

Министерство образования и науки Республики Казахстан
Каспийский Университет Технологий и Инжиниринга им. Ш.Есенова

УДК 622.276

На правах рукописи

АХМЕТОВ ДУМАН АМАНБЕКОВИЧ

**Совершенствование разработки месторождений с трудноизвлекаемыми
запасами нефти тепловыми методами воздействия на пласт**

8D07210 – «Нефтегазовое дело»

Диссертация на соискание ученой степени
доктора философии (PhD)

Научные консультанты:
Закенов С.Т.,
доктор технических наук,
профессор Каспийского
университета технологий и
инжиниринга им. Ш.Есенова,
Казахстан

Эфендиев Г.М.,
доктор технических наук,
профессор, член-корреспондент
НАНА, Азербайджан

Республика Казахстан
Актау, 2020

Содержание

	Введение.....	4
1	Анализ современного состояния изученности и внедрения методов повышения нефтеотдачи на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами.....	8
1.1	Обзор технологий добычи трудноизвлекаемой нефти.....	12
1.2	Основные методологические принципы, обоснование цели и задач исследований.....	22
2	Анализ особенностей и классификация трудноизвлекаемых запасов по комплексу признаков.....	29
2.1	Анализ исследований, посвященных классификации трудноизвлекаемых нефтей.....	30
2.2	Применение методов кластеризации для анализа геолого-технологической информации.....	36
2.3	Классификация трудноизвлекаемых запасов месторождений Казахстана с применением алгоритма нечеткого кластер-анализа.....	38
3	Анализ промысловой информации о разработке месторождения (на примере месторождения Каражанбас)	50
3.1	Общие сведения о месторождении.....	50
3.1.1	Краткие сведения о геологическом строении месторождения и залежей	50
3.2	Анализ текущего состояния разработки месторождения.....	52
3.2.1	Характеристика фонда скважин.....	52
3.2.2	Оценка технологической эффективности использования фондов скважин.....	53
4	Повышение эффективности разработки месторождений трудноизвлекаемой нефти с использованием термических методов воздействия на пласт.....	65
4.1	Анализ технологий эффективной разработки залежей тяжелой и высоковязкой нефти с применением термических методов воздействия на продуктивный пласт.....	65
4.2	Анализ результатов паротеплового воздействия на месторождении Каражанбас.....	74
4.2.1	Статистический анализ динамики показателей добычи нефти на месторождении Каражанбас.....	76
4.3	Принятие решений по закачке пара при добыче высоковязкой нефти с учетом неопределенности.....	85
	Основные выводы и рекомендации.....	94
	Список использованных источников.....	95
	Приложение А.....	103

Обозначения и сокращения

АСПО	– Асфальто-смолисто-парафиновые отложения
ВНК	– Водонефтяной контакт
ГНК	– Газонефтяной контакт
ГРП	– Гидроразрыв пласта
ГТМ	– Геолого-техническое мероприятие
ДП	– Депрессионная перфорация
ИДТВ	– Импульсно-дозированное тепловое воздействие
КИН	– Коэффициент извлечения нефти
МУН	– Методы увеличения нефтеотдачи
НКТ	– Насосно-компрессорные трубы
ОПЗ	– Очистка призабойной зоны
ОРЭ	– Одновременно-раздельная эксплуатация
ПАВ	– Поверхностно-активные вещества
ПАА	– Полиакриламид
ПЗ	– Призабойная зона
ПЗС	– Призабойная зона скважины
ПНП	– Повышение нефтеотдачи пластов
ПНФ	– Паронефтяной фактор
ПК	– Перфорация кумулятивная
ПВД	– Поддержание пластового давления
СКО	– Соляно-кислотная обработка
СПС	– Сшитый полимерный состав
ТБХО	– Термобарохимическая обработка
ТГХВ	– Термогазохимическое воздействие
ТРИЗ	– Трудноизвлекаемые запасы
ЭС	– Эмульсионный состав

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность проблемы. В последние годы наблюдается опережающий рост годовых объемов добычи нефти над ежегодным приростом разведанных запасов мира.

При этом доля высоковязких нефтей составляет уже более половины разведанных мировых запасов и по мнению экспертов рассматривается в качестве основной ресурсной базы развития нефтедобычи в XXI веке.

Как известно, существуют различные по технологическим и экономическим характеристикам способы разработки залежей трудноизвлекаемых нефтей. Возможность применения какой-либо технологии при разработке месторождений связана с геологическим строением и условиями залегания пластов, в частности, их петрофизическими характеристиками, с одной стороны, и физико-химическими свойствами пластового флюида, запасами добываемой продукции, географическими особенностями месторождения и т.д., с другой.

Принятие технологических решений проходит в условиях неопределенности, а это со своей стороны требует применения методов анализа информации с учетом данного обстоятельства, наряду с этим подробного изучения условий и способов разработки, в частности, как показывает технологический опыт извлечения высоковязких, тяжелых нефтей, возможности применения термического метода добычи. Из всего арсенала известных термических методов наибольшее распространение получили технологии, основанные на нагнетании в пласт теплоносителей. Однако кроме тепловых методов разработки необходимо рассматривать также и альтернативные комбинированные технологии. Следует отметить, что сложность разработки месторождений Казахстана (Каражанбас, Кенкияк, Каламкас) состоит в том, что традиционными методами разрабатывать залежь трудно. Поэтому применение новых технологий разработки 76 месторождений, из которых традиционными методами извлечь значительные запасы нефти было невозможно, для месторождений Казахстана являются актуальными. В связи с этим возникла необходимость проведения анализа геологических условий и различных методов воздействия.

Цель работы. Повышение эффективности разработки месторождений трудноизвлекаемой нефти с использованием термических методов воздействия на пласт.

Степень разработанности проблемы. Проблеме повышения эффективности разработки месторождений высоковязких нефтей посвящены труды многих исследователей, внесших большой вклад в развитие научных основ данного направления, выполнивших интересные теоретические и экспериментальные исследования. Усилиями этих ученых получены интересные с научной и полезные с практической точек зрения результаты. Следует отметить труды М.Т. Абасова, Д.Г. Антониади, Н.К. Байбакова, Г.И. Баренблатта, А.А. Боксермана, А.Р. Гарушева, А.Т. Горбунова, С.А. Жданова, Ю.В. Желтова, Ю.П. Желтова, С.Т. Закенова, С.Н. Закирова, А.Х. Мирзаджанзаде, М.Л. Сургучева, Т.В. Хисметова и др. Несмотря на многочисленные исследования в этом

направлении, все же некоторые вопросы требуют проведения ряда исследований, связанных с более глубоким изучением трудноизвлекаемых запасов, условий их залегания а также принятием решений по повышению эффективности разработки этой категории месторождений.

Объект исследования. Объектом исследования является продуктивный пласт, содержащий высоковязкую, тяжелую нефть.

Предмет исследования. Предметом исследования являются процессы вытеснения высоковязкой нефти путем нагнетания теплоносителей.

Основные задачи исследования:

- анализ особенностей и классификация трудноизвлекаемых запасов по комплексу признаков;
- анализ геолого-физических условий и особенностей рассматриваемого месторождения, а также факторов, оказывающих влияние на выбор эффективной технологии добычи высоковязких нефтей;
- анализ текущего состояния разработки месторождения и эффективности использования фондов скважин на рассматриваемом месторождении;
- анализ динамики добычи нефти и результатов нагнетания пара по месторождению на примере месторождения Каражанбас;
- принятие оптимальных решений при использовании термических
- методов воздействия на пласт.

Методы решения задач. Поставленные задачи решались с применением методов математической статистики при обработке данных и анализе информации. При решении задачи классификации трудноизвлекаемых запасов применялись метод и соответствующая программа нечеткого кластер-анализа. При принятии решений по выбору наилучшего варианта воздействия на пласт применялся метод, основанный на положениях теории нечетких множеств.

Научная новизна:

- научно обоснованы основные положения создания и практического использования методики классификации месторождений различных типов (нефтяных, нефтегазовых и газовых) по комплексу признаков, позволяющей оценить степень сложности выработки запасов;
- предложен метод классификации объектов трудноизвлекаемой нефти Казахстана по комплексу признаков, определяющих степень трудности их добычи, основывающаяся на методе нечеткого кластер-анализа;
- предложен параметр, характеризующий степень сложности извлечения запасов и построена зависимость коэффициента нефтеотдачи от данной характеристики;
- дана количественная оценка сравнительной технологической эффективности использования фондов скважин;
- научно обоснована и предложена методика определения оптимального объема закачиваемого теплоносителя, обеспечивающего максимальную добычу нефти в геолого-физических условиях месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

Практическая значимость работы. В результате анализа динамики основных показателей разработки месторождения Каражанбас установлены тенденции изменения соотношений количества добываемой нефти и закачиваемого пара, а именно: если в начале рассматриваемого периода для добычи 1т нефти приходилось закачивать 3т пара, то в конце второго этапа на 1т нефти приходилось уже 4 т пара, что с точки зрения разработки является вполне предсказуемой. Результаты применения метода теплового воздействия на пласт путем закачки пара подтвердили свою эффективность: сохранение ПНФ в стабильности в третьем периоде времени с мая 2015 года по октябрь 2017 года (более двух лет) является вполне хорошим показателем разработки месторождения.

По результатам статистического анализа динамики добычи нефти показана возможность прогнознбой оценки значений показателей добычи нефти на последующий период с применением соответствующих методов математической статистики.

Положения, выносимые на защиту:

- комплексная классификация нефтей по вязкости, плотности и условиям залегания с применением нечеткого кластер-анализа;
- статистический анализ текущего состояния разработки месторождения и эффективности использования фондов скважин на рассматриваемом месторождении;
- методика определения оптимального объема закачиваемого теплоносителя, обеспечивающего максимальную добычу нефти в геолого-физических условиях месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

Степень достоверности. Достоверность научных положений и выводов диссертационной работы обосновывается применением современных математических методов обработки данных и анализа информации, согласованностью результатов теоретических и экспериментальных исследований с оценкой с помощью соответствующих критериев.

Апробация результатов работы. Результаты диссертационной работы и ее основные положения докладывались и обсуждались на: Международной научно-технической конференции «13th International Conference on Application of Fuzzy Systems and Soft Computing (ICAFS) », Warsaw, Poland, August 27–28, 2018; Международной школе-семинаре «International School-Seminar of Young Scientists and Students, Oil & Geoeology», Baku, 3-8 December 2018; Международной научно-практической конференции «Развитие науки и техники в освоении недр Казахстана», посвященной 90–летию академика Ш.Есенова; Международной научно-практической конференции «Методы увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти». Актау, Казахстан. 27 апреля 2018г.; Международной научно-практической конференции «Современные методы разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами и нетрадиционными коллекторами». Атырау, Казахстан, 5-6 сентября. 2019; Международной научно-технической конференции «10th International Conference on theory and application of soft computing, computing with words and perceptions - ICSCCW 2019». Prague, Czech Republic. August 27-28, 2019.

Объем и структура работы. Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, основных выводов и рекомендаций, списка использованной литературы, включающего 102 наименования и 1 приложения. Работа содержит 102 страниц текста, 6 таблиц и 16 рисунков.

1 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ИЗУЧЕННОСТИ И ВНЕДРЕНИЯ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ

В настоящее время наблюдается увеличение числа месторождений, относящихся к категории трудноизвлекаемых. Проблемы истощения разрабатываемых месторождений нефти ставят определенные задачи перед нефтегазодобывающими компаниями, связанные с поиском новых и совершенствованием известных методов оценки характеристик извлекаемой продукции, и поиском наиболее эффективных методов воздействия на пласт, в связи с чем наблюдается все более возрастающее внимание компаний и специалистов развитию методов разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами- тяжелых нефтей и природных битумов [1]. Совершенствование технологий добычи тяжелых нефтей и природных битумов приобретает всё большую актуальность, поскольку запасы этих ресурсов уже превышают запасы обычной (легкой) нефти (рисунок 1.1), а за счет продолжающегося роста добычи и связанного снижения запасов лёгкой нефти доля тяжелой нефти в структуре запасов углеводородов будет неуклонно возрастать.

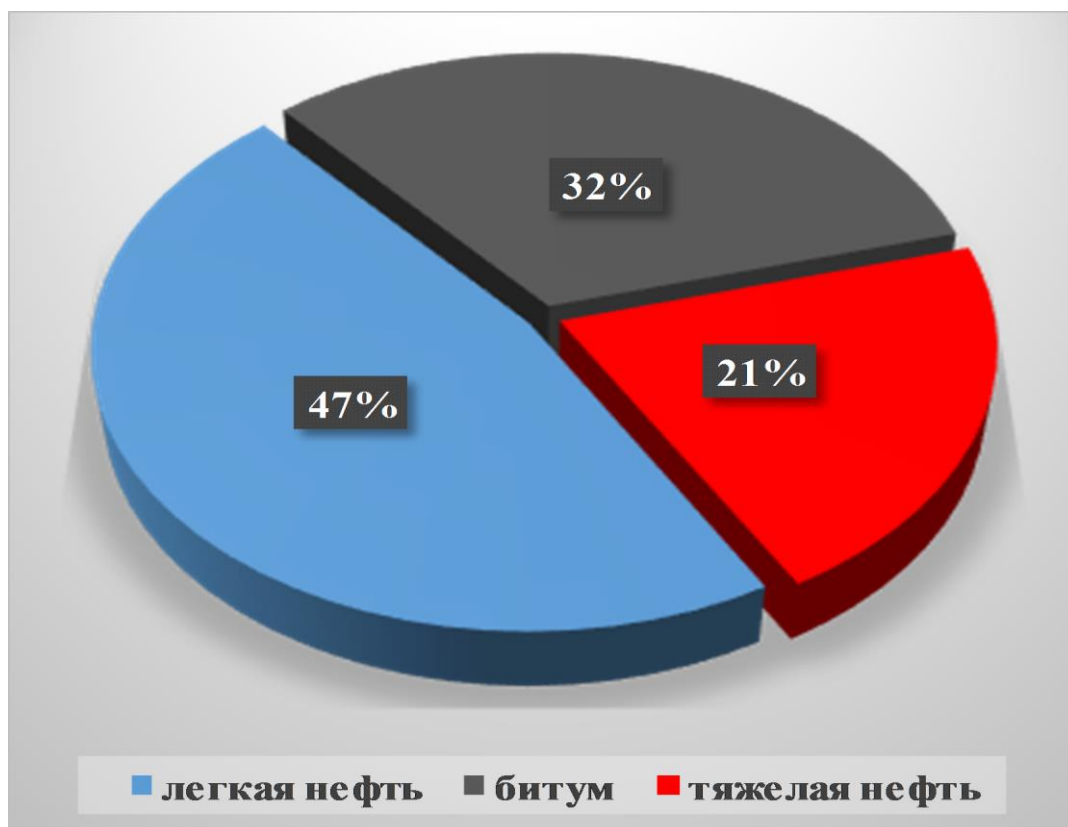


Рисунок 1.1-Соотношение разведанных запасов легкой нефти, тяжелой нефти и природного битума

В создавшихся условиях объемы добычи резко снижаются-разрабатываются запасы ТН и ПБ меньше 1%. Согласно наиболее широко применяемой в мировой практике классификации трудноизвлекаемых нефтей [2], тяжелыми считаются нефти (углеводородные жидкости) с плотностью 920-1000 кг/м³ и вязкостью от 10 до 100 мПа·с, а природными битумами-слаботекучие или полутвердые смеси преимущественно углеводородного состава с плотностью более 1000кг/м³ и вязкостью выше 10000 мПа·с.

Согласно данной классификации сверхтяжелые нефти с вязкостью от 100 до 10000 мПа·с и плотностью около или несколько более 1000 кг/м³ занимают промежуточное положение между группами битумов и тяжелых нефтей. «Тяжелые и сверхтяжелые нефти» многие авторы объединяют под общим названием - «тяжелые нефти» или «высоковязкие нефти». Как известно из многочисленных источников, общие мировые запасы тяжелой нефти и природных битумов оцениваются в 9-13 трлн. т, что в 2-2,5 раза превышает запасы обычной нефти [3], известны также страны, которые отличаются запасами тяжелой высоковязкой нефти. При этом наиболее крупными запасами тяжелой высоковязкой нефти располагают Канада, Венесуэла, Мексика, Бразилия, США, Кувейт, Китай. Россия также обладает значительными ресурсами трудноизвлекаемых запасов нефти, ~~8~~объем которых составляет около 55 % от общих запасов российской нефти, т.е. более половины. На большой территории России размещены основные нефтедобывающие районы, где сосредоточено подавляющее большинство залежей ТН, такие, как Западная Сибирь, Республика Коми, Архангельская область [4]. Как отмечается в [4], «известны также месторождения высоковязких нефтей, расположенные на других территориях, в частности, территории Сахалина, Республики Удмуртия и Краснодарского края и др. Вязкость в пластовых условиях для месторождений тяжелой нефти варьируется от относительно небольших значений 20 мПа·с до величин вязкости близких к значениям природного битума (9000 мПа·с)». **2.2** При этом большинство месторождений имеют вязкость в пределах 1000 мПа·с».

Что ~~же~~ касается Казахстана, то, как свидетельствуют литературные источники, «...большая часть казахстанских запасов углеводородного сырья (УВС) сосредоточена на месторождениях Западного региона, разрабатываемых крупными нефтегазодобывающими компаниями, которые и обеспечивают, как отмечается в [5], 85% объемов добычи нефти, газа и конденсата. В Атырауской области в числе лидеров идут ТОО «Тенгизшевройл» (86% от областного объема добычи нефти и 99% – газа) и ПФ «Эмбамунайгаз» АО «РД Казмунайгаз» (9% и 1,5% соответственно), а в Мангистауской – ПФ «Узеньмунайгаз» АО «РД «КазМунайГаз» (34% и 7%), АО «Мангистаумунайгаз» (31% и 10%), Операционная компания «Бузачи Оперейтинг ЛТД» (10% и 2%), АО «Каражанбасмунай» (10% и 0,4%) и ТОО «Каракудук-Мунай» (8% и 3%). В число основных добывающих предприятий Актюбинской области входят АО «СНПС-Актобемунайгаз» (77% и 89%) и ТОО «Казахойл-Актобе» (12% и 8%). В Западно-Казахстанской области практически полностью превалирует КПО (95% и 99%). В Карагандинской области львиную долю производства углеводородов обеспечивают АО «Тургай-Петролеум» (58% и 52%) и АО

«ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» (33% и 37%), а в Кызылординской – ТОО «Казгермунай» (59% и 52%) и АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» (24% и 29%)» (по данным [5]).

Специалисты считают, что будущее нефтегазодобывающей отрасли Казахстана связано с морскими месторождениями, в основном, с Казахстанским сектором Каспийского моря [5,6,7]. Принятая в 2003 году государственная программа его освоения месторождений Каспийского моря охватывает весь комплекс предусмотренных мероприятий по недропользованию, привлечению инвестиций.

Кроме того, предусмотрено уделять серьезное внимание развитию социальных программ в регионах и местной инфраструктуре, эффективному освоению месторождений с учетом минимизации вредного воздействия технических и технологических операций на окружающую среду. Реализация этой программы позволит увеличить годовую добычу нефти в Каспийском море уже в 2010 г. Согласно более ранним по сравнению с настоящим периодом прогнозам это в 2010 г должно было составить до 18 млн т, к 2015 г. – до 90 млн т, а начиная с 2015-го предусматривается достижение ежегодного уровня нефтедобычи в 100 млн т на протяжении следующих 25 лет. В целом, согласно прогнозам по стране картина выглядит следующим образом: прогнозы показывали, что «к концу 2010 года, будет добыто порядка 100–110 млн т нефти и 45–50 млрд м³ газа, а к 2015 году – около 120–150 млн т нефти и более 60 млрд м³ газа». По данным Минэнерго Казахстана, в этом году (т.е. в 2020-м году) среднесуточная добыча нефти (без учета газового конденсата) в июне составила 5,3 млн т. (1,297 млн барр./сутки). ... среднесуточная добыча нефти в стране составила 1,313 млн барр./сутки, что свидетельствует о перевыполнении обязательств. С учетом сложившегося дисбаланса между уровнем добычи и потребления нефти в мире, Казахстан обладает прекрасными потенциальными возможностями ежегодно наращивать объемы своей нефтедобычи и, соответственно, экспорта УВС на мировые рынки. Это предположение подтверждает и тот факт, что за годы независимости 12 республики доля экспортируемой Казахстаном нефти увеличилась с 61% в 1998 г. до 92% в первом полугодии 2010-го, что является довольно-таки заметным показателем. Вместе с тем рост экспорта должен не снижать, а сохранять возможности переработки собственного сырья, внутреннего потребления топливных ресурсов, так как некоторые отечественные нефтеперерабатывающие заводы, например, Павлодарский НПЗ и частично Шымкентский НПЗ, которые в настоящее время работают с западносибирской нефтью из России, тогда как они могут перерабатывать и наше собственное сырье.

В последние годы в мире наблюдается большое внимание к тяжелой и сверхтяжелой нефти, а именно увеличения объема доказанных запасов за счет этих нефтей, ранее это обстоятельство не учитывалось.

Согласно информации, приведенной в различных источниках, в частности, в [8], например, «в 2010 г. Венесуэла увеличила доказанные запасы нефти на 40%, то есть до 296,5 млрд. барр. и заняла по этому показателю первое место в мире. В мае 2003 г. извлекаемые нефтяные запасы Канады возросли за год более

чем в 36 раз - с 4,9 до 180 млрд. барр., и до сих пор по данным ВР 1p11c Канада занимает по этому показателю 3 место после Саудовской Аравии. Эти цифры говорят о том, что Канада и Венесуэла готовы к промышленному освоению трудноизвлекаемых запасов-тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов, поскольку в состав доказанных запасов включаются месторождения, разработка которых рентабельна в текущих экономических условиях» [8,9].

Характерной особенностью разработки нефтяных месторождений в последние годы является изменение ¹²¹ структуры запасов нефтей в сторону увеличения доли трудноизвлекаемых нефтей, что связано с ухудшением качества коллекторов, увеличением обводненности добываемых нефтей, неблагоприятными геолого-физическими характеристиками и условиями ⁷⁵ залегания нефти. Естественно, показатели эффективности разработки месторождений трудноизвлекаемых нефтей в целом существенно ниже показателей для залежей с нормальной нефтью [10,11].

К настоящему времени предложены классификации трудноизвлекаемых запасов нефти, в частности, согласно ГОСТ Р 51858-2002, [12], предложена классификация, которая предусматривает отличать нефти по содержанию парафинов, а именно: малопарафинистые, в которых содержание парафина до 1,5%; парафинистые с содержанием парафина 1,5-6%; высокопарафинистые, когда содержание парафина достигает более 6 %.

По содержанию асфальтенов и смол: малосмолистые, содержание смол до 5%; смолистые, 5 - 15%; высокосмолистые-более 15 %.

По плотности нефти классифицируются следующим образом: плотность до 834,5 (при 15°C) и до 830 (при 20°C) характерна для особо легких нефтей; 834,5-854,4 и 830-850- легкая нефть; 854,4-874,4 и 850-870- средняя плотность; 874,4-899,3 и 870-895-тяжелая нефть и нефти с плотностью более 899,3 и 895 при 15°C и при 20°C соответственно- битуминозные.

По вязкости нефти: ≤ 5 мПа·с относят к категории с незначительной вязкостью; при вязкости 5-10 мПа·с нефть согласно данной классификации - маловязкая; вязкость 10-30 мПа·с - повышенная вязкость и, наконец, более 30 мПа·с-категория высоковязких нефтей [12]. Однако отстаивались и другие пределы этого значения — 10,40 и 50 мПа·с [12,13,14,15].

В работе [16] предложено разделить высоковязкие нефти (ВВН) на три группы: «первая группа характеризуется изменением вязкости в диапазоне от 30-100 мПа·с и плотности 834 - 929 кг/м³, вторая группа характеризуется изменением вязкости в диапазоне от 100 до 500 мПа·с и изменением плотности в диапазоне 882 - 955 кг/м³ и третья группа характеризуется изменением вязкости выше 500 мПа·с и плотностью ≥ 934 кг/м³. Согласно [17] запасы нефти с вязкостью более 50 мПа·с принято относить к трудноизвлекаемым. А вообще в природе существуют жидкие углеводороды: маловязкие (0,4-10 мПа·с), средневязкие (10-50 мПа·с), высоковязкие (5302-1500 мПа·с), тяжелые (более 1500 мПа·с) нефти и битумы (более (20-25)103 мПа·с)» [12,16].

Проблема освоения месторождений тяжелых нефтей постоянно привлекает внимание специалистов как важная и актуальная, имея особо важное значение

для Казахстана, особенно в Западных нефтедобывающих регионах (Мангистауская и Атырауская области).

Наиболее крупными месторождениями высоковязких нефтей из республик бывшего Советского Союза в Казахстане являются: Каражанбас - 230 млн. т; Северные Бузачи - 195 млн. т; Кенкияк - 72 млн. т.; в Азербайджане Балаханы-Сабунчи-Романы - 75114 млн. т.

В России трудноизвлекаемые нефти относят к альтернативным источникам углеводородного сырья [8], так как они отличаются от обычных нефтей не только повышенной плотностью, но и комплексным составом.

Несмотря на то что большинство рассматриваемых казахстанских и азербайджанских нефтегазовых компаний имеет меньший масштаб операций, ¹² чем российские производители, специалисты предполагают, что их среднесрочная добыча возрастет, хотя и не в тех объемах, которые характерны для Российских компаний. В то же время, как известно, уровень затрат на добычу у компаний, работающих в каспийском регионе, выше, чем у российских, и приближен к уровню сопоставимых с ними других международных.

1.1 Обзор технологий добычи трудноизвлекаемой нефти

Анализ показывает, что в настоящее время отличительной особенностью процесса нефтедобычи является увеличение в структуре углеводородных ресурсов месторождений мира доли трудноизвлекаемых запасов, к которым относятся, в основном, тяжелые и высоковязкие нефти [18,19,20,21]. Запасы тяжелых и высоковязких нефтей, как отмечается в литературных источниках, значительно превышают запасы легких и маловязких нефтей. Согласно оценкам специалистов запасы трудноизвлекаемой нефти составляют не менее 1 трлн. т. и рассматриваются ⁸⁴ не только как резерв добычи нефти, ⁸ а сколько в качестве основной базы развития на ближайшие годы [18]. Поэтому в настоящее время с учетом данного обстоятельства необходим более детальный анализ данных о трудноизвлекаемых нефтях, привлечение современных методов классификации их по степени трудности и оценки их качества. Наряду с этим необходим тщательный анализ геологической информации с целью оценки параметров пласта как характеристик условий залегания нефти.

Месторождения Казахстана отличаются составом добываемой нефти. Следует отметить, что к настоящему времени в Казахстане, на полуостровах Мангышлак и Бузачи, открыто более 30 месторождений нефтей, отличающихся высоким содержанием парафина. Находящиеся в разработке такие достаточно гигантские месторождения, как Узень, Карамандыбас, Жетыбай (полуостров Мангышлак), Каламкас, Каражанбас (полуостров Бузачи) отличаются очень сложным составом и свойствами нефтью, что вносит известные трудности в разработку этих месторождений. Одни месторождения, нефти которых отличаются высоким содержанием парафина (это месторождения Узень, Карамандыбас и Жетыбай) сильно насыщены (более 20%) парафином, смолами и асфальтенами. Нефти других месторождений, таких, как месторождений полуострова Бузачи, особенно месторождений Каражанбас и Северный Бузачи,

отличаются высокой вязкостью, большой смолистостью и значительным содержанием сернистых соединений [18,20].

Разработка отмеченных месторождений должна быть основана на глубоких детальном исследовании, связанных с изысканием возможностей и обоснованием применения современных технологий воздействия на нефтяные залежи с экономической и экологической точками зрения.

Повышение эффективности процессов разработки месторождений с высоковязкими нефтями одновременно требует учета термодинамических и реологических характеристик нефтей, поскольку повышение температуры пласта приводит к снижению вязкости нефти и увеличению ее подвижности, при этом уменьшаются внутрипластовые гидродинамические сопротивления, а⁶⁴это в свою очередь улучшает приток флюидов к добывающим скважинам [12,18,22].

К настоящему времени накоплен достаточный опыт применения различных способов разработки залежей тяжелых нефтей и природных битумов, которые различаются технологическими характеристиками. Эффективность применения той или иной технологии разработки обуславливается геологическим строением и условиями залегания пластов, физико-химическими свойствами пластового флюида, состоянием и запасами углеводородного сырья, климатогеографическими условиями и т. д. В области добычи высоковязкой нефти достигнуты достаточно высокие показатели, однако и дальше необходимо постоянно совершенствовать методы повышения нефтеотдачи для поддержания нынешнего производства или его увеличения. Основным методом повышения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей является достаточно апробированный для небольших глубин, как в бывшем Советском Союзе, так и за рубежом, термический метод воздействия на пласт. Первые опыты по термическому воздействию на пласт были начаты еще в 30-х годах прошлого века в СССР. С тех пор до настоящего времени накопился значительный объем исследований и связанных с ними данных лабораторных и промысловых испытаний, позволяющий обосновать применение этих методов и сделать результаты их применения более осмысленными и продуктивными.

Так, начиная с 1974 г., на опытных участках залежи Мордово- Кармальского месторождения проводились работы по применению различных вариантов паротеплового воздействия, однако эти работы ввиду отсутствия обоснования на основе детального изучения геолого-физических условий не позволили достичь ожидаемого результата.

Основная проблема при этом заключалась также в потере энергии, внесенной в пласт вследствие снижения пластового давления по мере охлаждения и конденсации пара. Падение приемистости пласта или уход пара в водонасыщенную часть пласта препятствовали и тем самым затруднили процесс перехода на закачку пара большими порциями [23,24,25].

Опытно-промысловыми работами авторами установлено, что на начальном этапе наблюдений из-за низкой приемистости пласта закачку пара необходимо вести в режиме пароциклической обработки призабойной зоны. При снижении эффективности пароциклического способа добычи предполагалось переходить на вытеснение нефти путем непрерывной закачки пара.

На данной залежи был испытан и другой технологический подход, заключающийся в закачке пара с неконденсируемым газом. Основная идея данного подхода заключалась «во внесении в пласт упругой энергии с целью обеспечения притока пластовой жидкости», как отмечается в [23].

Как видно, проблем, связанных с добычей трудноизвлекаемой нефти, много и они очень сложные. Успешное решение их, в частности, проблемы развития применения термических методов, позволит существенно повысить темпы внедрения тепловых методов, в конечном итоге добиться улучшения показателей разработки месторождений за счет повышения КИН до 55 – 60 %. Накопленный в этом направлении положительный опыт позволит также и расширить географию применения этих методов. С развитием техники и технологии появляются все новые методы, совершенствуются существующие, и к настоящему времени, таким образом, накопился арсенал методов воздействия на объекты добычи трудноизвлекаемых нефтей. Уже известны методы разработки месторождений трудноизвлекаемых углеводородов, а именно ВВН с применением паротеплового воздействия (ПТВ), пароциклической обработки ПЗП, воздействия горячей водой, паром и внутрипластового горения. Каждый из этих методов имеет ряд технологических модификаций, требующих обоснования его применения в конкретных геолого-физических условиях [12,13]. Технологии разработки месторождений высоковязких нефтей прошли опытно-промышленную апробацию в Канаде (более 40 лет), Венесуэле (более 60 лет) и США (более 90 лет). В мировой добыче ВВН 95 % добыто скважинным способом и около 5% карьерным [12,13].

На Ярегском месторождении накоплен опыт разработки высоковязких нефтей на естественном режиме, с применением закачки пара и шахтно-скважинным способом, ежегодная добыча при этом составила около 0,5 млн. т высоковязкой нефти.

Среди тепловых самый простой способ -это нагнетание в пласт горячей воды. При этом начальная температура теплоносителя составляет несколько сотен градусов [26] и это позволяет значительно снизить вязкость нефти и тем самым одновременно увеличить ее подвижность. Однако, продвигаясь по пласту, вода остывает, а это означает, что нефть сначала будет вытесняться холодной водой, потом горячей. Отсюда и скачкообразность прироста нефтеотдачи. Вытеснение горячей водой хорошо заметно в однородных пластах и при высоких температурах. При падении температуры воды до 80-90°C наблюдается обратная реакция: вязкость нефти становится достаточной для того, чтобы еще лучше пропитать капилляры породы, но в то же время недостаточной, чтобы пройти через них, данный механизм довольно подробно раскрыт в различных источниках [26].

Более эффективным считается способ, когда вода заменяется горячим паром, так как при прочих равных условиях теплоемкость пара больше, чем у воды. При нагнетании пара вязкость нефти повышается [26], а часть легких нефтяных фракций испаряется и фильтруется в виде пара. В холодной зоне эти пары конденсируются, обогащая нефть легкими компонентами и действуя как растворитель.

Еще одной разновидностью термического воздействия является внутрипластовое горение, который основан на естественной характеристике нефти как горючего. Согласно данной технологии, описанной почти во всех литературных источниках по данному направлению, в частности, в [26], у забоя нагнетательной (зажигательной) скважины нефть поджигают с помощью электрических горелок или химической реакции. При этом, как известно, для поддержания огня необходим кислород, поэтому с поверхности в скважину нагнетают воздух или смесь воздуха с природным газом. В результате фронт горения движется в пласте, разогревая нефть, уменьшая ее вязкость и заставляя интенсивнее двигаться в сторону области с пониженным давлением, то есть к эксплуатационным скважинам. Для успешного осуществления процесса необходимо, чтобы нефть распределялась в пласте достаточно равномерно, а сам коллектор обладал высокой проницаемостью и пористостью. Более устойчивые очаги горения возникают в залежах с тяжелой нефтью, обладающей повышенным содержанием хорошо горящих коксовых остатков.

Вообще говоря, именно при освоении месторождений с тяжелой высоковязкой нефтью чаще всего применяют термические методы увеличения нефтеотдачи. При снижении температуры в пласте происходит выпадение асфальтенов, смол и парафинов, затрудняющих фильтрацию. В случае добычи тяжелой нефти такое снижение фильтрационных свойств коллектора может стать критическим для эффективности разработки, поэтому дополнительный разогрев пласта бывает просто необходим [26].

Обобщая результаты вышеприведенного анализа, можно отметить, что тепловые методы воздействия на пласт заключаются в искусственном повышении температуры в стволе буровой и в призабойной зоне. Этим способом пользуются, добывая высоковязкую парафинистую или смолистую нефть. Суть процесса в том, что при нагревании разжижается энергоресурс, который оседает на стенках буровых и в призабойной зоне.

Тепловые методы можно разделить на следующие:

- паротепловой;
- внутрипластовое горение;
- пароциклическая обработка скважины
- закачка горячей воды.

Как показывает обзор, паротепловые методы чаще всего применяются для вытеснения высоковязкой нефти. Это один из самых распространенных из этой категории методов. Пласты с низкой температурой и высоковязкой нефтью заполняются паром с помощью паронагревательных скважин.

Пар обладает хорошей теплоемкостью, благодаря чему внутри распространяет большое количество тепла, которое нагревает пласт, и за счет этого снижаются относительная проницаемость и вязкость. Следующими методами являются тепловые методы повышения нефтеотдачи, которые называются методами внутрипластового горения, основываются на способности энергоресурса, при вступлении с кислородом в окислительную реакцию, выделять большое количество тепловой энергии [20,21,27,28,29].

Основным преимуществом внутрипластового горения является возможность образования теплоты непосредственно в самом пласте, а не на поверхности. Изначально необходимое для горения тепло получают с использованием забойного электронагревателя, газовой горелки или окислительные реакции. Чтобы поддерживать внутрипластовое горение, непрерывно нагнетается воздух в пласт, и отводятся от очага продукты горения. Это способствует перемещению фронта вытеснения сырья. В качестве топлива для процесса горения используется часть добываемой нефти. Сгорают самые тяжелые ее фракции [27].

Как известно, внутрипластовое горение делится на обычное, или сухое, и влажное. В последнее время более популярным становится метод влажного внутрипластового горения. Его отличие в том, что в пласт вместе с воздухом закачивают определенное количество воды.

Пароциклическая обработка скважины производится с помощью периодического нагнетания пара в пласт через добывающую буровую. Затем их на некоторое время закрывают, а после с помощью той же скважины выбирают из пласта энергоресурс с пониженной вязкостью и сконденсированный пар [27]. С точки зрения конкретной области применения термический метод воздействия на пласт используется главным образом в тяжелых нефтяных или битуминозных песках с целью снижения вязкости нефти в пласте, как результат, повышения ее подвижности и обеспечения лучшего перемещения в эксплуатационные скважины. Выбранный для применения тот или иной процесс-многофакторный, зависит от большого числа факторов и тесно связан с характеристиками пласта, пластовых флюидов, площади и опытных данных других подобных коллекторов. Из-за сложности данного метода всегда требуются численные анализы, моделирование коллектора и анализ рентабельности, чтобы определить, какой из процессов является более эффективным для минимизации количества вводимых жидкостей. Для того, чтобы определить сравнительную эффективность того или иного метода воздействия, необходимо собрать и обработать данные по применению различных методов в различных условиях. При наличии такой информации возможно построение модели. Уже далее, имея такую модель, можно проводить варианты расчеты, подготовив тем самым информационный массив, из которого можно производить выбор наилучшего варианта.

Как известно, в термических методах рассматриваются две разновидности: внутривлажное горение, при котором в резервуаре образуется тепло, начиная с сжигания части нефти, находящейся в резервуаре и нагнетание нагретых жидкостей, посредством чего образовавшееся на поверхности тепло передается в резервуар через жидкость, впрыскиваемую в скважину. В данном случае нагретая вода используется как теплопередающая от поверхности к нефтяной зоне среда. Воду можно вводить в виде пара или все еще в жидком состоянии при очень высоких температурах. Поэтому исследователи считают необходимым рассмотрение двух основных процессов: нагнетание пара и закачка горячей воды.

Метод внутривлажного горения начинается с подачи нагретого воздуха в нефтяной резервуар. Тепло образуется в результате окисления нефти, с

повышением температуры. Продолжая окисление, температура, в конечном счете, достигает так называемой «точки воспламенения», когда сгорание установлено. В этот момент необходимо ввести холодный воздух, чтобы обеспечить непрерывность процесса [30, 31].

В течение многих лет в Соединенных Штатах Америки, Канаде, Бразилии и Венесуэле использовался метод паротеплового воздействия на пласт с целью извлечения тяжелой нефти. В этом процессе пар непрерывно вводится в одну или несколько вертикальных скважин, и нефть передвигается в добывающие скважины.

Метод циклического нагнетания пара в ствол скважины впервые был использован на месторождениях Восточной Венесуэлы в 1959 году [32]. Циклическое нагнетание пара осуществляют путем прямого периодического нагнетания пара в нефтяной пласт через добывающие скважины, некоторой выдержкой их в закрытом состоянии. Впоследствии производится эксплуатация тех же скважин для отбора из пласта сконденсированного пара и нефти с уже пониженной вязкостью. Главная суть данной технологии заключается в том, чтобы осуществить прогрев пласта и нефти в призабойных зонах добывающих скважин, снизить тем самым вязкость нефти, повысить давление, и, в итоге, облегчить условия фильтрации с увеличением притока нефти к скважинам, так как этот метод позволяет многократно дополнительно прогревать пласты по мере их охлаждения.

Нашедшее применение в последнее время парогравитационное дренирование (SAGD) и его разновидности - это технологии, которые в настоящее время считаются более эффективными при добыче трудноизвлекаемых углеводородов. Технологическая схема реализации данного метода включает две горизонтальные параллельные скважины, вертикально разделенные на небольшое расстояние, где верхняя скважина служит в качестве инжектора пара, а нижняя скважина добывает жидкость из резервуара, конденсированную воду и нагретую нефть. Сила тяжести в этом процессе является действующей силой. Когда в верхнюю скважину непрерывно вводят пар, нефть нагревается и образует паровую камеру, которая растет и приближается к окружающей среде [33].

Температура внутри паровой камеры становится, по существу, равной температуре нагнетаемого пара. Паро-гравитационное дренирование при закачке пара с расширяющимся растворителем (ES-SAGD) представляет собой комбинацию растворителя и процесса парозакачки. Сочетание отмеченного реагента с закачкой пара позволяет использовать преимущества выделяемого паром тепла, эффекта, получаемого от применения растворителя. Эта новая технология была опробована на разрабатываемых нефтяных месторождениях, в результате чего было достигнуто увеличение коэффициента извлечения нефти и паро-нефтяного фактора (SOR). Реализация данной технологии тем выгодна, что она требует меньших затрат энергии, чем обычный SAGD.

В области тепловых методов воздействия на пласты к настоящему времени накоплен богатый опыт экспериментальных и теоретических исследований, внедрения и оценки экономической эффективности от этого в различных

геолого-физических условиях. Однако несмотря на это, все же в продолжение выполненных работ необходим тщательный сравнительный их анализ с идентификацией приобретенного к настоящему времени опыта, наряду с этим также представляется крайне необходимым поиск и создание новых более совершенных технологий разработки залежей трудноизвлекаемых углеводородов. Это обусловлено как геолого-физическими условиями залегания углеводородов, их качеством так и необходимостью более полной выработки запасов.

Как свидетельствуют литературные источники, более 2/3 извлекаемых запасов так называемых «нетрадиционных» углеводородов в России приходится на битумы, а не на тяжелую нефть. Геологические ресурсы природных битумов на порядок превышают извлекаемые запасы тяжелой нефти. Для разработки таких месторождений с достижением приемлемых значений КИН необходимо применение современных технологий, в частности, новейших тепловых методов, превосходящих по эффективности ставших уже традиционными технологии [1].

Тяжелая нефть на средневосточных трещиноватых карбонатных пластах составляет 25-30% от общего объема нефти в регионе. Добыча тяжелой нефти из таких пластов играет важную роль в растущем потреблении энергии во всем мире, где извлекаемая тяжелая нефть Ирана составляет более 85 миллиардов баррелей [34]. Шельфовое месторождение Фердоус в Иране составляет порядка 30 миллиардов баррелей нефти, которое играет важную роль в перспективе увеличения добычи тяжелой нефти из карбонатных пластов. С истощением обычных запасов нефти и увеличением спроса на углеводородное топливо нет никаких сомнений в том, что в ближайшие десятилетия будет огромная потребность в разработке пластов тяжелой нефти.

В связи с тем, что большая часть нефти хранится в матрицах, из-за их более высокой емкости, чем в системах трещиноватости, планы разработки пласта будут направлены на максимизацию добычи нефти в матрицах пород. При этом для коллекторов с высоким коэффициентом извлечения нефти решающим фактором увеличения срока службы резервуара является минимизация остаточной насыщенности нефтей матрицы. Для коллекторов с низким коэффициентом извлечения более важным является ускорение темпов добычи. Для каждого из этих типов коллекторов следует рассмотреть и соответствующим образом применять различные методы повышения нефтеотдачи пластов (EOR).

В исследовании [34] проводится всесторонний обзор для определения возможности извлечения тяжелой нефти из трещиноватых карбонатных коллекторов с помощью циклической паровой стимуляции (CSS), инъекции пара, внутризонного сжигания (ISC), дренажа тяжелой воды с помощью пара (SAGD), экстракция паров (VAPEX) и расширение дренажа с гравитационной поддержкой с помощью растворителя-пара (ES-SAGD).

Казахстанские месторождения также отличаются трудноизвлекаемыми тяжелыми нефтями [2,3,18,35,36,37]. Сложность разработки месторождений Казахстана, как отмечают авторы работы [37], состояла и состоит в том, что наиболее значительные из этих месторождений ввиду характера их практически

были лишены первого этапа, когда для добычи нефти используется естественная энергия пласта, а также и второго, когда реализуются методы поддержания пластового давления путем закачки воды или газа. Методы, реализуемые на отечественных этапах, принято называть вторичными. Поэтому решение задач применения новых технологий разработки месторождений, на которых традиционными методами извлечь значительные запасы нефти становилось невозможным, для месторождений Казахстана с самого начала разработки оказалось актуальным. В связи с этим с самого начала организации их освоения потребовалось применения не только традиционных систем поддержания пластового давления, но также и поддержания пластовой температуры (как это было на месторождении Узень), внутрипластового горения и паротепловых методов воздействия (месторождение Каражанбас), полимерного заводнения (месторождение Каламкас), различных методов циклического заводнения (месторождения Узень, Каламкас), разукрупнения эксплуатационных объектов (месторождение Узень) и т.д.[37].

Как показывают опыт и научные исследования, тепловое воздействие – одно из наиболее эффективных методов воздействия на пласт для интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи. В настоящее время на ряде месторождений трудноизвлекаемых нефтей широко применяются различные методы теплового воздействия на пласт также с помощью закачки горячей воды, пара или путем применения метода внутрипластового горения. Наилучшие теплоносители среди технически возможных являются вода и пар. Поэтому повышение эффективности этих методов имеет непосредственное как научное, так и практическое значение.

В работе [36] представлено комплексное исследование по закачке сухого пара на месторождении Северный Кенкияк, Казахстан. Методологии охватывают исследование механизмов сухого пара в отборе, лабораторных экспериментов и численного моделирования. Исследования показывают, что закачка сухого пара может привести к конверсии смачиваемости горных пород, что благоприятно сказывается на восстановлении. Чем выше тепловая энтальпия, тем больше удельный объем и скрытая теплота испарения сухого пара приведет к лучшему производству и экономическим показателям.

К месторождениям с трудноизвлекаемыми запасами относится также и месторождение Каражанбас. Нефть этого месторождения, как известно из многочисленных работ, тяжелая ($\rho=936$ кг/м³), а по составу высокосмолистая (до 24%). Выход светлых фракций составляет около 30%, выкипающих до 300-350°C. Содержание ванадия – 250-300 г/т, вязкость пластовой нефти колеблется от 160 до 500 мПа·с, поэтому с начала разработки месторождения Каражанбас, были приняты проектные решения, предусматривающие применение разновидностей термических методов, основными из которых является закачка пара (КНО – 86,3%) [2,3].

В работе [2] рассматривается месторождение Каражанбас в соответствии с условиями разработки применением термических методов воздействия на пласт. Для этой цели используется одновременное применение обработки термических паров циклических скважин. На первом этапе производится сбор данных о

геологической структуре по новым скважинам. Затем производится оценка различных характеристик, таких, как однородность, фильтрационные и конденсаторные свойства слоистых коллекторов, а также анализ физических и химических свойств и составов нефти. Проводится статистический анализ обработки скважин и указываются основные факторы, оказывающие наибольшее влияние. На основе проведенного анализа определен оптимальный режим разработки скважины парозакачки. Результаты показывают, что продукция с содержанием воды является оптимальной. Наконец, предлагаются технологические и экономические эффекты реализации данных процессов. В результате исследования авторы пришли к такому выводу, что период окупаемости затрат на TSWP составляет около 1 года, другими словами, дополнительные первоначальные затраты покрываются в течение года.

Как правило, вязкость нефтей с увеличением температуры, особенно в интервале 20-80°C, резко снижается. Поскольку дебит нефти обратно пропорционален ее вязкости, то, как следует отсюда, производительность скважин за счет термических методов может быть увеличена в 10-30 раз и более. Известно, что у высоковязких нефтей со значительной плотностью темп снижения вязкости при нагревании также увеличивается, а остаточная нефтенасыщенность их уменьшается более резко, это происходит особенно при температурах до 150 С. С дальнейшим повышением температуры вязкость нефти уменьшается более интенсивно, чем вязкость воды, что в свою очередь благоприятствует повышению нефтеотдачи [17]. Запасы таких видов трудноизвлекаемой нефти составляют не менее 1 трлн. тонн [12,38], что более чем в пять раз превышает объём остаточных извлекаемых запасов нефти малой и средней вязкости. Во многих промышленно развитых странах мира тяжёлая нефть рассматривается в качестве основной базы развития нефтедобычи на ближайшие годы.

Следует отметить, что нефтяные месторождения различных регионов характеризуются существенными различиями геолого-технологических условий, эффективностью выработки запасов нефти и связанного с этим применения методов воздействия. Как свидетельствует краткий обзор различных исследований, по различным регионам накоплен значительный объём информации по характеристикам геолого-технологических условий их эксплуатации.

В связи с этим в рассмотренных работах предложена методология и выполнены системный статистический и геолого-технологический анализ результатов разработки месторождений, теоретические и экспериментальные исследования залежей нефти с различными геолого-физическими и физико-химическими условиями пластовых систем. Как следует из анализа, дальнейшее развитие нефтяной отрасли связано с разработкой месторождений тяжелых нефтей. Казахстан находится в числе стран с крупными месторождениями высоковязких тяжелых нефтей на территории СНГ.

Предложены классификации продуктивных пластов и нефтей по отдельным показателям, характеризующим степень трудности извлечения с использованием статистических методов и информации, на основе которой выделены классы

объектов трудноизвлекаемой нефти по плотности, вязкости, составу нефти, характеристикам пласта.

Однако следует отметить, что в данном случае необходимо проведение кластеризации по комплексу признаков, тем более что современный уровень развития методов и программного обеспечения для разделения объектов по комплексу признаков позволяет это сделать. Классификация различных объектов является одним из фундаментальных процессов не только в отдельных областях, но и в научных исследованиях в целом. Прежде чем мы сможем осмыслить определенный круг происходящих явлений и механизмов, мы должны разработать и сформулировать объясняющие их принципы, в связи с чем часто приходится их предварительно упорядочить. Таким образом, классификацию в общем понимании, в частности, классификацию объектов добычи нефти и самих нефтей можно считать интеллектуальной деятельностью, которая необходима каждому специалисту-нефтянику для понимания природы происходящих в пласте явлений. Согласно обычному определению «классификация – это упорядочение объектов по схожести признаков. А само понятие схожести признаков также является неоднозначным. При этом и цели, и принципы классификации также могут быть различными». Поэтому часто процедуры, используемые в кластерном анализе, для формирования классов, основываются на фундаментальных процессах классификации, присущих различным объектам (Классификация и кластер, 1980). Для решения задач повышения эффективности применения того или иного метода в нефтепромысловой практике довольно часто возникает необходимость проведения классификации множества объектов по множеству переменных. В качестве объектов в данном случае служат нефть и условия его залегания (пласт), которые характеризуются признаками, характеризующими каждый класс. Для проведения такой многомерной классификации используются методы кластерного анализа. Группы близких по какому-либо критерию объектов обычно называются «кластерами». К настоящему времени специалистами разработано большое число методов кластерного анализа. Сам процесс кластеризации можно считать процедурой, которая, согласно алгоритму, начиная работать с теми или иными типами данных, преобразует их в данные о кластерах.

Методы кластерного анализа характеризуются тем, что каждый конкретный тип отличается от других методов многомерного анализа отсутствием обучающих выборок, т.е. априорной информации о распределении соответствующих переменных генеральной совокупности. Методов кластерного анализа, как уже было отмечено, достаточно много, в связи с чем в литературе делаются довольно-таки безуспешные попытки сравнительного анализа результатов применения того или иного метода кластер-анализа в различных областях. В последние годы при решении ряда задач возникают трудности, связанные с наиболее точным разбиением объектов на классы. В данном случае большую роль играет также правильный выбор метода кластеризации.

В связи с этим применительно к решению наших задач необходимо провести анализ методов кластеризации. В частности, на наш взгляд,

применение методов нечеткой кластеризации позволит разделить нефти и условия их залегания по степени трудности извлечения на однородные категории.

1.2 Основные методологические принципы работы, обоснование цели и задач исследований

Как свидетельствуют результаты накопленных к настоящему времени по различным регионам исследований, в последние годы большинство крупнейших месторождений нефти характеризуется их вступлением в позднюю стадию разработки. Этим объясняется значительное снижение эффективности традиционных методов извлечения нефти из недр и наблюдаемое увеличение доли запасов трудноизвлекаемых нефтей. В связи с этим в последние годы исследователями все большее внимание уделяется проблемам использования различных технологий для разработки трудноизвлекаемых запасов нефти.

Прежде чем принимать решения по выбору той или иной технологии, необходимо провести классификацию трудноизвлекаемых запасов. От характеристик нефти и условий залегания будет зависеть выбор соответствующей технологии. В условиях тех или иных месторождений этим характеристикам отвечают запасы, заключенные в слабопроницаемых коллекторах, проницаемость которых менее $0,05 \text{ мкм}^2$, в зонах контакта нефть-вода (водонефтяных зонах).

Важной проблемой нефтяной отрасли является также освоение месторождений высоковязких нефтей. Выработанность основных запасов маловязких нефтей обуславливает интерес специалистов к разработке таких месторождений.

Обобщая мнения авторов различных работ по поводу отнесения запасов к категории трудноизвлекаемых, можно к отмеченному добавить, что «...к категории трудноизвлекаемых относятся также остаточные запасы нефти на месторождениях, выработанные свыше 80 %, поскольку для их дальнейшей разработки требуются капитальные вложения и эксплуатационные затраты, соизмеримые с затратами в период освоения месторождения».

В настоящее время одним из основных инструментов для прогнозирования разработки месторождений углеводородов и мониторинга их эксплуатации, принятия решений, как показали результаты анализа литературы, является моделирование пластовых систем. В этом направлении накоплен значительный опыт разработки и использования крупными нефтегазовыми компаниями различных программ, получены интересные результаты. При этом следует отметить опыт наиболее таких компаний, как Landmark Halliburton Int, Schlumberger, Roxar Software Solution, Tigers, CMG. Среди российских программных продуктов наибольшее распространение получили LAURA, ГЕОПАК, ТЕХСХЕМА, TimeZUX, Пересвет, ТРИАС. В основу моделей этих компаний заложены результаты фундаментальных исследований в области общей геологии, разработки нефтяных месторождений, гидродинамики и экономики.

В целом, выполненный краткий обзор научной и периодической литературы, рассмотренный нами, свидетельствует об интенсивной и полезной работе различных нефтяных компаний и научных, проектных организаций в области разработки новых и совершенствовании существующих методов анализа и принятия решений в нефтяной и газовой промышленности. Свидетельством тому являются, как уже отмечалось, программы моделирования, классификационные методы, успешное применение современных математических методов, результаты экспериментальных исследований. В связи с интенсивным развитием компьютерных технологий, с одновременным ухудшением состояния и условий разработки месторождений роль моделирования в повышении эффективности эксплуатации нефтяных месторождений заметно возросла. В последнее время также наблюдаются резкое увеличение доли бездействующего фонда скважин, низкие дебиты и высокая обводненность продукции, неравномерное распределение в объеме продуктивного пласта остаточных запасов нефти и т.д. и все это обуславливает важность и необходимость системного подхода к исследованиям с применением современного математического аппарата.

Для эффективного применения той или иной технологии, естественно, необходимо предварительное её теоретическое обоснование с обобщением практического опыта разработки рассматриваемого месторождения. При этом совершенствование существующих и создание на этой основе более эффективных, экологичных и менее энергоемких методов разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами является одной из важнейших задач нефтяной отрасли, что очень важно для этой сферы Казахстана.

Как показал обзор методов классификации трудноизвлекаемых запасов, а также технологий их разработки, по различным месторождениям Казахстана в этом направлении накоплен богатый опыт в проведении геофизических исследований скважин, литолого-петрофизического изучения керна и промысловых исследований разведочных и эксплуатационных скважин, вскрывших продуктивные пласты, совершенствовании и внедрении современных технологий, направленных на повышение эффективности разработки месторождений. Однако, несмотря на это, отсутствие к настоящему времени четкой методологии, предусматривающей комплексные литологические, геофизические и технологические исследования, включающие анализ сравнительной эффективности того или иного метода на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами, существенно затрудняет разработку этих месторождений.

С учетом определения этого термина исследования необходимо проводить в рамках системы принципов и способов организации и построения теоретической и практической деятельности, направленной на познание изучаемого объекта. В таком случае уже на стадии постановки исследований будут четко заметны и цель, и задачи, объект исследования, предмет исследования, методы, которые необходимо применить при исследованиях.

Также станут более заметными и вопросы, на которых необходимо сосредоточить внимание при анализе современного состояния проблемы,

установлении в процессе обзорного анализа в недостаточной степени изученных вопросов.

Так, как показал обзор, выполненный нами, недостаточно проработан вопрос создания основы системы, позволяющей проводить комплексную классификацию трудноизвлекаемых запасов, распознавание месторождений с позиций данной классификации, обоснованно прогнозировать распределение пород-коллекторов и закономерности изменения их геолого-физических свойств по площади и по разрезу, а также принимать адекватные решения по выбору метода воздействия на пласт в рассматриваемых конкретных условиях.

С учетом наблюдаемых все возрастающих объемов добычи тяжелых, высоковязких нефтей актуальность этой проблемы становится все более заметной. Решение этой проблемы, как и всякое научное исследование, требует постановки и проведения целого ряда комплексных исследований, начиная от классификации объектов, их распознавания и заканчивая принятием и апробацией решений. Ввиду своего многообразия, многофакторности, многокритериальности постановка и проведение данных исследований требуют соответствующей методологической проработки.

Настоящие исследования прежде всего должны быть направлены на развитие и совершенствование научных основ классификации трудноизвлекаемых запасов. Если по отдельным признакам, характеризующим нефть и условия залегания, разработаны классификации, то в данном случае классификация по комплексу признаков отсутствует и это вносит свои затруднения в решение задач, причем по своей постановке данная задача, как отмечалось, требует применения нетрадиционных математических методов. Успешное решение задачи классификации трудноизвлекаемых запасов и дальнейшее распознавание позволит научно и практически обосновать область применения того или иного метода повышения эффективности разработки месторождения с данными геолого-физическими условиями. Исследования в данном направлении должны предусматривать также возникающую в их процессе необходимость познания новых явлений, привлечения соответствующих методов, экспериментальных и теоретических исследований, сформировавшихся мнений специалистов в изучении различных происходящих процессов, проведении анализа и интерпретации результатов, применения приобретенного ранее исследовательского научного опыта для изыскания путей объяснения ранее неизвестных закономерностей, выявления причин недостаточности выполненных до настоящего времени исследований, тем самым восполнения в той или иной степени пробелов, установленных анализом, в исследованиях рассматриваемой проблемы и др.

Как и любое научное исследование, исследование процессов разработки месторождений также начинается с выдвижения проблемы, которая в процессе рассмотрения и анализа приводит к возникновению других, требующих также своего рассмотрения и анализа, а они в свою очередь порождают всё новые проблемы и так далее. В нашем случае такой проблемой является и по сей день представляющая интерес, находящаяся в центре внимания исследователей, проблема обоснованного выбора наиболее эффективной технологии повышения

показателей разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Ввиду многообразия, неоднородности и различной степени осложнённости геолого-технологических условий разработки, выбор технологии при принятии решений должен производиться в соответствии с конкретными геолого-физическими условиями месторождения, отвечать также экономическим и экологическим требованиям. Важным при этом является опыт разработки месторождений, анализ результатов применения различных методов воздействия на пласт, анализ и оценка динамики добычи, технологической эффективности использования фондов скважин с учётом отмеченных требований. Отмеченное позволяет на предварительном этапе (этапе постановки исследований) сформулировать цель научных исследований, вокруг которой необходимо проводить обзор и критический анализ выполненных исследований в этом направлении, выявить и сформулировать на этой основе основные задачи исследований, решение которых должно быть направлено на достижение цели, обосновать необходимость применения для этого методов и методических подходов.

В связи с этим нами на основе анализа и обсуждения результатов и условий разработки месторождений Казахстана установлена проблема, на которой необходимо сосредоточить внимание, что и определило цель настоящей работы, а именно: повышение эффективности разработки месторождений трудноизвлекаемой нефти с использованием термических методов воздействия на пласт.

Процесс достижения данной цели представляет собой сложный поэтапный процесс, который, как и в любых задачах принятия решений, выбора технологических вариантов, имеет свою логическую последовательность решаемых задач, соответствующие этапы и уровни, направленные на достижение поставленной цели. Методологически настоящие исследования можно рассмотреть в рамках целостной системы со своими элементами, расположенными на различных уровнях, примерная схема которой приведена на рисунке 1.2. Как видно из схемы, на каждом уровне применяются различные методы, средства, приемы и принципы. В качестве элементов настоящей системы могут служить: объект исследования; задачи исследований, методы и средства их решения.

Анализ исследований, посвящённых рассматриваемой проблеме, приведённый в предыдущем разделе, позволил сформулировать основные задачи исследований, приведенные во введении.

Выводы по главе 1

Как показывает анализ текущего состояния разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами Казахстана, отраженный в литературных источниках, большая роль в интенсификации разработки залежей нефти принадлежит методам, направленным на повышение эффективности закачки теплоносителей. Обобщение данных научно-технической и патентной литературы по вопросам выбора наиболее эффективных методов повышения нефтеотдачи, и сравнительный анализ их эффективности позволили выявить

соответствующие технологии и предложить их к широкомасштабному применению на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов.

Одним из основных условий обеспечения высокой эффективности технологий, применяемых в различных нефтегазодобывающих регионах и вложения инвестиций в их развитие является классификация трудноизвлекаемых запасов углеводородов и оценка степени сложности их выработки. В связи с этим ряд работ посвящен разработке методов классификации трудноизвлекаемых запасов. Обзор этих работ позволил обосновать необходимость проведения исследований по совершенствованию классификации месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти и газа с учетом комплекса признаков, оказывающих влияние на технико-технологическую и экономическую эффективность разработки месторождений.

Анализ мирового опыта применения различных технологий и методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами, в частности, закачки пара, показал необходимость исследований по поиску и идентификации способов повышения эффективности технологии паротеплового воздействия в мощных трещиноватых пластах.

Поэтому некоторые исследования посвящены оценке эффективности существующих технологий паротеплового воздействия, разработке методов и технических решений повышения эффективности паротеплового воздействия, разработке оптимизационных алгоритмов для повышения эффективности паротеплового воздействия при пароциклических обработках скважин и постоянной закачке пара. Однако необходимо отметить, что принятие решений в различных технологических процессах, в частности также и решений, направленных на повышение эффективности закачки пара, проходит в условиях неопределенности, что обуславливает важность и необходимость применения методов, учитывающих неопределенность при принятии решений.

В целом, анализ современного состояния изученности проблем, связанных с трудноизвлекаемыми запасами, позволил установить следующее.

1. Недостаточно проработан вопрос создания основы системы, позволяющей проводить комплексную классификацию трудноизвлекаемых запасов, распознавание месторождений с позиций данной классификации, принимать адекватные решения по выбору метода воздействия на пласт в рассматриваемых конкретных условиях.

Как показал обзор публикаций, накопленных к настоящему времени, принятие решений, направленных на добычу максимального количества нефти при возможно наименьшем количестве закачиваемого пара значительно усложняется вследствие различного рода неопределенностей, проявляющихся в виде многокритериальности процесса принятия решений, неоднозначности критериев, неточностей и неполноты входных данных, а также связанной с этой необходимостью обработки данных.

2. Для принятия наиболее правильных и обоснованных технологических решений необходимы: анализ геолого-физических условий и особенностей рассматриваемого месторождения и факторов, оказывающих влияние на выбор

эффективной технологии добычи высоковязких нефтей; анализ текущего состояния разработки месторождения и эффективности использования фондов скважин на рассматриваемом месторождении; анализ динамики добычи нефти и результатов нагнетания пара по месторождению на примере рассматриваемого месторождения.

Известно, что пластовые условия и насыщающие их флюиды представляют собой сложную систему, в которой присутствует неопределенность, как случайного, так и нечеткого характера, в связи с чем выбор того или иного метода представляет процедуру принятия решений в нечеткой среде. Кроме того, выбор оптимального (минимального) количества пара, обеспечивающего максимальную добычу нефти, также является задачей принятия решений при нечетких цели и ограничении. В этой связи, получение, анализ информации и принятие решений в отмеченных условиях представляют интерес, что и обосновывает постановку задач исследований.



Рисунок 1.2 - Общая структурная схема диссертационной работы

2 АНАЛИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ И КЛАССИФИКАЦИЯ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ПО КОМПЛЕКСУ ПРИЗНАКОВ

Большая распространенность и многообразие трудноизвлекаемых запасов, необходимость проведения дополнительных промысловых и экспериментальных исследований, внедрения новых технологий требуют создания экспериментальной базы, компьютерно-программного обеспечения, что в свою очередь связано с существенными финансовыми затратами. В настоящее время в научной литературе и различных нормативно-правовых документах отсутствие единого определения и однозначной терминологии, связанных с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов [39], существенно затрудняет принятие решений при выборе и обосновании метода воздействия на пласт.

Впервые, термин «трудноизвлекаемые запасы», как отмечается в литературе, появился в 70-х гг. прошлого столетия. Под месторождениями с «трудноизвлекаемыми запасами» имелись в виду месторождения с запасами, «разработка которых известными, традиционными технологиями не обеспечивает необходимой эффективности с точки зрения коэффициента нефтеотдачи, а в некоторых случаях – также с позиций стоимости добычи нефти» [39, 40]. В настоящее время, как отмечается специалистами, что к трудноизвлекаемым запасам следует относить те запасы, в отношении которых «существующие технологии не отвечают геологическим особенностям пласта, т.е. эти технологии не соответствуют геологическим условиям» [39,40,41].

Кроме того, в литературе, опубликованной различными исследователями, можно встретить также отождествление трудноизвлекаемых запасов с так называемыми «нетрадиционными видами нефти и газа». Например, в США к нетрадиционной нефти относят [39]:

- тяжелую нефть и битумы, которые добываются из битуминозных песков провинции Альберта (Канада) и других регионов мира;
- сверхтяжелую нефть, которая добывается в Венесуэле, в бассейне р. Ориноко;
- керогеновую нефть, или сланцевое масло, которое добывается из горючих сланцев;
- легкую нефть плотных пород, которая располагается в слабопроницаемых коллекторах.

К структурам обычных традиционных месторождений относят месторождения с коллекторами с хорошей (относительно высокой) проницаемостью, порядка более 0,01 мкм² и непроницаемых пород (известных под названием «покрышек»), в которых содержатся скопления углеводородов. Отсутствие данной комбинации позволяет судить о нетрадиционных запасах, разработка которых требует технологий, отличных от применяемых обычных.

К отмеченному можно также добавить, что к нетрадиционным источникам газа относятся газогидраты, газ плотных низкопроницаемых пород (проницаемость коллектора ≈ 1 мД), метан угольных пластов (проницаемость коллектора $\approx 0,1$ мД), сланцевый газ (проницаемость коллектора 0,001 мД),

водорастворенный газ, газ глубоких горизонтов [39].

2.1 Анализ исследований, посвященных классификации трудноизвлекаемых нефтей

В связи с тем, что нефть представляет собой весьма сложный природный объект, изучение ее исследователи проводят в различных аспектах. Так, изучаются генезис нефти и формирование нефтяных месторождений, вопросы их поиска и разведки, исследование химического состава нефтей и разработка путей их переработки.

Решение всех этих и связанных с ними вопросов возможно при рациональной классификации, позволяющей достаточно полно и четко охарактеризовать нефть как с научной, так и практической точек зрения. Это поможет выбрать обоснованный метод воздействия на пласт. Наряду с этим создание такой классификации представляет собой весьма трудную задачу, которая по мнению большого числа исследователей до настоящего времени не нашла удовлетворительного решения [42,43,44,45,46].

В качестве основных причин трудностей при классификации авторы работ отмечают [42,44]:

- сложность и разнообразие химического состава нефтей различных месторождений, а также возможное различие нефтей разных скважин в пределах одного месторождения;
- недостаточность имеющейся информации о составе нефти и имеющих место различных факторах, оказывающих влияние на различные процессы, происходящие в условиях залегания нефтей;
- необходимость выбора из множества характеристик физических, физико-химических свойств, структурных и других характеристик нефтей и условий их залегания наиболее информативных признаков для включения в процедуру классификации;
- необходимость учета и прогнозирования развития направлений химии и геохимии нефти в будущем, что связано с проведением дополнительных анализов.

Учет отмеченных причин позволит обосновать выбор метода воздействия на пласт и добиться повышения эффективности его применения.

Следует отметить, что к настоящему времени накопилось множество работ, в которых сделаны попытки классификации нефтей, из которых можно выделить три основные группы: химические, геохимические (генетические), технологические (промышленные, товарные). Однако по мнению геологов и разработчиков ввиду того, что свойства нефти связаны с ее составом, а состав в свою очередь является функцией геолого-геохимической истории, деление существующих классификаций на указанные группы носит весьма условный характер [47].

На основе анализа и обобщения литературных данных по исследованию состава и свойств различных нефтей авторами [42] представлена типизация трудноизвлекаемых нефтей и их классификация по предложенному критерию, названному авторами индексом качества. Как отмечают авторы, расширение в

последние годы объемов разведки и разработки трудноизвлекаемых нефтей обуславливает необходимость изучения их особенностей, характеризующих качественную сторону. В работе [48] выполнен анализ физико-химических свойств трудноизвлекаемых нефтей и условий их залегания.

Широкий диапазон различных нефтей по составу и свойствам, а также относительно небольшое количество исследований в сравнении с этим является одной из главных причин недостаточности исследований, что в свою очередь затрудняет решение проблем как нефтедобычи и транспортировки углеводородного сырья, так и технологических проблем, имеющих в нефтехимии и нефтепереработке. Этим и объясняется внимание исследователей к данной проблеме. С целью разработки классификации нефтей по качеству и ее применения в задачах анализа качественных показателей различных типов трудноизвлекаемых нефтей авторами работы [42] проводились соответствующие исследования.

Авторы отмечают, что на основе предложенного Халимовым Э.М. в 1987 году определения понятия трудноизвлекаемых запасов в работе [43] сформулированы основные принципы и критерии распознавания, т.е. отнесения запасов нефти к трудноизвлекаемым. На основе анализа и обобщения этих и имеющихся в различных публикациях предложений других специалистов авторами работы [42] приводится перечень основных типов трудноизвлекаемых нефтей, согласно которому «к трудноизвлекаемым можно относить нефти с ниже перечисленными свойствами и условиями залегания» [42]:

- нефти с аномальными физико-химическими свойствами, такими, как высокие вязкость и плотность, высокое содержание парафинов, смол и асфальтенов;
- нефти, заключенные в водонефтяных и газонефтяных зонах;
- нефти, характеризующиеся высокой (более $500 \text{ м}^3/\text{т}$) или низкой (менее $200 \text{ м}^3/\text{т}$) газонасыщенностью;
- нефти, залегающие на больших глубинах (глубина более 4500 м);
- нефти с условиями залегания, характеризующимися высокой пластовой температурой (100°C и выше), а также низкой температурой (менее 20°C);
- с условиями с высокой степенью обводненности продукции, когда обводненность доходит до 75–80 %;
- нефти, заключенные в слабопроницаемых, когда проницаемость менее $0,05 \text{ мкм}^2$ и низкопористых коллекторах, когда пористость менее 8 %;
- нефти, залегающие на территориях многолетнемерзлых пород глубиной залегания более 100 м.

В различных работах даются различные определения трудноизвлекаемым запасам нефти, отсюда и трудности, связанные с их классификацией.

Так, в большинстве случаев, например, как отмечается в [42,43-49], к трудноизвлекаемым относятся запасы нефтей, представленные вследствие высоких вязкости и плотности малоподвижной нефтью, нефтей с высокой (более $500 \text{ м}^3/\text{т}$) или низкой (менее $200 \text{ м}^3/\text{т}$) газонасыщенностью либо при наличии в растворенном и/или свободном газе агрессивных компонентов (сероводород, углекислота) в количествах. Добыча таких нефтей требует применения

специального оборудования при бурении скважин и добыче нефти, учитывающего сложность характеристик, обусловленных отмеченными факторами. Нефти, входящие в эту группу, принято обычно называть нефтями с аномальными физико-химическими свойствами. К этой группе в работе [42] также отнесены и нефти с высоким содержанием металлов (в первую очередь ванадия и никеля), относящихся к группе тяжелых металлов, в связи с повышением их степени экологической опасности.

Согласно опубликованным литературным данным, в частности, [44], вторую группу трудноизвлекаемых нефтей, составляют нефти с осложненными условиями залегания (заключенные в геологически сложнопостроенных пластах и залежах, в водонефтяных и газонефтяных зонах, в слабопроницаемых и низкопористых коллекторах, с аномально высокой либо аномально низкой пластовой температурой и другие), а также нефти, размещенные на территории многолетней мерзлоты и на шельфах морей [50]. На основе обобщения критериев отнесения нефтяных запасов к трудноизвлекаемым, в работе [42] в виде таблицы представлен перечень основных типов трудноизвлекаемых нефтей, составленный по результатам исследований, приведенным в большом числе научных публикаций [43-49].

В работе [51] предложен комплексный показатель качества нефти, учитывающий такие показатели, как общее содержание серы в нефти, концентрация хлоридов, плотность нефти, содержание фракций при различных температурах и уравнение регрессии для расчета данного показателя. Позже, в работе [45], было предложено использовать этот комплексный показатель для оценки качественных характеристик нефтей в нефтяных залежах месторождений и нефтеносных бассейнах [42]. Данный подход был применен в работах авторов [46,52,53] при оценке и анализе закономерностей пространственных изменений качественных показателей нефтей на различных нефтеносных территориях.

Введенный в работе [54] индекс качества нефти, как назвали это авторы, определяемый в виде величины, обратной показателю отмеченному выше показателю, является достаточно удобным для проведения анализа и оценки качественных особенностей трудноизвлекаемых нефтей различных месторождений [42]. При этом увеличение значений индекса качества нефти соответствует повышению качества нефти, а уменьшение – снижению, что является удобным при сравнении разных типов трудноизвлекаемых нефтей по качеству.

В работе [55] приведены результаты исследований оптических свойств нефти. Проанализированы результаты лабораторных исследований плотности, вязкости, оптической плотности и коэффициентов светопоглощения проб нефти различных нефтегазоносных регионов России.

В работе приводятся краткое описание методики и результаты проведения фотоколориметрических исследований отдельных проб нефти. Полученные результаты наблюдений подвергнуты статистической обработке с расчетом соответствующих статистик. В результате анализа авторами установлены корреляционные зависимости плотности и вязкости от коэффициента светопоглощения соответственно [55].

В работе приведены международные и российские классификации нефти, их описание, свидетельствующие о распространении нефти с повышенной вязкостью и средней плотностью. Дана оценка достоверности путем расчетов статистик, характеризующих аппроксимацию плотности и среднеквадратического отклонения, а также проведена типизация нефти по характеру аппроксимации, при этом выделены 3 класса нефти с достаточно высокой величиной достоверности аппроксимации – легкие (с плотностью $\rho < 870 \text{ кг/м}^3$), средние (с плотностью $870 < \rho < 920 \text{ кг/м}^3$) и тяжелые (с плотностью $\rho > 920 \text{ кг/м}^3$). Такая же обработка производилась по вязкости, по характеру которой выделены также 3 класса нефти, а именно: маловязкие (с вязкостью $1 < \mu < 5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$), с повышенной вязкостью (с вязкостью $5 < \mu < 30 \text{ мПа}\cdot\text{с}$) и высоковязкие (с вязкостью $\mu > 30 \text{ мПа}\cdot\text{с}$) [55].

В целях совершенствования оптических исследований нефти и метода контроля разработки нефтяного месторождения авторами данной работы предложено соответствующее решение. Исследования позволили обосновать принципиальную схему мобильного устройства для производства измерений и обработок оптических свойств нефти на устье скважины с использованием результатов корреляционного анализа [55].

Как показывают исследования, нефть и условия ее залегания характеризуется сильной неоднородностью по всем свойствам. и, как показали исследования, приведенные работе [55], особенно оптическим характеристикам. При этом в литературе однозначно отмечается, что ни одна из классификаций по физико-химическим свойствам нефти не может быть признана универсальной. Если к этому добавить необходимость учета также характеристик условий залегания нефти, то трудности оценок при классификации станут очевидными.

На XI мировом нефтяном конгрессе, проходящем в Хьюстоне (США, 1987 г.) была предложена классификация, в которой углеводороды были разделены на нефть и битум (условно "классификация 1") [55]. Согласно данной классификации к битумам относятся углеводороды с плотностью выше 1000 кг/м^3 и с динамической вязкостью более $10000 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ в пластовых условиях, а нефть разделена на четыре класса: легкие, средние, тяжелые и экстратяжелые (рисунок 2.1) [55].

В 2012 году в России введена в действие классификация запасов и ресурсов нефти и газа в новой редакции с целью интеграции российской классификации в наиболее распространенные международные классификации.

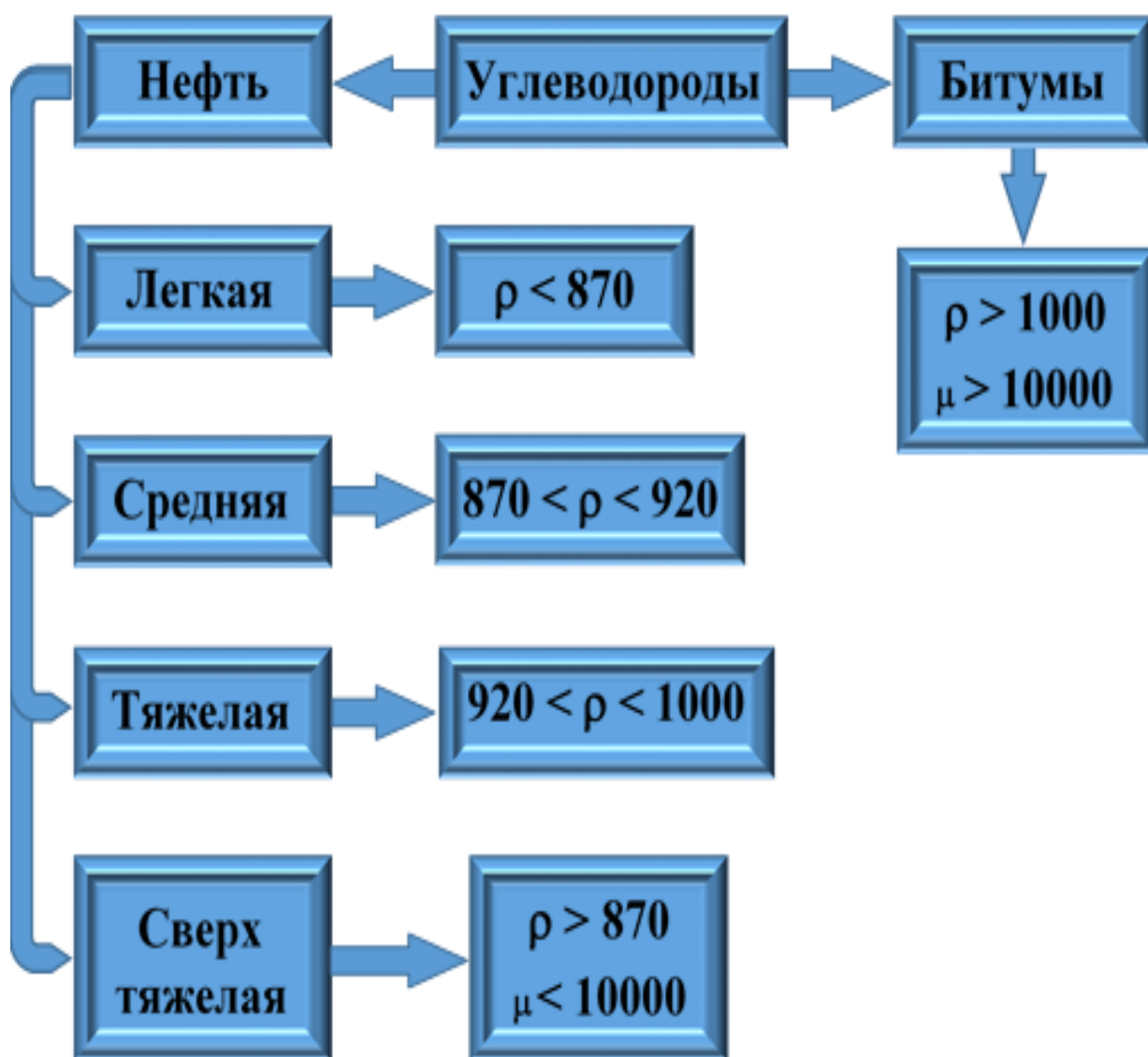


Рисунок 2.1 - Классификация, предложенная на Мировом нефтяном конгрессе [55]. На рисунке плотность нефти ρ в кг/м^3 , вязкость нефти μ в $\text{мПа}\cdot\text{с}$

Вообще-то, в международных классификациях рассматривают большее разнообразие нефти по плотности ("классификация 2") [55,56]. Согласно этой классификации плотность нефти учитывается при температуре $15,56^\circ\text{C}$, и выделяются 5 классов нефти. Это- особо легкие, легкие, средние, тяжелые, битуминозные, а в некоторых случаях выделяют даже очень легкие (менее 800 кг/м^3), легкие ($800\text{-}840 \text{ кг/м}^3$), средние ($840\text{-}880 \text{ кг/м}^3$), тяжелые ($880\text{-}920 \text{ кг/м}^3$) и очень тяжелые (более 920 кг/м^3) нефти (согласно "классификации 3").

Вполне ясно, что для месторождений с трудноизвлекаемыми нефтями характерны низкие дебиты скважин, а это в свою очередь требует большого внимания, а именно: для эксплуатации таких месторождений необходимо создание и внедрение современных и дорогостоящих технологий [57].

Из вышеприведенного краткого обзора следует также, что к трудноизвлекаемым относятся нефти по качеству сырья:

- тяжелые (плотность более $0,92 \text{ г/см}^3$);

- высоковязкие (более 30 мПа·с в нормальных условиях) и по условиям залегания:1

- очень низкая проницаемость коллекторов (менее 0,05 мкм²) [57,58].

Рассматривая все отмеченные классификации, можно отметить, что во всех этих классификациях есть качественно общие градации, разница в некоторых случаях заключается в количестве классов, а также граничных значениях классификационных признаков.

При эксплуатации месторождений одними из проблем являются осложнения, которые связаны с ухудшением структуры запасов и увеличением доли трудноизвлекаемых запасов. Это основано на вступлении большого числа высокопродуктивных залежей и месторождений в позднюю стадию разработки, со снижением добычи нефти и ростом обводненности, а также неблагоприятных качественных характеристиках запасов нефти в залежах, вновь вводимых в разработку [56,57,58].

Для того, чтобы уяснить и дать исчерпывающее определение понятию трудноизвлекаемых запасов, необходимо выполнить анализ неразрабатываемых запасов нефти и определить причины низкого вовлечения их в разработку.

Сюда относятся физико-химические свойства нефти, характеристика условий залегания, а именно:

- запасы высоковязких нефтей;
- низкопроницаемые коллектора;
- подгазовые зоны и нефтяные оторочки;
- выработанные (истощенные) залежи;
- нетрадиционные источники углеводородного сырья (сланцевые коллектора);
- месторождения, удаленные от инфраструктуры.

Другими словами, понятие трудноизвлекаемых запасов возникает в связи с несоответствием применяемых технологических решений свойствам и геологическим особенностям условий залегания нефти.

Таким образом, трудноизвлекаемые запасы—это запасы залежей (месторождений, объектов разработки), отличающиеся сравнительно неблагоприятными для извлечения геологическими условиями залегания нефти и (или) физическими ее свойствами, разработка которых существующими технологиями в условиях действующей системы экономически неэффективна.

Само понятие «Трудноизвлекаемые запасы»-понятие относительное, так как запасы могут быть различными по степени трудности их извлечения. Поэтому необходима их классификация с оценкой степени трудности извлечения. Для классификации различных объектов существует множество методов.

Прежде чем применить тот или иной метод, необходимо обосновать выбор классификационных признаков. Выше отмечалось, какие признаки обуславливают трудность извлечения запасов, т.е., это признаки, характеризующие свойства нефти, а также условия залегания.

Одновременно нами выполнен анализ результатов классификации трудноизвлекаемых запасов, который показал необходимость разделения общей

выборки (множества) на однородные группы по комплексу классификационных признаков, для чего наиболее подходящим является кластерный анализ.

В связи с этим с целью обоснования выбранного метода в следующем подразделе рассмотрены основная суть и результаты применения кластерного анализа.

2.2 Применение методов кластеризации для анализа геолого-технологической информации

Задачи, решаемые с применением, так называемого кластер-анализа, или, как их иногда иначе называют задачами автоматической классификации, в связи с наличием в различных объектах неоднородностей различного характера в последние годы стали широко применяться в различных сферах деятельности, а именно: в экономике, социологии, медицине, геологии, нефтепромысловой практике и других отраслях, т.е. везде, где имеются множества объектов произвольной природы, описываемых в виде векторов $x = \{x_1, x_2, \dots, x_N\}$, которые необходимо автоматически разбить на группы однородных объектов по признакам сходства-в пределах однородного объекта (кластера) и различия между этими объектами. В этом направлении накопилось достаточно большое количество литературы, посвященной психологическим, социологическим [59,60,61] исследованиям, геологическим, геофизическим исследованиям, исследованиям в области бурения скважин, разработки нефтяных и газовых месторождений.

Как отмечается в литературе, существует более ста разных алгоритмов кластеризации, среди них-иерархический и неиерархический кластерные анализы, нечеткая кластеризация. В последние годы эти методы широко применяются в задачах интеллектуального анализа информации, сбора и обработки данных (Data mining). Традиционные методы кластер-анализа предполагают четкое разбиение исходного множества на подмножества, при котором каждая точка (распознаваемый объект) после разбиения попадает только в один кластер, т.е. характеристическая функция (аналог функции принадлежности в обычных множествах) для этого кластера равна единице, а для остальных-нулю. В случае непопадания ни в какой кластер, образует новый кластер. Однако такое ограничение не всегда верно. Зачастую необходимо произвести разбиение так, чтобы определить степень принадлежности каждого объекта к каждому множеству. В этом случае целесообразно использовать нечеткие методы кластер-анализа. Задачи нечеткого кластер-анализа и кластер-анализа вообще, или, как иначе называют их, автоматической классификации, получили в последнее время широкое применение в экономике, социологии, медицине, геологии, нефтепромысловом деле и других отраслях, т.е. всюду, где имеются множества объектов произвольной природы, описываемых в виде векторов $x = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$, которые необходимо автоматически разбить на группы объектов, однородных по рассматриваемым признакам. В последние годы эти методы широко применяются в задачах получения и анализа информации. Традиционные методы кластер-анализа, как отмечалось выше, предполагают четкое разбиение исходного множества на подмножества, при

котором каждая точка после разбиения попадает только в один кластер. Однако такое ограничение не всегда оправданно. Вообще, кластеризация – это разделение множества входных признаков (векторов) на однородные группы (кластеры) по степени «схожести» друг с другом, неоднородные между собой. Другими словами, каждый кластер представляет собой группу, в пределах которой данные по признакам кластеризации однородны, но отдельные кластеры (группы) между собой неоднородны.

Задача кластеризации относится к классификационным задачам, здесь есть сходство с задачей классификации, она является как-бы ее логическим продолжением, но в отличие от них классы изучаемого набора данных заранее не предопределены, т.е. заранее нам не известно ни число классов, ни границы изменения значений рассматриваемых признаков.

Главной целью кластеризации является то, что она проводится с целью разбиения всей совокупности объектов на однородные группы (кластеры, или классы). При этом следует отметить, что каждый кластер, представляя собой однородную выборку по рассматриваемым признакам, отличается от других выделенных кластеров, т.е. сами кластеры между собой не однородны. Кластеризация является лишь описательной процедурой, в ней не предусматривается установление каких-либо статистических выводов, однако она дает возможность изучить «структуру данных».

Таким образом, кластер можно охарактеризовать как группу элементов, обладающих общими свойствами, исходя из значений классификационных признаков, близких между собой.

Характеристиками кластера можно назвать два признака:

- внутренняя однородность; **86**
- внешняя изолированность от других кластеров, т.е. неоднородность с другими такими же кластерами.

Первоначально кластеризация получила наибольшее применение в таких науках как биология, антропология, психология. Впоследствии применялся при решении задач экономического характера. Данный метод, предложенный уже несколько десятилетий назад, в последнее время привлек внимание исследователей и специалистов разного профиля. Так, в работе [62] рассмотрена разновидность задачи кластерного анализа в условиях неопределенности и в связи с этим описаны различные методы нечеткого кластерного анализа, являющиеся разновидностью метода, основанного на теории Л.Заде и предложенного австралийскими учеными – k-средних и Густавссона-Кесселя. Проведены экспериментальные исследования предложенных алгоритмов на примере автоматической классификации стран СНГ по макроэкономическим показателям. В работе [63] разработан метод, основанный на нечетком кластер-анализе, позволяющий прогнозировать поглощения разной степени тяжести на ранней стадии в процессе бурения. Во время исследований получены 5 классов, каждый из которых характеризует степень тяжести поглощений бурового раствора, выраженную лингвистическими переменными. На основе этого построены нечеткие модели, выражающие связь между показателями петрофизических свойств и объемом

поглощенного раствора. Полученные результаты позволяют принимать решения по предупреждению поглощений и своевременной ликвидации их последствий. В большинстве случаев, в частности, при решении задач нефтепромысловой практики, [63-66], необходимо произвести разбиение таким образом, чтобы определить степень принадлежности каждого объекта к каждому множеству, т.е. алгоритм в данном случае предусматривает расчет функций принадлежности. В нашем случае при классификации трудноизвлекаемых запасов целесообразно использовать методы нечеткого кластер-анализа.

2.3 Классификация трудноизвлекаемых запасов месторождений Казахстана с применением алгоритма нечеткого кластер-анализа

С целью классификации трудноизвлекаемых запасов нами выполнена кластеризация с применением алгоритма нечеткого кластер-анализа. Для этого собраны данные о вязкости, плотности нефти и проницаемости условий залегания нефтей из месторождений Казахстана Каражанбас, Каламкас, Тасбулат, Комсомольское, Туркменой, Актас, Долинное, Шинжир, Жыланкабак, Матин, Северное Приозерное, Табынай, Арыстановское, Каменистое, Жолдыбай, Айранколь, Ботахан, Западная Прорва, Досмухамбетовское, Забурунье, Восточный Макат, Южное Каратобе, Северные Бузачи, Жетибай, Дунга. Кластер-анализ производился по трем признакам-вязкости и плотности нефти, а также проницаемости пласта. В результате реализации программы нечеткого кластер-анализа получено четыре класса, каждый из которых характеризует степень трудности извлечения нефти:

- пласт проницаемый, высоковязкая и очень тяжелая нефть;
- пласт средней проницаемости, вязкая и тяжелая нефть;
- высокопроницаемый пласт, нефть средней вязкости и средней плотности;
- низкопроницаемый пласт, нефть низкой вязкости, легкая.

Результаты кластер-анализа приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Результаты нечеткого кластер-анализа данных по месторождениям Казахстана с трудноизвлекаемыми запасами

№ кл.	$K_{пр},$ мД	$\nu, \text{мПа}\cdot\text{с}$	$\rho, \text{г/см}^3$	η	μ_1	μ_2	μ_3	μ_4
5	531	835	0,929	0,062419	0,9179	0,0339	0,0304	0,0178
8	166	378	0,928	0,11044	0,8965	0,0726	0,0175	0,0134
41	329,48	333,27	0,911	0,144133	0,8796	0,0881	0,0204	0,012
99	1405	412	0,926	0,026217	0,7685	0,0329	0,1888	0,0098
6	487	405	0,927	0,038851	0,9951	0,0029	0,0015	0,0005
2	929	448	0,923	0,154933	0,9972	0,0009	0,0016	0,0002
1	879	541	0,929	0,107783	0,9979	0,0008	0,0011	0,0002
3	898	458	0,923	0,179712	0,9986	0,0005	0,0008	0,0001
4	587	411	0,921	0,100106	0,9987	0,0007	0,0005	0,0001

Продолжение таблицы 2.1

9	517	449	0,93	0,246132	0,9991	0,0005	0,0003	0,0001
7	567	500	0,933	0,047994	0,9997	0,0002	0,0001	0
85	54,3	1,6	0,792	0,486552	0,0025	0,5481	0,0043	0,4451
28	133	1,33	0,797	0,025344	0,002	0,7663	0,0038	0,228
91	109	5,87	0,799	0,343557	0,002	0,7847	0,0036	0,2096
86	341	1,132	0,791	0,167294	0,0023	0,8062	0,0071	0,1845
56	516	0,798	0,798	0,327	0,0037	0,8778	0,0191	0,0994
92	209,1	8,57	0,803	0,378138	0,0012	0,92	0,0025	0,0763
102	120,3	3,55	0,813	0,041518	0,001	0,9475	0,0019	0,0496
50	829	9,08	0,834	0,241	0,0148	0,5878	0,3564	0,0409
52	682	6,3	0,824	0,53	0,0069	0,8838	0,0711	0,0383
40	243,84	160	0,913	0,100167	0,1189	0,8113	0,0399	0,0299
29	91	10,681	0,825	0,26446	0,0007	0,98	0,0011	0,0182
57	690	14,35	0,86	0,212	0,0095	0,877	0,0965	0,0171
20	55	31,5	0,894	0,207173	0,0083	0,9673	0,0078	0,0166
11	26	22	0,886	0,178645	0,0059	0,9719	0,0059	0,0163
89	630	49	0,875	0,371809	0,0126	0,9093	0,0652	0,0129
10	69	18,5	0,888	0,106777	0,005	0,9768	0,0054	0,0128
32	44	1,58	0,869	0,073001	0,002	0,9854	0,0025	0,0102
75	223	106,24	0,879	0,189006	0,0073	0,9787	0,0055	0,0085
42	542	5,04	0,833	0,274	0,0013	0,983	0,0073	0,0083
17	552	24,05	0,879	0,254859	0,0058	0,9616	0,0247	0,0079
58	55	14,35	0,86	0,122	0,0012	0,9898	0,0015	0,0075
45	92	6,37	0,839	0,289	0,0004	0,9927	0,0007	0,0062
14	471	14,86	0,872	0,211153	0,0015	0,9902	0,0052	0,0031
53	208	8,51	0,826	0,241	0,0001	0,997	0,0003	0,0026
13	412	24,62	0,875	0,178938	0,0012	0,9934	0,0031	0,0023
74	224	61,89	0,871	0,237268	0,0009	0,9958	0,0011	0,0022
77	153	25,8	0,864	0,124473	0,0004	0,997	0,0006	0,0019
44	441	5,88	0,834	0,281	0,0002	0,9973	0,0008	0,0017
43	421	5,04	0,833	0,255	0,0001	0,998	0,0005	0,0013
48	256	7,115	0,829	0,236	0	0,9991	0,0001	0,0007
47	302	7,115	0,829	0,308	0	0,9994	0,0001	0,0005
54	404	11,54	0,855	0,241	0,0001	0,9993	0,0003	0,0004
46	363	6,45	0,835	0,296	0	0,9996	0,0001	0,0003
90	299	8,74	0,831	0,510654	0	0,9996	0,0001	0,0003
98	2186	491	0,927	0,148263	0,4282	0,0739	0,4636	0,0343
51	2088	25,03	0,799	0,241	0,0275	0,0398	0,9094	0,0233
18	844	19,54	0,883	0,307478	0,0244	0,4097	0,5471	0,0189
15	968	13,41	0,848	0,2747	0,0107	0,1604	0,8138	0,0151
16	972	21,4	0,884	0,377613	0,0135	0,1146	0,8634	0,0085
59	1889	73,1	0,881	0,106051	0,0101	0,0099	0,9765	0,0035
87	1866	34,2	0,868	0,141667	0,0065	0,0082	0,9823	0,003
19	1151	9,72	0,888	0,207173	0,0023	0,0103	0,9861	0,0013
55	1128	16,01	0,873	0,26	0,0019	0,0107	0,986	0,0013
49	1442	8,634	0,834	0,184	0,0006	0,002	0,9967	0,0006

Продолжение таблицы 2.1

88	1232	54	0,877	0,171497	0,0003	0,001	0,9985	0,0002
12	1273	21,4	0,891	0,18184	0,0005	0,0015	0,9977	0,0002
31	81	2,08	0,73	0,102669	0	0	0	1
39	11	3,8	0,722	0,183775	0	0	0	1
96	70,4	0,72	0,724	0,358732	0	0	0	1
105	76,3	2	0,731	0,129783	0	0	0	1
114	39,9	0,96	0,728	0,306706	0	0	0	1
72	102	1,31	0,712	0,037639	0	0,0001	0	0,9999
68	23,35	1,522	0,71	0,044731	0	0,0001	0	0,9998
78	145,7	1,41	0,715	0,62337	0	0,0001	0	0,9998
70	12	0,53	0,707	0,030554	0	0,0003	0	0,9997
115	17,7	0,81	0,704	0,090361	0	0,0004	0	0,9995
65	21,3	1,55	0,7	0,09351	0	0,0007	0,0001	0,9992
112	9,9	1,39	0,74	0,027421	0	0,0008	0	0,9992
22	34	1,8	0,741	0,235554	0	0,0007	0	0,9992
64	94,23	1,07	0,741	0,09351	0	0,0007	0	0,9992
73	199	1,31	0,73	0,127517	0	0,001	0,0001	0,9989
67	27,97	6,9	0,743	0,081207	0	0,0012	0,0001	0,9987
83	98	0,55	0,696	0,366651	0,0001	0,0011	0,0001	0,9987
37	70,4	2	0,695	0,060563	0,0001	0,0012	0,0001	0,9986
80	13	0,9	0,695	0,246457	0,0001	0,0013	0,0001	0,9984
82	61	0,395	0,69	0,042515	0,0001	0,002	0,0002	0,9977
106	72,91	2,3	0,747	0,208662	0,0001	0,0025	0,0001	0,9974
60	153	1,19	0,743	0,257159	0,0001	0,0024	0,0001	0,9974
23	18	1,85	0,749	0,082473	0,0001	0,0041	0,0001	0,9956
79	43,9	1,27	0,752	0,294033	0,0001	0,0066	0,0002	0,9931
107	60,7	1,73	0,752	0,153347	0,0001	0,0067	0,0002	0,993
69	121,1	0,17	0,677	0,032881	0,0004	0,0059	0,0009	0,9928
109	80,5	1,73	0,752	0,08932	0,0001	0,007	0,0002	0,9927
108	79,12	1,73	0,752	0,217539	0,0001	0,0069	0,0002	0,9927
84	8	0,894	0,752	0,036032	0,0001	0,0072	0,0002	0,9925
95	103,7	0,92	0,752	0,358732	0,0001	0,0076	0,0003	0,992
66	27,97	1,47	0,67	0,081207	0,0007	0,008	0,0012	0,99
93	42	0,55	0,669	0,431296	0,0007	0,0082	0,0013	0,9898
36	23,43	0,425	0,755	0,060563	0,0002	0,011	0,0003	0,9885
104	90	2,3	0,756	0,227344	0,0002	0,0146	0,0004	0,9848
97	46,8	2,8	0,757	0,358732	0,0002	0,0148	0,0004	0,9845
111	217	1,17	0,749	0,392804	0,0003	0,0147	0,0006	0,9844
26	24,02	0,463	0,66	0,133446	0,0012	0,0127	0,0022	0,9839
110	185	1,73	0,752	0,452586	0,0002	0,0154	0,0005	0,9838
94	40,1	0,99	0,758	0,358732	0,0003	0,0177	0,0005	0,9815
81	25	1,03	0,649	0,04726	0,0021	0,0191	0,0036	0,9752
24	43,92	0,36	0,648	0,133446	0,0021	0,0197	0,0039	0,9743
25	8,05	0,393	0,646	0,133446	0,0023	0,021	0,0041	0,9725
71	130	1,52	0,643	0,037639	0,0028	0,0246	0,0055	0,9671
21	32	1,59	0,64	0,024718	0,003	0,025	0,0052	0,9668

Продолжение таблицы 2.1

27	26,02	0,508	0,64	0,133446	0,003	0,025	0,0052	0,9668
113	393	0,82	0,731	0,027421	0,0011	0,0342	0,0033	0,9614
103	154	2,7	0,762	0,176241	0,0005	0,0457	0,0011	0,9526
30	26	5,171	0,77	0,208505	0,0009	0,0778	0,0015	0,9199
76	89	3,53	0,768	0,124473	0,0008	0,0797	0,0015	0,9179
38	8,765	1,16	0,599	0,068573	0,0096	0,0573	0,0163	0,9168
33	25,5	3,1	0,773	0,010098	0,0012	0,1142	0,002	0,8827
62	40	4,81	0,773	0,18932	0,0012	0,1178	0,002	0,879
101	90	3,1	0,773	0,102243	0,0011	0,1303	0,0021	0,8664
63	10	0,9	0,776	0,403793	0,0015	0,1505	0,0024	0,8457
35	44,94	2,5	0,777	0,010098	0,0015	0,1789	0,0026	0,817
100	127	3,3	0,776	0,102243	0,0015	0,2063	0,0029	0,7893
61	10	6,55	0,783	0,51087	0,0022	0,2804	0,0035	0,714
34	82,37	2,4	0,785	0,010098	0,0021	0,3894	0,0039	0,6046

Примечание - $K_{пр}$ – проницаемость пласта, ν – динамическая вязкость, ρ – плотность нефти, η – коэффициент нефтеотдачи, μ_i – функция принадлежности к i -ому классу.

На рисунках 2.2-2.4 в графическом виде показаны границы классов-термножеств плотности нефти, вязкости нефти и проницаемости пласта-коллектора. В данном случае к легкой нефти относится нефть с плотностью (700-815) кг/м³; средней плотности-(800-890) кг/м³; тяжелой-(892-910) кг/м³; очень тяжелой-(910-933) кг/м³ (рисунок 2.2). По вязкости: низкой вязкости-(0,17-6,9) мПа·с; средней вязкости-(8,6-55) мПа·с; вязкая-(55-160) мПа·с; 160 мПа·с и выше (рис.2.3). По проницаемости: высокопроницаемые (840-2180) мД; проницаемые (480-800) мД; средней проницаемости (130-690) мД; низкопроницаемые - (менее 130) мД (рисунок 2.4).

Результаты кластеризации с применением c-means алгоритма позволили провести разделение трудноизвлекаемых запасов по степени сложности их выработки. Этот алгоритм предложен австралийским ученым Джеймсом Бездеком (James Bezdek) в 1981 году. При этом каждый класс характеризуется своей степенью, категорией сложности извлечения. При наличии таких результатов можно производить распознавание нефти с известными свойствами и условиями залегания, отнеся ее к тому или иному классу. Элементы одного кластера должны быть близки друг к другу, в то же время сами кластеры-на наибольшем расстоянии друг от друга.

На рисунке 2.5 показаны в графическом трехмерном изображении отмеченные классы относительно друг друга.

На рисунке по осям показаны проницаемость условий залегания, вязкость и плотность нефти. Одинаковые точки характеризуют принадлежность нефти с условиями залегания и свойствами, выраженными ее координатами, однородному кластеру.

Следует отметить, что рост в последние годы объемов добычи трудноизвлекаемых нефтей создает различные проблемы в их добыче. Разработка трудноизвлекаемых запасов нефтей, таких, как нефти высоковязкие и тяжелые, с высоким содержанием различных элементов, таких, как сера,

смолы, тяжелые металлы и др. существенно ухудшает качество нефтяного пласта и тем самым усиливает негативное влияние на окружающую среду [56].

Расширение в последние годы объемов переработки рассматриваемых нефтей, степень сложности выработки которых определяется не только аномальными свойствами нефтяного сырья, но и сложностью геологических условий залегания, обуславливает необходимость проведения анализа с целью установления обобщенных количественных показателей, характеризующих сложность выработки запасов трудноизвлекаемых нефтей. Особенности, характеризующие физико-химические свойства и условия залегания трудноизвлекаемых нефтей рассмотрены в работах [56,67]. Однако обобщенные количественные показатели во взаимосвязи с технологическими показателями эффективности разработки месторождений изучены недостаточно, что затрудняет решение проблем нефтедобычи в целом. В связи с этим нами проведен анализ показателей различных типов трудноизвлекаемых нефтей месторождений Казахстана с использованием результатов рассмотренных выше их классификации.

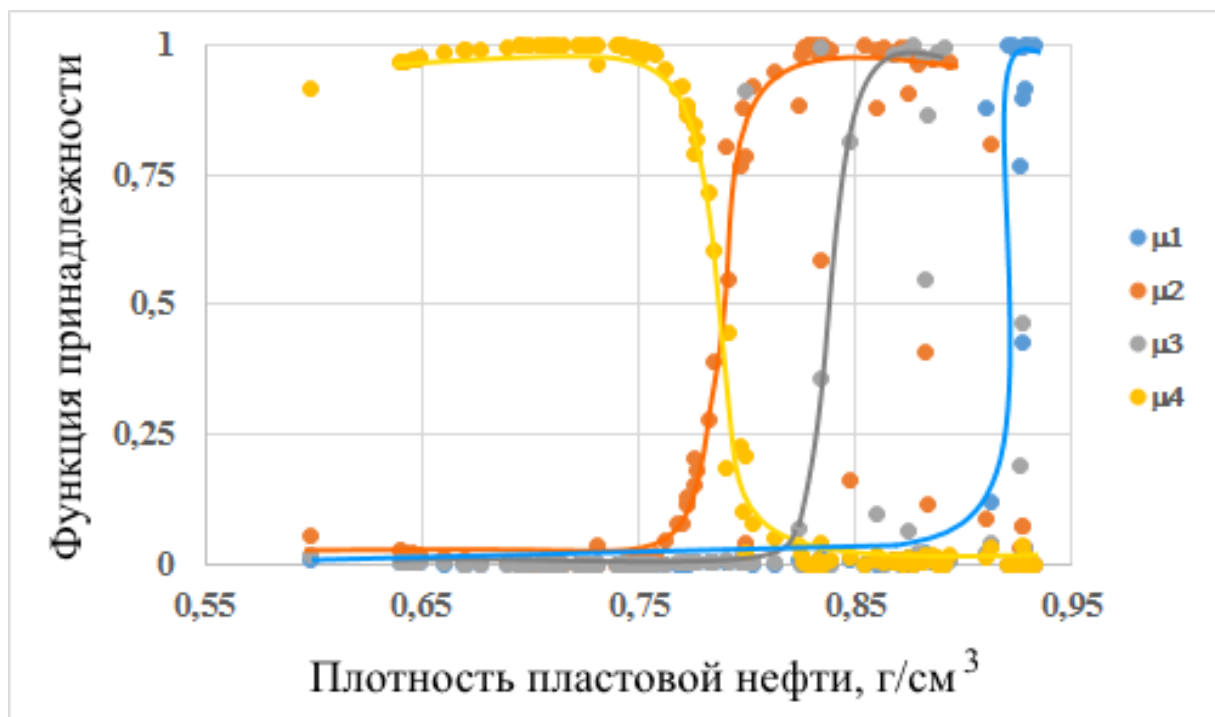


Рисунок 2.2 - Терм-множества различных уровней плотности пластовой нефти

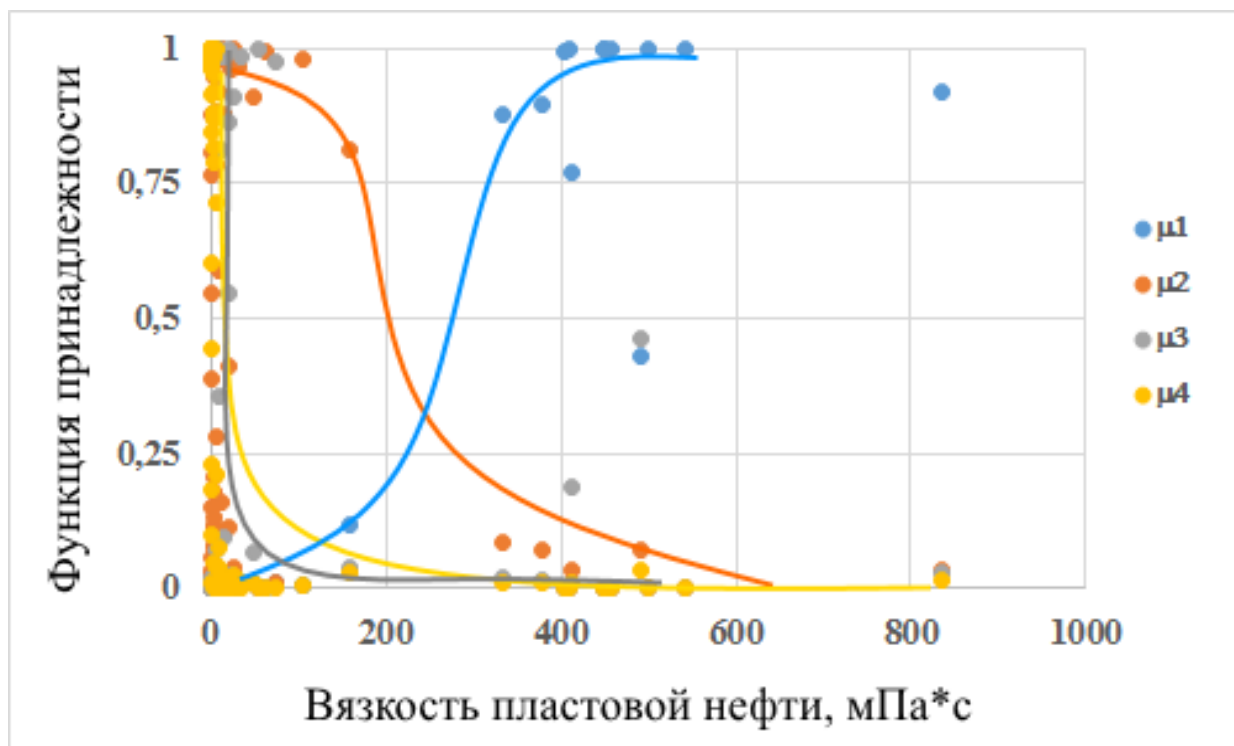


Рисунок 2.3 - Терм-множества различных уровней вязкости пластовой нефти

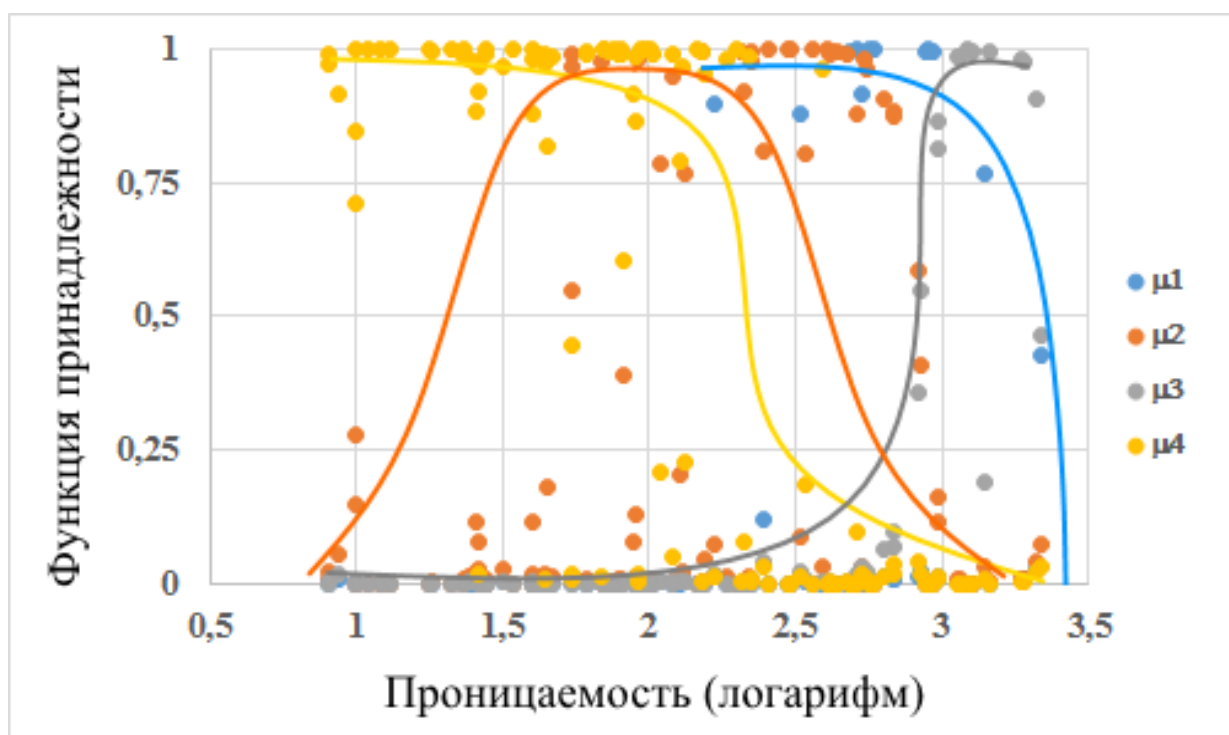


Рисунок 2.4 - Терм-множества различных уровней проницаемости

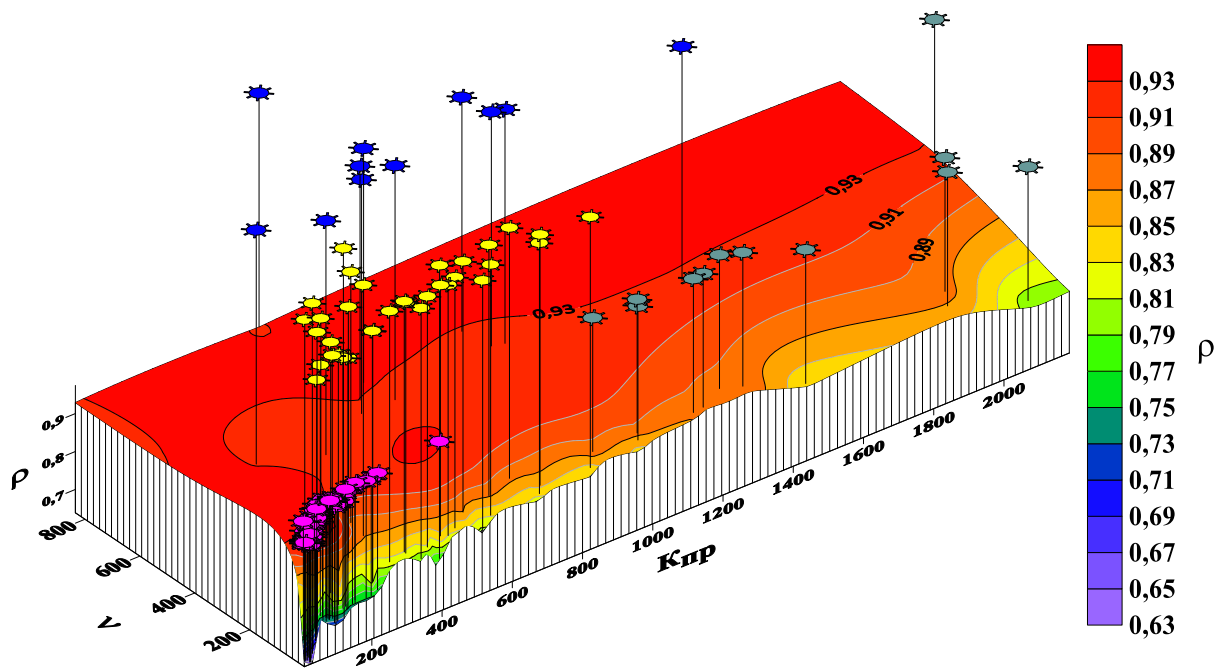


Рисунок 2.5 - Расположение кластеров, характеризующих степень сложности извлечения нефти в трехмерном пространстве

В процессе анализа для каждого выделенного класса нефтей (табл.2.1) определялась обобщенная характеристика, включающая вязкость, плотность нефти и проницаемость условий залегания. Обобщенная характеристика представляет собой линейное преобразование отмеченных трех характеристик.

При этом обобщенная характеристика представлялась вначале в следующем виде:

$$\ln K = \alpha_1 \ln 10\nu + \alpha_2 \rho - \alpha_3 \ln K_{\text{пр}} \quad (2.1)$$

Отсюда

$$K = \frac{(10\nu)^{\alpha_1} \rho^{\alpha_2}}{K_{\text{пр}}^{\alpha_3}} \quad (2.2)$$

Здесь $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$ -параметры, учитывающие весовой вклад каждого из рассматриваемых признаков, значения которых рассчитываются по следующим выражениям:

$$\alpha_1 = \frac{\sum \ln 10\nu}{\sum \ln 10\nu + \sum \rho + \sum \ln K_{\text{пр}}} \quad (2.3)$$

$$\alpha_2 = \frac{\sum \rho}{\sum \ln 10\nu + \sum \rho + \sum \ln K_{\text{пр}}} \quad (2.4)$$

$$\alpha_3 = \frac{\sum \ln K_{\text{пр}}}{\sum \ln 10\nu + \sum \rho + \sum \ln K_{\text{пр}}} \quad (2.5)$$

K_{np} - проницаемость условий залегания, ν , ρ - вязкость и плотность нефти соответственно, $X = e^{\rho}$. Результаты сведены в таблицу 2.2.

Результаты, приведенные в таблице, были подвергнуты статистической обработке. При этом сделана попытка установления взаимосвязи между степенью сложности добычи трудноизвлекаемых нефтей (К) и коэффициентом нефтеотдачи.

В качестве исходных использованы данные по месторождению Каражанбас. В процессе анализа рассчитывались средние значения коэффициента нефтеотдачи и показателя степени сложности добычи трудноизвлекаемой нефти внутри каждого кластера и строилась зависимость между ними.

Как видно из рисунка 2.6, отмеченная зависимость, построенная по осредненным точкам, близка к степенной, причем, как и следовало ожидать, с увеличением степени сложности извлечения нефти коэффициент нефтеотдачи падает. Аналитически эта зависимость выглядит следующим образом:

$$\eta = 0,1729K^{-1,05} \quad (2.6)$$

Таблица 2.2 - Преобразованные характеристики и параметры сложности выработки трудноизвлекаемых запасов

№	$\ln K_{np}$	$\ln 10\nu$	X	K	η	α_1	α_2	α_3
1	6,274762	9,030017	2,531976	1,633923	0,062419	0,466106	0,067788	0,466106
1	5,111988	8,237479	2,529445	1,68988	0,11044			
1	5,797516	8,111538	2,486808	1,591123	0,144133			
1	7,247793	8,323608	2,524391	1,475145	0,026217			
1	6,188264	8,306472	2,526917	1,570988	0,038851			
1	6,834109	8,407378	2,51683	1,518536	0,154933			
1	6,778785	8,596004	2,531976	1,54232	0,107783			
1	6,80017	8,429454	2,51683	1,523741	0,179712			
1	6,375025	8,321178	2,511801	1,553111	0,100106			
1	6,248043	8,409608	2,534509	1,575551	0,246132			
1	6,340359	8,517193	2,542124	1,577212	0,047994			
2	3,994524	2,772589	2,207808	0,82161	0,486552	0,423362	0,078264	0,498374
2	4,890349	2,587764	2,218874	0,721701	0,025344			
2	4,691348	4,07244	2,223316	0,892873	0,343557			
2	5,831882	2,426571	2,205601	0,64301	0,167294			
2	6,246107	2,076938	2,221094	0,5821	0,327			
2	5,342813	4,450853	2,232228	0,869197	0,378138			
2	4,789989	3,569533	2,254662	0,836618	0,041518			
2	6,72022	4,508659	2,30251	0,781447	0,241			
2	6,52503	4,143135	2,2796	0,764529	0,53			
2	5,496512	7,377759	2,491787	1,070627	0,100167			
2	4,51086	4,671052	2,281881	0,966897	0,26446			

Продолжение таблицы 2.2

2	6,536692	4,966335	2,363161	0,82709	0,212			
2	4,007333	5,752573	2,44489	1,126253	0,207173			
2	3,258097	5,393628	2,425409	1,214276	0,178645			
2	6,44572	6,194405	2,398875	0,915637	0,371809			
2	4,234107	5,220356	2,430264	1,051157	0,106777			
2	3,78419	2,76001	2,384525	0,84753	0,073001			
2	5,407172	6,968286	2,40849	1,050826	0,189006			
2	6,295266	3,919991	2,300209	0,760816	0,274			
2	6,313548	5,48272	2,40849	0,878828	0,254859			
2	4,007333	4,966335	2,363161	1,055501	0,122			
2	4,521789	4,154185	2,314052	0,919964	0,289			
2	6,154858	5,001258	2,391689	0,855611	0,211153			
2	5,337538	4,443827	2,284164	0,870609	0,241			
2	6,021023	5,506144	2,398875	0,901198	0,178938			
2	5,411646	6,427944	2,389299	1,014471	0,237268			
2	5,030438	5,55296	2,372632	0,988344	0,124473			
2	6,089045	4,074142	2,30251	0,786347	0,281			
2	6,042633	3,919991	2,300209	0,776506	0,255			
2	5,545177	4,26479	2,291027	0,839661	0,236			
2	5,710427	4,26479	2,291027	0,827462	0,308			
2	6,001415	4,748404	2,351374	0,846494	0,241			
2	5,894403	4,166665	2,304814	0,80688	0,296			
2	5,700444	4,470495	2,295613	0,844998	0,510654			
3	7,689829	8,499029	2,526917	0,876062	0,148263	0.411334	0.063455	0.525211
3	7,643962	5,52266	2,223316	0,730065	0,241			
3	6,738152	5,275049	2,418143	0,769577	0,307478			
3	6,875232	4,898586	2,334972	0,736999	0,2747			
3	6,879356	5,365976	2,420563	0,766659	0,377613			
3	7,543803	6,594413	2,413312	0,794903	0,106051			
3	7,531552	5,834811	2,382142	0,7559	0,141667			
3	7,048386	4,576771	2,430264	0,70918	0,207173			
3	7,028201	5,075799	2,394082	0,740431	0,26			
3	7,273786	4,458293	2,30251	0,687706	0,184			
3	7,116394	6,291569	2,403678	0,803729	0,171497			
3	7,149132	5,365976	2,437566	0,751659	0,18184			
4	4,394449	3,034953	2,075081	0,732782	0,102669	0.365173	0.101089	0.533738
4	2,397895	3,637586	2,058546	1,08084	0,183775			
4	4,254193	1,974081	2,062667	0,636826	0,358732			
4	4,334673	2,995732	2,077157	0,734735	0,129783			
4	3,686376	2,261763	2,070935	0,722736	0,306706			
4	4,624973	2,572612	2,038063	0,670073	0,037639			
4	3,150597	2,72261	2,033991	0,839468	0,044731			
4	4,98155	2,646175	2,044187	0,650892	0,62337			
4	2,484907	1,667707	2,027898	0,796451	0,030554			

Продолжение таблицы 2.2

4	2,873565	2,091864	2,021824	0,800351	0,090361			
4	3,058707	2,74084	2,013753	0,854053	0,09351			
4	2,292535	2,631889	2,095936	0,985471	0,027421			
4	3,526361	2,890372	2,098032	0,810458	0,235554			
4	4,545739	2,370244	2,098032	0,658275	0,09351			
4	5,293305	2,572612	2,075081	0,624634	0,127517			
4	3,331133	4,234107	2,102233	0,960657	0,081207			
4	4,584967	1,704748	2,005714	0,578325	0,366651			
4	4,254193	2,995732	2,003709	0,739425	0,060563			
4	2,564949	2,197225	2,003709	0,864997	0,246457			
4	4,110874	1,373716	1,993716	0,566199	0,042515			
4	4,289226	3,135494	2,110659	0,752502	0,208662			
4	5,030438	2,476538	2,102233	0,633822	0,257159			
4	2,890372	2,917771	2,114884	0,905062	0,082473			
4	3,781914	2,541602	2,121238	0,745765	0,294033			
4	4,105944	2,850707	2,121238	0,744302	0,153347			
4	4,796617	0,530628	1,967965	0,367944	0,032881			
4	4,388257	2,850707	2,121238	0,718348	0,08932			
4	4,370966	2,850707	2,121238	0,719864	0,217539			
4	2,079442	2,190536	2,121238	0,972017	0,036032			
4	4,641502	2,219203	2,121238	0,636232	0,358732			
4	3,331133	2,687847	1,954237	0,807782	0,081207			
4	3,73767	1,704748	1,952284	0,643203	0,431296			
4	3,154017	1,446919	2,127612	0,669073	0,060563			
4	4,49981	3,135494	2,12974	0,734164	0,227344			
4	3,845883	3,332205	2,131871	0,816369	0,358732			
4	5,379897	2,459589	2,114884	0,610342	0,392804			
4	3,178887	1,532557	1,934792	0,673909	0,133446			
4	5,220356	2,850707	2,121238	0,654767	0,452586			
4	3,691376	2,292535	2,134004	0,72799	0,358732			
4	3,218876	2,332144	1,913626	0,779481	0,04726			
4	3,78237	1,280934	1,911714	0,574566	0,133446			
4	2,085672	1,368639	1,907894	0,808605	0,133446			
4	4,867534	2,721295	1,902179	0,660928	0,037639			
4	3,465736	2,766319	1,896481	0,796817	0,024718			
4	3,258865	1,625311	1,896481	0,678083	0,133446			
4	5,97381	2,104134	2,077157	0,544196	0,027421			
4	5,036953	3,295837	2,142557	0,704412	0,176241			
4	3,258097	3,945651	2,159766	0,949954	0,208505			
4	4,488636	3,563883	2,155451	0,771269	0,124473			
4	2,170767	2,451005	1,820298	0,974568	0,068573			
4	3,238678	3,433987	2,166255	0,906135	0,010098			
4	3,688879	3,873282	2,166255	0,883311	0,18932			
4	4,49981	3,433987	2,166255	0,760258	0,102243			

Продолжение таблицы 2.2

4	2,302585	2,197225	2,172764	0,923811	0,403793			
4	3,805328	3,218876	2,174938	0,812334	0,010098			
4	4,844187	3,496508	2,172764	0,73597	0,102243			
4	2,302585	4,18205	2,188027	1,169396	0,51087			
4	4,411221	3,178054	2,192407	0,747848	0,010098			

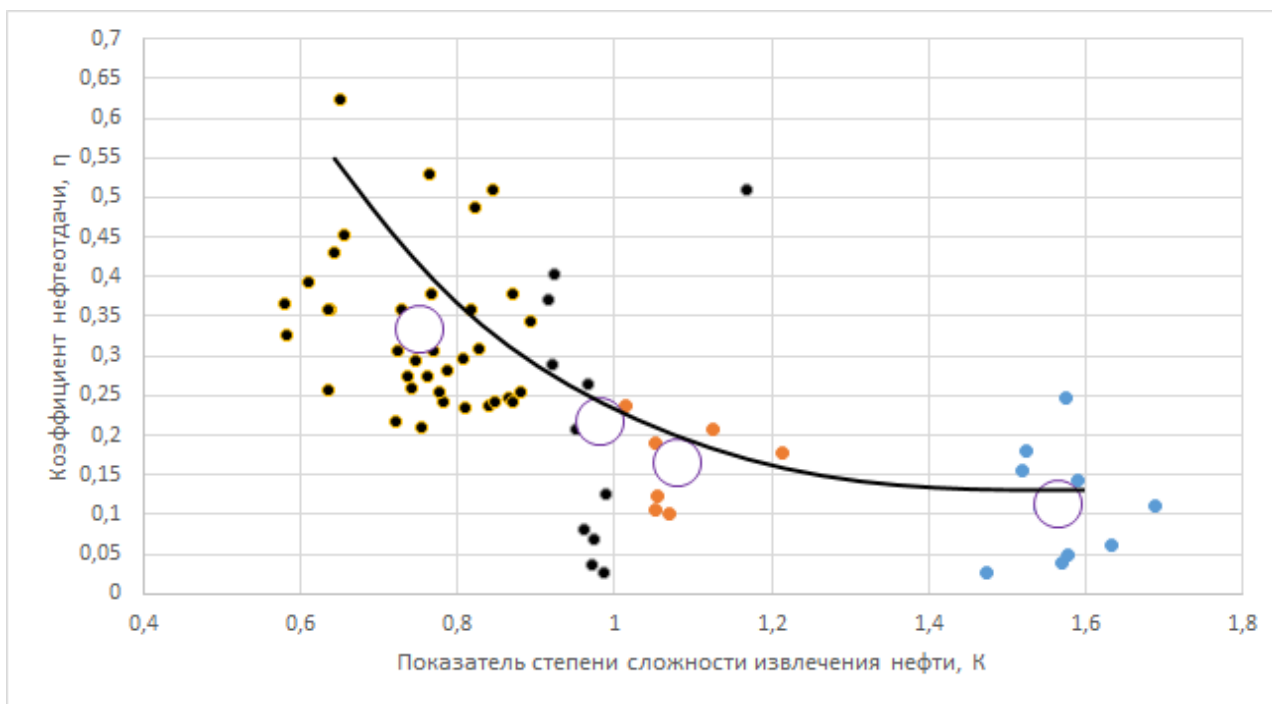


Рисунок 2.6 - Зависимость коэффициента нефтеотдачи от характеристики степени сложности извлечения нефти. Большими значками обозначены точки, характеризующие средние значения по каждому кластеру соответственно.

Выводы по 2 –ой главе

При разработке месторождений трудноизвлекаемых нефтей возникают следующие проблемы: низкая подвижность нефти в пласте, сложность подъема на поверхность и дальнейшей транспортировки, вследствие высоких вязкости и плотности нефти, что в свою очередь требует больших расходов, связанных с использованием особых дорогостоящих, технологий и технических средств.

Кроме того, как известно, на поздней стадии разработки месторождений скважины характеризуются низкими дебитами и высокой обводненностью, часть таких малодебитных высокообводненных скважин является убыточной, одновременно, часть рентабельных добывающих скважин очень часто характеризуется длительными простоями, ожидая ремонта, что в целом сказывается на эффективности предприятия, снижая ее. В связи с отмеченным необходим тщательный анализ динамики показателей разработки, оценка технологической эффективности использования фондов, что позволит в дальнейшем принимать обоснованные, наиболее правильные решения.

В результате выполненного анализа методов и принципов предложенных к настоящему времени классификаций трудноизвлекаемых запасов, а также

проведенных исследований, отраженных в главе 2, получены следующие выводы.

1. Научно обоснованы основные положения создания и практического использования методики классификации месторождений различных типов (нефтяных, нефтегазовых и газовых) по комплексу признаков, позволяющей оценить степень сложности выработки запасов.

2. Предложена классификация месторождений трудноизвлекаемых запасов, основанная на анализе и обобщении информации о комплексе признаков, характеризующих разрез ряда месторождений Казахстана с применением алгоритма нечеткого кластер-анализа.

3. Предложен параметр, характеризующий степень сложности извлечения запасов и построена зависимость коэффициента нефтеотдачи от данной характеристики.

4. По результатам классификации трудноизвлекаемых запасов установлено, что наряду с месторождениями тяжелых и высоковязких нефтей большая доля трудноизвлекаемых запасов приурочена также и к условиям с очень низкими значениями проницаемости коллекторов, что характерно для большинства месторождений Казахстана. Поэтому в число классификационных признаков была включена и проницаемость.

5. Методы решения проблемы, связанной с трудноизвлекаемыми высоковязкими и тяжелыми нефтями, должны быть направлены на снижение вязкости нефти в пласте: закачка горячей воды/пара в пласт, применение электрических обогревателей и др.

3 АНАЛИЗ ПРОМЫСЛОВОЙ ИНФОРМАЦИИ О РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ (на примере месторождения Каражанбас)

3.1 Общие сведения о месторождении

Месторождение Каражанбас расположено на полуострове Бузачи, в ее северо-западной части (Мангистауская область, Республика Казахстан). Общие сведения о данном месторождении, в том числе география, история, геологическая характеристика довольно широко освещены в печати и отчетах [3,2,22,18,37,68].

Согласно литературным сведениям и материалам отчетов северо-западная часть полуострова Бузачи, где расположено месторождение Каражанбас, представляет собой равнину с абсолютными отметками от минус 19 м до плюс 28 м.

Климат района месторождения резко континентальный. Температура воздуха колеблется от - 30°C зимой, и до 45°C летом. Атмосферные осадки, в основном, наблюдаются в осенне-зимний период.

К северо-востоку от месторождения Каражанбас, почти по соседству, на расстоянии 20-55 км, расположены действующие нефтепромыслы Северные Бузачи, Каламкас и Арман.

Через промысел Каражанбас проходит нефтепровод Каламкас-Арман-Каражанбас-Жетыбай–Узень-Атырау-Самара, а также высоковольтная линия электропередачи, обеспечивающая электроэнергией нефтепромыслы Каражанбас, Каламкас, Северные Бузачи и Арман.

3.1.1 Краткие сведения о геологическом строении месторождения и залежей

Геологическое строение месторождения Каражанбас является очень сложным, что обусловлено большим количеством продуктивных пластов, различным фазовым состоянием залежей, наличием тектонических нарушений, невыдержанностью по площади и разрезу, литологической изменчивостью коллекторов в интервалах среднеюрской и меловой продуктивных толщ.

В пределах месторождения Каражанбас вскрыт разрез, включающий нижнетриасовые, среднеюрские и нижнемеловые отложения с максимальной вскрытой толщиной 3750 м (скв Г-2).

Нижнетриасовые отложения в пределах месторождения Каражанбас полностью не вскрыты ни в одной скважине. Триасовые отложения представлены только нижним отделом, в составе индского и оленекского ярусов.

Следует отметить, что юрская часть разреза в сводовой части месторождения отсутствует, и в связи с этим триасовые породы залегают непосредственно под нижнемеловыми отложениями.

Отложения верхнемелового и палеогенового возраста в пределах рассматриваемой площади отсутствуют.

Четвертичные отложения с размывом залегают на нижнемеловых и сложены песками, суглинками и супесями. Толщина отложений не превышает 10 м.

В тектоническом отношении месторождение Каражанбас расположено в сводовой части Бузачинского поднятия. Структура месторождения Каражанбас характеризуется высокой тектонической активностью, что способствовало образованию большого числа тектонических нарушений, в результате чего структура разбилась на отдельные блоки. Тектоническими нарушениями (F_1^1 - F_1^2 , F_2 , F_3 , F_4 , F_5 , F_6 , F_7) различной ориентировки Каражанбасская структура разделена на 7 блоков – I, II, III, IV, V, VI, VII [68]. Восточная периклиналь поднятия характеризуется многочисленными нарушениями различной ориентировки и разбита на блоки со ступенчатым погружением их в восточном направлении. По юрским продуктивным горизонтам помимо вышеперечисленных нарушений прослеживаются непротяженные малоамплитудные нарушения, подтверждаемые результатами опробования скважин – f_1 , f_2 , f_3 , f_4 , f_5 и f_6 . Что касается нефтегазоносности месторождения, то она установлена в среднеюрских и нижнемеловых отложениях.

Все продуктивные горизонты геологи объединяют в три объекта разработки, а именно: I объект, с включением залежей нефти, связанных с пластами **A1, A2, Б и В**; II объект – с пластами **Г и Д1**; III объект – с пластом **Д2** и горизонтами **Ю-I** (верхний, средний и нижний пласты) и объект **Ю-II** (основной и линзовидный).

По I блоку нефтяная залежь по пластам условно разделена на три участка: восточный, центральный и западный, каждый из которых имеет свои водонефтяные контакты. По южному крылу структуры с востока на запад происходит постепенное понижение раздела нефть-вода.

Геологами были рассмотрены и проанализированы новые скважины, пробуренные в 2012-2017 годах.

Как видно из отчета организации, большинство новых скважин пробурены в сводовой части (нефтяной зоне) пласта, а также на неразбуренных участках на западе (I блок), севере (III блок) и востоке (IV, V, VI блоки). В I блоке пробуренные скважины расположены в следующем порядке: на западе, центральном и восточном участках.

Геофизические исследования и интерпретацию данных ГИС в пробуренных скважинах проводила компания «БатысГеофизСервис». При этом по объектам наблюдались следующие результаты.

I объект (A1, A2, Б, В). За период 2012- 2016 гг. I объект вскрыт 656 скважинами. Из них 473 скважин пробурены на I блоке, они, в основном, расположены в сводовой (нефтяной зоне) части пласта, и не повлияли на принятое положение ВНК, а 14 скважин являются поглощающими.

В 2016 году во II-блоке пробурены 2 скважины- 3673 и 3750. По скважине 3750 уточнилась условная отметка ВНК, что соответствует нижней отметке нефтяного пласта по ГИС и нижней отметке перфорированного пласта минус 336 м. Ранее принятое условное положение ВНК соответствовало отметке -315 м.

На Северном участке (III блок) за анализируемый период пробурено 47 скважин, из них 13 (5843, 5844, 5846, 5847, 5835, 5838, 5839, 5851, 5856, 5867, 5870, 5874 и 5871) - в приконтурной зоне и не внесли изменений в отметку

начального ВНК. В скважинах 5761 и 5762, пробуренных (2017 г.) в приконтурной зоне в сторону севера северо-востока, наблюдается по ГИС увеличение эффективной нефтенасыщенной толщины до 13,4 м и 13,2 м соответственно.

В IV, V и VI блоках пробурено по 5, 56 и 59 скважин соответственно. Новые пробуренные скважины, в основном, расположенные в сводовой части пласта, которая представляет нефтяную зону, не повлияли на отмеченное положение ВНК.

II объект. Для определения водонефтяного контакта залежей **II объекта** (пласты Г, Д1) были рассмотрены все новые скважины, расположенные в пределах водонефтяной зоны и прилегающей к ней нефтяной части. Количество вскрывших новых скважин составляет 87 единиц, из них 33 (6111, 6029, 6117, 6120, 749, 6005, 6197, 6054.6205, 6207, и т.п.) скважины в водонефтяной зоне. По объекту подъем ВНК не отмечается ни в одной скважине.

III объект. По III объекту проанализированы 102 скважины: из них по западной части 62 скважины, по восточной – 40 скважин.

Скважины, пробуренные в приконтурной зоне, не внесли изменений на начальный уровень ВНК.

Согласно [68] по характеру насыщения залежи нефтяные и только Ю-1н на западе имеет газовую шапку. По типу природного резервуара залежи в основном пластовые сводовые, тектонически и литологически экранированные, линзовидные. Водонефтяные контакты по залежам обоснованы с использованием результатов обработки ГИС и опробования преимущественно разведочных и эксплуатационных скважин.

Из отчета видно, что водонефтяной контакт по многим установленным залежам имеет значительный диапазон колебаний и является негоризонтальным за счет неоднородности коллекторов, литологической изменчивости и тектонических нарушений [68].

3.2 Анализ текущего состояния разработки месторождения

3.2.1 Характеристика фонда скважин

Сведения об эксплуатации скважин на месторождении показывают, что из пробуренных к началу 2017 года 3792 скважин 2755, то есть 72,7%, добывающие, 809 – нагнетательных, что составляет 21,3 %, 38 являются контрольными, что составляет всего 1%. 55 (1,5%) являются поглощающими. При этом ликвидированы 135 скважин, что составляет 3,6%. В отчете о разработке месторождения Каражанбас отмеченные характеристики фонда скважин представлены в виде таблицы.

Как отмечается в результатах анализа разработки месторождения, количество скважин, приходящихся на I объект разработки, составляет 1440 единиц, что в процентном отношении составляет 53,2% от всего фонда месторождения, из них 39,1% являются добывающими.

113 скважин, или 4,2% от всего действующего фонда, составляют действующие добывающие скважины, осуществляющие совместную эксплуатацию нескольких объектов разработки, из них 98 скважин

предназначены для совместной эксплуатации I и II объектов разработки. В основном все эти скважины, осуществляют совместную эксплуатацию нескольких объектов разработки, и расположены они на центральном участке месторождения.

На отмеченную выше дату 46 добывающих, или 1,7%, от всего фонда добывающих скважин и 71 нагнетательная или 9,6% соответствующего фонда, в целом, это относится к бездействующему фонду, и насчитывает 117, или 3,4% всего эксплуатационного фонда.

Следует отметить, что основное количество всех бездействующих нагнетательных скважин находится на центральном участке месторождения. Из бездействующих добывающих скважин 56,5% расположено на Центральном участке месторождения, 28% - на Восточном участке. Основными причинами бездействия отмеченных добывающих скважин являются высокая обводненность нефти и низкий уровень жидкости в стволе скважин, а нагнетательных – отсутствие приемистости, технологические причины, такие, как нарушение герметичности эксплуатационной колонны.

105 скважин из 2709 действующих добывающих скважин I, II и III объектов были остановлены, распределение остальных работающих скважин по дебитам нефти и жидкости по состоянию на начало 2017-го года представлено в таблице 3.1.

На дату анализа больше половины фонда добывающих скважин (1523 ед. или 58,5%) работали со средним дебитом нефти до 2 т/сут. Следует отметить, что в их число входит 811 скважин, которые работают с дебитом нефти до 1 т/сут. В основном эти скважины (502 ед.) расположены на центральном участке месторождения. По сравнению с 2012 и 2013 годом наблюдается увеличение низкодебитного фонда по нефти, так в 2013 году скважины с дебитом по нефти менее 2 т/сут составили 1335 ед. - 58%, со средним дебитом нефти 20- 50 т/сут работали 6 скважин (59, 184, 634, 2058, 2484 и 4530), 3 скважины из этого количества расположены на восточном участке, и 3 находятся на центральном участке месторождения.

На дату анализа доля скважин, работающих с дебитами жидкости более 50 т/сут, составляет 9,4%. В основном все эти скважины расположены на центральном и восточном участках в зоне влияния ВНК.

Характеристика скважин, эксплуатирующих совместно несколько объектов разработки, приведена ниже, в таблице 3.1.

3.2.2 Оценка технологической эффективности использования фондов скважин

Для наиболее четкого представления о технологической эффективности использования фондов скважин необходимо проведение глубокого анализа показателей разработки месторождения, существующих техники и технологии.

В связи с этим нами по данным, приведенным в таблице 3.1, выполнен анализ текущего состояния разработки месторождения Каражанбас в рассматриваемый период.

Для составления каких-либо выводов необходимы глубокий анализ

результатов эксплуатации скважин и соответствующего нефтепромыслового оборудования, оценка стабильности использования соответствующих фондов, а также надежности и долговечности оборудования [69,70]. Как показывает анализ, сроки эксплуатации скважин в зависимости от месторождения колеблются в широких пределах. Например, как отмечается в работе [70], к настоящему времени в России около 15 % скважин эксплуатируется свыше 30 лет, 20 % – от 20 до 30 и 34 % – от 10 до 20 лет.

Наличие и разнообразие различных факторов, оказывающих влияние на работу скважин, различного рода неопределенности, присущие скважинным условиям, существенно затрудняют адекватную оценку степени технологической стабильности работы скважин, стабильности использования фонда добывающих скважин [69,70]. Поэтому при проведении анализа и оценок необходимо применение соответствующих методов, учитывающих отмеченные обстоятельства.

Исходя из этого, нами при проведении отмеченного анализа был применен метод, основанный на расчете так называемого коэффициента Джини [69,70,71].

Известны различные подходы к статистической оценке. Применяемый при проведении настоящего анализа метод должен позволить проводить комплексную оценку уровня технического состояния скважины и всего нефтепромыслового оборудования, эксплуатирующегося в пределах данного месторождения, что позволяет сделать отмеченный коэффициент Джини.

Это один из подходов, позволяющих дать комплексную оценку состояния фонда скважин, который в последнее время привлек внимание исследователей в различных областях. В связи с отмеченным возникает задача анализа и оценки фонда скважин с применением данного подхода.

Впервые коэффициент Джини стали применять в социологии при исследованиях степени неравномерности распределения совокупного дохода населения. При этом равенство коэффициента Джини нулю свидетельствует о полном равенстве доходов, если же доходы резко дифференцированы по слоям, то его значение близко к единице [69,71].

Таблица 3.1 - Распределение скважин I, II и III объектов разработки по дебитам нефти и жидкости

Показатель и	Диапазон дебитов, т/сут								Итого	G
	<0,25	0,25-1	1-2	2-5	5-10	10-20	20-50	>50		
Всего по дебиту нефти										
N	70	741	712	833	210	31	7	0	2604	0,9549
,%	2,7	28,5	27,3	32	8,1	1,2	0,3	0	100	
Восточный участок										
N	4	139	261	497	175	29	5	0	1110	0,9032

Продолжение таблицы 3.1

,%	0,4	12,5	23,5	44, 8	15,8	2,6	0,5	0	100	5
Центральный участок										
N	57	502	310	198	22	1	1	0	1091	0,9759 3
,%	5,2	46	28,4	18, 1	2	0,1	0,1	0	100	
Северный участок										
N	0	22	39	64	12	1	0	0	138	0,9497
,%	0	15,9	28,3	46, 4	8,7	0,7	0	0	100	
Западный участок										
N	9	78	102	74	1	0	1	0	265	0,9688 1
,%	3,4	29,4	38,5	27, 9	0,4	0	0,4	0	100	
Всего по дебиту жидкости										
N	4	70	89	211	299	662	1024	245	2604	0,5153
,%	0,2	2,7	3,4	8,1	11,5	25,4	39,3	9,4	100	
Восточный участок										
N	0	19	42	94	154	380	373	48	1110	0,594
,%	0	1,7	3,8	8,5	13,9	34,2	33,6	4,3	100	
Центральный участок										
N	3	33	27	71	69	187	531	170	1091	0,397
,%	0,3	3	2,5	6,5	6,3	17,1	48,7	15,6	100	
Северный участок										
N	0	15	13	31	58	60	71	16	265	0,6328
,%	0	5,7	4,9	11, 7	21,9	22,6	26,8	6	100	
Западный участок										
N	1	3	7	15	18	35	49	11	138	0,5532
,%	0,4	2,2	5,1	10, 9	13	25,4	35,5	8	100	

Примечание - N – фонд скважин, G – коэффициент Джини

При количественной оценке стабильности с помощью отмеченного коэффициента используют, так называемую «кривую Лоренца», которая показывает, какая доля характеризует стабильность рассматриваемых случаев. [69,71].

При этом, если применительно к задаче оценки стабильности использования фондов скважин, принять величины «общее число добывающих скважин и общая добыча» за 100 %, то положение прямой ОВ на рис.3.1 будет свидетельствовать об абсолютно равномерном распределении добычи нефти между всеми рассматриваемыми группами скважин.

Теоретически это так, что соответствует абсолютной стабильности. на самом же деле реальное распределение в той или иной степени всегда будет характеризоваться отклонением от этой прямой, в целом, идеального совпадения не будет. Как видно из таблицы 3.1, на месторождении Каражанбас в рассматриваемый период наибольшая степень стабильности наблюдается при

добыче жидкости, а наименьшая соответствует добыче нефти. Абсолютно неравномерное распределение совпало бы с осями координат [69,71], однако «слишком плохие» и «слишком хорошие» скважины всегда составляют незначительную часть фонда и эти понятия носят условный характер, отклонение кривой Лоренца от диагонали (биссектрисы) будет свидетельствовать о степени неравномерного распределения добычи [71].

Для расчета конкретного уровня стабильности (или нестабильности) в распределении добычи, характеризуемого коэффициентом Джини, необходимо площадь, образованную линиями равномерного и неравномерного распределения (она на графике заштрихована), разделить на площадь треугольника OBD. Полученный результат и есть «коэффициент Джини».

Следует отметить, что об этом методе имеется много публикаций, поэтому, не останавливаясь на подробностях, отметим, что с учетом приведенных в литературе рекомендаций, нами рассчитывались значения коэффициента Джини, которые приведены в таблице 3.1.

Как уже отмечалось, в последнее время данный критерий стали применять также и при анализе технологической эффективности скважин [70,71,72]. В отмеченных работах [70,71,72] приводятся результаты применения данного коэффициента и соответствующие выражения для его расчета.

Согласно отмеченному, в литературе имеются различные виды выражений для расчета коэффициента Джини, в частности, например, коэффициент Джини можно рассчитать по формуле, предложенной Брауном:

$$G = |1 - \sum_{k=2}^n (X_k - X_{k-1})(Y_k - Y_{k-1})|, \quad (3.1)$$

или по формуле Джини:

$$G = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n |y_i - y_j|}{2n^2 \bar{y}}, \quad (3.2)$$

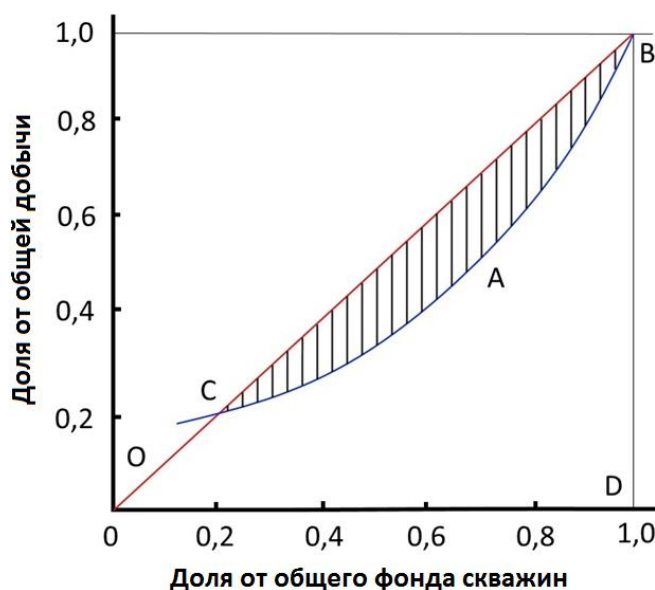


Рисунок 3.1 - Оценка технического состояния фонда скважин. (Кривая Лоренца)

где G – коэффициент, характеризующий стабильность использования фондов (Джини), X_k – кумулированная доля фонда добывающих скважин (данный показатель предварительно ранжирован по возрастанию дебитов), Y_k – кумулированная доля общей добычи, которая в совокупности получается от скважин, n – число скважин, y_i – доля добычи в общем объеме, \bar{y} – среднее арифметическое долей добычи нефти по скважинам.

В литературе предлагается простая схема расчетов коэффициента Джини. При этом дебиты по отдельным скважинам предварительно ранжировались по величине относительного вклада скважин в общий объем добычи в пределах рассматриваемого месторождения.

Выборка из промысловых данных для удобства расчётов сведена в таблицу 3.2.

В качестве примера выполнены расчеты коэффициента Джини на основе промысловых данных о распределении эксплуатационного фонда добывающих скважин, эксплуатируемых на одном из участков месторождения Каражанбас. Согласно упрощенной схеме расчетов необходимо рассчитать величины, характеризующие относительные накопленные значения (p_i и q_i). Для этого поочерёдно необходимо вычислить суммарные значения фонда добывающих скважин и среднего дебита нефти.

Например, во вторую строку первого столбца вписывается значение $4+139=143$, в третий $143+261=404$ и т.д. Каждое из этих значений делится на общую сумму и находятся относительные накопленные значения фонда добывающих скважин и среднего дебита соответственно, т.е. аналогично определению относительных частот.

Таким образом, получаются значения с результатами расчетов $p_i q_{i+1}$ и $p_{i+1} q_i$ и коэффициента Джини для различных участков, отражённые в таблицах 3.2.

Таблицы построены по данным об использовании фондов скважин, добывающих нефть и жидкость на различных участках (западный, северный, центральный, восточный) месторождения Каражанбас, заимствованных из отчетных данных по месторождению.

Стабильность использования фондов скважин при добыче нефти, как видно из таблицы, невысокая, о чем свидетельствуют значения коэффициентов Джини. Отмеченные изменения можно заметить на карте распределений значений этого показателя, на что указывают изолинии и цвета.

Как видно из таблицы и рисунка 3.2, значение коэффициента Джини для общего числа скважин, добывающих нефть, довольно высокое. Оно равно в данном случае 0,95496, что свидетельствует о нестабильности использования фондов скважин, добывающих нефть в целом по всем участкам, другими словами, о низкой технологической эффективности использования фондов скважин, добывающих нефть.

Таблица 3.2 - Данные для оценки технологической эффективности использования фондов скважин

Всего по дебиту нефти			
Фонд добывающих скважин		Средний дебит скважин, т/сут.	
70		0,2	
741		0,25	
712		1	
833		2	
210		5	
31		10	
7		20	
Значения накопленных частот и их комбинации			
p _i	q _i	p _i q _{i+1}	p _{i+1} q _i
0,31	0,005	0,0062	-
0,58	0,02	0,0232	0,0029
0,9	0,04	0,09	0,018
0,985	0,1	0,20685	0,0394
0,997	0,21	0,42871	0,0997
1	0,43	1	0,21
1	1		0,43
Σ =		1,75496	0,8
Коэффициент Джини равен: G = Σp _i q _{i+1} - Σp _{i+1} q _i = 1,75496-0,8=0,95496			
Всего по дебиту жидкости			
Фонд добывающих скважин		Средний дебит скважин, т/сут	
4		0,2	
70		0,25	
89		1	
211		2	
299		5	
662		10	
1024		20	
245		50	
Значения накопленных частот и их комбинации			
p _i	q _i	p _i q _{i+1}	p _{i+1} q _i
0,03	0,005	0,0004	-
0,006	0,02	0,0022	0,0003
0,14	0,04	0,014	0,0028
0,26	0,1	0,0588	0,0104
0,51	0,21	0,2666	0,051
0,91	0,43	0,96	0,1911
1	1		0,43
Σ =		1,2009	0,6856
Коэффициент Джини равен: G = Σp _i q _{i+1} - Σp _{i+1} q _i = 1,2009-0,6856=0,5153			
По дебиту нефти			
Восточный участок			
Фонд добывающих скважин		Средний дебит скважин, т/сут.	
4		0,2	

139	0,25
261	1

Продолжение таблицы 3.2

497		2	
175		5	
29		10	
5		20	
Значения накопленных частот и их комбинации			
p _i	q _i	p _i q _{i+1}	p _{i+1} q _i
0,13	0,005	0,0026	-
0,36	0,02	0,0144	0,0018
0,81	0,04	0,081	0,0162
0,97	0,1	0,2037	0,0388
0,995	0,21	0,42785	0,0995
1	0,43	1	0,24
1	1		0,43
Σ =		1,72955	0,8263
Коэффициент Джини равен: G = Σp _i q _{i+1} - Σp _{i+1} q _i = 1,72955-0,8263=0,90325			
Центральный участок			
Фонд добывающих скважин		Средний дебит скважин, т/сут.	
57		0,2	
502		0,25	
310		1	
198		2	
22		5	
1		10	
1		20	
Значения накопленных частот и их комбинации			
p _i	q _i	p _i q _{i+1}	p _{i+1} q _i
0,51	0,005	0,0102	-
0,8	0,02	0,032	0,004
0,98	0,04	0,098	0,0196
0,998	0,1	0,20958	0,03992
0,999	0,21	0,42957	0,0999
1	0,43	1	0,21
1	1		0,43
Σ =		1,77935	0,80342
Коэффициент Джини равен: G = Σp _i q _{i+1} - Σp _{i+1} q _i = 1,77935-0,80342=0,97593			
Северный участок			
Фонд добывающих скважин		Средний дебит скважин, т/сут.	
0		0,2	
22		0,25	
39		1	
64		2	
12		5	
1		10	
0		20	
Значения накопленных частот и их комбинации			

p_i	q_i	$p_i q_{i+1}$	$p_{i+1} q_i$
0,16	0,005	0,0032	-

Продолжение таблицы 3.2

0,44	0,02	0,0176	0,0022
0,91	0,04	0,091	0,0182
0,99	0,1	0,2079	0,0396
1	0,21	0,43	0,1
1	0,43	1	0,21
1	1	0	0,43
$\Sigma =$		1,7497	0,8

Коэффициент Джини равен: $G = \Sigma p_i q_{i+1} - \Sigma p_{i+1} q_i = 1,7497 - 0,8 = 0,9497$

Западный участок

Фонд добывающих скважин	Средний дебит скважин, т/сут.
9	0,2
78	0,25
102	1
74	2
1	5
0	10
1	20

Значения накопленных частот и их комбинации

p_i	q_i	$p_i q_{i+1}$	$p_{i+1} q_i$
0,33	0,005	0,0066	-
0,71	0,02	0,0284	0,00355
0,992	0,04	0,0992	0,01984
0,996	0,1	0,20916	0,03984
0,996	0,21	0,42828	0,0996
1	0,43	1	0,21
1	1		0,43
$\Sigma =$		1,77164	0,80283

Коэффициент Джини равен: $G = \Sigma p_i q_{i+1} - \Sigma p_{i+1} q_i = 1,77164 - 0,80283 = 0,96881$

По дебиту жидкости

Восточный участок

Фонд добывающих скважин	Средний дебит скважин, т/сут.
0	0,2
19	0,25
42	1
94	2
154	5
380	10
373	20
48	50

Значения накопленных частот и их комбинации

p_i	q_i	$p_i q_{i+1}$	$p_{i+1} q_i$
0,02	0,005	0,0004	-
0,055	0,02	0,0022	0,000275
0,14	0,04	0,014	0,0028
0,28	0,1	0,0588	0,0112

0,62	0,21	0,2666	0,062
0,96	0,43	0,96	0,2016
1	1		0,43

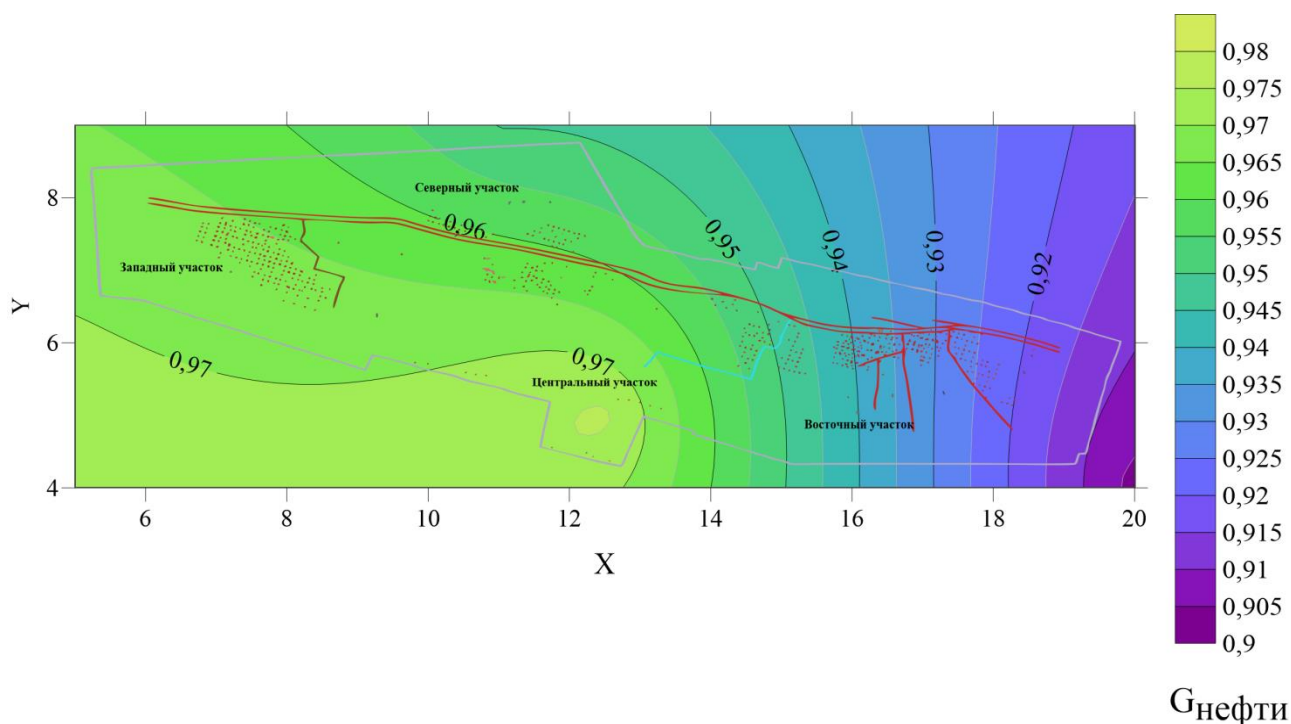
Продолжение таблицы 3.2

$\Sigma =$		1,302	0,707875
Коэффициент Джини равен: $G = \Sigma p_i q_{i+1} - \Sigma p_{i+1} q_i = 1,302 - 0,707875 = 0,594125$			
Центральный участок			
Фонд добывающих скважин		Средний дебит скважин, т/сут.	
3		0,2	
33		0,25	
27		1	
71		2	
69		5	
187		10	
531		20	
170		50	
Значения накопленных частот и их комбинации			
p_i	q_i	$p_i q_{i+1}$	$p_{i+1} q_i$
0,03	0,005	0,0006	-
0,06	0,02	0,0024	0,0003
0,12	0,04	0,012	0,0024
0,19	0,1	0,0399	0,0076
0,36	0,21	0,1548	0,036
0,84	0,43	0,84	0,1764
1	1		0,43
$\Sigma =$		1,0497	0,6527
Коэффициент Джини равен: $G = \Sigma p_i q_{i+1} - \Sigma p_{i+1} q_i = 1,0497 - 0,6527 = 0,397$			
Северный участок			
Фонд добывающих скважин		Средний дебит скважин, т/сут.	
0		0,2	
3		0,25	
7		1	
15		2	
18		5	
35		10	
49		20	
11		50	
Значения накопленных частот и их комбинации			
p_i	q_i	$p_i q_{i+1}$	$p_{i+1} q_i$
0,02	0,005	0,0004	-
0,07	0,02	0,0028	0,00035
0,18	0,04	0,018	0,0036
0,31	0,1	0,0651	0,0124
0,565	0,21	0,24295	0,0565
0,92	0,43	0,92	0,1932
1	1		0,43
$\Sigma =$		1,24925	0,69605
Коэффициент Джини равен: $G = \Sigma p_i q_{i+1} - \Sigma p_{i+1} q_i = 1,24925 - 0,69605 = 0,5532$			

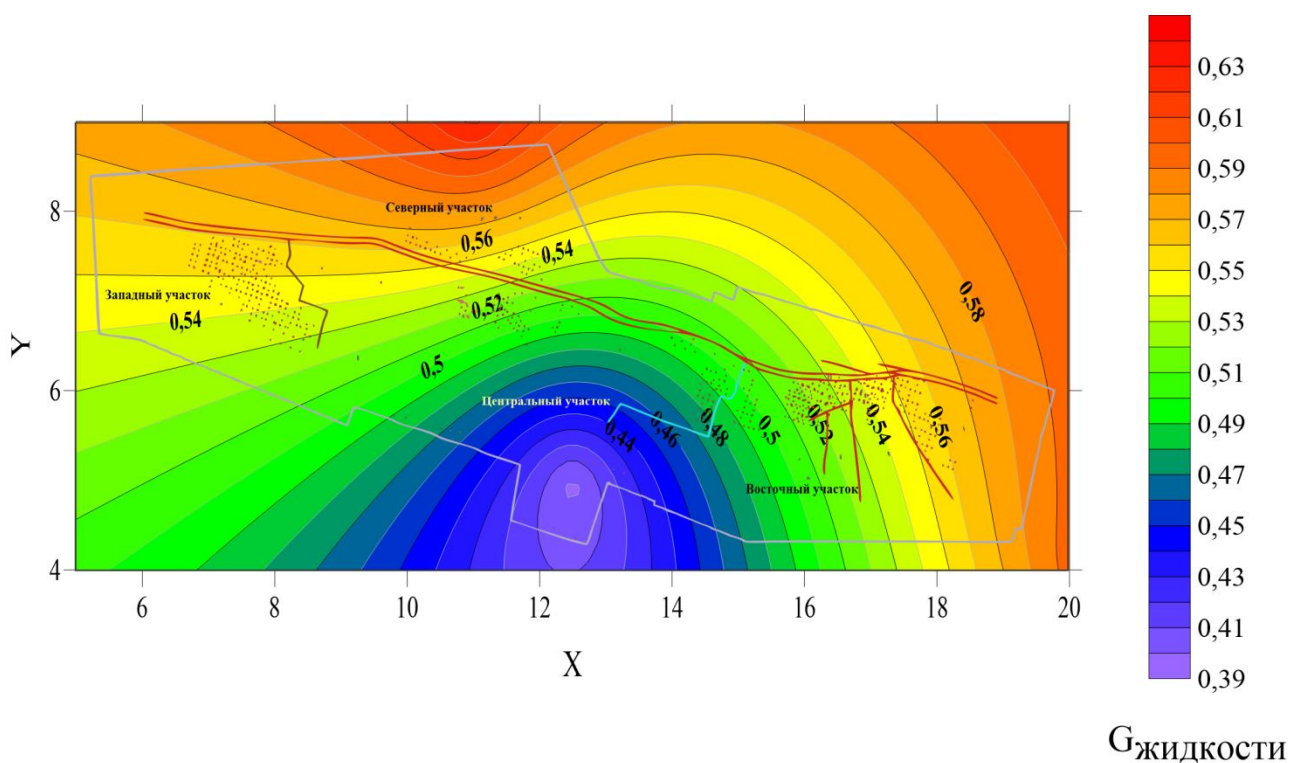
Западный участок	
Фонд добывающих скважин	Средний дебит скважин, т/сут.

Продолжение таблицы 3.2

1	0,2		
15	0,25		
13	1		
31	2		
58	5		
60	10		
71	20		
16	50		
Значения накопленных частот и их комбинации			
p _i	q _i	p _i q _{i+1}	p _{i+1} q _i
0,06	0,005	0,0012	-
0,11	0,02	0,0044	0,000
0,23	0,04	0,023	0,0046
0,445	0,1	0,09345	0,0178
0,67	0,21	0,2881	0,067
0,94	0,43	0,94	0,1974
1	1		0,43
Σ =		1,35015	0,71735
Коэффициент Джини равен: G = Σp _i q _{i+1} - Σp _{i+1} q _i = 1,35015-0,71735=0,6328			



а)



б)

Рисунок 3.2 - Распределение значений коэффициента Джины по фондам скважин, добывающих нефть (а) и жидкость (б) по участкам месторождения Каражанбас

Приведенные значения коэффициента Джины указывают на относительно высокую (или низкую) степень стабильности условий эксплуатации рассматриваемого участка месторождения. Кроме того, такой анализ необходим, так как по его результатам мы получаем полную информацию об использовании фондов при эксплуатации малодебитных скважин, эксплуатация которых приводит к увеличению удельных затрат на обслуживание, ремонт этих скважин и т.п., что в конечном итоге влияет на общие затраты на добычу нефти, приводя к их росту.

Таким образом, использование такого интегрального параметра, каковым является коэффициент Джины, позволяет количественно охарактеризовать технологическую эффективность использования фонда добывающих скважин рассматриваемого месторождения. Преимущества такого подхода состоят в том, что независимо от конкретных геолого-физических условий эксплуатации месторождения его эффективность характеризуется с помощью всего лишь одной величины - обобщенного коэффициента Джины, что обеспечивает универсальность данного параметра и возможность сравнения фондов скважин различных месторождений при относительной простоте его использования [69,71].

Выводы по главе 3

Результаты анализа особенностей использования основных фондов добывающих скважин, вопросы оценки эффективности их использования имеют не только технологическое, но и экономическое значение. Понятие эффективности использования основных фондов скважин в нефтедобывающих компаниях для целей глубокого анализа определяется в данном случае в первую очередь тем, что экономически эффективное использование основных фондов означает получение максимальной прибыли в сравнении с затратами на содержание и обслуживание основных фондов скважин при обеспечении необходимого уровня промышленной и экологической безопасности, надежности и социальной ответственности.

Для оценки текущего состояния процесса эксплуатации скважин в настоящей главе рассмотрена возможность применения коэффициента Джини, что позволяет оценить степень неравенства распределения отборов нефти и жидкости по отдельным участкам рассматриваемого нами месторождения Каражанбас. По данным эксплуатации месторождения рассчитаны значения коэффициента Джини для случаев добычи нефти и жидкости соответственно и построены распределения этих значений по участкам месторождения Каражанбас. При добыче нефти получились большие значения по сравнению с добычей жидкости. Большие значения коэффициента Джини свидетельствуют о том, что в данном случае наблюдается нестабильное распределение между скважинами и процесс нефтедобычи не является упорядоченным. Более стабильное распределение дебитов жидкости, о чем свидетельствуют меньшие значения коэффициента Джини в данном случае, что в данном случае подтверждает вывод о наличии самоорганизации (то есть упорядочения добычи за счёт внутренних факторов, без внешнего специфического воздействия) системы добычи жидкости. Результаты исследований, выполненных в главе 2, позволили прийти к следующим выводам.

1. Рассчитанные значения коэффициента Джини для случаев добычи нефти и жидкости соответственно и построенные распределения этих значений по участкам месторождения Каражанбас свидетельствуют о нестабильности показателей добычи на данном месторождении. Показатели добычи жидкости при этом относительно более стабильные, о чем свидетельствуют более низкие по сравнению с добычей нефти значения коэффициента Джини.

2. Наиболее стабильная добыча жидкости наблюдается на центральном участке месторождения, а по нефти-на восточном, относительно других участков, хотя и это нельзя считать в целом удовлетворительным: на восточном участке наименьшее наблюдаемое значение коэффициента Джини равно 0,92, хотя и это значение является высоким.

4 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМОЙ НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕРМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

Месторождения тяжелых и высоковязких нефтей, как показал обзор, довольно сильно распространены и многочисленны. География трудноизвлекаемых запасов нефти, судя по литературным сведениям, охватывает почти все нефтяные регионы мира. Это регионы России, а именно: Волго-Уральский, Днепровско-Припятский, Прикаспийский и Тимано-Печорский; Енисейско-Анабарский бассейн с высоковязкими нефтями, [73]; нефтяные месторождения Канады, Венесуэлы, Мексики, Бразилии, США, Кувейта, Китая, Казахстана, Азербайджана и т.д. Как отмечается в [73], «...в пределах Анабаро-Хатангской седловины (Республика Саха) еще в 40-х гг. прошлого столетия была установлена залежь тяжелой нефти на полуострове Юрюнг-Тумус на глубине 90–120 м. Несомненный интерес представляет Оленекское месторождение битумов. Бологурская залежь тяжелой нефти в отличие от битумных полей и месторождений севера Республики Саха (Якутия) может представлять интерес более выгодным экономико-географическим положением. В силу последнего обстоятельства, данный объект может стать полигоном отработки технологий разработки залежей тяжелой нефти и битумов в условиях многолетнемерзлых пород».

4.1 Анализ технологий эффективной разработки залежей тяжелой и высоковязкой нефти с применением термических методов воздействия на продуктивный пласт

К настоящему времени накопилось достаточно много технологий разработки месторождений тяжелых нефтей и битумов, каждая из которых в целом на практике подтвердила свою эффективность. В литературе последних лет уделяется большое внимание анализу этих технологий, делаются попытки их совершенствования, идентификации к рассматриваемым конкретным геолого-физическим условиям.

Так, при разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами среди применяемых технологий одной из наиболее эффективных считается технология парогравитационного дренирования - Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD).

Для реализации SAGD, как отмечается в [73,74,75] бурятся две горизонтальные скважины, одна из которых находится над другой, расстояние между ними по вертикали составляет от 3-7 м. Длина горизонтальных стволов достигает 1000 м. (рисунок 4.1). Скважины бурятся через нефтенасыщенные толщины вблизи подошвы пласта.

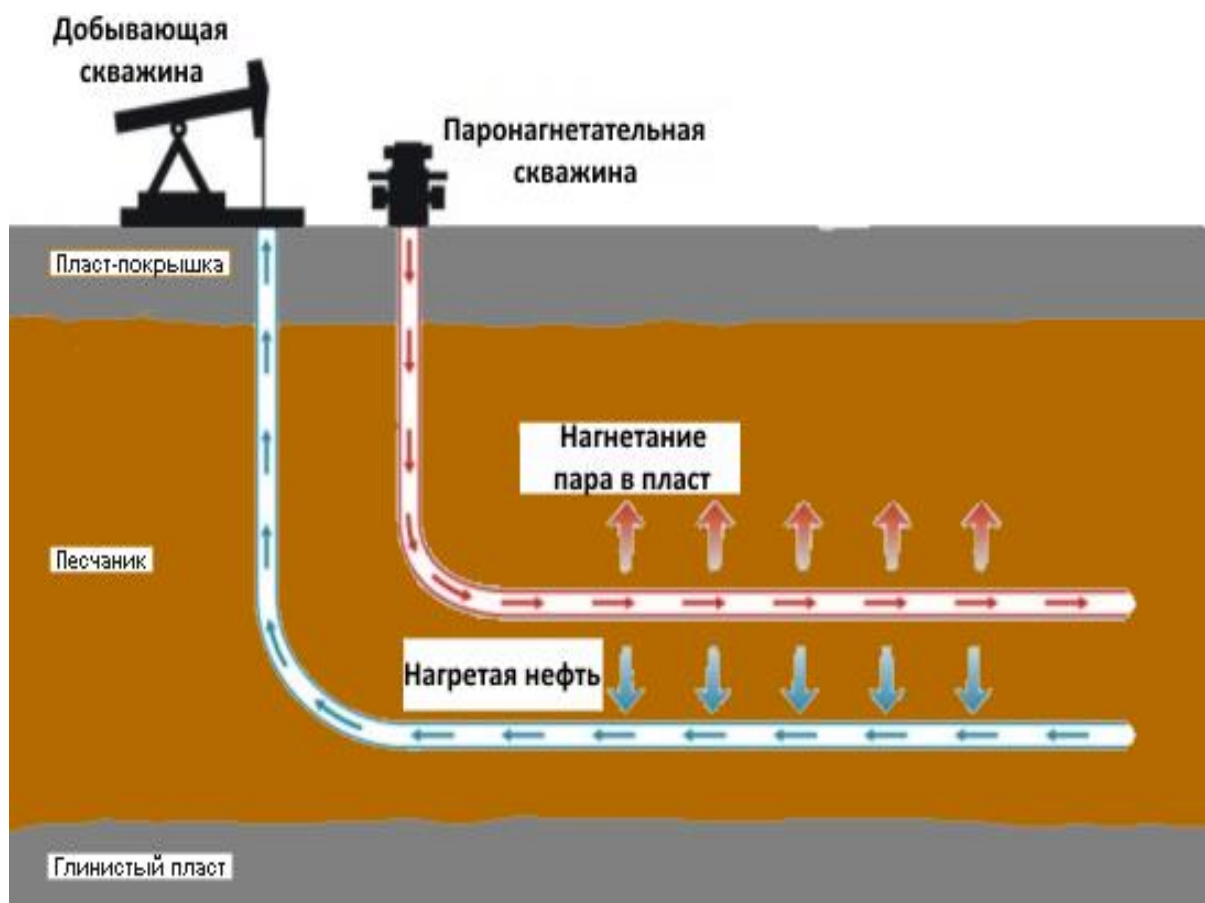


Рисунок 4.1 - Схема реализации технологии парогравитационного дренирования

Верхняя горизонтальная скважина нагнетает пар в пласт и создает тем самым высокотемпературную паровую камеру. Процесс парогравитационного воздействия начинается со стадии предварительного прогрева, в течение которой (несколько месяцев) производится циркуляция пара в обеих скважинах. При этом за счет кондуктивного переноса тепла осуществляется разогрев зоны пласта между добывающей и нагнетательной скважинами, снижается тем самым вязкость нефти в этой зоне, что позволяет обеспечить гидродинамическую связь между скважинами [75].

Как видно из рисунка, пар, подается в верхнюю скважину, там он формирует прогретую им область - так называемую «паровую камеру», на сторонах которой происходит конденсация пара, в процессе чего тепло передается флюидам, и в результате этого уменьшается вязкость нефти. Как следствие отмеченного течения процесса, повышается подвижность нефти.

При этом за счет начавшей действовать силы тяжести начинает действовать сила тяжести, сконденсированная вода и подвижные углеводороды опускаются к добывающей скважине, пробуренной в нижней части пласта. На этой стадии, как видно из рисунка, производится нагнетание пара в принятую за основную нагнетательную скважину. Вследствие разницы плотностей закачиваемый пар пробивается к верхней части продуктивного пласта, создавая увеличивающуюся

в размерах паровую камеру. В результате теплообмена на поверхности раздела паровой камеры и холодных нефтенасыщенных толщин пар под действием силы тяжести, как отмечалось, после конденсации в воду вместе с разогретой нефтью стекает вниз к добывающей скважине. При этом паровая камера как бы растет вверх до достижения кровли пласта. Затем она начинает расширяться в стороны. При этом нефть всегда находится в контакте с паровой камерой. Насчет потерь тепла в данном случае необходимо отметить, что при этом процессе они минимальны, что оправдывает эту технологию разработки, делая ее выгодной также и с экономической точки зрения [75].

Таким образом, из описания видно, что процесс SAGD протекает в трех стадиях: начальная циркуляция; парогравитационное дренирование и заключительная стадия. В начале технологического процесса образуется область дренирования между нагнетательной и добывающей скважинами. Наиболее широко используется метод начала циркуляции пара в обеих скважинах, когда пар закачивается одновременно в нагнетательную и добывающую скважины в течение 90 дней. При этом являются закачка пара и добыча тяжелой нефти для формирования прогретой области над добывающими скважинами, являются обычными операциями. Это обеспечивает подачу тепла ко всему объему запасов в пределах границ дренируемой области.

Во второй стадии процесса согласно технологической схеме осуществляется добыча высоковязкой нефти из добывающей скважины и закачка пара в нагнетательную скважину. Заключительной стадией является процесс окончания работы и он состоит из последовательных операций, целью которых является уменьшение количества нагнетаемого пара. Несмотря на достаточно высокую эффективность отмеченной технологии на различных месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами, многие компании одновременно работают над усовершенствованием этой технологии. Это вполне понятно, так как в настоящее время развитие и внедрение высоких технологий требует постоянного внимания, разработки принципиально новых методических подходов, развития и идентификации существующих технологических схем. В связи с этим отмеченная технология получила быстрое распространение во многих странах, к примеру, можно отметить месторождения Западной Канады, где при наличии методов обычной закачки пара новые методы позволяют добывать тяжелую нефть из очень неглубоких продуктивных пластов.

Как следует из различных исследований, в качестве основного показателя эффективности внедрения технологии парогравитационного дренажа используется паронефтяной фактор, характеризующий объем пара, необходимый для извлечения одной тонны нефти. Данный параметр может служить при оценке эффективности внедрения рассматриваемого метода, а также критерием при принятии решений. При принятии оптимальных решений задача стоит таким образом, что в данном случае основной целью является минимизация паронефтяного фактора при максимальной добыче нефти, при этом, из практики закачки пара различных месторождений известно, что значение удельной закачки пара, приходящейся на тонну нефти от 2 т/т нефти до 3,5 т/т нефти, является показателем эффективности данной технологии.

В настоящее время предлагаются следующие направления (разновидности) для повышения эффективности добычи трудноизвлекаемых (высоковязких) нефтей с использованием технологии SAGD: в отличие от отмеченного параллельного расположения непараллельное расположение пар скважин с дополнительной подачей растворителя [73]. В данном случае перекрывающая порода-покрышка является барьером для предотвращения потерь при переходе пара в вышележащие пласты или на поверхность, что нежелательно. В связи с возможными утечками пара могут возникнуть серьезные проблемы. Так, если покрывающая толща допускает утечки пара, это будет чревато ущербом, как экономического, так и экологического характера. При проникновении пара в вышележащие слои, может произойти расширение прогретой паром области, а это отрицательно скажется в конечном итоге на термической эффективности и суммарной добыче нефти. Применение данной технологии требует тщательного изучения геолого-физических условий разработки с применением методов детальной сейсмической разведки, результатов геофизических исследований скважин, а также экспериментальных исследований. Данный способ имеет свои положительные стороны и, как любой другой способ, определенные ограничения при его использовании [73,75]. Главным преимуществом способа является увеличение КИН, значение которого, согласно отмеченным работам, может достичь 75%; кроме того, к преимуществам можно отнести непрерывность процесса добычи, а также положительный баланс между получением пара в условиях забоя и потерями тепла, и, как результат - максимальные объемы извлечения. В связи с необходимостью достижения оптимального значения суммарного паронефтяного коэффициента, необходима в свою очередь постановка специальных исследований с применением методов принятия решений с учетом отмеченной выше неопределенности, в данном случае связанной с формулировками цели и ограничения.

Как и любой другой метод, данный также метод не лишен недостатков. Так, во-первых, себестоимость добычи нефти в значительной степени связана со стоимостью парогенерации; во-вторых, для его реализации на местах требуется источник большого объема воды, а также соответствующее оборудование по ее подготовке, обладающее большой пропускной способностью; в-третьих, для эффективного применения технологии требуется однородный пласт сравнительно большой мощности, что не всегда возможно. В связи с этим необходимо тщательное изучение геологических особенностей района применения метода с целью обоснования применимости его в конкретных условиях

Применение тех или иных способов и технологий зависит как от особенностей геологического строения залежей, так и поставленных задач, необходимых для решения в процессе разработки конкретного месторождения с трудноизвлекаемыми запасами.

Усилиями исследователей, проводивших исследования в этом направлении, в последнее время обоснована технолого-экономическая эффективность метода добычи с использованием растворителей в парообразном состоянии (VAPor EXtraction – VAPEX). Этот метод является одним из разновидностей отмеченного

выше метода, когда извлечение нефти производится с помощью парообразного растворителя. Согласно обзору, выполненному в работе [73], в одну из скважин, расположенной в верхней части пласта, закачиваются нагретые этан и пропан-бутан. За счет нагрева и разжижения битума растворителем достигается снижение его вязкости, в результате чего полученная смесь битум-растворитель самотеком стекает вниз, в добывающую скважину. Процесс может осуществляться в различных вариантах: для случая при наличии пары горизонтальных скважин, и в случае одиночной горизонтальной скважины, а также в случае комбинации вертикальных и горизонтальных скважин. Применение данного метода позволяет существенно снизить вязкость, энергозатраты, а также успешно разрабатывать коллекторы с повышенным глиносодержанием за счет использования углеводородных растворителей. Основные критерии, необходимые для применения технологии VAPEX, предполагают следующие начальные условия согласно [69,73]: толщина продуктивного пласта должна быть более 12 метров, вязкость битума в пластовых условиях более 600 мПа·с, горизонтальная проницаемость более 1000 мкм², вертикальная проницаемость более 200 мкм². Подыскать или обеспечить информацией с такими сочетаниями на реальном месторождении также является проблематичным. Разработка месторождений трудноизвлекаемых нефтей данным методом усложняется также прорывом растворителя к добывающим скважинам. Ситуация применения данного метода аналогична с ситуацией разработки месторождений при помощи закачки в пласт пара и горячей воды, когда пар и вода прорываются по трещинам и высокопроницаемым пропласткам к добывающим скважинам. Повышая вязкость самого закачиваемого агента или формируя оторочки с реагентом-растворителем, имеющим повышенную или высокую вязкость, возможно, добиться значительного выравнивания фронта вытеснения. В этом случае, как показывает практика, применяя на практике решение, являющееся сочетанием «высокая вязкость закачиваемого реагента – высокая вязкость нефти», можно добиться положительных результатов, что позволит если даже полностью не избежать, то хотя бы отодвинуть на время прорыв закачиваемого растворителя в добывающие скважины. В настоящее время промышленность различных стран, в частности, России, выпускает значительное количество реагентов-растворителей, обладающих различными физико-химическими свойствами. В обзоре [73] отмечается также о том, что в качестве растворителей при разработке нефтяных месторождений могут использоваться углеводородные газы (пропан), применяемые в способе добычи высоковязкой нефти и природного битума по технологии VAPEX и RASD VAPEX, а также углекислый газ и различные жидкие нефтяные растворители. В литературе приводятся различные условия, обоснование и результаты применения различных растворителей при разработке месторождений высоковязких нефтей и битумов. Отмечается, что в настоящее время также используются процессы совместной закачки пара и растворителя: расширенное (улучшенное) растворителем парогравитационное воздействие – Expanding Solvent SAGD (ES SAGD), процесс с добавкой растворителя – Solvent Aided Process (SAP), чередование закачки пара и растворителя – Steam Alternating

Process (SAS), где в качестве углеводородного растворителя в основном используются пропан-бутан или пентангексановая фракция (нафта). Со ссылкой на наблюдения зарубежных специалистов, в обзоре [73] отмечается необходимый уровень снижения вязкости для достижения высокой битумоотдачи. Так, например, уровень вязкости битумов одного из месторождений, Атабаска, должен достигать 10 мПа·с, в то время как их вязкость в пластовых условиях составляет не менее 1000000 мПа·с (Gates, 2005). В качестве краткого сведения об этом месторождении отметим, что Атабаска (Athabaska) — месторождение битуминозных песков в Канаде в провинции Альберта, в верховьях реки Атабаска. Месторождение открыто в 1778 году, освоение началось в 1967 году. Площадь составляет 25,6 тысяч км². Месторождение приурочено к зоне выклинивания кварцевых песков нижнемелового возраста на склоне Канадского щита (свиты Мак-Марри и Уобиско). Глубина залегания продуктивной толщи 0-610 м, средняя мощность 46 м, местами 90 м. Коллекторы представлены хорошо отсортированными тонкозернистыми песками, преимущественно кварцевыми (до 95%) с пористостью 25-30% и высокой проницаемостью. Битумонасыщенность от 2 до 18% при среднем значении 7,8% (по массе). Запасы битумов (плотностью 1012,7-1029,1 кг/м³) 101-128 млрд. т, из них 12 млрд. т на глубине до 45 м. Пески месторождения насыщены нефтью, а также содержат силикатные смолы (24,2%), асфальтены (19,4%), серу (4-5%), азот (10,4%) и кокс (18,8%). Вязкость нефти от 1 до 500 сП. С увеличением глубины залегания в нефти повышается содержание парафина и уменьшается её плотность. На юго-западе от Атабаски располагаются месторождения Колд-Лейк (запасы битумов 13,7 млрд. т, глубина 300-800 м, плотность 994 кг/м³), Пис-Ривер (11,8 млрд. т, глубина 500-800 м, плотность 984 кг/м³), Уобаска (13,7 млрд. т, глубина 150-800 м, плотность 979 кг/м³). (Материал из Горной энциклопедии).

При выборе технологических решений и обосновании проектных параметров для каждого месторождения необходимо учитывать множество факторов — геологические условия залегания углеводородов, минеральный состав пород-коллекторов, начальное пластовое давление, динамику снижения вязкости нефти в зависимости от температуры и объема растворителя и др. Выполненный обзор показал, что основной проблемой при использовании растворителей для извлечения высоковязкой нефти является неоднородность продуктивных пластов, в результате чего значительно снижается охват залежи воздействием, в связи с чем отмечается, что технология циклической закачки пара в призабойную зону пласта с последующим отбором разогретой высоковязкой нефти является достаточно эффективной. Следует отметить, что обработка призабойных зон скважин с применением технологии тепловой циклической закачки пара широко применяется в нефтяной промышленности для интенсификации добычи тяжелых вязких нефтей. Данная технология привлекла внимание многих исследователей. Об этом свидетельствует большое количество работ, в которых приводятся примеры успешного применения данной технологии, а также примеры технологических расчетов. Данная технология применяется как на ряде месторождений России, Казахстана

[73,77], так и странах дальнего зарубежья, например, в Канаде и США, где она известна как процесс CSS (cyclic steam stimulation) или «huff and puff». Настоящая технология реализуется следующим образом. В скважину, вскрывшую пласт, содержащий высоковязкую нефть, в течение нескольких суток закачивается пар, затем скважину закрывают и выдерживают некоторое время (от одной до нескольких суток), а после этого скважину открывают, и происходит добыча нефти [73]. Основными преимуществами данного метода добычи являются:

- разогрев высоковязкой нефти приводит к уменьшению фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне пласта;
- увеличение подвижности высоковязкой нефти за счет снижения ее вязкости;
- изменение смачиваемости и фазовой проницаемости по нефти породы-коллектора;
- создание возможности проникновения пара в мелкие поры коллектора за счет малой вязкости нефти;
- обеспечение возможности увеличения объема извлекаемой нефти за счет капиллярных эффектов при выдерживании скважины для пропитки;
- относительно небольшие затраты на постоянную закачку пара и отсутствие необходимости конструктивного усложнения оборудования;
- обеспечение более высоких объемов добываемой нефти, в сравнении с обычной добычей.

Как и любой другой метод, данный метод также не лишен недостатков. В обзоре [73] со ссылкой на [76] приводятся условия, ограничивающие эффективность данного метода как основные недостатки:

- наиболее эффективными с экономической точки зрения результаты проведения нескольких, обычно 3-5 циклов, далее наблюдается заметное снижение добычи;
- при применении данного метода возникает необходимость многократного повторения циклов закачки пара, выдерживания и добычи, а также быстрые прорывы пара по трещинам и, как следствие, неравномерный прогрев в трещинно-поровых коллекторах;
- увеличение вязкости нефти после снижения температуры в призабойной зоне пласта, кроме того, возможность образования отложений АСПВ при ее остывании, вызванное коагулированием частиц асфальтенов, смол и парафинов.

Из опыта разработки различных месторождений известно, что быстрые прорывы пара по трещинам, а также резкое увеличение вязкости нефти по мере ее остывания, вызваны активным процессом дегазирования нефти в призабойной зоне пласта и др., вследствие чего циклическая закачка пара в трещинно-поровых коллекторах может осложняться.

Как известно, при эксплуатации нефтяных скважин происходит «засорение» асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО), сужающими проходное сечение колонны насосно-компрессорных труб вплоть до полного их перекрытия

с образованием так называемых «глухих» парафиновых пробок. С целью предотвращения образования АСПО компаниями стали применяться системы электрообогрева скважин (Stream Tracer™), которая помогает:

- обеспечить добычу нефти и снизить операционную составляющую стоимости продукции;
- повысить надежность дорогостоящего оборудования за счет предотвращения преждевременного выхода из строя, а также простоев оборудования;
- в целом, улучшить параметры и характеристики, определяющие технологическую и экономическую эффективность разработки месторождений.

Как отмечается в литературе, процесс электрообогрева на нефтеносных песках Альберты при разработке тяжелой нефти изучался с 1970-х годов [73]. Одной из разновидностей такой технологии является электротермический динамический процесс извлечения высоковязкой нефти и битумов (The Electro-Thermal Dynamic Stripping Process (ET-DSPTM)) [78].

В результате анализа современного состояния проблемы авторы [73] считают, что при разработке месторождений высоковязких нефтей «следует ориентироваться на бурение горизонтальных скважин с применением теплового воздействия (пара) и закачки органических растворителей. В случае добычи тяжелой нефти из карбонатного коллектора эффективным будет применение мультистадийной солянокислотной обработки в горизонтальном стволе скважины до теплового воздействия и закачки органических растворителей».

В целом, вопросам обоснования, применения и совершенствования паротеплового воздействия на пласт с целью повышения эффективности разработки месторождений, содержащих нефти повышенной вязкости, посвящены многочисленные исследования специалистов и ученых разных стран. На основе анализа современного состояния изученности высоковязких нефтей и природных битумов и технологий их добычи авторы отмечают, что высоковязкие нефти и природные битумы отличаются от традиционных нефтей по химическому составу, физико-химическим свойствам, а также по степени взаимодействия с коллекторами и по структуре их насыщения. Это вполне ясно. Данное обстоятельство существенно влияет на коэффициент эффективности добычи высоковязкой нефти. «Поэтому методы и подходы, применяемые при разработке залежей традиционных нефтей, не могут быть внедрены на залежах высоковязких нефтей и природных битумов», -отмечают авторы. Применяемые технологии связаны с геологическими условиями, свойствами нефтей. В зависимости от этого необходимо выбирать ту или иную технологию».

Как показывают выполненные исследования, имеющиеся на сегодняшний день технологии и технические средства не обеспечивают в достаточной степени эффективности эксплуатации скважин с высоковязкими и тяжелыми нефтями, что создает серьезные трудности при их добыче традиционными методами, применяемыми при разработке месторождений с «легкими нефтями». Отмеченное обуславливает важность и подтверждает актуальность применения эффективных способов и технических средств, современных методов получения,

анализа информации, принятия решений при разработке месторождений с высоковязкими нефтями при термических методах воздействия на пласт. В связи с этим в последние годы в ряде стран выполнены исследования по моделированию и принятию оптимальных решений при закачке пара в пласт, разработаны способы реализации этих решений.

Так, как отмечается в [79], в Канаде, которая является ведущей нефтедобывающей страной мира по масштабам добычи высоковязких углеводородов термическими методами, реализация соответствующих проектов паротеплового воздействия на двенадцати переходящих проектах способствовали увеличению термической добычи углеводородов на 30%.

В Китае разработан ряд современных методов геологического и гидродинамического моделирования залежей высоковязких нефтей, учитывающих большую глубину залегания залежей и высокую неоднородность терригенных отложений. При этом для моделирования широко используются данные трёхмерной сейсмики, результаты петрофизических и гидродинамических исследований. Результаты проведенного моделирования позволили дать оценку влияния закачки пара на изменение фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов. Проводится внедрение комплекса практических мероприятий на основе собственного производства парогенераторов по лицензиям США. Для минимизации теплопотерь в стволе скважины при закачке пара на глубину более 1000 м создана новая конструкция термоизолированных НКТ, которая совместно с установкой термостойкого пакера и заполнением затрубного пространства азотом обеспечивает надежную защиту обсадной колонны от чрезмерного термического и коррозионного воздействия. Внедрены эффективные методы борьбы, с выносом песка, [79]. В настоящее время продолжается разработка месторождений высоковязких углеводородов в различных странах, в частности, в Венесуэле, Индонезии, России, Казахстане и др., в процессе чего предлагаются способы оптимизации закачки пара.

Так, в изобретении, описание которого приводится в [79], на основе анализа ранее накопленного опыта решается задача «оптимизации процесса вытеснения нефти паром без использования данных относительно количества теплоты, вводимой в пласт, и опыта предшествующей разработки месторождения паротепловым методом». Согласно изобретению авторы используют термогидродинамическую модель прогнозирования паротеплового воздействия, для чего на начальной стадии разработки пар нагнетают во все нагнетательные и продуктивные скважины, а за оптимизационные критерии на этой стадии принимают: паронефтяное отношение с независимыми переменными в виде объема нагнетаемого пара и числа циклов нагнетания и зависимой переменной в виде продолжительности пропитки пласта после нагнетания пара; дополнительную добычу нефти и битума с независимыми переменными в виде объема нагнетаемого пара, числа циклов нагнетания и темпа нагнетания пара и зависимой переменной в виде продолжительности эффективной работы скважины после нагнетания пара. После этого переходят на нагнетание пара

через нагнетательные скважины и добычу нефти и битума через добывающие скважины, а за оптимизационные критерии на этой стадии принимают: накопленное паронефтяное отношение с независимыми переменными в виде объема закачиваемого пара, проницаемости и песчанистости пласта и зависимой переменной в виде темпа нагнетания пара; коэффициент извлечения нефти с независимыми переменными в виде объема закачиваемого пара и проницаемости пласта и зависимой переменной в виде темпа нагнетания пара. При этом проницаемость, песчанистость и приемистость пласта определяют по данным гидродинамических исследований, профилей притока и приемистости пласта [79].

Подытоживая сказанное, можно отметить следующее. Опыт освоения высоковязкой нефти и битумов, накопленный специалистами различных стран, свидетельствует о возможности и необходимости организации эффективного производства и использования информации на основе научно обоснованных выводов, полученных в результате проведенных научных исследований с применением современных методов получения и анализа информации, а также опытно-промышленных работ. Здесь необходимо широкое использование также технологии и опыта смежных отраслей.

В связи с этим нами выполнены сбор и обработка данных, обобщение опыта применения паротеплового метода на примере месторождения Каражанбас.

4.2 Анализ результатов паротеплового воздействия на месторождении Каражанбас

В предыдущей главе приводится общая характеристика месторождения. Как известно, нефть этого месторождения тяжелая, (плотность составляет почти 936 кг/м³), по своему составу нефть высокосмолистая (до 24%). Выход светлых фракций около 30%, выкипающих до 300-350°C. Содержание ванадия – 250-300г/т. Вязкость пластовой нефти колеблется от 160 до 500 мПа·с, поэтому с начала разработки месторождения Каражанбас, были приняты проектные решения, согласно которым были применены термические методы, основными из которых являются закачка пара [2,3,80]. На основе обобщения опыта применения термических методов воздействия на пласт [2] нами выполнен анализ результатов паротеплового воздействия на месторождении Каражанбас [80,81].

При реализации данной технологии используется одновременное применение обработки термических паров циклических скважин. На основе проведенного в работе [2] анализа определен оптимальный режим разработки скважины парозакачки.

Результаты показывают, что продукция с содержанием воды является оптимальной. В результате исследования авторы пришли к такому выводу: период окупаемости затрат на TSWP составляет около 1 года, другими словами, дополнительные первоначальные затраты покрываются в течение года.

С повышением температуры вязкость нефти уменьшается более интенсивно, чем вязкость воды, что также благоприятствует повышению нефтеотдачи, [17]. Запасы таких видов нефти составляют не менее 1 трлн. тонн

[38], что более чем в пять раз превышает объём остаточных извлекаемых запасов нефти малой и средней вязкости. Во многих промышленно развитых странах мира тяжёлая нефть рассматривается в качестве основной базы развития нефтедобычи на ближайшие годы.

Как известно, остаточные, или неизвлекаемые промышленно освоенными методами разработки запасы нефти, достигают в среднем 55–75% от первоначальных геологических запасов нефти в недрах. Поэтому актуальной является проблема применения новых технологий нефтедобычи, позволяющих значительно увеличить нефтеотдачу уже разрабатываемых пластов, на которых традиционными методами извлечь значительные остаточные запасы нефти уже невозможно. Одним из наиболее распространенных методов увеличения нефтеотдачи пластов при вытеснении высоковязких нефтей является вытеснение нефти паром. Известно, что повышение температуры ведет к снижению вязкости, а, следовательно, и подвижности нефти. С повышением температуры уменьшается поверхностное натяжение нефти на границе с пластовой водой: при $T = 20^{\circ}\text{C}$ поверхностное натяжение 6,05 эрг/кв.см., при 60°C – 2,34 эрг/кв.см. Поэтому применение тепловых методов при разработке таких пластов является наиболее перспективным [83-88]. Разработка более эффективных и совершенствование существующих методов воздействия на эти пласты с применением экономически и технологически выгодных тепловых способов является актуальным научно-техническим направлением исследования.

Исходя из этого, предметом исследований, результаты которых приведены в настоящей главе, является анализ динамики добычи нефти, результатов нагнетания пара на объектах месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, некоторые из которых являются крупными неглубокозалегающими (250-500м) месторождениями высоковязких нефтей, главным образом расположенных в Западном Казахстане.

Одним из них является месторождение Каражанбас, приуроченное к Бузачинскому поднятию, которое расположено в северо-западной части Северо-Устюртской системы поднятий и прогибов. О геологическом строении данного месторождения имеется достаточно сведений в литературе [2,3,35,82]. Вкратце эта информация приводится также в предыдущей главе.

Пластовое давление всех нефтеносных горизонтов выше гидростатического на 0,6...0,8 МПа. Пластовая вода хлоркальциевого типа.

Как уже отмечалось, месторождение Каражанбас является самым крупным в стране неглубоко залегающим месторождением высоковязкой нефти. В связи с этим еще в Советское время разработку данного месторождения было намечено осуществлять с применением тепловых методов воздействия и в 1984 году Центральной Комиссией по разработке Миннефтепрома была утверждена технологическая схема разработки месторождения Каражанбас с применением тепловых методов.

В соответствии с постановлением Совета Министров б. СССР месторождение Каражанбас стало базовым объектом для совершенствования термических методов, испытания новых технологий.

Начальные пластовые давления по горизонтам в пределах месторождения изменяются следующим образом: пласт А-(2,96...5,21)МПа, пласт Б-(4,45...4,70)МПа, пласт В-(2,1...5,2)МПа, пласт Г-(3,8...5,1)МПа, пласт Д-(4,50...5,65)МПа, пласты Ю—I и Ю—II -(4,59...5,60) и 3,6 МПа соответственно. Пластовые температуры продуктивных горизонтов находятся в пределах 26...32 °С в зависимости от глубины. Отмечается небольшая глубина залегания продуктивных пород и слабая интенсивность вторичных преобразований, которые предопределили высокие коллекторские свойства продуктивных горизонтов. Пористость их изменяется в пределах от 20 до 38...40 %, а проницаемость от 1,02 до 6,0 мкм².

Для коллекторов продуктивных отложений характерным является их слоистость и наличие в связи с этим "трещин образования", сильно влияющих на их проницаемость.

4.2.1 Статистический анализ динамики показателей добычи нефти на месторождении Каражанбас

Для предсказания изменения добычи в будущем собраны и подвергнуты статистической обработке данные по месторождению и выполнен анализ динамики показателей добычи нефти за счет закачки пара с мая 2010 года до октября 2017 года на месторождении Каражанбас с применением статистических методов обработки данных и анализа информации [5,79,83,84-94]. Данные о показателях добычи по месторождению приведены в таблице 4.1. Рассмотрена возможность прогнозной оценки тенденции изменения добычи нефти на последующий период с использованием графика изменения паро-нефтяного фактора (далее – ПНФ). ПНФ – это отношение объема добытой нефти к объему закачки пара за определенный период времени. ПНФ является одним из главных экономических показателей эффективности паротеплового воздействия. В литературе и на практике в разных случаях используют различные модификации данного параметра. Поэтому нами на рисунке 4.2 показаны обе эти модификации, т.е. количество пара, использованного для получения одной тонны нефти (отношение количества закачанного пара к количеству добытой нефти)-рисунок 4.2 а), и количества нефти, приходящейся на тонну закачанного пара- рисунок 4.2 б).

Ясно, что и то, и другое представляют собой один параметр, тем не менее для облегчения анализа и наглядности мы это показали на двух рисунках.

Вышеупомянутый период времени наблюдений разделен на три основных интервала: первый – период неустойчивого изменения, второй – период плавного снижения (роста, б)) (при этом текущий паронефтяной фактор стабильно снижается во времени) и третий – период стабилизации значений паронефтяного фактора, в данном случае стоит также обратить внимание на тенденцию падения среднесуточных дебитов нефти на одну скважину, несмотря на увеличивающийся фонд добывающих и нагнетательных скважин (рисунок 4.2)[5,80].

В период с мая 2010 года до апреля 2011 года ПНФ колеблелся между 0,343 и 0,314. В период с апреля 2011 года по июль 2011 года наблюдается резкий

скачок ПНФ до 0,562, что объясняется сокращением объема закачки пара с 317,4 т/мес до 207,7 т/мес в связи с уменьшением объема Волжской воды, которая обеспечивает месторождение через трубопроводы не только технической водой, но и которая используется для преобразования в пар.

Судя по данным компании, в это время проводились ремонтные работы на водопроводах, что и привело к сокращению объемов поставки почти в полтора раза, но, как можно заметить, на динамике добычи нефти это никак не отразилось.

На рисунках 4.3-4.5 показаны сравнительные характеристики основных показателей в течение отмеченных периодов. Стоит также заметить, общий рост добычи нефти за первый интервал времени возрос с 90,3 т/мес в начале до 113,6т/мес в конце периода. Объясняется это увеличением закачки пара с 263,2 т/мес до 361,5 т/мес, увеличением количества добывающих скважин с 602 ед. до 796 ед., то есть на 194 скважин больше, чем в начале периода. Увеличение фонда нагнетательных скважин с 97 скважин до 136 скважин также оказало большое влияние (рисунок 4.3).

Если первый интервал времени показывал динамику роста, то второй интервал времени показывает обратное, динамику снижения основных показателей. Несмотря на продолжающиеся рост количества добывающих и нагнетательных скважин с 796 ед. до 977ед. на 181 ед. и с 136 ед. до 205 ед. на 69 ед. соответственно, ПНФ в этот период упал с 0,334 до 0,239. Такое падение показателей ПНФ объясняется уменьшением добычи нефти с 117 т/мес до 103,2 т/мес и обратно пропорциональным увеличением закачки пара с 361,5 т/мес до 431,9 т/мес (рисунок 4.4).

Таблица 4.1 - Динамика показателей добычи нефти по месторождению Каражанбас

Дата	Общий ПНФ по месторождению	Закачка пара	Добыча нефти за счет закачки пара	Накопленная добыча нефти по месторождению
01.05.2010	0,343	263,176	90,255	2078,678
01.06.2010	0,349	262,597	91,676	2138,986
01.07.2010	0,361	268,971	97,007	2200,096

Продолжение таблицы 4.1

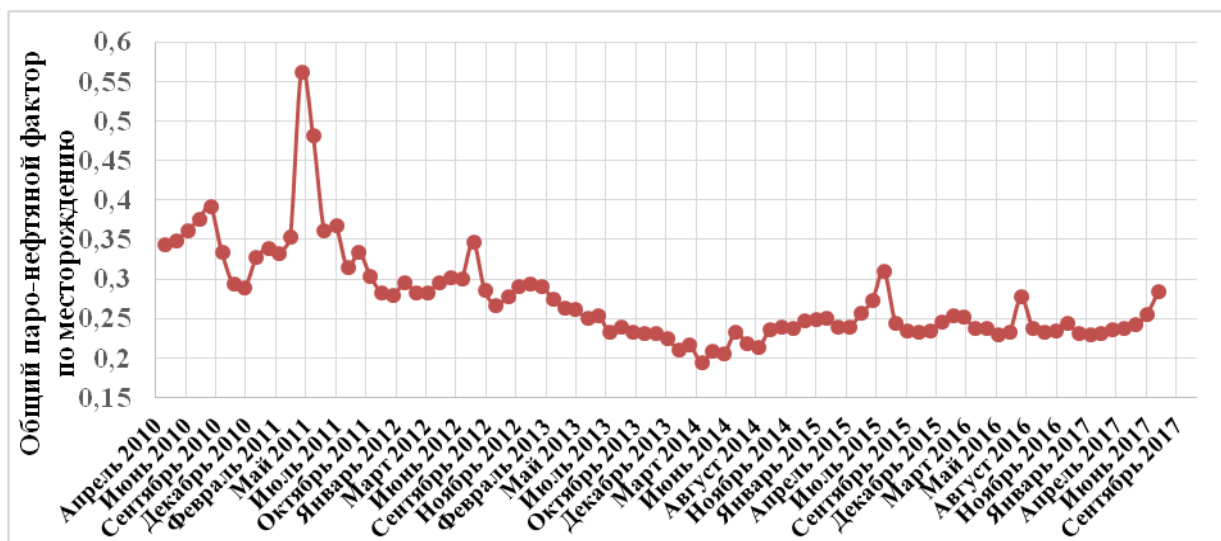
01.08.2010	0,376	264,840	99,475	2263,062
01.09.2010	0,391	253,760	99,268	2324,957
01.10.2010	0,334	298,885	99,869	2386,540
01.11.2010	0,293	331,500	97,290	2445,573
01.12.2010	0,289	350,935	101,356	2508,845
01.01.2011	0,327	338,632	110,605	2576,822
01.02.2011	0,339	292,896	99,427	2639,883
01.03.2011	0,333	328,233	109,262	2708,274
01.04.2011	0,353	317,366	112,095	2778,911

01.05.2011	0,562	207,684	116,704	2850,309
01.06.2011	0,482	220,906	106,395	2918,552
01.07.2011	0,362	312,410	113,014	2989,850
01.08.2011	0,367	311,059	114,048	3064,744
01.09.2011	0,314	361,452	113,549	3139,034
01.10.2011	0,334	350,336	117,049	3213,406
01.11.2011	0,304	365,489	111,022	3285,816
01.12.2011	0,282	412,244	116,205	3359,757
01.01.2012	0,279	403,015	112,585	3432,285
01.02.2012	0,296	368,323	108,913	3504,868
01.03.2012	0,282	414,796	116,871	3582,159
01.04.2012	0,283	390,435	110,375	3658,252
01.05.2012	0,295	386,214	113,926	3738,721
01.06.2012	0,302	366,721	110,626	3817,783
01.07.2012	0,300	385,226	115,403	3898,570
01.08.2012	0,347	332,357	115,323	3980,409
01.09.2012	0,285	383,632	109,391	4061,147
01.10.2012	0,267	430,065	114,658	4142,906
01.11.2012	0,278	384,469	106,811	4217,890
01.12.2012	0,290	367,633	106,731	4295,578
01.01.2013	0,293	370,672	108,643	4370,604
01.02.2013	0,291	334,234	97,139	4440,568
01.03.2013	0,275	382,702	105,067	4511,346
01.04.2013	0,263	383,179	100,705	4583,159
01.05.2013	0,261	405,724	105,749	4655,775
01.06.2013	0,251	387,505	97,344	4724,222
01.07.2013	0,254	408,036	103,799	4794,958
01.08.2013	0,232	429,183	99,624	4862,428
01.09.2013	0,239	404,424	96,818	4929,037
01.10.2013	0,233	444,671	103,400	4997,702
01.11.2013	0,231	438,700	101,129	5070,001
01.12.2013	0,231	452,946	104,536	5141,644
01.01.2014	0,224	455,658	102,037	5208,548
01.02.2014	0,211	415,239	87,523	5270,646
01.03.2014	0,217	449,541	97,540	5333,200

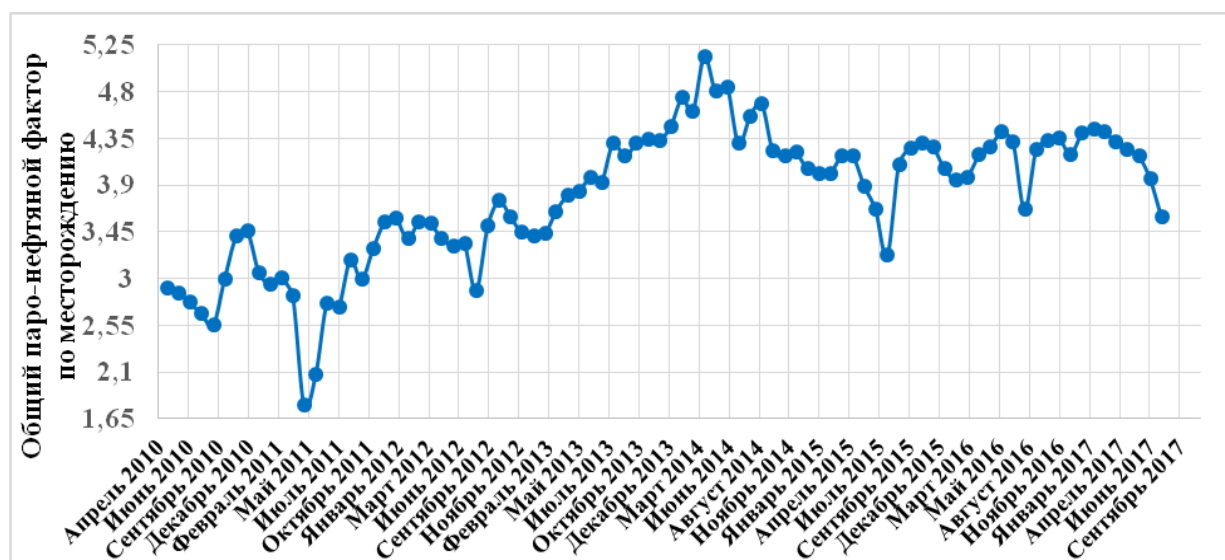
Продолжение таблицы 4.1

01.04.2014	0,195	441,830	85,948	5394,389
01.05.2014	0,208	433,884	90,215	5457,226
01.06.2014	0,206	416,280	85,904	5523,520
01.07.2014	0,232	411,345	95,604	5590,195
01.08.2014	0,219	431,607	94,515	5657,477
01.09.2014	0,214	432,592	92,371	5728,397
01.10.2014	0,236	457,617	108,212	5804,336
01.11.2014	0,239	430,852	102,859	5878,074
01.12.2014	0,237	434,283	102,983	5951,891

01.01.2015	0,247	430,800	106,211	6025,182
01.02.2015	0,249	387,373	96,437	6096,669
01.03.2015	0,250	431,152	107,594	6173,407
01.04.2015	0,239	431,862	103,197	6248,686
01.05.2015	0,239	440,610	105,201	6324,858
01.06.2015	0,257	395,540	101,592	6399,234
01.07.2015	0,273	399,456	108,912	6479,143
01.08.2015	0,310	350,760	108,772	6558,328
01.09.2015	0,244	426,333	103,955	6635,507
01.10.2015	0,235	449,503	105,495	6713,126
01.11.2015	0,232	438,267	101,787	6791,415
01.12.2015	0,234	453,182	106,063	6872,364
01.01.2016	0,246	436,536	107,537	6953,794
01.02.2016	0,253	396,178	100,356	7033,075
01.03.2016	0,252	427,051	107,430	7114,292
01.04.2016	0,238	429,720	102,546	7193,596
01.05.2016	0,237	445,950	104,370	7270,427
01.06.2016	0,229	436,779	99,011	7346,356
01.07.2016	0,233	446,164	103,321	7424,338
01.08.2016	0,277	381,908	104,148	7503,288
01.09.2016	0,238	429,116	100,979	7580,648
01.10.2016	0,232	455,754	105,305	7658,617
01.11.2016	0,235	445,674	102,347	7736,098
01.12.2016	0,243	441,261	105,048	7813,329
01.01.2017	0,231	463,841	105,415	7887,078
01.02.2017	0,230	419,547	94,428	7958,725
01.03.2017	0,231	464,968	105,163	8036,704
01.04.2017	0,235	445,395	103,199	8113,243
01.05.2017	0,238	458,699	108,161	8192,180
01.06.2017	0,242	440,950	105,451	8270,026
01.07.2017	0,255	428,461	108,041	8349,170
01.08.2017	0,284	385,089	107,245	8426,653



а)



б)

Рисунок 4.2 - Динамика паронефтяного фактора

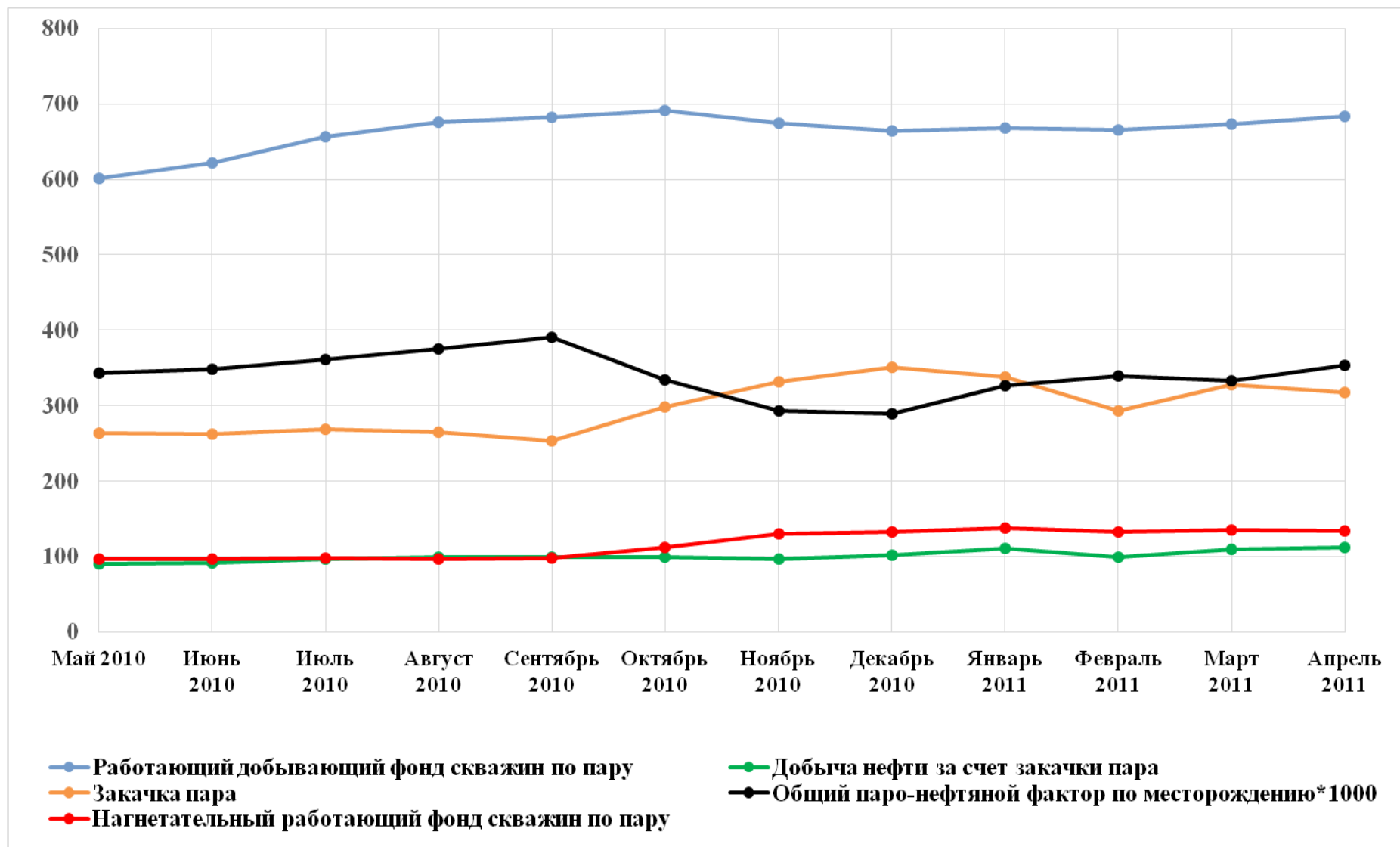


Рисунок 4.3 - Месторождение Каражанбас. Сравнительная характеристика основных показателей в интервале времени с мая 2010 по апрель 2011 (первый интервал)

Третий интервал времени можно назвать периодом стабильности. ПНФ в это время колеблелся между 0,239-0,248, закачка пара на уровне 421,8-431,9 т/мес, 103-103,2 т/мес. Только в августе 2015 года, в августе 2016 года и в августе 2017 года можно заметить небольшие отрывы ПНФ до 0,270-0,310 (Рис. 4.5), что можно объяснить уменьшением закачки, что в свою очередь объясняется с ежегодными плановыми ремонтами на линий трубопровода Волжской воды. Также в этот период времени ввели 100 новых добывающих скважин, для поддержки и увеличения добычи нефти.

Обобщая результаты анализа двух первых периодов в динамике основных показателей, можно отметить, что если в начале периода закачки пара для добычи 1т нефти приходилось закачивать 3т пара, то в конце второго этапа на 1т нефти приходилось уже 4т пара, что с точки зрения разработки является вполне предсказуемой, учитывая опыт и динамику падения ПНФ на других месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти в Канаде, России и других странах. А сохранение ПНФ в стабильности в третьем периоде времени с мая 2015 года по октябрь 2017 года (более двух лет) является хорошим показателем разработки месторождения в мировой практике и показывает на то, что метод теплового воздействия на пласт путем закачки пара вполне может себя оправдать. Также установлена возможность прогнозной оценки значений показателей добычи нефти на последующий период по результатам статистического анализа их динамики.

Приведенные в данном подразделе результаты расчетов и применяемые методы являются лишь начальным этапом при оптимизации и мониторинге эксплуатационных скважин в районах парозакачки месторождения Каражанбас, для дальнейших выводов необходим детальный комплексный анализ технико-технологических факторов и показателей совместно с характеристиками геологических условий.

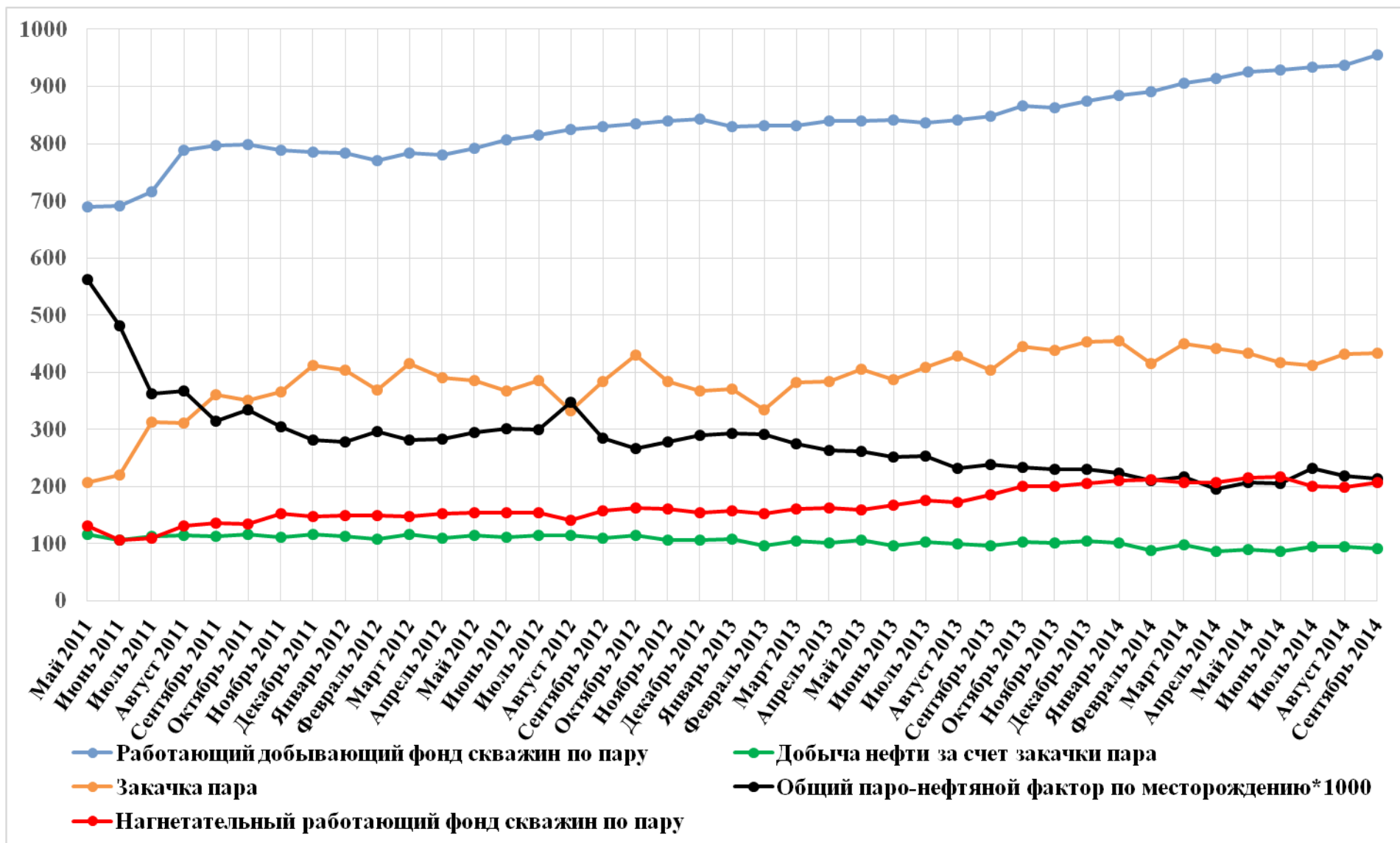


Рисунок 4.4 - Месторождение Каражанбас. Сравнительная характеристика основных показателей в интервале времени с мая 2011 по сентябрь 2014 (второй интервал)

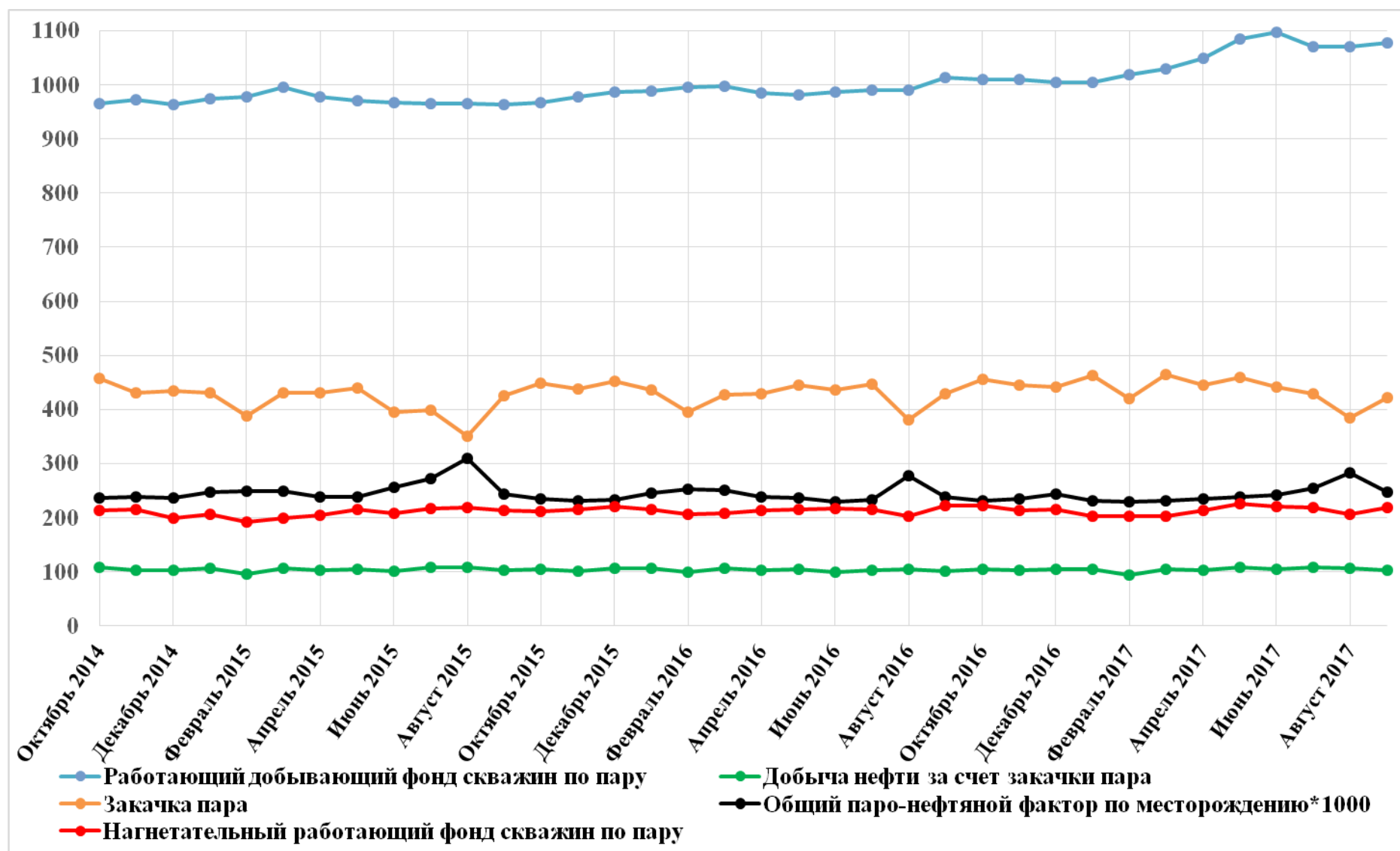


Рисунок 4.5 - Месторождение Каражанбас. Сравнительная характеристика основных показателей в интервале времени с октября 2014 по сентябрь 2017 (третий интервал)

4.3 Принятие решений по закачке пара при добыче высоковязкой нефти с учетом неопределенности

Обычно процесс принятия решений существенно затрудняется имеющими место неопределенностями, которые являются причиной того, что в данном случае основную роль, особенно при решении задач разработки нефтяных месторождений, играет мнение экспертов, выполняющих моделирование, интерпретацию результатов расчетов и принимающих решения по выбору решений.

В связи с этим в последнее время делаются различные попытки создания инструментальных средств - моделей, методов и систем принятия решений, основанных на формализованных знаниях высококвалифицированных специалистов-экспертов и по возможности более полной информации об условиях принятия решений и технологиях их реализации. Эти системы предназначены для использования в научно-исследовательских организациях при составлении проектов с целью повышения эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи за счет обоснования выбора альтернатив и тем самым принятия правильных решений, что приходится осуществлять в условиях неточной и неопределенной информации, многофакторности и многокритериальности.

В данном случае постановка задачи такова, что назначение технологических режимов должно обеспечивать максимальное увеличение дебитов скважин по нефти и уменьшение расхода подаваемого рабочего агента. Поскольку характеристика скважины связывает между собой расход пара и дебит жидкости, то для обеспечения прироста добычи нефти необходимо иметь связь между дебитами жидкости и нефти. Из-за ограниченного числа замеров обводненности продукции и влияния различных неконтролируемых факторов эта связь носит случайный характер.

Исходя из того, что выбор объема пара происходит в ситуации неопределенности, обусловленной нечеткой формулировкой цели и ограничения, и в связи с тем, что достоверно предсказать результаты от изменения режимов нельзя, применение решения должно производиться с учетом этого обстоятельства. В ситуации, когда необходимо сделать выбор между режимами с минимальным удельным расходом пара или максимальным дебитом жидкости или некоторым средним между этими режимами, используется один из критериев принятия решения в условиях неопределенности.

В данном случае задача оптимизации двухкритериальная, то есть оптимальным является режим, который должен обеспечить максимальный дебит и минимальный удельный расход пара. В соответствии с этим и должен быть выбран тот или иной метод принятия оптимального решения.

Сущность способа эксплуатации путем закачки пара заключается в подъёме продукции скважины за счёт подачи в неё необходимого количества рабочего агента. Как показывает обзор исследований, приведённый выше, предложены различные способы оптимизации паротеплового воздействия [84]. Как видно из обзора, традиционные технологии и методы принятия решений, разработанные

ранее, не позволяют находить однозначные решения в условиях неопределенности.

В настоящее время в мире насчитывается около 1 миллиона скважин для добычи нефти [85]. Пластовое давление в таких скважинах, как правило, не позволяет добывать нефть фонтанным способом, поэтому более 90% из них эксплуатируются с применением какого-либо способа механизированной добычи для увеличения их производительности.

Теоретическим и экспериментальным исследованиям паротеплового воздействия посвящено большое количество работ [83-88,90-102]. Эти исследования позволили глубже изучить процессы, происходящие при применении данного способа. Исследования показали необходимость параллельных промыслово-теоретических исследований, а также экспериментальных исследований, которые взаимно дополняя друг друга, позволили бы проследить за динамикой показателей процесса, принять технологическое решение, учитывающее неопределённость целей и ограничений. В выполненных в последние годы исследованиях ставятся задачи принятия решений, однако постановка задачи с помощью двух критериев требует применения современных методов, учитывающих данное обстоятельство, вносящее нечёткость. Исходя из этого, поставлена задача выбора оптимального сочетания критериев, т.е. обеспечения максимальной добычи при минимальном количестве закачиваемого пара на основе анализа промысловой информации с применением положений теории нечётких множеств [89].

Теоретические и практические исследования в области разработки залежей высоковязких нефтей и опыт, накопленный в Казахстане [3,17,35,38,86,87,88], показывают, что на начальном этапе, когда уровень обводненности невысок, наиболее перспективными направлениями разработки таких месторождений являются тепловые методы воздействия на нефтяные залежи. Данная технология успешно применяется более 20 лет на месторождении Каражанбас [3,17,35,38,86,87].

Рассматривая в целом термические методы, не претендуя на полный охват ранее выполненных исследований, отметим, что задачи их развития и успешного применения связаны с решением комплекса сложных научных и технических проблем, а также проектированием и строительством скважин для тепловых методов добычи нефти. Решение этих проблем позволит существенно повысить эффективность внедрения тепловых методов [81,82,88, 90-97,98,99,100].

Как отмечалось выше, в выполненных в последние годы исследованиях ставятся задачи принятия решений, однако постановка задачи с помощью двух критериев, требует применения современных методов, учитывающих данное обстоятельство, вносящее нечёткость. Исходя из этого, поставлена отмеченная выше задача выбора оптимального сочетания критериев, т.е. обеспечения максимальной добычи при минимальном количестве закачиваемого пара на основе анализа промысловой информации с применением положений теории нечётких множеств.

Для решения поставленной задачи были собраны данные о результатах паротеплового воздействия, которые подвергнуты статистической обработке. Вначале, как отмечалось, проанализирована динамика добычи нефти и затрат пара. Часто на практике добычи паротепловым способом используют основные характеристики - это динамика удельного расхода пара (паронефтяной фактор) и дебита от общего расхода пара. Такие зависимости в виде графиков приведены в предыдущем подразделе (рисунки 4.2-4.3). Эти зависимости позволяют проследить за изменением показателей, проанализировать условия, провести расчеты, позволяющие обосновать и установить необходимое количество закачиваемого пара. Нами выше рассмотрена возможность прогнозной оценки тенденции изменения добычи нефти на последующий период с использованием графика изменения паро-нефтяного фактора.

Отмеченная выше неопределенность возникает в данном случае в связи с нечеткой формулировкой цели и ограничения при принятии решений. Задача состоит в данном случае в получении максимального объема нефти при минимальном объеме пара, закачиваемого в скважину. Обычно при решении таких задач невозможно обеспечить оба отмеченных условия одновременно и в данном случае используются методы, позволяющие принимать компромиссное решение. Таким подходом является подход, известный из теории нечетких множеств. Согласно этому необходимо оценить для каждого из выбранных критериев функцию принадлежности. В связи с этим выполнены соответствующие расчеты с учетом положений, изложенных в работе [89]. Далее по этим значениям функций принадлежности находятся наименьшее из этой пары значения, что представляет собой значения функций принадлежности множества решений (таблица 4.2). Максимальное же значение данной функции принадлежности соответствует оптимальному решению. Результаты расчётов приведены в таблице 4.2, где оптимальное решение выделено. Графически изменения функций принадлежности и оптимальное решение, соответствующее на графике точке их пересечения, показаны на рисунке 4.6.

Как видно из отмеченных данных, наилучший результат наблюдался в 2011 году, когда было добыто 116,704 тонн нефти при количестве закачанного пара 207,684 тонн.

Таким образом, исследования показали, что назначение технологических режимов при паротепловом воздействии на пласт должно обеспечивать максимальное увеличение дебитов скважин по нефти и уменьшение расхода подаваемого рабочего агента.

Таблица 4.2 - Показатели добычи при паротепловом воздействии и соответствующие функции принадлежности

Дата	Закачка пара	Добыча нефти за счет закачки пара	μ_1	μ_2	μ_D
01.05.2010	263,176	90,255	0,614596	0,152333	0,152
01.06.2010	262,597	91,676	0,718065	0,170547	0,170547

Продолжение таблицы 4.2

01.07.2010	268,971	97,007	0,696624	0,256613	0,256613
01.08.2010	264,840	99,475	0,710461	0,307691	0,307691
01.09.2010	253,760	99,268	0,748668	0,303102	0,303102
01.10.2010	298,885	99,869	0,602349	0,316609	0,305763
01.11.2010	331,500	97,290	0,509757	0,262058	0,262058
01.12.2010	350,935	101,356	0,458823	0,352323	0,352323
01.01.2011	338,632	110,605	0,490727	0,662258	0,490727
01.02.2011	292,896	99,427	0,620444	0,306628	0,306628
01.03.2011	328,233	109,262	0,518612	0,606305	0,518612
01.04.2011	317,366	112,095	0,54871	0,729534	0,54871
01.05.2011	207,684	116,704	0,927801	0,976167	0,9278
01.06.2011	220,906	106,395	0,872623	0,500281	0,500281
01.07.2011	312,410	113,014	0,562781	0,773882	0,562781
01.08.2011	311,059	114,048	0,566657	0,826534	0,566657
01.09.2011	361,452	113,549	0,432424	0,80077	0,432424
01.10.2011	350,336	117,049	0,46035	0,997217	0,46035
01.11.2011	365,489	111,022	0,422494	0,680522	0,422494
01.12.2011	412,244	116,205	0,314876	0,946421	0,314876
01.01.2012	403,015	112,585	0,335117	0,75288	0,335117
01.02.2012	368,323	108,913	0,41559	0,592438	0,41559
01.03.2012	414,796	116,871	0,309359	0,986339	0,309359
01.04.2012	390,435	110,375	0,363468	0,652407	0,363468
01.05.2012	386,214	113,926	0,373186	0,820191	0,373186
01.06.2012	366,721	110,626	0,419486	0,663202	0,419486
01.07.2012	385,226	115,403	0,375476	0,900169	0,375476
01.08.2012	332,357	115,323	0,507449	0,895696	0,507449
01.09.2012	383,632	109,391	0,379183	0,611486	0,379183
01.10.2012	430,065	114,658	0,277041	0,859045	0,277041
01.11.2012	384,469	106,811	0,377235	0,5146	0,377235
01.12.2012	367,633	106,731	0,417266	0,511827	0,411471
01.01.2013	370,672	108,643	0,409906	0,581897	0,409906
01.02.2013	334,234	97,139	0,502414	0,259138	0,259138
01.03.2013	382,702	105,067	0,381353	0,456884	0,381353
01.04.2013	383,179	100,705	0,380239	0,33629	0,33629
01.05.2013	405,724	105,749	0,329128	0,478744	0,329128
01.06.2013	387,505	97,344	0,370202	0,263119	0,263119
01.07.2013	408,036	103,799	0,324048	0,418494	0,324048
01.08.2013	429,183	99,624	0,278876	0,311047	0,278876
01.09.2013	404,424	96,818	0,331997	0,253014	0,253014
01.10.2013	444,671	103,400	0,247183	0,407006	0,247183
01.11.2013	438,700	101,129	0,259269	0,346649	0,259269
01.12.2013	452,946	104,536	0,230699	0,440452	0,230699

Продолжение таблицы 4.2

01.01.2014	455,658	102,037	0,225362	0,369784	0,225362
01.02.2014	415,239	87,523	0,308404	0,12199	0,12199
01.03.2014	449,541	97,540	0,237445	0,266972	0,237445
01.04.2014	441,830	85,948	0,252913	0,106985	0,106985
01.05.2014	433,884	90,215	0,269137	0,151851	0,151851
01.06.2014	416,280	85,904	0,306166	0,10659	0,10659
01.07.2014	411,345	95,604	0,316828	0,23096	0,23096
01.08.2014	431,607	94,515	0,273841	0,212606	0,212606
01.09.2014	432,592	92,371	0,271803	0,180116	0,180116
01.10.2014	457,617	108,212	0,221527	0,565436	0,221527
01.11.2014	430,852	102,859	0,275406	0,391863	0,275406
01.12.2014	434,283	102,983	0,268315	0,39529	0,268315
01.01.2015	430,800	106,211	0,275514	0,494087	0,275514
01.02.2015	387,373	96,437	0,370507	0,245905	0,245905
01.03.2015	431,152	107,594	0,274784	0,542507	0,274784
01.04.2015	431,862	103,197	0,273313	0,401265	0,273313
01.05.2015	440,610	105,201	0,255385	0,461109	0,255385
01.06.2015	395,540	101,592	0,351855	0,358285	0,351855
01.07.2015	399,456	108,912	0,343047	0,592411	0,343047
01.08.2015	350,760	108,772	0,459269	0,58691	0,459269
01.09.2015	426,333	103,955	0,284833	0,423062	0,284833
01.10.2015	449,503	105,495	0,237521	0,470504	0,237521
01.11.2015	438,267	101,787	0,260151	0,363298	0,260151
01.12.2015	453,182	106,063	0,230233	0,489124	0,230233
01.01.2016	436,536	107,537	0,263689	0,540433	0,263689
01.02.2016	396,178	100,356	0,350414	0,327948	0,327948
01.03.2016	427,051	107,430	0,283328	0,53657	0,283328
01.04.2016	429,720	102,546	0,277758	0,383312	0,277758
01.05.2016	445,950	104,370	0,244615	0,435412	0,244615
01.06.2016	436,779	99,011	0,263192	0,297473	0,263192
01.07.2016	446,164	103,321	0,244186	0,404763	0,244186
01.08.2016	381,908	104,148	0,383209	0,428772	0,383209
01.09.2016	429,116	100,979	0,279016	0,342958	0,279016
01.10.2016	455,754	105,305	0,225174	0,46443	0,225174
01.11.2016	445,674	102,347	0,245169	0,377973	0,245169
01.12.2016	441,261	105,048	0,254065	0,456268	0,254065
01.01.2017	463,841	105,415	0,20945	0,467934	0,20945
01.02.2017	419,547	94,428	0,299177	0,2112	0,2112
01.03.2017	464,968	105,163	0,20728	0,459906	0,20728
01.04.2017	445,395	103,199	0,245728	0,401311	0,245728
01.05.2017	458,699	108,161	0,219416	0,563494	0,219416
01.06.2017	440,950	105,451	0,254695	0,469083	0,254695

Продолжение таблицы 4.2

01.07.2017	428,461	108,041	0,280381	0,559025	0,280381
01.08.2017	385,089	107,245	0,375794	0,529913	0,375794

Исходя из того, что выбор объема пара происходит в ситуации неопределенности, принятие решения должно производиться с учетом этого обстоятельства. При этом приходится принимать решения при наличии нескольких критериев. Применение методов, известных из теории нечетких множеств и предназначенных для принятия решений в этих условиях, позволяет добиться повышения эффективности паротеплового воздействия за счет увеличения добычи нефти при минимальных объемах закачиваемого пара.

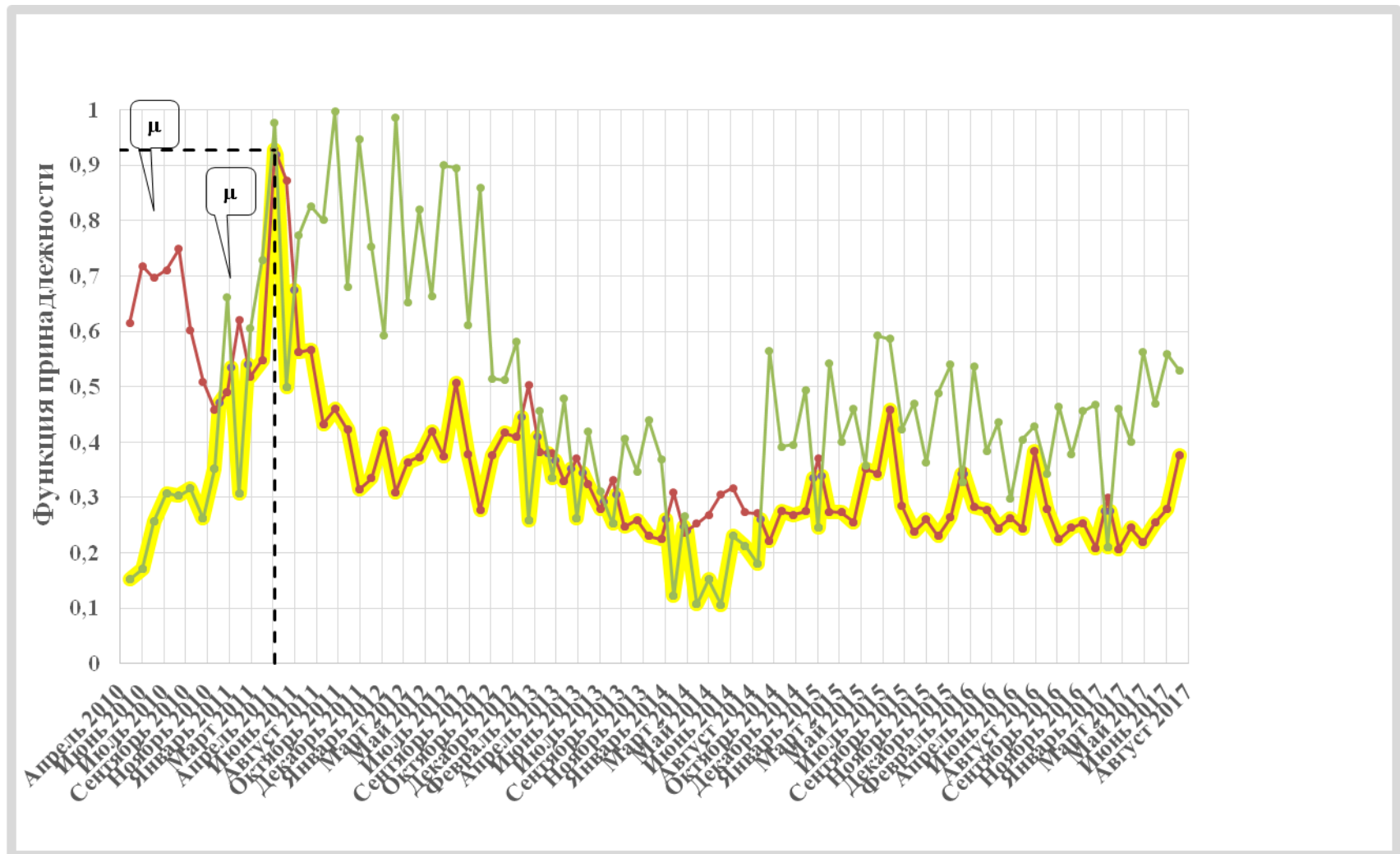


Рисунок 4.6 – Графики изменения функций принадлежности и оптимальное решение

Выводы по 4 – ой главе

Подводя итог результатам исследований, приведенным в главе 4, можно заключить следующее. В настоящее время существует достаточно много технологий разработки месторождений тяжелых нефтей и битумов, каждая из них в целом на практике подтвердила свою эффективность. Наблюдается большое многообразие исследований в этом направлении, что свидетельствует о большом внимании к анализу этих технологий, исследователями делаются попытки их совершенствования, идентификации к рассматриваемым условиям. В настоящей главе выполнен анализ динамики добычи нефти и закачки пара. При этом выделено три периода в динамике добычи нефти и закачки пара.

Выполненный анализ позволяет дать обоснование необходимости проведения детального комплексного анализа технико-технологических факторов и показателей совместно с характеристиками геологических условий, позволяющего принимать решения, по оценке необходимого объема закачиваемого пара. Вполне ясно, что термические методы добычи нефти в настоящее время являются одними из основных технологий разработки высоковязких нефтей и битумов. В то же время, следует отметить неопределенность процессов, протекающих в пластовой системе при воздействии на неё теплом. При этом приходится принимать решения при наличии нескольких критериев. Применение методов, известных из теории нечетких множеств и предназначенных для принятия решений в этих условиях, позволяет добиться повышения эффективности паротеплового воздействия за счет увеличения добычи нефти при минимальных объемах закачиваемого пара.

На основании выполненных в настоящей главе исследований можно прийти к следующим выводам.

1. Дано обоснование необходимости проведения комплексного анализа технико-технологических факторов и показателей совместно с характеристиками геологических условий, позволяющего принимать решения, по оценке необходимого объема закачиваемого пара для достижения наибольшей добычи нефти.

2. Термические методы добычи нефти в настоящее время являясь одними из основных технологий разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, реализуются в условиях неопределенности процессов, протекающих в пластовой системе при воздействии на неё теплом, что вносит трудности в процесс принятия решений.

3. Показана и реализована возможность принятия решений в условиях с нечеткой формулировкой цели и ограничения, которая позволяет добиться повышения эффективности паротеплового воздействия за счет увеличения добычи нефти при минимальных объемах закачиваемого пара.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Подводя итог выполненным исследованиям, можно заключить, что в диссертации на основе анализа классификации трудноизвлекаемых запасов обоснована необходимость комплексной классификации нефтей по их свойствам и условиям их залегания. Учитывая размытость границ между отдельными категориями нефтей и связанные с этим трудности классификации и, как результат, принимаемых решений по выбору технологических вариантов воздействия на пласт, в данном случае необходимо применение методов, учитывающих отмеченные неопределенности. С применением этих методов, известных из теории нечетких множеств, в работе впервые предложена классификация трудноизвлекаемых нефтей с применением нечеткого кластер-анализа. Классификация проводилась по вязкости, плотности нефти, а также проницаемости среды (пласта) по данным большого количества месторождений Казахстана. Такая классификация позволила подтвердить эффективность и тем самым обосновать применение тепловых методов на месторождении Каражанбас. На месторождении успешно применялся метод закачки пара. При этом нами была поставлена задача принятия решений по оптимизации закачки пара. Задача состояла в том, чтобы обеспечить наибольшую добычу при минимальном объеме закачиваемого пара. Анализом результатов закачки пара был предложен метод, с помощью которого рассчитан объем пара, необходимый для достижения максимальной добычи нефти. Экономический эффект обусловлен получением дополнительной добычи нефти и снижением объема закачиваемого пара. По этим результатам можно прийти к следующим выводам.

Основные выводы и рекомендации

1. В результате выполненного анализа литературы установлено, что поскольку пластовые условия и насыщающие их флюиды представляют собой сложную систему, в которой присутствует неопределенность, как случайного, так и нечеткого характера, выбор технологических решений необходимо производить с учетом этого фактора, что и обосновывает постановку цели и задач исследований.
2. Научно обоснованы основные положения создания и практического использования методики классификации месторождений различных типов (нефтяных, нефтегазовых и газовых) по комплексу признаков, позволяющей оценить степень сложности выработки запасов. Предложена классификация месторождений трудноизвлекаемых запасов, основанная на анализе и обобщении информации о комплексе признаков, характеризующих разрезы ряда месторождений Казахстана с применением алгоритма нечеткого кластер-анализа.
3. По результатам классификации трудноизвлекаемых запасов установлено, что наряду с месторождениями тяжелых и высоковязких нефтей большая доля трудноизвлекаемых запасов приурочена также и к условиям с очень низкими значениями проницаемости коллекторов, что характерно для большинства месторождений Казахстана.

4. Предложен параметр, характеризующий степень сложности извлечения запасов и построена зависимость коэффициента нефтеотдачи от данной характеристики. Дано научное обоснование применению методов решения проблемы, связанной с трудноизвлекаемыми высоковязкими и тяжелыми нефтями, которые должны быть направлены на снижение вязкости нефти в пласте: закачка горячей воды/пара в пласт, применение электрических обогревателей и др.
5. В результате выполненного анализа технологической эффективности эксплуатации скважин с помощью распределений значений коэффициента Джини для случаев добычи нефти и жидкости по участкам месторождения, установлена нестабильность показателей добычи нефти на данном месторождении. Показатели добычи жидкости при этом относительно более стабильные, о чем свидетельствуют более низкие по сравнению с добычей нефти значения коэффициента Джини.
6. Термические методы добычи нефти в настоящее время являясь одними из основных технологий разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, реализуются в условиях неопределенности процессов, протекающих в пластовой системе при воздействии на неё теплом, что вносит трудности в процесс принятия решений.
7. Показана и реализована возможность принятия решений в условиях с нечеткой формулировкой цели и ограничения, которая позволяет добиться повышения эффективности паротеплового воздействия за счет увеличения добычи нефти при минимальных объемах закачиваемого пара.
8. Разработаны и предложены рекомендации по оценке и выбору оптимального объема закачиваемого пара, что подтвердило их технико-экономическую эффективность.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Николин И.В. Методы разработки тяжелых нефтей и природных битумов. Наука – фундамент решения технологических проблем развития России. 2007г., №2, с.54-68
- 2 Esetov Zh. A., Turdiyev M. F., Kemalov A. F. and Abdrafikova I. M.. Thermal-Steam Cyclic Processing Technology of Development Objects In Karazhanbas Kazakhstan Field. Indian Journals of Science and Technology, Vol 9(18), DOI: 10.17485/ijst/2016/v9i18/93749, May 2016, pp.1-7
- 3 Турков В.О. Геолого-техническая информация по месторождению Каражанбас, Апрель 2014
- 4 J. L. M. Barillas, T. V. Dutra Jr., W. Mata. Improved oil recovery process for heavy oil: a review. Brazilian journal of petroleum and gas ISSN 1982-0593, v. 2, n. 1, p. 45-54, 2008
- 5 Kazakhstan №4, 2010 год. Нефть и газ Казахстана. Запасы, добыча, инвестиции. www.investkz.com/journals/74/774.html
- 6 https://ru.wikipedia.org/wiki/Нефтяная_отрасль_Казахстана
- 7 Kazakhstan №2, 2000 год. Нефть и газ в Казахстане www.investkz.com/journals/25/415.htm
- 8 Макаревич В.Н., Искрицкая Н.И., Богословский С.А. Ресурсный потенциал месторождений тяжелых нефтей европейской части российской федерации. Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2012, т.7, №3. http://www.ngtp.ru/rub/6/43_2012.pdf
- 9 Искрицкая Н.И. Зарубежный опыт практического освоения запасов тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов // Сборник материалов научно-практической конференции «Комплексное изучение и освоение сырьевой базы нефти и газа Севера европейской части России». - СПб.: ВНИГРИ. – 2012. - С. 271-276
- 10 Башкирцева Н. К. Высоковязкие нефти и природные нефти. Вестник Казанского Технологического Университета. Проблемы нефтедобычи, нефтехимии, нефтепереработки и применения нефтепродуктов.С.296-299
- 11 Новости компаний // Нефтяное хозяйство. - 2009. - № 1. -С. 9
- 12 Сидоров И.В. Обоснование разработки залежей высоковязких нефтей горизонтальными скважинами. Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук. Тюмень, 2014, 131 с
- 13 Вахитов Г.Г. Проблемы скважинной разработки месторождений высоковязких нефтей и природных битумов за рубежом / Г.Г. Вахитов, В.Д. Морозов, Р.Х. Сафиуллин // Обзор, информ. ВНИИОНГ. Сер «Нефтепромысловое дело»; Вып. 19 (126). - М., 1986. - 49 с
- 14 Веревкин К.И. Классификация углеводородов при выборе методов их добычи / К.И. Веревкин, Р.Н. Дияшев // Нефтяное хозяйство - 1982. - №3. - С. 31-34

- 15 Скороваров Ю.Н. Свойства высоковязких нефтей месторождений СССР / Ю.Н. Скороваров, Г.Ф. Требин, Ю.В. Капырип // Геология нефти и газа. - 1985. - № 2. - С. 24-27
- 16 Халимов Э.М. Геология месторождений высоковязких нефтей СССР / Э.М. Халимов, И.М. Климущин, Л.Н. Фердман // Справ, пособие. — М: Недра, 1987. — 174 с
- 17 Паротепловое воздействие на пласт. proofoil.ru/Oilproduction/Steamaction.html
- 18 Нугиев М.А. О неравновесных реологических свойствах высоковязких нефтей некоторых месторождений Западного Казахстана. <https://refdb.ru/look/3007729.html>
- 19 Ахмеджанов Т.К., Нуранбаева Б.М. Способ повышения нефтеотдачи пластов и добычи природного битума с использованием тепла солнечной энергии // Успехи современного естествознания. — 2015. - № 12. —С. 13-16; <http://www.natural-sciences.ru/ru/article/view?id=35712>
- 20 Казаков Н.С. Повышение эффективности паротеплового воздействия в мощных трещиноватых пластах с высоковязкой нефтью на основе результатов гидродинамического моделирования. Автореф. канд. дис. Москва, 2012. с. 21
- 21 Мустафаев М.К. Опыт циклической закачки пара и воды на месторождении Каражанбас. Техничко-экономические аспекты. Нефтегазовое дело. Разработка нефтяных и газовых месторождений. т. 16, № 1. 2018. с. 14-22
- 22 Бейсеков С.С. Извлечение остаточной нефти из выработанных месторождений."Петролеум", Казахстанский аналитический журнал, Геология. Спец.выпуск, №3 (93), июнь 2015
- 23 Геологические и технологические особенности разработки залежей высоковязких и сверхвязких нефтей / Р.С. Хисамов, А.С. Султанов, Р.Г. Абдулмазитов, А.Т. Зарипов. — Казань : Фэн, 2010. — 335 с
- 24 Термоинтенсификация добычи нефти / Н.К. Байбаков, В.А. Брагин, А.Р. Гарушев, И.В. Толстой. — М. : Недра, 1971. — 279 с
- 25 Шейнман, А.Б. Воздействие на пласт теплом при добыче нефти / А.Б. Шейнман, Г.Е. Малофеев, А.И. Сергеев. — М. : Недра, 1969. — 256с
- 26 Методы воздействия. Журнал "Сибирская нефть", Газпром нефть. Тематические приложения. Приложение "Нефть. Просто о сложном." №126. (ноябрь, 2015)
- 27 Методы воздействия на пласт. НЕФТЕГАЗ-2018. www.neftegaz-expo.ru/ru/articles/2016/metody-vozdjestviya-na-plast/
- 28 Билинчук А.В. Повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти технологиями химического и гидродинамического воздействия на пласты: на примере месторождений ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз". Автореф. канд. дис. Москва, Мегион. 2006. <http://www.dissercat.com/content/povyshenie-effektivnosti-razrabotki-trudnoizvlekaemykh-zapasov-nefti-tekhnologiyami-khimiche>
- 29 Чибисов А.В. Комплексные технологии освоения трудноизвлекаемых запасов нефти в карбонатных коллекторах (На примере турнейского яруса Южно-Татарского свода). Автореф. канд. дис. Уфа. 2004.

- 30 Briggs, P. J.; Fulleylove, R. J.; Wright, M.S.; Baron, R. P. Development of heavy oil reservoirs. In: FIFTH SPE MIDDLE EAST OIL SHOW, held in Manama, Bahrain, 1987, March 7-10, technical paper SPE 15748
- 31 Thomas, J. E.; Triggia, A. A.; Correia, C. A.; Veroti, C.; Souza, J. E.; Paula, J. L.; Rossi, N. C.; Pitombo, N. E.; Gouvea, P. C.; Carvalho, E.; Barragan, R. V. Fundamentos de Engenharia de Petroleo. Editora Interciencia: Rio de Janeiro. 2001, 7,169-174. (in Portuguese)
- 32 Nasr, T. N.; Ayodele, O. R.: Thermal techniques for the recovery oh heavy oilbitumen. In: SPE INTERNATIONAL IMPROVED OIL CONFERENCE IN ASIA PACIFIC HELD IN KUALA LUMPUR. Kuala Lumpur, Malaysia, 5-6 December, 2005, technical paper SPE 97488
- 33 Butler, R. M. Thermal Recovery of oil and bitumen. Department of Chemical and Petroleum Engineering. Prentice Hall: New Jersey. No 7, p. 285-358, 1991
- 34 Ghoojani E, Kharrat R, Vossoughi M, Bolouri SH (2011) A Review on Thermal Enhanced Heavy Oil Recovery from Fractured Carbonate Reservoirs. J Phylogenetics Evol Biol 2:109. doi:10.4172/2157-7463.1000109
- 35 Анализ эффективности от воздействия закачки пара по Восточной части и горячей воды по Западной части месторождения Каражанбас
- 36 Zhao X., Gao P. and Wu Y.. Superheated steam injection in North Кенкияк shallow heavy oil reservoir. Journal of Geology and Mining Research.Vol.5(6),pp. 136-146, June, 2013
- 37 Курбанбаев М.И., Мирошников В.Я., Толоконский С.И. Доклад "Повышение нефтеотдачи пласта на месторождениях Казахстана". АО «КазНИПИмунайгаз». kaznipi.kz/.../uploads/.../
- 38 [www.to-inform.ru/index.php/arkhiv/item/добыча-тяжёлой-высоковязкой нефти](http://www.to-inform.ru/index.php/arkhiv/item/добыча-тяжёлой-высоковязкой-нефти)
- 39 Шарф И.В., Борзенкова Д.Н. Трудноизвлекаемые запасы нефти: понятие, классификационные подходы и стимулирование разработки // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 2-16. – С. 3593-3597; URL: <http://www.fundamental-research.ru/ru/article/view?id=37827>
- 40 Степаненко И.Б.Анализ развития разработки нефтяных месторождений и тенденции реализации. Московский экономический журнал.№5(1), 2018, с.193-198
- 41 <http://www.delruss.ru/gallery/publication/article/1213/article.pdf>
- 42 Яценко И., Полищук Ю., Козин Е. Трудноизвлекаемые нефти: классификация и анализ качественных особенностей. Oil & Gas Journal Russia. Геология и геофизика, с.64-70
- 43 Лисовский Н.Н., Халимов Э.М. О классификации трудноизвлекаемых запасов // Вестник ЦКР Роснедра. – 2009. - № 6. - С. 33-35
- 44 Пуртова И.П., Вариченко А.И., Шпуров И.В. Трудноизвлекаемые запасы нефти. Терминология. Проблемы и состояние освоения в России // Наука и ТЭК. – 2011. № 6. С. 21-26
- 45 Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Сравнительный анализ качества российской нефти // Технологии ТЭК.– 2003. № 3. С. 51–56

- 46 Ященко И.Г., Полищук Ю.М. Сравнительный анализ качества трудноизвлекаемых нефтей // Газовая промышленность. 2015. № 5 (722). С. 18-23.
- 47 Классификация нефтей. <https://studfiles.net/preview/1772355/page:2/>
- 48 Максutow Р., Орлов Г., Осипов А. Освоение запасов высоковязких нефтей в России // Технологии ТЭК. – 2005. – № 6. – С. 36 – 40
- 49 Ященко И.Г., Полищук Ю.М. Трудноизвлекаемые нефти: физико-химические свойства и закономерности размещения / Под ред. А.А. Новикова. Томск: В-Спектр, 2014. 154 с
- 50 Шпуров И.В., Растрогин А.Е., Браткова В.Г. О проблеме освоения трудноизвлекаемых запасов нефти Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. – 2014. № 12. С. 95-97
- 51 Дегтярев В.Н. Нефтяное хозяйство. – 1997. № 3. С. 62 –63. 7. Polichtchouk Y.M., Yashchenko I.G. Analysis of Eurasian oils quality // Neftyanoe Khozyaistvo - Oil Industry. – 2002.- № 1. – pp. 66 - 68.
- 52 Крицкая Е.Б., Чиж Д.В. Изучение изменений физико-химических параметров нефтей Предкавказья // Вестник Воронежского государственного университета. Серия: Химия. Биология. Фармация. 2013. № 1. С. 21-23
- 53 Клубков С. Стимулирование разработки ТРИЗ поможет поддержать уровень добычи нефти в России // Oil& Gas Journal Russia. 2015. № 7 (95). С. 6-11
- 54 Елисеева О.А., Лукьянов А.С. О системной оценке экономически приемлемых ресурсов нефтегазоносных провинций России с учетом инновационных технологий // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика (Электронный научный журнал). 2014. № 1. http://oilgasjournal.ru/vol_9/eliseeva.html
- 55 Раупов И.Р., Кондрашева Н.К., Бурханов Р.Н. Разработка мобильного устройства для измерения оптических свойств нефти при решении геолого-промысловых задач // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2014. №3. С.17-32. URL: http://ogbus.ru/issues/3,2014/ogbus_3_2014_p.17-32_Raupov_IR_ru.pdf
- 56 Ященко И.Г., Полищук Ю.М. Трудноизвлекаемые нефти и анализ их свойств на основе классификации по качеству нефти. Вестник Российской Академии естественных наук (Западно–Сибирское отделение). Выпуск 19, 2016, с.37-44
- 57 Антониади Д.Г., Савенок О.В. Анализ структуры трудноизвлекаемых запасов и тенденций увеличения темпа прироста, ГеоИнжиниринг, №2 (18), 2013.с 76-80
- 58 Нвизуг-Би Лейи Клуверт, Савенок О. В. Трудноизвлекаемые запасы углеводородов, важные ресурсы на территории Федеративной Республики Нигерии// Материалы XX1 Международной научно-практической конференции, современное состояние естественных и технических наук, Москва, Декабрь 2015, стр.41-46. <https://cyberleninka.ru/article/n/ekonomicheskaya-znachimost-razrabotki-osvoeniya-i-dobychi-bituma-iz-bituminoznogo-peska-i-tyazhelyoy-nefti-v-nigerii>

- 59 Крылов В.Ю., Острякова Т.В. Математические методы обработки данных в психологических исследованиях: новые методы кластерного анализа на основе психологической теории развития понятий Л. С. Выготского // Психологический журнал. 1995. Т. 16. № 1
- 60 Савченко Т.Н. Применение методов кластерного анализа для обработки данных психологических исследований // Экспериментальная психология. 2010. Том 3. № 2. С. 67–86
- 61 G.M. Efendiyev, P.Z. Mammadov, I.A. Piriverdiyev, V.N. Mammadov. Estimation of the lost circulation rate using fuzzy clustering of geological objects by petrophysical properties. Visnyk Taras Shevchenko National University of Kyiv, Geology. Vol. 2(81), 2018, pp. 28-33
- 62 it-visnyk.kpi.ua/wp-content/uploads/2011/04/47_20.pdf
- 63 D.A.Akhmetov, G.M.Efendiyev, M.K.Karazhanova, B.N.Koylibayev. Classification of Hard-to-recover Hydrocarbon Reserves of Kazakhstan with the Use of Fuzzy Cluster-analysis. 13th International Conference on Application of Fuzzy Systems and Soft Computing, ICAFS 2018, 27-28 August 2018, Warsaw, Poland, pp. 865-872
- 64 B.N. Koilybayev, A.S. Strekov, K.T. Bissembayeva, P.Z.Mammadov, D.A. Akhmetov, O.G. Kirisenko. Decision-making on restriction of water inflows into oil wells in dependence on the type of initial information. 13th International Conference on Application of Fuzzy Systems and Soft Computing, ICAFS 2018, 27-28 August 2018, Warsaw, Poland, pp. 859-864
- 65 Зайченко Ю.П., Гончар М.А. Нечеткие методы кластерного анализа в задачах автоматической классификации в экономике. http://it-visnyk.kpi.ua/?page_id=1088&lang=ru
- 66 J.C.Bezdek, R. Ehrlich, W. Full. FCM:The fuzzy c-means clustering algorithm. Computers & Geosciences, 10 (2-3), 191-203
- 67 Максutow Р., Орлов Г., Осипов А. Освоение запасов высоковязких нефтей в России // Технологии ТЭК. – 2005. - № 6. – С. 36 – 40
- 68 Анализ разработки месторождения Каражанбас. Товарищество с ограниченной ответственностью «Казахский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа» (ТОО «КазНИПИМунайгаз»), книга 1, том 1, Актау, 2017, 283 с
- 69 Каражанова М.К. Анализ и оценка технологической эффективности фонда добывающих скважин месторождения Жетыбай. Журнал «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса», ВНИИОЭНГ, Москва, №1, 2013, с. 59-62
- 70 Байков И.Р., Смородов Е.А., Ахмадулин К.Р. Методы анализа надежности и эффективности систем добычи и транспорта углеводородного сырья. М.: ООО «Недра –Бизнесцентр», 2003, 275 с
- 71 axd.semestr.ru/econ/gini.php
- 72 Павлов В. А. Развитие технологий системно-структурированного проектирования разработки месторождений углеводородов. Автор. канд. дисс. Краснодар, 2009, 25 с

73 Николаева М.В., Атласов Р.А. Обзор технологий разработки месторождений тяжелых нефтей и природных битумов в условиях многолетнемерзлых пород. Нефтегазовое дело. Разработка нефтяных и газовых месторождений 2015, т. 13, № 4, с.126-131

74 Кудинов В.И. Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей . - М.: Нефть и газ. – 1996. – 284 с.

75 Метод парогравитационного дренажа. (SAGD). Разработка залежей тяжелых нефтей и природных битумов. Все о нефти. vseonefti.ru/upstream/sagd.html

76 Мингареев Р. Ш., Тучков И. И. Эксплуатация месторождений битумов и горючих сланцев. М.: Недра, 1980. 572 с

77 Сабыров А. С., Чурикова Л. А., Юсубалиев Р. А. Анализ методов воздействия на пласт на месторождениях природного битума // Молодой ученый. — 2018. — №48. — С. 43-46. — URL <https://moluch.ru/archive/234/54431/> (дата обращения: 30.01.2019)

78 Briggs, P.J., Baron, P.R., Fulleylove, R.J. Development of Heavy-Oil Reservoirs // Journal of Petroleum Technology. 1988. Februar. P. 206-214

79 Чупров И.Ф. Теоретические и технологические основы теплового воздействия на залежи аномально вязких нефтей и битумов. Автор.дисс.докт.тех.наук. Ухта, 2009

80 Ахметов Д.А. Анализ результатов паротеплового воздействия на месторождении Каражанбас. Азербайджанское Нефтяное Хозяйство, №12, 2018, с. 9-13

81 Ахметов Д.А., Эфендиев Г.М. Опыт применения паротеплового воздействия на месторождении Каражанбас. Материалы Международной научно-практической конференции «Развитие науки и техники в освоении недр Казахстана», посвященной 90-летию академика Ш.Есенова., Актау, 2017, с. 170-173

82 Собин А. М. Регулирование разработки нефтяных месторождений на основе выявленных закономерностей фильтрации флюидов в призабойной зоне скважины. Кан. дисс. Ухта, 2015, 137 с

83 Предтеченская Е.А., Злобина О.Н. Баженовская свита как «промежуточный» коллектор в зонах тектонических нарушений // Материалы 4-х Кудрявцевских чтений– Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти. Москва, ЦГЭ, 19-21 октября 2015 – http://conference.deepoil.ru/images/stories/docs/4KR/theses/Predtechenskay-Zlobina_Theses.pdf

84 С.А.Жданов, С.О.Урсегов, Д.Ю.Крянев, Э.М.Симкин. Способ оптимизации паротеплового воздействия в процессе разработки месторождения с высоковязкими нефтями и битумами./ Патент РФ № 2445454, подача заявки:2010-12-09 публикация патента: 20.03.2012

85 Abraham K: «High Prices, Instability Keep Activity High» World Oil 227, no. 9 (September 2006), <http://www.worldoil.com> (accessed December 20, 2006)

86 Шевелёв А. П. Математическое моделирование циклического теплового воздействия на нефтяные пласты: диссертация кандидата физико-математических наук: 01.02.05.- Тюмень, 2005.- 137 с

87 Саенко А.Е. Способы извлечения нефти из продуктивного пласта нефтегазовых месторождений на различных стадиях их разработки. Территория Нефтегаз, №11, ноябрь, 2015, с.118-124

88 Калешева Г.Е., Ольховская В.А. Состояние нефтеносности и перспективы добычи высоковязкой нефти в республике Казахстан // Нефтепромысловое дело. -2015. -№ 5. -С. 5-10

89 Bellman R. E. and Zadeh L. A., Decision-Making in a Fuzzy Environment, Management Science, 17, pp. B-141-B-164, 1970

90 Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985 г., стр. 17, 107

91 Зарипов А.Т. Создание и исследование комплекса технологий для эффективной разработки мелкозалегающих залежей тяжелой нефти с применением термического воздействия на продуктивный пласт. Докт.дисс. Бугульма, 2014, 203с.

92 Антониади Д.Г. Проектирование и строительство скважин для термических методов добычи нефти/Д.Г. Антониади, И.И. Бекух, А.Р. Гарушев // М.: Недра, 1996. – 112 с

93 Шпуров И.В., Растрогин А.Е., Браткова В.Г. О проблеме освоения трудноизвлекаемых запасов нефти Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. 2014. № 12. С.95-97

94 Запывалов Н.П. Геолого-технологические особенности освоения трудноизвлекаемых запасов // Нефтяное хозяйство. - 2005. - № 6. - С. 57 - 59

95. Герт А., Гермаханов А., Гончаров И. и др. Трудноизвлекаемые запасы Томской области // Oil&Gas Journal Russia. 2015. № 7 (95). С. 30-37

96 А.С. Осипенко, И.В. Коваленко, О.И. Елизаров, С.В. Третьяков, А.А. Карачев, И.М. Ниткалиев. Концепция разработки трудноизвлекаемых запасов конформнозалегающих нефтяных оторочек. ГазпромНефть, Научно-технический центр, 2017. Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ») Источник: Журнал «ПРОнефть». ntc.gazprom-neft.ru/research-and-development/proneft/1622/26022/

97 Низаев Р. Х. Развитие технологий разработки трудноизвлекаемых запасов нефтяных месторождений на основе геолого-технологического моделирования. Автор.док.дисс.Бугульма, 2010, 49 с

98 Назьев В. Остаточные, но не второстепенные // Нефтегазовая вертикаль. - 2000. - № 3. - С. 21-22

99 Farouq Ali Heavy Oil Recovery - Principles, Practicality, Potential, and Problems // SPE paper 4935-MS presented at SPE Rocky Mountain Regional Meeting, 15-16 May, Billings, Montana. – 1974

100 Sadler K. W. An EUB Review of In Situ Oil Sands Bitumen Production // SPE paper 30240-MS presented at SPE International Heavy Oil Symposium, 19-21 June, Calgary, Alberta, Canada. – 1995

101 М. А. Шагеев, А. Ф. Шагеев, Б. Я. Маргулис, О. В. Лукьянов, А. И.

Пагуба, С. И. Назымов. Анализ методов теплового воздействия на призабойную зону скважин на месторождениях Жыланкабак и Жолдыбай Текст научной статьи по специальности «Горное дело»/ Бурение, 6/Н, ноябрь, 2008. [https://cyberleninka.ru/.../analiz-metodov-teplovogo-vozdeystviya-na prizaboynuyu-z..](https://cyberleninka.ru/.../analiz-metodov-teplovogo-vozdeystviya-na-prizaboynuyu-z..)

102 Ахмеджанов Т.К., Нуранбаева Б.М. Способ повышения нефтеотдачи пластов и добычи природного битума с использованием тепла солнечной энергии//Успехи современного естествознания. 2015. №12. С.13-16; <http://www.natural-sciences.ru/ru/article/view?id=35712>

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Утверждаю:
Директор производственного
управления АО «Каражанбасмунай»

О.К.Кабылов
«__» _____ 2020г.



АКТ

о результатах оценки практической значимости методик классификации трудноизвлекаемых запасов и принятия решений по выбору технологии закачки пара

Мы, нижеподписавшиеся, Кадыров Е.А. главный геолог АО «Каражанбасмунай», начальник отдела по разработке АО «Каражанбасмунай» Турков В.В., рассмотрев практические предложения и рекомендации, вытекающие из исследований, отраженных в диссертационной работе Д.А.Ахметова, составили настоящий акт, подтверждающий практическую значимость результатов диссертации. Так, в диссертации на основе анализа классификаций трудноизвлекаемых запасов, обоснована необходимость комплексной классификации нефтей по их свойствам и условиям их залегания. Учитывая размытость границ между отдельными категориями нефтей и связанные с этим трудности классификации и опирающегося на это принимаемое решение по выбору технологических вариантов воздействия на пласт, в данном случае необходимо применение методов, учитывающих отмеченные неопределенности. С применением методов, известных из теории нечетких множеств в работе впервые предложена классификация трудноизвлекаемых нефтей с применением нечеткого кластер-анализа. Классификация проводилась по вязкости, плотности нефти, а также проницаемости среды (пласта) по данным большого количества месторождений Казахстана. Такая классификация позволила подтвердить эффективность и тем самым обосновать применение тепловых методов на месторождении Каражанбас. На месторождении успешно применялся метод закачки пара. При этом автором диссертации, принимавшим участие в мероприятиях по повышению эффективности разработки месторождения, в своих научных исследованиях была поставлена задача принятия решений по оптимизации закачки пара. Задача состояла в том, чтобы обеспечить наибольшую добычу при минимальном объеме закачиваемого пара. Анализом результатов закачки пара предложен метод, с помощью которого рассчитан объем пара, необходимый для достижения максимальной добычи нефти. Экономический эффект обусловлен получением дополнительной добычи нефти и снижением объема закачиваемого пара.

Главный геолог
АО «Каражанбасмунай»  Кадыров Е.А.

Начальник отдела по разработке
АО «Каражанбасмунай»  Турков В.В.