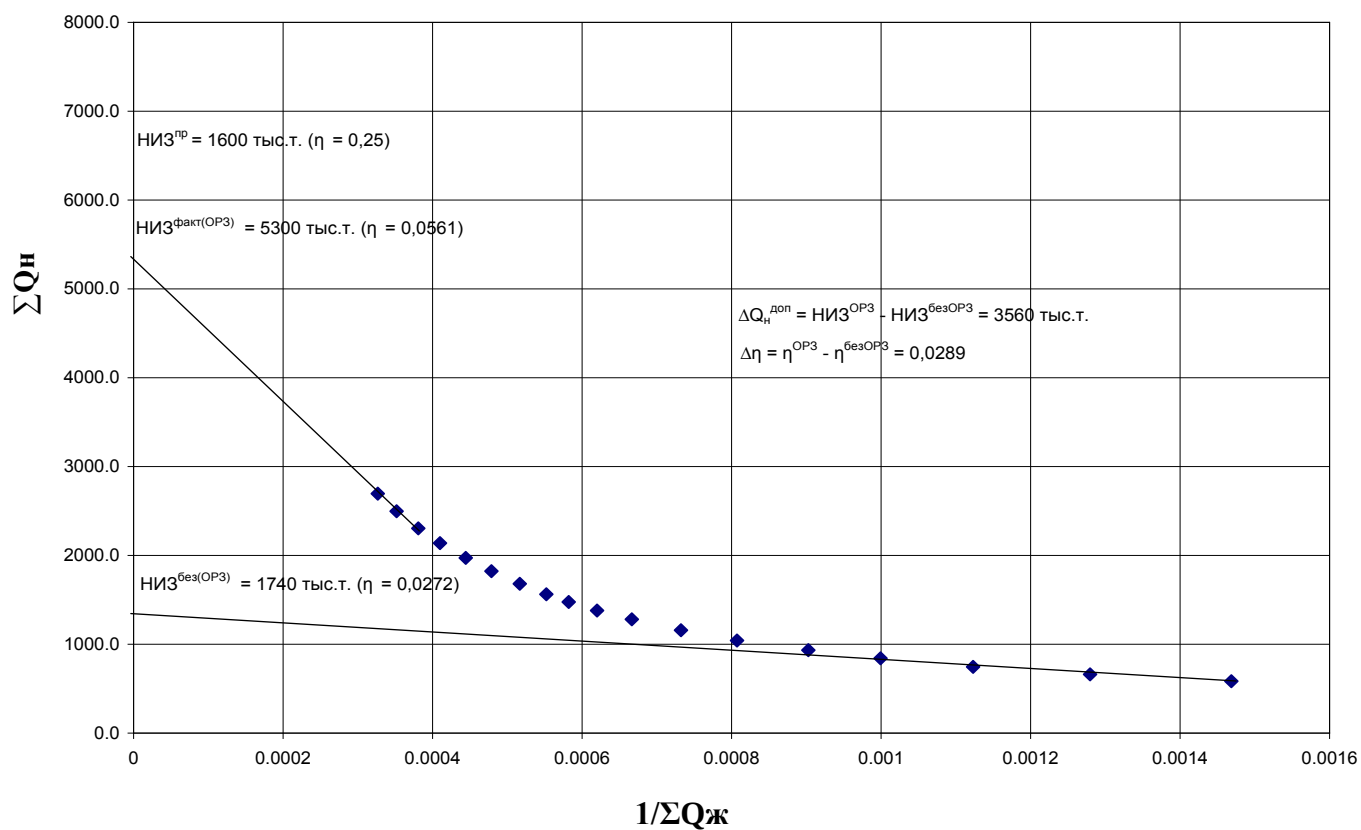


Рис. 2.6 - Характеристика вытеснения Камбарова по пласту AC_{10}^1

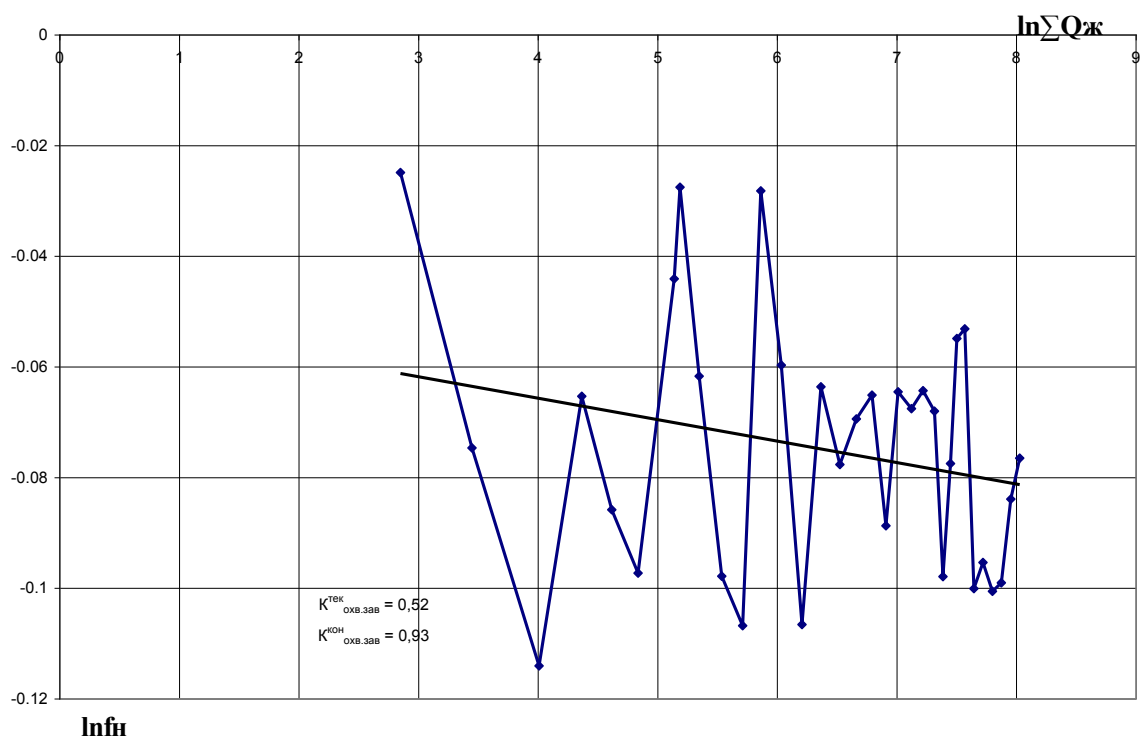


Рис. 2.7 - Характеристика вытеснения Вашуркина-Ревенко по пласту AC_{10}^1

На рис. 2.8 представлена структура запасов пласта АС₁₀¹ Приобского месторождения. Оценка извлекаемых запасов показала, большая часть от НИЗ перейдут в категорию трудноизвлекаемых запасов, что свидетельствует о необходимости применения геолого – технических мероприятий.

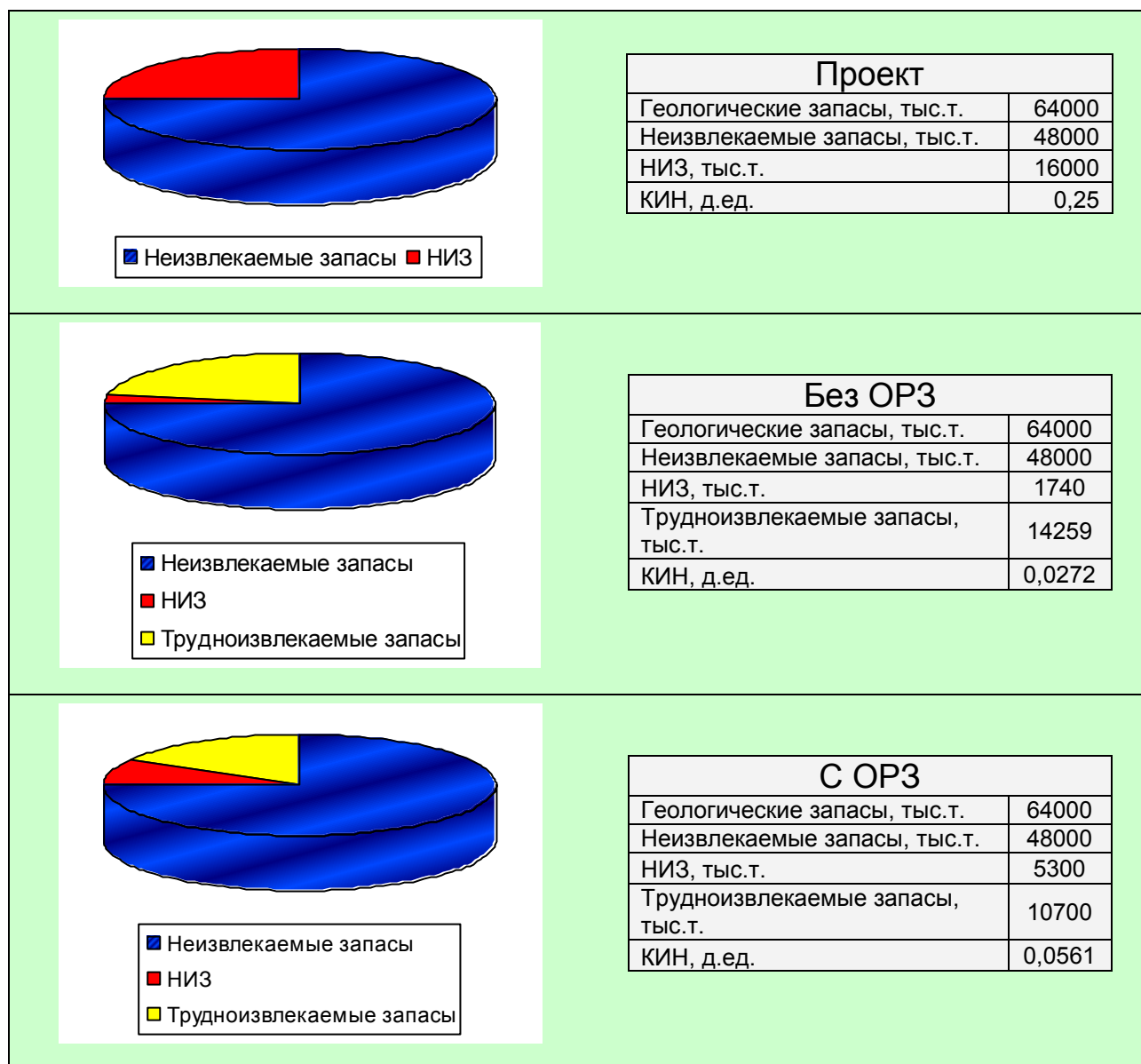


Рис. 2.8 - Структура запасов пласта АС₁₀¹ Приобского месторождения

На рис. 2.9 показана динамика основных технологических показателей разработки по пласту АС₁₀¹.

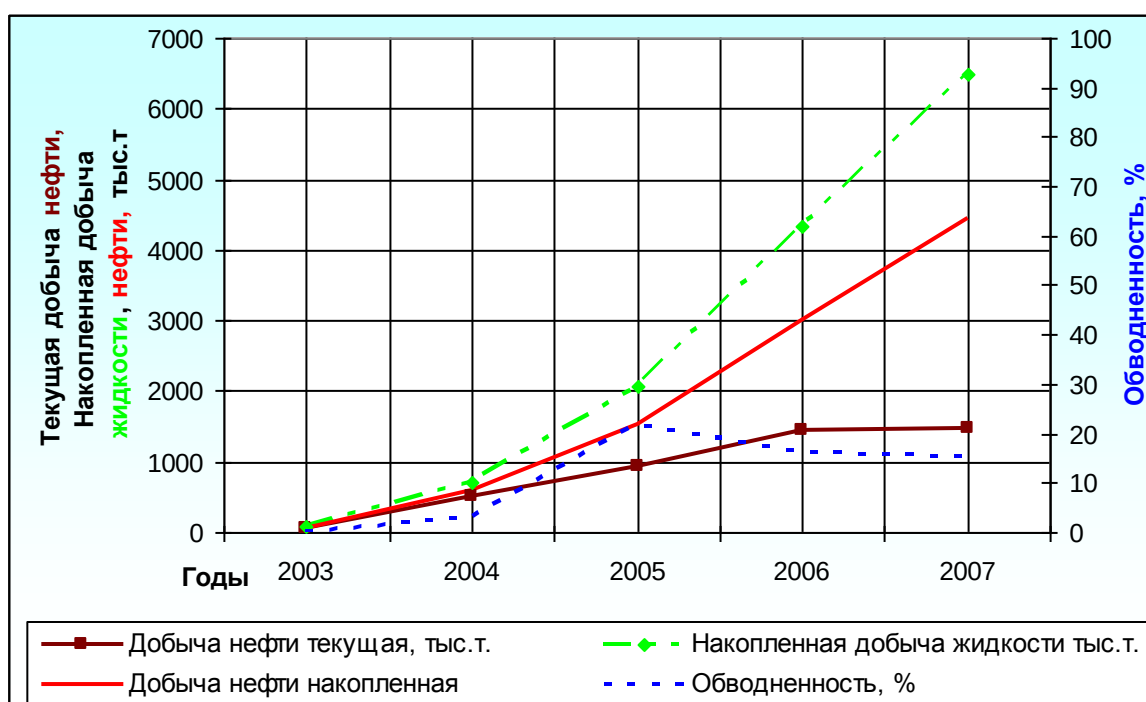


Рис. 2.9 - Динамика основных технологических показателей разработки по пласту АС₁₀¹

2.4.2 Анализ запасов нефти пласта АС₁₀²

Введенные в разработку запасы нефти пласта АС₁₀² оцениваются в размере 36 млн.т. Конечный коэффициент нефтеотдачи составляет 0,196. Начально извлекаемые запасы оцениваются в количестве 7 млн.т, неизвлекаемые – 29 млн.т.

Одновременная эксплуатация сразу трех пластов (АС₁₀¹+ АС₁₀²+ АС₁₁²) привела бы к следующей ситуации:

- подвижные (извлекаемые) запасы составили бы не более 750 тыс.т;
- проектный КИН (0,196) не достигается и не превышает 0,0208 (недостижение КИН составляет 0,1752);
- 6306 тыс.т нефти из подвижных переходит в категорию трудноизвлекаемых запасов.

Принятые и внедренные решения об одновременно-раздельной закачки воды (ОРЗ) было обоснованным и своевременным. Это наглядно показано на рис. 2.10. Характеристика вытеснения Камбарова показывает резкий перегиб в сторону увеличения подвижных запасов, которые составляют 1950 тыс.т. Конечный проектный КИН (0,196) также не будет достигнут и составит не менее 0,0542. Однако внедрение системы закачки с ОРЗ по сравнению без ОРЗ позволяет прирастить 1200 тыс.т, прирост КИН = 0,0334. Текущий коэффициент охвата заводнением составляет 0,51, конечный 0,93 (рис. 2.11). Все эти факторы определяют внедрение методов повышения нефтеотдачи (ПНП).

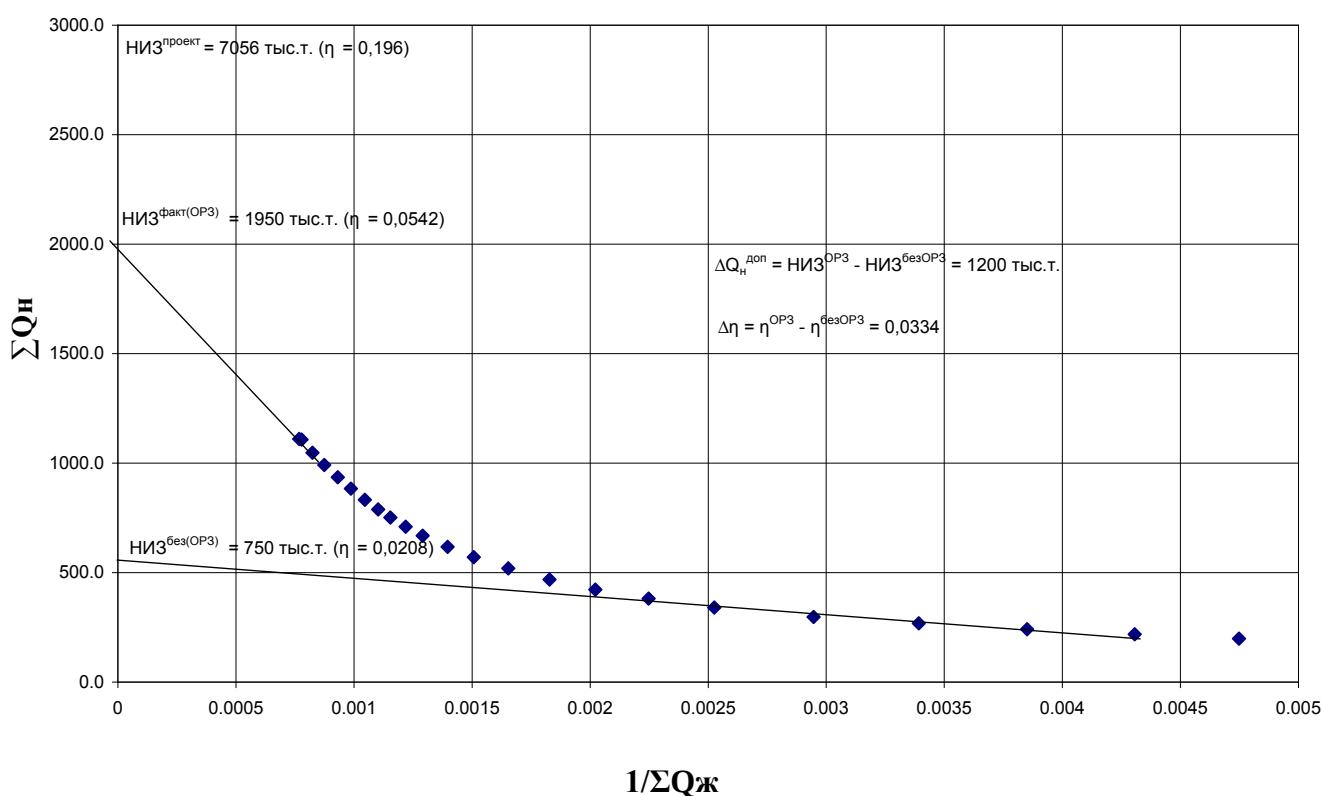


Рис. 2.10 - Характеристика вытеснения Камбарова по пласту АС₁₀²

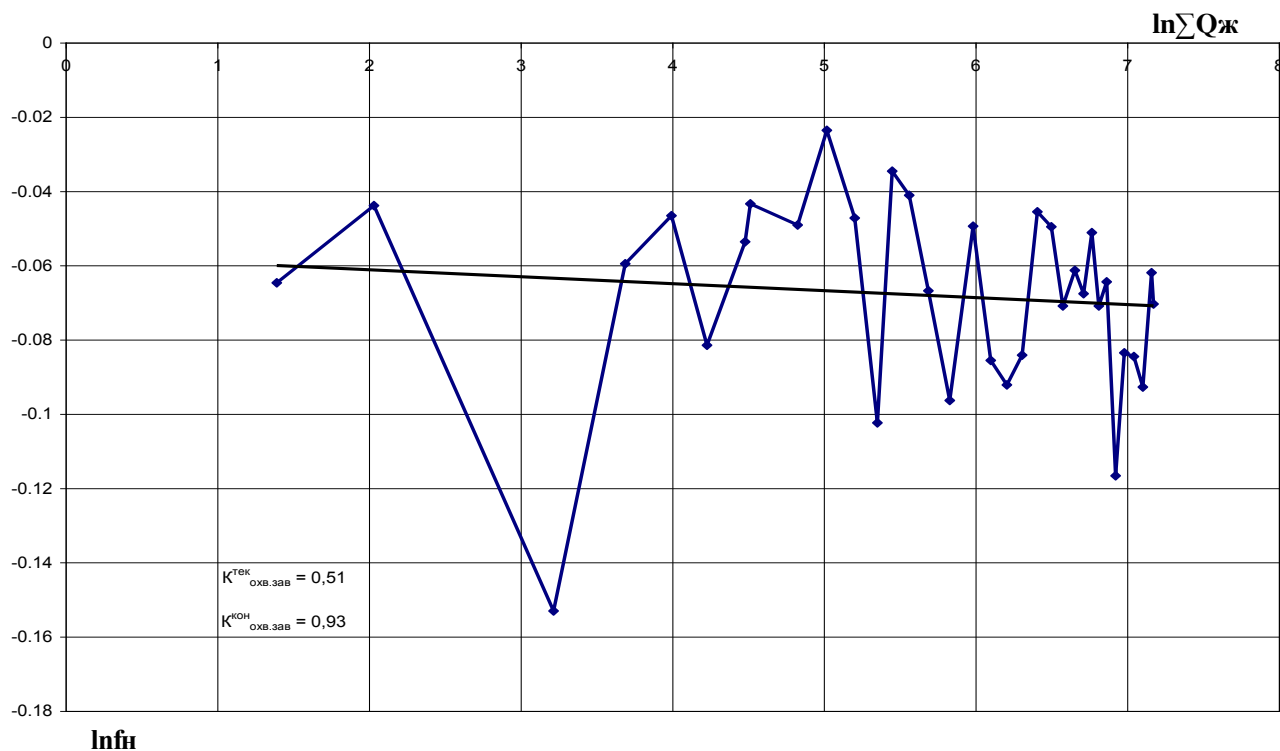


Рис. 2.11- Характеристика вытеснения Вашуркина-Ревенко по пласту AC_{10}^2

На рис. 5.12 показана динамика основных технологических показателей разработки по пласту AC_{10}^2 .



Рис. 2.12 - Динамика основных технологических показателей разработки по пласту AC_{10}^2

На рис. 2.13 представлена структура запасов пласта АС₁₀² Приобского месторождения. Оценка извлекаемых запасов показала, большая часть от НИЗ перейдут в категорию трудноизвлекаемых запасов, что свидетельствует о необходимости применения геолого – технических мероприятий.

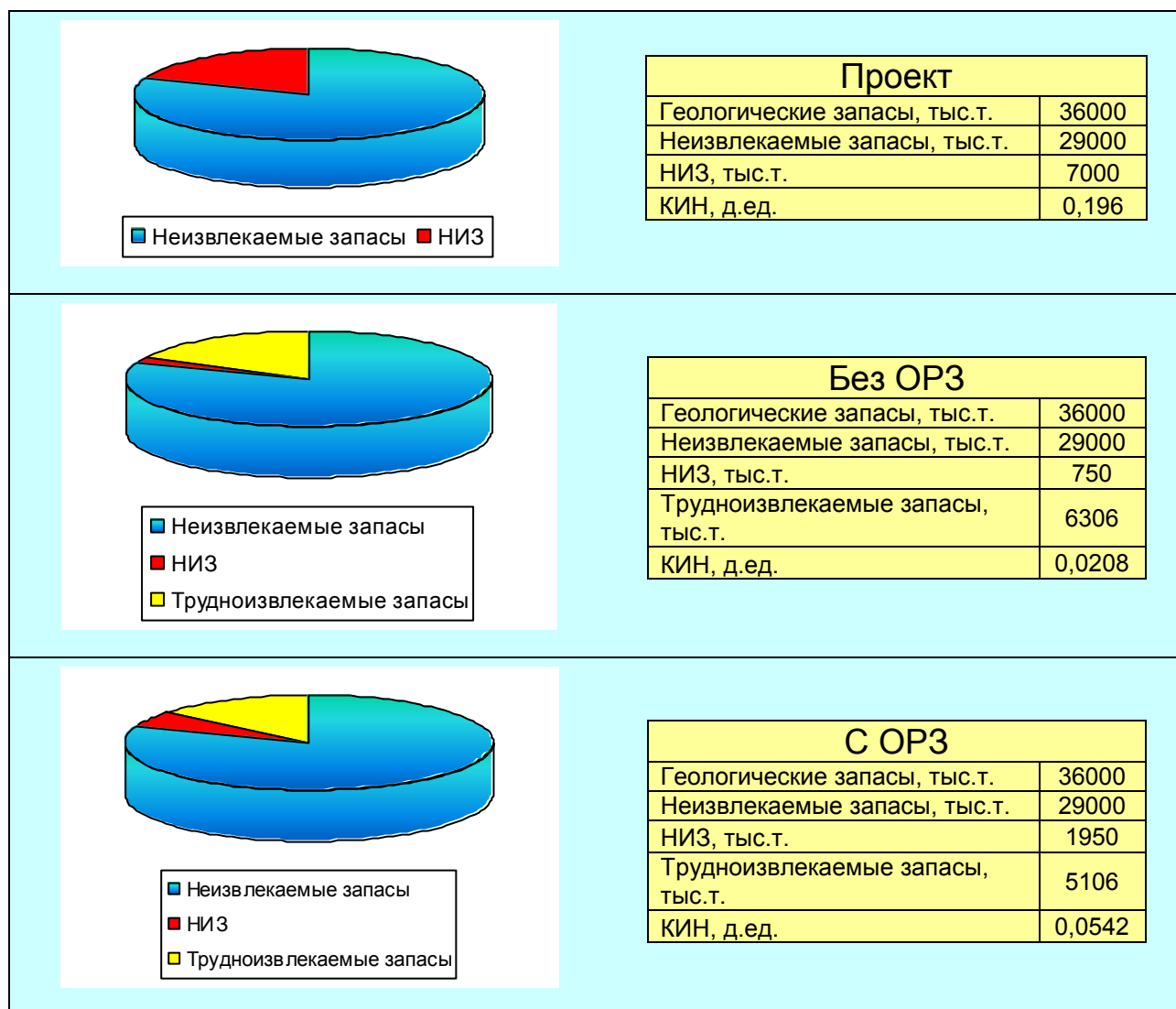


Рис. 2.13 - Структура запасов пласта АС₁₀² Приобского месторождения

2.4.3 Анализ запасов нефти пласта AC_{11}^2

Введенные в разработку запасы нефти пласта AC_{11}^2 оцениваются в размере 32 млн.т. Конечный коэффициент нефтеотдачи составляет 0,196. Начально извлекаемые запасы оцениваются в количестве 6272 млн.т, неизвлекаемые – 25728 млн.т.

Одновременная эксплуатация сразу трех пластов ($AC_{10}^1 + AC_{10}^2 + AC_{11}^2$) привела бы к следующей ситуации:

- подвижные (извлекаемые) запасы составили бы не более 380 тыс.т;
- проектный КИН (0,196) не достигается и не превышает 0,0118 (недостижение КИН составляет 0,1842);
- 5892 тыс.т нефти из подвижных переходит в категорию трудноизвлекаемых запасов

Принятые и внедренные решения об одновременно-раздельной закачки воды (ОРЗ) было обоснованным и своевременным. Это наглядно показано на рис. 2.14. Характеристика вытеснения Камбарова показывает резкий перегиб в сторону увеличения подвижных запасов, которые составляют 1600 тыс.т. Конечный проектный КИН (0,196) также не будет достигнут и составит не менее 0,050. Однако внедрение системы закачки с ОРЗ по сравнению без ОРЗ позволяет прирастить 1220 тыс.т, прирост КИН = 0,0382. Текущий коэффициент охвата заводнением составляет 0,519, конечный 0,93 (рис. 2.15). Все эти факторы определяют внедрение методов повышения нефтеотдачи (ПНП).

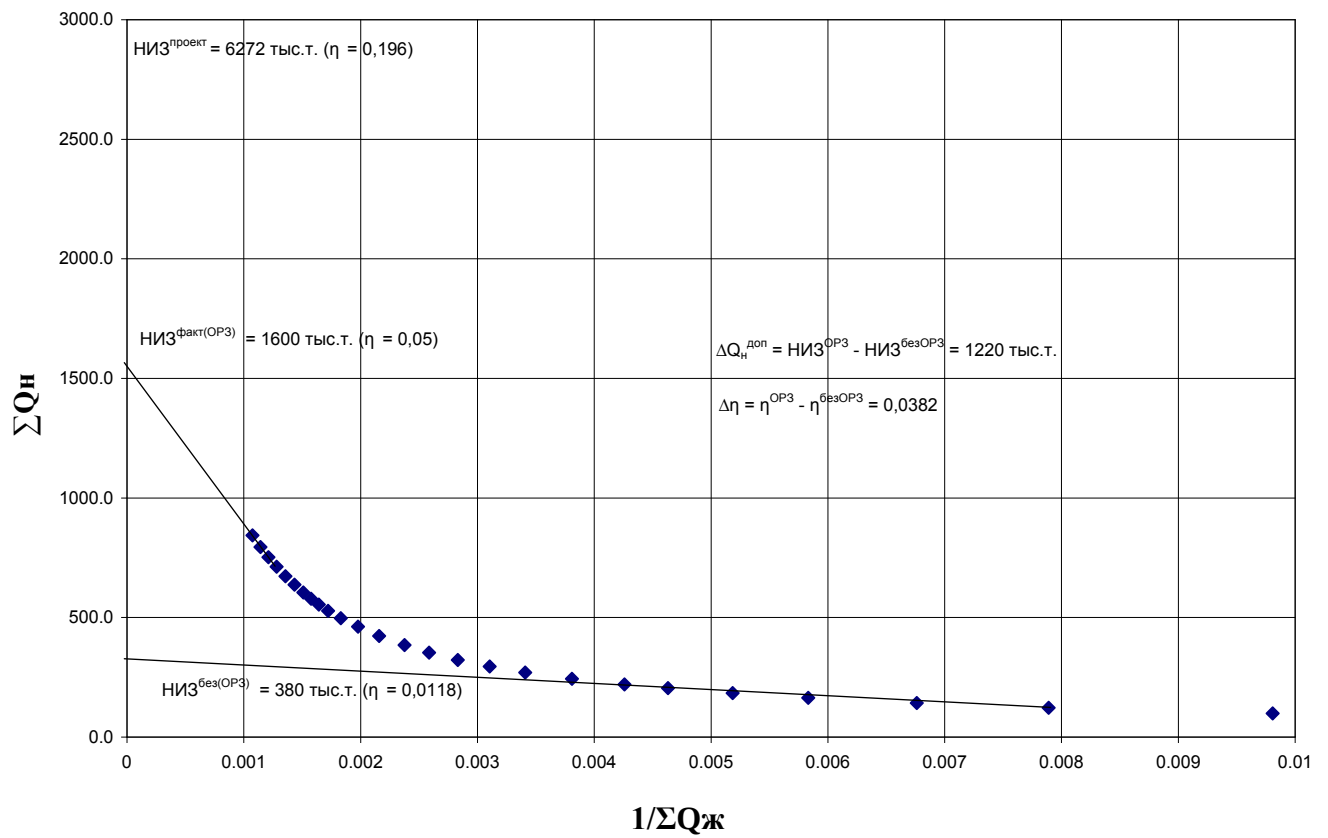


Рис. 2.14 - Характеристика вытеснения Камбарова по пласту АС₁₁²

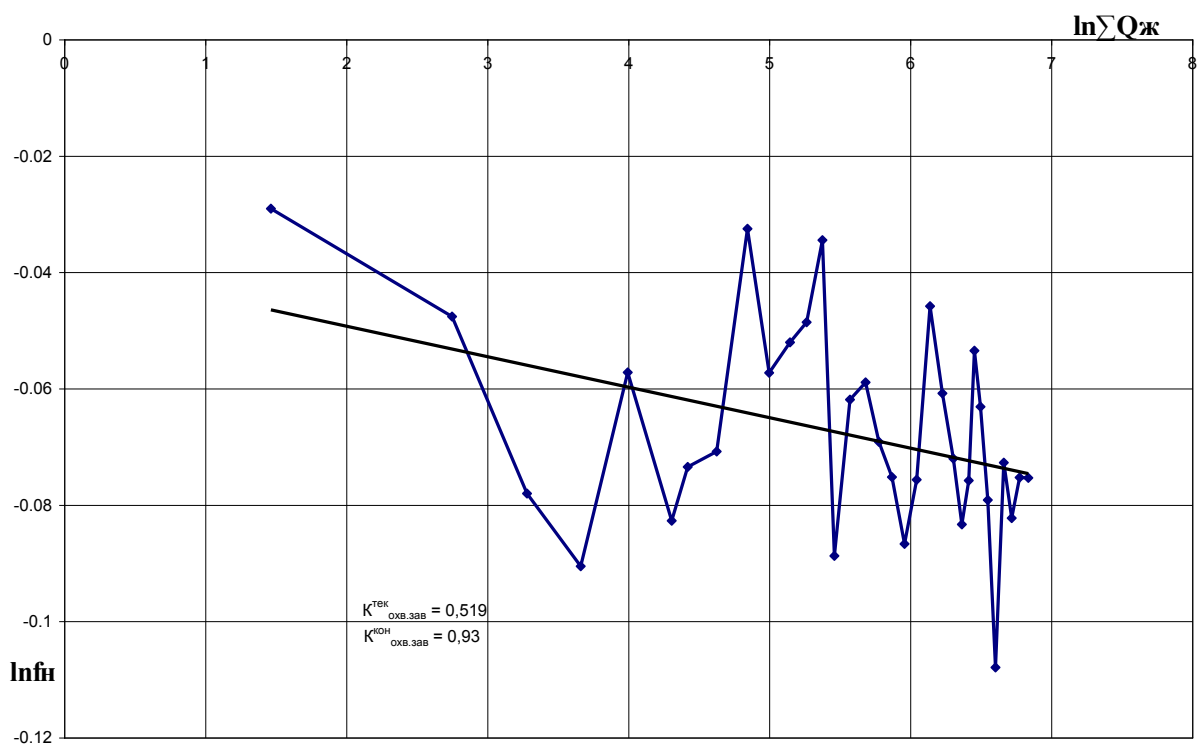


Рис. 2.15 - Характеристика вытеснения Вашуркина-Ревенко по пласту АС₁₁²

На рис. 2.16 представлена структура запасов пласта АС₁₁² Приобского месторождения. Оценка извлекаемых запасов показала, большая часть от НИЗ перейдут в категорию трудноизвлекаемых запасов, что свидетельствует о необходимости применения геолого – технических мероприятий.

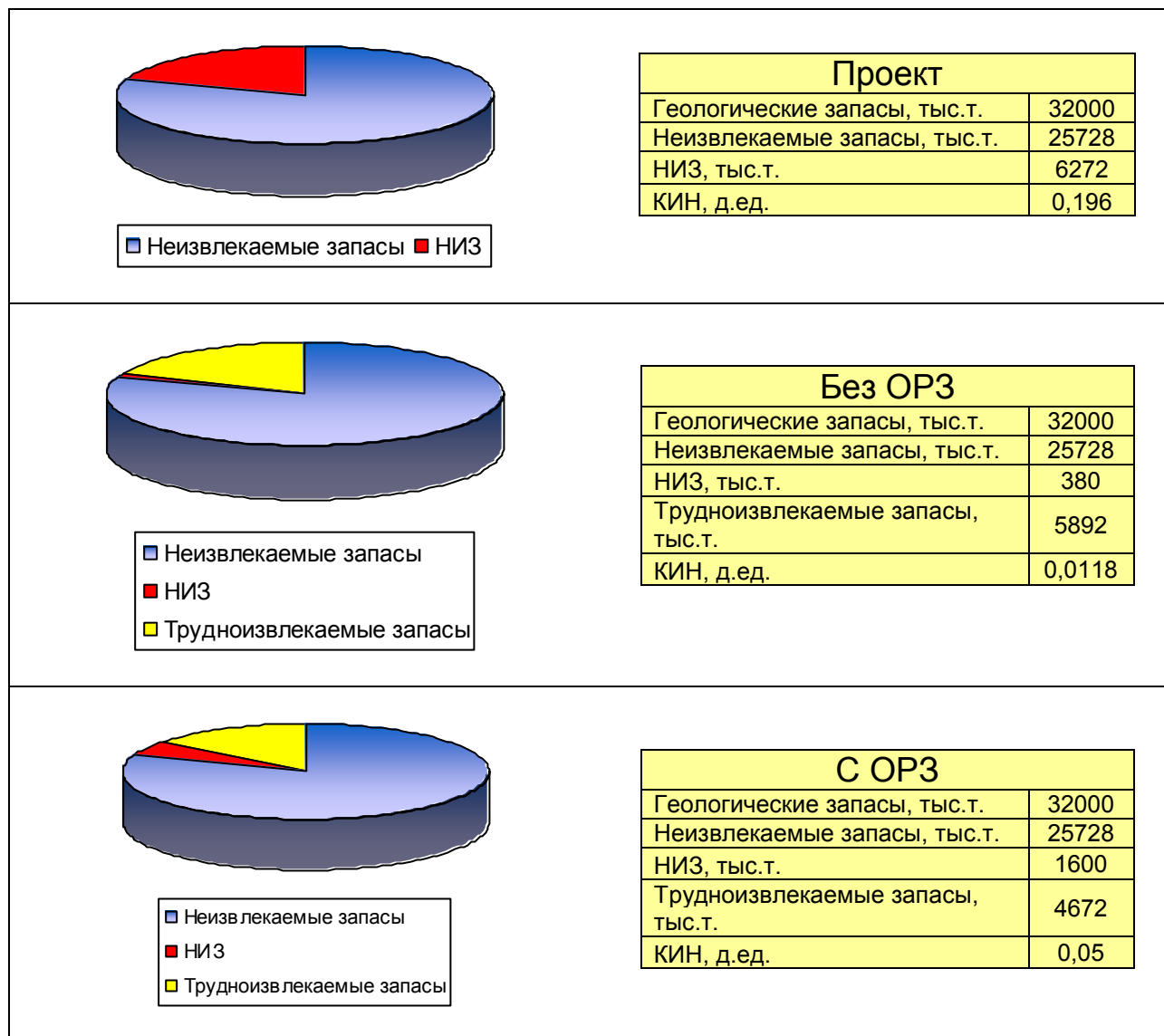


Рис. 2.16 - Структура запасов пласта АС₁₁² Приобского месторождения

На рис. 2.17 показана динамика основных технологических показателей разработки по пласту АС₁₁².

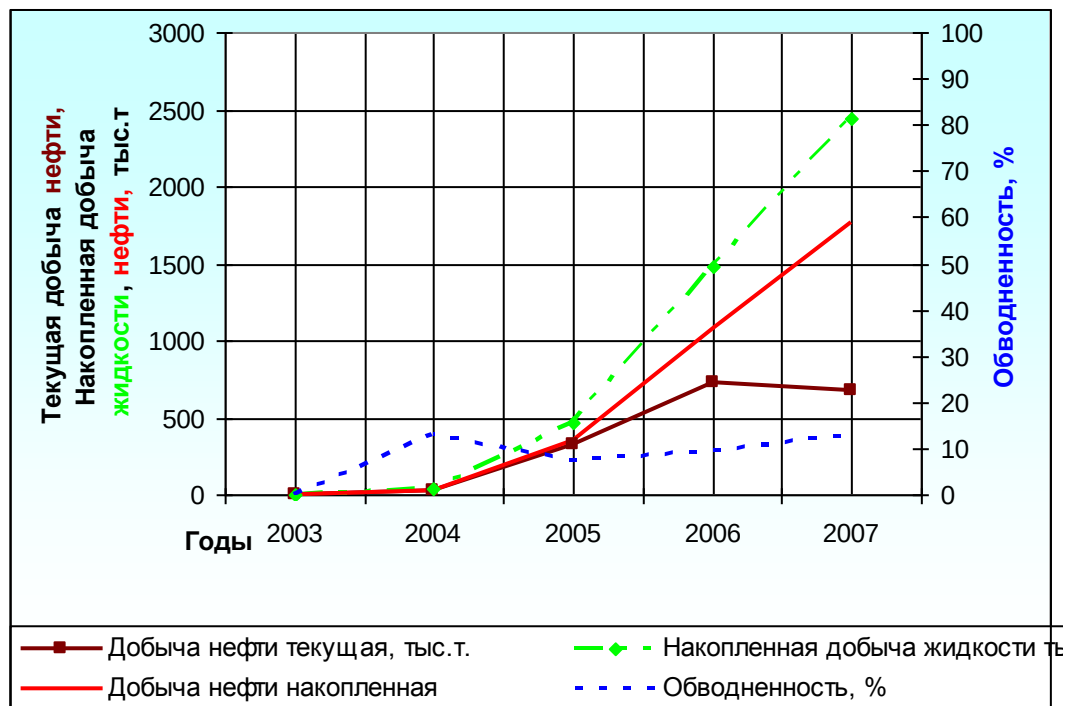


Рис. 2.17 - Динамика основных технологических показателей разработки по пласту АС₁₁²

2.5 Оценка эффективности разукрупнения объекта АС₁₀¹+ АС₁₀²+ АС₁₁²

Ввиду недостижения проектного коэффициента нефтеизвлечения в данной работе ставится цель – проанализировать разукрупнение объекта и составить рекомендации по дальнейшему применению ОРЗ и внедрению геолого-технических мероприятий.

Эксплуатация всех пластов центральной части пластов АС₁₀¹, АС₁₀² и АС₁₁² ведется совместно как единый объект, вскрытый единой сектой скважин 750х750 м . Пробурено 319 добывающих и 118 нагнетательных скважин.

Основные геолого-физические параметры пластов АС₁₀¹, АС₁₀² и АС₁₁² приведены в табл. 2.3.

Таблица 2.3

Основные геолого-физические параметры пластов AC_{10}^1 , AC_{10}^2 и AC_{11}^2

Параметр	Пласты			Объект $AC_{10}^1 + AC_{10}^2 + AC_{11}^2$
	AC_{10}^1	AC_{10}^2	AC_{11}^2	
Пористость, %	17	17	16,9	16,95
Проницаемость, мД	8,4	7,1	1,7	5,7
Эффективная толщина, м	9	9,4	12	10,1
Гидропроводность, мД*см/мПа*с	3,8	3,6	0,9	2,8

Соотношение гидропроводности сразу же подразумевает неравномерность выработки запасов нефти.

Объект $AC_{10}^1 + AC_{10}^2 + AC_{11}^2$ находится в начальной стадии разработки:

- происходит интенсивное разбуривание (в 2007 пущено в эксплуатацию более 135 добывающих и 40 нагнетательных скважин);

- наблюдается наращивание объемов добычи нефти и жидкости (в 2007 году более 25% по сравнению с предыдущим годом);

По состоянию на 08. 07 из объекта добыто 7395,9 тыс.т. нефти и 10660,3 тыс.т. жидкости, в том числе соответственно по пластам:

- AC_{10}^1 – 4453,8 и 6501,8 тыс.т.;

- AC_{10}^2 – 1179,9 и 1714, 7 тыс.т.;

- AC_{11}^2 – 1762,2 и 2443,9 тыс.т.

Закачано воды 7319,7 тыс.т., в том числе по пластам:

- AC_{10}^1 – 4869,6 тыс.т.;

- AC_{10}^2 – 846,9 тыс.т.;

- AC_{11}^2 – 1603,1 тыс.т.

Компенсация по объекту текущая и накопленная составила соответственно 72,6 и 65%. Недокомпенсация (35%) повлекла за собой понижение пластового давления по объектам:

- AC_{10}^1 – на 4,2 МПа;

- AC_{10}^2 – на 3,5 МПа;

- AC_{11}^2 – на 3,8 МПа.

Снижение пластового давления негативно сказалось на энергетике работы пластов, которая в свою очередь повлияла на закономерное понижение дебитов нефти и жидкости пластов:

- AC_{10}^1 – с 55,9 до 40,5 т/сут;

- AC_{10}^2 – с 34,1 до 26,8 т/сут;

- AC_{11}^2 – с 28,5 до 19,5 т/сут.

Общепринятые технологии не позволяют дифференцированно по пластам одинаково воздействовать на пласты. Проницаемость пласта AC_{11}^2 на порядок меньше проницаемости пластов AC_{10}^1 и AC_{10}^2 . Для эффективной выработки запасов из низкопроницаемого пласта AC_{11}^2 нет другой альтернативы как внедрение технологии ОРЗ прежде всего на нагнетательных скважинах.

В более проницаемый пласт проникает большее количество воды, увеличивая его фазовую проницаемость по воде, и наоборот в пласт с худшими фильтрационными характеристиками проникает меньшее количество реагента, и соответственно фазовая проницаемость его будет меньше первоначальной. Разница по проницаемости после воздействия (закачки воды) будет еще больше, чем первоначальное соотношение, и как следствие, пласт с большей проницаемостью будет разрабатываться более интенсивно, что обуславливает еще большую неоднородность выработки запасов, большую дифференцированность обводнения продукции. Такая неоднородность выработки запасов привела к принятию решения - внедрения одновременно-раздельной закачки воды, приравненную частичному разукрупнению объекта.

Введенные в разработку запасы нефти на объекте оцениваются в размере 132 млн.т Проектный КИН составляет 0,222. Начально извлекаемые запасы оцениваются в размере 29,53 млн.т, неизвлекаемые – 102,67 млн.т.

Одновременная эксплуатация сразу трех пластов (AC_{10}^1 , AC_{10}^2 , AC_{11}^2) привела бы к следующей ситуации:

- подвижные (извлекаемые) запасы нефти составили бы не более 2870 тыс.т;
- проектный КИН (0,222) не достигается и не превышает 0,0217, недостижение проектного КИН составляет 0,2005;
- 26457 тыс.т нефти из подвижных переходит в категорию трудноизвлекаемых запасов.

В 2006 году на центральной части Приобского месторождения проведены 34 серии трассерных (индикаторных) исследований, в т.ч. по пластам:

AC_{10}^1 – 15 серий исследований;

AC_{10}^2 – 9 серий исследований;

AC_{11}^2 – 10 серий исследований.

В качестве трассирующих элементов использовались экологически чистые вещества: роданистый аммоний, тринатрийфосфат, эозин, флуоресцеин натрия. Интерпретация результатов трассерных исследований производилась по апробированной методике института «СевКавНИПИнефть». Проведенные индикаторные «исследования свидетельствуют о наличии разветвленной» гидродинамически связанной сети аномально высокопроницаемых каналов НФС в каждом AC_{10}^1 , AC_{10}^2 , AC_{11}^2 пласте. Объем этих каналов оценивается в среднем 750 м³. Этот объем эквивалентен объему закачиваемой жидкости при выравнивании профиля приемистости. Скорости прохождения части закачиваемой воды по каналам НФС аномально высоки и варьируют в диапазоне 1.2-140 м/час. Проницаемость каналов НФС лежит в пределах 300-15000 мкм². Эти величины на 3-5 порядков превалируют над характерными значениями по пластам для терригенных коллекторов. Розы – диаграммы приведенных скоростей прохождения трассера по пластам приведены на рис.2.18.

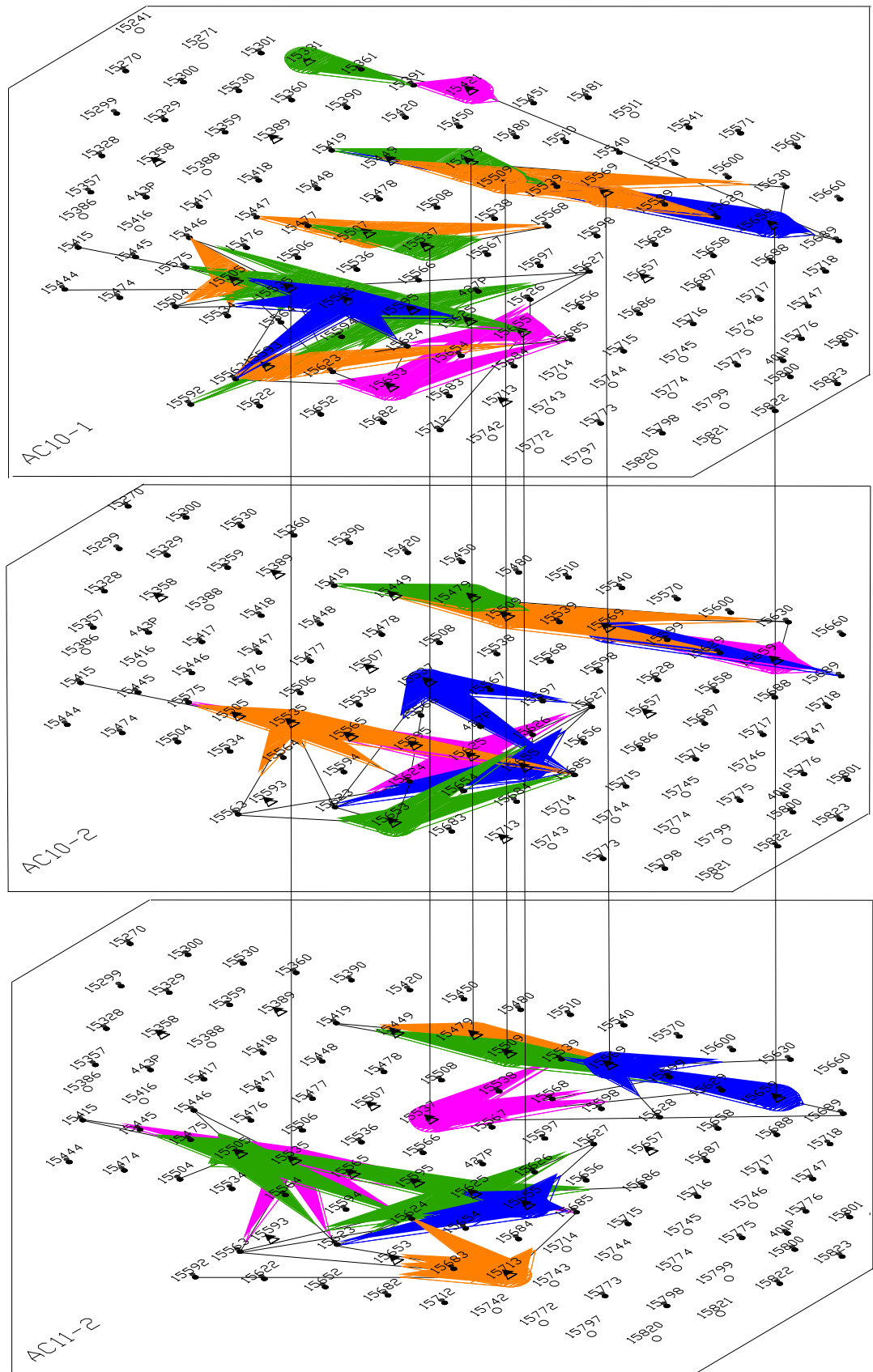


Рис. 2.18 - Розы – диаграммы приведенной скорости прохождения трассера на объекте $AC_{10}^1 + AC_{10} + AC_{11}^2$

Изучение пласта методом трассерных исследований позволило научно обосновать и разработать ГТМ на скважинах центральной части Приобского месторождения в области повышения нефтеотдачи пластов (ПНП), обработок призабойной зоны (ОПЗ), комплексных обработок призабойной зоны (КОПЗ) и ремонтно-изоляционных работ (РИР), критерии применимости которых обоснованы в РД «Системно-дифференциальная технология».

Таким образом, внедрение системно-дифференциальной технологии, с учетом результатов трассерных исследований позволит дополнительно добывать (зависит от метода выработки притока пласта) не менее 100 тыс.т. нефти ежегодно, за счет ОПЗ (КОПЗ) и РИР прирастить суточную добычу на 419,8 т/сут.

Внедрение в 2004-2007 гг. технологии одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) позволило незначительно увеличить выработку запасов, стабилизировать и частично понизить обводненность добываемой продукции по пластам (рис. 2.9, 2.12, 2.17) и объекта в целом (рис. 5.19).



Рис. 2.19. - Текущие показатели разработки объекта $AC_{10}^1+AC_{10}^2+AC_{11}^2$ южной части Приобского месторождения

Для прогнозирования процесса разработки продуктивного пласта была использована следующая семипараметрическая модель - характеристика вытеснения [Леонова В.А.](#) [3], где: А, В, С, D, Е, F, G – коэффициенты, определяемые по накопленным статистическим данным методом наименьших квадратов. На рис. 2.20 построена модель на основе характеристики вытеснения. Для её построения (см. рис. 2.20 поз. 1) использовался базовый период (до внедрения ОРРНЭО) и его аппроксимация. На рис. 2.20 так же показана фактическая добыча нефти после внедрения технологии ОРРНЭО и поз. 2 показан прогнозная добыча нефти.

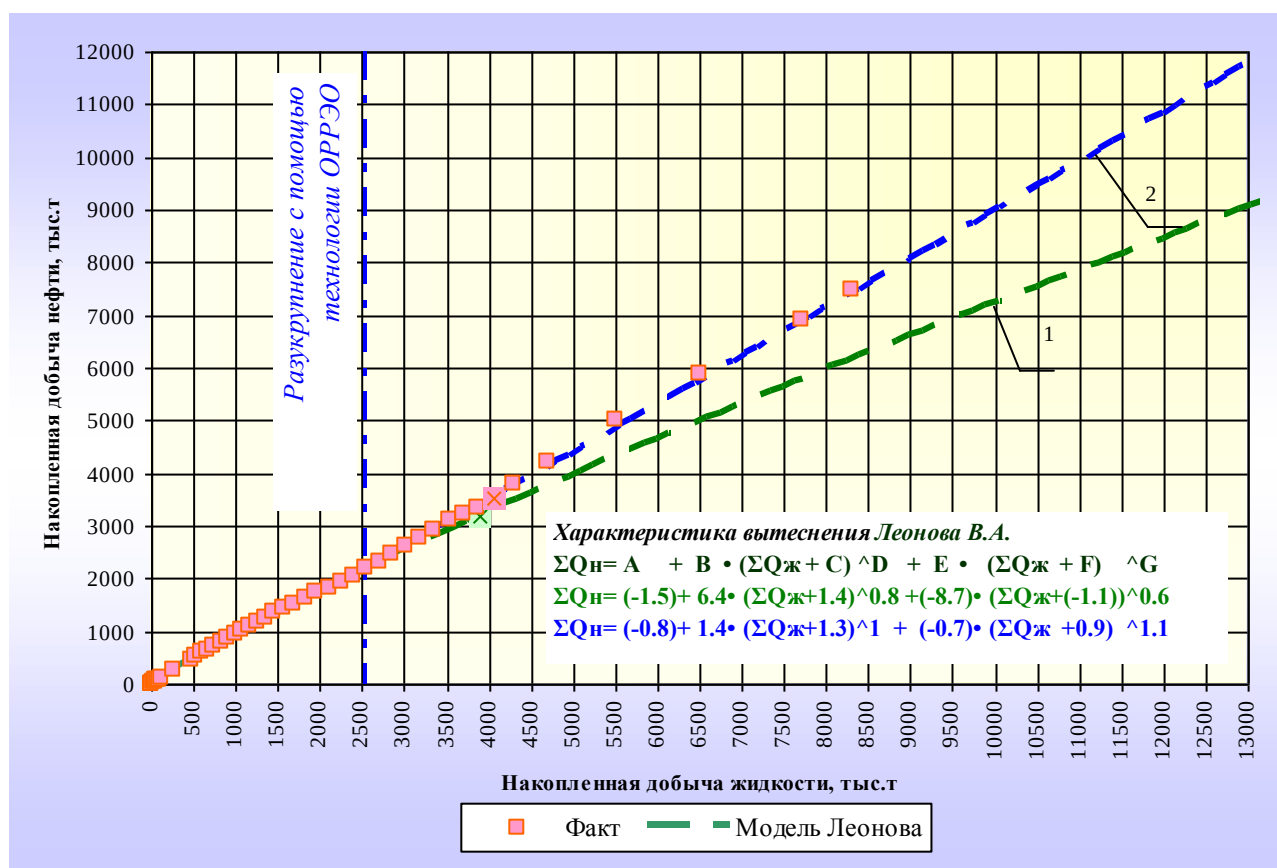


Рис. 2.20. - Сравнение характеристик вытеснения по модели до и после внедрения технологии ОРРНЭО.

Характеристики вытеснения Камбарова (рис. 2.21) показывают резкий перегиб в сторону увеличения подвижных запасов, которые составляют 8850 тыс.т по объекту. Проектный КИН (0,222) с ОРЗ также не будет достигнут и минимально составит 0,0670. Однако внедрение системы с ОРЗ по сравнению без ОРЗ позволят прирастить 5980 тыс.т нефти, прирост КИН равен 0,0453.

Необходимо отметить, что текущие коэффициенты охвата заводнением по пластам AC_{10}^1 , AC_{10}^2 , AC_{11}^2 с внедрением ОРЗ практически выравнялись и соответственно составляют 0,52, 0,51 и 0,519, что свидетельствует о равномерной системе закачки воды и выработке запасов нефти.

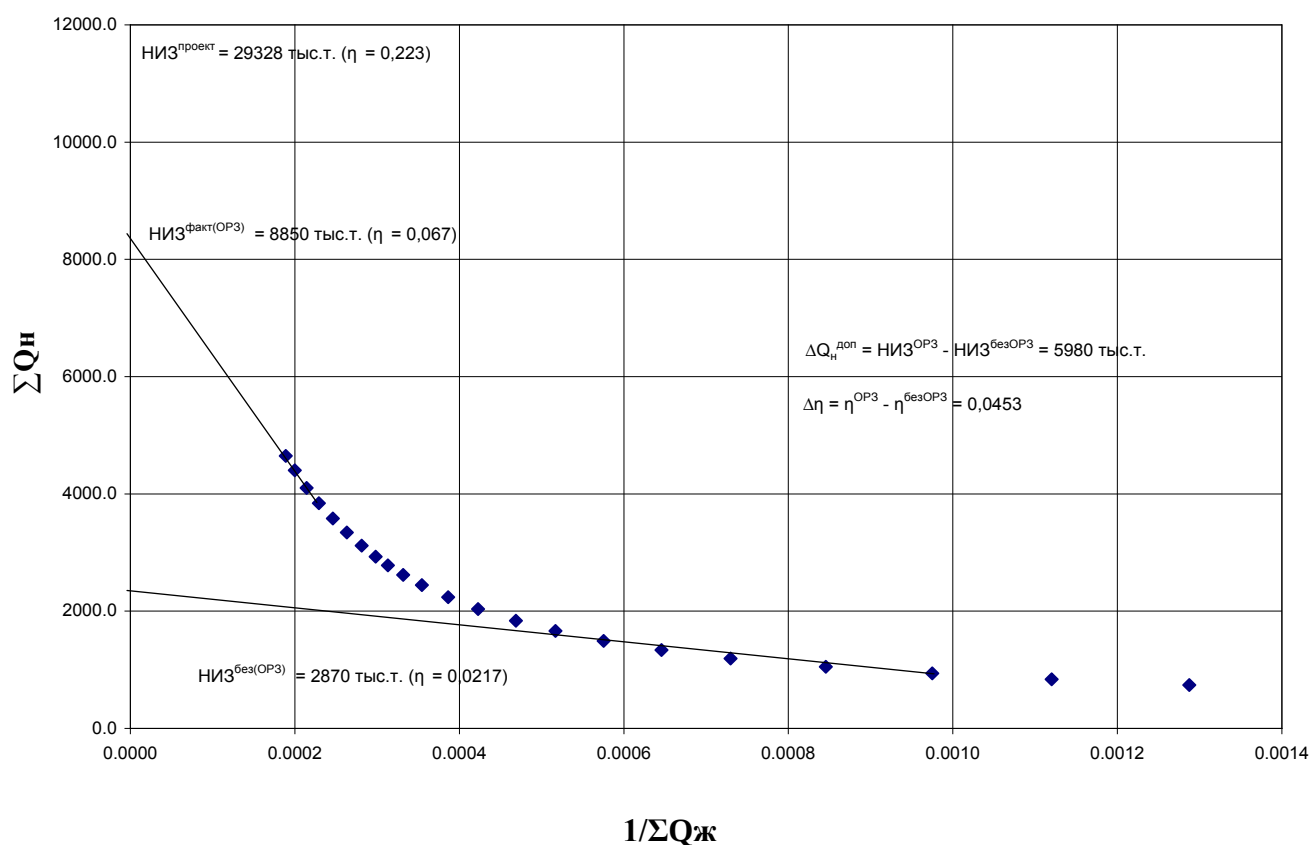


Рис. 2.21 - Характеристика вытеснения Камбарова по объекту

$$AC_{10}^1 + AC_{10}^2 + AC_{11}^2$$

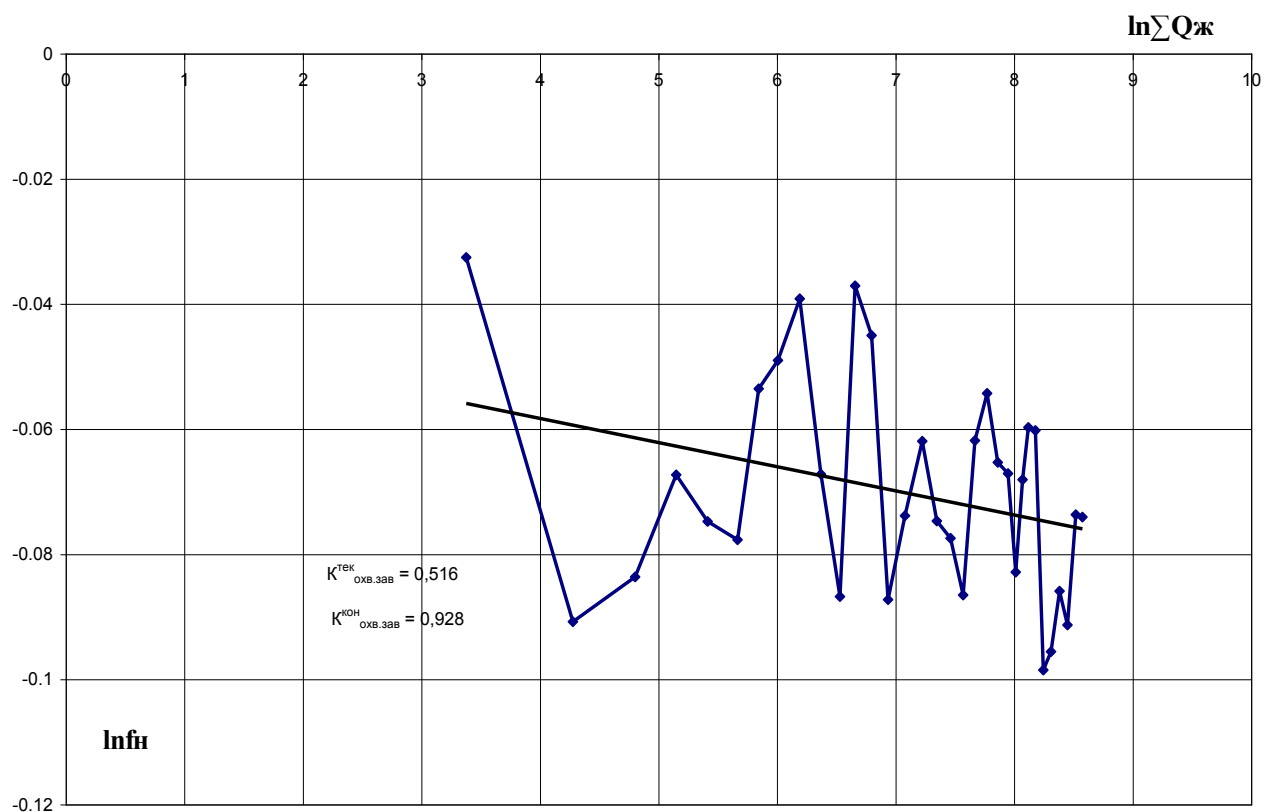


Рис. 2.22 - Характеристика вытеснения Вашуркина-Ревенко по центральному участку объекта $AC_{10}^1 + AC_{10}^2 + AC_{11}^2$

На рис. 2.23 представлена структура запасов пласта AC_{11}^2 Приобского месторождения. Оценка извлекаемых запасов показала, большая часть от НИЗ перейдут в категорию трудноизвлекаемых запасов, что свидетельствует о необходимости применения геолого – технических мероприятий.

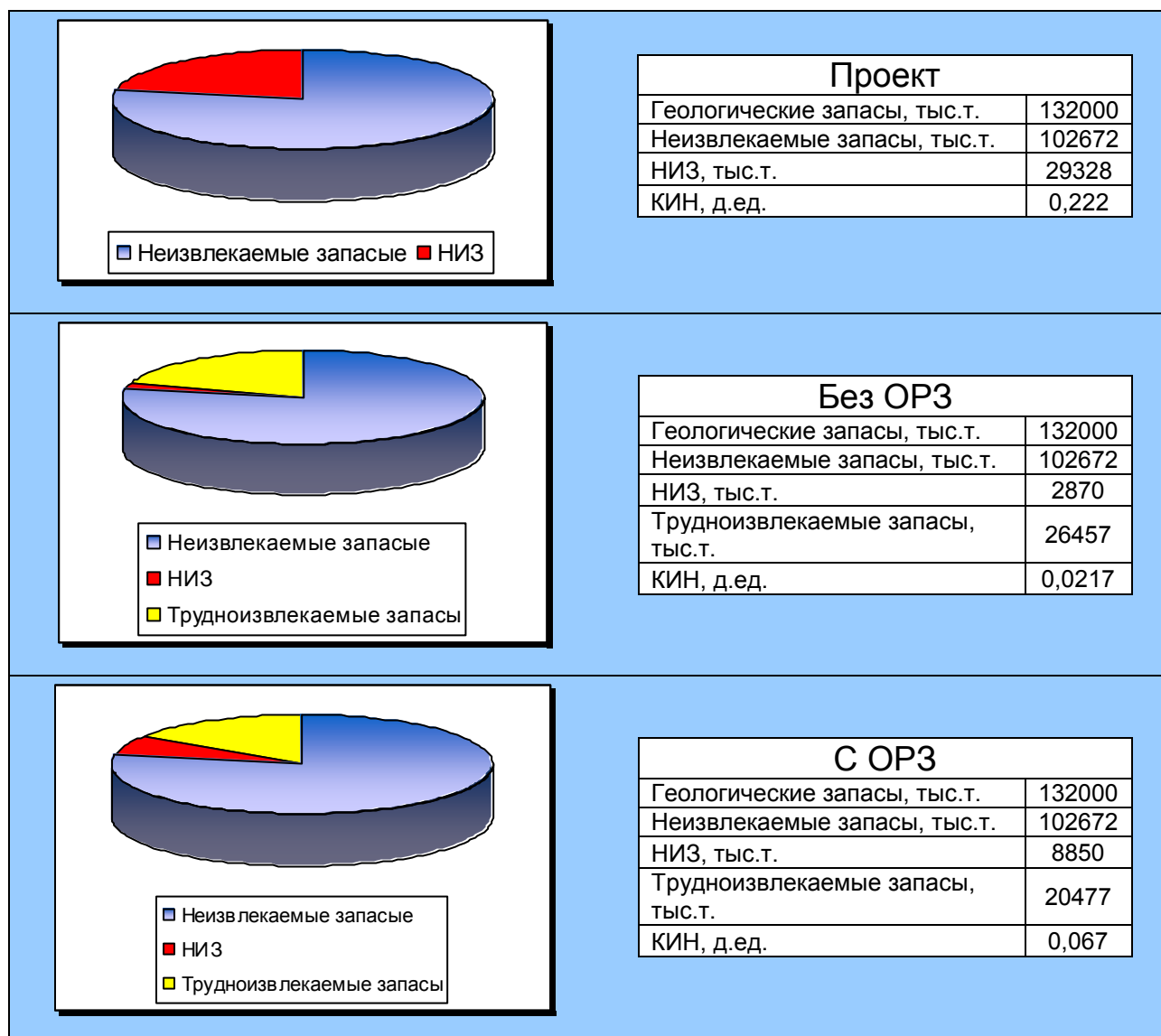


Рис. 2.23 - Структура запасов объекта $AC_{10}^1 + AC_{10}^2 + AC_{11}^2$ Приобского месторождения

2.6 Выводы

На базе производственного анализа и оценки эффективности разукрупнения объекта $AC_{10}^1 + AC_{10}^2 + AC_{11}^2$ отмечается

1. Нарастающий объем добычи нефти;
2. Стабилизация обводненности продукции;

3. Разработка пластов происходит с не достижением проектных значений, коэффициент нефтеотдачи не превысит 0,0217 д.ед.

4. Снижение пластового давления в пластах - AC_{10}^1 – на 4,2 МПа, AC_{10}^2 – на 3,5, AC_{11}^2 – на 3,8 МПа сказалось на закономерном понижении дебитов нефти и жидкости из пластов (с 39 т/сут до 29 т/сут по объекту).

5. С реализуемой системой с ОРЗ проектный КИН (0.222) также не будет достигнут и превысит 0,067.

6. Внедрение системы ОРЗ позволит прирастить 5,98 млн.т нефти (прирост КИН 0,0453)

7. Внедрение системно-дифференциальной технологии, с учетом результатов трассерных исследований позволит дополнительно добывать (зависит от метода выработки притока пласта) не менее 100 тыс.т. нефти ежегодно, за счет ОПЗ (КОПЗ) и РИР прирастить суточную добычу на 419,8 т/сут.