КазМунайГаз	Акционерное общество «Национальная компания «КазМунайГаз»	
Название документа	**Правила технико-экономической оценки технологий методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти на стадии планирования и проведения опытно-промышленных испытаний на месторождениях операционных нефтедобывающих организаций группы компаний АО НК «КазМунайГаз»**	
Тип документа: **Правила ИСУ**	**KMG-PR-5483.1-44**	**стр. 1 из 50**
Разработал: Бошманов Б. И. «___» _____ 2024г.	Проверил: Абылханов Е. Д. «___» _____ 2024г.	Утверждены решением Правления АО НК «КазМунайГаз» от «29» 08 2024 г. Протокол № 47

1. Цель документа и общие положения

1.1. Целью настоящих Правил является установление единого порядка и методических подходов по технико-экономической оценке (далее - ТЭО) технологий методов увеличения нефтеотдачи (далее - МУН), интенсификации добычи нефти (далее - ИДН) и водоизоляции на месторождениях операционных нефтедобывающих организаций (далее - НДО) группы компаний АО НК «КазМунайГаз» (далее - КМГ) при планировании и проведении опытно-промышленных испытаний (далее - ОПИ).

1.2. ТЭО технологий МУН, ИДН и водоизоляции заключается в определении рентабельности и экономического эффекта при планировании и проведении ОПИ, базирующихся на предварительных и фактических расчетах технологических показателей эксплуатации скважин, групп скважин, отдельных залежей, эксплуатационных объектов или месторождения в целом. Технологии МУН, ИДН и водоизоляции подбираются с учетом геологического строения месторождения, физико-химических свойств флюидов, текущего состояния разработки с целью увеличения добычи. Эффективность определяется путем сравнения фактических показателей с показателями базового (текущего) варианта эксплуатации скважины или разработки объекта (участка), реализуемого до применения МУН, ИДН или водоизоляции.

1.3. Технологическая эффективность в зависимости от методов воздействия характеризуется:

- Дополнительной добычей нефти за счет повышения нефтеотдачи пласта, т.е. добычей дополнительно приращенных извлекаемых запасов нефти;
- Увеличением текущего дебита нефти за счет ИДН;
- Снижением обводненности добываемой продукции/снижением добычи попутно-добываемой пластовой воды.

1.4. Далее проводится экономическая оценка результатов ОПИ, по итогам которой определяется экономический эффект от промысловых испытаний технологий МУН, ИДН и водоизоляции в виде потока денежной наличности (чистый денежный поток) и индекса доходности за расчетный период.

2. Область применения

2.1. Применение настоящих Правил НДО осуществляется в установленном порядке путем разработки и утверждения аналогичных Правил НДО или приведения внутренних документов НДО КМГ в соответствие с настоящими Правилами.

2.2. Порядок учета заявок от потенциальных Исполнителей НДО, организация и проведение ОПИ в НДО и ТОО «КМГ Инжиниринг» (далее – КМГИ) проводится в соответствии с утвержденными Правилами организации, проведения и учета опытно-промышленных испытаний новых видов техники, технологий, материалов и оборудования при добыче нефти и газа группы компаний АО НК «КазМунайГаз» [1].

2.3. Порядок организации подбора и внедрения новых химических реагентов (далее – ХР) на объектах добычи, сбора, подготовки и транспорта углеводородного сырья и воды, и проведения входного контроля ХР проводится в соответствии с утвержденными Типовыми правилами организации подбора, проведения испытаний, внедрения и входного контроля химических реагентов в ДЗО АО НК «КазМунайГаз» [2].

3. Определения и сокращения

3.1. Для целей настоящих Правил применяются следующие определения и сокращения:

№	Сокращение/термин	Определение
1	**AACE**	Association for the Advancement of Cost Engineering (Международная Ассоциация Развития Стоимостного Инжиниринга);
2	**ASP**	Щёлочь-ПАВ-полимерная композиция;
3	**SAGD**	Steam assisted graivity drainage (парогравитационное дренирование);
4	**АО**	Акционерное общество;
5	**АСК**	Алкилированная серная кислота;
6	**АСПО**	Асфальтосмолопарафиновые отложения;
7	**Базовая добыча**	Добыча нефти по добывающему фонду скважин за анализируемый период без учета дополнительной добычи от проведения мероприятий;
8	**ВВГ**	Влажное внутрипластовое горение;
9	**ВВФ**	Водовоздушный фактор;
10	**ВГВ**	Водогазовое воздействие;
11	**ВНС**	Ввод новых скважин (вертикальные/наклонно-направленные);
12	**ВПП**	Выравнивание профиля приемистости;

№	Сокращение/термин	Определение
13	**ГРП**	Гидроразрыв пласта;
14	**Группа компаний КМГ**	КМГ и юридические лица, в которых пятьдесят и более процентов голосующих акций (долей участия) прямо или косвенно принадлежат КМГ на праве собственности или доверительного управления, а также юридические лица, деятельность которых КМГ вправе контролировать. Примечание. Под косвенной принадлежностью КМГ понимается владение на праве собственности или доверительного управления каждой последующей организацией КМГ голосующими акциями (долями участия) иной организации. Под контролем над деятельностью юридических лиц понимается возможность определять принимаемые ими решения или для принятия решения необходимо единогласие всех акционеров (участников);
15	**ГТМ**	Геолого-технические мероприятия;
16	**НДО (или ОДА)**	Дочерние организации и зависимые общества группы компаний КМГ, осуществляющие геологоразведочные работы, разработку месторождений, процессинг добычи и подготовки углеводородного сырья или операционный добывающий актив КМГ;
17	**ИДН**	Интенсификация добычи нефти;
18	**Интенсификация добычи нефти**	Мероприятия, направленные на увеличение текущей добычи нефти без влияния на конечную нефтеотдачу;
19	**КИН**	Коэффициент извлечения нефти;
20	**КМГИ**	ТОО «КМГ Инжиниринг», включая Атырауский филиал и филиал «КазНИПИмунайгаз»;
21	**Методы водоизоляции**	Методы, направленные на блокирование обводненных интервалов пласта, каналов, трещин, ограничивая поступление воды в добывающую скважину, сдерживание прорывов воды из нагнетательных в добывающие скважины;
22	**Методы увеличения нефтеотдачи**	Методы увеличения нефтедобычи представляют собой новые технологии, применяемые для увеличения объемов добычи нефти и КИН, используются для повышения эффективности добычи нефти, когда традиционные методы недостаточно эффективны;
23	**МУН**	Методы увеличения нефтеотдачи;
24	**КМГ**	АО НК «КазМунайГаз»;
25	**НТС КМГ**	Научно-технический совет КМГ при ТОО «КМГ Инжиниринг»;
26	**НЭК**	Нарушение эксплуатационной колонны;
27	**ОВП**	Ограничение водопритока;
28	**Опытно-промышленные испытания (ОПИ)**	Опытно-промышленные испытания новых техник и технологий добычи нефти, методов увеличения нефтеотдачи, нефтедобывающего оборудования и программного обеспечения ранее не используемые на месторождениях НДО;
29	**ПАВ**	Поверхностно-активные вещества;
30	**ПВЛГ**	Переходы на вышележащие горизонты;

№	Сокращение/термин	Определение
31	ПВР	Прострелочно-взрывные работы или реперфорация, приобщение и дострел;
32	ПГИ	Промыслово-геофизические исследования скважин;
33	ПЗП	Призабойная зона пласта;
34	Правила ОПИ	Правила организации, проведения и учета опытно-промышленных испытаний новых видов техники, технологий, материалов и оборудования при добыче нефти и газа группы компаний АО НК «КазМунайГаз»;
35	РИР	Ремонтно-изоляционные работы;
36	СВВГ	Сверхвлажное внутрипластовое горение;
37	СГ	Сухое горение;
38	СКО	Соляно-кислотная обработка;
39	Технологическая эффективность	Дополнительная добыча нефти за счет проведения мероприятий, сокращение попутно-добываемой воды;
40	ТЭО	технико-экономическая оценка технологий методов МУН, ИДН и водоизоляции по увеличению нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти НДО КМГ с целью определения рентабельности и экономического эффекта при планировании и проведении ОПИ;
41	ТЭС	Технико-экономический совет ТОО «КМГ Инжиниринг», постоянно действующий консультативно-совещательный орган для коллегиального обсуждения и выработки предложений и рекомендаций по решению технико-экономических, инновационных и производственно-технических вопросов;
42	УВ	Углеводороды (нефть, газ, конденсат);
43	ХВ	Характеристика вытеснения;
44	ХР	Химический реагент;
45	ШФЛУ	Широкие фракции легких углеводородов;
46	Экономическая оценка	Анализ показателей экономического эффекта результатов ОПИ МУН, ИДН и водоизоляции;
47	Экономический эффект	Разница между доходами и затратами НДО, полученными по результатам опытно-промышленных испытаний, ввиде потока денежной наличности (чистый денежный поток);
48	Цена-netback	Средневзвешенная цена реализации 1 тонны нефти за вычетом скидки за качество нефти, налога на добычу полезных ископаемых, рентного налога, экспортной таможенной пошлины и расходов на транспортировку нефти, а также обязательных платежей в зависимости от специфики реализации с учетом долей по направлениям реализации, включая экспорт и внутренний рынок;
49	NPV	Дисконтированный поток денежной наличности (чистая приведённая стоимость);
50	IRR	Внутренняя норма доходности (ставка дисконтирования при которой NPV проекта равен нулю);
51	PI	Индекс доходности (отношение NPV к первоначальным инвестициям).

4. Ответственность

4.1. Решение о реализации и остановке ОПИ НДО, корректировке программы НДО и промышленном внедрении по результатам ОПИ технологий МУН принимается на НТС КМГ.

4.2. Решение о промышленном внедрении по результатам ОПИ технологий ИДН/ Водоизоляции принимается на НТС НДО, далее при положительном решении выносится на рассмотрение НТС КМГ.

4.3. Ответственность за реализацию и контроль ОПИ МУН/ ИДН/ Водоизоляции на основании утвержденной программы, несут первые руководители НДО, курирующие соответствующие направления.

4.4. Ответственность за предоставление корректных исходных технологических и экономических данных при планировании и проведении ОПИ МУН/ ИДН/ Водоизоляции несут соответствующие структурные подразделения НДО.

4.5. Ответственность за подбор технологий, проведение лабораторных исследований, обоснование применимости технологий МУН/ИДН/Водоизоляции, составление программ исследовательских работ, НДО, анализ технологической и экономической эффективности ОПИ НДО несет КМГИ.

4.6. Ответственность за выбор участков для реализации ОПИ НДО, составление программы проведения и мониторинг ОПИ НДО возлагается на НДО и КМГИ в рамках их компетенций.

4.7. Контроль за реализацией программ ОПИ НДО возлагается на Блок добычи нефти и газа КМГ и первых руководителей НДО.

5. Описание процесса

5.1. Классификация технологий

На сегодняшний день актуальной задачей нефтяной отрасли является применение новых современных и апробированных технологий нефтедобычи, позволяющих значительно увеличить нефтеотдачу разрабатываемых залежей, на которых традиционными методами извлечь значительные остаточные запасы нефти затруднительно.

Выбор применения технологий, указанных ниже, как и выбор последовательности их применения, должен определяться отдельно для каждой залежи с учётом геолого-физической характеристики пластов и на основе необходимого комплекса исследований.

В целом, все методы воздействия на залежь с целью повышения нефтеотдачи пластов можно разделить на три большие группы (Рисунок 5.1.1):

1) третичные МУН;
2) методы ИДН;
3) методы водоизоляции.

Третичные МУН

К третичным относятся МУН, основанные на повышении извлечения нефти за счет изменения физико-химических свойств вытесняемой нефти путем закачки определенных видов вытесняющих агентов (химические реагенты, теплоносители, газы) либо за счет изменения свойств вытесняющего агента (к примеру, загущение закачиваемой воды полимером). Третичные МУН разделяются на тепловые, газовые, химические, микробиологические (Рисунок 5.1.2).

Методы ИДН

Методы ИДН представляют собой направленное воздействие на призабойную зону пласта (ГРП, СКО, применение забойных нагревателей и др.). Другими словами, методы интенсификации направлены на увеличение текущей добычи нефти, но не имеют в большинстве случаев значительного влияния на конечную нефтеотдачу, имеют незначительные объемы дополнительной добычи и продолжительность эффекта.

Детализированная классификация технологий, принадлежащих к методам ИДН, представлена на Рисунок 5.1.3. По мере появления новых технологий указанный перечень может быть дополнен.

Методы водоизоляции

Представляют собой целенаправленное воздействие на ПЗП с целью блокирования обводненных интервалов пласта, каналов, трещин, ограничения поступления воды в добывающую скважину, перераспределения закачиваемых объемов воды в нагнетательные скважины по вертикали и по площади (Рисунок 5.1.4). В основном для водоизоляции используются химические реагенты, а также специальное оборудование (пакеры и др.).

Описание технологий МУН/ ИДН/ Водоизоляции приведено в форме KMG-F-5488.1-44/KMG-PR-5483.1-44.



Рисунок 5.1.1 Класификация методов воздействия с целью повышения нефтеотдачи пластов



Рисунок 5.1.2 Класификация способов разработки месторождений нефти



Рисунок 5.1.3 Класификация методов ИДН



Рисунок 5.1.4 Класификация методов водоизоляции

5.2. Критерии оценки, основные этапы планирования и проведения ОПИ технологий МУН, ИДН и водоизоляции

5.2.1. Критерии оценки эффективности технологий МУН, ИДН и водоизоляции

Одной из важных задач нефтегазовой промышленности является объективная оценка технико-экономической эффективности от применения МУН, ИДН и водоизоляции. Особенно это актуально на этапе проведения ОПИ, в процессе которых принимается решение о целесообразности промышленного внедрения МУН/ ИДН/ водоизоляции для всего месторождения. Оценка эффективности для каждого типа МУН, ИДН и водоизоляции требует учета различных критериев и параметров в зависимости от специфики проявления их воздействия. Оценка эффективности технологий МУН, ИДН и водоизоляции включает в себя ряд основных и косвенных критериев, которые помогают определить, насколько успешно МУН/ ИДН/ водоизоляции реализованы и как они влияют на добычу.

Критерии оценки эффективности условно можно разделить на **количественный** и **качественный:**

Количественные критерии оценки эффективности представляют собой параметры, которые используются для определения эффективности, применяемой технологий МУН, ИДН и водоизоляции. Они служат основой для анализа и сравнения различных альтернатив с целью принятия обоснованных решений. Основные критерии оценки эффективности включают увеличение объема добычи нефти, снижение обводненности и сокращение попутно-добываемой воды.

Качественные критерии оценки эффективности МУН, ИДН и водоизоляции представляют собой показатели, которые не являются непосредственными мерами эффективности самого процесса увеличения нефтеотдачи, но позволяют оценить его влияние на различные аспекты добычи нефти и эксплуатации месторождений.

Некоторые из количественных и качественных критериев, используемых для оценки эффективности МУН, ИДН и водоизоляции представлены в Таблица 5.2.1.

Количественные критерии технологической эффективности МУН, ИДН и водоизоляции: *дополнительная добыча нефти и сокращение попутно-добываемой воды,* в свою очередь, подлежат экономической оценке.

Критерии и основные показатели оценки экономической эффективности технологий МУН, ИДН и водоизоляции представлены в Таблица 5.2.2.

Таблица 5.2.1 Критерии оценки технологической эффективности МУН, ИДН и водоизоляции

Вид МУН/ИДН		Наименование	Количественный		Качественный			
			Дополнительная добыча нефти	Сокращение попутно-добываемой воды	Перераспределение фильтрационных потоков по результатам ПГИ до и после	Увеличение Кпрод/Кприем	Изменение температуры пластовой/призабойной зоны скважины	Увеличение КИН
МУН	Химические	Полимерное заводнение	+	+	+			+
		ПАВ-полимерное заводнение	+	+	+			+
		Щелочь-ПАВ-полимерное заводнение	+	+	+			+
		Щелочное заводнение	+					+
	Тепловые	Закачка пара	+	+			+	+
		Закачка горячей воды	+	+			+	+
		Внутрипластовое горение	+	+			+	+
	Газовые	Закачка углеводородного газа	+	+				+
		Водогазовое воздействие	+	+				+
ИДН	Физические	ГРП	+			+		+
		Перфорационные методы	+			+		
		Волновое или вибрационное воздействие	+			+		
		Электромагнитное воздействие	+	+		+		
	Химические	Кислотные обработки	+			+		
		Воздействие нефтерастворимыми и водорастворимыми растворителями	+					
		Обработка растворами ПАВ	+					
	Тепловые	Паротепловые обработки/пароциклические обработки	+				+	
		Закачка теплоносителей (ОГН, ОГВ и тп)	+				+	
		Электропрогрев стационарный/периодический	+				+	
	Комбинированные	Термокислотная обработка	+			+	+	
		Термогазохимическое воздействие	+				+	
		Закачка бинарных смесей	+				+	
		Кислотный ГРП	+			+		+
		Электрогидравлическое воздействие	+			+		

Вид МУН/ИДН		Наименование	Количественный		Качественный			
			Дополнительная добыча нефти	Сокращение попутно-добываемой воды	Перераспределение фильтрационных потоков по результатам ПГИ до и после	Увеличение Кпрод/К прием	Изменение температуры пластовой/ призабойной зоны скважины	Увеличение КИН
		Термоакустическое воздействие	+			+	+	
Водоизоляция	Химические	Выравнивание профиля приемистости	+	+	+			
		Ограничение водопритока	+	+	+			

Таблица 5.2.2 Критерии и основные показатели оценки экономической эффективности МУН, ИДН и водоизоляции

Критерии	- цена реализации нефти; - затраты по транспортировке нефти; - производственные затраты; - налоги, относимые к производственным затратам; - затраты на внедрение новых технологий
Основные показатели	- выручка от реализации нефти; - эксплуатационные затраты; - капитальные затраты; - прибыль/убыток; - денежный поток
Экономический эффект	- накопленный дисконтированный поток денежной наличности (NPV); - внутренняя норма доходности (IRR); - индекс доходности (PI)

5.2.2. Основные этапы планирования и проведения ОПИ МУН, ИДН и водоизоляции

Для успешной реализации ОПИ технологии МУН/ИДН/водоизоляции необходимо качественно и своевременно выполнить следующие этапы предварительных работ, описанных в Таблица 5.2.3.

Таблица 5.2.3 Основные этапы планирования ОПИ МУН/ИДН/Водоизоляции

№	Этапы	Описание проводимых работ	Ответственный
1	Инициирование проведения ОПИ	Обзор применения и описание технологий	НДО, КМГИ
2	Анализ и оценка применимости технологии	Изучение существующих технологий. Оценка их применимости к конкретным месторождениям.	КМГИ

№	Этапы	Описание проводимых работ	Ответственный
3	Подбор участков и скважин для реализации	Идентификация подходящих участков и скважин для внедрения технологии с учетом их геологических и технических характеристик.	КМГИ/ НДО
4	Лабораторные и другие методы исследования	Проведение лабораторных тестов для определения эффективности предлагаемой технологии. Применение других методов исследования для получения данных.	КМГИ
5	Разработка программы исследовательских работ и проведения ОПИ	Разработка плана проведения ОПИ. Определение последовательности и сроков работ.	НДО/ КМГИ
6	Прогноз технологических показателей эффективности	Прогноз технологических показателей эффективности с использованием аналитических методов/ГГДМ	КМГИ/ Подрядчик
7	Предварительная ТЭО от реализации ОПИ	Анализ затрат и потенциальных доходов от внедрения технологии. Предварительная оценка эффективности проекта.	НДО/ КМГИ
8	Принятие решения о реализации программы ОПИ	МУН - решение НТС. ИДН/Водоизоляция – согласно Правилам ОПИ.	КМГ/ КМГИ

Каждый из этих этапов требует детального планирования, организации и контроля, чтобы обеспечить успешную реализацию МУН/ ИДН/ Водоизоляции.

По результатам предварительной ТЭО принимается решение о дальнейшей целесообразности проведения ОПИ МУН/ ИДН/ Водоизоляции на месторождениях.

Основные этапы проведения ОПИ МУН/ ИДН/ Водоизоляции на месторождениях приведены Таблица 5.2.4.

Таблица 5.2.4 Основные этапы проведения ОПИ МУН/ИДН/Водоизоляции

№	Этапы	Описание проводимых работ	Ответственный
1	Реализация программы ОПИ	Проведение ОПИ выбранной технологии.	НДО
2	Ежемесячный мониторинг технологической эффективности	Постоянное отслеживание технологических параметров скважин. Ежемесячный анализ технологической эффективности и сравнение с прогнозными данными.	КМГИ

№	Этапы	Описание проводимых работ	Ответственный
3	ТЭО результатов ОПИ	Ежегодное (для МУН) и по завершению проведение ТЭО эффективности ОПИ. Сравнение фактических и прогнозных показателей.	НДО/ КМГИ
4	Подведение итогов ОПИ	Рассмотрение результатов и принятие решение по итогам ОПИ на НТС КМГ	НТС КМГ

После завершения этих этапов, основываясь на ТЭО, принимается решение о целесообразности дальнейшего внедрения МУН/ ИДН/ Водоизоляции на месторождениях НДО.

5.2.3. Анализ и оценка применимости МУН, ИДН и водоизоляции

В данном разделе представлены основные методы анализа и оценки применимости МУН/ВПП. Для предварительной оценки применимости на первом этапе проводится скрининг месторождений по общепринятым критериям выбранной технологии МУН/ВПП, описанный в разделе 5.1. Необходимо оценить, насколько выбранные МУН/ВПП соответствуют характеристикам месторождения. Кроме этого, осуществляется поиск различных месторождений-аналогов со схожими геолого-физическими характеристиками, по которым применялась технология МУН/ВПП. По результатам скрининга и с учетом анализа опыта внедрения на месторождениях-аналогах обосновывается применимость технологии МУН/ВПП для условий каждого конкретного месторождения.

Необходимо учитывать, что для каждого МУН/ВПП существуют свои критерии применимости, которые обусловлены особенностями реализуемого процесса разработки месторождения. Но есть общие критерии для всех видов МУН/ВПП, которые определяют целесообразность применения их на месторождении.

Принципы анализа и оценки применимости ИДН/ОВП включают в себя следующие аспекты:

- Анализ геологических данных: он включает изучение геологической структуры месторождения, его свойств и характеристик, а также определение и распределение нефтенасыщенных пластов;
- Оценка технической осуществимости: сюда входит оценка доступности и применимости различных методов ИДН/ОВП, таких как гидравлический разрыв пласта и другие;
- Экономический анализ: он включает оценку затрат на внедрение и применение методов ИДН/ОВП, а также прогнозирование возможных экономических выгод от их применения.

Все эти аспекты должны быть учтены при анализе и оценке применимости ИДН, чтобы принять обоснованное решение о ее применении на конкретном месторождении.

5.2.4. Подбор участков и скважин для реализации МУН, ИДН и водоизоляции

5.2.4.1 Подбор участков для реализации МУН

Пилотный участок для проведения ОПИ МУН должен быть показательным и отражать основные характеристики всего месторождения/залежи по геолого-физическим, технологическим показателям и по применяемой системе разработке. Это позволит более объективно оценить перспективы промышленного внедрения технологии увеличения нефтеотдачи (МУН).

При подборе потенциальных участков для проведения ОПИ МУН необходимо учитывать применяемые методы воздействия на залежь. Вариант базового метода разработки обосновывается в проектных документах на разработку месторождения. Режим истощения пластовой энергии может являться базовым вариантом для объектов, разрабатываемых тепловыми методами (если применение заводнения нецелесообразно). Базовым вариантом для участков ОПИ химических и газовых МУН, обычно является заводнение, соответственно, оценка эффективности МУН проводится в сравнении с закачкой водой.

При выборе потенциальных участков для ОПИ МУН необходимо руководствоваться критериями применимости технологии, описанными в форме KMG-F-5488.1-44/KMG-PR-5483.1-44.

Также на данном этапе проводится детальный анализ месторождения, где ожидается проведение ОПИ МУН:

- геологического строения;
- физико-химических свойств флюидов;
- текущего состояния разработки;
- технического состояния скважин;
- выработки запасов нефти;
- энергетического состояния залежи;
- результаты ранее проведенных ГДИС;
- эффективность ранее проведенных ОПИ;
- эффективности ранее проведенных ГТМ;
- состояния наземной инфраструктуры.

Ниже приведены основные требования к участкам, где планируется проведения ОПИ по МУН.

Таблица 5.2.5 Основные критерии применимости МУН

№ п/п	Основные требования к участкам	Вид МУН		
		Химические	Тепловые	Газовые
1	Наличие геологической и гидродинамической связанности коллекторов	+	+	+
2	Наличие вертикальной неоднородности по проницаемости	+		
3	Наличие остаточных извлекаемых запасов	+	+	+
4	Удовлетворительное техническое состояние скважин (НЭК)	+	+	+
5	Сформированная сетка скважин	+	+	+
6	Отсутствие высокопроводимых естественных и искусственных трещин	+	+	+
7	Расстояние между нагнетательными и добывающими скважинами не более, м	**<500***	**<300**	**<600**
8	Расположение нагнетательных скважин в чистонефтяных зонах (ЧНЗ)	+	+	+
9	Опережающая обводненность над выработкой НИЗ	+	+	**+ (для ВГВ)**
10	Наличие ППД	+		+

* - при наличии трассерных исследований и других исследований по ячейке воздействия, критерий «расстояние <500 м» не является ограничивающим фактором.

По результатам анализа геолого-промысловых данных все подобранные участки должны быть проранжированы по основным показателям (остаточные запасы нефти, недостижение КИН, превышение обводненности над выработкой запасов и др.) для дальнейшего технико-экономического анализа и определения наиболее перспективных для проведения ОПИ и промышленного внедрения технологии МУН.

В целях дополнительного изучения параметров потенциальных участков, уточнения показателей работы скважин и текущего состояния разработки составляется план исследовательских работ по потенциальным участкам проведения ОПИ.

5.2.4.2 Подбор участков для реализации ВПП

Участки для проведения ОПИ ВПП должны соответствовать следующим критериям:

- наличие остаточных извлекаемых запасов нефти;
- опережающее обводнение продукции добывающих скважин над выработкой запасов (> 10-20%);
- сформированная сетка скважин;
- наличие гидродинамической связи нагнетательных и добывающих скважин;
- наличие послойной неоднородности по проницаемости;

- неравномерный уход закачиваемой воды в нагнетательной скважине по данным ПГИ;
- удовлетворительное техническое состояние скважин (отсутствие НЭК, заколонных перетоков и пр.);
- отсутствие в течении 90 календарных дней до начала ОПИ ВПП проведенных ГТМ, направленных на повышение добычи нефти со значительным эффектом, оказывающим влияние на расчет базовой добычи.

Необходимо отметить, что при выборе участков для проведения ОПИ ВПП необходимо исключать те участки из списка кандидатов, на которых наблюдается увеличение дебита нефти за последние 90 календарных дней до начала мероприятия.

5.2.4.3 Подбор участков для реализации ИДН/ОВП

Подбор скважин для реализации ИДН/ОВП осуществляется на основе комплексного анализа геолого-технических данных и геофизических исследований. Основные критерии подбора скважин-кандидатов и участков представлены ниже:

- загрязнение призабойной зоны скважин и, соответственно, снижение продуктивности скважин;
- наличие ОИЗ;
- сформированная сетка скважин (при воздействии на нагн. скважину);
- наличие гидродинамической связи нагнетательных и добывающих скважин (при воздействии на нагн. скважину);
- наличие послойной неоднородности по проницаемости (в зависимости от критериев технологии ИДН/ОВП);
- удовлетворительное техническое состояние скважин (отсутствие НЭК, заколонных перетоков и пр.);
- прогрессирующая обводненность добываемой продукции;
- допустимая максимальная обводненность (в зависимости от критериев технологии ИДН/ОВП).

5.2.5. Лабораторные исследования

Лабораторные исследования играют фундаментальную роль в обосновании и оценке применимости технологий увеличения нефтеотдачи. Каждый метод повышения нефтеотдачи требует проведения своего индивидуального комплекса лабораторных исследований.

Описание основных этапов проведения лабораторных исследований по основным технологиям МУН и водоизоляции приведено в форме KMG-F-5489.1-44/KMG-PR-5483.1-44.

5.2.6. Программа проведения ОПИ МУН, ИДН и водоизоляции

Программа проведения ОПИ по МУН, ИДН и водоизоляции представляет собой детальный план и последовательность действий, необходимых для успешного осуществления проекта. Общий план программы ОПИ по МУН, ИДН и водоизоляции должны включать следующие пункты, но не ограничиваясь:

- **Основные участники ОПИ:** информация об основном заказчике, сопровождающей организации (КМГИ) и подрядной организации (при наличии), реализующей мероприятие;
- **Основные объекты ОПИ:** описание основной информации об участке и скважинах, по которым будут проводится ОПИ;
- **Цель и обоснование применения технологии:** обоснование проведения ОПИ МУН, ИДН и водоизоляции на выбранных участка и скважинах, ожидаемые результаты и преимущества;
- **Основные критерии оценки успешности ОПИ:** включает основные критерии эффективности, по которым будет оценена успешность реализации ОПИ;
- **Сроки проведения ОПИ:** сроки реализации ОПИ на выбранных участках и скважинах;
- **Основные условия проведения ОПИ**: рассмотрение различных условий реализации ОПИ в зависимости вида МУН/ИДН/Водоизоляции;
- **Проведение ОПИ и мониторинг МУН/ИДН/Водоизоляции:** описание всех этапов по проведению промысловых исследований, мониторинга, контроля процессов закачки, параметров скважин и оценки технологической эффективности;
- **Подведение итогов ОПИ:** Итоговая ТЭО и вынесение полученных результатов на ТЭС КМГИ/НТС КМГ. Рассмотрение перспектив о дальнейшем внедрении и тиражировании технологии по результатам успешности ОПИ.

Представленные разделы программы проведения ОПИ могут меняться в зависимости от вида МУН/ИДН/Водоизоляции и их особенностейях реализации на месторождениях.

5.2.7. Методические подходы по прогнозу технологических показателей эффективности МУН/ИДН/Водоизоляции

Важным этапом при решении задач по увеличению нефтеотдачи месторождении является прогноз ожидаемой технологической эффективности

от применяемых МУН, ИДН и водоизоляции. Прогнозирование технологической эффективности МУН, ИДН и водоизоляции осуществляется с использованием различных методов и инструментов, учитывающих особенности конкретного месторождения и применяемых технологий. Существует следующие методические подходы для прогнозирования технологических показателей эффективности МУН/ ИДН/ Водоизоляции:

1) Аналитический подход: Этот метод основан на анализе фактических данных по эффективности МУН/ ИДН/ Водоизоляции, полученных на месторождениях-аналогах, а также по результатам ретроспективного анализа ранее апробированных МУН/ ИДН/ Водоизоляции на месторождениях НДО. Полученные данные используются для прогнозирования технологической эффективности МУН/ ИДН/ Водоизоляции на выбранных месторождениях в зависимости от разных параметров (удельная эффективность, зависимость прокачки полимерного раствора от заполнения порового объема и др.);

2) Гидродинамическое моделирование: основан на математическом моделировании процессов разработки пласта с применением МУН/ИДН/Водоизоляции на специализированном программном обеспечении для прогнозирования технологических показателей МУН/ИДН/Водоизоляции. Модели позволяют проводить прогнозные расчеты различных сценариев применения МУН/ИДН/Водоизоляции на месторождениях.

Использование одного из этих методов позволяет получить прогнозные технологические показатели эффективности от проведения МУН/ИДН/Водоизоляции и принять обоснованные решения при выборе наиболее оптимальных подходов к увеличению добычи нефти

Из-за неопределенности на этапе планирования, точное прогнозирование эффективности методов МУН представляется сложной задачей в связи с отсутствием опыта применения технологии МУН на данном месторождении. Эта неопределенность обусловлена ограниченным доступом к геологической информации месторождений-аналогов, разными технологическими параметрами реализации МУН и непредсказуемостью влияния других факторов, сказывающихся на успешном внедрении технологий МУН.

На этапе планирования крайне важно учитывать, что изменения в геологических условиях или технологических аспектах могут значительно повлиять на эффективность выбранной технологии МУН. Поэтому при проведении технологической оценки в таких условиях необходимо осуществлять расчеты с учетом допущений, учитывающих эту неопределенность. В связи с этим, для экономических расчетов эффективности на стадии планирования МУН допускается расчет и анализ результатов в

диапазоне -15/+25% (по аналогии с классификацией AACE) от прогнозного показателя дополнительной добычи.

Экономическая оценка эффективности с учетом данного диапазона проводится только для рассмотрения результатов на НТС КМГ, который принимает окончательное решение по проведению ОПИ МУН.

Принимаемые допущения в части изменения прогнозного показателя дополнительной добычи не учитываются при составлении договоров и технических спецификаций на выполнение работ по технологиям МУН и не влияют на условия проведения ОПИ.

5.3. Оценка технологической эффективности МУН/ ИДН/ водоизоляции

Эффективность МУН/ИДН/Водоизоляции определяется путем сравнения фактических результатов применения с базовым методом разработки объекта, который является основным вариантом до применения МУН/ИДН/Водоизоляции.

При определении эффективности применения МУН/ИДН/Водоизоляции на текущей стадии разработки объекта за базовый вариант принимается тот метод, который применяется на этом объекте до начала применения, анализируемого МУН/ИДН/Водоизоляции согласно реализуемому проектному документу [3].

Технологическая эффективность применения МУН/ИДН/Водоизоляции характеризуется в зависимости от метода:

- дополнительной добычей нефти;
- сокращением объема попутно добываемой воды;
- увеличением коэффициента извлечения нефти (для МУН).

5.3.1. Расчет технологической эффективности МУН

5.3.1.1 Обзор и классификация аналитических методов прогноза базовой добычи при реализации МУН

Для оценки технологической эффективности МУН на продуктивные пласты применяются характеристики вытеснения (ХВ). Под характеристиками вытеснения принято понимать аналитические и эмпирические зависимости изменения технологических параметров добычи пластовых жидкостей в ходе разработки.

Характеристики вытеснения отражают реальные процессы выработки запасов нефти и связанную с ними динамику обводнения продукции при разработке пластов. Характеристики вытеснения позволяют судить об эффективности выработки запасов нефти при отборе их из объектов

разработки. В практике разработки нефтяных месторождений, наряду с другими методами, характеристики вытеснения используются для оценки технологической эффективности мероприятий по совершенствованию систем разработки.

Существуют следующие виды характеристик вытеснении:

1) **Кривые обводнения** – это зависимости между накопленными отборами нефти, воды и (или) жидкости или зависимости между накопленными отборами и обводненностью добываемой продукции. Кривые обводнения характеризуют процесс обводнения скважин (участка) в зависимости от накопленной добычи жидкости;

2) **Кривые падения** – это зависимости между текущей добычей нефти от фактора времени, а также зависимости между текущей и накопленной добычей нефти. Кривые падения характеризуются изменением добычи нефти во времени.

Кривые обводнения применяют при определении технологического эффекта МУН, проводимых на обводненных скважинах, **кривые падения** – на скважинах малообводненных и безводных скважинах.

Характеристики вытеснения подразделяются на интегральные и дифференциальные.

Интегральные характеристики вытеснения используют накопленные показатели за историю разработки (добыча жидкости, воды, нефти), в отличие от дифференциальных, не используют такие параметры как обводненность продукции или текущие отборы флюидов. Интегральные методы, как правило, устойчивы, слабо реагируют на случайные кратковременные изменения процесса разработки месторождения и меняют свою форму лишь при существенных изменениях процессов извлечения нефти в значительном объеме разрабатываемого пласта [4].

Дифференциальные характеристики вытеснения, включающие в себя такие величины, как текущая добыча нефти, нефтесодержание в добываемой продукции или водонефтяной фактор, значительно менее устойчивы, требуют более тщательной обработки данных, отсеивания случайных факторов при их построении и использовании для определения эффективности методов повышения нефтеотдачи пластов [4].

При оценке технологической эффективности МУН более надежные оценки дают интегральные кривые, так как менее зависят от текущих кратковременных изменений обводненности и дебита нефти.

Надежность количественных оценок эффективности МУН по характеристикам вытеснения в значительной степени зависит от качества исходных данных по добыче, величины запасов нефти, степени и характера их

выработки, стабильности системы разработки, порядка и темпа ввода в разработку месторождения или его участков, а также от характера и объемов проводившихся мероприятий в предшествующий периоды. Различное сочетание этих основных факторов может оказывать существенное влияние на поведение характеристик вытеснения в процессе извлечения запасов нефти. Основным признаком, определяющим возможность использования конкретной интегральной характеристики вытеснения для экстраполяции на прогнозный период, является прямолинейный характер на конечном участке к моменту начала применения МУН на рассматриваемом объекте.

К настоящему времени известно более 70 видов ХВ используемые для прогноза базовой добычи нефти. В форме KMG-F-5490.1-44/KMG-PR-5483.1-44 представлено большинство из этих используемых ХВ на практике.

В данной методике для оценки технологической эффективности МУН в НДО рекомендуется использовать следующие математические модели ХВ, которые уже зарекомендовали себя как наиболее надежные и подходящие для условий месторождений КМГ:

1) Абызбаев;
2) Сазонов;
3) Камбаров;
4) Пирвердян;
5) Сипачев-Посевич;
6) Назаров-Сипачев;
7) Гайсин.

Например, на Рисунок 5.3.1 представлена схема использования одной из рекомендуемых ХВ по методу Сипачева-Посевича «Отношение накопленной добычи жидкости к нефти от накопленной добычи жидкости». Описание графика по методу Сипачева-Посевича представлено ниже [3]:

- отрезок **BD** - соответствует динамике накопленных фактических показателей по добыче с применением МУН;
- отрезок **BC** - представляет прогноз добычи нефти при базовом режиме разработки;
- отрезок **CD** - отражает технологическую эффективность за счет применения МУН;
- отрезок **AB** - соответствует выбранному периоду для прогноза добычи нефти при базовом режиме разработки.

Для расчета прогнозной базовой добычи используется следующее уравнение:

$$\frac{Q_ж}{Q_н} = a + bQ_ж \qquad (1)$$

По этому уравнению, путем последовательного задания объемов отбираемой нефти и жидкости, можно определить прогнозную добычу нефти при базовом режиме разработки месторождения.

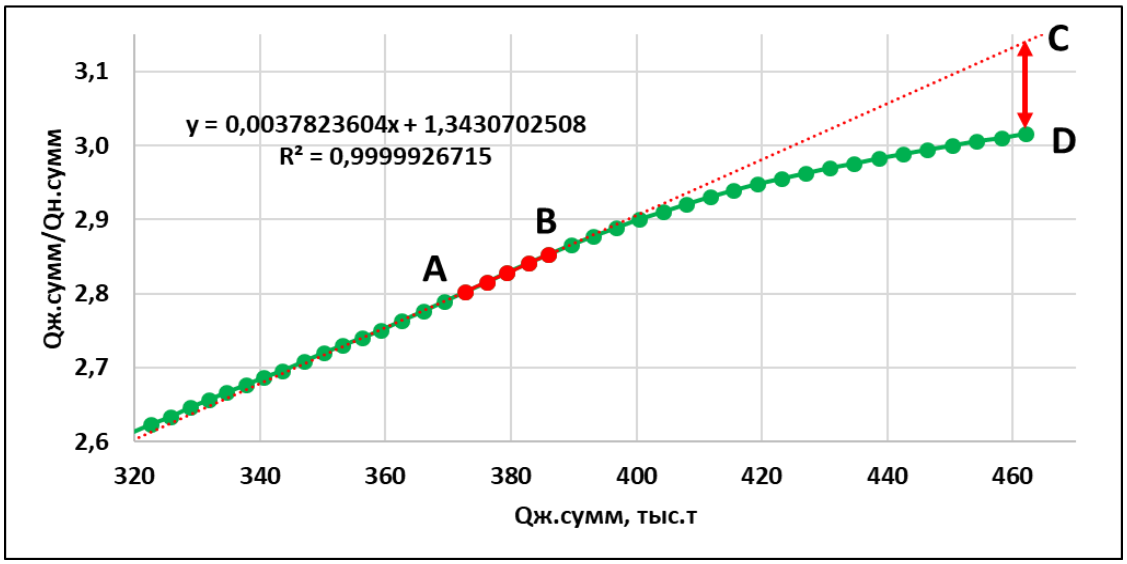


Рисунок 5.3.1 Кривая вытеснения по методу Сипачева-Посевича

Оценку эффективности МУН с помощью характеристик вытеснения не проводят по отдельным скважинам из-за существенных изменений режима работы каждой из них в течение периода эксплуатации и взаимовлияния с другими/соседними скважинами при их функционировании. Влияние таких факторов, как динамика пластовых условий, межпластовые взаимодействия, изменение забойных давлений и другие технические аспекты, может вызывать существенные изменения в характеристиках вытеснения.

5.3.1.2 Выбор реагирующих скважин при реализации МУН

Выбор реагирующих скважин является одним из важных этапов при оценке технологической эффективности МУН, так как невключение реагирующих скважин при оценке эффективности не позволяет объективно определить дополнительную добычу нефти. Определение реагирующих скважин требует тщательного анализа взаимосвязи между добывающими и нагнетательными скважинами рассматриваемого участка. Наиболее точным методом определения реагирующих скважин объекта является проведение индикаторных (трассерных) исследований участка. При отсутствии данных индикаторных исследований, выделение реагирующих скважин для оценки технологической эффективности МУН можно осуществить с использованием аналитических методов и следующих данных:

- корреляционные схемы с учетом вскрытия коллекторов в нагнетательной и добывающих скважинах;

- результаты анализа взаимовлияния (интерференции) скважин;
- результаты анализа состава закачиваемой и добываемой воды скважин;
- результаты гидропрослушивания скважин;
- карты текущего состояния разработки (например, в случае, когда первое окружение находится в бездействии, то зона влияния МУН может быть расширена).

Аналитические работы по выбору реагирующих скважин проводят следующим образом:

- отбирают группу скважин, находящихся в зоне возможного реагирования, расположенных в непосредственной близости от обработанных нагнетательных скважин (1-го и(или) 2-го окружения) с использованием карты текущих отборов;
- определяют геологическую связанность коллекторов между добывающими и нагнетательными скважинами построением корреляционных схем;
- гидродинамическую связанность с нагнетательной скважиной устанавливают по наличию значительного роста дебита жидкости и/или изменением динамических уровней в реагирующих скважинах;
- исключают из числа реагирующих скважины, на которых во время реализации ОПИ МУН проводились другие виды ГТМ, не связанные с проведением анализируемого МУН;
- формируется окончательный список реагирующих скважин для расчета технологической эффективности.

5.3.1.3 Обоснование базового периода

Для расчета прогнозного базового уровня добычи выполняется обработка фактических промысловых данных и экстраполяция полученных результатов с использованием характеристик вытеснения.

Для определения наиболее подходящего базового периода (период обучения), необходимо выбрать такой исторический период добычи до начала ОПИ, который характеризуются следующими параметрами:

- стабильный уровень отбора жидкости;
- постоянный фонд действующих скважин;
- отсутствие проведенных ГТМ;
- стабильный коэффициент эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин;
- стабильный уровень объемов закачки.

Минимальное значение базового периода должно быть не менее 6 мес. В целях корректности расчетов базовой добычи исключаются все скважины с проведенными геолого-технологическими мероприятиями (ГРП, ПВЛГ, РИР, ПВР, ВНС и др.) до 1 года перед началом МУН. По фактическим показателям выводится среднее значение добычи жидкости за последние 3 месяца до начала МУН для дальнейшего прогнозирования уровня базовой добычи нефти по ХВ, по Кэкс –за базовый период. Далее значение добычи жидкости и Кэкс фиксируются постоянными для всего периода расчета прогнозной базовой добычи [4].

5.3.1.4 Обоснование выбора характеристик вытеснения

Обработка фактических промысловых данных и экстраполяция полученных результатов с помощью характеристик вытеснении производится в следующей последовательности:

- проводятся расчеты с использованием математических моделей характеристик вытеснении (согласно пункту 5.3.1.1.) на фактических данных по добыче;
- по минимальным значениям критерия Тейла выбираются три характеристики вытеснения, которые в период обучения показывают наилучшую сходимость с фактическими показателями добычи; критерий Тейла является статистическим методом, используемым для определения значимых различий между средними значениями двух связанных выборок;
- полученные по наилучшим трем характеристикам вытеснения прогнозные показатели базовой добычи нефти усредняются арифметическим путем и принимаются в качестве утверждаемых.

5.3.1.5 Расчет технологической эффективности

Для корректной оценки технологической эффективности МУН необходимо в обязательном порядке соблюдать следующие условия:

- исключение проведения мероприятий по бурению скважин, ГТМ и форсирование отборов жидкости, направленных на повышение добычи нефти, на участке ОПИ и на смежных ячейках;
- постоянство применяемого метода учета замера добываемой продукции (методика определения обводненности и пр.);
- обеспечение непрерывной эксплуатации добывающего и нагнетательного фонда скважин.

при необходимости проводить нормализацию (корректировку) расчетов эффективности при длительных остановках в добычи, значительных изменениях параметров эксплуатации скважин и других внешних факторов

5.3.1.6 Расчет дополнительной добычи нефти и сокращения попутно- добываемой воды

Общий технологический эффект Qддн от применения МУН вычисляют по следующей формуле [4]:

$$Qддн = Qфакт.н - Qбаз.н \quad (2)$$

где

Qфакт.н – фактическое значение накопленной добычи нефти на дату оценки эффекта, т;

Qбаз.н – значение прогнозной накопленной базовой добычи нефти, т;

Qддн – значение накопленной дополнительной добычи нефти, т.

Расчет прогнозной накопленной базовой добычи нефти **Qбаз, н.,** производится согласно разделам 5.3.1.4. и 5.3.1.5.

Объем прогнозной базовой добычи воды вычисляют по следующей формуле:

$$Qбаз.в = Qбаз.ж - Qбаз.н \quad (3)$$

где

Qбаз.в – значение прогнозной накопленной базовой добычи воды, т;

Qбаз.ж – значение прогнозной накопленной базовой добычи жидкости, т;

Qбаз.н – значение прогнозной накопленной базовой добычи нефти, т.

Общий объем снижения попутно-добываемой воды Qсв от применения МУН вычисляют по следующей формуле:

$$Qсв = Qбаз.в - Qфакт.в \quad (4)$$

где

Qбаз.в – значение прогнозной накопленной базовой добычи воды, т;

Qфакт.в – фактическое значение накопленной добычи воды на дату оценки эффекта, т;

Qсв – значение снижения попутно-добываемой воды, т.

В период ОПИ МУН необходимо исключить проведение ГТМ (ВНС, ПВЛГ, ГРП, ПВР, РИР, увеличение отборов жидкости и т.д.), направленных на увеличение добычи нефти.

5.3.1.7 Разделение эффекта от снижения обводненности и увеличения отборов жидкости

Общую технологическую эффективность МУН можно разделить на эффект за счет снижения обводненности и увеличения отбора жидкости, используя базовые и фактические показатели по добыче жидкости и нефти [4].

Общий эффект от МУН равен:

$$Qддн=Qддн1 + Qддн2 \qquad (5)$$

где

Qддн – общий эффект от МУН, т,

Qддн1 – значение дополнительной добычи нефти за счет снижения обводненности, т;

Qддн2 – значение дополнительной добычи нефти за счет увеличения отборов жидкости, т.

Эффект за счет снижения обводненности **Qддн1** вычисляют по следующей формуле:

$$Qддн1= Qфакт.н - Qваз1 \qquad (6)$$

где

Qддн1 – значение дополнительной добычи нефти за счет снижения обводненности, т;

Qфакт.н – фактическое значение накопленной добычи нефти на дату оценки эффекта, т;

Qваз1 – значение прогнозной накопленной базовой добычи нефти с учетом увеличения фактической добычи жидкости, т.

Расчет прогнозной накопленной базовой добычи нефти с учетом увеличения добычи жидкости **Qваз1** производится аналогично расчету прогнозной накопленной базовой добычи нефти **Qваз** по разделам 5.3.1.4 и 5.3.1.5 с той лишь разницей, что вместо среднего значения добычи жидкости за последние 3 месяца до начала МУН используется фактическая добыча жидкости в период проведения ОПИ МУН.

Эффект за счет увеличения отборов жидкости **Qддн2, т.,** вычисляют по следующей формуле:

$$Qддн2=Qддн - Qддн1 \qquad (7)$$

где

Qддн – общий эффект от МУН, т,

Qддн1 – значение дополнительной добычи нефти за счет снижения обводненности, т;

Qддн2 – значение дополнительной добычи нефти за счет увеличения отборов жидкости, т.

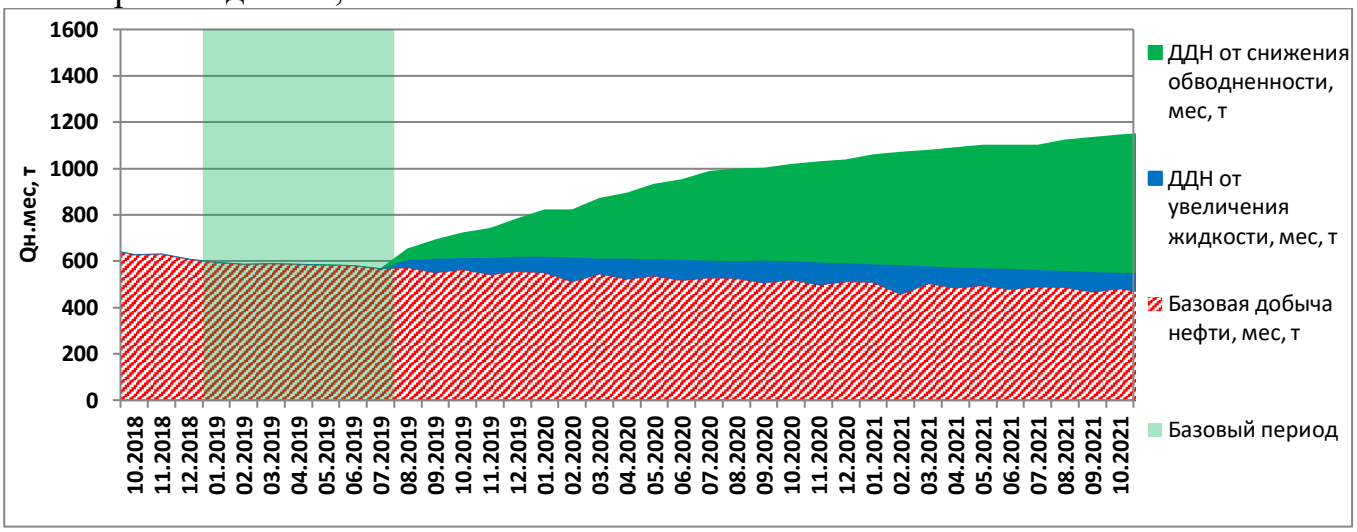


Рисунок 5.3.2 Разделение общего эффекта от МУН на эффекты за счет снижения обводненности и увеличения отборов жидкости.

Внедрение технологий МУН, несмотря на возможные низкие результаты ОПИ, может быть обосновано в силу перспективности, инновационности, системного подхода и ожидаемого экономического эффекта при промышленной реализации. Постепенное внедрение и стратегическое значение технологий МУН (увеличение КИН, срока эксплуатации месторождения и пр.) влияют на возможность успешной реализации их в будущем.

В связи с этим, при проведении экономической оценки результатов ОПИ МУН допускается расчет и анализ результатов в диапазоне -10/+15% (по аналогии с классификацией AACE) от фактического показателя дополнительной добычи в целях рассмотрения на НТС.

Экономическая оценка эффективности с учетом данного диапазона проводится только для рассмотрения результатов ОПИ на НТС КМГ, который принимает окончательное решение по промышленному внедрению МУН.

Принимаемые допущения в диапазоне изменения показателя дополнительной добычи не учитываются при принятии фактических результатов работ по ОПИ МУН.

5.3.2. Оценка эффективности технологии ВПП

Оценку эффективности технологии ВПП на месторождениях КМГ следует выполнять по изменению дебита до и после проведения мероприятий, основанного на экспоненциальной зависимости. Аналогичный способ применяется в утвержденной методике по оценке технико-экономической эффективности буровых работ и геолого-технических мероприятий группы компаний АО НК «КазМунайГаз» [3].

Порядок выбора реагирующих скважин при проведении ОПИ ВПП производится по аналогии с проведением МУН, описанным в разделе 5.3.1.2 настоящих Правил.

5.3.2.1 Расчет фактического дебита до ВПП

Фактический средний дебит скважины по нефти до проведения ВПП определяется как отношение замерной накопленной добычи нефти за последние 90 календарных дней до проведения ВПП к числу отработанных дней за последние 90 календарных дней до проведения ВПП без учета простоев и снижения [5]:

$$q_{н1} = \frac{Q_{н1}}{t_{т1}} \qquad (8)$$

где, $Q_{н1}$ - замерная накопленная добыча нефти за последние 90 календарных дней до проведения ВПП (тонны), без учета простоев и снижения;

$t_{т1}$ - число фактически отработанных дней (сутки) за последние 90 календарных дней до проведения ВПП.

Замерная накопленная добыча нефти определяется как сумма расчетных дебитов нефти по значениям обводненности равным предыдущему значению (т.е. при отсутствии замеров обводненности, используется предыдущий замерной показатель) за рассматриваемый период:

$$Q_{н1}=\sum q_{н} \qquad (9)$$

где, $Q_{н1}$ - замерная накопленная добыча нефти за последние 90 календарных дней до проведения ВПП (тонны) без учета простоев и снижения;

$q_{н}$ - расчетный фактический дебит нефти по значениям обводненности, равный предыдущему значению (т/сут).

5.3.2.2 Расчет прогнозного базового дебита

Прогнозный базовый дебит нефти каждой реагирующей скважины определяется как произведение фактического среднего дебита нефти скважин

до ВПП на экспоненциальную скорость падения, рассчитанного от суммарного дебита скважин данного участка по следующей формуле [3]:

$$q_{\text{баз.н}} = \frac{q_{\text{н1}} * (1 - e^{a*t})}{a*t} \qquad (10)$$

где, $q_{баз.н}$ - прогнозный базовый дебит нефти скважины с учетом экспоненциальной скорости падения суммарного дебита скважин данного участка ВПП (т/сут);

$q_{н1}$ – фактический средний дебит нефти скважины до ВПП (т/сут);

t – календарные дни;

a – экспоненциальная скорость падения определяется по суммарному дебиту нефти участка ВПП, не менее 90 дней до проведения мероприятия без учета простоев и снижения.

Следует отметить, что темп падения дебитов нефти участка определяется расчетным путем от суммарных фактических дебитов участка ВПП и применяется при расчете прогнозной базовой добычи нефти для каждой реагирующей добывающей скважины. Расчет прогнозной базовой добычи нефти необходимо проводить с даты завершения всех работ по закачке химических составов по ВПП (после запуска нагнетательной скважины на закачку воды).

В случаях, если на реагирующей добывающей скважине участка ВПП проведен ГТМ за 90 календарных дней до ВПП, по ней необходимо провести индивидуальный расчет базового дебита по суточным замерным данным в период проведения ГТМ.

5.3.2.3 Расчет дополнительной добычи после проведения ВПП

Дополнительная добыча нефти после проведения ВПП определяется как разница между фактической добычей нефти каждой скважины в период проведения ВПП (согласно п.5.3.4.) и прогнозной базовой добычей нефти для каждой скважины с учётом темпа падения суммарного дебита участка ВПП за соответствующий период [3]:

$$Q_{ВПП} = Q_2 - Q_1 \qquad (11)$$

где, $Q_{ВПП}$- дополнительная добыча (замерная) от проведения ВПП (тонны); Q_1 - прогнозная замерная добыча нефти с учетом темпа падения участка за соответствующий период (тонны);

Q_2 - фактическая замерная добыча нефти после проведения ВПП (тонны) за соответствующий период.

Фактическая замерная добыча нефти в период ОПИ ВПП определяется как сумма фактических дебитов нефти после ВПП без учета простоев и снижения:

$$Q_2=\sum q_{фактВПП} \qquad (12)$$

где, $q_{фактВПП}$ - фактический дебит нефти после ВПП за соответствующий период (т/сут).

Прогнозная замерная базовая добыча определяется как сумма прогнозного базового дебита нефти, соответствующая фактическим отработанным дням в период ОПИ ВПП:

$$Q_1=\sum q_{баз.н} \qquad (13)$$

где, Q_1- прогнозная замерная базовая добыча нефти за соответствующий период (тонны) по фактически отработанным дням;

$q_{баз.н}$ - прогнозный базовый дебит нефти (т/сут).

Для расчета парковой дополнительной добычи необходимо использовать парковый коэффициент, рассчитанный по закрытию месяца, соответствующий расчетному периоду:

$$Q_{ВППпарк}=Q_{ВПП}*K_{парк.Н} \qquad (14)$$

где, $Q_{ВППпарк}$ - дополнительная добыча (с учетом паркового коэф.) от проведения ВПП (тонны);

$Q_{ВПП}$ - дополнительная добыча (замерная) от проведения ВПП (тонны);

$K_{парк.Н}$ - парковый коэффициент по нефти (доли ед.).

При этом, по месторождениям НДО, где парковый коэффициент по нефти изменяется в зависимости от привязки скважин к ГЗУ, допускается использование соответствующего паркового коэффициента.

По скважинам с проведением ГТМ до 90 дней перед ВПП выполняется индивидуальный расчет дополнительной добычи с учетом базового дебита согласно п.5.3.2.2.

В период ОПИ ВПП необходимо исключить проведение ГТМ (ВНС, ПВЛГ, ГРП, ПВР, РИР, увеличение отборов жидкости и т.д.), направленных на увеличение добычи нефти. Если в процессе реализации ОПИ ВПП на реагирующих скважинах проводятся ГТМ с целью повышения добычи нефти, то оценка эффективности по данным скважинам осуществляется до момента начала проведения ГТМ. В дальнейших расчетах эффективности данные скважины исключаются.

5.3.2.4 Расчет сокращения объема попутно-добываемой воды после проведения ВПП

В период ОПИ необходимо рассчитать объемы снижения попутно-добываемой воды для оценки оптимизации затрат от внедрения ВПП. В целях определения снижения объема попутно добываемой воды необходимо рассчитать по каждой реагирующей скважине средний дебит жидкости за последние 90 календарных дней до проведения ВПП без учета простоев и снижения. Данный рассчитанный дебит жидкости принимается в качестве прогнозного базового дебита жидкости (const) на весь период ОПИ.

$$q_{ж1} = \frac{Q_{ж1}}{t_{m1}} \qquad (15)$$

где, $Q_{ж1}$ - замерная накопленная добыча жидкости за последние 90 календарных дней до проведения ВПП (тонны) без учета простоев и снижения;

t_{m1} - число фактически отработанных дней (сутки) за последние 90 календарных дней до проведения ВПП.

Замерная накопленная добыча жидкости определяется как сумма дебитов жидкости за рассматриваемый период:

$$Q_{ж1}=\sum q_{ж} \qquad (16)$$

где, $Q_{ж1}$ - замерная накопленная добыча жидкости за последние 90 календарных дней до проведения ВПП (тонны) без учета простоев и снижения;

$q_{ж}$ - дебит жидкости (т/сут).

Объем сокращенной попутно-добываемой воды определяется как разница между фактической добычей воды и принятой прогнозной базовой добычей воды для каждой скважины за период ОПИ ВПП:

$$Q_{СВ}=Q_{баз.в} - Q_{факт.в} \qquad (17)$$

где, $Q_{СВ}$ - объем сокращенной попутно-добываемой воды (замерная) от проведения ВПП (тонны);

$Q_{баз.в}$ – прогнозная базовая замерная добыча воды в период проведения ОПИ ВПП (тонны);

$Q_{факт.в}$ - фактическая замерная добыча воды за за период ОПИ ВПП по фактически отработанным дням (тонны).

Фактическая замерная добыча воды после ВПП определяется как сумма фактических дебитов воды после проведения ВПП:

$$Q_{В1}=\sum q_{факт.в} \qquad (18)$$

Фактический дебит воды определяется как разница между фактическим дебитом жидкости и нефти по каждой реагирующей скважине после проведения ВПП:

$$q_{факт\ в}=q_{факт.\ ж}-q_{факт.\ н} \qquad (19)$$

где $q_{факт.\ в}$ - фактический дебит воды после проведения ВПП (т/сут);
$q_{факт.\ ж}$ - фактический дебит жидкости после проведения ВПП (т/сут);
$q_{факт.\ н}$ - фактический дебит нефти после проведения ВПП (т/сут).

Прогнозная замерная базовая добыча воды определяется как сумма прогнозного базового дебита воды, соответствующая фактическим отработанным дням в период ВПП (из расчета исключаются данные по неотработанным дням в период ОПИ):

$$Q_{баз.\ в}=\sum q_{баз.в} \qquad (20)$$

где, $Q_{баз.в.}$ - прогнозная замерная базовая добыча воды за соответствующий период (тонны) по фактически отработанным дням;
$q_{баз.в}$ - прогнозный базовый дебит воды (т/сут).

Прогнозный базовый дебит воды определяется как разница между прогнозными базовыми дебитами жидкости и нефти по каждой реагирующей скважине после проведения ВПП:

$$q_{баз.в}=q_{баз.ж}-q_{баз.н} \qquad (21)$$

Для расчета паркового объема сокращенной попутно-добываемой воды необходимо использовать поправочный коэффициент, определенный по данным замерной и парковой добычи по закрытию рассматриваемого месяца:

$$Q_{СВпарк}=Q_{СВ}\ *K_{попр.в.} \qquad (22)$$

где, $Q_{СВпарк}$ - объема сокращенной попутно-добываемой воды (с учетом поправочного коэффициента) от проведения ВПП (тонны);
$Q_{СВ}$ - объема сокращенной попутно-добываемой воды (замерная) от проведения ВПП (тонны);
$K_{попр.в}$ – поправочный коэффициент по воде (доли ед.).

Поправочный коэффициент по воде определяется как соотношение данных замерной и парковой (МЭР) добычи воды за рассматриваемый месяц:

$$К_{попр.в.}=\frac{Q_{в.парк}}{Q_{в.замер}} \qquad (23)$$

где, $Q_{в.парк}$ – объем добычи воды по данным МЭР при проведении ВПП (тонны);

$Q_{в.замер}$ – объем добычи воды по замерным данным при проведении ВПП (тонны);

$К_{попр.в}$ – поправочный коэффициент по воде (доли ед.).

5.3.3. Расчет технологической эффективности ИДН/овп

Расчет технологической эффективности технологий ИДН/ОВП производится согласно утвержденной Методике по оценке технико-экономической эффективности буровых работ и геолого-технических мероприятий.

5.3.3.1 Расчет фактического дебита до проведения ИДН/ОВП

Фактический дебит скважины по нефти до проведения ИДН/ОВП определяется как отношение замерной накопленной добычи нефти за последние 90 календарных дней до проведения ИДН/ОВП к числу отработанных дней за последние 90 календарных дней до проведения ИДН/ОВП *без учета простоев и снижения*:

$$q_{H1} = Q_{H1}/t_{m1} \qquad (24)$$

где, $Q_{н1}$ - замерная добыча нефти за последние 90 календарных дней до проведения ИДН/ОВП (тонны), без учета простоев и снижения;

t_{m1} - число фактически отработанных дней (сутки) за последние 90 календарных дней до проведения ИДН/ОВП.

5.3.3.2 Расчет прогнозного базового дебита

Прогнозный базовый дебит нефти с учетом темпа его падения определяется

как произведение фактического дебита нефти до ИДН/ОВП на экспоненциальную скорость падения дебита базового фонда:

$$q_{H2} = q_{H1} * (1-e^{a*t}) / a * t \qquad (25)$$

где, $q_{н2}$ - прогнозный базовый дебит нефти с учетом экспоненциальной скорости падения базового фонда (т/сут);

$q_{н1}$ - фактический дебит нефти до ИДН/ОВП (т/сут);

а – экспоненциальная скорость падения дебита нефти базового фонда.

Следует отметить, что темпы падения переходящего фонда и по видам ИДН/ОВП берутся из утвержденной Производственной программы текущего года. В случае увеличения фактического темпа падения базовой добычи на 5% и более от утвержденного темпа в Производственной программе, в расчетах прогнозной базовой добычи использовать пересчитанный темп падения базовой добычи по фактическим данным.

5.3.3.3 Расчет дополнительной добычи после проведения ИДН/ОВП

Дополнительная добыча нефти после проведения ИДН/ОВП определяется как разница между фактической добычей нефти после проведения ИДН/ОВП и прогнозной базовой добычей нефти с учётом темпа падения дебита переходящего фонда за соответствующий период:

$$Q_{ИДН} = Q_2 - Q_1 \qquad (26)$$

где, $Q_{ИДН}$ - дополнительная добыча (замерная) от проведения ИДН/ОВП (тонны);

Q_1 - прогнозная добыча нефти с учетом темпа падения за соответствующий период (тонны);

Q_2 - фактическая замерная добыча нефти после проведения ИДН/ОВП (тонны) за соответствующий период.

Фактическая замерная добыча нефти после ИДН/ОВП определяется как сумма расчетных дебитов нефти после ИДН/ОВП по значениям обводненности, равным предыдущему значению (т.е. при отсутствии замеров обводненности, используется предыдущий замерной показатель) за рассматриваемый период:

$$Q_2 = \sum q_{фактИДН} \qquad (27)$$

где, Q_2 - фактическая замерная добыча нефти после проведения ИДН/ОВП (тонны) за соответствующий период;

$q_{фактИДН}$ - фактический дебит нефти после ИДН/ОВП за соответствующий период (т/сут).

Прогнозная базовая добыча определяется как произведение прогнозного базового дебита нефти на календарные дни с учетом утвержденного коэффициента эксплуатации за рассматриваемый период:

$$Q_1 = q_{н2} * T * K_{экспл} \qquad (28)$$

где, Q_1 - прогнозная базовая добыча нефти за соответствующий период (тонны);

$q_{н2}$- прогнозный базовый дебит нефти (т/сут);

Т – календарные дни в расчетном месяце;

$К_{экспл}$ – утвержденный коэффициент эксплуатации.

Для расчета парковой дополнительной добычи необходимо использовать парковый коэффициент, рассчитанный по закрытию предыдущего месяца, предшествующего расчетному периоду:

$$Q_{ИДН\ парк} = Q_{ИДН} * К_{парк} \qquad (29)$$

где, $Q_{ИДН\ парк}$ - дополнительная добыча (с учетом паркового коэф.) от проведения ИДН/ОВП (тонны);

$Q_{ИДН}$ - дополнительная добыча (замерная) от проведения ИДН/ОВП (тонны);

$К_{парк}$ - парковый коэф. (доли ед.).

При этом, на предприятиях, где парковый коэффициент изменяется в зависимости от привязки скважин к ГЗУ, допускается использование соответствующего паркового коэффициента.

При отсутствии эффекта после проведения ИДН/ОВП, продолжительность отслеживания эффективности по всем видам ИДН/ОВП принимается равной 6 месяцам после проведения ИДН/ОВП либо до проведения, следующего ИДН/ОВП.

5.3.3.4 Расчет прогнозного прироста дебита нефти с учетом темпа падения после проведения ИДН/ОВП

Средний прирост дебита нефти после проведения ИДН/ОВП определяется как отношение замерной дополнительной добычи нефти после проведения ИДН/ОВП за последний календарный месяц, предшествующий началу прогнозного расчета, к числу фактически отработанных дней после проведения ИДН/ОВП за последний календарный месяц, предшествующий началу прогнозного расчета:

$$Q_{нИДН} = Q_{Н2} / t_{т2} \qquad (30)$$

где, $Q_{н2}$ - замерная дополнительная добыча нефти после проведения ИДН/ОВП (тонны);

$t_{т2}$– фактически отработанные дни после проведения ИДН/ОВП (сутки).

Прогнозный прирост дебита нефти после проведения ИДН/ОВП определяется как произведение среднего фактического прироста дебита нефти ($q_{нИДН}$) после проведения ИДН/ОВП на экспоненциальную скорость падения прироста дебита нефти по соответствующему виду ИДН, рассчитанную от заложенных в производственную программу темпов падения на текущий год:

$$Q_{прог} = q_{нИДН} * (1 – e^{a*t}) / a * t \qquad (31)$$

где, $q_{нИДН}$ - средний прирост дебита нефти после проведения ИДН/ОВП (т/сут);

a – экспоненциальная скорость падения прироста дебита нефти;

t – отработанное время.

Следует отметить, что прогнозный расчет дебита нефти новых скважин для экономической оценки производится по скользящему году, т.е. за первый календарный год с даты ввода в эксплуатацию используется утвержденный темп падения для новых скважин. За последующие периоды прогнозные расчеты производятся с учетом темпов падения дебита нефти переходящего фонда.

5.3.3.5 Расчет прогнозной дополнительной добычи после проведения ИДН/ОВП

Прогнозная дополнительная добыча нефти после проведения ИДН/ОВП определяется путем умножения прогнозного прироста дебита нефти за рассматриваемый период на календарные дни в рассматриваемом месяце с учетом среднего коэффициента эксплуатации, рассчитанного за период с начала текущего календарного года по дату начала прогнозного расчета:

$$Q_4 = q_{прог} * T_{кал} * K_{экспл.ср} \qquad (32)$$

где, $T_{кал}$ - число календарных дней в рассматриваемом месяце;

$K_{экспл.ср}$ - расчетный коэффициент эксплуатации.

Для расчета прогнозной парковой дополнительной добычи необходимо использовать средний парковый коэффициент, рассчитанный за период с начала текущего календарного года по последний закрытый месяц, предшествующий прогнозному периоду:

$$Q_{4парк} = Q_4 * K_{парк} \qquad (33)$$

где, $Q_{4парк}$ - прогнозная парковая дополнительная добыча от проведения ИДН/ОВП (тонны);

Q_4 - прогнозная дополнительная добыча (замерная) от проведения ИДН/ОВП (тонны);

$К_{парк}$ - парковый коэф. (доли ед.).

Прогнозная дополнительная добыча нефти новых скважин для экономической оценки рассчитывается за период 60 месяцев с даты ввода в эксплуатацию, для остальных ИДН/ОВП – 12 месяцев.

5.3.4. Сроки проведения ОПИ МУН, ИДН и водоизоляции

Сроки проведения ОПИ различаются в зависимости от вида апробируемых МУН/ИДН/Водоизоляции. С учетом предыдущего опыта внедрения технологий, направленных на увеличение нефтеотдачи на месторождениях НДО, принимаются следующие сроки реализации ОПИ по видам МУН/ИДН/Водоизоляции:

- МУН - до 5 лет. При этом КМГИ ежегодно проводит ТЭО результатов эффективности ОПИ и в случае отклонения от плановых показателей результаты ТЭО выносятся на НТС КМГ для текущего мониторинга и принятия решений по продолжению и остановке ОПИ, промышленному внедрению или корректировке программы ОПИ.

С учетом опыта реализации технологии полимерного заводнения на месторождениях КМГ дополнительным критерием технологической оценки ОПИ ПЗ принимается заполнение участка полимерным раствором порового объема до 10% (PV). По достижению PV=10% или срока реализации ОПИ 5 лет, в зависимости от того, что наступит раньше, проводится оценка технико-экономической эффективности ОПИ ПЗ, результаты которой рассматриваются на НТС КМГ. На основе полученных результатов НТС КМГ принимает решение о дальнейших шагах по остановке и продолжению ОПИ или промышленному внедрению ПЗ.

- ВПП – до 240 календарных дней после завершения всех работ по обработке нагнетательных скважин;
- ИДН/ОВП – до 180 календарных дней после завершения всех работ по обработке в зависимости от технологии;

В связи с низкими показателями эффективности и большой длительностью воздействия для месторождений с вязкостью нефти более 200 сПз сроки мониторинга ОПИ ВПП/ОВП/ИДН составляют до 365 дней после обработки скважин.

5.4. Основные принципы и порядок экономической оценки результатов ОПИ технологий МУН, ИДН и водоизоляции

5.4.1. Общие подходы при экономической оценке

Экономическая оценка результатов ОПИ технологий МУН, ИДН и водоизоляции основывается на системе рассчитываемых плановых и фактических экономических показателей.

Расчет плановых экономических показателей применяется для определения целесообразности проведения ОПИ. Расчет фактических экономических показателей производится в целях определения результативности ОПИ и обоснования внедрения/отказа от внедрения технологий МУН, ИДН и водоизоляции в промышленных масштабах. Минимальным периодом расчета технико-экономических показателей являются сроки проведения ОПИ в соответствии с п. 5.3.4 настоящих Правил.

Итогом экономической оценки результатов ОПИ технологий МУН, ИДН и водоизоляции является определение экономического эффекта от промысловых испытаний технологий МУН, ИДН и водоизоляции в виде ***потока денежной наличности (чистый денежный поток) и индекса доходности*** *за расчетный период.*

До проведения ОПИ определяются плановые (ожидаемые) экономические показатели, на основе которых рассчитывается плановый (ожидаемый) экономический эффект. При положительном значении ожидаемого экономического эффекта (NPV>0, PI>1,0 д.ед.) принимается решение о проведении ОПИ технологий МУН, ИДН и водоизоляции. По данным, полученным в ходе проведения ОПИ, рассчитываются фактические экономические показатели и соответствующий им экономический эффект. При положительном значении фактического экономического эффекта (NPV>0, PI>1,0 д.ед.) рассматривается возможность продолжения ОПИ и/или внедрения технологий МУН, ИДН и водоизоляции в промышленных масштабах.

При определении планового экономического эффекта используются проектные, нормативные и плановые (макропрогноз, представленный КМГ) технико-экономические показатели. При определении фактического экономического эффекта используются фактические данные технологических показателей и отчетных калькуляций, сводного учета затрат и производства.

Внедрение в производство технологий МУН, ИДН и водоизоляции оправдано только тогда, когда результаты ОПИ показывают положительный экономический эффект при обеспечении технологической эффективности.

При стоимостной оценке результатов и затрат по внедрению технологий МУН, ИДН и водоизоляции возможны два основных случая:

1) Внедрение технологий МУН, ИДН и водоизоляции *позволяет получить дополнительную добычу нефти и газа.*

В этом случае стоимостная оценка результатов представляет собой оценку полученного УВ в текущих ценах. Стоимостная оценка затрат складывается из затрат на внедрение технологий, капитальных и текущих затрат для реализации технологий.

Экономический эффект рассчитывается от внедрения технологий МУН, ИДН и водоизоляции, обеспечивающей увеличение добычи нефти и повышение нефтеотдачи.

2) Внедрение технологий МУН, ИДН и водоизоляции *изменяет экономические показатели существующего производства за счет оптимизации производственных затрат.*

В этом случае стоимостная оценка результатов при постоянных объемах добычи нефти и газа выражается в изменении затрат на ее производство. При различии объемов добычи нефти и газа стоимостная оценка результатов учитывает, кроме изменения затрат, и изменение объема реализации нефти и газа в текущих ценах.

Экономический эффект рассчитывается от внедрения технологий МУН, ИДН и водоизоляции, обеспечивающей экономию производственных ресурсов при добыче УВ.

Расчет затрат производится по разным формулам в зависимости от видов внедряемых технологий МУН, ИДН и водоизоляции.

В расчетах экономического эффекта учитываются только те изменения объемов производства, которые являются результатом внедрения технологий МУН, ИДН и водоизоляции.

В тех случаях, когда капитальные вложения осуществляются в течение ряда лет, а также, когда текущие издержки и результаты производства, вследствие изменений режима работы объекта новой технологии, существенно меняются по годам эксплуатации, при расчетах планового экономического эффекта учитывается *фактор времени*.

Учет фактора времени осуществляется путем приведения к одному моменту времени (началу расчетного года) разновременных затрат и результатов внедрения новых технологий. Такое приведение осуществляется с помощью коэффициента приведения (дисконтирования), исчисляемого по формуле:

$$\alpha = (1 + d)^t \qquad (34)$$

где α - *коэффициент приведения;*
d - *ставка дисконтирования, %;*

t – *количество лет, отделяющих затраты и результаты данного года от начала расчетного года.*

Приведение разновременных затрат и результатов проводится с учетом дисконтирования на стадии расчета планового экономического эффекта от внедрения технологий МУН, ИДН и водоизоляции. Размер ставки дисконтирования принимается на уровне не ниже стоимости собственного капитала (CoE), утвержденного Правлением Фонда Самрук-Қазына. Расчет фактического экономического эффекта осуществляется без учета фактора времени.

Если внедрение мероприятия приводит к высвобождению действующих основных фондов, которые могут быть использованы на других участках производства, то сумма капитальных вложений на внедрение технологий МУН, ИДН и водоизоляции уменьшается на величину остаточной (реализуемой) стоимости высвобождаемых основных фондов. Если внедрение технологий МУН, ИДН и водоизоляции приводит к ликвидации действующих основных фондов или неизвестно место их дальнейшего использования, то к затратам на внедрение новых технологий добавляется остаточная стоимость ликвидированных основных фондов.

Расчеты на всех этапах определения экономической эффективности технологий МУН, ИДН и водоизоляции выполняются техническими и экономическими службами КМГИ.

5.4.2. Основные показатели экономической оценки

Результативность ОПИ может быть оценена по достижению определенных технологических показателей, например, дополнительная добыча нефти, сокращение попутно-добываемой воды, снижение операционных и капитальных затрат на добычу тонны жидкости или нефти и т.п. На основе данных показателей проводится экономическая оценка результатов ОПИ технологий МУН, ИДН и водоизоляции посредством расчета следующих экономических показателей:

- Эксплуатационные расходы – расходы, необходимые для поддержания работоспособного состояния основных средств в течение всего намеченного срока службы, а также сопутствующие расходы, необходимые для проведения ОПИ;
- Затраты на внедрение. В состав затрат на внедрение включаются:
  - расходы на приобретение, транспортировку, монтаж, наладку и освоение нового оборудования;
  - расходы на техническую и технологическую подготовку производства;

- расходы на обучение персонала по применению новых технологий и т.п.

• Капитальные затраты – единовременные затраты, связанные с приобретением, созданием и ростом производственных фондов НДО.

При расчете экономических показателей используются:

• актуальные макроэкономические показатели (мировая цена на нефть марки Brent, курсы валют по отношению к тенге, индексы инфляции), представленные КМГ;

• действующие цены на нефть и газ, а также тарифы на услуги;

• установленные действующим законодательством нормативы налогов, сборов и платежей.

Все экономические показатели: цены реализации нефти, услуги по транспортировке нефти, удельные показатели эксплуатационных затрат определяются, исходя из расчета в целом по НДО, и должны соответствовать:

• при определении планового экономического эффекта – утвержденным бизнес-планам НДО;

• при определении фактического экономического эффекта – исполнению бизнес-планов НДО в соответствии с формами ежеквартальной и годовой отчетности.

5.4.3. Порядок проведения экономической оценки эффективности ОПИ технологий МУН, ИДН и водоизоляции

Экономический эффект от внедрения технологий МУН, ИДН и водоизоляции, обеспечивающих увеличение добычи нефти и повышение нефтеотдачи, а также экономию производственных ресурсов, рассчитывается по следующей общей формуле:

$$Э = В - (К_{ВНТ} + З_{П}) + З_{СЭЗ} \qquad (35)$$

где $Э$ – *экономический эффект, тенге;*
$В$ – *выручка от реализации нефти (нетбэк), тенге;*
$К_{ВНТ}$ – *стоимость внедрения технологий МУН, ИДН и водоизоляции (капитальные вложения), тенге*
$З_{П}$ – *производственные затраты за расчетный период, тенге*
$З_{СЭЗ}$ – *снижение эксплуатационных затрат от внедрения технологий МУН, ИДН и водоизоляции, тенге*

Полученные результаты экономических расчетов по оценке эффекта от внедрения технологий МУН, ИДН и водоизоляции будут отражать экономическую целесообразность при положительном потоке денежных

средств или отсутствие экономического эффекта при отрицательном потоке денежных средств, что позволит принимать решение о дальнейшем применении и внедрении технологий МУН, ИДН и водоизоляции на месторождении.

При этом, если в допускаемом диапазоне изменений показателя дополнительной добычи нефти, указанных в разделах 5.2.7 и 5.3.1 настоящих Правил, достигается положительный экономический эффект, НТС КМГ вправе принять решение:

- **на стадии планирования** – о проведении ОПИ данной технологии МУН с целью получения конкретных результатов и экономической оценки по результатам ОПИ;
- **на стадии ОПИ** – о промышленном внедрении технологии МУН по результатам проведенного ОПИ.

Формы расчета экономического эффекта ОПИ технологий МУН, ИДН и водоизоляции представлены в форме KMG-F-5491.1-44/KMG-PR-5483.1-44.

6. Критерии результативности процесса

Критериями результативности от применения технологий МУН, ИДН и водоизоляции являются получение дополнительной добычи нефти, а также получение экономического эффекта в виде потока денежной наличности (NPV>0) и индекса доходности (PI>1,0) за расчетный период.

7. Ссылки на документы

1	KMG-PR-2422.2-44, Астана, 2023 г.	Правила организации, проведения и учета опытно-промышленных испытаний новых видов техники, технологий, материалов и оборудования при добыче нефти и газа группы компаний АО НК «КазМунайГаз»
2	KMG-PR-3745.1-44, Астана, 2020 г.	Типовые правила организации подбора, проведения испытаний, внедрения и входного контроля химических реагентов в ДЗО АО НК «КазМунайГаз»
3	РД-153-39.1-004-96, Москва 1996 г.	Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи.
4	МУ-01-001-0, ОАО «Лукойл» Москва, 2001 г.	Методика оценки технологической эффективности методов повышения нефтеотдачи пластов.
5	KMG-MD-2425.2-10., Астана 2023 г.	Методика по оценке технико-экономической эффективности буровых работ и геолого-технических мероприятий группы компаний АО НК «КазМунайГаз».
6	О. В. Савенок, 2020 г.	Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений.
7	Минханов И. Ф., Долгих С. А., Варфоломеев М. А. Казань: Казанский федеральный ун-т, 2019, с. 96.	Разработка нефтяных и газовых месторождений: учеб. пособие для вузов.
8	Соболев В.Д., Starav V.M., Velarde. M.G, 2003 г. – Т. 65 – №5. – с. 668-671.	О точности измерения малых краевых углов методом «сидячей» капли. Коллоидный журнал.
9	Ширяева Н.И., Герасимов В.К., Вяткин Г.П., 1995 г. – №5. – с. 58-61.	Определение краевого угла, поверхностного натяжения и работы адгезии по параметрам лежащей капли, наблюдаемой сверху с помощью микроскопа. Коллойдный журнал.
10	Мартынов Г.А., Мадеев В.В., Грибанова Е.В., 1983 г. – Т.45. – №2. – с. 245-250.	Кинетика капилярного поднятия жидкостей // Коллоидный журнал.
11	Дерягин Б.В., 1993 г. – Т, 55, – №5 – с 764-768.	Строго термодинамическая теория смачивания, капиллярного подъема и капиллярной конденсации. Коллоидный журнал.
12	Stegemeier, G.L., 1977 г., стр. 55-91.	Mechanisms of Entrapment and Mobilization of Oil in Porous Media Improved Oil Recovery by Surfactant and Polymer Flooding, D.O. Shah and R.S. Shechter (eds.), Academic Press, New York Citi,
13	Тульбович Б.И., 1990 г. -186 с.	Петрофизическое обеспечение эффективного извлечения углеводородов. – М.: Недра.
14	Taber J.J., 1969 г. Vol. 9. No. 1.	Dynamic and Static Forces Required To Remove a Discontinuous Oil Phase from Porous Media Containing Both Oil and Water // SPE Journal.

15	Owens, W.W. and Archer, D.L., 1971 г., стр. 873-878; Trans., AIME, 251	The effect of Rock Wettability on Oil-Water Relative Permeability Relationships, J.Pel,Tech. Yuly.
16	https://thepresentation.ru/uncategorized/zavodnenie-nizkopronitsaemyh-kollektorov-tonkosloistogo-stroeniya	Газовые методы увеличения нефтеотдачи. [Электронный ресурс].
17	Лысенко В.Д., 2003 г. – 638 с.	Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ. – М.: Недра.
18	Желтов Ю.П., 1986 г. – 316 с.	Разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра.
19	Желтов Ю.В., Кудинов В.И., Малофеев Г.Е., Ахапкин М.Ю, 1997 г. – С 46-53.	Комбинированные методы воздействия – основное направление рационализации разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти // Повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти. – М.: 15ВНИИ.
20	Портвуд Дж. Т., https://neftegaz.ru/science/booty/332585-kommercheskoe-primenenie-mikrobiologicheskikh-metodov-uvelicheniya-nefteotdachi/	Коммерческое применение микробиологических методов увеличения нефтеотдачи [Электронный ресурс].
21	Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., 2013 г., Вып. 2. С. 46-76.	Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов // Вестник Санкт-Петербургского университета. Сер. 4.
22	Гл.8, http://www.oil-info.ru.	Методы полимерного заводнения
23	SNF Floerger. https://snf-group.ru.	Повышение эффективности полимерного заводнения. 30 лет опыта в области технологий повышения нефтеотдачи пластов.
24	Химченко П.В. РГУ им. И.М. Губкина, 2018 г.	Обоснование выбора полимера и композиции на основе полиакриламида для полимерного заводнения на месторождениях с высокой температурой и минерализацией.
25	Химченко П.В., 2014 г.	Новые принципы в применении технологии полимерного заводнения, как одного из методов повышения нефтеотдачи пластов.
26	Байбаков Н.К., Гарушев А.Р 3 изд. перераб. и доп. - М.: Недра, 1988 г. - 342 с.	Тепловые методы разработки нефтяных месторождений.
27	Под. ред. проф. д.г.-м.н. Р.С. Хисамова. - Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2007 г. – 295 с.	Геология и освоение залежей природных битумов Республики Татарстан.

*При пользовании настоящими Правилами целесообразно проверить действие ссылочных документов по состоянию на текущий год. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящими Правилами следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

8. Формы записей

KMG-F-5488.1-44/KMG-PR-5483.1-44	Описание технологий методов увеличения нефтеотдачи, интенсификации добычи нефти и водоизоляции. Критерии применимости методов увеличения нефтеотдачи
KMG-F-5489.1-44/KMG-PR-5483.1-44	Этапы проведения лабораторных исследований
KMG-F-5490.1-44/KMG-PR-5483.1-44	Список характеристик вытеснении для расчета технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи
KMG-F-5491.1-44/KMG-PR-5483.1-44	Расчеты экономического эффекта при внедрении технологий методов увеличения нефтеотдачи, интенсификации добычи нефти и водоизоляции

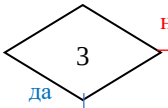
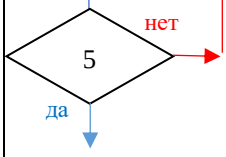
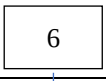
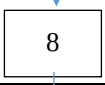
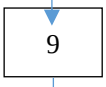
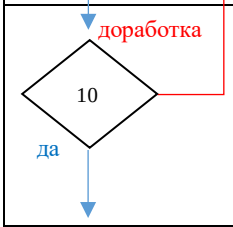
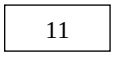
9. Блок-схемы

9.1. Блок-схема при планировании и проведении ОПИ технологий МУН

Блок-схема	Действие	Сроки, даты	Кто выполняет	Запись
1 (Мотивированный отказ на проведения)	Подача заявки на ОПИ. Регистрация заявки	В течении 5-ти рабочих дней	Исполнитель, КМГИ	Заявка/ обращение на интернет-портале «Система Центр ОПИ»
2	Первичное рассмотрение материалов заявки	В течении 30 дней после получения заявки Исполнителя	КМГИ, НДО, КМГ	Презентация/ документация по НТиТ
3 (нет / да)	Проведение рабочего совещания с детальным рассмотрением представленных материалов ОПИ и принятие решения по проведению ОПИ		НДО, КМГИ, Исполнитель, КМГ (по согласованию)	Протокол/ ответное письмо
4	Оценка применимости технологии*. Определение технико-экономической эффективности планируемого ОПИ на стадии планировании	В зависимости от предлагаемой технологии	НДО, КМГИ, Исполнитель	Отчет/ Презентация/ ТЭО
5 (нет / да)	1. Проведение ТЭС КМГИ по допуску к ОПИ	В течении 30-ти рабочих дней	КМГИ	Протокол ТЭС-1 КМГИ
	2. Проведение НТС НДО по допуску к ОПИ		НДО	Протокол НТС НДО
	3. Проведение НТС КМГ по допуску к ОПИ (в обязательном порядке)		КМГ	Протокол НТС КМГ
6	Разработка, согласование, утверждение Программы ОПИ	В течении 15-ти рабочих дней	Исполнитель, НДО, КМГИ	Программа ОПИ
7	Проведение ОПИ	Согласно программе ОПИ (п.5.3.4)	НДО, Исполнитель	Договор, Соглашение о конфиденциальности
8	Мониторинг проведения ОПИ	До завершения ОПИ	КМГИ, НДО, Исполнитель	Отчет
9	Определение технико-экономической эффективности по итогам ОПИ	В течении 20-ти рабочих дней после завершения ОПИ	НДО, КМГИ	Отчет НДО/ Заключение КМГИ
10 (доработка / да)	1. Проведение ТЭС КМГИ по итогам ОПИ	По мере поступления вопросов повестки для вынесения ТЭС/НТС	КМГИ	Протокол ТЭС-2 КМГИ
	2. Проведение НТС НДО по итогам ОПИ		НДО	Протокол НТС НДО
	3. Проведение НТС КМГ по итогам ОПИ (в обязательном порядке)		КМГ	Протокол НТС КМГ
11	3. Обновление информационного реестра ОПИ	Раз в квартал	КМГИ	Реестр ОПИ
Выход из процесса:	Получение решения НТС КМГ по дальнейшей реализации технологии (промышленное внедрение или отказ) на НДО			

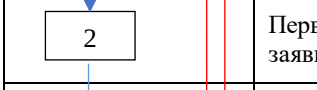
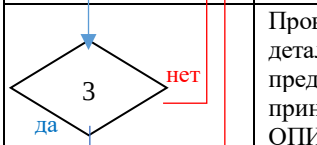
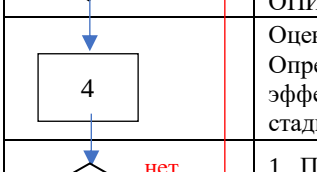
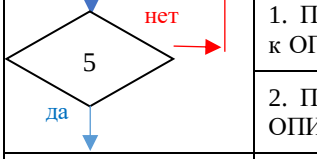
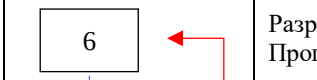
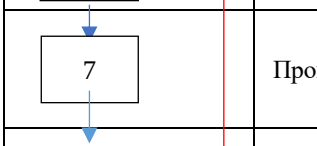
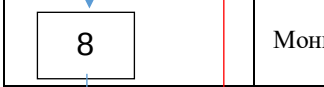
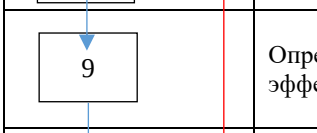
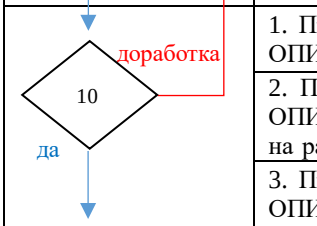
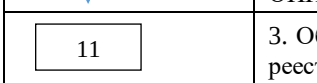
* - проводится в соответствии с Правилами ОПИ [1] и «Типовыми правилами организации подбора, проведения испытаний, внедрения и входного контроля химических реагентов в ДЗО АО НК «КазМунайГаз [2].

9.2. Блок-схема при планировании и проведении ОПИ технологий ИДН

Блок-схема	Действие	Сроки, даты	Кто выполняет	Запись
	Подача заявки на ОПИ. Регистрация заявки	В течении 5-ти рабочих дней	Исполнитель, КМГИ	Заявка/ обращение на интернет-портале «Система Центр ОПИ»
	Первичное рассмотрение материалов заявки	В течении 30 дней после получения заявки Исполнителя	КМГИ, НДО, КМГ	Презентация/ документация по НТиТ
	Проведение рабочего совещания с детальным рассмотрением представленных материалов ОПИ и принятие решения по проведению ОПИ		НДО, КМГИ, Исполнитель, КМГ (по согласованию)	Протокол/ ответное письмо
	Оценка применимости технологии*. Определение технико-экономической эффективности планируемого ОПИ на стадии планировании	В зависимости от предлагаемой технологии	НДО, КМГИ, Исполнитель	Отчет/ Презентация/ ТЭО
	1. Проведение ТЭС КМГИ по допуску к ОПИ	В течении 20-ти рабочих дней	КМГИ	Протокол ТЭС-1 КМГИ
	2. Проведение НТС НДО по допуску к ОПИ		НДО	Протокол НТС НДО
	Разработка, согласование, утверждение Программы ОПИ	В течении 15-ти рабочих дней	Исполнитель, НДО, КМГИ	Программа ОПИ
	Проведение ОПИ	Согласно программе ОПИ (п.5.3.4)	НДО, Исполнитель	Договор, Соглашение о конфиденциальности
	Мониторинг проведения ОПИ	До завершения ОПИ	КМГИ, НДО, Исполнитель	Отчет
	Определение технико-экономической эффективности по итогам ОПИ	В течении 20-ти рабочих дней после завершения ОПИ	НДО, КМГИ	Отчет НДО/ Заключение КМГИ
	1. Проведение ТЭС КМГИ по итогам ОПИ	По мере поступления вопросов повестки для вынесения ТЭС/НТС	КМГИ	Протокол ТЭС-2 КМГИ
	2. Проведение НТС НДО по итогам ОПИ. Принятие решения о вынесении на рассмотрение секции НТС КМГ		НДО	Протокол НТС НДО
	3. Проведение НТС КМГ по итогам ОПИ (при необходимости)		КМГ	Протокол НТС КМГ
	3. Обновление информационного реестра ОПИ	Раз в квартал	КМГИ	Реестр ОПИ
Выход из процесса:	Получение решения НТС НДО/КМГ по дальнейшей реализации технологии (промышленное внедрение или отказ) на НДО			

* - проводится в соответствии с Правилами ОПИ [1] и «Типовыми правилами организации подбора, проведения испытаний, внедрения и входного контроля химических реагентов в ДЗО АО НК «КазМунайГаз [2].

9.3. Блок-схема при планировании и проведении ОПИ технологий водоизоляции

Блок-схема	Действие	Сроки, даты	Кто выполняет	Запись
	Подача заявки на ОПИ. Регистрация заявки	В течении 5-ти рабочих дней	Исполнитель, КМГИ	Заявка/ обращение на интернет-портале «Система Центр ОПИ»
	Первичное рассмотрение материалов заявки	В течении 30 дней после получения заявки Исполнителя	КМГИ, НДО, КМГ	Презентация/ документация по НТиТ
	Проведение рабочего совещания с детальным рассмотрением представленных материалов ОПИ и принятие решения по проведению ОПИ		НДО, КМГИ, Исполнитель, КМГ (по согласованию)	Протокол/ ответное письмо
	Оценка применимости технологии*. Определение технико-экономической эффективности планируемого ОПИ на стадии планировании	В зависимости от предлагаемой технологии	НДО, КМГИ, Исполнитель	Отчет/ Презентация/ ТЭО
	1. Проведение ТЭС КМГИ по допуску к ОПИ	В течении 20-ти рабочих дней	КМГИ	Протокол ТЭС-1 КМГИ
	2. Проведение НТС НДО по допуску к ОПИ		НДО	Протокол НТС НДО
	Разработка, согласование, утверждение Программы ОПИ	В течении 15-ти рабочих дней	Исполнитель, НДО, КМГИ	Программа ОПИ
	Проведение ОПИ	Согласно программе ОПИ (п.5.3.4)	НДО, Исполнитель	Договор, Соглашение о конфиденциальности
	Мониторинг проведения ОПИ	До завершения ОПИ	КМГИ, НДО, Исполнитель	Отчет
	Определение технико-экономической эффективности по итогам ОПИ	В течении 20-ти рабочих дней после завершения ОПИ	НДО, КМГИ	Отчет НДО/ Заключение КМГИ
	1. Проведение ТЭС КМГИ по итогам ОПИ	По мере поступления вопросов повестки для вынесения ТЭС/НТС	КМГИ	Протокол ТЭС-2 КМГИ
	2. Проведение НТС НДО по итогам ОПИ. Принятие решения о вынесении на рассмотрение секции НТС КМГ		НДО	Протокол НТС НДО
	3. Проведение НТС КМГ по итогам ОПИ (при необходимости)		КМГ	Протокол НТС КМГ
	3. Обновление информационного реестра ОПИ	Раз в квартал	КМГИ	Реестр ОПИ
Выход из процесса:	Получение решения НТС НДО/КМГ по дальнейшей реализации технологии (промышленное внедрение или отказ) на НДО			

* - проводится в соответствии с Правилами ОПИ [1] и «Типовыми правилами организации подбора, проведения испытаний, внедрения и входного контроля химических реагентов в ДЗО АО НК «КазМунайГаз [2].

Химические методы увеличения нефтеотдачи

К основным технологиям химических МУН относятся закачка растворов полимеров (полимерное заводнение), поверхностно-активных веществ (ПАВ-заводнение), кислот (кислотное заводнение), щелочных растворов (щелочь-заводнение) и других химических композиций (щелочь-ПАВ-полимерное заводнение, мицеллярные растворы, гелеполимерные системы и др.).

Полимерное заводнение. Механизм повышения нефтеотдачи за счёт полимерного заводнения прост и в достаточной степени изучен. Добавление полимеров в воду, используемую для заводнения коллектора, повышает ее вязкость. Это снижает коэффициент подвижности воды относительно нефти и повышает вытеснение нефти к добывающим скважинам. Закупорка промытых водой каналов крупными высокомолекулярными соединениями вынуждает вытесняющий агент искать новые пути продвижения, увеличивая тем самым коэффициент охвата залежи (Рисунок 1)

Целью использования полимера является:

– снижение соотношения подвижностей вытесняемого агента (нефти) и вытесняющего агента (воды, впоследствии – полимерного раствора);

– увеличение коэффициента охвата пласта по толщине и по площади;

– стабилизация и снижение обводненности продукции добывающих скважин;

– повышение добычи и конечной нефтеотдачи пласта.

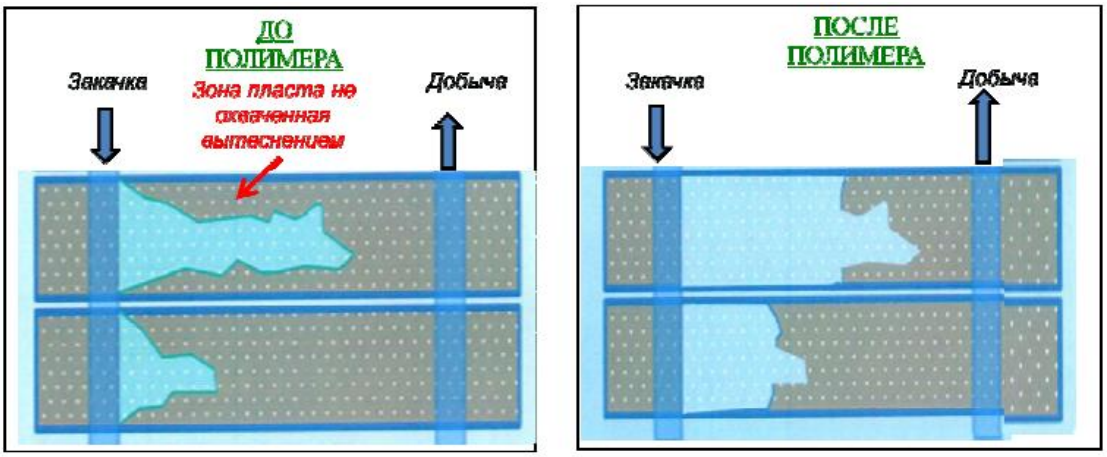


Рисунок 1. Технология полимерного заводнения

Выравнивание профиля вытеснения нефти происходит за счет увеличения вязкости закачиваемого нефтевытесняющего агента – полимерного раствора. Полимерный раствор за счет своей загущающей способности при небольших концентрациях (в среднем <0,5 %) существенно (в десятки раз) повышает вязкость воды.

$$M = \frac{\lambda_в}{\lambda_н} = \frac{\frac{k_в}{\mu_в}}{\frac{k_н}{\mu_н}} = \frac{k_в \times \mu_н}{k_н \times \mu_в} \qquad (36)$$

где $\lambda_в$—подвижность воды (вытесняющего агента);
$\lambda_н$ −подвижность нефти (вытесняемого агента);
$k_в$ – относительная проницаемость по воде, мкм^2;
$k_н$ −относительная проницаемость по нефти, мкм^2;
$\mu_в$ − вязкость воды, мПа*с.

Для условий маловязких и средневязких нефтей (примерно до 35 сП) наиболее оптимальным и благоприятным значением соотношения подвижности считается 1 д. ед. (когда вытесняемый агент (пластовая нефть) сопоставим по вязкости с вытесняющим агентом).

Полимерное заводнение зачастую применяется как усовершенствованный подход процесса заводнения в слоисто-неоднородных терригенных коллекторах.

Полимерные растворы, обладая повышенной вязкостью, лучше вытесняют не только нефть из ранее неохваченных зон, но и связанную пластовую воду из пористой среды. Вступая во взаимодействие со скелетом пористой среды, т.е. с породой и цементирующим веществом, молекулы полимера адсорбируются на поверхность породы, тем самым выпадая из раствора на поверхность пористой среды и перекрывая каналы, способствуя ухудшению фильтрации в них воды. По причине того, что полимерный раствор предпочтительно поступает в высокопроницаемые слои, наблюдается комбинация этих двух эффектов – повышения вязкости раствора и снижения проводимости среды – происходит существенное уменьшение динамической неоднородности потоков жидкости и, как следствие, повышение охвата пласта заводнением [6].

Помимо общих ограничений применения для химических МУН, для полимеров следует отдельно указать следующие негативные особенности:

– потери в породах из-за адсорбции, взаимодействия с солями;
– потеря приемистости нагнетательных скважин;
– недостаточный контроль продвижения (риски появления «языков» при наличии высокопроницаемых зон, каналов);
– значительный сдвиг скорости вблизи скважины (механическая деструкция), термоокислительная деструкция, образование связей (внутримолекулярная сшивка), закупоривание пластов;
– часто применяется на слишком поздней стадии заводнения, что в значительной степени снижает эффективность технологии полимерного заводнения.

Заводнение поверхностно-активными веществами (ПАВ-заводнение). Механизм процесса вытеснения нефти из пластов водным малоконцентрированным раствором поверхностно-активных веществ (ПАВ) основан на том, что при их контакте с пластовыми флюидами снижается

поверхностное натяжение между нефтью и водой и увеличивается краевой угол смачивания породы.

Процесс разработки нефтяных месторождений при заводнении их водными растворами ПАВ осуществляется с минимальными изменениями в технологии и системе размещения скважин. Добавление к закачиваемой воде 0,05-0,1 % ПАВ не влечет за собой необходимости существенного изменения давления, темпов или объемов нагнетания воды. Объемы закачиваемых в пласты водных растворов ПАВ должны быть большими (не менее 2-3 объемов пор нефтяной залежи). Так как эффективное действие ПАВ по вытеснению нефти сопровождается их адсорбцией на поверхность породы. Для насыщения ПАВ охваченного заводнением объема пласта потребуется (при концентрации ПАВ в растворе 0,1%) закачать несколько объемов пор воды. При меньшем объеме закачки раствора фронт ПАВ не достигнет добывающих скважин и объем пласта, подвергнутого воздействию ПАВ, будет меньше охваченного заводнением.

Адсорбция ПАВ в пористой среде приводит к тому, что на фронте вытеснения нефти вода не содержит ПАВ или содержит их в очень малых, неэффективных концентрациях. Фронт ПАВ движется по пласту в 10-20 раз медленнее, чем фронт вытеснения.

Никаких ограничений на сетку скважин не налагается. Однако нагнетательные скважины эффективнее размещать только внутри контура нефтеносности, а раствор закачивать в чисто нефтяную часть пласта. Одним из самых больших недостатков метода заводнения растворами ПАВ является высокая адсорбция химического реагента на породе. Он ставит под сомнение применение ПАВ с целью повышения нефтевытесняющей способности воды. Другие недостатки применения водорастворимых ПАВ также усложняют или ограничивают их применение. К ним относятся:

– высокая чувствительность к качеству воды: содержанию кислорода, микроорганизмов и механических примесей, которые в состоянии свести эффект к нулю вследствие разрушения раствора;

– слабая биоразлагаемость неионогенных ПАВ (всего 35-40%) и повышенная способность загрязнения окружающей среды [6].

Щелочное заводнение. Метод щелочного заводнения нефтяных пластов основан на взаимодействии щелочей с пластовой нефтью и породой. Практически вся природная нефть содержит в своем составе активные компоненты – органические кислоты, но количество и состав их различны. При контакте щелочи с нефтью происходит ее взаимодействие с органическими кислотами, в результате чего образуются естественные поверхностно-активные вещества, снижающие межфазное натяжение на границе раздела фаз нефть-вода и увеличивающие смачиваемость породы водой.

При контакте щелочных растворов с пластовой нефтью, образуются мелкодисперсные эмульсии типа "нефть в воде"', обладающие высокими нефтевытесняющими свойствами. Вторым важным элементом в механизме метода щелочного заводнения является изменение смачиваемости породы щелочным раствором за счет адсорбции органических кислот нефти на поверхность породы, что способствует гидрофилизации пористой среды и повышает коэффициент вытеснения нефти водой.

Установлено, что наличие щелочи в пластовой воде смещает в благоприятную сторону кривые фазовых проницаемостей при совместной фильтрации нефти и воды. Относительная проницаемость пласта для активной нефти существенно улучшается, особенно при насыщенности водой более 70%, когда обычная нефть становится неподвижной. При щелочном растворе относительная проницаемость для нефти еще больше, чем для воды, благодаря чему нефть сохраняет подвижность до насыщенности пласта водой до 90-95%.

Для приготовления щелочных растворов можно использовать едкий натр (каустическую соду) NaOH или углекислый натрий (кальцинированную соду) Na_2CO_3, они наиболее активны и широко распространены. Щелочные растворы закачиваются в виде оторочек размером 10-25% от объема пор пласта, в зависимости от его неоднородности, которые продвигаются обычной водой. Рабочая концентрация щелочи в растворе определяется лабораторными исследованиями для конкретной нефти, пласта, воды и должна обеспечивать наименьшее межфазное натяжение между раствором и нефтью. Обычно эта концентрация составляет 0,2-0,4% с учетом адсорбции щелочи. Повышение концентрации щелочи не дает эффекта в вытеснении нефти.

На гидрофобизованных коллекторах для изменения смачиваемости поверхности пористой среды необходимы более высокие концентрации щелочи в растворе (до 2-4%). Размер оторочки и концентрация в ней агента должны определяться расчетным путем с учетом неизбежных потерь щелочи в пласте. Возможно применение и высококонцентрированных щелочных растворов (до 4-5%), особенно в пластах, требующих повышения гидрофильности, при большом содержании солей.

Приготовление раствора щелочи и его подача в пласт не отличаются большой сложностью. Продвижение щелочной оторочки по пласту должно регулироваться режимом работы нагнетательных и добывающих скважин. Система размещения нагнетательных и добывающих скважин для маловязкой нефти может не отличаться от метода обычного внутриконтурного заводнения или заводнения с ПАВ и полимерами [6].

Основными недостатками метода являются очень жесткие критерии применимости его по кислотной активности нефти. Минерализация пластовой и закачиваемой воды и большое содержание глин в породе также могут исключать применение метода. Недостаточная кислотная активность нефти, содержание солей в воде и глин в породе приводят к увеличению расхода

щелочи и снижению эффективности вытеснения нефти, по сравнению с обычной водой, вплоть до нуля. В пластах, содержащих гипс, возможно растворение его щелочью и последующее отложение в призабойных зонах, скважинах и оборудовании.

Щёлочь-ПАВ-полимер заводнение (ASP). Заводнение с использованием щёлочь-ПАВ-полимерных композиций (ASP) – более совершенная технология повышения нефтеотдачи пласта. Здесь используется комбинация химических реагентов, снижающие межфазное натяжение (щелочь и ПАВ) и подвижность воды (полимер) (Рисунок 2). Эти три реагента закачиваются в пласт через сеть нагнетательных скважин, как правило, после проведения обычного заводнения.

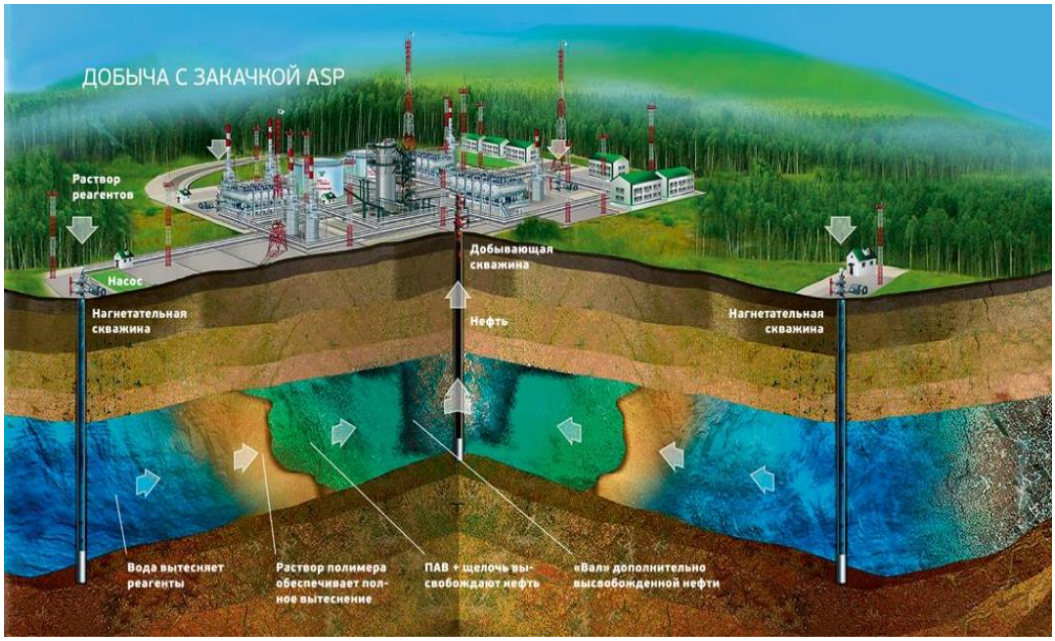


Рисунок 2. Технология ASP заводнения

Поверхностно-активные вещества уменьшают капиллярные силы, удерживающие нефть в мелких порах породы при заводнении, а полимер повышает охват заводнения и эффективность вытеснения нефти на микроскопическом уровне. Совместное использование ПАВ и щелочи позволяет повысить мобильность нефти в пласте, а полимер увеличивает область вытеснения нефти по сравнению с обычным заводнением. В результате действия ПАВ и щелочи повышается эффективность вытеснения нефти, которая поступает в добывающие скважины. Существует несколько вариантов последовательной закачки вытесняющих агентов:

- Щелочь- ПАВ- Полимер;
- ПАВ- Щелочь- Полимер;
- Полимер- Щелочь- ПАВ.

Также существует вариант одновременной закачки всех компонентов. Технология ASP достаточно новая, но это одна из самых перспективных технологий повышения нефтеотдачи в мире. Технология ASP применяется сейчас более чем в 20 проектах по всему миру. В отличие от простого полимерного воздействия комбинированное ASP заводнение во всех случаях даёт существенный прирост коэффициента нефтеотдачи. Таким образом, при общем соблюдении геолого-технических условий применения технологии, наиболее чувствительным фактором является рыночная цена нефти и стоимость химического сырья.

Технология ASP заводнения очень сложная в применении и полный процесс может включать в себя следующие этапы:

1. Предварительная закачка. Это закачка определенного объема воды с целью изменить (как правило снизить) минерализацию пластовой жидкости с тем, чтобы смешивание с ПАВ не вызвало потерю межфазной активности. Объем предварительной закачки колеблется от 0% до 100% заводняемого порового объема пласта.
2. Оторочка ASP-состава. Объем щелочь-ПАВ-полимерной оторочки, колеблясь от 5% до 20% порового объема в промысловых применениях, содержит главный нефтедобывающий агент – основное ПАВ, а также раствор щелочи, соПАВ, сорастворитель, электролит.
3. Буферная оторочка, регулирующая подвижность. Эта жидкость представляет собой разбавленный раствор водорастворимого полимера, цель которого заключается в вытеснении мицеллярно-полимерной оторочки и собранных в вал жидкостей к добывающим скважинам.
4. Буферная оторочка, регулирующая подвижность, с уменьшающейся концентрацией. Это определенный объем минерализованной воды, содержащей полимер, концентрация которого постепенно уменьшается. Постепенное уменьшение концентрации ослабляет эффект неблагоприятного соотношения подвижностей между буферной оторочкой, регулирующей подвижность, и продавочной водой.
5. Продавочная вода. Цель продавочной воды – сократить расходы, связанные с непрерывной закачкой полимера. Если правильно рассчитать первую буферную оторочку и буферную оторочку с меняющейся концентрацией полимера, мицеллярно-полимерная оторочка будет добыта прежде, чем в нее проникнет эта жидкость.

Общие эксплуатационные проблемы в ASP-технологии – это снижение приемистости, разрушение полимера, сложность в разделении добытой воды от нефти, поломки насоса из-за солеотложений, рост бактерий, коррозия, проблемы, связанные с логистикой и содержанием большого количества химических реагентов, особенно в оффшорной среде.

Самый большой недостаток метода – сложность его технологии, зависящая от многих неуправляемых факторов и требующая точного

неукоснительного исполнения. Строгая последовательность нагнетания, соблюдение качественного и количественного состава и объема оторочек – обязательное условие успешного применения метода. Другой важный недостаток метода – его острая чувствительность к неблагоприятным геолого-физическим условиям месторождения, и особенно к минеральному составу пластов, а также воды пластовой и используемой для приготовления растворов.

Основным ограничивающим фактором применения метода ASP заводнения является большая потребность в химических реагентах и их высокая стоимость.

Сернокислотное заводнение. В основе применения концентрированной серной кислоты для повышения нефтеотдачи пластов лежит комплексное воздействие этого реагента как на минералы скелета пласта, так и на содержащиеся в нем нефть и воду.

Химическое взаимодействие серной кислоты с ароматическими углеводородами нефти приводит к образованию естественных поверхностно-активных сульфокислот. Их роль в вытеснении нефти аналогична воздействию ПАВ, специально закачиваемых в пласт с поверхности. Кроме того, при химическом взаимодействии сульфат-ионов с солями кальция, составляющими минералогическую основу породы, образуется малорастворимый в воде сульфат кальция — гипс. Кристаллы гипса частично закупоривают поры пласта, промытые водой, направляя последующие порции воды в поры, заполненные нефтью. Это приводит к повышению охвата пласта вытеснением.

Были выявлены и другие эффекты, способствующие улучшению вытеснения нефти при сернокислотном воздействии, а именно, разбавление в пласте концентрированной кислоты ранее закачанной водой сопровождается выделением тепла. Взаимодействие серной кислоты с терригенными породами призабойной зоны пласта приводит к увеличению их проницаемости, что наряду с выпадением гипса в глубине пласта обусловливает перераспределение градиентов давления в сторону их увеличения на фронте вытеснения.

Закачку серной кислоты целесообразно применять в сочетании с пресными или слабоминерализованными водами во избежание закупорки пор. В условиях пластов-коллекторов полимиктового состава закупорка пор нерастворимыми солями происходит наиболее интенсивно, лучшие результаты наблюдаются в терригенных преимущественно кварцевых коллекторах.

Альтернативным вариантом повышения охвата пластов воздействием заводнения серной кислоты является применение серной кислоты и тринатрий фосфата в условиях пластов с минерализованными водами. При их закачке также образуются нерастворимые в воде осадки гипса (сульфатов) и фосфатов

кальция и магния. Анализ результатов экспериментальных исследований, испытаний и внедрения методов, основанных на кольматировании высокопроницаемых зон пластов, показывает, что длительность эффекта незначительна. Это объясняется недостаточно высокими структурно-механическими свойствами осадка его способностью претерпевать усадку вследствие плотной упаковки «малых частиц» осадка, т.е. кристаллизации и размыву в объеме пористой среды в условиях дренирования пласта при заводнении. Несомненным преимуществом этих методов является то, что используемые реагенты, являясь гомогенными маловязкими средами, имеют хорошие фильтрационные свойства и могут создавать высокопротяженные потокоотклоняющие зоны.

Для повышения нефтеотдачи пластов применяется не только серная концентрированная кислота, но и алкилированная – отходы нефтеперерабатывающих заводов после процесса алкилирования – алкилированная серная кислота (АСК), хлорсульфоновая, фторсульфоновая, оксидные и другие кислоты. При создании в пласте оторочки происходит выравнивание профилей приемистости в неоднородных коллекторах в результате закупорки пор высокопроницаемых слоев нерастворимыми солями (сульфаты, сульфонаты кальция и др.), которые образуются при взаимодействии АСК с солями пластовой воды.

При закачке концентрированной серной кислоты происходит реакция взаимодействия ее с пластовой водой, в результате которой повышается температура, уменьшается вязкость нефти, растворяются карбонаты, увеличивается проницаемость пористой среды, при выделении углекислого газа увеличивается объем воды. Уменьшается набухаемость глин, происходит объемное расширение нефти. Величина оторочки составляет 0,1–0,5 % объема пор, концентрация АСК 90–98 %. Продолжительность закачки 2–3 сут. Закачка производится кислотными агрегатами [7].

Тепловые методы увеличения нефтеотдачи

К основным технологиям тепловым МУН относятся закачка пара (в т.ч. технологии SAGD, VAPEX и др.), закачка горячей воды и внутрипластовое горение.

Паротепловое воздействие. Наиболее эффективным рабочим агентом для вытеснения высоковязкой нефти из пласта и увеличения коэффициента нефтеизвлечения является насыщенный водяной пар. Как тепловой агент он имеет следующие преимущества:

– высокое удельное количество теплоты (теплосодержание) в результате чего при помощи пара по сравнению с горячей водой можно внести в пласт значительно большее количество тепла в расчете на единицу веса нагнетаемого агента;

– высокий коэффициент сжимаемости, благодаря чему при одинаковых условиях 1 кг пара занимает в пласте в 25-40 раз больше объема, чем горячая вода, и, соответственно, может вытеснить больше нефти и лучше поддерживать пластовое давление;

– пар в состоянии вытеснить максимально возможное количество нефти из пористой среды, независимо от свойств углеводородной жидкости (вязкости, поверхностного натяжения).

При закачке в пласт используют насыщенный влажный пар, который представляет собой смесь пара и горячего конденсата (воды). Теплосодержание (энтальпия) пара зависит от его степени сухости. Чем выше последняя, тем больше у него теплосодержание по сравнению с горячей водой. Степень сухости нагнетаемого в пласт пара обычно находится в пределах 0,3-0,8 д. ед. Такой пар содержит 30%-80% по массе паровой фазы и соответственно 70%-20% жидкой фазы (то есть горячей воды).

Процесс распространения тепла в пласте и вытеснения из него нефти при нагнетании в пласт водяного пара является более сложным, чем при закачке горячей воды. При нагнетании насыщенного пара нагревание пласта, в первую очередь, происходит за счет скрытой теплоты парообразования. По мере движения по пласту степень сухости пара постепенно уменьшается до его полной конденсации. При этом, пока не используется вся скрытая теплота парообразования, температура пароводяной смеси, а, следовательно, и пласта будет равна температуре насыщенного пара. Дальнейший прогрев пласта и насыщающих его жидкостей осуществляется за счет теплоты горячей воды, что сопровождается снижением ее температуры до начальной пластовой.

При нагнетании насыщенного пара в направлении течения теплоносителя в пласте образуется четыре основные зоны, которые различаются по температуре, а также распределению паро- и водонасыщенности и механизму извлечения из пласта нефти (Рисунок 3).

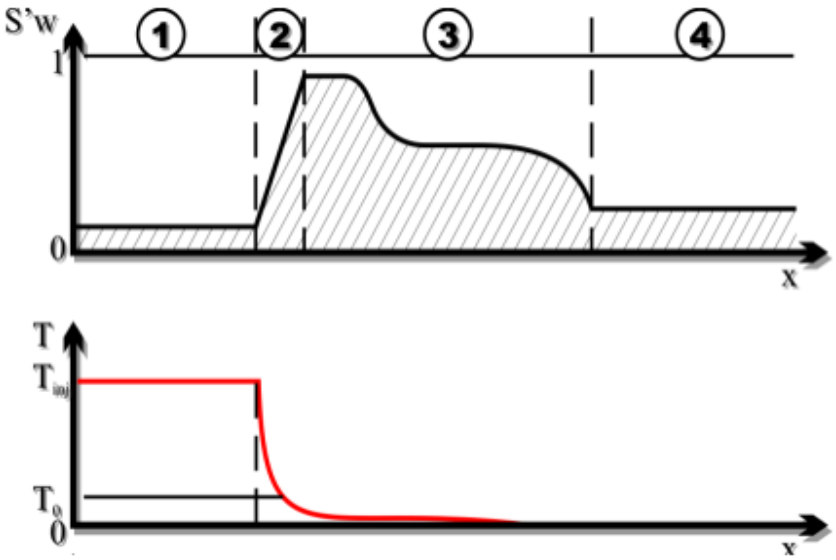


Рисунок 3. Схема вытеснения нефти паром.
Зоны: 1 — вытеснения нефти паром; 2 — горячего конденсата; 3 — не охваченная тепловым воздействием; 4 — пластовой нефти.

Зона 1 является областью влажного пара. Она образуется вблизи нагнетательной скважины. Температура в зоне близка к постоянной температуре насыщенного пара, соответствующей точке кипения воды, и медленно снижается при удалении от границы ввода пара в соответствии с зависимостью от давления температуры насыщения.

Нефтенасыщенность в этой области изменяется за счет гидродинамического вытеснения нефти паром и испарения ее легких компонентов. Появляется совершенно новый, качественно отличный фактор в механизме нефтеизвлечения — дистилляция или своеобразный технологический процесс испарения части нефти, которая остается в порах скелета пласта после вытеснения ее внутренним давлением и горячим конденсатом зоны 2, двигающимся впереди фронта паровой зоны. Газообразные легкие фракции во время дальнейшей фильтрации конденсируются и участвуют в механизме извлечения нефти как хороший растворитель.

Зона 2 — это область горячей воды. В начале этой зоны на относительно узком участке, примыкающем к зоне 1, пары воды и газообразные углеводородные фракции конденсируются при контакте с холодными коллекторами. Температура в зоне снижается от температуры пара до начальной пластовой. Вытеснение здесь производится горячей водой. В зоне фильтруется горячая вода, нагретая нефть, обогащенная легкими фракциями углеводородов, которые были образованы от остаточной нефти в зоне пара и вытесняются из зоны конденсации. Извлечение нефти достигается за счет

снижения ее вязкости, повышения подвижности и усиления капиллярных эффектов.

Зона 3 — это область, не охваченная тепловым воздействием, в ней температура пласта равна начальной, то есть вытеснение нефти происходит при пластовой температуре остывшей водой. Насыщенность воды в направлении движения постепенно уменьшается до значения насыщенности связанной водой.

В зоне 4 фильтруется безводная нефть при пластовой температуре.

Закачка пара не может быть реализована в глубокозалегающих пластах, имеющих малую толщину и низкую проницаемость. Разработка герметичных НКТ (насосно-компрессорных труб), высокотемпературных пакетов и забойных парогенераторов может увеличить глубину проведения паротеплового воздействия до 1500 м, хотя в этом случае экономические расчеты могут оказаться неблагоприятными.

Объекты с нефтями, имеющими вязкость выше 1000 мПа с, представляют определенную сложность при разработке их тепловыми методами, так как даже при высокой проницаемости коллектора приемистость будет очень низкой, и нагнетание агента с необходимой скоростью может приводить к гидроразрыву пласта.

Применение тепловых методов в пластах с небольшой нефтенасыщенной толщиной связано с большими потерями теплоты.

В трещиноватых пластах с высоковязкой нефтью применение тепловых методов воздействия считается проблематичным из-за неоднородной проводимости в разных направлениях, ввиду чего паротепловое воздействие рекомендуется осуществлять в нетрещинноватых коллекторах. Также для успешного применения паротеплового воздействия рекомендовано подбирать пласты без подошвенной воды и газовой шапки.

К дополнительным ограничениям технологии закачки пара можно отнести высокую водонасыщенность, т.к. при смешивании пластовой воды с конденсатом пара повышается проводимость для воды и происходит обводнение добываемой продукции. В неоднородных пластах пар будет перемещаться через зоны с высокой проницаемостью и обходить менее продуктивные зоны, уменьшая охват пласта по площади и толщине.

В процессе паротеплового воздействия возникают и такие проблемы, как влияние высокой температуры на обсадные трубы, насосно-компрессорные трубы и другое внутрискважинное оборудование, поэтому нагнетательные скважины должны заканчиваться и обустраиваться с учетом работы при высоких температурах.

К недостаткам паротеплового воздействия относятся также разрушение скелета пласта и вынос больших объемов песка в скважину, а также образование стойких эмульсий с некоторыми типами нефтей и проблема коррозии.

Гравитационные эффекты могут привести к тому, что паром будет охвачена только верхняя часть пласта. Низкие темпы закачки пара невыгодны с экономической точки зрения. Потери теплоты пропорциональны перепаду температур и времени.

Воздействие горячей водой. Наиболее доступным теплоносителем является горячая вода. Применение подогретой воды в качестве теплоносителя обусловлено прежде всего тем, что она способна переносить гораздо больше тепла в расчете на единицу массы, чем другие жидкости. Имея высокую удельную теплоемкость (более 4 кДж/(кг·К)), горячая вода позволяет оказывать на пласт интенсивное тепловое воздействие. Кроме того, она характеризуется высокими нефтевытесняющими свойствами. При воздействии горячей водой в соответствии с профилем температуры и водонасыщенности участок пласта между нагнетательной и добывающей скважинами можно разделить на три основные зоны: 1 — горячей воды; 2 — остывшей воды или воды пластовой температуры и 3 — незаводненной зоны или зоны нефти (Рисунок 4).

В первой зоне горячая вода, двигаясь по пласту, отдает породе свою тепловую энергию, вследствие чего в направлении вытеснения температура воды постепенно снижается до пластовой. Повышение температуры пласта в зоне 1 влечет за собой снижение вязкости и увеличение подвижности нефти, изменение межфазного взаимодействия на границе «нефть-вода», степени десорбции веществ, осажденных на стенках пор, и изменение фазовой проницаемости нефти и воды, рост смачиваемости поверхности породы водой.

Нагретая маловязкая нефть из первой зоны вытесняется горячей водой. Кроме того, расширение породы-коллектора и заполняющей его жидкости (при неизменном насыщении) приводит к дополнительному вытеснению нефти. В результате этого достигается уменьшение остаточной нефтенасыщенности. Размеры прогретой зоны зависят от объема прокаченной горячей воды.

В зоне 2 нефть вытесняется водой, температура которой равна температуре пласта. В третьей зоне фильтруется безводная нефть.

Таким образом, вначале нефть вытесняется водой пластовой температуры и только после этого горячей. Отсюда прирост нефтеизвлеченння за счет нагнетания горячей воды наблюдается, главным образом, в водный период эксплуатации.

Вода в природных условиях содержит растворенные соли Na, Ca и других химических элементов. При нагревании растворимость солей Na увеличивается, а солей Ca, наоборот, уменьшается, последние выпадают в осадок, образуя нерастворимую накипь. В этой связи воду, содержащую концентрацию «нерастворимых» солей, превышающую допустимую для применяемой нагревательной установки, подвергают обессоливанию.

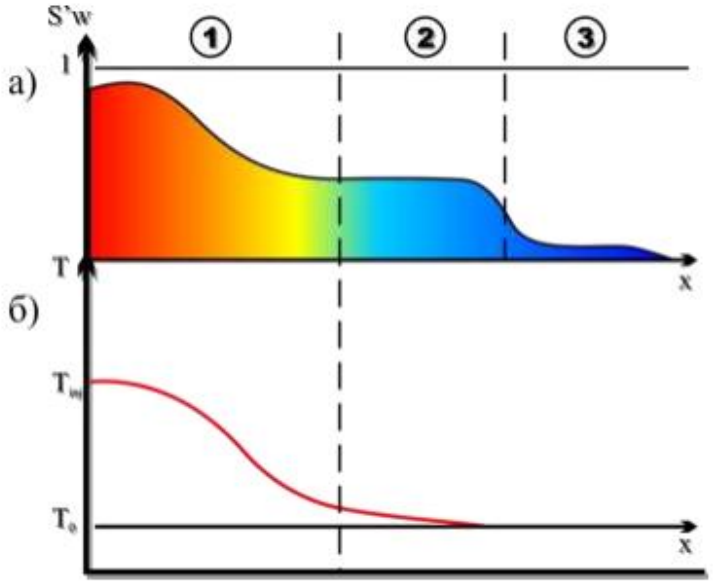


Рисунок 4. Профили водонасыщенности и температуры при одномерном вытеснении нефти горячей водой:
1 – зона вытеснения горячей водой; 2 – зона вытеснения водой при пластовой температуре, 3- незаводненная зона

Парогравитационное дренирование (steam assisted graivity drainage – SAGD). Одной из наиболее перспективных технологий термического извлечения тяжелых нефтей и природных битумов с применением горизонтальных скважин является процесс гравитационного дренирования при закачке пара (steam assisted gravity drainage — SAGD), или технология «паровой камеры» [8, 9]. Процесс основан на механизме противоточной гравитационной сегрегации пара и разогретой нефти (Рисунок 5).

В современной модификации метод парогравитационного дренирования был разработан Р. Батлером в 1978 году. Технология в своем классическом описании [10] предусматривает бурение в нефтенасыщенной части продуктивного пласта вблизи его подошвы двух параллельных горизонтальных скважин, одна под другой (при разработке протяженных пластов строятся ряды пар нагнетательных и добывающих скважин). Верхняя из них используется для закачки пара, который поднимается вверх и создает паровую камеру, а нижняя служит для отбора добытой жидкости (нефти, конденсата и пластовой воды).

На начальном этапе (стадии предпрогрева) осуществляют циркуляцию пара в обеих скважинах для обеспечения приемистости и гидродинамической связи между стволами. Продолжительность этапа составляет от 2 до 6 месяцев в зависимости от геолого-физических условий продуктивного пласта. Возможно обеспечение первоначальной стимуляции пласта за счет образования трещин.

Затем закачку пара в нижнюю скважину прекращают и ее переводят в фазу отбора продукции. В это время в нагнетательную скважину продолжается непрерывная закачка пара. Паровая зона начинает расти от верхней скважины вертикально вверх под действием архимедовых сил. Поток нагретой нефти и сконденсировавшегося пара под действием силы тяжести вытесняется вниз к добывающей скважине.

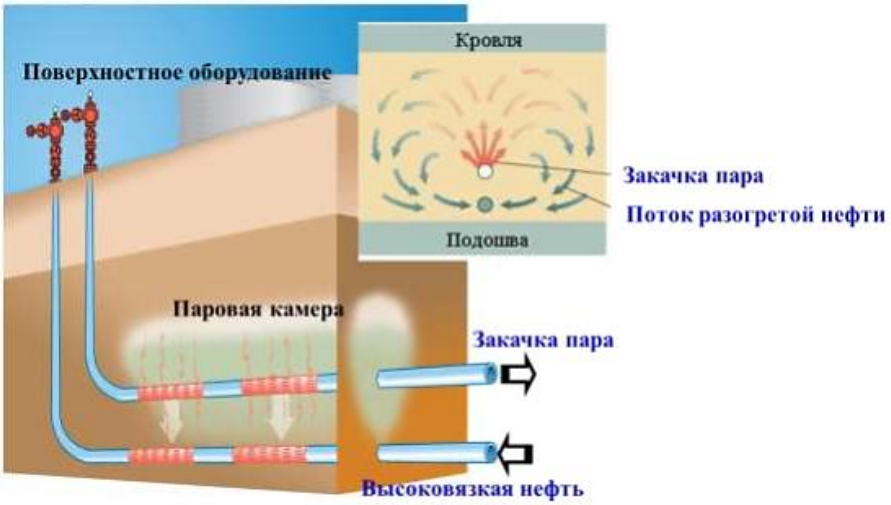


Рисунок 5. Схема реализации технологии SAGD

Зона пара по мере вытеснения нефти постоянно увеличивается и с течением времени распространяется к кровле пласта, а затем расширяется по горизонтали, сливаясь с прогретыми зонами, расположенными вокруг соседних скважин. После соединения камер продолжается дренирование нефти, оставшейся в межскважинном пространстве. В ходе процесса нефть всегда находится в контакте с высокотемпературной паровой камерой, то есть потери тепла минимальны, что делает этот способ разработки выгодным с экономической точки зрения. Таким образом, на границе паровой камеры пар конденсируется при передаче тепла малоподвижной нефти, а прогретая нефть вытесняется под действием собственного веса и сконденсировавшегося пара по направлению сверху вниз, то есть на производительность горизонтальной скважины действуют два фактора, соответственно, гравитационный дренаж и вытеснение под давлением.

Парожидкостный раздел поддерживают на уровне между двумя скважинами для предотвращения прорыва пара в добывающую скважину и интенсивного роста паронефтяного отношения.

Технология SAGD имеет преимущество перед другими тепловыми методами в том, что процесс может быть реализован в довольно широком диапазоне изменения толщин пластов. Дело в том, что расстояние между нагнетательной и добывающей скважинами по вертикали составляет от 4 до 10 м, а расстояние от верхней скважины до кровли пласта практически неограниченно [11]. Скважины обычно бурятся рядами, расстояние между их

парами составляет от нескольких десятков до 150 метров, а длина горизонтальных участков скважин колеблется в пределах от нескольких сотен до 1500 м. Для реализации технологии парогравитационного дренажа используются горизонтальные скважины с большой протяженностью стволов и плотные сетки скважин, что обуславливает их относительно высокие дебиты скважин (десятки тонн в сутки) и значительные КИН (от 0,5 до 0,75).

Технология парогравитационного дренажа как метод разработки залежей тяжелых нефтей и природных битумов прошла испытания в нескольких пилотных проектах и используется при промышленной разработке месторождений в Канаде, Китае, Венесуэле, России (Татарстан).

Помимо классического способа технологии SAGD, существует несколько ее различных модификаций. В их числе следует указать способ с использованием одной горизонтальной скважины, выполняющей одновременно роль как нагнетательной, так и добывающей скважины — пар закачивается в оконечную часть горизонтального ствола, а разогретая продукция отбирается у начала горизонтальной части ствола скважины. Преимущества такого метода заключаются в экономии средств на строительство скважин, а также применимости его для резервуаров с небольшими значениями продуктивных толщин (где невозможно бурение двух горизонтальных скважин). К недостаткам способа относится техническая сложность реализации проекта.

Извлечение нефти за счет добавления парообразного растворителя – Vapour Extraction (VAPEX).

Предусматривается возможность применения технологии парогравитационного дренажа с добавлением к пару или с использованием вместо него различных газов (пропана, этана, углекислого газа, азота, смеси дымовых газов и др.), что может не только уменьшить эксплуатационные затраты, но и улучшить эффективность процесса разработки пласта. Эта технология является модификацией метода SAGD и предполагает использование пары горизонтальных скважин. За счет закачки растворителя в верхнюю из них создается камера-растворитель. Нефть разжижается за счет диффузии в нее растворителя и стекает по границам камеры к добывающей скважине под действием гравитационных сил.

Имеются также модификации парогравитационного дренажа, которые включают в себя бурение дополнительных скважин (горизонтальных или вертикальных) для увеличения зоны прогрева, использование электронагревающих устройств на стадии предпрогрева и т.д.

Внутрипластовое горение. Различают несколько разновидностей внутрипластового горения: сухое (СГ), влажное (ВВГ), сверхвлажное (СВВГ). Основное отличие указанных разновидностей метода определяется так называемым «водовоздушным» фактором (ВВФ), представляющим собой отношение объемов, закачиваемых в пласт воды и воздуха.

Внутрипластовое горение, которое осуществляется путем нагнетания в пласт только воздуха, получило название сухого.

При сухом прямоточном горении в пласте можно выделить несколько характерных зон, которые удобно описывать в направлении движения фронта горения: выжженная зона; фронт горения; многофазная зона (область испарения), содержащая пар, газы, воду, легкие углеводороды; зона конденсации; зона нефтяного вала; зона, не охваченная воздействием [12].

При сухом внутрипластовом горении основная доля выделившегося тепла из-за малой теплоемкости закачиваемого окислителя остается позади фронта горения и не участвует в процессе вытеснения нефти. Впереди фронта горения температура пласта довольно резко снижается вплоть до пластовой, поскольку тепло, переброшенное потоками газа, расходуется на нагревание породы и содержащейся нефти. Позади фронта, наоборот, из-за рассеивания тепла в горные породы, окружающие пласт, наблюдается плавное снижение температуры. Отсюда размер прогреваемой области впереди фронта горения существенно меньше, чем позади ее.

Для того чтобы повысить эффективность процесса, необходимо увеличить переброс тепла из зоны горения в область вытеснения. Этого можно добиться за счет повышения теплоемкости закачиваемого агента.

Влажное внутрипластовое горение (ВВГ) позволяет интенсифицировать разработку месторождений высоковязких нефтей, повышая конечное нефтеизвлечение. Процесс ВВГ заключается в том, что вместе с окислителем (воздухом) в пласт после инициирования и создания устойчивого фронта горения закачивается в определенном отношении вода (вместе с воздухом или попеременно). При этом, контактируя с нагретой породой, вода испаряется, а пар, увлекаемый конвективным потоком воздуха, переносит теплоту в область, находящуюся впереди фронта горения. В ней за счет этого образуется обширная зона пласта, охваченная тепловым воздействием. Добыча нефти при ВВГ определяется не только скоростью перемещения фронта горения, зависящей от темпа нагнетания воздуха, но также и темпом развития зоны прогрева, которая расположена впереди фронта горения. Этот темп определяется скоростью нагнетания воды или водовоздушным фактором (соотношением объемов, закачиваемых в пласт воды и воздуха) [13].

На Рисунок 6 показаны зоны, которые формируются в пласте при влажном внутрипластовом горении [14]. Непосредственно к нагнетательной скважине (8) примыкает выжженная зона, через которую фильтруются рабочие агенты: вода и воздух (1,2). Следующая зона – фронт горения (3), где происходят высокотемпературные окислительные реакции. Для поддержания процесса горения в пласте должно образовываться достаточное количество тяжелых фракций нефти, которое зависит от содержания в нефти асфальтенов, смол и тяжелых углеводородов.

В паровой зоне (4) фильтруется нефть, газы, легкие углеводороды и пар. Температура в паровой зоне в основном зависит от величины пластового давления. Перед зоной пара формируется зона конденсации (5). В этой зоне при снижении температуры происходит конденсация пара. Горячая вода, легкие углеводороды, газы горения вытесняют нефть. Вытесненная нефть формирует вал нефти – зону с повышенной нефтенасыщенностью (6). Область перед нефтяным валом занимают газы горения (7), вытесненная нефть и связанная вода, эта зона граничит с зоной начальной пластовой температуры.

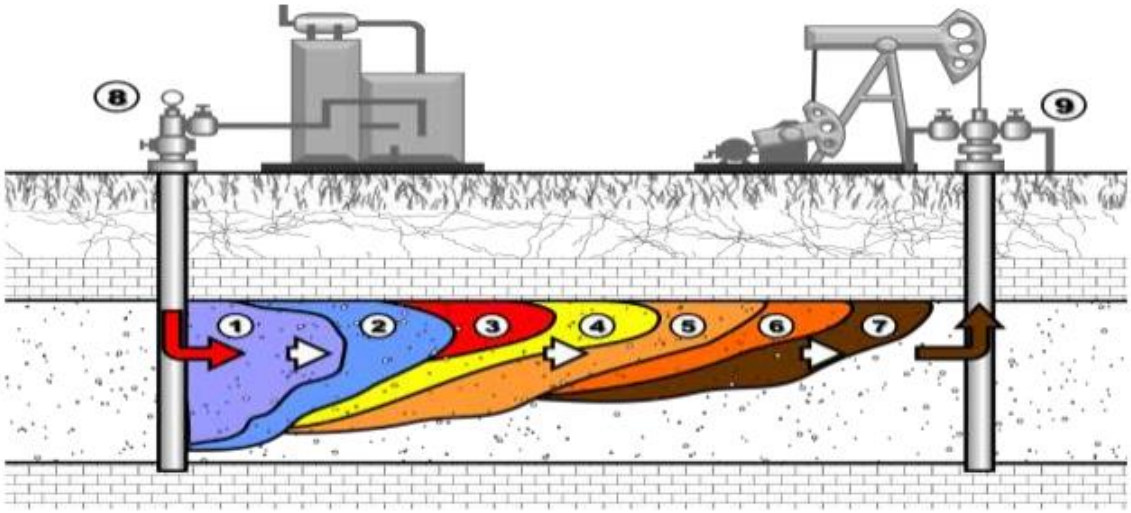


Рисунок 6. Схема формирования зон при ВВГ:
1 – выжженная зона, насыщенная воздухом и водой; 2 – выжженная зона, насыщенная воздухом и водяным паром; 3 – зона горения (фронт горения); 4 – зона пара; 5 – зона конденсации и зона горячей воды; 6 – вал нефти (зона повышенной нефтенасыщенности); 7 – зона газов горения; 8 – нагнетательная скважина; 9 – добывающая скважина

При сухом горении нагнетаемый в пласт окислитель (воздух), пройдя выжженную зону, уносит вперед лишь 1/5 образующейся теплоты, а остальное тепло остается позади фронта и со временем рассеивается. В случае ВВГ вода, теплоемкость которой в 4 раза превышает теплоемкость воздуха, абсорбирует теплоту, оставленную позади фронта горения и, испаряясь, выносит ее в виде пара в направлении зоны горения. Обширная область насыщенного пара, образованная в процессе влажного горения, способствует улучшению фронтального вытеснения нефти. Добавление воды к потоку нагнетаемого воздуха повышает его способность отбирать теплоту в выжженной зоне и увеличивает скорость перемещения тепловой конвекционной волны. В процессе ВВГ большая часть нефти вытесняется за счет того, что зоны пара и горячей воды движутся перед фронтом горения.

Для процесса СВВГ характерно следующее: во всей области теплового воздействия в фильтрующемся потоке присутствует вода, экзотермические реакции, необходимые для поддержания процесса, протекают в прогретой

зоне, окислительные реакции происходят в низкотемпературном режиме, полного вытеснения нефти после теплового фронта не достигается.

При сверхвлажном внутрипластовом горении [15]:

- процесс протекает при более низких температурах, чем ВГ и ВВГ;
- повышается скорость перемещения температурной волны;
- уменьшается расход воздуха на выжигание пласта;
- снижается величина концентрации сгорающего топлива (кокса);
- уменьшается расход воздуха на единицу добытой нефти.

Газовые методы увеличения нефтеотдачи

К основным технологиям газовых МУН относятся:

- воздействие углеводородным газом;
- воздействие диоксидом углерода;
- воздействие азотом, дымовыми газами;
- водогазовое воздействие;
- метод смешивающегося вытеснения;
- закачка воздуха в пласт.

Газовые методы имеют самую широкую область применения из всех методов увеличения нефтеотдачи:

- низкопроницаемые коллектора;
- высокообводненные пласты;
- глубоко залегающие пласты;
- вязкие нефти;
- подгазовые зоны.

Особенностью газовых методов является возможность их применения на любой стадии разработки, в том числе в выработанных, высокообводненных коллекторах. Выбор технологии во многом определяется источником получения газа и термобарическими пластовыми условиями. Источниками газа могут быть природные залежи, отходы химического производства, переработка дымовых газов. При разработке месторождений, насыщенных легкой нефтью с большим значением газового фактора, добываются большие объемы попутного газа. При значительном содержании в растворенном газе таких компонентов как диоксид углерода, углеводородных фракций и др., газ может закачиваться в пласт.

Закачка газа может быть непрерывной, если он используется в качестве основного рабочего агента для поддержания пластового давления или в виде закачки оторочки для добычи более ценного газа (диоксида углерода или обогащенного газа), проталкиваемой по пласту менее ценным газом (сухой газ, азот) или водой. Все технологии могут быть реализованы в виде смешивающегося или несмешивающегося вытеснения.

Метод смешивающего вытеснения. Наиболее эффективной технологией закачки газа является смешивающееся вытеснение. Под смешивающемся вытеснением понимают полную взаимную растворимость нефти и газа, при этом отсутствуют силы поверхностного натяжения на границе фаз. Этот процесс происходит в пласте при последовательном многоконтактном обмене компонентами между нефтью и газом. При этом нефть отдает часть компонентов газу, который становится обогащенным. Составы фаз становятся одинаковыми, и поверхность раздела между ними исчезает. При постоянной температуре существует такое минимальное давление, при котором газ может неограниченно растворяться в нефти, это давление называется давлением смешивания. Давление смешивания зависит от термобарических условий пласта и от состава нефти и газа. Чем легче нефть и чем больше в ней ароматических углеводородов, тем меньше значение давления смешивания.

Для определения того, какой процесс вытеснения нефти газом может быть реализован в данных геолого-физических условиях, необходимо оценить степень взаимной растворимости пластовой нефти и вытесняющего газа. Минимальное давление смешивания (МДС) увеличивается с ростом температуры, плотности и вязкости нефти, молекулярной массы C_6-C_{30}. Минимальное давление смешивания уменьшается со снижением количества фракций C_6-C_{30}, с увеличением содержания оксида серы (SO_2), уменьшением содержания метана и азота. Коэффициент вытеснения нефти при закачке газа зависит от давления. Чем выше отношение МДС к среднему пластовому давлению, тем больше коэффициент вытеснения и, соответственно, больший эффект будет достигаться от реализации газовых методов. Оптимальными являются объекты, у которых отношение МДС/Рпл>1. Для определения МДС обычно используют метод слим–трубок (slim tubes). Состав нефти и растворителя (газового агента) также сильно влияет на смесимость.

Воздействие углеводородным газом. В настоящее время выделяют три разновидности смешивающегося вытеснения при закачке углеводородного газа в зависимости от механизма образования зоны смешения:

1. Одноконтактное смешивающееся вытеснение.
2. Многоконтактное смешивающееся вытеснение или газонапорный режим с конденсацией.
3. Многоконтактное смешивающееся вытеснение или газонапорный режим с испарением.

Наиболее дешевым из углеводородных газов является растворенный в нефти газ, содержащий не менее 15% промежуточных углеводородов (C_2–C_4). Эффективность вытеснения во многом определяется составом газа: чем больше этан–пропан–бутановых компонентов, тем выше эффективность. Закачка углеводородного газа может быть реализована по двум методам: закачка «сухого» углеводородного газа (газ высокого давления) и закачка

«обогащенного» газа, в котором помимо метана и этана содержится существенное количество (более 20%) углеводородных растворителей (пропан, бутан и пр.), а также закачка широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) или растворителя. ШФЛУ представляет собой углеводороды порядка С5+, которые должны находиться в пластовых условиях в жидкой фазе. В качестве растворителя обычно используются пропан–бутановые смеси, доля которых в ШФЛУ составляет не менее 60%.

При закачке газа высокого давления часть газа растворяется в нефти, а часть нефтяных компонентов испаряется в газовую фазу. Составы и свойства фаз меняются, в пласте образуется смесь углеводородов переменного состава. Добавка в сухой газ промежуточных углеводородов позволяет получить обогащенный газ и достичь полного смешивания с нефтью при давлении от 10 до 20 МПа. Чем выше пластовое давление, тем более дешевый газ рекомендуется применять.

Отрицательными факторами, влияющими на эффективность газовых методов, являются низкая плотность и вязкость газа, приводящих к вязкостной и гравитационной неустойчивости. При применении газовых методов достигаются высокие значения коэффициента вытеснения при низких значениях коэффициента охвата [16].

Воздействие диоксидом углерода. Диоксид углерода может находиться как в жидком, так и в газообразном состоянии. Критические значения давления и температуры CO_2 равны 7,28 МПа и 31°С, соответственно. При закачке диоксида углерода пластовое давление должно быть более 6 МПа. Диоксид углерода характеризуется следующими свойствами: Диоксид углерода растворяется в воде, что приводит к увеличению ее вязкости примерно на 30%. С увеличением минерализации воды растворимость в ней диоксида углерода снижается. При взаимодействии CO_2 с водой образуется угольная кислота H_2CO_3, которая может растворять некоторые виды цемента и карбонатные породы, что приводит к увеличению проницаемости.

Диоксид углерода растворяется в нефти, что приводит к уменьшению ее вязкости, причем тем значительнее, чем больше начальная вязкость. Растворимость диоксида углерода в нефти приводит к увеличению объемного коэффициента нефти до 1,5-1,7 д. ед.. и увеличению плотности нефти на 2–3%. Одновременно с увеличением объема нефти суммарный объем нефти и газа уменьшается. При дальнейшем увеличении концентрации газа плотность нефти снижается.

При увеличении давления и при уменьшении температуры растворимость CO_2 в нефти и воде увеличивается. На растворимость диоксида углерода в нефти влияет ее молекулярная масса – с уменьшением молекулярной массы нефти растворимость CO_2 увеличивается.

Механизм увеличения нефтеотдачи:

– изменение вязкости нефти и воды (улучшение соотношения подвижностей);

– увеличение объемного коэффициента нефти (объемное вытеснение);

– снижение межфазного натяжения на границе нефть– вода (улучшение нефтеотмывающих свойств).

При закачке в пласт диоксида углерода применяются следующие технологии:

– непрерывная закачка газа;

– закачка оторочки газообразного CO_2;

– закачка оторочка жидкого CO_2 (до пластовой температуры 31°С);

– циклическая закачка газа и воды (ВГВ).

Технология, как правило, применяется в глубокозалегающих пластах, в низкопроницаемом и насыщенном маловязкой нефтью коллекторе. Полное взаимное смешивание может быть обеспечено при давлении более 10 МПа.

В CO_2 могут растворяться углеводородные компоненты от C_6 до C_{30}, что определяет возможность вытеснения высоковязкой нефти. При несмешивающемся вытеснении в пласте происходит трехфазная фильтрация: нефть–вода–газ, характеризующаяся повышенным фильтрационным сопротивлением, коэффициент вытеснения при этом ниже.

Закачка диоксида углерода может применяться в обводненных пластах, увеличивая смачиваемость поровой среды водой и улучшая условия доотмыва пленок нефти.

К недостаткам метода можно отнести:

– снижение коэффициента охвата;

– при неполной смешиваемости с нефтью в газовую фазу переходят легкие фракции углеводородов;

– коррозия оборудования скважин;

– проблемы утилизации газа.

Важным недостатком метода закачки в пласт диоксида углерода является осаждение асфальтенов в пористой среде, что приводит к снижению подвижности нефти и приемистости нагнетательных скважин. Чем больше в нефти содержится асфальтенов и чем ниже проницаемость, тем быстрее снижается подвижность нефти. На эффективность закачки в пласт диоксида углерода влияет минералогический состав горной породы. При взаимодействии диоксида углерода с отдельными составляющими горной породы могут образовываться водо-нерастворимые соли, что приводит к значительному снижению проницаемости пласта.

На Рисунок 7 приведена схема вытеснения нефти при закачке в пласт диоксида углерода. Так как смачивающая фаза движется по наиболее мелким порам или находится виде пленки в более крупных, то несмачивающая фаза движется, в основном, по центру более крупных пор. Это приводит к тому, что

для одного и того же значения насыщенности относительная фазовая проницаемость будет выше для несмачивающей фазы и ниже для смачивающей.

Общая характеристика метода закачки в пласт CO_2: необходимое давление смешиваемости диоксида углерода с нефтью изменяется от 8 МПа до 35 МПа и оптимальный объем оторочки изменяется от 0,1V пор до 0,3V пор.

При дальнейшей закачке может применяться менее дорогой газ. Углеводородные газы и азот, закачиваемые вместе с CO_2, ухудшают условия смешиваемости, а, следовательно, и эффективность процесса. Закачка CO_2 повышает коррозионную активность добываемого флюида. При этом возрастают затраты на ремонт скважины и убытки за счет ее простоя [17].

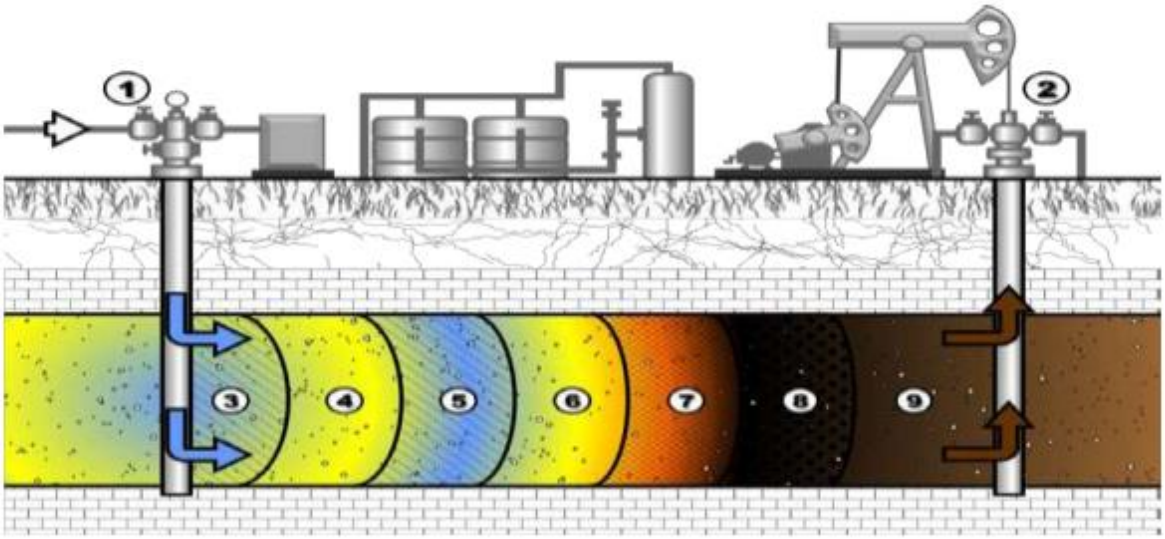


Рисунок 7. Схема вытеснения нефти диоксидом углерода: 1–нагнетательная скважина; 2–добывающая скважина; 3–проталкивающая жидкость (вода);4–газ(CO_2); 5 – вода; 6 – газ;7 – зона смешения; 8 – вал нефти; 9 – зона начального состояния пласта

Воздействие азотом, дымовыми газами. Метод воздействия дымовыми газами основан на горении твердых веществ (порохов) в жидкости без каких-либо герметичных камер или защитных оболочек. Он сочетает тепловое воздействие с механическим и химическим, а именно:

a) Образующиеся газы горения под давлением (до 100 МПа) вытесняют из ствола в пласт жидкость, которая расширяет естественные и создает новые трещины;

b) Нагретые (180–250°C) пороховые газы, проникая в пласт, расплавляют парафин, смолы и асфальтены;

c) Газообразные продукты горения состоят в основном из хлористого водорода и углекислого газа; хлористый водород при наличии воды образует слабоконцентрированный солянокислотный раствор. Углекислый газ,

растворяясь в нефти, снижает ее вязкость, поверхностное натяжение и увеличивает продуктивность скважины [17].

Закачка азота, как правило, применяется при вертикальном вытеснении нефти газом, в глубокозалегающих пластах и при содержании в нефти большого количества легких углеводородных компонентов, а также на залежах с аномально высоким пластовым давлением. В легкой нефти растворимость азота составляет 35–45 м³/м³, в тяжелой нефти – 15–25 м³/м³.

К осложняющим факторам технологии относятся:

– неоднородность коллектора, наличие трещин;

– наличие свободного газа;

– необходимо учитывать возможность образования смол и асфальтенов, что снижает эффективность закачки азота;

– недостаточная изученность метода.

Давление смешивания при закачке азота может составлять от 36 до 50 МПа. Дымовые газы могут на 80% состоять из азота.

Важной особенностью фазового равновесия в системе тяжелая нефть — дымовой газ является то, что газовая фаза имеет большой относительный объем и остается в форме свободного газа в процессе многократного контакта. В процессе несмешивающегося вытеснения с выхлопными газами также важно наличие свободного газа. Увеличение свободного газонасыщения с помощью азота N_2 снижает относительную проницаемость для воды, тем самым улучшая коэффициент подвижности.

Азот в дымовом газе не оказывает вредного воздействия на нефтеотдачу. При низких давлениях дымовой газ вытесняет нефть почти так же, как чистый CO_2. Это имеет важные экономические преимущества, поскольку снижает требования к очистке дымовых газов при несмешивающемся вытеснении для повышения нефтеотдачи. Обладая высокой сжимаемостью и низкой теплопроводностью, азот N_2 может не только увеличивать пластовое давление, но и снижать потери тепла, при совместной закачке с теплоносителем.

Водогазовое воздействие (ВГВ). Метод водогазового воздействия предусматривает закачку в пласт в различных сочетаниях воды и газа. Газ может применяться как углеводородный, так и неуглеводородный.

Водогазовое воздействие (ВГВ) является комбинацией обычного заводнения и газовых методов. В отличие от воды, которая в заводненной зоне пласта под действием капиллярных сил занимает мелкие гидрофильные поры и сужения, газ, закачанный в пласт, как несмачивающая фаза, наоборот, занимает крупные гидрофобные поры, а под действием гравитационных сил — и кровельные части пласта. Указанные особенности вытеснения нефти привели к выводу о целесообразности поддержания пластового давления путём нагнетания воды и газа. При этом также выравнивается профиль вытеснения и увеличивается охват пласта воздействием.

Для технологии необходим источник газоснабжения с требуемым свойствами и составом газа. К герметичности оборудования требуются повышенные требования, обвязка и конструкции скважин. Для увеличения коэффициента охвата пластов ВГВ необходимо выбрать правильные меры реализации технологии: варьирование размера оторочек газа и воды, изменение водогазового соотношения и давления нагнетания газа, интенсификация отборов из скважин, слабо реагирующих на воздействие, интенсификация притока с помощью ОПЗ, ограничение отборов жидкости из скважин с повышенным газовыми факторами или обводненностью, изоляция водо- и газопромытых зон с помощью полимерных и пенных систем, обеспечение равномерного распределения газа по заводняемому объему залежи.

Технологии водогазового воздействия делятся на следующие виды:

– смешивающееся вытеснение;
– несмешивающееся вытеснение;
– попеременная закачка оторочек воды и газа;
– сочетание ВГВ с пенообразующими ПАВ.

Технологии по месту образования водогазовой смеси можно разбить на три группы:

– совместная закачка воды и газа с образованием водогазовой смеси на устье скважины;
– совместная закачка воды и газа с образованием водогазовой смеси в стволе скважины;
– совместная закачка воды и газа с образованием водогазовой смеси в пласте.

При реализации метода водогазового воздействия можно применять сухой (метановый) и обогащенный промежуточными компонентами (C_2-C_6) углеводородный газ, а также диоксид углерода (CO_2), азот (N_2), дымовые и другие газы или их смеси. При совместной закачке газ и вода нагнетаются в пласт, образуя водогазовую смесь. Размеры оторочек газа и воды варьируются в диапазонах соответственно от 0,5 до 9% и от 1 до 15% объема пор. Соотношение объема закачанного газа и воды изменяется от 1:2 до 9:1. Количество циклов может превысить несколько десятков, а продолжительность закачки – пять-семь лет.

Эффект от применения ВГВ состоит в выравнивании профиля вытеснения и увеличении коэффициента охвата.

ВГВ обеспечивает увеличение коэффициента охвата по толщине при вытеснении нефти водой и уменьшение остаточной нефтенасыщенности при вытеснении газом. Изменение коэффициента вытеснения зависит от различных факторов, определяемых как фильтрационными свойствами пористой среды для воды, нефти и газа при их совместном и раздельном

течении, так и физико-химическим взаимодействием между водой, нефтью, газами коллектором.

Продолжительность эффекта от применения ВГВ связано с размерами и длительностью сохранения двухфазной области: вода и газ, которая обеспечивает проявление комбинированного эффекта. В гидрофильной среде газ движется по наиболее крупным порам, в то время как вода будет стремиться занять более мелкие поры и вытеснять из них нефть. При ВГВ должно быть обеспечено равномерное распределение газа по пласту, с тем чтобы движение газа и воды шло с одинаковой скоростью. При реализации ВГВ необходимо контролировать подвижность газа, препятствуя формированию сплошной газовой фазы. Газ должен находится в виде микропузырьков, которые частично могут адсорбироваться на стенках поровых каналов и увеличивать подвижность нефти (эффект газовой смазки). Наличие микропузырьков газа в воде приводит к увеличению ее вязкости, что также увеличивает коэффициент охвата.

Механизм увеличения нефтеотдачи:

– уменьшение неоднородности фильтрационного потока;

– увеличение коэффициента охвата (по сравнению с газовыми методами);

– увеличение коэффициента вытеснения (по сравнению с заводнением).

К основным недостаткам метода можно отнести:

– существенное уменьшение приемистости нагнетательных скважин, как по воде, так и по газу за счет снижения фазовой проницаемости в призабойной зоне. Для газа приемистость скважины сокращается в 8-10 раз, по воде – в 4-5 раз;

– гравитационная сегрегация. Гравитационное разделение газа и воды в пласте может снижать эффективность вытеснения нефти и охвата пласта процессом на 10-20% в зависимости от неоднородности пласта и соотношения вязкостей нефти и воды;

– трудности в регулировании и контроле скорости движения газовой фазы;

– гидратообразование в призабойной зоне нагнетательных скважин;

– высокая стоимость компрессорного оборудования.

При реализации метода ВГВ возможно также использование пенных систем (путем добавления ПАВ в водогазовую смесь), снижающих приемистость скважин. Закачиваемая вода может иметь температуру 50–60ºС. Образование пены также приводит к улучшению условий вытеснения нефти водогазовой смесью за счет снижения фазовой проницаемости для газа и сохранения фазовой проницаемости для нефти, что приводит к улучшению

соотношения подвижностей газа и воды. Схема вытеснения нефти водогазовым воздействием представлена на Рисунок 8 [16].

Совместная закачка воды и газа имеет ряд преимуществ перед попеременной закачкой воды и газа. Так, как показал промысловый опыт (месторождения Rangely Weber, Kuparuk River, расположенные в США, месторождения Siri, Северное море, Joffre Viking в Канаде), совместная закачка воды и газа в виде водогазовой смеси (ВГС) предпочтительнее поочередной закачки агентов. На отдельных объектах месторождения Joffre Viking была использована как попеременная, так и совместная закачка воды и газа. На объекте, в который закачивалась водогазовая смесь, получена большая нефтеотдача по сравнению с объектом, на котором вода и газ закачивались в виде чередующихся оторочек. Кроме того, эксплуатация добывающих скважин на втором объекте была значительно осложнена резкими прорывами газа, при совместной закачке водогазовой смеси газ поступает на забой добывающей скважины более равномерно. В зависимости от давления закачки, компонентного состава газа и нефти процесс ВГВ может быть несмешивающимся, частично смешивающимся и смешивающимся.

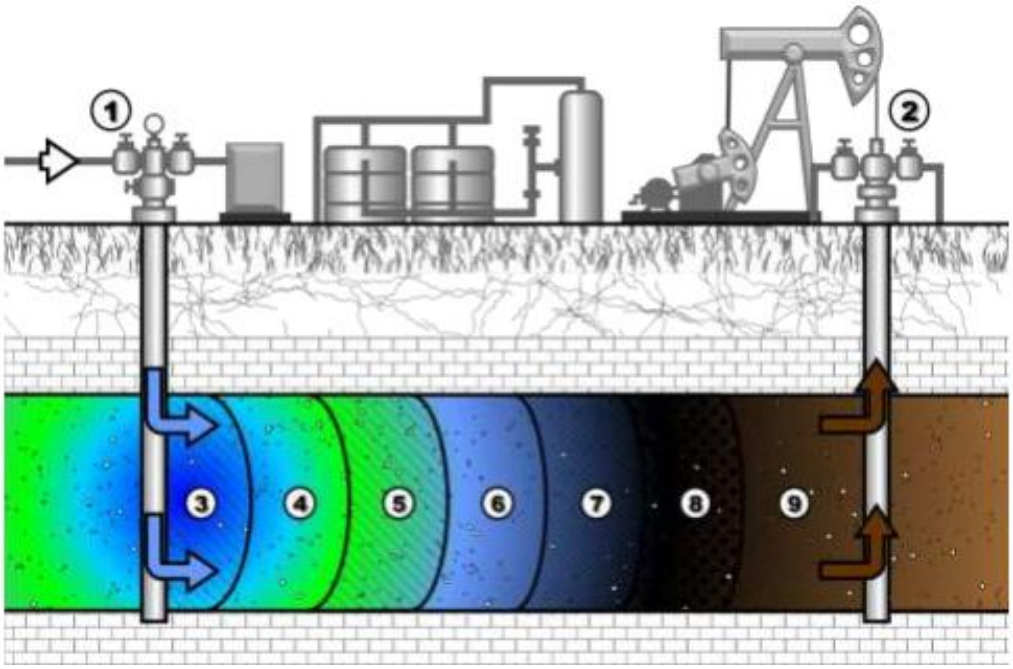


Рисунок 8. Схема вытеснения нефти водогазовым воздействием:
1 – нагнетательная скважина; 2 – добывающая скважина;3 – водогазовая зона; 4 – газ (CO_2); 5 – водогазовая зона; 6 – газ;7 – зона смешения; 8 – вал нефти; 9 – зона начального состояния пласта.

Закачка воздуха в пласт. Метод основан на закачке воздуха в пласт и его трансформации в эффективные вытесняющие агенты за счет низкотемпературных внутрипластовых окислительных процессов. В результате низкотемпературного окисления непосредственно в пласте

вырабатывается высокоэффективный газовый агент, содержащий азот, углекислый газ и ШФЛУ (Рисунок 9).

К преимуществам метода можно отнести:

– использование недорого агента – воздуха;

– использование природной энергетики пласта – повышенной пластовой температуры (свыше 60-70°С) для самопроизвольного инициирования внутрипластовых окислительных процессов и формирования высокоэффективного вытесняющего агента [18, 19].

Быстрое инициирование активных внутрипластовых окислительных процессов является одним из важнейших следствий использования энергетики пласта для организации закачки воздуха на месторождениях легкой нефти. Интенсивность окислительных реакций довольно быстро возрастает с увеличением температуры.



Рисунок 9. Механизм вытеснения нефти при закачке воздуха в пласт

Микробиологические методы увеличения нефтеотдачи

Микробиологические методы повышения нефтеотдачи разрабатываются по двум направлениям: первое – получение в наземных условиях продуктов микробиологического синтеза, увеличивающих подвижность нефти, и нагнетание их в нефтяной пласт (микробное (мелассное) заводнение), второе – развитие микробиологических процессов непосредственно в условиях нефтяного пласта с целью получения метаболитов, способствующих вытеснению нефти из коллектора (активизация пластовой микрофлоры).

Специальная группа углеводородокисляющих микроорганизмов способна метаболизировать углеводороды, производя органические растворители, такие как спирты и альдегиды, жирные кислоты, обладающие поверхностной активностью, газообразные продукты и другие метаболиты, увеличивающие подвижность нефти. Газообразные метаболиты, растворяясь в нефти, снижают ее вязкость, а также способствуют увеличению

нефтеотдачи. При внесении в нефтяной пласт эти живые, подвижные микроорганизмы передвигаются в места залегания остаточной нефти и приводят в движение нефть, считавшуюся ранее неподвижной и неизвлекаемой.

В течение процесса закачанные в пласт микроорганизмы метаболизируют углеводороды нефти и выделяют полезные продукты жизнедеятельности:

– спирты, растворители и слабые кислоты, которые приводят к уменьшению вязкости, понижению температуры текучести нефти, а также удаляют парафины и включения тяжелой нефти из пористых пород, увеличивая проницаемость последних;

– биополимеры, которые, растворяясь в воде, повышают ее вязкость, облегчают извлечение нефти при использовании технологии заводнения;

– биологические поверхностно-активные вещества, которые делают поверхность нефти более скользкой, уменьшая трение о породы;

– газы, которые увеличивают давление внутри пласта и помогают подвигать нефть к стволу скважины [20].

Наиболее часто применяемые технологии микробиологического воздействия – это циклическая микробиологическая обработка отдельных добывающих скважин и микробиологическое заводнение. Циклическая микробиологическая обработка добывающих скважин – это нагнетание в пласт питательных субстратов, биокатализаторов и микроорганизмов, с последующим закрытием скважин на нескольких дней или недель для роста микроорганизмов и накопления метаболитов. За периодом закрытия скважины следует период эксплуатации, и цикл повторяется, когда добыча нефти в скважине значительно снижается [21].

Микробиологическое заводнение – это введение в пласт микробной взвеси и питательных веществ одновременно. Преимущество этих методов в том, что факторы, способствующие нефтевытеснению, создаются непосредственно в пласте, что увеличивает их эффективность.

Суть этих методов заключается в улучшении нефтевытесняющих свойств закачиваемой воды с помощью микробных метаболитов: био-ПАВ, полисахаридов, растворителей и др. соединений. Эти методы применяются в России, Польше, Венгрии, Румынии, Китае, Германии и США.

Критерии применимости технологий МУН

Необходимо учитывать, что для каждого МУН существуют свои критерии применимости, которые обусловлены особенностями реализуемого процесса разработки месторождения. Но есть общие критерии для всех видов МУН, которые определяют целесообразность применения их на месторождении. Основные из общих критериев применимости по видам МУН представлены ниже в Таблица 1, Таблица 2, Таблица 3, Таблица 4.

Таблица 1. Критерии применимости по технологиям химических МУН

Технология	Тип коллектора	Глубина залегания	Эффективная нефтенасыщенная толщина	Проницаемость	Нефтенасыщенность	Вязкость нефти в пластовых усл.	Пластовая температура/ Нач. пластовая температура	Минерализация (пластовой воды)	Наличие свободного газа	Наличие трещин	Подошвенная вода	Текущая обводненность	Приемистость скважин (естественная)	Содержание АСВ	Пористость	Плотность пластовой нефти	Карбонатность	Выработанность	Кол-во нагн. скв.
Ед. изм.		**м**	**м**	**мД**	**д. ед.**	**мПа*с/сП**	**°С**	**мг/л**	**-**	**-**	**-**	**%**	**м³/сут**	**%**	**%**	**г/см³**		**%**	**ед.**
Полимерное заводнение	терригенный	≤4400	7	≥100	≥0,5	≤500 ≤2500 (ПЗ+ГС)	≤100	≤175000	отсутствие	отсутствие	отсутствие	≤97	≥50		≥10	≤0,979		≤90	≥2
ПАВ-заводнение	терригенный, карбонатный	≤4400	7-15	10-2000	≥0,5	≤50	≤90	≤150000	отсутствие	неблагоприятно	отсутствие	≤97	≥50		Терр ≥10 карб≥6	≤0,95		≤90	≥2
Щелочь-заводнение	терригенный, карбонатный			≥10	≥0,5	≤200	≤150	≤50000	отсутствие	отсутствие	отсутствие	≤97	≥50		Терр ≥10 карб≥6			≤90	≥2
ASP заводнение	терригенный	≤4400	≥ 7	≥100	≥0,43	≤500	≤90	≤50000	отсутствие	отсутствие	отсутствие	≤97	≥50		≥10	≤0,95		≤90	≥2
Закачка серной кислоты (для песч.)	терригенный	≤4400		≥200	≥0,5	≤30		≤250000				≤50	≥100	10-15	≥10		0,1-1,5		
Закачка серной кислоты (для карбонат.)	карбонатный	≤4400		≥50	≥0,5	≤60		≤200000				≤50	≥100		≥6				

Таблица 2. Критерии применимости по технологиям тепловых МУН

Технологии тепловых МУН	Тип коллектора	Глубина залегания	Эффективная нефтенасыщенная толщина	Проницаемость	Нефтенасыщенность	Вязкость нефти в пластовых усл.	Пластовая Т / Нач. пластовая Т	Наличие свободного газа (газовой шапки)	Наличие трещин	Подошвенная вода	Текущая обводненнность	Пористость	Плотность пластовой нефти	Источник пресной воды или низкомин. Воды
Ед. изм.		м	м	мД	д. ед.	мПа*с/сП	°С	-	-		%	%	г/см³	
Закачка пара	терригенный, карбонатный	≤1200	≥6	терр≥200 карб≥5	≥0,5	≥50		отсутствие	отсутствие	отсутствие		≥15	≥0,8	да
Закачка горячей воды	терригенный, карбонатный	≤1500	≥3	терр≥100 карб≥1	≥0,5	≥30	≤57	отсутствие	неблагоприятно	отсутствие		терр≥10 карб≥6	≥0,8	
Внутрипластовое горение	терригенный	≤3000	≥3	≥50	≥0,5	≥30	≤110	отсутствие	неблагоприятно	отсутствие	≤95	терр ≥20	0,8-1,0	
SAGD	терригенный, карбонатный	≤1200	≥12	≥200	≥0,5	≥600		отсутствие	отсутствие	отсутствие		терр≥15 карб≥6		да
VAPEX		750	≥12	≥200		≥600						≥30		да

Таблица 3. Критерии применимости по технологиям газовых МУН

Технологии газовых МУН	Тип коллектора	Глубина залегания	Проницаемость	Нефтенасыщенность	Вязкость нефти в пластовых усл.	Пластовая Т/Начальная пластовая Т	Наличие свободного газа (газовой шапки)	Наличие трещин	Пористость	Плотность пластовой нефти
Ед. изм.		м	мД	д. ед.	мПа*с/сП	°С	-	-	%	г/см³
Закачка УВ газа в смешивающемся режиме	терригенный, карбонатный	≥600	≤3000	≥0,4	≤20	≤110	отсутствие	отсутствие	≥4	≤0,88
Закачка УВ газа в несмешивающемся режиме	терригенный	1800-2200	≤1000	≥0,75	≤4	≤82	отсутствие	отсутствие	≥5	≤0,922
Закачка CO2 в смешивающемся режиме	терригенный, карбонатный	≥450	0,1-4000	≥0,25	≤35	≤140	отсутствие	отсутствие	≥3	≤0,928
Закачка CO2 в несмешивающемся режиме	терригенный, карбонатный	≥120	10-1000	≥0,3	≤660	≤110	отсутствие	отсутствие	≥17	≤0,993
Закачка N2	терригенный, карбонатный	≥400	≤2800	≥0,4	1-30	≤125	отсутствие	отсутствие	≥4	≤0,910
ВГВ	терригенный, карбонатный		20-800	≥0,4	≤30			отсутствие	≤35	
ВГВ с пеной	терригенный, карбонатный		4-800	≥0,4	≤100	≤100			≤35	

Таблица 4. Критерии применимости по технологиям микробиологических МУН

Технологии микробиологических МУН	Тип коллектора	Глубина залегания	Эффективная нефтенасыщенная толщина	Проницаемость	Нефтенасыщенность	Вязкость нефти в пластовых усл.	Пластовая Т/Начальная пластовая Т	Пористость	Плотность пластовой нефти
Ед. изм.		**м**	**м**	**мД**	**д. ед.**	**мПа*с/сП**	**%**	**-**	**г/см³**
Активизация пластовой микрофлоры	терригенный	≤2000		≥100	≥0,5		≤80	≥10	0,65-0,986
Микробное (мелассное) заводнение	карбонатный, терригенный	≤1500	≥3	≥100	≥0,5	≤60	≤60	≥10	0,65-0,9

**** Данные критерии применимости МУН могут быть актуализированы в случае получения новых результатов научно-исследовательских работ.***

Описание технологий ИДН

Физические ИДН

a) Гидравлический разрыв пласта (ГРП)

– один из способов интенсификации работы нефтяных и газовых скважин и увеличения приемистости нагнетательных скважин.

Технология ГРП заключается в создании высокопроводимой трещины в целевом пласте под воздействием подаваемой в него под давлением жидкости для обеспечения притока добываемого флюида (природный газ, вода, конденсат, нефть или их смесь) к забою скважины (Рисунок 10).



Рисунок 10. Технология проведения ГРП

Преимущества ГРП:

– Дебит скважины, как правило, резко возрастает или существенно снижается депрессия;

– Позволяет «восстанавливать» простаивающие скважины, на которых добыча нефти или газа традиционными способами уже невозможна или малорентабельна;

– Может также использоваться для дегазации угольных пластов, подземной газификации и т.д.;

– Применяется для разработки новых нефтяных пластов, извлечение нефти из которых традиционными способами нерентабельно ввиду низкого дебита;

– Применяется для добычи сланцевого газа и газа уплотненных песчаников.

b) Перфорационные методы (перестрел)

Перфорация – создание/перестрел отверстий в обсадной колонне на уровне продуктивного пласта для обеспечения/восстановления притока/приемистости в скважину.

Существуют 5 основных вида перфорации:

1) Пулевая;
2) Торпедная;
3) Кумулятивная;
4) Гидропескоструйная;
5) Щелевая.

1) Пулевая перфорация. В этом случае в скважине на электрическом кабеле спускают стреляющий аппарат, состоящий из нескольких 8-10 камор-стволов, заряженных пулями диаметром 12,5 мм. Каморы заряжаются взрывчатым веществом (ВВ) и детонаторами.

2) Торпедная перфорация осуществляется аппаратми, спускаемыми на кабеле и отличается от пулевой перфорации тем, что для выстрела используют разрывной снаряд, снабженный взрывателем замедленного действия. Масса внутреннего заряда ВВ одного снаряда равна 5г. Аппарат состоит из секций, в каждой из которых имеется по два горизонтальных ствола. Снаряд снабжен детонатором накального типа. При остановке снаряда происходит взрыв внутреннего заряда, в результате чего происходит растрескивание окружающей породы. Масса ВВ одной камеры -27 г. Глубина каналов по результатам испытаний составляет 100-160 мм, диаметр канала – 22 мм. На 1 м длины фильтра обычно пробивают не более четырех отверстий, так как при торпедной перфорации нередки случаи разрушения обсадных колонн.

3) Кумулятивная перфорация осуществляется стреляющими перфораторами, не имеющими пуль или снарядов. Прострел преграды достигается за счет сфокусированного взрыва. Такая фокусировка обусловлена конической формой поверхности заряда ВВ, облицованной тонким металлическим покрытием (листовой медью толщиной 0,6 мм). Энергия взрыва в виде тонкого пучка газов – продуктов облицовки пробивает канал. Кумулятивная струя приобретает скорость в головной части до 6-8 км/с и создает давление на преграду 106 МПа. При выстреле в преграде образуется узкий перфорационный канал глубиной до 350 мм и диаметром в средней части 8-14 мм. Размеры каналов зависят от прочности породы и типа перфоратора.

4) Гидропескоструйная перфорация основана на использовании абразивного и гидромониторного действия струи жидкости (воды, нефти) со взвешенным в ней песком, выходящим под высоким давлением из узкого отверстия (сопла). Такая струя в течение нескольких минут создает в обсадной трубе, цементном кольце и породе глубокий канал, обеспечивающий надежное сообщение между скважиной и пластом. Аппарат спускают в скважину на насосно-компрессорных трубах, по которым подается под выскоим давлением жидкость с песком. Вытекая из сопел с большой

скоростью, достигающей нескольких сот метров в секунду, жидкость с песком пробивает эксплуатационную колонну, цементное кольцо и внедряется в породу на глубину до 1 м. В процессе перфорации под действием абразивной струи жидкости (вверх или вниз вдоль ствола скважины) может образоваться щелевой канал или (при круговом вращении струи) обрезаться колонна по кольцу, что необходимо, например, для извлечения части обсадной колонны.

5) Щелевая перфорация включает в себя процесс создания в эксплуатационной колонне щелей для возможности сообщения между пластом-коллектором и скважиной. Перфорационные каналы применяются для извлечения пластового флюида и для закачки в пласт цементного раствора, воды, газа и др. Щелевая перфорация подразумевает возвратно-поступательное движение лифта, который удерживает перфоратор на заданном отрезке колонны. Постепенно давление повышается. Диски-фрезы медленно продавливают стенки колонны и выходят за ее внешние границы. Таким образом, по всему диаметру трубы образуются продольные щели. Диски-фрезы, воздействуя на кромки щелей, исключают вероятность их смыкания. В результате, на определенной части обсадной колонны формируется устойчивая длинная щель, а через нее на цементное кольцо и горную породу оказывается необходимое воздействие.

c) Создание многократных депрессий

Данная технология предназначена для восстановления фильтрационных свойств пласта за счет создания многократных мгновенных депрессий-репрессий реализуется с помощью высоконапорных струйных аппаратов различных конструкций в сочетании с располагаемым ниже пакером, обеспечивающих заданное снижение давления на пласт в течение определенного времени.

Механизм восстановления или улучшения фильтрационных свойств пород в призабойной зоне состоит в следующем. С помощью мгновенно созданной высокой депрессии на пласт, которая остается постоянной на протяжении заданного времени воздействия, обеспечивается большая скорость движения жидкости из призабойной зоны в скважину. В период воздействия существенно интенсифицируется очистка призабойной зоны потоком жидкости с выносом твердых частиц. При прекращении циркуляции рабочей жидкости через струйный аппарат в стволе скважины восстанавливается гидростатическое давление, передаваемое на пласт. При этом репрессия на него поддерживается в течение планируемого времени. В результате жидкость движется из ствола в пласт, а твердые породные частицы, закупоривающие его, испытывают противоположно направленные нагрузки. Максимальная депрессия регулируется с учетом известных ограничений, при этом особенно большие депрессии требуются при освоении низкопроницаемых сильно закупоренных коллекторов.

d) Волновое воздействие (ударно-волновая обработка)

Технология направлена на введение в разработку низкопроницаемых изолированных зон продуктивного пласта, слабо реагирующие на воздействие системы ППД, путем воздействия на них упругими волнами, затухающими в высокопроницаемых участках пласта, но распространяющимися на значительное расстояние и с достаточной интенсивностью, чтобы возбуждать низкопроницаемые участки пласта. В ряде случаев для улучшения эффективности при реализации технологии добавляют химические композиции, растворяющие неорганические соли и АСПО.

e) Электромагнитное воздействие

Этот метод используется для улучшения нефтеотдачи и повышения проницаемости пласта. Применяя переменное электрическое поле, создаются электромагнитные силы, которые воздействуют на механизмы переноса жидкости в призабойной зоне пласта. Это может привести к улучшению проницаемости и разрушению фильтрационной преграды.

Другим методом, использующим электромагнитное воздействие, является электромагнитный нагнетатель (ЭМНГ). Он также создает переменное электрическое поле, но его целью является не только улучшение проницаемости, но и активация процессов разогрева и ионизации нефти и воды в пласте. Это может способствовать снижению вязкости нефти, увеличению потока и улучшению добычи.

Однако следует отметить, что электромагнитное воздействие является сложным процессом и его эффективность зависит от множества факторов, таких как глубина пласта, его состав, электрические свойства и другие. Поэтому перед применением таких методов необходимо провести тщательное исследование и анализ для определения их эффективности в каждом конкретном случае.

f) Электровоздействие

Технология основана на эффекте перестройки структуры порового пространства микронеоднородной среды при пропускании через нее слабозатухающих импульсов электрического тока. В зависимости от параметров электрообработки возможно регулирование фазовой проницаемости, что предполагает использование технологии как для добывающих, так и для нагнетательных скважин.

Химические ИДН

a) Кислотная обработка

Кислотная обработка – это метод увеличения нефтеотдачи заключающийся в закачке кислотного раствора определенного состава в призабойную зону пласта, где кислотный раствор вступает в реакцию с породами или продуктами загрязнения и увеличивает/восстанавливает проницаемость.

b) Соляно-кислотная обработка (СКО)

Кислотные обработки скважин предназначены для очистки забоев, призабойной зоны, НКТ от солевых, парафинисто-смолистых отложений и продуктов коррозии при освоении скважины с целью запуска, а также для увеличения проницаемости пород в призабойной зоне скважин. Под воздействием соляной кислоты в породах ПЗП образуются пустоты, каверны, каналы разъедания, вследствие чего увеличивается проницаемость пород, а следовательно, и производительность нефтяных (газовы) и приемистость нагнетательных скважин.

c) Глинокислотная обработка (ГКО)

Технология направлена на улучшение продуктивности скважины, увеличение проницаемости породы и очистку призабойной зоны скважины от солевых, парафинисто-смолистых отложений. При контакте глинокислоты с терригенными породами карбонатный материал, реагируя с солянокислотной частью раствора, растворяется, а плавиковая кислота HF, медленно реагирующая с кварцем и алюмосиликатами, глубоко проникает в ПЗП, повышая эффективность обработки. При глинокислотной обработке терригенных пород выделяется газообразная смесь SiF, которая при контакте с водой образует кремниевую кислоту Si(OH)4.

d) Сульфаминовой кислотами

Обработка ПЗП при помощи сульфаминовой кислоты применяется для обработки ПЗП, используется для удаления известковых отложений и прочих механических примесей, которые могут уменьшить проницаемость и ухудшить дебит пласта. Применение сульфаминовой кислоты обосновано в тех случаях, когда коллекторы состоят из сульфатовых и железосодержащих карбонатных пород, так как их реагирование с соляной кислотой приводит к выпадению гипса или безводного сернокислого кальция. Сульфаминовая кислота используется для обработки пластов с низкой проницаемостью и низкой температурой. Эта кислота также обладает пониженной скоростью реакции и низкой коррозионной активностью.

e) Обработка эмульсией комплексного воздействия (ЭКВ)

Используется для очистки призабойной зоны от АСПО и солевых отложений с подземного оборудования, тем самым способствуя увеличению производительности скважины. В состав эмульсии комплексного воздействия входят следующиереагенты: ПАВ, бихромат калия, пентан-гексановая фракция и вода.

f) Обработка водоуглеводородной эмульсией (ВУВЭ)

Технология направлена на очистку призабойной зоны пласта и восстановление продуктивности нефтяных скважин. Механизм заключается в удалении АСПо на подземном оборудовании и призабойной зоне пласта нефтяных скважин путем воздействия смеси химических реагентов ПАВ, алкилированной серной кислотой и др. компонентов.

g) Воздействие кислотоуглеводородной эмульсией (КУВЭ)

Технология направлена на очистку ПЗП скважины от солепарафиновых отложений и восстановление производительности добывающих скважин.

Процесс начинается с создания эмульсии, которая представляет сосбой смесь кислоты, такой как соляная кислота, и углеводородного растворителя, например, дизельного топлива или керосина. Эмульсия образуется путем механического перемешивания и стабилизации компонентов. После готовую эмульсию закачивают в скважину. Она проникает в пластовую породу и взаимодействует с ними, а также с нефтью и растворяет отложения неорганических солей в ПЗП.

h) Обработка мицеллярными растворами (МР)

Закачка МР осуществляется импульсным методом, при давлении, не превышающим давление гидроразрыва пласта. Таким образом, технологией предусматривается предварительное отключение из работы, с помощью ВУС, водотдающих интервалов и последующее воздействие миллярным раствором на неработающие или слабоотдающие нефтенасыщенные пласты.

Тепловые методы ИДН

a) Паротепловые/пароциклические обработки

Паротепловые и пароциклические обработки призабойной зоны пласта - это методы, которые используют подвод пара в ПЗП для улучшения его проницаемости и нефтеотдачи.

Паротепловая обработка подразумевает введение высокотемпературного пара в призабойную зону пласта. Это может осуществляться через специально проработанные скважины или скважинный оборудование. При нагреве пласта теплом пара происходит разрушение

отложений и фильтрационных преград, улучшение свойств нефти (уменьшение вязкости) и повышение проницаемости. Это может привести к увеличению притока нефти и повышению эффективности добычи.

Пароциклическая обработка также основана на использовании пара, но в данном методе пар вводится в призабойную зону пласта циклически. Это означает, что пар инжектируется в пласт в течение определенного периода времени, а затем происходит перерыв, в течение которого пласт остывает. Повторение таких циклов создает изменения температуры, что приводит к механическим и физико-химическим изменениям в призабойной зоне пласта. Это может улучшить проницаемость, разрушить отложения и улучшить поток нефти к скважине.

b) Закачка теплоносителей

Закачка теплоносителей в призабойную зону пласта является одним из методов термального воздействия на пласт с целью повышения его проницаемости и улучшения нефтеотдачи. Этот метод используется для разогрева пластовых флюидов (нефти и воды) с целью снижения их вязкости, ускорения фазовых переходов и увеличения их движимости.

Процесс закачки теплоносителя предполагает инжекцию специально подобранных теплоносителей (например, пара, горячая вода, газ или термальные пластовые воды) в скважины, которые находятся в призабойной зоне пласта. Закачиваемый теплоноситель проникает в пласт, нагревает окружающую среду и термально воздействует на нефть и воду в пластовых порах.

В результате повышения температуры пласта происходят различные физико-химические процессы, включая снижение вязкости нефти, разрушение отложений и разогрев воды в призабойной зоне. Это приводит к улучшению подвижности нефти и увеличению проницаемости пласта, что способствует повышению добычи.

Однако следует отметить, что применение закачки теплоносителей требует тщательного планирования и анализа особенностей пласта, прежде чем приступать к его использованию. Важно учитывать температурные ограничения, чтобы избежать повреждения пласта или оборудования. Кроме того, эффективность этого метода также может зависеть от геологического, геофизического и петрофизического состояния пласта, поэтому рекомендуется проводить предварительные исследования и моделирование для определения оптимальных параметров и прогнозирования результатов.

c) Электропрогрев стационарный/периодический

Стационарный электропрогрев предполагает непрерывное подачу электрического тока в призабойную зону скважины. В этом случае электрический ток протекает через пласт, создавая нагревательный эффект. Тепло, выделяющееся в результате электрической проводимости пласта, повышает температуру вокруг скважины и влияет на физико-химические

свойства нефти и породы. Это может приводить к снижению вязкости нефти, разрушению отложений, повышению проницаемости пласта и улучшению потока нефти к скважине.

Периодический электропрогрев, как следует из названия, предполагает инжекцию электрического тока в призабойную зону скважины на определенные временные интервалы, а затем перерывы в подаче тока. Этот процесс может повторяться несколько раз, создавая циклические изменения температуры в пласте. Циклическое нагревание позволяет эффективно активировать процессы переноса жидкости и разрушения фильтрационных преград. Это приводит к повышению проницаемости и улучшению добычи нефти.

Комбинированные методы ИДН

a) Термокислотная обработка (ТКО)

Процесс начинается с подготовки кислотной смеси, которая обычно состоит из кислоты и горячей воды. Затем смесь нагревается до определенной температуры, чтобы создать необходимые условия для химических реакций. После нагрева смесь закачивается в скважину с использованием специального оборудования. Кислотная смесь проникает в пласт, где происходят реакция с породой и нефтяными отложениями.

b) Термогазохимическое воздействие (ТГХВ)

Технология заключается в сжигании порохового заряда, спущенного на электрокабеле, в генераторе на забое скважины. Время такого сгорания можно регулировать так, что процесс горения будет длиться от долей секунд до нескольких минут. Подобное регулирование будет изменять газоприток, то есть скорость выделения газа при сгорании пороха. В результате происходит расплавление парафино-смолистых отложений в парах и трещинах пласта и формирование новых трещин.

c) Термохимическое воздействие

Термохимическое воздействие на призабойную зону пласта относится к методам воздействия на пласт с использованием высоких температур и химических реакций.

Термохимическое воздействие может быть проведено с помощью следующих методов:

Термическое разложение – это процесс, при котором использование высокой температуры приводит к разложению пластового материала или связывающих его компонентов. Например, можно применить этот метод при разрыве механических связей между грунтовыми частицами, чтобы улучшить проницаемость пласта.

Флуидо-термический разлом – это метод, при котором применяется высокотемпературная вода или пар для создания разломов в призабойной зоне.

Высокая температура вызывает размягчение грунта и разрывает связи между его частицами, что значительно улучшает проницаемость пласта.

Гидрохимический разложение – это процесс, при котором реактивные химические вещества вводятся в пласт для проведения реакции с грунтовыми компонентами. Такие реакции могут разлагать закупорки и осадки, улучшать полимеризацию коллоидных частиц и увеличивать проницаемость пласта.

Экзотермическая реакция – это реакция, которая выделяет тепловую энергию. Применение экзотермической реакции в призабойной зоне пласта может способствовать его разрушению и улучшить приток нефти или газа.

d) Термоакустическое воздействие

Термоакустическое воздействие основан на использовании теплового эффекта воздействия на ПЗП. Путем нагрева скважины или ПЗП создается разрежение в связанной с нефтью пористой среде, что способствует повышению проницаемости и увеличению потока нефти к скважине. Температурное воздействие может быть реализовано с помощью горячей воды, пара или других теплоносителей, которые поступают в скважину.

Одновременно с нагревом применяются акустические волны, которые создаются специальными устройствами в скважине. Эти волны генерируются с заданной частотой и амплитудой, что способствует улучшению проникновения нефти в проницаемую породу и ее вымыванию из порового пространства. Акустическое воздействие также способствует разрушению песчаных образований и снижению вязкости нефти.

Такое комбинированное воздействие тепла и акустики позволяет увеличить проницаемость ПЗП. Оно может использоваться как в начальной стадии разработки месторождения, так и для повышения дебита уже эксплуатируемых скважин.

Из вышеизложенного следует отметить, что применение термоакустического метода требует определенных инженерно-технических затрат и тщательного анализа параметров скважины. Также необходимы специальные технологические устройства и оборудование для генерации акустических волн. Поэтому решение о применении данного метода следует принимать на основе технико-экономических расчетов и исследований.

e) Термобарохимическая обработка (ТБХО)

Технология комбинирует три метода обработки скважин в один комплекс. Она основана на использовании твердотопливных зарядов с регулируемым временем горения и газприходом. Во время горения заряда происходит многократное маломощное ударно-репрессионное механическое воздействие, разрушающие отложения в призабойной зоне пласта. ТБХО также включает химическое воздействие с использованием химреагента, который доставляется и нагревается вместе с топливом. После термогазохимического воздействия на пласт следует депрессионное воздействие для вызова притока и удления отложений. Технология

обеспечивает безопасность скважины, предотвращая фонтанирование и выброс жидкости при горении заряда, атакже устраняет риск забивания клапанов и повреждения насосного оборудования.

f) Гидрокислотный удар (ГКУ)

Технология включает в себя использование пульсатора, подсоединенного к колонне насосно-компрессорных труб, которая входит в скважину. За счет подачи усиливающего материала создаются вибрации, которые влияют на загрязнение области вблизи места перфорации и проникают внутрь в дополнение к проникновению на глубину отверстия.

g) Кислотный ГРП

Технология кислотного гидроразрыва пласта является одним из методов увеличения проницаемости пластовых пород в процессе добычи. Она используется для создания трещин в пласте с помощью кислотных реагентов.

Технология кислотного гидроразрыва состоит из нескольких этапов. Сначала, в скважину вводят специальный раствор кислоты, который разрушает породу вокруг скважины и создает искусственный пласт. Затем, с помощью гидродинамических сил, вводится вода или пропан в скважину для создания гидростатического давления и дальнейшего расширения трещин. Трещины могут быть направлены в желаемом направлении, чтобы обеспечить наиболее эффективный поток нефти и газа.

h) Внутрипластовая термокислотная обработка с использованием гранулированного магния, кислоты и пакера для создания высоких давлений (ВТКО)

Технология ВТКО с созданием высоких давлений заключается в том, что в ствол скважины закачиваются гранулы магния и кислоты. Затем устанавливается пакер, тем самым создавая замкнутую систему. В результате реакции между кислотой и магнием выделяется газ и тепло, что повышает давление. Такое комплексное воздействие на пластовые породы и нефтяные пласты позволяет удалить отложения, устранить перекрытие, повысить проницаемость и увеличить приток нефти в ствол скважины.

Технология ВТКО без создания высоких давлений заключается в обработке забоя скважины горячей кислоты, нагрев которого происходит в результате экзотермической реакции соляной кислоты с магнием или его сплавами. В результате данной реакции расплавляются отложения АСПО в призабойной зоне, удаляются другие кольматирующие вещества.

i) Направленное кислотное воздействие в сочетании с гидропескоструйной перфорацией

Технология направленного кислотного воздействия в сочетании с гидропескоструйной перфорацией является одним из методов комплексного воздействия на ПЗП для увеличения продуктивности нефтяных и газовых скважин.

Эта технология основана на комбинированном применении кислотного раствора и гидропескоструйной перфорации, чтобы достичь максимального проникновения и разрушения проницаемых пластов, расширения и очистки порового пространства.

Процесс начинается с применения кислотного раствора, который закачивается в скважину. Кислотное воздействие позволяет растворить избыточные твердые отложения и сократить проницаемость породы, улучшая проникновение жидкости.

Затем, после закачки кислоты, производится гидропескоструйная перфорация, при которой под высоким давлением. Это помогает очистить скважину от остатков кислоты и разрушенных твердых отложений, а также создает новые проницаемые трещины, что улучшает приток нефти или газа.

Технология направленного кислотного воздействия в сочетании с гидропескоструйной перфорацией имеет несколько преимуществ. Она позволяет достичь более глубокого проникновения кислотного раствора в породу, улучшает проницаемость пластов.

j) Электрогидравлическое воздействие

Технология электрогидравлического воздействия сочетает в себе электромагнитные и гидравлические воздействия на ПЗП, что позволяет увеличить приток нефти из призабойной зоны в скважину.

Основной принцип действия технологии ЭГВ заключается в том, что в скважину спускают индукторы, которые создают переменное электромагнитное поле, затем путем нагнетания специальных жидких составов в призабойную зону скважины достигается гидравлический эффект. Эти составы обладают определенными физико-химическими свойствами, позволяющими улучшить проницаемость пласта и повысить приток нефти в скважину.

В целом, технология ЭГВ позволяет увеличить дебит скважины и повысить коэффициент нефтеотдачи пласта. Она эффективна при добыче нефти с вязкостью до 150 сПз и давлении до 25 МПа. При правильном применении технологии электрогидравлического воздействия возможно достичь значительного увеличения добычи нефти и улучшения экономической эффективности работы скважины.

Описание методов водоизоляции

Методы водоизоляции подразделяются на физико-химические и механические.

Физико-химические

Физико-химические методы предполагают закачку селективных методов водоизоляции. К этим методам водоизоляции относятся органические и неорганические соединения, эмульсионные растворы и пены, а также гидрофобизирующие системы.

Принцип действия селективных методов водоизоляции основан на использовании селективных свойств самих изоляционных реагентов, технологии проведения работ и характере насыщенности коллектора. К плюсам селективных методов можно отнести: фазовая проницаемость для нефти в данном случае увеличивается в отличие от неселективной изоляции, когда она может быть равна нулю.

Селективные материалы могут использоваться в виде водонабухающих полимеров, эмульсий, кремнийорганических составов, осадкообразующих композиций и безводных тампонажных растворов. Водонабухающие полимеры закачиваются как суспензия в инертной жидкости, при контакте с водой они набухают, увеличиваясь в объеме в 100–300 раз, тем самым замещают воду и увеличивают сопротивление на пути ее движения. Кремнийорганические составы взаимодействуют с водой, в результате чего образуется прочный гель. Осадкообразующие композиции при смешении с пластовой водой образуют осадок (10–50% объема), закупоривающий обводненный интервал.

По химической природе реагенты для изоляции воды делятся на три группы. Первую группу составляют составы на основе органических материалов: ВУС и сшитые полимерные составы на основе ПАА; водонабухающие полимеры; оксиэтили карбоксиметилцеллюлоза; составы на основе органических формальдегидных смол.

Во вторую группу входят составы на основе элементоорганических соединений: кремнийорганические; алюмоорганические; титанорганические и т.д.

Третья группа представлена реагентами на основе неорганических материалов и включает в себя цементы, силикаты (жидкое стекло — соляная кислота, силикатно-щелочные растворы, силином) и алюмосиликаты (нефелин, цеолитсодержащий компонент, соли алюминия (хлорид, сульфат алюминия, алюмокалиевые квасцы с щелочами) и другие реагенты.

По типу действия химических составов выделяют отверждающиеся, гелеобразующие, осадкообразующие селективные реагенты, а также гидрофобизаторы и пенные системы.

Механические

К механическим методам водоизоляции относятся технологии, связанные с установкой пакеров и другие. Наиболее распространена технология с использованием механического пакера. Последний устанавливается над или под интервалом обводненного пласта, ограничивая поступление воды из обводненного пласта. В настоящих Правилах данный метод не рассматривается.

Лабораторные исследования по подбору полимеров технологии ПЗ

Для оценки эффективности полимера в лабораторных условиях необходимо провести ряд исследовательских работ с применением реальной или модельных вод на керновом материале или насыпных моделях, отобранном из скважин исследуемых объектов месторождения. Качество, полнота и объем проведенных лабораторных исследований по подбору оптимального полимера для конкретных условий месторождения влияют в целом на технологическую и экономическую эффективность проекта полимерного заводнения.

Важно учитывать химический состав воды, содержание механических примесей и остатков нефтепродуктов, а также другие критичные отрицательные факторы, которые приводят к потере вязкостных свойств – содержание железа, кислорода, бактерий и др.

К основным требованиям полимера относятся растворимость в используемых промысловых водах месторождения, повышенная вязкость при наименьших концентрациях, стабильность в пластовых условиях, оптимальный (невысокий) уровень адсорбции, совместимость с нефтепромысловыми флюидами, повышение коэффициента вытеснения нефти.

Программа лабораторных исследований по выбору оптимального полимера для условий выбранного участка ОПИ включает в себя следующие эксперименты:

1) определение физико-химических свойств полимеров (товарная форма; дисперсность порошка, содержание основного вещества, степень гидролиза, характеристическая вязкость, время растворения (в т.ч. в условиях промысловых вод), нерастворимый осадок, молекулярная масса, совместимость полимеров с пластовыми и закачиваемыми водами месторождения), замеры кажущейся/динамической вязкости вязкости полимерного раствора (маточного и/или готового) при комнатной температуре (25°С) при пластовой скорости сдвига (7,32 $с^{-1}$) на модельной закачиваемой воде месторождения);

2) реологические исследования полимеров (зависимости вязкости от концентрации, скорости сдвига, минерализации и температуры);

3) исследования на стабильность полимерного раствора:

– **термическая деструкция** (влияние температуры), определение термостабильности полимерного раствора;

– **механическая деструкция** (воздействие механических нагрузок/сдвиговых напряжений);

– **химическая деструкция** (изменение уровня pH, влияние уровня кислорода и других окислителей, добавление хим. реагентов (при необходимости));

– **биологическая деструкция** (для биополимеров – воздействие микроорганизмов/бактерий).

4) фильтрационные исследования по определению фильтруемости полимерного раствора, коэффициента вытеснения, факторов сопротивления и

остаточных факторов сопротивления, а также динамической адсорбции (удержания) полимеров на поверхность породы;

5) влияние полимера на подготовку товарной нефти.

Физико-химические свойства полимеров

К полимерам, применяемым при реализации технологии полимерного заводнения и ее модификаций (щелочно-ПАВ-полимерного заводнения, гелеполимерного заводнения и других технологий на этапе закачки полимерной оторочки), должны соблюдаться следующие требования (Таблица 1):

Таблица 1. Методические подходы и требования к полимерам

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Методика замера показателя	Норма (Типовые правила по ХР 2021 г.) [2]
1	Визуальный анализ	-	-	н/р*
2	Фракционный состав (фракции с размером частиц менее 0,25 мм и фракции с размером частиц более 1,0 мм)	%	РД-39-0148311-206-85	фракции с размером частиц более 1,0 мм – не более 10%
3	Время растворения - в пресной воде - в минерализованной воде	мин	ГОСТ 25271-93 Приложение №1	Не более 60 мин Не более 240 мин
4	Молекулярная масса	млн. Дальтон	ГОСТ 18249-72	н/р
5	Степень гидролиза	%	РД-39-0148311-206-85	5-30% мол.
6	Содержание основного вещества	%	ГОСТ 22456-77	Не менее 88 %
7	Содержание нерастворимого остатка	%	РД-39-0148311-206-85	Не более 1,0 %
8	Характеристическая вязкость (10 г/дл NaCl, 25ºС)	дл/г, сП	ГОСТ 18249-72	15-30 дл/г
9	Насыпная плотность	г/см3	ГОСТ 15139-69	н/р
10	Совместимость полимера с закачиваемыми и пластовыми водами	-	МВИ 05-2017	совместим

*н/р – не регламентируется

Физико-химический анализ позволяет зафиксировать ключевые показатели полимеров. В дальнейшем полученные лабораторные результаты будут использоваться (с учетом допустимых отклонений) как «эталонные» для проверки опытных партий полимеров для ПЗ на стадии ОПИ.

Проекты по подбору оптимальных полимеров, проведение входного контроля опытных и промышленных партий полимеров осуществляются согласно «Типовым правилам организации подбора, проведения испытаний, внедрения и входного контроля химических реагентов в ДЗО АО НК «КазМунайГаз».

Реологические исследования

Вязкость представляет собой свойство тела (жидкость, газ или твердое вещество), которое характеризует его сопротивление течению. Она обратно пропорциональна текучести и связана с гидромеханическими взаимодействиями молекул или частиц вещества. Также величина вязкости зависит от интенсивности теплового движения молекул, размеров и формы частиц, а также

их расположения и взаимодействия друг с другом. Разбавленные растворы полимеров проявляют неньютоновское (аномальное) поведение, где вязкость зависит от приложенного напряжения сдвига или градиента скорости.

Аномальное поведение вязкости полимерных растворов в зависимости от их концентрации может быть обусловлено проявлением различных межмолекулярных взаимодействий внутри таких растворов. Эти взаимодействия могут включать взаимодействия между полимером и молекулами растворителя, а также межмолекулярные взаимодействия между макромолекулами полимера.

В рамках изучения реологических свойств проводятся исследования по замерам вязкости с различными концентрациями и на различных скоростях сдвига при стандартной и пластовой температурах, а также на различных источниках вод (при наличии). Данные исследования позволяют предварительно определить оптимальные концентрации полимерного раствора в зависимости от соотношения подвижностей пластовой нефти и закачиваемого агент.

Виды деструкции, влияющие на стабильность полимерного раствора

Полимерные растворы, применяемые для реализации технологии полимерного заводнения, подвержены различным видам деструкции, т.е. разрушениям цепей молекул полимера. Процесс деструкции приводит к снижению вязкости полимерного раствора, эффективности заводнения и нефтеотдачи. Существует несколько типов деструкции полимера [22], [23], [24], [25]:

1) химическая (в т.ч. окислительная) деструкция (образование свободных радикалов, изменения уровня pH и др.);

Химическая деструкция является следствием взаимодействия молекул полимера и кислорода и иных негативных факторов. Вода, используемая для приготовления полимерного раствора, может содержать в своем составе элементы, способные вступать в реакцию с молекулами полимера, такими как растворенный кислород O_2, железо Fe^{2+}, сероводород H_2S, и пр. Благодаря взаимодействию окислителя и восстановителя образуются свободные радикалы. При контакте с полиакриламидом (ПАА) происходит разрушение цепей полимера. Вследствие того, что один свободный радикал способен разрушить большое количество молекул, данную реакцию считают цепной. С целью предотвращения данного нежелательного процесса разрушения полимера и потери его исходных свойств, воды необходимо подготавливать.

2) механическая деструкция (воздействие механических нагрузок/сдвиговых напряжений);

Сдвиговое напряжение или сдвиг – фактор, который влияет на наличие механической деструкции полимера. Разделение макромолекул полимера на отдельные части происходит под действием сдвига. В результате данного процесса образуются свободные радикалы, которые также, как и при химической деструкции, способны разрушать полимерные молекулы в ходе цепной реакции.

Механическая деструкция наблюдается при высоких скоростях движения

полимерного раствора. В процессе приготовления и закачки полимерный раствор подвергается довольно жестким механическим воздействиям в мешалках, насосах, трубах, клапанах, нагнетательных линиях, устьевом оборудовании, призабойной зоне скважин (перфорационных отверстиях) и пр.

3) термическая деструкция (воздействие температуры на полимер);

Термическая деструкция наступает при воздействии высокой пластовой температуры на полимерный раствор. При достижении определенного значения температуры начинают происходить реакции осаждения между гидролизованным полиакриламидом и двухвалентными ионами Ca^{2+} и Mg^{2+}, что приводит к значительной потере вязкости полимерного раствора. Данный фактор впоследствии негативно сказывается на эффективности ПЗ, так как не достигается необходимое отношение подвижности закачиваемого и вытесняющего агентов.

При некоторых значениях pH солевого раствора даже при низких температурах (50°C) может происходить гидролиз полимера, приводящий к повышению анионности полимера. Для определенных степеней гидролиза (свыше 35-45%) характерно осаждение полимера солями Ca^{2+} и Mg^{2+}, ввиду чего в случае повышения температуры следует выбирать полимер низкой анионности (15-25%), с пониженной кажущейся вязкостью.

4) биологическая деструкция (воздействие микроорганизмов/ бактерий).

Полиакриламид менее чувствителен к биологическому воздействию. Однако встречаются случаи, когда происходит биологическая деструкция под воздействием аэробных бактерий. При закачке их с водой происходит окисление нефти в результате чего образуются бактерии. Образование сероводорода H_2S сульфатвосстанавливающими бактериями (СВБ) приводит к низким значениям уровня pH. В результате возможна коррозия оборудования или окислительно-восстановительная реакция, в ходе которой будет наблюдаться разрушение полимера. Тем не менее, данные процессы встречаются редко и на ограниченных участках, поэтому данный вид деструкции не особо влияет на вязкость полимера [25].

Исследования на стабильность полимерного раствора

Исследования по оценке стабильности полимерного раствора проводятся методом параллельных колб с применением герметизированных емкостей в условиях пластовой температуры. С целью изоляции системы от кислорода возможно применение перчаточного инструмента (glove box).

При оцене термостабильности закрытые колбы выдерживаются в статике в течение определенного целевого времени (не менее месяца-двух в зависимости от условий лабораторного проекта). Затем через определённые интервалы времени проводятся замеры эффективной вязкости полимерного раствора с течением времени, оценивается деструкция с учетом возможных факторов,

которые могут повлиять на снижение вязкостных свойств раствора полимера (температура, кислород, жёсткость воды/минерализация, бактерии, уровень pH и др.).

При проведении исследований на определение степени деструкции полимерного раствора замеряют вязкость раствора полимера до и после воздействия различных факторов (температура, скорость сдвижения, временной фактор, физико-химические свойства закачиваемых вод и др.). Коэффициент потери вязкости по отношению к исходной (недеструктированной) вязкости рассчитывается по формуле:

$$К_{дестр}= (\eta_{исх}-\eta_{дестр})/\eta_{исх} \cdot 100\%, \text{ ……..……(37)}$$

где $\eta_{исх}$ – концентрация исходного полимерного раствора, %;

$\eta_{дест}$ – концентрация полимерного раствора после исследований, %

Фильтрационные исследования

Фильтрационные испытания проводятся на керновых образцах или насыпных моделях с целью подбора оптимальных параметров полимерного состава и режима его закачки в пласт. Образцы отбираются с учетом фильтрационно-емкостных характеристик целевого горизонта с учетом минералогического состава и геологических особенностей коллектора.

При необходимости, в случае высокой степени неоднородности для фильтрационных испытаний подбираются различные по проницаемости керновые модели пласта для охвата всего возможного диапазона проницаемостей коллектора и с объемом пор выше необходимого объема фильтрованного полимера для проведения исследований по оценки динамической адсорбции и механической деструкции. Исследования по закачке полимера проводят на нескольких скоростях, соответствующих скоростям фильтрации в поровом пространстве, но не менее чем на двух: минимальная скорость определяется линейной скоростью фильтрации в межскважинном пространстве, максимальная определяется скоростью фильтрации в прискважинной зоне пласта.

Исследования проводятся в два этапа:

1) на первом этапе проводится оценка фильтруемости полимера, определение фактора сопротивления и остаточного фактора сопротивления растворов полимера в пористой среде и, следовательно, достигнутого уровня снижения подвижности, а также отбираются порции фильтрованного полимера для оценки механической деструкции и динамической адсорбции полимера в пласте;

2) на втором этапе моделируется промысловый эксперимент по закачке оторочки (или нескольких оторочек) полимера для оценки довытесняющей способности.

В процессе фильтрационных испытаний регистрируются следующие параметры: динамика давления закачки полимерного состава при различных скоростях, реологические свойства полимерного состава до и после прокачки через керн; динамика давления в процессе фильтрации пластовых флюидов.

На основании полученных результатов оценивается давление закачки полимерного раствора, остаточный фактор сопротивления и фактор сопротивления, довытесняющая способность полимерного раствора по отношению к агенту закачки действующей системы ППД (влияние на изменение коэффициентов вытеснения нефти и охвата заводнением).

Исследования адсорбции и деструкции полимера при фильтрации через поровое пространства проводятся параллельно с фильтрационными исследованиями. Исследованию подвергаются пробы полимера, отобранные на выходе из керновой модели при проведении фильтрационных испытаний. Полученные результаты сравнивают со свойствами пробы полимера не подверженной фильтрации. В результате проведенных лабораторных исследований выдаются рекомендации по оптимальным концентрациям полимерного раствора, обеспечивающим достижение максимальных довытесняющих свойств закачиваемого агента.

Влияние полимера на подготовку товарной нефти

Исследования проводятся с целью определения совместимости полимерного раствора с применяемым деэмульгатором. При выполнении исследований учитывается диапазон рабочих концентраций полимерного раствора. В ходе исследований определяют способность разделения водонефтяной эмульсии в присутствии деэмульгатора и полимерного раствора. По результатам выдается заключение, влияет ли добавляемый в систему полимерный раствор на эффективность применяемого деэмульгатора.

Лабораторные исследования по подбору химических композиции технологий ВПП/ОВП

К испытуемым химическим реагентам для технологий ВПП/ОВП в основном относятся гелеобразующие составы, сшитые полимерные системы, набухающие композиции, в основе которых используется гидролизованый полиакриламид. Также в качестве композиций ВПП/ОВП могут применяться осадкообразующие, пенные, гидрофобизирующие и дисперсные системы. Макромолекулы полимера сшиты ионами поливалентных металлов, чаще всего хрома. Образующаяся при сшивке геля композиция обладает высокой вязкостью и упругими свойствами, за счет чего эффективно изолирует водонасыщенные поры в высокопроницаемых зонах пласта.

Эффективность химических реагентов основана на том, что в пласт закачивается подвижная композиция химических реагентов, которая образует водоизоляционный экран в результате химической реакции. Данный экран

создает повышенные остаточные сопротивления в промытой зоне, в результате чего происходит перераспределение фильтрационных потоков в пласте.

Комплекс лабораторных работ по оценке эффективности химических композиций ВПП/ОВП включает в себя:

1) физико-химический анализ химических реагентов;
2) исследования реологических свойств химической композиции;
3) определение индукционного периода начала гелеобразования композиций ВПП/ОВП;
4) исследования по термостабильности химических композиций;
5) исследования по оценке водоизолирующих и фильтрационных характеристик композиций ВПП/ОВП;
6) влияние химической композиции ВПП/ОВП на нефтеподготовку (при необходимости).

Физико-химический анализ химических реагентов

По всем химическим реагентам композиций ВПП/ОВП (за исключением реагентов промышленного производства) проводится физико-химический анализ с целью фиксации основных (ключевых) параметров. Полученные лабораторные результаты будут использоваться (с учетом допустимых отклонений) как «эталонные» для проверки опытных партий химических реагентов ВПП/ОВП при ОПИ.

Проекты по подбору оптимальных химических композиций ВПП/ОВП, проведение входного контроля опытных и промышленных партий химических реагентов осуществляется согласно «Типовым правилам организации подбора, проведения испытаний, внедрения и входного контроля химических реагентов в ДЗО АО НК «КазМунайГаз».

Исследования реологических свойств химической композиции

Одним из важнейших определяющих свойств полимерно-гелевых составов является качество образуемого геля, которое оценивается по вязкостным и прочностным характеристикам и устойчивости в условиях применения.

С целью уточнения параметров и режимов закачки, продолжительности гелеобразования, в течение которого эффективная вязкость состава не изменяется относительно начальной определяются реологические свойства композиций ВПП/ОВП. Основными факторами, определяющими уровень вязкости полимерных растворов, является молекулярная масса и концентрация полимера в растворе, минерализация растворителя. Для корректного выбора составов требуются прямые измерения вязкостных характеристик химических композиций в широком диапазоне скоростей сдвига.

Для оценки эффективной вязкости после гелеобразования химические композиции ВПП/ОВП помещаются в термостат на время гелеобразования при пластовой температуре. При этом измерение рео-вязкостных свойств производят

после гелеобразования. Время гелеобразования композиции – период от начала их термостатирования при пластовой температуре до момента потери текучести. После гелеобразования проводится измерение рео-вязкостных свойств, исследуемых композиции ВПП/ОВП, а также фиксируется внешний вид химических композиций после гелеобразования.

Определение индукционного периода начала гелеобразования композиций ВПП/ОВП

Индукционный период гелеобразования определяется как время, при котором эффективная вязкость химической композиции ВПП/ОВП остается неизменной относительно начальной. Индукционный период композиции ВПП/ОВП определяется в течение нескольких часов с промежуточными замерами эффективной вязкости химических композиций (до выдержки) с интервалом 5000 сек.

Исследования по термостабильности химических композиций

Немаловажными при оценке стабильности химических композиций являются исследования по термостабильности композиций ВПП/ОВП. Исследования проводятся методом параллельных колб с применением герметизированных емкостей в условиях пластовой температуры. Закрытые колбы выдерживаются в статике в течение определенного целевого времени (не менее 30 сут). Затем через определённые интервалы времени проводится визуальная оценка пластической прочности геля и однородности наряду с замеров эффективной вязкости химической композиции с течением времени.

Визуальная оценка сформированного геля проводится в соответствии с классификацией Sydansk R.D. и представлена на Рисунок 1:

A – видимый гель не образуется. Гелевый раствор имеет ту же вязкость, что и исходный полимерный раствор.

B – гель с высокой текучестью. Визуально гель кажется лишь более липким (немного), чем исходный полимерный раствор.

C – текучий гель. Большая часть геля стекает в горлышко сосуда и обратно.

D – умеренно текучий гель. Небольшая часть (примерно 5–15 %) геля стекает в узкое горлышко сосуда и обратно. Обычно это характеризуется как «языкообразный» гель.

E – почти не текучий гель. Гель не затекает в горлышко сосуда.

F – легкодеформируемый гель. Гель не перетекает в крышку бутылки при переворачивании.

G – умеренно деформируемый, но не текучий гель.

H – слегка деформируемый, но не текучий гель. При переворачивании сосуда вверх дном поверхность изгибается.

I – жёсткий гель. Поверхностный изгиб не виден.

J – звенящий гель. Звон можно почувствовать после того, как постучать по сосуду.

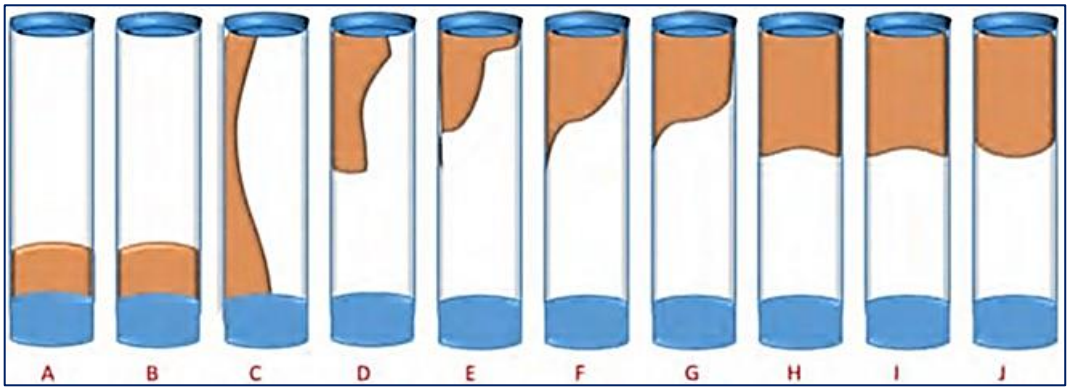


Рисунок 1. Пример визуальной оценки состояния геля

С целью оценки степени деструкции химической композиции проводятся лабораторные исследования по оценке эффективности деструкторов. Они способны разрушать образовавшиеся полимерные связи и цепи. Деструктивными действиями обладают сильные кислоты и щелочи. Основной принцип проведения данных исследований заключается в следующем – рекомендованные деструкторы смешиваются в заданном соотношении с композициями ВПП/ОВП, после чего проводится замер вязкостных свойств после процесса деструкции. Также можно оценивать эффективность разрушения химических композиций

Исследования по оценке водоизолирующих и фильтрационных характеристик композиций ВПП/ОВП

Фильтрационные эксперименты проводятся на керновом материале целевого месторождения в реальных термобарических условиях. Эксперименты проводятся в режиме постоянного расхода – изменяющихся перепадов давления. Подготовка керновых образцов включает в себя стандартные процедуры – высушивание, экстрагирование, замер геометрических и физических образцов, определение фильтрационно-емкостных свойств, насыщение образцов пластовой водой под вакуумом.

Приготовление химической композиции ВПП/ОВП должно совпадать с началом закачки композиции в керн во избежание преждевременного загущения композиции. Закачка композиции ВПП/ОВП осуществляется в динамическом режиме перемешивания состава в течение проведения фильтрации, моделируя постоянное перемешивание, приготовление и порционную закачку состава в пласт.

По результатам исследований определяется проницаемость породы для воды до и после закачки композиций ВПП/ОВП, определяются градиенты давления, начальные градиенты давления сдвига, и факторы начального и остаточного сопротивления.

Основными параметрами, определяющими эффективности технологий ВПП/ОВПП, являются:

– наибольшая степень снижения проницаемости кернового образца;

– наибольший остаточный фактор сопротивления, создаваемый композицией;

– наибольший начальный градиент давления сдвига.

Фильтрационные исследования могут быть проведены в следующих условиях:

1. *На водонасыщенном образце керна*;

Данные исследования проводятся с целью определения способности химических композиций ВПП/ОВП блокировать промытые водой пропластки пласта.

Через керн в режиме постоянного расхода фильтруется пластовая вода до стабилизации перепада давления. Затем определяются градиенты давления и подвижности пластовой воды, высчитывается исходная фазовая проницаемость по воде. Далее при постоянном расходе через керн прокачивается порядка двух поровых объёма состава ВПП/ОВП. При этом фиксируется максимальный градиент давления закачки химической композиции.

Затем керн выдерживается в состоянии покоя (в течение заявленного компанией-производителем композиции ВПП/ОВП времени) после окончания прокачки гелеобразующего состава. После через керн фильтруется пластовая (или закачиваемая) вода до стабилизации перепада давления. При этом определяются градиенты давления и подвижности пластовой воды, рассчитывается фазовая проницаемость по воде после закачки химической композиции.

С целью оценки эффективности деструктора на керне при постоянном расходе через керн фильтруется раствор деструктора с целью разрушения образовавшегося в порах геля. После закачки деструктора вновь закачивается вода при постоянном расходе, при этом, как и ранее, фиксируется градиент давления закачки воды и рассчитывается фазовая проницаемость керна по воде после разрушения геля в порах.

2. *На нефтенасыщенном образце керна*;

Данные исследования проводятся с целью определения блокирующей способности химических композиций ВПП/ОВП на нефтенасыщенном керне и оценки селективности композиций ВПП/ОВП.

Через керн в режиме постоянного расхода фильтруется пластовая вода до стабилизации перепада давления, определяется исходная фазовая проницаемость по воде. Далее при постоянном расходе через керн прокачивается нефть, после – закачивается порядка двух поровых объёма состава ВПП/ОВП. При этом фиксируется максимальный градиент давления закачки химической композиции.

Затем керн выдерживается в состоянии покоя (в течение заявленного компанией-производителем композиции ВПП/ОВП времени) после окончания прокачки гелеобразующего состава. После через керн фильтруется пластовая

(или закачиваемая) вода до стабилизации перепада давления с целью определения градиента давления сдвига геля в керне и фактора остаточного сопротивления.

Аналогично исследованиям на водонасыщенных керновых образцах можно оценить эффективность деструктора.

3. ***На керновом образе с техногенной трещиной***;

Данные исследования проводятся с целью определения водоизолирующей и блокирующей способности химических композиций ВПП/ОВП в техногенных трещинах (высокопроницаемых каналах фильтрации) и оценки селективности композиций ВПП/ОВП.

Через керн в режиме постоянного расхода фильтруется пластовая вода до стабилизации перепада давления, определяется исходная фазовая проницаемость по воде. Далее при постоянном расходе через керн прокачивается нефть, после – закачивается порядка двух поровых объёма состава ВПП/ОВП, при этом фиксируется максимальный градиент давления закачки химической композиции.

Затем керн выдерживается в состоянии покоя (в течение заявленного компанией-производителем композиции ВПП/ОВП времени) после окончания прокачки гелеобразующего состава. После через керн фильтруется пластовая (или закачиваемая) вода до стабилизации перепада давления с целью определения градиента давления сдвига геля в трещине и фактора остаточного сопротивления.

Аналогично исследованиям на водонасыщенных керновых образцах можно оценить эффективность деструктора.

4. ***На двух параллельных керновых образцах***.

В кернодержатели помещаются образцы породы-коллектора, один из которых моделирует нефтенасыщенный пропласток, а другой – водонасыщенный интервал пласта. Исследования проводятся в режиме постоянного расхода – изменяющихся перепадов давлений.

После насыщения керновых образцов пластовыми флюидами (водой, нефтью) в реальных термобарических условиях целевого месторождения производится фильтрация через образец керна воды (или нефти), при этом измеряется исходная фазовая проницаемость керна по пластовой воде в режиме постоянного расхода до стабилизации градиента давления. Далее осуществляется закачка одновременно в два керновых образца порядка трех поровых объемов керновых образцов химической композиции ВПП/ОВП при постоянном расходе, при этом фиксируется объем жидкости, вытесненный из нефтенасыщенного и водонасыщенного керновых образцов.

Затем система выдерживается в состоянии покоя (в течение заявленного компанией-производителем композиции ВПП/ОВП времени) после окончания прокачки гелеобразующего состава. После выдержки производится замер

фазовой проницаемости образцов керна по пластовой воде и нефти в режиме постоянного расхода до стабилизации перепада давления.

С целью оценки эффективности деструктора на керне при постоянном расходе одновременно в два керновых образца фильтруется раствор деструктора в том же объеме (три поровых объема керновых образцов) с целью разрушения образовавшегося в порах геля. После закачки деструктора производится замер конечной фазовой проницаемости образцов керна по нефти и воде в режиме постоянного расхода до стабилизации градиента давления.

Стоит отметить, что принципиальным различием при выполнении фильтрационных экспериментов по оценке эффективности химических композиций ВПП и ОВП является направление закачки химической композиции в керновый образец, поскольку ВПП применяется на нагнетательных скважинах, а ОВП – на добывающих скважинах. Обратная фильтрация соответствует процессу закачивания флюида из скважины в пласт, прямая – из пласта в скважину.

Лабораторные исследования по технологии ВГВ (ВГС)

При закачке воды и газа совместно или попеременно небольшими порциями (оторочками) в модели пласта происходит регулирование фильтрации газа - образуется движение агентов, в результате чего газ блокируется водой, что и подтверждается более высокими градиентами давления вытеснения, более поздними прорывами газа и высокими коэффициентами вытеснения. Повышение градиентов давления способствуют увеличению коэффициента охвата воздействием. При нагнетании в пласт водогазовой смеси происходит повышение фильтрационного сопротивления пласта, что способствует повышению коэффициента охвата пласта.

Для оценки эффективности водогазового воздействия проводятся исследования вытеснения нефти мелкодисперсной водогазовой смесью с пенообразующими ПАВ на моделях пласта, необходимо получить зависимость коэффициента вытеснения от газосодержания мелкодисперсной водогазовой смеси и исследовать, влияет ли на эффективность вытеснения дисперсность смеси. Также необходимо изучить процесс вытеснения нефти водогазовой смесью как с начала разработки (при начальной нефтенасыщенности), так и после заводнения (начиная с конечной нефтенасыщенности после вытеснения водой). Важным является вопрос о влиянии различных ПАВ на результаты вытеснения.

Этапность проведения работ по оценке эффективности водогазовой смеси представлена ниже.

Исследование процессов вытеснения модели нефти водогазовыми смесями

Для проведения необходимых вышеуказанных исследований рекомендуется применение специального экспериментального стенда.

Водогазовая смесь готовится смесителем, который представляет собой струйный аппарат малых размеров. Для и

Рабочим потоком является вода либо вода с ПАВ, инжектируемым (или откачиваемым) — газ. Для наблюдения за структурой получаемой водогазовой смеси в схему стенда включены камеры с прозрачными вставками и микроскоп, через который также можно фотографировать водогазовую смесь.

В экспериментах используется модель насыпного керна, представляющая собой металлическую трубу, наполняемую песком при постоянной трамбовке песка. В торцах трубы установлены фильтры для предотвращения выноса песка из модели. Длина модели рассчитана исходя из критериев подобия модельных и натурных условий. Все вышедшие из модели флюиды собираются в емкость. Там под действием гравитационных сил происходит разделение продукции на жидкую и газообразную фазы. Газ выпускается из емкости, проходя при этом через расходомер, а жидкость сливается в мерный сосуд.

Методика проведения исследований по ВГВ включает в себя приготовление насыпной модели (либо подготовку керновых образцов). После подготовки насыпных моделей необходимо определить их коллекторские свойства. Кроме того, нужно получить модели со свойствами, близкими к реальным пластам. Для керновой колонки проницаемость будет определяться проницаемостью образцов, составляющих колонку. Гранулометрический состав насыпной модели подбирается в соответствии с распределением фракций по составу и размеру в реальном керне.

При проведении экспериментов по водогазовой смеси используется модельная нефть. В качестве модели нефти используется керосин. Перед проведением экспериментов определяются коллекторские свойства каждой модели – проницаемость по воде, пористость. Показатель пористости моделей позволит определить поровый объем, необходимый для получения графика динамики вытеснения нефти.

В качестве базовых экспериментов взято вытеснение керосина водой и газом. Чтобы исключить влияние ПАВ на вытеснение, проводится также вытеснение керосина смесью воды и ПАВ в той же концентрации, как при водогазовом воздействии.

Проводится серия экспериментов по вытеснению керосина водогазовыми смесями при различных газосодержаниях смеси. Также можно изменить размеры (диаметр) пузырьков газа путем вариации давлении и проходных сечений струйного аппарата. Вытеснение смесью можно проводить при высоких и низких давлениях. В ходе экспериментов получают зависимости коэффициента вытеснения от газосодержания при низких и высоких давлениях. После графического представления результатов по зависимости коэффициента вытеснения от газосодержания водогазовой смеси графиков можно выделить область оптимальных газосодержаний смеси, внутри которой при вытеснении

керосина мелкодисперсной смесью (к примеру, «вода+азот+ПАВ») коэффициент вытеснения максимален.

Проведение экспериментов по вытеснению водой

Для оценки результатов вытеснения нефти из модели пласта нужно сначала провести эталонные эксперименты по вытеснению нефти водой и газом (к примеру, азотом). Эксперименты по вытеснению модели нефти водой необходимы в качестве базовых – для оценки прироста добычи нефти при вытеснении ее водогазовой смесью по сравнению с заводнением. Эти исследования можно интерпретировать как предельный случай вытеснения водогазовой смесью с газосодержанием 0%. Процесс вытеснения нефти водой продолжается до тех пор, пока из модели пласта выходит нефть. После прекращения поступления нефти из модели эксперимент продолжается еще некоторое время, прокачивается несколько поровых объема воды. Это необходимо для установления полного завершения процесса вытеснения нефти. По результатам экспериментов определяются коэффициент вытеснения с учетом количество прокачанных поровых объемов.

Проведение экспериментов по вытеснению водогазовой смесью

Вытеснение производится водогазовой смесью (к примеру, «вода+азот+ПАВ», либо «вода+азот»). ПАВ необходимо добавлять в водогазовую смесь для получения стабильной смеси, которая не будет разрушаться при движении по трубопроводам.

Вытеснение модели нефти водогазовой смесью проводится до полного прекращения получения нефти из модели. Во время эксперимента осуществляется сбор водогазовой смеси, далее происходит ее разделение на жидкую и газообразную фазы. Жидкая часть (вода и нефть) сливается в мерную емкость, где происходит разделение и замер количества полученных из модели нефти и воды, а газ выпускается в атмосферу через герметичную ёмкость. Во время измерений фиксируются: давления на входе и выходе, разность давлений на модели, объём газа, вышедшего из модели, расход газа на входе в смеситель, объемы полученных из модели нефти и воды, время замера, температуры газа в линии высокого давления, температура модели и температура газа на выходе из модели.

Прирост коэффициента вытеснения определяется как разность между суммарным коэффициентом вытеснения, полученным после заводнения и последующей закачки водогазовой смеси, и коэффициента вытеснения, полученного при закачке воды.

Лабораторные исследования по оценке эффективности закачки пара и горячей воды

Известно, что повышение температуры приводит к уменьшению вязкости нефти, делая её более текучей. Это, в свою очередь, благоприятно сказывается на эффективности процессов извлечения нефти.

Эффективность применения тепловых методов увеличения нефтеотдачи основывается на прогреве пласта, в результате чего не только, как сказано выше, снижается вязкость нефти, но и увеличивается ее подвижность, изменяются фазовые проницаемости, происходит расширение всех насыщающих пласт агентов.

Тепловые методы повышения нефтеотдачи условно делятся на две категории. Первая включает в себя методы, основанные на процессах внутрипластового горения. Они заключаются в использовании энергии, выделяющейся при частичном сжигании тяжелых фракций нефти в призабойной зоне, при одновременной закачке окислителя в пласт и последующем перемещении фронта горения. Вторая категория включает методы, связанные с закачкой теплоносителя в пласт. Нагнетание теплоносителей (горячая вода, пар) осуществляется с целью вытеснения нефти путем непосредственное воздействия на пласт.

Вытеснение нефти горячей водой

Закачка горячей воды является одной из наиболее эффективных технологий тепловых МУН, так как закачка воды не требует больших капиталовложений и более проста с технологической точки зрения, чем при использовании других агентов вытеснения. В результате закачки горячей воды происходит прогрев призабойной зоны пласта, что увеличивает подвижность нефти и способствует ее вытеснению к добывающим скважинам. Помимо этого, прогрев приводит к расширению пород-коллекторов, что позволяет извлекать дополнительные объемы нефти, за счет этого достигается уменьшение остаточной нефтенасыщенности.

Комплекс лабораторных исследований по оценке эффективности закачки горячей воды включает в себя:

1. Физико-химический анализ пластовых и закачиваемых вод и нефти;

В рамках данных исследований определяются состав пластовой нефти и пластовой/закачиваемой воды, проводится шестикомпонентный анализ вод, определяется минерализация пластовой воды, pH среды, вязкость и плотность нефти, и другие показатели.

2. Исследования по совместимости вод;

Данные исследования проводятся на предмет выпадения солей в диапазоне различных температур. При наличии осадка проводятся дополнительные тесты на определение природы выпавших солей, отложений.

3. Литологическое описание керна;

Комплекс литологических исследований начинается с краткого литологического описания полноразмерного керна, которое далее уточняется по результатам инструментальных видов анализов. Одним из таких видов исследований является изучение петрофизических шлифов в проходящем или отраженном свете под поляризующим микроскопом. В результате анализа

шлифа определяется минералогический состав горной породы, распределение зерен по размеру, выполняется оценка видимой пористости, характера контактов минеральных зерен; уточняется наличие, характер и последовательность диагенетических преобразований.

Литологическое описание керна и данные профильных измерений позволяют разметить точки отбора образцов для дальнейших исследований. Литологическое описание керна уточняется, детализируется и пополняется новыми данными в процессе продвижения керна по всем звеньям технологической цепи. Завершающим этапом работы с колонкой керна является выбуривание образцов-цилиндров необходимых размеров и отбор образцов-кусков для проведения комплекса лабораторных исследований. Образцы выбуриваются и отбираются в соответствии с литологическим описанием и результатами профильных исследований.

4. Определение реологических свойств нефти;

Основной целью данных экспериментов является определение зависимости вязкости нефти в условиях различных температур.

5. Стандартный и специальный анализ керна;

С целью отбора представительных образцов керна для специальных исследований кернового материала выполняются стандартные исследования керна и анализ распределения основных параметров керна. На основе данных анализов выбраны коллекции образцов для моделирования вытеснения и определения параметров насыщенности и пористости.

Стандартные определения фильтрационно-емкостных свойств включают в себя определения:

- коэффициента открытой пористости ($К_п$) методом жидкостенасыщения;
- объемной ($\rho_п$) и кажущейся минералогической плотности ($\rho_{кмп}$);

Специальные петрофизические исследования включают в себя:

- определение остаточной водонасыщенности методом полупроницаемой мембраны;
- удельного электрического сопротивления при 100%-ной и текущей водонасыщенности при атмосферных условиях для построения петрофизических зависимостей $Р_н= f (К_в)$ и $Р_п= f (К_п)$.

6. Определение ОФП при различных температурах;

В ходе проведения работ определяется:

- определение водопроницаемости при 100%-ной водонасыщенности;
- определение коэффициентов вытеснения нефти водой;
- определение фазовых проницаемостей в системе «нефть-вода» при моделировании пластовых условий.

7. Фильтрационные исследования по определению коэффициента вытеснения при различных температурах закачиваемых вод.

Целью исследований по закачке горячей воды является проведение лабораторных исследований на керновых образцах с целью повышения

коэффициента нефтеизвлечения за счет применения теплового воздействия. При тепловом воздействии, дополнительная добыча нефти объясняется действием трех основных факторов: уменьшение отношение вязкостей нефти и воды, тепловое расширение пластовых систем, улучшением проявление молекулярно-поверхностных сил.

Для проведения лабораторного исследования по извлечению нефти при нагнетании горячей воды проводится серия экспериментов при различных температурных режимах. По полученным результатам определяется эффективность вытеснения и осуществляется определение наиболее оптимальной нагрева теплоносителя.

Вытеснение нефти паром

Использование водяного пара в качестве теплоносителя нашло также свое широкое распространение. Насыщенный водяной пар высокого давления обладает рядом преимуществ перед водой, он обладает большим значением теплоемкости (в 3-3,5 раза), что позволяет подвести в пласт большее количество тепловой энергии. Также объем закачиваемого пара может превысить объем воды в 30-35 раз, а эффективность вытеснения нефти может достигать порядка 90% [26].

Закачка насыщенного водяного пара в пласт требует серьезных капиталовложений. В первую очередь, для исправной работы парогенераторов и получения пара с теплоемкостью 5000 кДж/кг и насыщенностью 80% требуется применение воды с высокой степенью очистки. Основными требованиями к воде являются полное отсутствие органических веществ и растворенных газов, содержание твердых взвешенных частиц – менее 0,005 мг/л. Также вода должна быть обессолена и обладать нулевой жесткостью (полное отсутствие ионов кальция и магния).

При воздействии паром на пласт, сложенный песчаником, в процессе вытеснения к добывающим скважинам есть вероятность выноса песка к забоям добивающих скважин, это может привести, как к загрязнению призабойных зон, так и к выходу из строя насосов. При воздействии на глинистые пласты возможно их набухание, что приведет к снижению проницаемости [27].

Комплекс лабораторных исследований по оценке эффективности закачки пара включает в себя:

1. Физико-химический анализ пластовых и закачиваемых вод и нефти;

В рамках данных исследований определяются состав пластовой нефти и пластовой/закачиваемой воды, проводится шестикомпонентный анализ вод, определяется минерализация пластовой воды, pH среды, вязкость и плотность нефти, и другие показатели.

2. Исследования на совместимость вод;

Данные исследования проводятся на предмет выпадения солей в диапазоне различных температур. При наличии осадка проводятся дополнительные тесты на определение природы выпавших солей, отложений.

3. Литологическое описание керна;

Комплекс литологических исследований начинается с краткого литологического описания полноразмерного керна, которое далее уточняется по результатам инструментальных видов анализов. Одним из таких видов исследований является изучение петрофизических шлифов в проходящем или отраженном свете под поляризующим микроскопом. В результате анализа шлифа определяется минералогический состав горной породы, распределение зерен по размеру, выполняется оценка видимой пористости, характера контактов минеральных зерен; уточняется наличие, характер и последовательность диагенетических преобразований.

Литологическое описание керна и данные профильных измерений позволяют разметить точки отбора образцов для дальнейших исследований. Литологическое описание керна уточняется, детализируется и пополняется новыми данными в процессе продвижения керна по всем звеньям технологической цепи. Завершающим этапом работы с колонкой керна является выбуривание образцов-цилиндров необходимых размеров и отбор образцов-кусков для проведения комплекса лабораторных исследований. Образцы выбуриваются и отбираются в соответствии с литологическим описанием и результатами профильных исследований.

4. Количественный и качественный анализ глинистых фракций (SEM, XRD);

Из всех имеющихся в распоряжении исследователей методов определения содержания монтмориллонита, наиболее корректным является метод рентгеновской дифракции, основанный на информации об индивидуальном кристаллохимическом строении минеральных фаз.

Исследование глинистых фракций проводится сканирующим электронным микроскопом (SEM). С его помощью можно определить элементный состав образцов целевой скважины из глинистых интервалов. Метод проведения – рентгеноспектральный микроанализ с использованием энергодисперсионного рентгеновского спектрометра, установленного на сканирующем электронном микроскопе. Фотосъёмка образцов осуществляется в режиме низкого вакуума с использованием детектора большого поля зрения.

Анализ XRD (рентгеновская дифракция) обеспечивает быстрое определение минералов и предоставляет подробную информацию о химическом составе и кристаллографической структуре керновых образцов. Этот метод оптимален для мелкозернистых фаз, которые сложно определить оптическим способом, при помощи растрового электронного микроскопа/энергодисперсионного спектрометра (SEM/EDS). Анализ XRD

также является предпочтительным методом для определения глины, в частности разбухающей глины, например, монтмориллонита. Минералогия глины может быть критически важным индикатором наличия минерализации.

5. Исследования по теплопроводность пород;

Параметром, характеризующим передачу тепла в средах, подобным горным породам, служит эффективная теплопроводность. Экспериментальное определение теплопроводности горных пород является достаточно сложной задачей из-за того, что явление теплопереноса в пористых средах зависит от многих факторов, среди которых наиболее важны температура, давление, минералогический состав, пористость, содержание кварца, микроструктура пористого материала, распределение и ориентация компонентов, размеры, форма кристаллов, наконец, природа насыщающего флюида. В большинстве случаев проводятся по теплопроводности проводятся для песчаных и глинистых пород.

6. Стандартный и специальный анализ керна;

С целью отбора представительных образцов керна для специальных исследований кернового материала выполняются стандартные исследования керна и анализ распределения основных параметров керна. На основе данных анализов выбраны коллекции образцов для моделирования вытеснения и определения параметров насыщенности и пористости.

Стандартные определения фильтрационно-емкостных свойств включают в себя определения:

- коэффициента открытой пористости ($К_п$) методом жидкостенасыщения;
- объемной ($\rho_п$) и кажущейся минералогической плотности ($\rho_{кмп}$);

Специальные петрофизические исследования включают в себя:

- определение остаточной водонасыщенности методом полупроницаемой мембраны;
- удельного электрического сопротивления при 100%-ной и текущей водонасыщенности при атмосферных условиях для построения петрофизических зависимостей $Р_н$= f ($К_в$) и $Р_п$= f ($К_п$).

7. Определение реологических свойств нефти. Определение зависимости вязкости нефти в условиях различных температур;

Основной целью данных экспериментов является определение зависимости вязкости нефти в условиях различных температур.

8. Исследования влияния различных температур на проницаемость глин;

Для фильтрационной модели эксперимента предлагается использовать керновый материал с представительными глинистыми материалами (при наличии) соответствующего месторождения/интервала пласта.

Основные этапы проведения исследований включают в себя насыщение образцов (насыпных моделей) пластовой водой при пластовом давлении и температуре, выдержка в течение определенного времени для восстановления

смачиваемости. Далее проводится эксперимент по фильтрации при постоянной депрессии. В ходе выполнения работ без отключения установки проводится ступенчатое повышение температуры до целевой/максимально возможной, при этом на каждом этапе эксперимент проводится до стабилизации перепада давления.

9. Фильтрационные исследования на набухаемость породы и влияния на ФЕС с применением пресной/низкоминерализованной воды;

Исследования проводятся с целью определения влияния различных вод на проницаемость пористых сред, составленных из естественных кернов пласта при соблюдении термобарических условий пласта. Скорость фильтрации может подбираться таким образом, чтобы соответствовать линейной скорости движения флюида. В ходе эксперимента проводится фильтрация пластовой/закачиваемой воды до установления постоянного перепада давления, далее фильтруется воды пресной/низкоминерализованной воды. Определяется динамика фильтрации различных вод через пористую среду. Проницаемость рассчитывается из уравнения фильтрации с учетом вязкости прокачиваемых флюидов и геометрических параметров керновых образцов.

Данные эксперименты проводятся на насыпных моделях кернового материала соответствующего месторождения/ пласта в рабочем диапазоне проницаемостей. Эксперимент проводится по нескольким фильтрационным моделям. Возможно проведение эксперимента с учетом ступенчатого увеличения доли пресной воды в потоке, на последнем режиме возможно также ступенчатие повышение температуры (до целевой/максимально возможной).

10. Фильтрационные исследования по определению коэффициента вытеснения при различных показателях сухости пара.

На данном этапе проводится серия исследований по закачке сухого и влажного пара разной сухости. При этом определяется влияние сухости пара на ФЕС породы и коэффициент вытеснения. По результатам подпирается оптимальная сухость закачиваемого пара. При наличии проблем с набухаемостью глин можно рассмотреть возможность закачки пара без добавок, либо закачку пара с добавлением соленого раствора различной концентрации (определяется влияние на проницаемость) либо закачку пара с предварительной закачкой стабилизаторов глин или иных химических реагентов.

Кривые обводнения	Кривые падения
1. Говорова-Рябинина (1957) $LnQ_в = a + \mathrm{Ln}\, Q_н$	-
2. Максимов (1959) $LnQ_в = a + bQ_н$	-
3. Французский нефтяной институт $\frac{Q_в}{Q_н} = a + bQ_н$	-
4. Назаров-Сипачев (1972) $\frac{Q_ж}{Q_н} = a + bQ_в$	-
5. Сипачев-Посевич (1980) $\frac{Q_ж}{Q_н} = a + bQ_ж$	Кубагушев (1987) $\frac{t}{Q_н} = a + bt$
6. Модифицированный метод Назарова-Сипачева $Ln\frac{Q_в}{Q_н} = a + bQ_н$	-
7. Модифицированный метод Сипачева-Посевича $Ln\frac{Q_н}{Q_ж} = a - bQ_н$	-
8. Пирвердян (1970) $Q_н = a + bQ_ж^{-\frac{1}{2}}$	$Q_н = a - bt^{-\frac{1}{2}}$
9. Камбаров (1974) $Q_н = a + bQ_ж^{-1}$	Капытов (1970) $Q_н = a - bt^{-1}$
10. Сазонов (1978) $Q_н = a + bLnQ_ж$	$Q_н = a + bLnt$
11. Абызбаев (1981) $LnQ_н = a + bLnQ_ж$	-
12. Постоянное нефтесодержание $Q_н = a + bQ_ж$	$Q_н = a + bt$
13. Арпс (1965) $Lnf_н = a - bQ_н$	$Lnq_н = a - bQ_н$
14. Эршаги-Оморидж (1978) $Ln\frac{1-f_в}{f_в} - \frac{1}{f_в} = a + bQ_н$	-
15. Мовмыга-Черепахин $\frac{1-f_в}{f_в} = a - bQ_н$	-
16. Григорьев (1978) $\sqrt{\frac{1-f_в}{f_в}} = a + b\frac{1}{Q_н}$	-

17. Островский-Джапаров-1 (1981) $Lnf_в = a + bQ_н$	-
18. Островский-Джапаров-2 (1981) $Lnf_в = a + bLnQ_н$	-
19. Ирматов $\frac{Q_н}{t} = a + bQ_ж$	-
20. Гарб-3 $Ln\frac{Q_в}{Q_н} = a + bt$	-
21. Стасенков (1964) $Q_н = a - be^{-cQ_ж}$	$Q_н = a - be^{-ct}$
Параметр с определяется по дифференциальной формуле:	
$Lnf_в = Lnbc - cQ_ж$	$Lnq_н = Lnbc - ct$
22. Ткаченко и др. (1976) $Q_н = a + bQ_ж - cQ_ж^2$	$Q_н = a + bt - ct^2$
Параметр с определяется по уравнению:	
$f_н = b - 2cQ_ж$	$q_н = b - 2ct$
23. Равенко и др. (1973) $Q_н = a \pm bQ_c^{1-\frac{1}{c}}$	$Q_н = a - bt^{1-\frac{1}{c}}$
Параметр с определяется по уравнению:	
$Lnf_н = Ln\left(\frac{b(1-c)}{c}\right) - \frac{1}{c}LnQ_ж$	$Lnq_н = Ln\left(\frac{b(1-c)}{c}\right) - \frac{1}{c}Lnt$
Если 0<c<1, то берем знак «-» в уравнении (23), если c<1, то «+» в уравнении (24).	
24. Гиперболический закон (модификация метода Арпса) $Q_н = \frac{a_1}{b(1-c)} - \frac{a_2}{b(1-c)}(1 + cbQ_ж)^{1-\frac{1}{c}}$	$Q_н = \frac{a_1}{b(1-c)} - \frac{a_2}{b(1-c)}(1 + cbt)^{1-\frac{1}{c}}$
В уравнениях: $Q_н$, $Q_в$, $Q_ж$ – фактические значения накопленной добычи нефти, воды, жидкости; $f_н, f_в$ – нефтесодержание и обводненность продукции (в долях); $f_н = 1 - f_в$; t – число месяцев работы скважины; a, b, c – постоянные коэффициенты.	

Таблица 1. Расчет *прогнозного* экономического эффекта при внедрении технологий МУН, ИДН и водоизоляции

№ п/п	Параметры	Единицы измерения	Периоды				Обозначение	Примечания
			n	n+1	n+…	Итого		
			0	1	2			
I	**Вводные экономические параметры**							
1	Ставка дисконтирования, принятая для оценки	%					d	Ставка дисконтирования
2	Годовая инфляция на прямые затраты	%					C_1	Коэффициент инфляции на прямые затраты
3	Годовая инфляция цен на нефть и на транспортировку	%					C_2	Коэффициент инфляции на нефть и на транспорт
II	**Технико-экономические параметры для проведения расчета эффективности**							
1	**Критерии технологического эффекта ОПИ**							
1.1.	В части интенсификации добычи и увеличения нефтеотдачи пластов на нефтяных и нефтегазовых месторождениях							
1.1.1.	*- объем дополнительной добычи нефти*	*тонн*					$Q_{доп}$	*дополнительная добыча нефти*
1.2.	В части оптимизации эксплуатационных затрат за счет внедрения технологий МУН, ИДН и водоизоляции (кол-во попутно-добываемой воды, э/энергии, хим. реагентов и т.п.)	объемы оптимизируемых параметров					N_t	Объем оптимизации производственных ресурсов
1.2.1.	*- стоимость попутно-добываемой воды, э/энергии, хим. реагентов и т.п.*	*тыс.тенге*					$З_t$	*стоимость попутно-добываемой воды, э/энергии, хим. реагентов и прочих материалов*
2	**Уровень использования нефти на продажу**	**%**					**$У_{исп}$**	**Уровень использования нефти на продажу**
3	**Объем товарной нефти**	**тонн**	**0**	**0**	**0**	**0**	**$Q_{тов}$**	**Объем товарной нефти**
4	**Цена-netback**	**тенге/тонна**					**P**	**Средневзвешенная цена реализации 1 т нефти**
5	**Выручка от реализации нефти**	**тыс.тенге**	**0**	**0**	**0**	**0**	**$В_{доп}$**	**Выручка от реализации нефти**
6	**Снижение эксплуатационных затрат за счет внедрения технологий МУН, ИДН и водоизоляции**	**тыс.тенге**				**0**	**$З_{СЭЗ}$**	**Снижение эксплуатационных затрат от внедрения технологий МУН, ИДН и водоизоляции**
7	**Стоимость внедрения технологий МУН, ИДН и водоизоляции (капитальные вложения)**	**тыс.тенге**				**0**	**$К_{ВНТ}$**	**Стоимость внедрения новых технологий**
8	**Производственные затраты (без учета амортизации)**	**тыс.тенге**	**0**	**0**	**0**	**0**	**$З_П$**	**Производственные затраты**
8.1.	Себестоимость нефти на добычу и подготовку	тенге/тонна					$З_1$	Затраты на добычу и подготовку нефти
8.2.	Дополнительные эксплуатационные расходы	тыс.тенге					$З_2$	Дополнительные эксплуатационные расходы
9	**Прибыль**	**тыс.тенге**	**0**	**0**	**0**	**0**	**П**	**Прибыль**
III	**Денежный поток (финансовые результаты расчетов)**							
1	**Приток денежных средств**	**тыс.тенге**	**0**	**0**	**0**	**0**	**$П_{диж}$**	**Приток денежных средств**
1.1.	Выручка от реализации дополнительной добычи нефти	тыс.тенге	0	0	0	**0**	$П_{диж.ДД}$	Выручка от реализации дополнительной добычи
1.2.	Снижение эксплуатационных затрат	тыс.тенге	0	0	0	**0**	$П_{диж.СЭЗ}$	Экономия от снижения эксплуатационных затрат от внедрения технологий МУН, ИДН и водоизоляции
2	**Отток денежных средств**	**тыс.тенге**	**0**	**0**	**0**	**0**	**$О_{диж}$**	**Отток денежных средств**
2.1.	Стоимость внедрения технологий МУН, ИДН и водоизоляции	тыс.тенге	0	0	0	**0**	$К_{ВНТ}$	Стоимость внедрения новых технологий
2.2.	Производственные затраты (без учета амортизации)	тыс.тенге	0	0	0	**0**	$З_П$	Производственные затраты
3	**Поток денежной наличности**	**тыс.тенге**	**0**	**0**	**0**	**0**	**Э**	**Поток денежной наличности**
4	**Дисконтированный поток денежной наличности**	**тыс.тенге**	**0**	**0**	**0**	**0**	**$Э_Д$**	**Дисконтированный поток денежной наличности**
5	**Накопленный дисконт. поток ден. наличности**	**тыс.тенге**	**0**	**0**	**0**	**0**	**NPV**	**Накопленный дисконт. поток ден. наличности**
6	**Внутренняя норма доходности**	**%**	**NA**	**NA**	**NA**		**IRR**	**Внутренняя норма доходности**
7	**Индекс доходности**	**ед.**	**#ДЕЛ/0!**	**#ДЕЛ/0!**	**#ДЕЛ/0!**	**#ДЕЛ/0!**	**PI**	**Индекс доходности**

Таблица 2. Инструкция по заполнению таблицы 1

№ п/п	Параметры	Единицы измерения	Описание механизма расчета
I	**Вводные экономические параметры**		
1	Ставка дисконтирования, принятая для оценки	%	Указывается ставка дисконтирования. Размер ставки дисконтирования принимается на уровне не ниже стоимости собственного капитала (CoE), утвержденного Правлением Фонда Самрук-Қазына.
2	Годовая инфляция на прямые затраты	%	Указывается годовая инфляция, принятая согласно макроэкономическим показателям, установленным Фондом Самрук-Қазына.
3	Годовая инфляция цен на нефть и на транспортировку	%	Указывается годовая инфляция на цены на нефть и транспортировку, принятая согласно макроэкономическим показателям, установленным Фондом Самрук-Қазына на соответствующий период.
II	**Технико-экономические параметры для проведения расчета эффективности**		
1	**Критерии технологического эффекта ОПИ**		
1.1.	В части интенсификации добычи и увеличения нефтеотдачи пластов на нефтяных и нефтегазовых месторождениях		
1.1.1.	*- объем дополнительной добычи нефти*	*тонн*	*Указывается объем дополнительной добычи нефти*
1.2.	В части оптимизации эксплуатационных затрат за счет внедрения технологий МУН, ИДН и водоизоляции	объемы оптимизируемых параметров	Указываются критерии и параметры технологического эффекта от внедрения новых технологий, улучшающие производственный процесс, которые снижают количество попутно-добываемой воды, потребляемой электроэнергии, хим. реагентов и др. материалов
1.2.1.	*- стоимость попутно-добываемой воды, э/энергии, хим. реагентов и т.п.*	*тыс.тенге*	*Указывается стоимость попутно-добываемой воды, потребляемой электроэнергии, хим. реагентов и др. материалов*
2	**Уровень использования нефти на продажу**	**%**	**Указывается для определения объема реализованной нефти от дополнительной добычи нефти**
3	**Объем товарной нефти**	**тонн**	**Указывается объем товарной нефти, который рассчитывается по след. формуле: $Q_{тов} = У_{исп} * Q_{доп}$**
4	**Цена-netback**	**тенге/тонна**	**Указывается средневзвешенная цена реализации 1 т нефти за вычетом скидки за качество нефти, НДПИ, рентного налога, ЭТП и расходов на транспортировку нефти, а также обязательных платежей в зависимости от специфики реализации с учетом долей по направлениям реализации, включая экспорт и внутренний рынок**
5	**Выручка от реализации нефти**	**тыс.тенге**	**Указывается выручка от реализации нефти, которая рассчитывается по след. формуле: $В_{доп} = Р * Q_{доп.тов}$**
6	**Снижение эксплуатационных затрат за счет внедрения технологий МУН, ИДН и водоизоляции**	**тыс.тенге**	**Указывается снижение экспл-ых затрат вследствие использования или применения более эффективных технологий. Снижение затрат от внедрения новых технологий рассчитывается по след. формуле: $З_{сэз} = N_t * З_t$**
7	**Стоимость внедрения технологий МУН, ИДН и водоизоляции (капитальные вложения)**	**тыс.тенге**	**Указывается стоимость внедрения технологий МУН, ИДН и водоизоляции, включающая в себя: расходы на приобретение, транспортировку, монтаж, наладку и освоение нового оборудования; расходы на техническую и технологическую подготовку производства; расходы на обучение персонала по применению технологий МУН, ИДН и водоизоляции, и т.п.**
8	**Производственные затраты (без учета амортизации)**	**тыс.тенге**	**Указываются производственные затраты, которые рассчитываются по следующей формуле: $З_п = З_1 * Q_{доп} + З_2$**
8.1.	Себестоимость нефти на добычу и подготовку	тенге/тонна	Указывается себестоимость добычи и подготовки нефти
8.2.	Дополнительные эксплуатационные расходы	тыс.тенге	Указываются дополнительные эксплуатационные расходы
9	**Прибыль**	**тыс.тенге**	**Указывается прибыль, которая рассчитывается по следующей формуле: $П = В_{доп} – З_п$**
III	**Денежный поток (финансовые результаты расчетов)**		
1	**Приток денежных средств**	**тыс.тенге**	**Указывается приток денежных средств, который рассчитывается по следующей формуле: $П_{диж} = П_{диж.дд} + П_{диж.сэз}$**
1.1.	Выручка от реализации дополнительной добычи нефти	**тыс.тенге**	Указывается приток денежных средств, который рассчитывается по следующей формуле: $П_{диж.дд} = В_{доп} = Р * Q_{доп.тов}$
1.2.	Снижение эксплуатационных затрат	**тыс.тенге**	Указывается приток денежных средств, который рассчитывается по следующей формуле: $П_{диж.сэз} = З_{сэз} = Nt * З_t$
2	**Отток денежных средств**	**тыс.тенге**	**Указывается отток денежных средств, который рассчитывается по следующей формуле: $О_{диж} = К_{вит} + З_п$**
2.1.	Стоимость внедрения технологий МУН, ИДН и водоизоляции	тыс.тенге	Указывается стоимость внедрения технологий МУН, ИДН и водоизоляции, включающая в себя: расходы на приобретение, транспортировку, монтаж, наладку и освоение нового оборудования; расходы на техническую и технологическую подготовку производства; расходы на обучение персонала по применению технологий МУН, ИДН и водоизоляции, и т.п.
2.2.	Производственные затраты (без учета амортизации)	тыс.тенге	Указываются производственные затраты, которые рассчитываются по следующей формуле: $З_п = З_1 * Q_{доп} + З_2$
3	**Поток денежной наличности**	**тыс.тенге**	**Указывается поток денежной наличности, который рассчитывается по следующей формуле: $Э = П_{диж} – О_{диж}$**
4	**Дисконтированный поток денежной наличности**	**тыс.тенге**	**Указывается дисконтированный поток денежной наличности (чистая приведённая стоимость), который рассчитывается по следующей формуле: $Э_д = Э * a$, где a – коэффициент приведения**
5	**Накопленный дисконт. поток ден. наличности (NPV)**	**тыс.тенге**	**Указывается суммарный (по годам) дисконтированный поток денежной наличности**
6	**Внутренняя норма доходности (IRR)**	**%**	**Указывается ставка дисконтирования при которой NPV проекта равен 0 и рассчитывается по следующей формуле:** $0 = \sum_{t=0}^{n} \frac{CF_t}{(1+IRR)^t}$
7	**Индекс доходности (PI)**	**ед.**	**Указывается соотношение суммы NPV и приведенной стоимости вложенных средств к приведенной стоимости вложенных средств и рассчитывается по следующей формуле:** $PI = \frac{\sum_{t=1}^{n} \frac{CF_t}{(1+r)^t}}{I_0}$

Таблица 3. Расчет фактического экономического эффекта при внедрении технологий МУН, ИДН и водоизоляции

№ п/п	Параметры	Единицы измерения	Периоды				Обозначение	Примечания
			n	n+1	n+…	Итого		
I	**Технико-экономические параметры для проведения расчета эффективности**							
1	**Объем дополнительной добычи нефти**	**тонн**					**$Q_{доп}$**	**Дополнительная добыча нефти**
1.1.	Объем товарной нефти	тонн	0	0	0	**0**	$Q_{тов}$	Объем товарной нефти
2	**Другие критерии технологического эффекта ОПИ**							
2.1.	В части оптимизации эксплуатационных затрат за счет внедрения технологий МУН, ИДН и водоизоляции (кол-во попутно-добываемой воды, э/энергии, хим. реагентов и т.п.)	объемы оптимизируемых параметров					N_t	Объем оптимизации производственных ресурсов
2.1.1.	*- стоимость попутно-добываемой воды, э/энергии, хим. реагентов и т.п.*	*тыс.тенге*					$З_t$	*стоимость попутно-добываемой воды, э/энергии, хим. реагентов и прочих материалов*
3	**Цена-netback**	**тенге/тонна**					**Р**	**Средневзвешенная цена реализации 1 т нефти**
4	**Выручка от реализации нефти**	**тыс.тенге**	**0**	**0**	**0**	**0**	**$В_{доп}$**	**Выручка от реализации нефти**
5	**Стоимость внедрения технологий МУН, ИДН и водоизоляции (капитальные вложения)**	**тыс.тенге**				**0**	**$К_{вит}$**	**Стоимость внедрения новых технологий**
6	**Производственные затраты (без учета амортизации)**	**тыс.тенге**	**0**	**0**	**0**	**0**	**$З_п$**	**Производственные затраты**
6.1.	Себестоимость нефти на добычу и подготовку	тенге/тонна					$З_1$	Затраты на добычу и подготовку нефти
6.2.	Дополнительные эксплуатационные расходы	тыс.тенге					$З_2$	Дополнительные эксплуатационные расходы
7	**Снижение эксплуатационных затрат за счет внедрения технологий МУН, ИДН и водоизоляции**	**тыс.тенге**					**$З_{СЭЗ}$**	**Снижение эксплуатационных затрат от внедрения технологий МУН, ИДН и водоизоляции**
8	**Прибыль**	**тыс.тенге**	**0**	**0**	**0**	**0**	**П**	**Прибыль**
II	**Денежный поток (финансовые результаты расчетов)**							
1	**Приток денежных средств**	**тыс.тенге**	**0**	**0**	**0**	**0**	**$П_{диж}$**	**Приток денежных средств**
1.1.	Выручка от реализации дополнительной добычи нефти	тыс.тенге	0	0	0	**0**	$П_{диж.дд}$	Выручка от реализации дополнительной добычи
1.2.	Снижение эксплуатационных затрат	тыс.тенге	0	0	0	**0**	$П_{диж.сэз}$	Экономия от снижения эксплуатационных затрат от внедрения технологий МУН, ИДН и водоизоляции
2	**Отток денежных средств**	**тыс.тенге**	**0**	**0**	**0**	**0**	**$О_{диж}$**	**Отток денежных средств**
2.1.	Стоимость внедрения технологий МУН, ИДН и водоизоляции	тыс.тенге	0	0	0	**0**	$К_{вит}$	Стоимость внедрения новых технологий
2.2.	Производственные затраты (без учета амортизации)	тыс.тенге	0	0	0	**0**	$З_п$	Производственные затраты
3	**Поток денежной наличности**	**тыс.тенге**	**0**	**0**	**0**	**0**	**Э**	**Поток денежной наличности**
4	**Индекс доходности**	**ед.**	**#ДЕЛ/0!**	**#ДЕЛ/0!**	**#ДЕЛ/0!**	**#ДЕЛ/0!**	**PI**	**Индекс доходности**

Таблица 4. Инструкция по заполнению таблицы 3

№ п/п	Параметры	Единицы измерения	Описание механизма расчета
I	**Технико-экономические параметры для проведения расчета эффективности**		
1	**Объем дополнительной добычи нефти**	**тонн**	**Указывается объем дополнительной добычи нефти**
1.1.	Объем товарной нефти	тонн	Указывается объем товарной нефти
2	**Другие критерии технологического эффекта ОПИ**		
2.1.	В части оптимизации эксплуатационных затрат за счет внедрения технологий МУН, ИДН и водоизоляции (кол-во попутно-добываемой воды, э/энергии, хим. реагентов и т.п.)	объемы оптимизируемых параметров	Указываются критерии и параметры технологического эффекта от внедрения технологий МУН, ИДН и водоизоляции, улучшающие производственный процесс, которые снижают количество попутно-добываемой воды, потребляемой электроэнергии, хим. реагентов и др. материалов
2.1.1.	*- стоимость попутно-добываемой воды, э/энергии, хим. реагентов и т.п.*	*тыс.тенге*	*Указывается стоимость попутно-добываемой воды, потребляемой электроэнергии, хим. реагентов и др. материалов*
3	**Цена-netback**	**тенге/тонна**	**Указывается средневзвешенная цена реализации 1 т нефти за вычетом скидки за качество нефти, НДПИ, рентного налога, ЭТП и расходов на транспортировку нефти, а также обязательных платежей в зависимости от специфики реализации с учетом долей по направлениям реализации, включая экспорт и внутренний рынок**
4	**Выручка от реализации нефти**	**тыс.тенге**	**Указывается выручка от реализации нефти, которая рассчитывается по след. формуле: $В_{доп} = Р * Q_{доп.тов}$**
5	**Стоимость внедрения технологий МУН, ИДН и водоизоляции (капитальные вложения)**	**тыс.тенге**	**Указывается стоимость внедрения технологий МУН, ИДН и водоизоляции, включающая в себя: расходы на приобретение, транспортировку, монтаж, наладку и освоение нового оборудования; расходы на техническую и технологическую подготовку производства; расходы на обучение персонала по применению технологий МУН, ИДН и водоизоляции, и т.п.**
6	**Производственные затраты (без учета амортизации)**	**тыс.тенге**	**Указываются производственные затраты, которые рассчитываются по следующей формуле: $З_{П} = З_1 * Q_{доп} + З_2$**
6.1.	Себестоимость нефти на добычу и подготовку	тенге/тонна	Указывается себестоимость добычи и подготовки нефти
6.2.	Дополнительные эксплуатационные расходы	тыс.тенге	Указываются дополнительные эксплуатационные расходы
7	**Снижение эксплуатационных затрат за счет внедрения технологий МУН, ИДН и водоизоляции**	**тыс.тенге**	**Указывается снижение эксплуатационных затрат вследствие использования или применения более эффективных технологий. Снижение затрат от внедрения технологий МУН, ИДН и водоизоляции рассчитывается по следующей формуле: $З_{СЭЗ} = N_t * З_t$**
8	**Прибыль**	**тыс.тенге**	**Указывается прибыль, которая рассчитывается по следующей формуле: $П = В_{доп} – З_{П}$**
II	**Денежный поток (финансовые результаты расчетов)**		
1	**Приток денежных средств**	**тыс.тенге**	**Указывается приток денежных средств, который рассчитывается по следующей формуле: $П_{диж} = П_{диж.дд} + П_{диж.сэз}$**
1.1.	Выручка от реализации дополнительной добычи нефти	**тыс.тенге**	Указывается приток денежных средств, который рассчитывается по следующей формуле: $П_{диж.дд} = В_{доп} = Р * Q_{доп.тов}$
1.2.	Снижение эксплуатационных затрат	**тыс.тенге**	Указывается приток денежных средств, который рассчитывается по следующей формуле: $П_{диж.сэз} = З_{сэз} = Nt * З_t$
2	**Отток денежных средств**	**тыс.тенге**	**Указывается отток денежных средств, который рассчитывается по следующей формуле: $О_{диж} = К_{вит} + З_{П}$**
2.1.	Стоимость внедрения технологий МУН, ИДН и водоизоляции	тыс.тенге	Указывается стоимость внедрения технологий МУН, ИДН и водоизоляции, включающая в себя: расходы на приобретение, транспортировку, монтаж, наладку и освоение нового оборудования; расходы на техническую и технологическую подготовку производства; расходы на обучение персонала по применению технологий МУН, ИДН и водоизоляции, и т.п.
2.2.	Производственные затраты (без учета амортизации)	тыс.тенге	Указываются производственные затраты, которые рассчитываются по следующей формуле: $З_{П} = З_1 * Q_{доп} + З_2$
3	**Поток денежной наличности**	**тыс.тенге**	**Указывается поток денежной наличности, который рассчитывается по следующей формуле: $Э = П_{диж} – О_{диж}$**
4	**Индекс доходности (PI)**	**ед.**	**Указывается соотношение суммы денежного потока (Э) и приведенной стоимости вложенных средств к приведенной стоимости вложенных средств и рассчитывается по следующей формуле:** $PI = \frac{\sum_{t=1}^{n} К_{диж}}{К_{инв}}$

Лист согласования

Правила №KMG-PR-5483.1-44 «Правила технико-экономической оценки технологий методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти на стадии планирования и проведения опытно-промышленных испытаний на месторождениях операционных нефтедобывающих организаций АО НК «КазМунайГаз»

Должность	Виза	ФИО
Первый заместитель председателя Правления	Согласовано СЗ №44/9403-СЗ от 26.08.2024г.	Исказиев К. О.
Заместитель председателя Правления	Согласовано СЗ №44/9403-СЗ от 26.08.2024г.	Абдулгафаров Д.Е.
Заместитель председателя Правления	Согласовано СЗ №44/9403-СЗ от 26.08.2024г.	Брекешев С.А.
Заместитель председателя Правления	Согласовано СЗ №44/9403-СЗ от 26.08.2024г.	Лавренов В.С.