

УДК 622.276.6

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ
МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ
НА МЫХПАЙСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

**ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF ENHANCED
OIL RECOVERY METHODS ON THE MYHPAYSKOE FIELD**

Яковлев Алексей Леонидович
директор департамента проектирования,
ООО «КНГК-Групп»
yakovlev@i-npz.ru

Самойлов Александр Сергеевич
департамент лабораторных исследований,
отдел нормирования технологических потерь
и отбора пластовых флюидов,
сектор отбора пластовых флюидов,
инженер,
ООО «НК «Роснефть» – НТЦ»
sasamoylov@rn-ntc.ru

Мустафа Фарид
студентка,
Кубанский государственный
технологический университет
minnie8996@yahoo.com

Ибегбуле Сандра Озиомачукву
студентка,
Кубанский государственный
технологический университет
sibegbule@yahoo.com

Аннотация. Высокие темпы добычи нефти с применением заводнения, сложные геолого-физические условия на Мыхпайском месторождении приводят к прогрессирующему обводнению добываемой продукции. Несмотря на значительные запасы нефти, Мыхпайское нефтяное месторождение находится на поздней стадии разработки, средняя обводненность составляет 95 %, большинство остаточных запасов являются трудноизвлекаемыми. В статье предметом изучения и анализа является мероприятие по внедрению новой технологии полимерно-гелевого воздействия «Ритин». Проведён расчёт и оценка технологической и экономической эффективности от внедрения данной технологии; сделан выбор и обоснование объектов для промышленных испытаний. Проанализировав все рассчитанные технологические и экономические показатели, можно сказать о том, что данный метод обладает высокой технологической и экономической эффективностью. Это позволяет рекомендовать его к дальнейшему широкому внедрению и испытанию в других геолого-физических условиях на поздней стадии разработки.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи пластов; сущность метода и механизм вытеснения реагента «Ритин»; технология проведения закачки реагента «Ритин»; порядок проведения закачки реагента в пласт.

Yakovlev Alexej Leonidovich
head of the design department,
LLC «KNGK-Group»
yakovlev@i-npz.ru

Samoylov Alexander Sergeevich
department of laboratory research,
department of rationing process losses
and selection of reservoir fluids,
sector selection of reservoir fluids,
engineer,
Limited liability company «OC «Rosneft»
research and technical centre»
sasamoylov@rn-ntc.ru

Mustafa Farida
student,
Kuban state technological university
minnie8996@yahoo.com

Ibegbule Sandra Oziomachukwu
student,
Kuban state technological university
sibegbule@yahoo.com

Annotation. High rates of oil production with flooding, complex geological and physical conditions on the Myhpayskoe field lead to progressive water cut. Despite considerable oil reserves, Myhpayskoe oil field is located in the late stage of development, the average water cut of 95 %, the majority of the remaining reserves are hard-to. In the article the subject of study and analysis is an event to introduce the new technology of polymer-gel effects «Ritin». Conducted measurements and evaluation of technological and economic efficiency of the introduction of this technology; make your selection and study facilities for industrial tests. After analyzing all calculated technological and economic indicators, it can be said that this method has a high technological and economic efficiency. It can be recommended to the further widespread implementation and test other geological and physical conditions in the late stage of development.

Keywords: methods of enhanced oil recovery; essence of the method and mechanism of repression «Ritin» reagent; technology of injection of reagent «Ritin»; the procedure for injection of reagent into the reservoir; equipment used for injecting reagent into the.

Мыхпайское месторождение нефти в административном отношении расположено в пределах Нижневартовского района Ханты-Мансийского округа Тюменской области, в 25 километрах от г. Нижневартовска, размещено между длительно разрабатываемыми Мегионским (запад и юго-запад) и Самотлорским (север и северо-восток) месторождениями. Карта расположения месторождения представлена на рисунке 1.

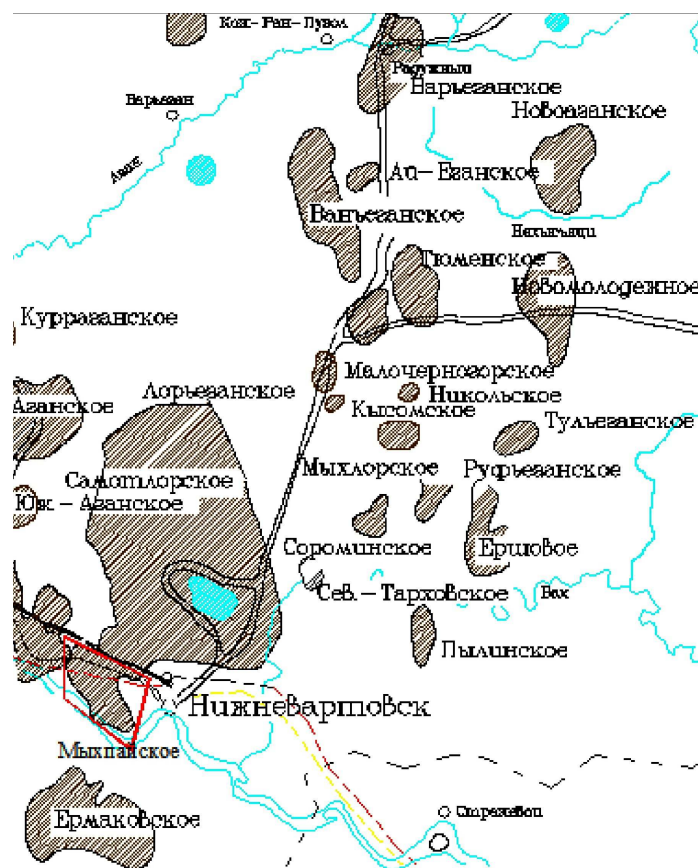


Рисунок 1 – Обзорная карта

В опытной эксплуатации месторождение находится с 1973 года. В 1975 году была составлена технологическая схема эксплуатации опытно-промышленного участка Мыхпайского месторождения. Промышленное освоение начато в 1977 году на основании технологической схемы разработки, составленной СибНИИНП для объектов АВ₁₋₂ и БВ₈.

Применение методов нефтеотдачи пластов на Мыхпайском месторождении

Краткая характеристика способов увеличения нефтеотдачи пластов на Мыхпайском месторождении

Ранее на Мыхпайском месторождении проводились испытания нескольких технологий, направленных на уменьшение опережающего прорыва воды по наиболее высокопроницаемым участкам нефтяного пласта. К их числу можно отнести проведенные в 1982 году закачки полимердисперсных систем (ПДС). К сожалению, авторы этих технологий использовали в качестве полимерного компонента полиакриламид, растворы которого, как известно, подвержены термической деструкции. По-видимому, это и явилось причиной не вполне удовлетворительных результатов.

Выполненные в 1995–1996 гг. обработки нагнетательных скважин волокнисто-дисперсными системами (ВДС) подтверждают, что использование составов, устойчивых к воздействию высоких температур, характерных для юрских отложений Западной Сибири, более эффективно. Технология увеличения конечного коэффициента нефтеотдачи пластов высокообводнённых послойно-неоднородных пластов с применением волокнисто-дисперсной системы заключается в последовательно чередующейся закачке

в пласт через нагнетательные скважины водных суспензий древесной муки и глины. Древесная мука, поступающая в высокопроницаемые прослойки неоднородного пласта, благодаря наличию на своей поверхности тончайших волокнистых ответвлений (фибрилл), за счёт сил физического взаимодействия закрепляется на стенках пор. Более мелкие частицы глины при нагнетании их вслед задерживаются фибриллами древесной муки, в результате чего образуется стойкая к размыву структурированная волокнисто-дисперсная система и уменьшается сечение промытых каналов породы пласта. С течением времени древесная мука и глина предельно набухают, усиливая закупоривающий эффект.

В 1995 году обработали 5 нагнетательных скважин, дополнительная добыча нефти составила 8336 тонн. В 1996 году от внедрения данной технологии дополнительно добыли 9702 тонн нефти, обрабатывалось 8 скважин. Итого за два года прирост в добыче нефти составил 18038 тонн (табл. 1).

Таблица 1 – Результаты проведения мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов на Мыхпайском месторождении

Год	Вид воздействия	Количество скважин	Дополнительная добыча нефти, тонн	Удельная дополнительная добыча нефти, 1 тонн/1 скв.-опер.
1995–1996	ВДС	13	18038	1380
1998–2000	БП	36	59800	1661

В 1998 году было проведено испытание технологии биополимерного воздействия на нефтяной пласт применительно к условиям Мыхпайского месторождения. Отличительная особенность этого промыслового эксперимента заключалась в одновременном воздействии практически на весь пласт. Закачка полимерной композиции в пласт позволило за короткий срок обработать около 30 нагнетательных скважин и охватить воздействием значительную часть месторождения. Заводнением были охвачены 36 нагнетательных скважин, прореагировали 65. В результате обработки было получено 59,8 тыс. тонн нефти, в среднем 1661 тонн на одну скважино-обработку. Есть основания считать, что такая технология воздействия на нефтяной пласт намного эффективнее, чем обработка отдельных скважин, так как обеспечивает саморегулируемое поступление изолирующего состава в пласт через систему ППД. Саморегулирование достигается тем, что количество биополимерной композиции, попадающей в пласт из линии ППД через конкретную нагнетательную скважину, очевидно, пропорционально её приёмистости. Следовательно, в наиболее высокопроницаемые и обводнившиеся зоны пласта поступит большее количество тампонирующего материала, чем в нефтенасыщенные и малодренируемые зоны. Эффективность проведённых в 1998 году биополимерных обработок оценивалась специалистами отдела ПНП ОАО «Нижневартовскнефтегаз», продолжительность положительного воздействия по их оценке превысила 1,5 года. В результате применения этих двух технологий дебит нефти увеличился с 8 тонн/сут. до 12,5 тонн/сут. По результатам проведённых мероприятий было решено продолжить применение методов нефтеотдачи пластов на основе полимеров.

Сущность метода и механизм вытеснения ПГС «Ритин»

Внедрение этих технологий даёт положительные результаты. Их недостатками является то, что практически все технологии основаны на взаимодействии двух или более реагентов (ПАА и реагента-сшивателя). Вследствие этого:

- затрудняется управление процессом гелеобразования;
- отмечается неравномерность образования геля по всему объёму (качество сшивки зависит от концентрации полимера и сшивающего агента);
- использование солей тяжёлых металлов (хрома) повышает опасность загрязнения окружающей среды и возможность поражения персонала;
- требуется использование дорогостоящих дозирующих устройств (себестоимость мобильной станции составляет 300 тыс. долл. США);

- применяемые технологии имеют сравнительную низкую технологическую эффективность;
- необходимы значительные производственные затраты на реализацию технологии (скважино-операции);
- требуются высокие удельные затраты на добычу 1 тонны нефти.

Поэтому было решено провести внедрение полимерно-гелевой системы (ПГС) «Ритин», разработанной ОАО «РИТЭК». ПГС «Ритин» – однокомпонентная гелевая система, основу которой составляет полимерный материал, представляющий собой особым образом обработанный полиакриламид, который в виде водного раствора через нагнетательные скважины закачивают в частично заводнённые нефтяные пласты. Отличительными свойствами «Ритина» являются его высокая термоокислительная устойчивость, устойчивость к механической деструкции, длительная стабильность в пластовых водах с высокой минерализацией и сохранность технологических свойств при долговременном хранении.

Цель закачки водного раствора «Ритин»:

- направить его в уже обводнённые слои и тем самым резко уменьшить холостую прокачку закачиваемой воды через эти слои;
- при этом уменьшить долю воды и увеличить долю нефти в дебите добывающих скважин;
- а при неизменной производительности глубинных насосов, спущенных в эти добывающие скважины, увеличить их дебит нефти.

Технология проведения закачки реагента «Ритин» на Мыхпайском месторождении

Технология ПГС «Ритин» относится к «мягким» технологиям, т.е. снижение проницаемости наиболее промытых интервалов пласта носит временный характер вследствие того, что:

1. Вязкоупругие свойства ПГС обеспечивают селективную изоляцию промытых нагнетаемой водой интервалов. Полимерно-гелевая система избирательно движется по высокопроницаемым прослоям пласта. Это движение обусловлено динамичностью глобул геля, которые перемещаются по поровым каналам коллектора, преодолевают сужения каналов, вытягиваясь в нити, а в каналах с хорошей проницаемостью снова принимают форму глобул.

2. ПГС «Ритин» разлагается после 1,0–1,5 лет эффективного действия в продуктивном пласте. Поэтому его можно применять практически на всех этапах разработки месторождений, на объектах с низкой выработкой запасов нефти и высокой неоднородностью по проницаемости.

Технология применяется на нефтяных месторождениях для обработки нагнетательных скважин с целью выравнивания профиля приёмистости, увеличения отборов нефти, снижения обводнённости реагирующих добывающих скважин и повышения конечного коэффициента нефтеизвлечения. ПГС «Ритин» получают путём затворения реагента в воде. Эта система представляет собой взвесь вязкоупругих частиц гидрогеля размером 0,5–5,0 мм в воде, которую закачивают в нагнетательные скважины. При поступлении в пласт ПГС «Ритин» создаёт дополнительное сопротивление. В результате нагнетаемая вода перераспределяется в менее проницаемые интервалы, частицы устремляются в зоны минимального гидродинамического сопротивления, заполняя наиболее крупные обводнённые поры, каверны и трещины. Это приводит к выравниванию фронта заводнения, что способствует вовлечению в разработку ранее не дренируемых или слабодренируемых интервалов пласта и как следствие повышает степень выработанности запасов нефти. Способность частиц гидрогеля деформироваться из сферы в тонкие нити и обратно при их значительной вязкости приводит к существенному замедлению движения оторочки по пласту, а высокая термостабильность и солестойкость обеспечивают более длительное время эффективной работы оторочки по сравнению с ранее применяемыми технологиями. Закачка раствора осуществляется циклами по 50–60 м³. Между циклами закачивается такой же объём технической или пресной воды. Водный раствор «Ритина» соответствующей концентрации и соответствующего

объёма закачивают в нагнетательную скважину, после чего её останавливают на некоторое время (например, на 1 сут.). Этот технологический простой нагнетательной скважины имеет большой смысл. По одной версии за время простоя нагнетательной скважины водный раствор «Ритина» приобретёт состояние геля и станет малоподвижным. По другой версии за время простоя нагнетательной скважины из необводнённых нефтяных слоёв с более высоким давлением закачанный раствор «Ритина» перетечёт в обводнённые нефтяные слои с более низким давлением. Очень важно не замедлять вытеснение нефти по необводнённым слоям и замедлять движение воды по обводнённым слоям.

На всей площади Мыхпайского месторождения был проведён ряд мероприятий по внедрению данной технологии в период с 2000–2002 года. Главной особенностью работ, проведённых на данном месторождении, является практически одновременная обработка нагнетательных скважин. Следствием этого, как уже указывалось выше, является более высокая эффективность воздействия (табл. 2). С другой стороны, появляется возможность проведения достаточно точной оценки дополнительно добытой нефти. Важным моментом полимерно-гелевого воздействия является возможность подключения к заводнению неохваченных ранее участков пласта.

Таблица 2 – Результаты проведения полимерно-гелевого воздействия на Мыхпайском месторождении

Годы	Кол-во обработок, скважино-операции	Кол-во закачанного реагента, тонн	Средний расход «Ритина», тонн/скв.	Дополнительная добыча нефти, тонн	Удельная дополнительная добыча нефти		Время отслеживания эффекта, мес.
					тонн/1 тонну ПГС	тонн/скв.-опер.	
2000	3	3,700	1,233	6641	1795	2214	8
2001	10	15,200	1,520	26281	1729	2628	11
2002	21	33,220	1,582	81690	2459	3890	9

Проведение промышленных испытаний и оценка технологической эффективности ПГС «Ритин» на очаге № 303 Мыхпайского месторождения

Выбор и обоснование опытного участка – для проведения закачки ПГС предпочтительны следующие геолого-физические и промысловые условия:

- в поровых, трещинно-поровых и трещинных коллекторах с пластовой температурой до 120 °С;
- в нефтенасыщенных коллекторах с изменением диапазона проницаемости от 10 до 1500 мДарси;
- с минерализацией пластовой воды до 230 г/л;
- с обводнённостью добывающих реагирующих скважин на участке применения технологии до 98 %. Необходимо ориентироваться на объёмы обводнённых нефтяных слоёв. Если процесс заводнения начался недавно, обводнённых слоёв ещё нет, то закачивать «Ритин» в нагнетательную скважину не надо;
- высокая приёмистость нагнетательной скважины способствует воздействию на более удалённые зоны и на большую площадь пласта.

Наземное оборудование скважины должно быть в технически исправном состоянии, не иметь пропусков и повреждений. Обязательными условиями при выборе скважин для проведения закачки реагентов являются отсутствие заколонных перетоков и исправность эксплуатационной колонны.

Технологическая эффективность обработок нагнетательных скважин ПГС «Ритин» тесно связана с правильным выбором объектов применения технологии и зависит от ряда факторов (например, тип залежи, температура пласта, минерализация нагнетаемой и пластовой воды, отборы и т.д.). Как видим, число факторов, определяющих технологическую эффективность, велико. Оценить большинство из них возможно только после соответствующих расчётов и геолого-промыслового анализа. Для проведения метода был выбран опытный участок пласта БВ₈, находящийся на Мыхпайской площади месторождения в районе КНС. Очаг № 303 включает 3 добывающих (скважины №№ 1268, 1269 и 516) и одну (скважина № 303) нагнетательную скважину (рис. 2).



Рисунок 2 – Схема размещения скважин на опытном участке

Порядок проведения закачки реагента в пласт – реагент «Ритин» представляет собой белый (допускается оттенок жёлтого цвета) мелкозернистый или порошкообразный полимерный материал с размером частиц до 4 мм. Содержание влаги не более 10 %. Реагент нетоксичен, невзрывоопасен, негорюч, при действии открытого огня обугливается.

До начала закачки:

- до начала работ по закачке ПГС «Ритин» в скважины необходимо удостовериться в качестве данной партии материала путём выборочной проверки свойств небольшой части реагента на соответствие согласно ТУ и паспорта завода-изготовителя;
- определение приёмистости агрегатом ЦА-320 каждой обрабатываемой нагнетательной скважины по воде на трёх режимах при давлении, равном рабочему давлению закачки и ± 10 атм. от рабочего давления закачки;
- определение суточной добычи жидкости (для фонда, оборудованного ШГН, снятие динамограмм), динамических уровней и обводнённости реагирующих добывающих скважин в период не более двух недель до начала закачки;
- предусмотреть проведение комплекса ГИС (техническое состояние колонны, профиль приёмистости) на нагнетательных скважинах.

Во время закачки:

- режим работы насосного агрегата подбирается таким образом, чтобы закачка ПГС началась при давлении, равном рабочему давлению скважины. Режим меняется при достижении давления закачки предельной величины, равной 1,1 от рабочего давления скважины. При достижении давления закачки на 30 % выше рабочего необходимо провести продавку водой в объёме 25 м³, дальнейшие работы согласовать с НГДУ;
- в течение всего периода обработки ведётся контроль закачанной жидкости по времени закачки и изменению давления нагнетания. Это позволит во время проведения обработки контролировать изменение приёмистости нагнетательной скважины по раствору.

После завершения закачки оторочки:

- в течение первых трёх дней после обработки нагнетательной скважины ПГС ежедневно замерять суточный объём закачки и давление нагнетания, далее каждые три дня в течение первого месяца (в целях отслеживания динамики восстановления приёмистости скважины) по СВУ;
- в течение первых двух недель после закачки предусмотреть проведение ГИС (профиль приёмистости) на нагнетательных скважинах с целью контроля эффективности обработки. В течение года контролировать работу реагирующих добывающих скважин участков воздействия ПГС.

Оборудование, применяемое для закачки реагента в пласт – система приготовления и нагнетания полимерно-гелевой системы показана на рисунке 3.

Пласт, в который нагнетают раствор реагента, отделяют серийным пакером от других пластов, если они принимают воду. Нагнетание раствора реагента и пресной воды проводят при меньших расходах и давлениях, чем при закачивании сточной воды. Режим работы растворного узла круглосуточный. При этом объёмы раствора и оторочек воды в одном цикле преимущественно берут равными между собой. Узел приготовления и нагнетания раствора реагентов монтируют вблизи КНС или очистных сооружений нефтесборных пунктов. Производительность растворного узла по нагнетаемому раствору или пресной воде составляет 200 м³/сут. или более. Согласно схеме (рис. 3) приготовление и нагнетание раствора проводят в следующей последовательности:

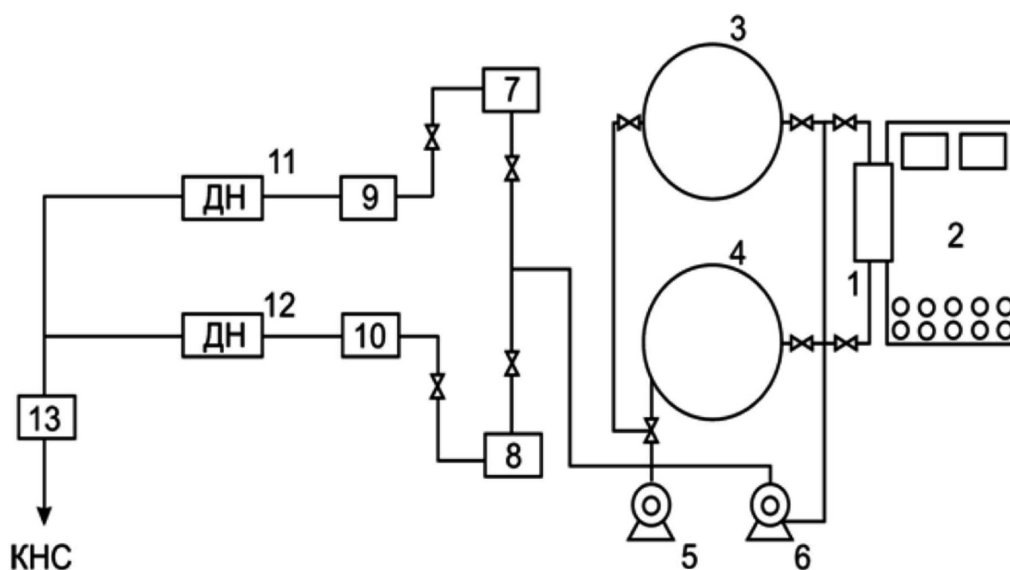


Рисунок 3 – Схема приготовления и закачки полимерно-гелевой системы:

1 – загрузочная ёмкость; 2 – склад для сухого реагента; 3, 4 – ёмкости объёмом по 25–50 м³ для хранения реагентов; 5, 6 – циркуляционные насосы; 7, 8 – фильтр грубой очистки; 9, 10 – фильтр тонкой очистки; 11, 12 – дозировочные насосы; 13 – счётчик

- в порожнюю подготовительную ёмкость набирают не более половины объёма мягкой пресной воды;
- затем отмеряют мерной ёмкостью требуемые объёмы реагентов и перекачивают их насосом;
- заполняют ёмкость пресной водой до необходимого уровня, перемешивают насосом до однородного состояния;
- подготовленный в ёмкости рабочий раствор реагентов самотёком или насосом подают на приём насоса, которым нагнетают его в скважину через блок-гребёнку;
- расход воды и раствора контролируют по уровню жидкости в ёмкостях и с помощью приборов учёта жидкости типа «Турбоквант»;
- предусмотрено автоматическое отключение насосов 8–10 и 13 при достижении верхнего и нижнего пределов уровня жидкости в ёмкостях 3–5 и резком снижении давления нагнетания.

Расчёт технологической эффективности применения ПГС «Ритин» на очаге № 303 – для определения технологической эффективности от проведения мероприятия требуется определить базовые показатели разработки, т.е. какие были бы показатели без проведения воздействия. Для этого рассмотрим различные методы расчёта технологических показателей разработки базового варианта.

Эти методы можно подразделить на две группы.

К *первой группе* относятся методы, основанные на применении физически содержательных математических моделей процесса извлечения нефти из неоднородных пластов.

Ко *второй группе* относятся экстраполяционные методы, включающие характеристики вытеснения и имитационные модели, построенные по результатам многофакторного анализа.

Под характеристиками вытеснения понимаются различные зависимости между величинами добываемого объёма жидкости, нефти и воды. Одна группа характеристик устанавливает зависимость между накопленными значениями указанных параметров (интегральные характеристики). Другая группа зависимостей строится на основе текущих отборов нефти, воды и жидкости (дифференциальные).

К настоящему времени различными авторами предложено более 70 характеристик вытеснения. К первой группе отнесены зависимости между накопленными отборами нефти, воды и жидкости или зависимости между накопленными отборами продукции скважин и их обводнённостью.

Вторая группа характеризует изменение добычи нефти во времени, а также устанавливает связь между текущей и накопленной добычей нефти (кривые падения). Характеристика вытеснения отражает реальный процесс выработки запасов нефти и связанную с ним динамику обводнения продукции при разработке неоднородных пластов на режиме вытеснения нефти водой. Также позволяет судить об эффективности выработки запасов нефти при заводнении объектов разработки. Сопоставление характеристик вытеснения различных объектов в безразмерном времени позволяет сравнивать эти объекты, выявлять причины и факторы, влияющие на характер выработки запасов нефти.

Для расчёта технологической эффективности от применения полимерно-гелевой системы «Ритин» были использованы интегральные характеристики вытеснения:

$$1. \quad \frac{Q_{ж}}{Q_{н}} = A + B \cdot Q_{г} - \text{Назарова С.Н. и Сипачёва Н.В.};$$

$$2. \quad Q_{н} = A + B \cdot \ln Q_{ж} - \text{Камбарова Г.С.};$$

$$3. \quad Q_{н} = A + B \cdot \sqrt{Q_{ж}} - \text{Пирвердяна А.М.};$$

$$4. \quad Q_{н} = A + B \cdot (Q_{ж})^{-C} - \text{Казакова А.Л.};$$

$$5. \quad Q_{н} = A + B \cdot \ln Q_{г} - \text{Максимова М.И.,}$$

где $Q_{н}$, $Q_{ж}$ – накопленная добыча соответственно нефти и жидкости; A и B – коэффициенты, определяемые статистической обработкой фактических данных.

Используя фактические данные по накопленной добыче нефти и жидкости за прогнозный период, строятся зависимости по данным формулам. Экстраполируя полученную прямую на прогнозный период можно получить показатели разработки базового варианта. Затем, сравнивая их с фактическими, определяют изменение накопленной добычи нефти и жидкости. Характеристики вытеснения использовались для более точного определения дополнительной добычи нефти.

Строим кривую в соответствующих координатах в зависимости от формулы. Например, если по методу Назарова С.Н. и Сипачёва Н.В., то в координатах отношение накопленной добычи жидкости к накопленной добыче нефти – накопленная добыча воды. Постоянные A и B вычисляются автоматически в MS Excel и выводятся с уравнением прямой. Аналогично получим уравнения других характеристик вытеснения (рис. 4–8).

Следует особо отметить, что все характеристики вытеснения получены эмпирическим путём на основе обобщения промысловых данных ограниченного количества месторождений. Многолетний опыт использования предложенных уравнений показывает, что к каждому пласту следует подбирать свою характеристику. Кроме того, в соответствии с данной методикой предполагается, что на всём протяжении сохраняется линейная зависимость между параметрами рассматриваемых уравнений. А это условие не выполняется. Несмотря на существенные недостатки данной методики прогнозирования технологических показателей разработки, в настоящее время для оценки эффективности воздействия на пласт она применяется чаще других методов. Но так как до сих пор не удалось разработать объективные критерии отбора, поэтому берут 3–4 зависимости из всего их многообразия и берут среднее значение прогноза по этим характеристикам, как было сделано в расчёте. Отсюда такие различия между прогнозируемыми и фактическими значениями.

1. Метод Назарова С.Н. и Сипачёва Н.В.:

$$\frac{Q_{ж}}{Q_{н}} = A + B \cdot Q_{г}, \quad A = 2,1594; \quad B = 0,0035; \quad R^2 = 0,993;$$

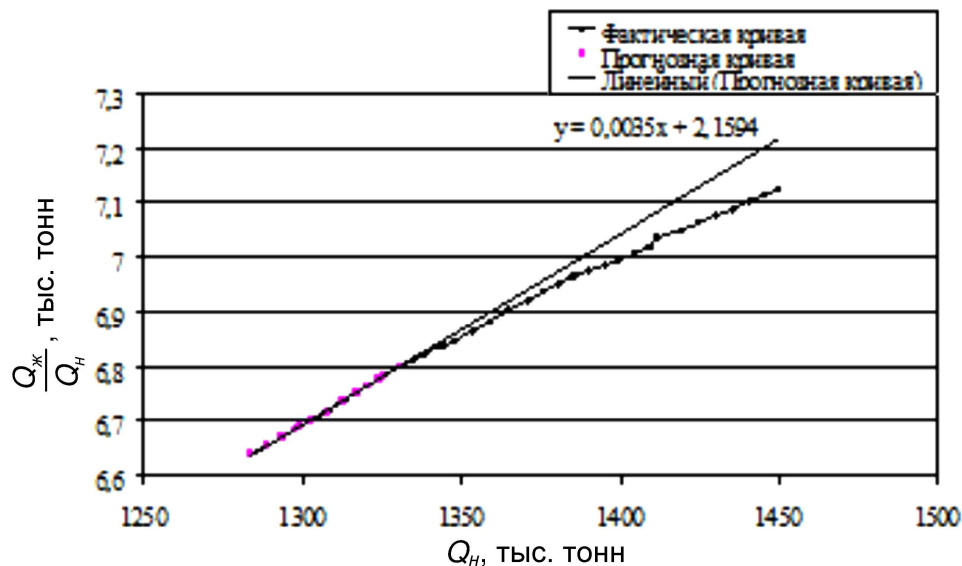


Рисунок 4 – Кривая вытеснения по методу Назарова С.Н. и Сипачёва Н.В.

2. Метод Камбарова Г.С.:

$$Q_{н} = A + B \cdot \ln Q_{ж}, \quad A = 285,1; \quad B = -78195; \quad R^2 = 0,996;$$

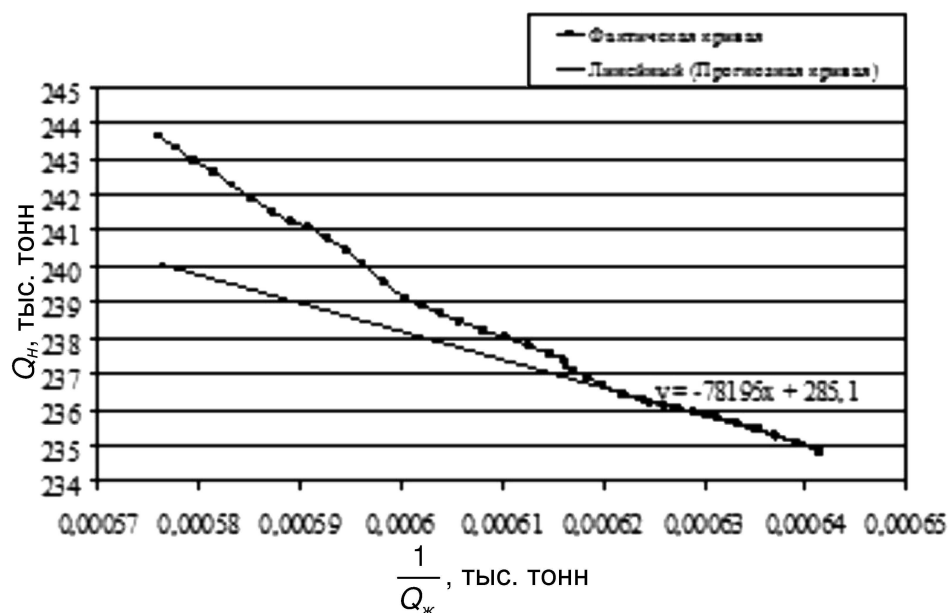


Рисунок 5 – Кривая вытеснения по методу Камбарова Г.С.

3. Метод Пирвердяна А.М.:

$$Q_H = A + B \cdot \sqrt{Q_{ж}}, \quad A = 334,4; \quad B = -3929; \quad R^2 = 0,986;$$

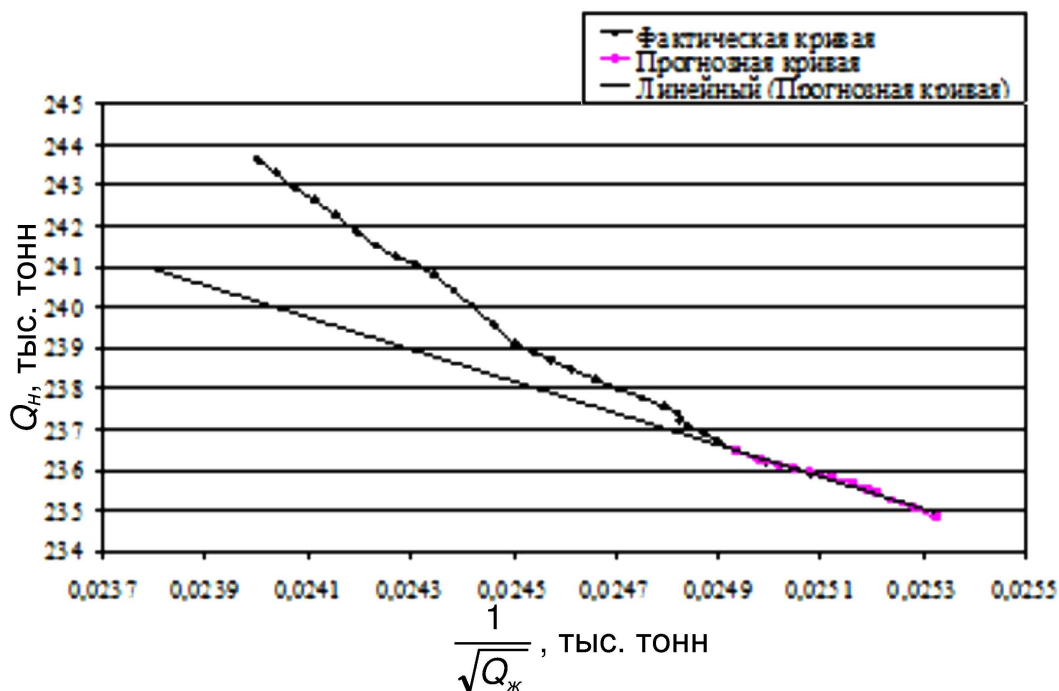


Рисунок 6 – Кривая вытеснения по методу Пирвердяна А.М.

4. Метод Казакова А.Л.:

$$Q_H = A + B \cdot (Q_{ж})^{-C}, \quad A = 1,7024; \quad B = 0,2094; \quad R^2 = 0,985;$$

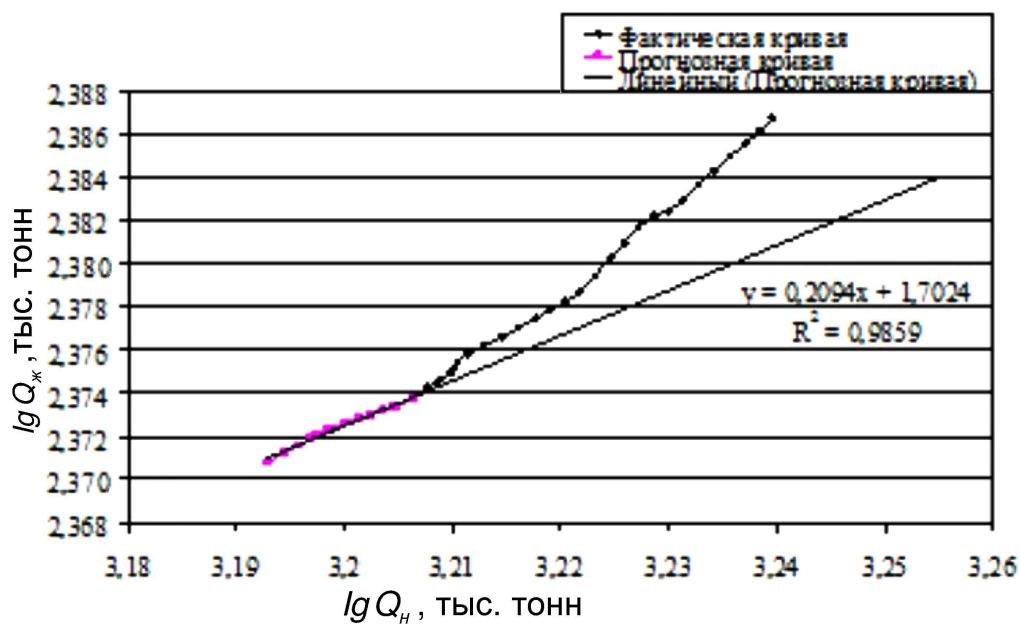


Рисунок 7 – Кривая вытеснения по методу Казакова А.Л.

5. Метод Максимова М.И.:

$$Q_n = A + B \cdot \ln Q_g, \quad A = -67,993; \quad B = 97,451; \quad R^2 = 0,986;$$

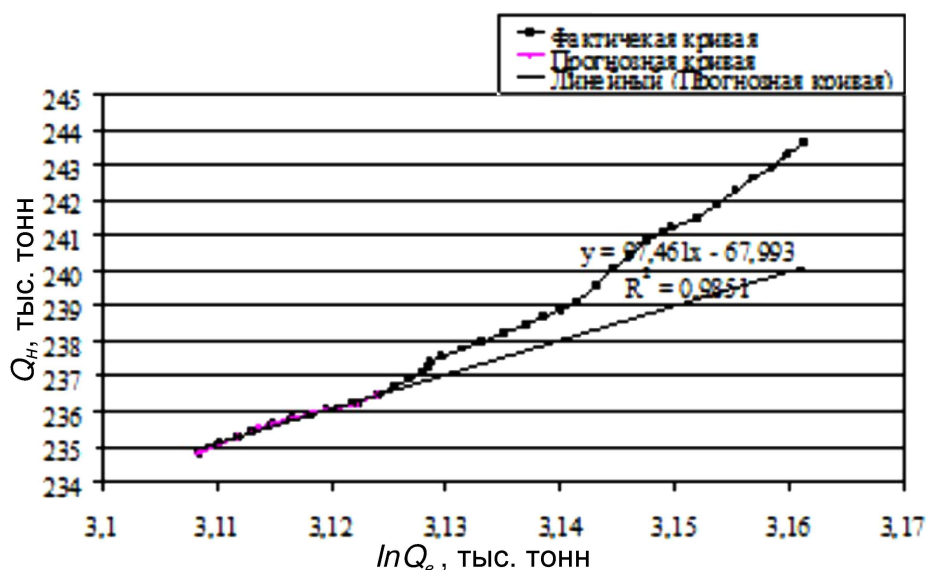


Рисунок 8 – Кривая вытеснения по методу Максимова М.И.

Был произведён расчёт и был получен результат дополнительно добытой нефти (табл. 1).

Таблица 1 – Дополнительная добыча, полученная по характеристикам вытеснения

№№ n/n	Метод	Дополнительная добыча, тонн		
		2000	2001	2002
1	Назаров С.Н и Сипачёв Н.В.	701,1	1629,8	3637,4
2	Камбаров Г.С.	174,3	1251,2	3582,7
3	Пирвердян А.М.	223,6	1271,1	3538,3
4	Казаков А.Л.	–	888,5	3057,8
5	Максимов М.И.	174,2	1237,3	3531,5

Следует особо отметить, что все характеристики вытеснения получены эмпирическим путём на основе обобщения промысловых данных ограниченного количества месторождений. Многолетний опыт использования предложенных уравнений показывает, что к каждому пласту следует подбирать свою характеристику. Кроме того, в соответствии с данной методикой предполагается, что на всём протяжении сохраняется линейная зависимость между параметрами рассматриваемых уравнений. А это условие не выполняется. Несмотря на существенные недостатки данной методики прогнозирования технологических показателей разработки, в настоящее время для оценки эффективности воздействия на пласт она применяется чаще других методов. Но так как до сих пор не удалось разработать объективные критерии отбора, поэтому берут 3-4 зависимости из всего их многообразия и берут среднее значение прогноза по этим характеристикам, как было сделано в расчёте. Отсюда такие различия между прогнозируемыми и фактическими значениями.

Проведя расчёт по кривым вытеснения, получили дополнительно 4732 тонн нефти с очага № 303 за 3 года, по методу В.Д. Лысенко прирост добычи составляет 4412 тонн в год. Мероприятия по повышению нефтеотдачи пласта, проведённые на

Мыхпайском месторождении на протяжении этого времени и направленные на выравнивание фронта вытеснения нефти водой, позволили:

- снизить обводнённость продукции в среднем до 95,5 %;
- снизить темп падения добычи нефти и стабилизировать его;
- уменьшить долю воды в добываемой продукции;
- увеличить дебит по нефти;
- также получить дополнительно 114612 тонн нефти.

Расчёт эффективности закачки ПГС «Ритин» по аналитической методике Лысенко В.Д. – этот метод оценки фактической нефтеотдачи пластов базируется на применяемой методике проектирования разработки нефтяных месторождений. Он применим по большим совокупностям скважин и по отдельным скважинам. Для применения метода требуется знать число пробуренных и введённых в действие скважин, их дебиты нефти и жидкости. Суть метода состоит в следующем: в целом для всей рассматриваемой совокупности скважин строят зависимости по годам дебита нефти от общего накопленного отбора нефти, а также текущего дебита жидкости от накопленного отбора жидкости. Затем полученные прямолинейные участки на полученных кривых экстраполируют и интерпретируют, они представлены на рисунках 9 и 10.

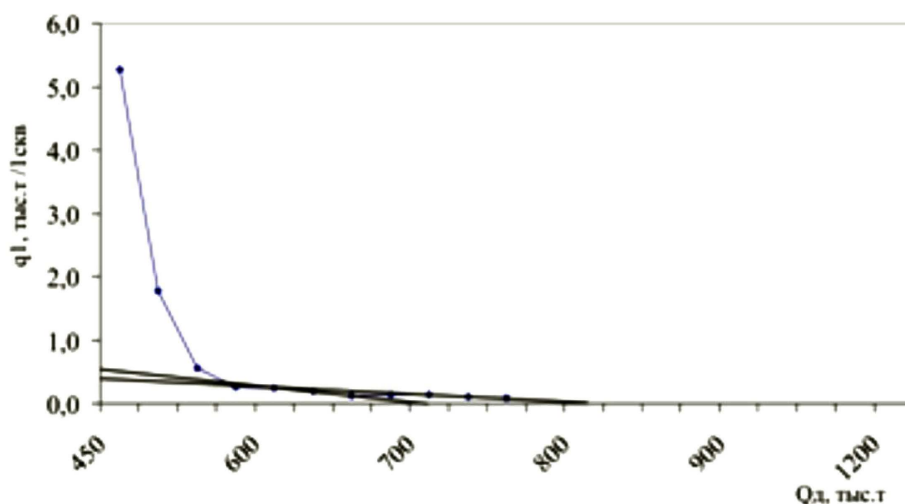


Рисунок 9 – Зависимость удельного расчётного дебита нефти от накопленного расчётного отбора нефти

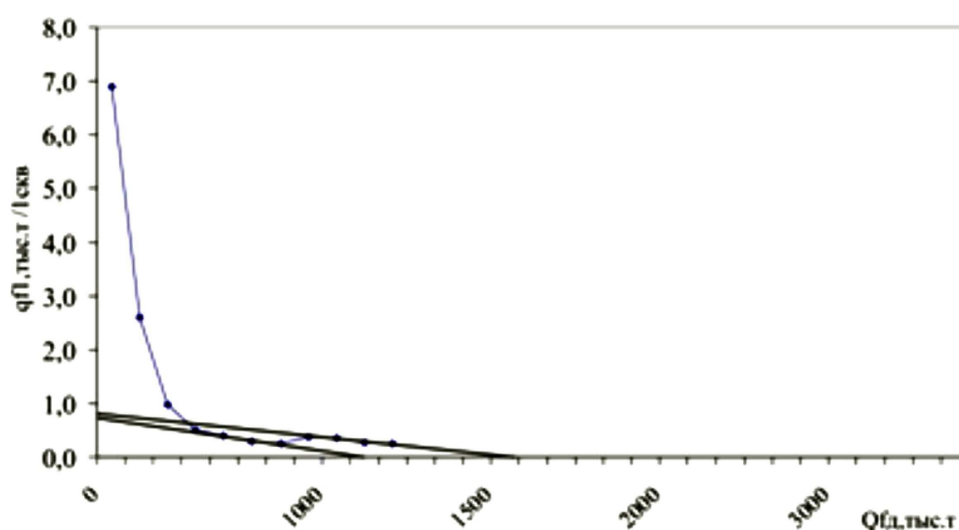


Рисунок 10 – Зависимость удельного расчётного дебита жидкости от накопленного расчётного отбора жидкости

Самое главное, что зависимость текущего дебита нефти от общего накопленного отбора нефти при её экстраполяции до оси ординат показывает текущий амплитуд-

ный дебит нефти на пробуренную скважину, при ее экстраполяции до оси абсцисс текущие, введенные в разработку, начальные извлекаемые запасы нефти. Такая экстраполяция выполняется для прямолинейных отрезков установленной общей криволинейной зависимости. Очень важно, что такая зависимость позволяет заблаговременно увидеть текущие негативные результаты. Зависимость текущего дебита жидкости на пробуренную скважину от накопленного отбора жидкости позволяет увидеть динамику изменения численных значений текущего амплитудного дебита жидкости на пробуренную скважину и введенных в разработку начальных извлекаемых запасов жидкости. При этом амплитудный дебит жидкости может быть больше амплитудного дебита нефти на величину амплитудного дебита воды. При большой разнице в плотностях в подвижности нефти и воды надо переходить от весовой жидкости к расчётной жидкости, от весовых дебитов и отборов к расчётным, вынося за скобки влияние различия физических свойств в виде коэффициента различия.

Проекстраполировав прямолинейные участки до оси абсцисс, были получены следующие данные, представленные в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчёта по аналитической методике Лысенко В.Д.

Показатель	до ПГВ	после ПГВ
Возможный суммарный отбор нефти при технологии данного периода, тыс. тонн	710,5	825,8
Возможный суммарный отбор воды при технологии данного периода, тыс. тонн	1421	1600
Средний ВНФ	2,00	1,77

Из графика видно, что после применения ПГС извлекаемые запасы увеличились с 710,5 до 830,8 тыс. тонн, что дало прирост 115,3 тыс. тонн нефти, попутно будет добыто 1461,6 тыс. тонн нефти, также уменьшился водонефтяной фактор.

Расчёт экономического эффекта от проведения закачки ПГС «Ритин» на очаге № 303 Мыхпайского месторождения

В 2000 году на очаге № 303 начали закачку водного раствора ПГС «Ритин». Дополнительная добыча нефти представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Дополнительная добыча нефти за счёт проведения закачки ПГС «Ритин»

Годы	2000	2001	2002
Дополнительная добыча нефти, тонн	254,6	1008,3	3469,5

Всего было добыто 4732,4 тонн нефти за счёт проведения МУН. Добыча нефти по всему месторождению составила 115 тыс. тонн нефти. Калькуляция себестоимости добычи нефти в 2000 году представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Калькуляция себестоимости добычи нефти в 2000 году

№№ n/n	Статья затрат	руб./т	в т.ч. % перем. в статье
1	Расходы на энергию по увеличению нефти	106,61	35,0
2	Расходы по ППД	141,97	30,0
3	ЗП с отчислениями	20,84	–
4	Амортизация скважины	41,97	–
5	Расходы по сбору и транспорту нефти	80,70	30,0
6	Расходы по технологической подготовке нефти	51,33	60,5
7	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования	283,52	–
8	Общепроизводственные расходы	107,10	–
9	Прочие производственные расходы	6,19	–

Таблица 5 – Статья затрат на обработку одной скважины раствором ПГС «Ритин»

Статьи затрат	Кол-во	Цена
Бурильщик 5 разряда, руб./час	1	26,85
Помощник 3 разряда, руб./час	1	20,85
Подготовитель раствора, руб./час	1	12,5
Премия, %		70
Территориальный коэффициент, %		75
Отчисления на социальные нужды, %		36,5
Цементировочный агрегат ЦА-320, руб./час	1	196,1
Автоцистерна ЦР-4, руб./час	1	135,8
Агрегат СМ-4, руб./час	1	116,2
Пресная вода, м ³	362	3,05
Композиция, кг	905	50
Цеховые расходы, %	105,9	

При оценке эффективности мероприятий продолжительностью более одного года разновременные стоимостные показатели необходимо привести в сопоставимый вид. При сравнении проектов, начинающихся в различные моменты времени, возможно приведение к любому фиксированному году расчётного периода. Для приведения разновременных затрат и результатов к единому времени используется норма дисконта E , равная приемлемой для инвестора норме дохода на вкладываемые в мероприятие денежные средства.

Технически приведение к единому моменту времени затрат и результатов, осуществляемых в t году, удобно производить путём их умножения на коэффициент дисконтирования, определяемый для постоянной нормы дисконта E как:

$$\alpha_t = \frac{1}{(1 + E)^{t-t_p}}$$

Таблица 6 – Результаты расчёта годового экономического эффекта от закачки

Показатель	Значение		
	2000	2001	2002
Стоимость одной обработки, тыс. руб.	68,167	–	–
Дополнительная добыча нефти, тонн	254,6	1008,6	3469,5
Затраты на дополнительную добычу нефти от обработок, тыс. руб.	58,623	232,785	800,761
Экономический эффект от обработок, тыс. руб.	81,475	274,167	857,449
Выручка от продажи дополнительной нефти, тыс. руб.	134,938	534,558	1838,835
Чистый денежный поток, тыс. руб.	96,301	132,557	228,858
Дисконтированный денежный поток, тыс. руб.	83,740	100,232	123,972
Накопленный дисконтированный поток, тыс. руб.	83,740	183,972	307,944

ЧДД положителен, ИД > 1 – проект эффективен.

Положительное значение накопленного дисконтированного дохода свидетельствует об экономической целесообразности проведения данного мероприятия. Анализ применения ПГС «Ритин» на Мыхпайском месторождении позволяет сделать вывод, что проведение промысловых закачек позволяет окупить понесённые затраты при стоимости одной обработки 68,167 тыс. руб. Из результатов расчётов видно, что доходов, полученных от реализации дополнительной нефти, достаточно для возмещения затрат на проведение МУН в течение 1 года. Технология закачки водного раствора

ПГС «Ритин» является одной из самых лучших методов повышения нефтеотдачи на Мыхпайском месторождении. Экономический эффект в среднем составит примерно 385 тыс. руб. на одной обработке. Применение данного метода в условиях данного месторождения является технологически и экономически выгодным.

Литература:

1. Подсчёт и пересчёт запасов нефти и попутного газа на месторождениях Западной Сибири, находящихся в разработке (Мыхпайское месторождение) : Отчёт о НИР СибНИИИП (руководители Санин В.П., Медведева Н.И., Ковальчук Ю.А. и др.). – Тюмень, 1974. – 240 с.
2. Переоценка запасов нефти и газа по месторождениям Главтюменнефтегаза, находящимся в разведке и разработке. Мыхпайское месторождение (балансовые запасы) : Отчёт о НИР СибНИИИП (руководитель Санин В.П.). – Тюмень, 1986. – 242 с.
3. Геологическое и экономическое обоснование кондиций к подсчёту запасов нефти на месторождениях Западной Сибири (Мыхпайское месторождение) : Отчёт о НИР СибНИИИП (руководитель Ревенко В.М.). – Тюмень, 1986. – 157 с.
4. Технологическая схема эксплуатации опытно-промышленного участка Мыхпайского месторождения : Отчёт о НИР СибНИИИП (руководители Гарифуллин Г.Х., Пантелеева Н.Г. и др.). – Тюмень, 1975. – 62 с.
5. Технологическая схема разработки Мыхпайского месторождения : Отчёт о НИР СибНИИИП (руководители Батулин Ю.Е., Гарифуллин Г.Х., Пономарёва И.А.). – Тюмень, 1976. – 42 с.
6. Уточнённые проекты разработки по месторождениям объединения Нижневартовскнефтегаз (Аганское, Северо-Покурское, Покачевское, Мыхпайское, Варьеганское, Северо-Варьеганское, Мегионское, Ватинское). Мыхпайское месторождение : Отчёт о НИР СибНИИИП (руководители Гарифуллин Г.Х. и др.). – Тюмень, 1978. – 99 с.
7. Авторский надзор за разработкой месторождений объединения Нижневартовскнефтегаз (Мегионское, Аганское, Ватинское, Мыхпайское, Северо-Покурское) : Отчёт о НИР СибНИИИП (руководители Гарифуллин Г.Х. и др.). – Тюмень, 1981. – 314 с.
8. Технологическая схема разработки залежей пластов БВ₁₀, ЮВ₁ Мыхпайского месторождения : Отчёт о НИР СибНИИИП (руководители Гарифуллин Г.Х., Толмачёв Ф.И. и др.) – Тюмень, 1983. – 168 с.
9. Проект разработки Мыхпайского месторождения : Отчёт о НИР СибНИИИП (руководитель Бриллиант Л.С.). – Тюмень, 1988. – 857 с.
10. Дополнительная записка к проекту разработки Мыхпайского нефтяного месторождения : Отчёт о НИР СибНИИИП (руководители Курамшин Р.М, Шпуров И.В. и др.). – Тюмень, 1991.
11. Авторский надзор за разработкой Мыхпайского месторождения : Отчёт о НИР СибНИИИП (руководитель Бриллиант Л.С.). – Тюмень, 1991. – 146 с.
12. Авторский надзор за разработкой Мыхпайского месторождения: Отчёт о НИР СибНИИИП (руководитель Заболотнов А.Р.). – Тюмень, 1997. – 87 с.
13. РД 39-0147035-209-87 : Методическое руководство по оценке технологической эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов. – М., 1987.
14. Авторский надзор за осуществлением работ по закачке газа и газоводяных смесей на первоочередном участке Самотлорского месторождения и ШФЛУ на Мыхпайском месторождении : Отчёт о научно-исследовательской работе. – Тюмень: СИБНИИИП, 1985.
15. Трассерные исследования на объекте БВ₈ Мыхпайского месторождения : Отчёт ЗАО ЦИТН «ЭСТТ-нефть». – Нижневартовск, 1997.
16. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средства их тушения. Справочное издание в 2-ух книгах. – М. : Химия, 1990. – 384 с.
17. Бриллиант Л.С. и др. Методическая основа построения карт остаточных нефтенасыщенных толщин по объекту горизонта ЮВ₁ Ершового месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 9. – С. 43–46.
18. Землянский В.В. О приоритетах при выборе скважин-кандидатов для применения потокоотклоняющей технологии ПГС «Ритин» // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2003. – № 7.
19. Карпов В.Б., Лемешко Н.Н. Результаты применения инновационных технологий ОАО «РИТЭК» на нефтяных месторождениях Султаната ОМАН // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2003. – № 7.
20. Лысенко В.Д. К расчёту эффективности закачки «Ритина» в нефтяные пласты // Нефтепромысловое дело. – 2002. – № 3.
21. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 638 с.

22. Лысенко В.Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений. – М. : Недра, 2000. – 345 с.
23. Швецов И.А., Манырин В.Н. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов. Анализ и проектирование. – Самара, 2000. – 350 с.
24. Анализ эффективности применения МУН пластов на Мыхпайском месторождении [Электронный ресурс]. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625b3ad69b4d53a89521216c27_0.html
25. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 203 с.
26. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Методы повышения нефтеотдачи пластов: методические указания по изучению дисциплины «Методы повышения нефтеотдачи пластов» для студентов всех форм обучения специальности 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» и бакалавров по направлению 131000 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2011. – 75 с.
27. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
28. Савенок О.В., Антониади Д.Г. Перспективные методы решения прогнозных задач нефтедобычи с комплексом факторов затруднений // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М. : ВНИИОЭНГ, 2013. – № 4. – С. 35–38.
29. Савенок О.В. Анализ базовых научно-технических и научно-методических решений, применяемых в осложнённых условиях добычи. Разработка систем классификации методов и технологий // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). Отдельные статьи (специальный выпуск). – М. : Издательство «Горная книга», 2013. – № 7. – 58 с.
30. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ различных классификаций нефтяных пластов по продуктивности. Признаки трудноизвлекаемых запасов Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – М. : Издательство «Горная книга», 2013. – № 7. – С. 348–352.
31. Савенок О.В., Лаврентьев А.В., Березовский Д.А. Проектирование кислотной обработки пласта: методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Управление продуктивностью скважин» для студентов всех форм обучения направления подготовки 131000.62 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 86 с.
32. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 603 с.

References:

1. Calculation and recalculation of inventories of oil and associated gas on the fields of Western Siberia which are in development (the Mykhpaisky field) : The report about NIR SibNIINP (heads Sanin V.P., Medvedev N.I., Kovalchuk Yu.A., etc.). – Tyumen, 1974. – 240 p.
2. Revaluation of inventories of oil and gas on the Glavtyumenneftegaz fields which are in investigation and development. Mykhpaisky field (balance sheet inventories) : The report about NIR SibNIINP (head Sanin V.P. – Tyumen, 1986. – 242 p.
3. A geological and economic case of standards to stock counting of oil on fields of Western Siberia (the Mykhpaisky field) : The report about NIR SibNIINP (head Revenko V.M. – Tyumen, 1986. – 157 p.
4. Technological scheme of operation of the trial site of the Mykhpaisky field : The report about NIR SibNIINP (heads Garifullin G.H., Panteleeva N.G., etc.). – Tyumen, 1975. – 62 p.
5. Technological scheme of development of the Mykhpaisky field : The report about NIR SibNIINP (heads Baturin Yu.E., Garifullin G.H., Ponomaryova I. A.). – Tyumen, 1976. – 42 p.
6. The specified projects of software development to fields of consolidation Nizhnevartovskneftegaz (Agansky, North Pokursky, Pokachevsky, Mykhpaisky, Varyegansky, North Varyegansky, Megion, Vatinsky). Mykhpaisky field : The report about NIR SibNIINP (heads Garifullin G.H., etc.). – Tyumen, 1978. – 99 p.
7. Designer's service of development of fields of consolidation Nizhnevartovskneftegaz (Megion, Agansky, Vatinsky, Mykhpaisky, North Pokursky) : The report about NIR SibNIINP (heads Garifullin G.H., etc.). – Tyumen, 1981. – 314 p.
8. Technological scheme of development of deposits of BV₁₀, YuV₁ layers of the Mykhpaisky field : The report about NIR SibNIINP (heads Garifullin G.H., Tolmachyov F.I., etc.) – Tyumen, 1983. – 168 p.

9. Project of development of the Mykhpaysky field : The report about NIR SibNIINP (head Brilliant L.S. – Tyumen, 1988. – 857 p.
10. An additional note to the project of development of the Mykhpaysky oil field : The report about NIR SibNIINP (heads Kuramshin R.M, Shpurov I.V., etc.). – Tyumen, 1991.
11. Designer's service of development of the Mykhpaysky field : The report about NIR SibNIINP (head Brilliant L.S. – Tyumen, 1991. – 146 p.
12. Designer's service of development of the Mykhpaysky field : The report about NIR SibNIINP (the head Zabolotnov A.R.). – Tyumen, 1997. – 87 p.
13. RD 39-0147035-209-87 : A methodical management according to technological efficiency of hydrodynamic methods of increase in oil recovery of layers. – M, 1987.
14. Designer's service of implementation of works on pumping gas and gas-water mixes on the first-priority site of Samotlor field and ShFLU on the Mykhpaysky field : Report on research work. – Tyumen : SibNIINP, 1985.
15. Trasserny researches on an object BV8 of the Mykhpaysky field : Report of Private Company TsITN ESTT-neft. – Nizhnevartovsk, 1997.
16. Fire-and-explosion hazard of substances and materials and means of their suppression. The reference media in 2 books. – M. : Chemistry, 1990. – 384 p.
17. Brilliant L.S., etc. A methodical basis of creation of cards residual the neftenasy-shchennykh of thickness on an object of the horizon of YuV₁ of the Ershovy field // Oil economy. – 2000. – No. 9. – P. 43–46.
18. Zemlyansky V.V. O priorities in case of the choice of candidate wells for application on-tokootklonyayushchey technology PGS «Ruthin» // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2003. – No. 7.
19. Karpov V.B., Lemeshko N.N. Results of use of innovative technologies of JSC «RITEK» on oil fields of the Sultanate of Oman // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2003. – No. 7.
20. Lysenko V.D. To calculation of efficiency of downloading Ruthin in oil layers // Oil-field case. – 2002. – No. 3.
21. Lysenko V.D. Development of oil fields. Designing and analysis. – M. : LLC Nedra-Businesssentr, 2003. – 638 p.
22. Lysenko V.D. Innovative development of oil fields. – M. : Subsoil, 2000. – 345 p.
23. Shvetsov I.A., Manyrin V.N. Physical and chemical methods of increase in oil recovery of layers. Analysis and designing. – Samara, 2000. – 350 p.
24. Efficiency analysis of application of MUN of layers on the Mykhpaysky. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625b3ad69b4d53a89521216c27_0.html
25. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Teoreticheskiye bases of development of oil and gas fields : education guidance. – Krasnodar : Education South, 2011. – 203 p.
26. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Methods of increase in oil recovery of layers : methodical instructions for studying of discipline «Methods of increase in oil recovery of layers» for students of all forms of education of specialty 130503 «Development and operation of oil and gas fields» and bachelors in the direction 131000 «Oil and gas case». – Krasnodar : Prod. KyBTU, 2011. – 75 p.
27. Savenok O.V. Optimization of functioning of the operational equipment for increase in efficiency of oil-field systems with the complicated production conditions. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013. – 336 p.
28. Savenok O.V., Antoniadi D.G. Perspective methods of the solution of forecast tasks of oil production with a complex of factors of difficulties // the Scientific and technical magazine «Construction of Oil and Gas Wells by Land and by Sea». – M. : VNIOENG, 2013. – No. 4. – P. 35–38.
29. Savenok O.V. The analysis of the basic scientific and technical and scientific and methodical decisions applied in the complicated production conditions. Development of systems of classification of methods and technologies // Mountain information and analytical bulletin (scientific and technical magazine). Individual clauses (special release). – M. : Mountain Book publishing house, 2013. – No. 7. – 58 p.
30. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Arutyunyan Ampere-second. Analysis of various classifications of oil layers by productivity. Signs of hardly removable inventories Mountain informatsion-but-analytical bulletin (scientific and technical magazine). – M. : Mountain Book publishing house, 2013. – No. 7. – P. 348–352.
31. Savenok O.V., Lavrentyev A.V., Berezovsky D.A. Designing of acid handling of layer : methodical instructions to a practical training for discipline «Management of productivity of wells» for students of all forms of education of the direction of preparation 131000.62 «Oil and gas case». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2014. – 86 p.
32. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology in case of a construction of oil and gas wells : the education guidance for students of higher education institutions. – Krasnodar : Education South, 2011. – 603 p.