

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Оренбургский государственный университет»

Л.Д. Савинкова, Н.В. Черных

ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Учебное пособие

Рекомендовано к изданию ученым советом федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Оренбургский государственный университет» для обучающихся по образовательной программе высшего образования по специальности 21.05.02 Прикладная геология

Оренбург
2017

УДК 532.5:622. 276
ББК 26.325.31
С13

Рецензент - кандидат геолого-минералогических наук, доцент
Оренбургского отделения РГУ им. И.М. Губкина в г. Оренбурге, В.И.
Кузнецов

С13 **Савинкова, Л.Д.**
Основы разработки месторождений нефти и газа: учебное пособие /Л.
Д. Савинкова, Н.В.Черных; Оренбургский ун-т. – Оренбург, 2017.

ISBN 978-5-7410-2032-6

В пособии представлены основные сведения о развитии нефтегазовой отрасли в России. Приведены сведения о месторождениях нефти и газа в мире и России. Рассмотрены цели, задачи и методы лабораторно-экспериментальные, гидродинамические, промыслово-геофизические, контроля разработки, увеличения нефтеотдачи, режимы работы скважин и продуктивных пластов. Пособие знакомит студентов с документацией учета показателей разработки месторождений нефти и газа и учит работать с ней. Приведены некоторые сведения охраны недр и окружающей среды при добыче нефти и газа. Теоретические основы курса разработки месторождений нефти и газа по основным разделам дисциплины С.1.Б.26.12 «Основы разработки месторождений нефти и газа» преследуют цель помочь студенту в освоения курса, подготовиться к сдаче экзамена, что улучшит качество дипломных работ.

Учебное пособие предназначено для студентов очной, заочной и дистанционной форм обучения, обучающихся по программе высшего образования по специальности 21.05.02 Прикладная геология, специализации «Геология нефти и газа», а также специалистов нефтегазового дела.

УДК 532.5: 622. 276

ББК 26.325.31

ISBN 978-5-7410-2032-6

© Савинкова Л.Д.,
Черных Н.В., 2017
© ОГУ, 2017

Содержание

Введение	6
1 Предмет, цели, задачи, запасы и добыча углеводородов в мире и России, связь с другими дисциплинами.....	7
1.1 Предмет, цели и задачи курса «Основы разработки месторождений нефти и газа»	8
1.2 Гипотезы происхождения нефти и газа	9
1.3 Месторождения нефти и газа в мире и России	13
1.4 Роль основ разработки нефти и газа в подготовке специалиста – промыслового геолога. Связь с другими дисциплинами.	29
Вопросы самоконтроля и саморазвития	30
2 История становления и развития теории разработки месторождений нефти и газа	32
Вопросы для самопроверки	39
3 Методы и средства, применяемые при разработке объектов месторождений нефти и газа.....	40
3.1 Методы, применяемые в процессе разработки месторождений нефти и газа.....	40
3.2 Современные методы и системность разработки месторождений нефти и газа	55
Вопросы для саморазвития и самопроверки	56
4 Процесс разработки месторождений нефти и газа на режиме истощения	58
4.1 Водонапорный режим работы нефтяной залежи	60
4.2 Упруговодонапорный режим работы нефтяной залежи	64
4.3 Режим растворенного газа нефтяной залежи	67
4.4 Режим гравитационный нефтяной залежи.....	69
4.5 Смешанный режим работы нефтяного продуктивного пласта.....	71
4.6 Естественный режим газовый для нефтяного пласта.....	71
4.7 Газонапорный режим продуктивных пластов	74
4.8 Упругогазоводонапорный режим нефтегазовой и газовой залежей	75
4.9 Смешанный режим работы нефтегазовых и газонефтяных пластов	77
Вопросы для самопроверки и самостоятельного развития.....	79
5 Современные комплексные задачи разработки месторождений нефти и газа	81
5.1 Современные проблемы разработки месторождений нефти и газа	81
5.2 Коэффициент вытеснения и нефтеотдачи	85
5.3 Размещение скважин	88
5.4 Геолого-промысловая характеристика системы разработки и методы увеличения нефтеотдачи.....	95
5.5 Методы повышения продуктивности разведочных и добывающих скважин, оптимизация работы скважин и проблемы обводнения залежей в процессе эксплуатации	103
5.6 Задачи геолого-промыслового контроля разработки	111
5.7 Методы повышения нефтеотдачи пластов	113
6 Физико-геологические параметры продуктивного пласта	126

6.1 Свойства горных пород, коллекторов и пластовых жидкостей	127
6.2 Коллекторские свойства трещиноватых пород	131
6.3 Методы определения физических свойств горных пород	135
Вопросы для самопроверки и самостоятельного исследования.....	139
7 Характеристика неоднородности продуктивного пласта	140
Вопросы для самопроверки и саморазвития	143
8 Гидродинамические методы определения фильтрационно-емкостных параметров пласта	144
8.1 Стационарные методы исследования нефтяных и газовых скважин....	145
8.2 Нестационарные методы исследования нефтяных и газовых скважин	156
8.3 Метод гидропрослушивания скважин.....	163
Вопросы самопроверки и саморазвития	164
9 Принципиальные схемы размещения скважин, расчетные модели-схемы продуктивного пласта на разных стадиях и процесс регулирования разработки	167
9.1 Принципиальные схемы размещения скважин	167
9.2 Принципы регулирования разработки месторождений нефти и газа ...	168
9.3 Принципы регулирования разработки газонефтяных залежей	169
9.4 Методы регулирования системы разработки без ее существенного изменения	171
9.5 Методы регулирования с совершенствованием или изменением системы разработки	182
Вопросы для самоконтроля и саморазвития.....	185
10 Разработка нефтяных и газовых месторождений на разных режимах работы	187
10.1 Основные понятия системы разработки нефтяных месторождений ..	187
10.2 Рациональная система разработки месторождения	198
10.3 Разработка нефтяных месторождений на естественном режиме	201
10.4 Разработка нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления.....	206
10.5 Разработка газовых месторождений.....	214
10.6 Разработка нефтегазовых и газонефтяных месторождений	220
11 Моделирование пластов и процессов на режиме истощения, постоянно-действующие модели объектов разработки месторождений нефти и газа	223
11.1 Вероятностно-статистические типы моделей продуктивных пластов	224
11.2 Модели продуктивных пластов на режиме истощения.....	232
11.3 Постоянно-действующие голого-промысловые модели месторождения	233
Вопросы для самоконтроля и самосовершенствования творческого потенциала.....	240
12 Новые методы увеличения нефтеизвлечения и эффективность системы при разработке залежей углеводородов	242
12.1 Классификация современных методов увеличения нефтеотдачи пластов.....	242

12.2	Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи	245
12.3	Уплотнение сеток скважин в процессе разработки месторождений ..	247
12.4	Форсированные отборы жидкости	248
12.5	Тепловые методы увеличения нефтеотдачи пластов.....	250
12.6	Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов.....	253
12.7	Техногенные факторы, влияющие на доизвлечение остаточных запасов нефти	254
12.8	Нетрадиционные методы разработки по увеличению нефтеотдачи..	254
13	Анализ, промыслово-геологический системный контроль и регулирование процесса разработки месторождений нефти и газа	265
13.1	Контроль текущих показателей и регулирование процесса разработки	266
13.2	Документация учета показателей работы скважин	272
13.3	Документация по залежи (участку)	274
13.4	Рабочий стол промыслового геолога по видам проектных документов	281
13.5	Контроль пластового давления и температуры.....	284
13.6	Комплексные показатели фильтрационной характеристики пластов, перепады давления при добыче нефти и газа	290
13.7	Методы контроля разработки месторождений газа и нефти	294
14	Охрана недр и окружающей среды при добыче нефти и газа	301
14.1	Экологическая характеристика нефтегазодобывающего производства	301
14.2	Источники загрязнения.....	304
14.3	Загрязнение окружающей среды при строительстве скважин	306
14.4	Загрязнение окружающей среды при нефтегазовом строительстве ...	307
14.5	Загрязнение окружающей среды при добыче, сборе и подготовке нефти	309
14.6	Загрязнение окружающей среды при интенсификации добычи нефти	311
14.7	Охрана природных вод	312
14.8	Охрана земельных ресурсов	318
14.9	Охрана атмосферы.....	322
14.10	Мониторинг нефтяного загрязнения	324
15	Учебно-методическое обеспечение дисциплины	327
15.1	Основная литература.....	327
15.2	Дополнительная литература.....	328
15.3	Периодические издания	332
15.4	Интернет-ресурсы.....	333
15.5	Программное обеспечение, профессиональные базы данных и информационные справочные системы современных информационных технологий.....	334

Введение

Учебное пособие посвящено разработке нефтяных и газовых месторождений, написанное для студентов геологических специальностей, охватывает основные направления программы по дисциплине «Основы разработки месторождений нефти и газа»: историю развития нефтегазовой отрасли, стационарные и нестационарный режимы работы нефтяных и газовых скважин, основные методы теории разработки, оценку фильтрационно-емкостных параметров и режимы работы залежей, моделирование процесса разработки, изучение проектно-сметной документации и документации промыслов, методы оптимизации работы скважин, увеличения нефтеотдачи, контроля разработки месторождений.

Учебное пособие включает теоретические вопросы процесса разработки, режимы работы залежей, методы повышения продуктивности скважин и пластов, гидродинамические исследования скважин и физико-геологические параметры продуктивных пластов. В пособии приводится справочный материал в виде таблиц, схем, графиков, диаграмм и прочих данных по нефтяным и газовым месторождениям, необходимых для работы по освоению курса и подготовки к экзамену.

Целью данного учебно-методического пособия является оказание методической и практической помощи при подготовке к экзамену, подготовки к преддипломной практике и дипломному проектированию. Учебное пособие готовит студентов к исследовательской работе, применению теоретических основ разработки, формирование навыков решения задач по дисциплине С.1.Б.26.12 «Основы разработки месторождений нефти и газа», работы с проектной документацией, графической, табличной, текстовой информацией. Освоение теоретических основ и практических занятий позволит будущим инженерам-геологам творчески и самостоятельно ориентироваться в реальных условиях разработки нефтяных и газовых месторождений, в решении практических геолого-промысловых задач и оптимизации работы скважин, регулирования процесса разработки и контроля.

Содержание пособия охватывает теоретические основы сложнейших технологических процессов выработки запасов нефти и газа, а также наработка опыта работы с практическими инженерными задачами по эксплуатации и разработке, будут полезны при подготовке к экзамену по дисциплине.

Данное учебное пособие может быть полезным не только студентам, но и специалистам геологам-нефтяникам, имеющим дело с инженерными расчетами в процессе эксплуатации и разработки, а также в проектировании нефтяных и газовых месторождений.

1 Предмет, цели, задачи, запасы и добыча углеводородов в мире и России, связь с другими дисциплинами

Цель : Изучить основные понятия, раскрыть связь с другими дисциплинами

Реализуемая преемственность компетенций:

ПК-2 способностью выбирать технические средства для решения общепрофессиональных задач и осуществлять контроль за их применением; **ПК-8** готовностью применять основные принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды; **ПК-9** способностью подготавливать и согласовывать геологические задания на разработку проектных решений; **ПСК-1** способностью осуществлять поиски и разведку месторождений нефти, газа, газового конденсата; **ПСК-5** способностью производить оценку ресурсов и подсчет запасов нефти, горючих газов, газового конденсата. **ПК-18** способностью организовывать работу исполнителей, находить и принимать управленческие решения в области организации и нормировании труда, готовность быть лидером; **ПК-19** способностью составлять техническую документацию реализации технологического процесса (графики работ, инструкции, планы, сметы, заявки на материалы, оборудование), а также установленную отчетность по утвержденным формам; **ПСК-2** способностью обрабатывать и интерпретировать вскрытые глубокими скважинами геологические разрезы; **ПСК-3** способностью интерпретировать гидродинамические исследования скважин и пластов для оценки комплексных характеристик пластов и призабойных зон скважин; **ПСК-6** способностью осуществлять геологическое сопровождение разработки месторождений нефти и газа

План изложения:

1. Основные цели и задачи курса
2. Предмет основ разработки месторождений нефти и газа, место дисциплины в системе гуманитарного знания, прикладной геологии при изучении процесса разработки, гипотезы происхождения нефти и газа
3. Роль основ разработки нефти и газа в подготовке специалиста – промыслового геолога. Связь с другими дисциплинами

Вопросы к самостоятельному изучению:

1. Место дисциплины «Основы разработки месторождений нефти и газа» в системе гуманитарного знания
2. Место дисциплины «Основы разработки месторождений нефти и газа» в системе прикладной геологии

1.1 Предмет, цели и задачи курса «Основы разработки месторождений нефти и газа»

Курс «Основы разработки месторождений нефти и газа» преследует следующие цели:

формирование у студентов комплексных знаний о рациональной системе разработки нефтяных, газонефтяных и газовых месторождений;

знакомство с геолого-промысловым обоснованием комплексного проектирования;

методами оценки технологических показателей продуктивных пластов при различных природных энергетических режимах;

знакомство с способами добычи с целью обеспечения наиболее полного извлечения углеводородов из недр;

оптимизацией работы скважин и методов увеличения нефтеотдачи;

умение работать с проектными документами и регламентными формами на разработку;

знать основную руководящую и нормативно-техническую документацию по вопросам разработки, иметь представление об направлениях совершенствования и моделирования системы и контроля разработки;

знакомство с методами регулирования разработки залежей нефти и газа, как понимания процесса управления извлечения углеводородов (УВ) с помощью комплекса различных технологических и технических мероприятий.

Задачи курса основы разработки месторождений нефти и газа:

- иметь навыки работы с геолого-промысловой информацией, используемой в системе разработки месторождений УВ;

- умение использовать методы и способы обработки геолого-промысловой и графической информации, подсчета запасов УВ, гидродинамических исследований скважин и пластов, физико-химических характеристик флюидов, влияющих на рациональную систему разработки и процесс эксплуатации месторождений УВ;

-закрепить у студентов навыки методических и методологических основ междисциплинарного исследования и моделирования на основе геолого-промысловой информации, иметь навыки работы с регламентирующими проектными документами на разработку месторождений, таблицами, графиками и диаграммами;

- привить умение использовать для нужд практической деятельности данные и методы, применяемые в практике добычи нефти и газа;

-умение анализировать и принимать взвешенные технологические решения по оптимизации работы эксплуатационного фонда скважин;

- знакомство с методами увеличения нефтеизвлечения, контроля и регулирования процесса разработки месторождений различными методами

-уметь выбирать наиболее рациональную систему, проводить анализ и систематизацию информации по курсу.

Предмет основ разработки месторождений нефти и газа, теория происхождения нефти, место дисциплины в системе гуманитарного знания, о теории происхождения нефти и прикладной геологии при изучении процесса разработки месторождения нефти и газа в мире и России

Предметом и объектом изучения курса «Основы разработки месторождений нефти и газа» является объект разработки и эксплуатационный объект месторождения нефти и газа. Дисциплина специального курса специалитета. Занимает одно из важных и практических мест в системе специальных знаний о разработке месторождения нефти и газа. Дает представления о рациональной системе разработки, изучает формирование естественных режимов работы залежей и объектов разработки, объектов эксплуатации. Занимается геолого-промысловым обоснованием выделения объектов разработки, обоснованием проектирования и реализации системы разработки, применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН), интенсификации разработки и процессами динамики, дренирования запасов, анализом работы трехмерной геолого-технологической модели месторождения. Методами контроля разработки и оптимизации работы скважин.

Дисциплина занимает ведущую роль в формировании специалиста-промыслового инженера-геолога. Связана с дисциплинами: промысловой геологией, подсчетом запасов, геологией нефти и газа, геохимией нефти и газа, физикой пласта, подземной гидродинамикой и геофизическими методами исследования скважин, бурением нефтяных и газовых скважин, с экономикой нефтяной и газовой промышленности, с технологией и техникой добычи, математическими методами, компьютерным моделированием системы нефтедобычи и другими дисциплинами.

За время существования нефтяной промышленности человечеством добыто 85 млрд.т нефти и столько же оставлено в пласте около 90 млрд.т. Доказанные запасы в мире в целом составляют 140 млрд.т.

1.2 Гипотезы происхождения нефти и газа

Происхождение нефти познавательное и практическое значение: органическая теория (И.М. Губкин -1932 г Учение о нефти), неорганическая теория (Д.И.Менделеев 1876 г) - карбидная гипотеза, В.Д.Соколов (1892 г-космическую гипотезу, Н.А.Кудрявцев-разломная теория) и так далее.

Происхождение нефти имеет большое практическое и познавательное значение. «Только тогда, когда мы будем иметь правильное представление о тех процессах, в результате которых возникла нефть, будем знать, каким образом в земной коре образуются ее залежи, мы получим надежные указания, в каких местах надо искать нефть и как надлежит наиболее целесообразно организовать ее разведку», - писал в 1932 г. академик И.М. Губкин.

Сформированные две основные теории происхождения нефти: органическая и неорганическая.

Сторонники *органической* теории утверждают, что исходным материалом для образования нефти стало органическое вещество. В основе данной теории происхождения нефти были положены положения, сформированные академиком И.М. Губкиным в 1932 г. в монографии «Учение о нефти». По его мнению, что исходным для образования нефти является органическое вещество морских илов, состоящее из растительных и животных организмов.

Процесс нефтеобразования по органической теории делится при этом на три этапа:

- накопление органического материала, преобразование его в диффузно рассеянную нефть;
- выжимание из нефтематеринских пород рассеянной нефти в коллекторы;
- накопление и движение нефти по коллекторам в залежах.

Открытие крупнейших нефтяных месторождений в осадочных бассейнах сначала между Волгой и Уралом, Западной Сибири подтверждает учение И.М. Губкина. Большинство нефтяных месторождений мира находится в местах сосредоточения осадочных пород, которые содержат окаменелые останки животных и растений.

Однако сторонники органического происхождения нефти не могут пока объяснить существование ее гигантских скоплений там, где органического вещества в осадочных породах относительно мало, как например, бассейн реки Ориноко. Значительные скопления нефти в Марокко, Венесуэле, США и других странах встречаются в метаморфических и изверженных породах, в которых нет органического вещества. До недавнего времени подтверждением родства нефти и органического мира считались соединения, порфиринов, встречающиеся в обоих из них. Вместе с тем в настоящее время многие из этих соединений получены неорганическим путем. При синтезе их получается значительное количество твердых парафинов, которые часто встречались в нефти. Органическая теория наличие такой доли парафина в нефтях не может объяснить.

Также не вписываются в органическую теорию происхождения нефти находки, которые сделаны в магматических породах. Например, в древнейших кристаллических породах, которые вскрыты Кольской сверхглубокой скважиной, зафиксировано присутствие родственного нефти битуминозного вещества, а на вьетнамском шельфе открыты крупные нефтяные месторождения («Белый Тигр», «Волк», «Дракон»), где продуктивными оказались не привычные нефтяникам песчаники и известняки, а гранитный массив на глубине [1].

По *неорганической* теории считается, что нефть образовалась из минеральных веществ. В 1876 г. Д.И. Менделеев выдвинул «карбидную» гипотезу происхождения нефти. По его мнению, вода проникает вглубь во

время горообразовательных процессов по трещинам-разломам, рассекающим земную кору. Встречая на своем пути карбиды железа, вода вступает с ними в реакцию, по результатам которой образуются оксиды железа и УВ. Затем последние по тем же разломам поднимаются в верхние слои земной коры и образуют нефтяные месторождения.

Противники «карбидной» гипотезы утверждают, что не доказано существование карбидов железа в недрах Земли. Горные породы в условиях высоких давлений и температур становятся пластичными и поэтому существование трещин, ведущих к ядру Земли, по их мнению, невозможно.

Русский геолог В.Д. Соколов (1892г) основывался на фактах находок битумов в метеоритах, а также на наличие УВ в хвостах некоторых комет, предложил в коре планеты «космическую» гипотезу возникновения нефтяных УВ.

Геолог-нефтяник Н.А. Кудрявцев (50-е годы) собрал и обобщил геологический материал по нефтяным месторождениям мира. На более обширном материале он подтвердил наблюдения Д.И. Менделеева о том, что месторождения УВ обнаруживаются под зонами глубинных разломов земной коры. *Мархининский вал на севере Сибири является таким местом*, где горные породы на глубину двух километров буквально были пропитаны нефтью, а количество углерода, которое образовалось одновременно с породой, составляет всего 0,2 - 0,4 %. На этом основании ученый утверждает, что нефтеносность Мархининского вала не связана с преобразованием органического вещества, а с наличием *глубинного разлома*, по которому УВ поднимались из недр планеты. Этим же самым можно объяснить присутствие нефти в кимберлитовых трубках, представляющие собой каналы разлома земной коры, которые образовывались в результате прорыва глубинных газов и магмы из недр Земли.

Н.А. Кудрявцев советовал искать нефть не только в верхних слоях, но и значительно глубже. Оппоненты его утверждают, что в условиях высоких температур УВ радикалы существовать не могут. Но ученый Э.Б. Чекалюк выполнил необходимые расчеты и показал, что при больших глубинах полностью подавляет термическую деструкцию УВ высокое давление. Оптимальные термодинамические условия для синтеза нефти, по мнению ученого, имеют место на глубинах порядка 100-200 км. Прорыв нефтяных УВ ближе к поверхности происходит по разломам, которые возникают в мантии и земной коре.

В СССР считалась признанной теория органического происхождения нефти, по которой «черное золото» залегает на глубине 1,5-6 км. Белых пятен в недрах Земли на этих глубинах почти не осталось. Поэтому теория органического происхождения не дает перспектив в отношении разведки новых крупных месторождений нефти.

Другое дело с теорией неорганического происхождения нефти. В недрах нашей планеты для образования УВ имеется достаточное количество исходного материала. Вода и углекислый газ считаются источниками

углерода и водорода. Пока есть вода, углекислый газ и восстановители (например, закись железа), то будет образование нефти продолжаться до тех пор. Теория неорганического происхождения нефти внушает и дает надежду на то, что запасы нефти на Земле значительно больше разведанных на сегодня, продолжают пополняться.

Происхождение газа во многом определяются процессами : биохимическим, термо-каталитический, радиационно-химическим, механо-химическим, космогенным. Газовые месторождения в своем составе природного газа содержат, в основном, метан (CH_4). Метан широко распространен в природе. Он входит в состав пластовой нефти всегда. Много метана растворено в пластовых водах на глубинах 1.5 -5 км. В пористых и трещиноватых осадочных породах газообразный метан образует залежи [1]. В небольших концентрациях он присутствует в водах рек, озер и океанов, в почвенном воздухе и в атмосфере. Основная же масса метана рассеяна в осадочных и изверженных породах. Повсеместное распространение метана в природе позволяет предположить, что он образовался различными путями. Известно несколько процессов, приводящих к образованию метана.

Образование метана при биохимическом процессе происходит в илах, почве, осадочных горных породах и гидросфере. Существует более десятка бактерий, с помощью которых образуется метан в результате жизнедеятельности из органических соединений (белков, клетчатки, жирных кислот).

Образование метана при термо-каталитическом процессе заключается в преобразовании в газ органического вещества осадочных пород под воздействием повышенных давлений и температуры в присутствии глинистых минералов, которые играют роль катализатора. Первоначально органическое вещество накапливалось на дне водоемов и на суше, подвергалось биохимическому разложению. При котором бактерии при этом разрушают простейшие соединения. По мере погружения органического вещества в глубь Земли и соответственного повышения температуры затухает деятельность бактерий и полностью прекращается при температуре 100 °С. Но подключается другой механизм. Который ведет к разрушению сложных органических соединений (остатков живого вещества) в более простые УВ, в частности метан, под воздействием возрастающих давления и температуры.

Для образования метана исходным является органическое вещество *гумусового типа*, которое состоит из остатков растительных организмов. Это вещество при термокатализе образует метан. Определяющая *зона нефтеобразования* соответствует температурам горных пород от 60 °С до 150 °С, которые встречаются на глубинах 1,5-6 км. Зона интенсивного *газообразования* соответствует температурам 150 °С - 200 °С и более, которая находится ниже главной зоны нефтеобразования. В жестких температурных условиях при глубокой термической деструкции не только рассеянного органического вещества, но и УВ горючих сланцев и нефти

происходит газообразование. При этом образуется большое количество метана.

Процесс радиационно-химического образования метана протекает при воздействии радиоактивного излучения на различные углеродистые соединения.

Известно, как правило, что черные тонкодисперсные глинистые осадки с повышенной концентрацией органического вещества обогащены и ураном. Это отчасти связано с тем, что накопление органического вещества в осадках благоприятствует осаждению солей урана. Органическое вещество под воздействием радиоактивного излучения распадается с образованием *метана, водорода и окиси углерода*.

Процесс механо-химический образования метана заключается в образовании УВ из органического вещества (углей) под воздействием постоянных и переменных механических нагрузок. Тогда на контактах зерен минеральных пород могут концентрироваться высокие напряжения, энергия которых участвует в преобразовании органического вещества.

Процесс космогенный образования метана описывает «космическая» гипотеза образования нефти В.Д. Соколова.

1.3 Месторождения нефти и газа в мире и России

В зависимости от запасов (А.А. Бакирова (1972 г.) различают месторождения следующих размеров (нефть в млн т, газ в млрд м³): мелкие - до 10; средние- 10 -30; крупные - 30 -300; гиганты- 300 - 1000; уникальные - свыше 1000.

В 80-годы в мире из 25 тыс. нефтяных месторождений на долю гигантов приходилось всего 45, в которых сосредоточено 65,3 млрд. т нефти. Сведения о крупнейших *нефтяных месторождениях мира* приведены в таблице 1.1, из которой следует, что крупнейшим нефтяным месторождением мира является Гавар в Саудовской Аравии [1].

Таблица 1.1 -Уникальные нефтяные месторождения за рубежом

Регион	Страна	Месторождение, год открытия	Начальные, доказанные запасы, млрд. т
Ближний и Средний Восток	Иран	Гечсаран (1928) Марун (1964)	1,56 1,47
	Кувейт	Большой Бурган (1978) Бурган (1938)	9,13 2,24
	Саудовская Аравия	Гавар (1948) Сафания (1951)	10,14; 2,91
Северная и Южная Америка	США	Прадхо-Бей (1968)	1,40
	Венесуэла	Лагунильяс (1926) Боливар (1917)	1,50; 4,30
Африка	Алжир	Хасси-Месаул (1956)	1,42
	Ливия	Серир (1961)	1,10

Большинство зарубежных нефтяных гигантов (29 из 44) расположено в странах Ближнего и Среднего Востока. В них сосредоточено около 50 млрд. т

доказанных запасов нефти. По остальным регионам распределение нефтяных «монстров» далее: Америка - 7 (9,2 млрд. т), Африка - 6 (4,6 млрд. т), Азия и Океания — 1 (0,5 млрд. т), Западная Европа -1(1 млрд. т). Сведения о крупнейших газовых месторождениях в странах мира приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 - Уникальные газовые месторождения мира

Регион	Страна	Месторождение	Начальные доказанные запасы, млрд, м ³
Америка	США	Панхендл	2000
Африка	Алжир	Хасси Р'Мейль	1500...2300
Ближний и Средний Восток	Иран	Пазанун	1400
Восточная Европа	Россия	Медвежье	2348
		Оренбургское	1800
		Уренгойское	2200
		Ямбургское	3640
Западная Европа	Нидерланды	Слохтерен	1800

Разведанные запасы природного газа в мире

Темпы роста мировых разведанных запасов природного газа почти вдвое обгоняют темпы роста запасов нефти (рисунок 1.1). Если до 1970 г. соотношение мировых разведанных запасов нефти и природного газа в пересчете на нефтяной эквивалент составляло примерно 70:30, то к 1990 г. изменилось до 55:45, а в 2009 г. практически сравнялось до 50:50.

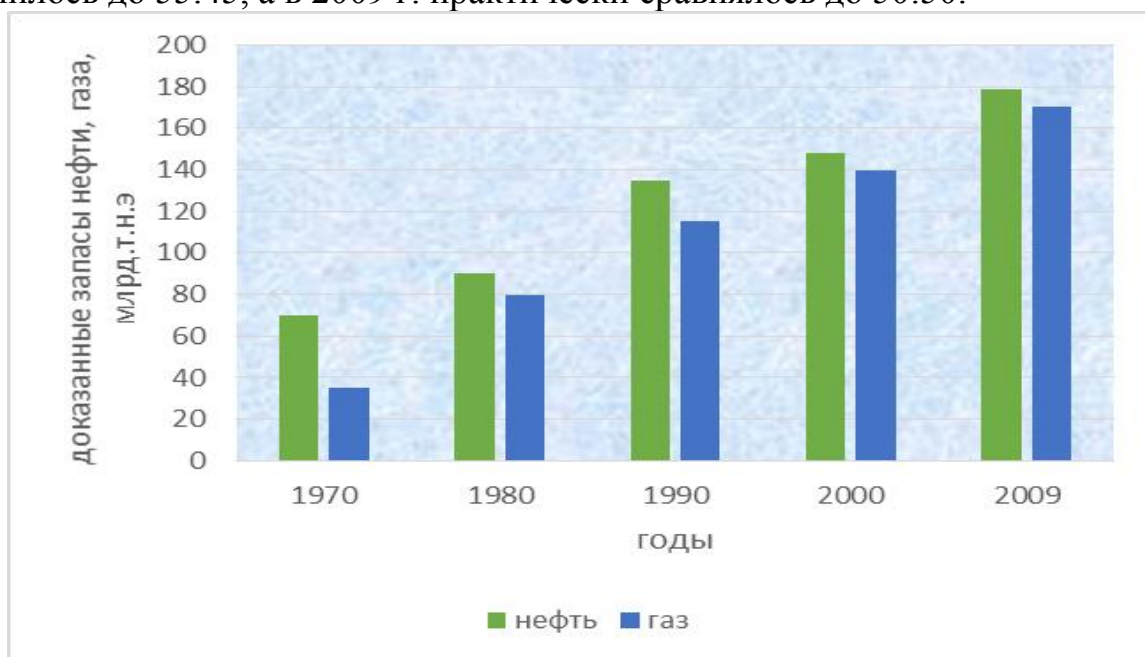


Рисунок 1.1 –Динамика мировых доказанных заасов нефти и природного газа за 1970-2009 г.г, млрд.т.н.э

Динамика доказанных запасов природного газа по странам и регионам мира представлена в таблице 1

Таблица 1.3- Данные о доказанных запасах природного газа по странам и регионам мира в 1989-2009 гг на конец года, трлн.м³

Страны	1989г.	1999г.	2009г.	Доля в мировых запасах	Обеспеченность, лет
1	2	3	4	5	6
Северная Америка					
США	4,73	4,74	6,93	3,70	11,7
Канада	2,73	1,72	1,75	0,94	10,9
Мексика	2,06	0,86	0,48	0,25	8,2
Всего в регионе	9,52	7,32	9,16	4,88	11,3
Южная и Центральная Америка					
Аргентина	0,67	0,73	0,37	0,2	9,1
Боливия	0,12	0,52	0,70	0,40	57,9
Бразилия	0,11	0,23	0,36	0,2	30,1
Венесуэла	2,99	4,15	5,67	3,0	·
Колумбия	0,11	0,19	0,12	0,10	11,8
Перу	0,34	0,25	0,32	0,2	91,3
Тринидад и Тобаго	0,29	0,61	0,44	0,20	10,7
Другие страны региона	0,17	0,14	0,07	·	19,7
Всего по региону	4,80	6,81	8,08	4,30	53,2
Евразия					
Азербайджан	·	1,23	1,312	0,70	88,8
Великобритания	0,56	1,27	0,29	0,20	4,9
Германия	0,29	0,23	0,08	·	6,4
Дания	0,11	0,14	0,06	·	7,6
Италия	0,30	0,19	0,06	·	8,6
Казахстан	·	1,78	1,82	1,0	56,6
Нидерланды	1,57	1,55	1,09	0,6	17,3
Норвегия	1,73	1,25	2,05	1,1	19,8
Польша	0,16	0,15	0,11	0,10	26,6
Россия	·	42,44	44,38	23,7	84,1
Румыния	0,13	0,35	0,63	0,30	57,9
Туркмения	·	2,59	8,1	4,3	·
Узбекистан	·	1,58	1,68	0,9	26,1
Украина	·	1,01	0,98	0,5	51,0
Другие страны региона	47,41	0,43	0,44	0,2	46,6
Всего по региону	52,28	56,17	63,09	33,70	64,8
Ближний Восток					
Бахрейн	0,18	0,12	0,092	·	6,7
Йемен	0,20	0,48	0,49	0,30	·
Ирак	3,12	3,29	3,17	1,7	·
Иран	17,0	25,0	29,61	15,8	·
Катар	4,62	11,16	25,37	13,5	·
Кувейт	1,40	1,48	1,18	1,0	·
ОАЭ	5,65	6,0	6,43	3,40	·
Оман	0,28	0,83	0,98	0,50	39,6
Саудовская Аравия	5,22	6,15	7,92	4,20	·
Сирия	0,16	0,24	0,28	0,20	48,9
Другие страны региона	0,01	0,01	0,06	·	24,2
В целом по региону	37,83	54,74	76,18	40,6	·

Продолжение таблицы 1.3

	Африка

Алжир	3,25	4,52	4,502	2,4	55,3
Ливия	1,22	1,32	1,54	0,8	•
Нигерия	2,83	3,51	5,25	2,8	•
Другие страны региона	0,82	0,87	1,27	0,7	65,3
Всего по региону	8,48	11,44	14,76	7,9	72,4
Азиатско-Тихоокеанский регион					
Австралия	0,96	1,99	3,08	1,60	72,7
Бангладеш	0,73	0,32	0,36	0,20	18,0
Бруней	0,32	0,37	0,35	0,20	30,7
Вьетнам	•	0,17	0,68	0,40	85,2
Индия	0,69	0,65	1,12	0,60	28,4
Индонезия	2,55	2,62	3,18	1,70	44,3
Китай	1,02	1,37	2,46	1,3	28,8
Малайзия	1,61	2,48	2,38	1,3	38,0
Мьянма	0,27	0,29	0,57	0,3	49,4
Пакистан	0,65	0,70	0,91	0,50	23,9
Папуа-Новая Гвинея	0,23	0,43	0,44	0,20	•
Таиланд	0,23	0,35	0,36	0,20	11,6
Другие страны региона	0,26	0,34	0,36	0,20	20,9
Всего по региону	9,5	12,07	16,24	8,70	37,0
Всего в мире	122,4	148,55	187,49	100,0	62,8
*-обеспеченность более 100 лет					

Доказанные запасы природного газа (мировые) по состоянию на 01.01.2010 г. составляли 187,49 трлн м³. Среднемировая обеспеченность запасами природного газа - около 63 лет, таблица 1.3. Геологическая служба США в дополнение к разведанным и доказанным мировым запасам газа относит неоткрытые запасы - 137,5 трлн м³, запасы труднодоступных месторождений - 85,2 трлн м³, оценивает прирост запасов существующих газовых провинций - 66,7 трлн м³. Суммарные потенциальные запасы природного газа (сверх доказанных) геологическая служба США оценивает в 289,4 трлн м³.

Наиболее обеспеченная запасами газа страна - Россия (23,7 % от общемировых запасов), на втором месте находится Иран (15,8 %), на третьем - Катар (13,5 %). Замыкает десятку лидеров по запасам Алжир (рисунок 1.2).

До последнего времени поиски газа носили ограниченный характер. В настоящее время произведены поиски лишь около 1/4 перспективных на газ территорий. Свыше 2/3 всех поисково-разведочных скважин на газ пробурено в США и Канаде, которые представляют лишь 1/7 всех перспективных на газ территорий. По сравнению с США остальные регионы слабо изучены, и в ряде районов можно ожидать открытие крупных запасов газа. Данные о крупнейших месторождениях газа в мире приведены в таблице 1.4.

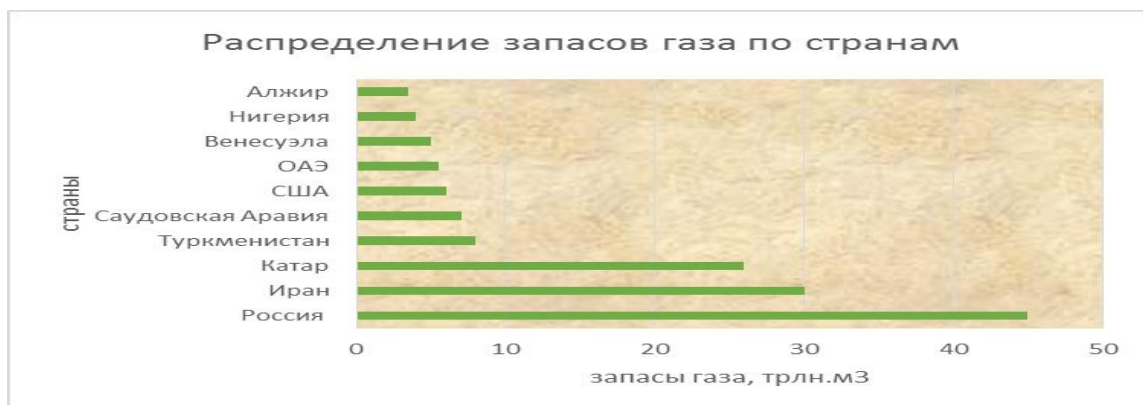


Рисунок 1.2 –Десятка стран –лидеров с доказанными запасами природного газа по состоянию на 01.01.10 г, трлн.м³

Из десяти крупнейших газовых месторождений мира (рисунок 1.3), начальные запасы которых на 01.01.10 составляли не менее 63 трлн. м³, половина находится в России. Самое крупное, Южный Парс/Северное находится в территориальных водах Катара и Ирана. Запасы этого месторождения оцениваются в 13,4 трлн. м³ газа и 7 млрд. т нефти. На втором месте в мире - Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение с общими геологическими запасами 16 трлн. м³ и остаточными запасами - 10,2 трлн. м³. Открыто в США в 2008 г самое молодое месторождение первой десятки Хейнсвилль. Динамику фактической добычи газа характеризуют только те его объемы, которые поступают в магистральные газопроводы. Это так называемая товарная добыча, которая отличается от валовой добычи на величину различных потерь (попутный газ, газ, использованный для закачки в нефтеносный пласт, сожженный в факелах или выпущенный в воздух и прочие потери). В некоторых странах в показатель добычи газа, кроме природного, включают попутный нефтяной газ, таблица 1.5. Поэтому, в частности, по России показатели добычи газа, публикуемые органами отечественной статистики, не совпадают с данными международной статистики.

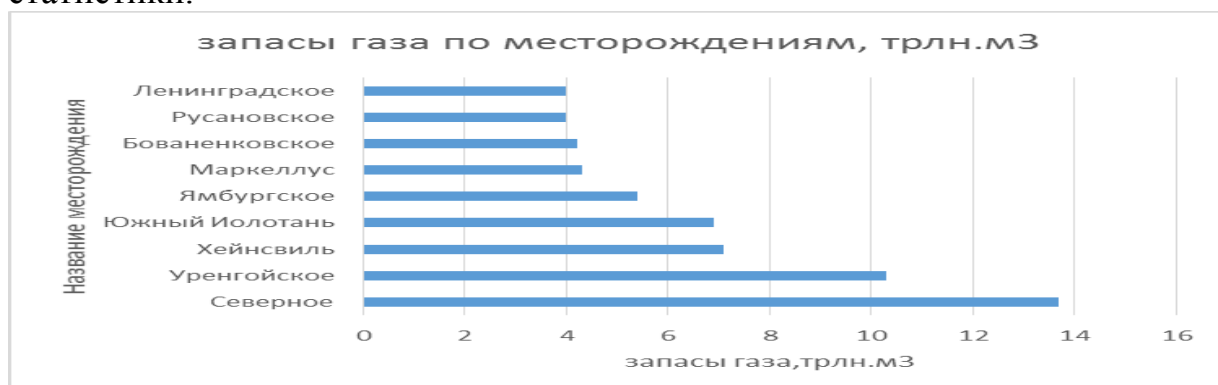


Рисунок 1.3 -Десятка крупных газовых месторождений мира, трлн.м³

Отношение *товарной добычи к валовой*, характеризующее степень потерь при добыче, получило название коэффициента утилизации. В промышленно развитых странах этот показатель повысился с 68 % в 50-х

годах до 86 % - в 90-х годах, в то время как в развивающихся странах он в целом не превышает 65 %. Эффективность добычи природного газа в различных регионах существенно отличается, что свидетельствует о разрыве в уровнях используемых технологий. В Западной Европе, например, коэффициент утилизации составляет 89 %, в Северной Америке – 80 %, В Латинской Америке – 66 %, в Африке – 38 %.

Таблица 1.4 - Крупнейшие газовые месторождения мира

Месторождение	Государство	Год открытия	Запасы, млрд.м ³
1	2	3	4
Южный Парс/Северное	Иран/Катар	1991/1997	13450
Уренгойское	Россия	1966	10200
Хейнсвилль	США	2008	7079
Южный Иолотань	Туркмения	2006	7000
Ямбургское	Россия	1969	5242
Маркеллус	США		4452
Бованенковское	Россия	1971	4400
Ленинградское	Россия	1992	4000
Русановское	Россия	1992	4000
Заполярье	Россия	1965	3500
Штокмановское	Россия	1988	3200
Пойнт Томсон	США	1965	3000
Манас	Албания	2008	3000
Гронинген	Нидерланды	1959	2850
Арктическое	Россия	1968	2762
Астраханское	Россия	1973	2711
Анадарко	США	1922	2650
Хасси Рмейль	Алжир	1957	2549
Западно-Камчатский шельф	Россия	2008	2300
Медвежье	Россия	1967	2200
Юрубчено-Тохомское	Россия	1982	2100
Хуготан	США	1922	2039
Тамбейское Сев.и Южн	Россия	1983/1974	1929
Оренбургское	Россия	1968	1900
Ковыктинское	Россия	1987	1900
Харасавейское	Россия	1974	1900
Карачаганкское	Казахстан	1979	1800
Довлетабад-Донмез	Туркменистан	1982	1602
Кыртаельское	Россия	1975	1600
Аль-Гавар	Саудовская Аравия	1951	1500
Кызылойское	Казахстан	1967	1420
Пазанун	Иран	1961	1415
Эльсуорт	Канада		1400
Гольшан	Иран	2007	1325
Тролль	Норвегия	1979	1325
Сахалин-3	Россия		1300

Продолжение таблицы 1.4

Аккас	Ирак	1990	1250
Чаядинское	Россия	2000	1240

Оане	Алжир		1200
Урга-Куаныш-Акчалак	Узбекистан		1200
Шах-Дениз	Азербайджан	1976	1200
Шатлыкское	Туркмения		1200
Центрально-Астраханское	Россия	2004	1200
Шебелинское	Украина	1950	1200
Большой Горгон	Австралия	1980	1100
Чиконтепек	Мексика	1926	1100
Юпитер	Бразилия	2007	1000
Дорра	Кувейт/Саудовская Аравия	1967	1000
Южно-Русское	Россия	1967	1000
Крузенштернское	Россия	1976	960
Мако	Венгрия	2008	610
Дачжоу	Китай	2008	600
Дельтана	Венесуэла		159

Таблица 1.5- Данные о добыче природного газа по странам и регионам в мире в 1970-2009гг, млрд.м³

Страны	1970г.	1980г.	1990г.	2000г.	2009г.	Доля в мировой добыче, %
1	2	3	4	5	6	7
Северная Америка						
США	595,1	549,4	504,3	543,2	593,4	20,1
Канада	56,7	74,8	108,6	182,2	161,4	5,4
Мексика	11,2	25,7	27,1	37,8	58,2	1,9
Всего в регионе	663,0	649,9	640,0	763,2	813,0	37,4
Южная и Центральная Америка						
Аргентина	6,0	8,4	17,8	37,4	41,4	1,4
Боливия		2,4	3,0	3,2	12,3	0,4
Бразилия	0,1	1,0	3,1	7,5	11,9	0,4
Венесуэла	7,7	14,8	22,0	27,9	27,9	0,9
Колумбия	1,3	3,2	4,1	5,9	10,5	0,4
Тринидад и Тобаго	1,8	2,8	5,3	14,5	40,6	1,4
Другие страны	1,1	1,5	2,9	3,7	7,0	0,2
Всего по региону	18,1	34,0	58,1	100,2	151,6	5,1
Евразия						
Азербайджан			9	5,1	14,8	0,5
Великобритания	10,5	34,8	45,5	108,4	59,6	2,0
Германия	11,0	18,5	15,9	16,9	12,2	0,4
Дания			3,1	8,2	8,4	0,2
Италия	12,0	11,4	15,6	15,2	7,4	0,2
Казахстан			6,4	10,4	32,2	1,1
Нидерланды	26,7	76,4	61,0	58,1	62,7	2,1
Норвегия		25,1	25,5	49,7	103,5	3,5
Польша	4,9	5,0	2,6	3,7	4,1	0,1
Россия			590,0	528,5	527,5	17,6

Продолжение таблицы 1.5

Румыния	23,3	34,7	28,3	13,8	10,9	0,4
Турменистан			79,5	42,5	36,4	1,2

Узбекистан			36,9	51,1	64,4	2,2
Украина			25,4	16,2	19,3	0,6
Другие страны	193,5	412,5	16,3	11,1	9,5	0,3
Всего по региону	281,9	618,5	961,2	938,9	973	32,5
	Ближний Восток					
Бахрейн	0,6	2,3	5,8	8,8	2,8	0,4
Иран	12,9	7,1	23,2	60,2	131,2	4,4
Катар	1,0	4,7	6,3	23,7	89,3	3,0
Кувейт	2,0	4,1	4,2	9,6	12,5	0,4
ОАЭ	0,8	7,5	20,1	38,1	48,8	1,6
Оман		0,7	2,6	8,7	24,8	0,8
Саудовская Аравия	1,6	9,7	33,5	49,8	77,5	2,6
Сирия			1,5	5,5	5,8	0,2
Другие страны	0,9	1,4	4,2	3,4	4,5	0,2
Всего по региону	19,9	37,7	101,3	208,1	407,2	13,6
	Африка					
Алжир	2,5	14,2	49,3	84,4	81,4	2,7
Египет	0,1	2,2	8,1	21,0	62,7	2,1
Ливия		5,2	6,2	5,9	15,3	0,5
Нигерия	0,1	1,7	4,0	12,5	24,9	0,8
Другие страны	0,1	0,8	1,2	6,3	19,5	0,7
Всего по региону	2,8	24,0	68,8	130,1	203,8	6,8
	Азиатско-Тихоокеанский регион					
Австралия	1,7	11,1	20,7	31,2	42,3	1,4
Бангладеш		1,3	4,8	10,0	19,7	0,7
Бруней	0,2	8,6	8,9	11,3	11,4	0,4
Вьетнам				1,6	8,0	0,3
Индия	0,7	1,2	12,0	26,4	39,3	1,3
Индонезия	1,2	18,5	43,9	65,2	71,9	2,4
Китай	2,9	14,3	15,3	27,2	85,2	2,8
Малайзия			17,8	45,3	62,7	2,1
Мьянма		0,4	0,9	3,4	11,5	0,4
Новая Зеландия	0,1	0,9	4,3	5,6	4,0	0,1
Пакистан	3,5	7,2	12,2	21,5	37,9	1,3
Таиланд			6,5	20,2	30,9	1,0
Другие страны	5,4	6,8	3,5	3,3	13,6	0,5
Всего по региону	15,7	70,2	150,9	272,1	438,4	14,6
Всего в мире	1001,5	1434,4	1980,4	2412,6	2987,0	100

Первое место по добыче природного газа на 01.01.10г. занимали США (около 20 % добываемого в мире газа), за ними с некоторым отрывом следует Россия (17,6 %), таблица 1.5. Однако вследствие истощения запасов природного газа в США его добыча имеет тенденцию к снижению. Значительный уровень добычи газа сохраняется в Канаде, Иране, Норвегии, однако их общая доля в общемировой добыче газа не превышает 14 %. В 2011 году Россия обогнала США по добыче природного газа.

Этапы развития нефтяной и газовой промышленности России

Наиболее крупные месторождения газа в России по запасам приведены на рисунке 1.4



Рисунок 1.4-Десятка крупнейших газовых месторождений России по запасам ABC_1C_2 , млрд. м³

Россия имеет самые богатые в мире ресурсы природного газа. Потенциальные (прогнозные + перспективные) ресурсы природного газа России оцениваются в 151,3 трлн. м³, что составляет около 40 % мировых. Замечено, что наиболее достоверные перспективные ресурсы составляют в этом объеме всего около 24 %, а примерно половина приходится на прогнозные ресурсы категории D_2 , оценка которых наименее достоверна (таблица 1.6), таблица 1.7 уникальных по запасам природного газа в России .

Таблица 1.6- Состояние минерально-сырьевой базы свободного газа и газа газовых шапок России на 01.01.2008г, трлн.м³

Ресурсы	Перспективные C_3	Прогнозные D_1+D_2
Количество	29,8	121,5
Изменение по отношению к ресурсам на 01.01.07г	-0,2	-0,1
Доля распределенного фонда, %	65	0
Запасы	ABC_1	C_2
Количество	48	19,7
Изменение по отношению к запасам на 01.01.07г.	0,2	-0,4
Доля распределенного фонда, %	85	62,9

Около половины перспективных ресурсов располагается в Западной Сибири, более четверти - на шельфах Баренцева и Карского морей.

Подавляющая часть прогнозных ресурсов газа сосредоточена в азиатской части России и в морях Арктики и Дальнего Востока.

Таблица 1.7- Уникальные месторождения природного газа России на 01.01.08 г

Месторождение/ местонахождение	Недропользователь	Тип	Запасы, млрд. м3		Год открытия
			ABC1	C2	
Уренгойское/ЯНАО	ООО»Газпромдобыча Уренгой»	НГК	5490,1	1456,6	1966
	ЗАО»Роспан Интернешнл»				
	ОАО»Артикгаз»				
Ямбургское/ЯНАО	ООО»Газпромдобыча Ямбург»	НГК	3678,4	592,3	1969
Бованенковское/ЯНАО	ООО»Газпромдобыча Надым»	НГК	4374,8	548,9	1971
Штокмановское/Баренцево море	ООО»Севморнефтегаз»	ГК	3748,7	71,2	1988
Астраханское/Астраханская обл.	ООО»Газпромдобыча Астрахань»	гк	2556,3	1062,4	1973

Продолжение таблицы 1.7

Центр-Астраханское/Астраханская обл	ОАО «Приморьнефтегаз»	гк	17,6	1237,6	2004
Заполярье/ЯНАО	ООО»Газпромдобыча Ямбург»	нгк	3112,4	109,7	1965
Ленинградское/Карское море	Нераспределенный фонд	гк	71	480,6	1992
Русановское/Карское море	Нераспределенный фонд	гк	240,4	538,6	1992
Медвежье/ЯНАО	ООО»Газпромдобыча Надым»	НГК	495,1	36,6	1967
Юрубчено-Тохомское/Красноярский край	ОАО»Восточно-Сибирская компания»	н/г	136,6	427	1982
Крузенштернское/ЯНАО	ОАО»Газпром»	гк	964,7	710	1976
Оренбургское/Оренбургская обл	ООО»Газпромдобыча Оренбург»	нгк	784,2	61,9	1968
Южно-Тамбейское/ЯНАО	ОАО ЯмалСПГ	ГК	1003,9	252,2	1974
Северо-Тамбейское/ЯНАО	ОАО»Газпром»	ГК	724,1	205	1983
Ковыктинское/Иркутская обл	ОАО РУСИА Петролеум	гк	1406,5	572	1987
Харасовейское/ЯНАО	ООО»Газпромдобыча Надым	гк	1258,9	364,6	1974
Чаядинское/Якутия	ОАО»Газпром»	нгк	379,7	861,2	2000
Ангаро-Ленское/Иркутская обл	ООО Петромир	гк	1,5	1220,1	2007
Северо-Уренгойское/ЯНАО	ООО»Газпромдобыча Уренгой»	нгк	511,1	106,6	
	ЗАО Норгаз				
Песцовское/ЯНАО	ООО»Газпромдобыча Уренгой»	НГК	95,7	541,8	
Харампурское/ЯНАО	ОАО НК Роснефть	НГК	774,1	164,6	1979
Юрхаровское/ЯНАО, Карское море	ОАО НОВАТЭК	нгк	438,4	219,9	1970
	Юрхаровскнефтегаз				
Лунское/Охотское море	Сахалин Энерджи Инвестмент компани	нгк	452,3	78,5	1984
Каменномыское море/Карское	ОАО»Газпром»	г	534,7	0	2000
Малыгинское/ЯНАО	ОАО»Газпром»	ГК	439,5	305,6	
Утреннее/ЯНАО	Нераспределенный фонд	нгк	482,8	284,3	1979
Южно-Русское/ЯНАО	ОАО Севернефтегазпром	нгк	823,8	210,6	1969

Более двух третей разведанных запасов газа свободного природного страны сосредоточено в Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО). На европейскую часть страны приходится менее 10 % разведанных запасов. Почти 40 % запасов газа российского сосредоточено в неосвоенных и/или труднодоступных районах. Для России характерна высокая степень концентрации запасов природного газа - 71,2 % разведанных запасов сосредоточено в 28 уникальных месторождениях (с геологическими запасами более 500 млрд. м³), еще 21,6 % заключено в 86 крупных (75-500 млрд. м³) объектах. Основная часть высокоэффективных запасов приурочена к Надым-Пур-Тазовскому региону (НПТР) Ямало-Ненецкого АО - главному газодобывающему району страны. Здесь сосредоточена примерно четверть

российских разведанных запасов свободного газа, в том числе и здесь не все запасы могут быть отнесены к высокоэффективным. Наиболее удобен для разработки газ верхних продуктивных горизонтов *сеноманского возраста*, так называемый сеноманский газ, который образуют крупные залежи сравнительно простого геологического строения на небольших глубинах (до 1500 м). Сухой сеноманский газ НППР состоит в основном из метана. Основные запасы сеноманского газа сосредоточены в уникальных месторождениях левобережья реки Пур (*Уренгойское, Ямбургское, Медвежье*), которые выработаны более на 55 %. В расположенных восточнее, в междуречье рек Пур и Таз, вновь осваиваемых месторождениях Заполярном, Южно-Русском и ряде других содержится не более 30 % разведанных запасов сеноманского газа НППР. При этом только около 70 % текущих разведанных запасов сеноманского газа НППР могут быть рентабельно извлечены, так как в России газопромысловой практике добыча газа повсеместно ведется в режиме истощения пластовой энергии, при котором в запасах неглубоких залежей, которые характеризуются невысоким энергетическим потенциалом, по мере вступления их в завершающую стадию эксплуатации растет доля так называемого низконапорного газа. Для извлечения и транспортировки такого газа требуются дополнительные усилия, а часть его извлечь невозможно. В более глубоких горизонтах НТПР, сложенных породами раннемелового (*валанжинский и ачимовский газ*) и юрского возраста, сосредоточено около 16 % разведанных запасов свободного газа России. Этот газ характеризуется более сложным составом: с метаном, в нем в значительных количествах присутствуют другие УВ: этан, пропан и бутаны, являющиеся ценным газохимическим сырьем, а также конденсат, это "*жирный газ*", технология разработки которого более сложна. Содержащийся в "жирном" газе конденсат представляет собой тяжелые УВ, который в условиях недр находится в газообразном состоянии. При снижении пластового давления эти УВ конденсируются в жидкость, образуя так называемый нестабильный конденсат. Освоение запасов "жирного" газа осуществляется при системе транспортировки и переработки конденсата. В НТПР создана инфраструктура, которая позволяет осуществлять освоение запасов "жирного" газа, хотя и в недостаточном объеме. Запасы *валанжинского газа*, который залегает ниже сеноманских залежей, на глубинах 2-3 тыс. м, в значительной степени вовлечены в отработку, а освоение залегающей на глубинах 3,2-3,8 тыс. м, в основании нижнемеловых отложений, продуктивной ачимовской толщи только начинается освоение. Разведанные запасы *ачимовского газа* пока невелики (составляют всего около 4 % российских), но ресурсы его значительны; их освоение могло бы способствовать поддержанию добычи газа в регионе. Однако разработка залежей этого газа трудна: они отличаются сложным геологическим строением и аномально высокими пластовыми давлениями и требуют специальных технологий разработки. Себестоимость добычи ачимовского газа в 10-15 раз превышает себестоимость сеноманского, однако для давно

разрабатываемых обустроенных месторождений, запасы сеноманского газа которых близятся к истощению, ачимовский газ есть резерв для добычи. Таким является *Уренгойское* месторождение, к которому приурочена основная часть разведанных на сегодняшний день запасов ачимовского газа; его разработка здесь рентабельна. Вне пределов Надым-Пур-Тазовского региона в Ямало-Ненецком АО находится еще около 25 % российских разведанных запасов природного газа; на "сухой" сеноманский газ приходится немногим более четверти этого объема. Однако регион будет приспособлен для газодобычи в будущем - нет газотранспортной сети пока, предприятий для подготовки газа к транспортировке и перерабатывающих мощностей. К освоению запасов газа полуострова Ямал в настоящее время приступает ОАО "Газпром". Чуть более 20 % запасов "сухого" газа сосредоточено на востоке страны, в основном в труднодоступных районах со слабо развитой инфраструктурой. В европейской части России основные запасы свободного газа представлены "жирным" газом Оренбургского и Астраханского месторождений, добыча которого имеет экологические ограничения из-за высокого содержания в нем серы; остальные запасы рассредоточены на мелких месторождений. Всего в России на "сухой" газ приходится около 42 % разведанных запасов свободного газа. Остальной объем составляет "жирный" газ, около половины запасов содержится в недрах Ямало-Ненецкого автономного округа, примерно 13 %- на шельфе Баренцева моря, около 10 % - в Астраханской области, около 9 %- в месторождениях Сибирского федерального округа. В общем объеме разведанных запасов свободного газа примерно 10 % составляет газ газовых шапок, образующий скопления над нефтяными залежами. Этот газ является важным источником энергии при разработке нефтяной залежи: он обеспечивает необходимый газонапорный режим (т.н. режим газовой шапки). В связи с этим отработка газа таких месторождений должна координироваться с добычей нефти. Около 13 % запасов природного газа России содержат редкий, обладающий уникальными свойствами компонент-*гелий*, по его запасам страна находится на втором месте в мире после США. Основные запасы гелия РФ сосредоточены в газовых месторождениях Сибирского и Дальневосточного федеральных округов.

Динамика изменения нефтедобычи в стране в 80-х - начале 90-х годов на рисунке 1.5.

В 2009 – 2010г.г. Россия удерживала первое место в мире по добыче нефти. В 2011 году она переместилась на второе, уступив первенство Саудовской Аравии. Добыча нефти в России в 2011 году составила 12,8 % от мировой добычи. Россия является одним из крупнейших участников мирового энергетического рынка. В течение 2000-2011 гг. доля России в мировой добыче нефти возросла с 8,9 % до 12,8 %. Россия является ключевым поставщиком нефти и нефтепродуктов для европейских стран; наращивает поставки нефти в страны Азиатско-тихоокеанского региона.

Весомая доля России на мировом нефтяном рынке делает страну одним из ведущих участников системы глобальной энергетической безопасности.



Рисунок 1.5- Динамика добычи нефти в России

Как следует из данных рисунка 1.6 с 1980 г. началось падение нефтедобычи до 303 млн т в 1998 г, но затем объём добычи начал возрастать. Но достигнуть уровня добычи 1980 года не удаётся до настоящего времени.

Крупнейшие нефтяные компании России

В России добычу нефти осуществляют 9 крупных вертикально-интегрированных нефтяных компании (ВИНК). А также около 150 малых и средних добывающих компаний. На долю ВИНК приходится порядка 90 % всей добычи нефти. Примерно 2,5 % нефти добывает крупнейшая российская газодобывающая компания Газпром. И остальное добывают независимые добывающие предприятия.

Вертикальная интеграция в нефтяном бизнесе - это объединение различных звеньев технологической цепочки добычи и переработки УВ :

- разведка запасов нефти, бурение и обустройство месторождений;
- добыча нефти и ее транспортировка;
- переработка нефти и транспортировка нефтепродуктов;
- сбыт (маркетинг) нефтепродуктов.

Преимущества вертикальной интеграции позволяет достичь в следующих направлениях:

- обеспечение гарантированных условий поставок сырья и сбыта продукции; снижение рисков, связанных с изменениями рыночной конъюнктуры; снижение затрат на выпуск единицы продукции.

Лидерами нефтяной отрасли в России по добыче нефти являются Роснефть и Лукойл. Добыча нефти и газового конденсата по крупнейшим компаниям России приведена далее, таблица 1.8.

Таблица 1.8- Добыча нефти и газового конденсата крупнейшими нефтяными компаниями России, млн.т

Компания	2008г	2009г	2010г	2011г
Роснефть	106,1	108,9	115,8	122,6
Лукойл	95,2	97,6	95,9	96,0
ТНК-ВР	68,8	70,2	71,7	71,3
Сургутнефтегаз	61,7	59,6	59,5	60,8
Газпромнефть	30,7	29,9	29,8	35,3
Татнефть	26,1	26,1	26,1	26,1
Славнефть	19,6	18,9	18,4	18,1

Башнефть	11,7	12,2	14,1	15,1
Русснефть	14,2	12,7	13,0	13,6

Лицо нефтяной индустрии определяют крупные нефтяные компании. Эти гигантские по своим масштабам организации занимаются всем от поиска и разведки нефтяных месторождений до продажи нефтепродуктов конечному потребителю.

Крупнейшие нефтегазодобывающие компании мира и их капитализация по состоянию на 01.01.2011(млрд.долларов):

ExxonMobil (США) - 417,167; PetroChina (Китай) - 326,199; Petrobras (Бразилия)- 247,418; Royal Dutch Shell (Великобритания) - 228,129; Chevron (США)- 215,781; Газпром (Россия)- 190,829; Total (Франция)- 143,227; BP (Великобритания) - 136,848; ConocoPhillips (США) - 114,172; CNOOC (Гонконг) -112,560 по данным FT Global 500, 2011.

Из российских нефтяных компаний в список FT Global 500 (500 крупнейших компаний по капитализации) в 2011 году вошли: Роснефть с капитализацией 96,9 млрд. долл.; Лукойл с капитализацией 60,8 млрд. долл.; Сургутнефтегаз с капитализацией 43,4 млрд. долл. и Газпромнефть с капитализацией 24,8 млрд. долл. Кроме того, наряду с Газпромом в список также входит газодобывающий холдинг Новатэк с капитализацией 40,4 млрд. долл.

По данным Прищепы О.М. (директор ВНИГРИ) НТЖ №3 2009г «Минеральные ресурсы» «О современных проблемах подготовки запасов УВ в регионах наращивания разведанной сырьевой базы» Сырьевая база России имеет промышленно-технологические кластеры:

1.*Северный центр* (Баренцево и Печорское моря, Ненецкий, Мурманская обл, север Архангельской) добыча до 40млн.т, Штокмановское г - добыча газа составит 70 млрд.м³, занятость 50 тыс.человек, ввод месторождения в 2012-2013г.г., разрабатывается Приразломное месторождение в Печоре 6млн.т нефти /год, Долгинское, Медын - море, Варандей - море требуют доразведки в шельфах морей.

2.*Ямало-Карский* (п/о Ямал, Обская губа), сырье газа - 250 – 275 млрд.м³, 15 - млн. т жидкости в год, освоение в 2009-2011гг, объем добычи – 200 млн.т.у.т.

3.*Туруханский* (Тугульское, Лодочное - 30млн. т нефти добыча будет, Красноярский край, 15 тыс.человек занятость

4.*Восточно-Сибирский центр*, Саха (Якутия), Красноярский край и Иркутская область, находятся в эксплуатации Верхнечонское, Талакановское месторождения, будут вводятся Чаядинское, Ковыктинское и др, 60 тыс. рабочих мест, 30-35млн.т нефти годовая добыча и 65-70 млрд.м³ газа уровни годовых отборов.

5.*Южно-Охотский* Сахалин - от 20 млн.т.у.т. до 40 млн.т.у.т.

6.*Северо-Охотский центр*, Камчатка,

В сумме будет добыто 145 млн. т конденсата, газа -465-480 млрд.м³ ожидается в стране по этим объектам. Углеводородный их потенциал

составит 36 млрд. т нефти и 124 трлн. м³ природного газа. Величина не востребованных запасов - 9,7 млрд. т, в том числе 6,8 млрд. т распределенного фонда.

За последние 15 лет дефицит прироста запасов нефти по отношению к добыче - более 1,2 млрд. т : нет простого воспроизводства не говоря уже о расширенном. Накопленная добыча в России достигла **20 млрд.т.**

Добыча превысила 470 млн. т (2008 г.), в т.ч. иностранный капитал добывал - 70 млн. т.

Добыча в 2011 году составила 511 млн. т. Основная добыча нефти 97,5 % обеспечивается в Западной Сибири (71 %), Волго-Уральская провинция - 21,4 %, Тимано - Печорская - 5,1 %. Оренбургская область -4 % от годовой добычи нефти России.

Необходимо в стране приращивать 500 млн.т нефти в год, увеличить текущий КИН- от 0,36 до 0,41 в целом по стране, 8,5 млрд. т нефти необходимо получить - за счет доразведки старых месторождений, 4,5 млрд.т –открытие новых месторождений. Необходимые инвестиции в ГРП - 7,5 трлн. рублей по 340 млрд. рублей в год. Критерии вовлечения: экономические, технологические и экологические. Необходимый прирост запасов нефти за счет ГРП по России до 2020 г, млн. т: 12,5 млрд. т, 2008-2010г.г -1,66 млрд.т; 2011-2015г.г.-3,76 млрд.т; 2016-2020 г.г. -3,21 млрд.т, в том числе прирост за счет увеличения КИН составит 4 млрд.т, за счет доразведки - 8,6 млрд. т, в том числе на старых месторождениям – 4 млрд. т и перевода категории С₂ в категорию С₁. За счет открытия новых месторождений -4,6млрд. т.

Глубокое поисковое бурение - планируется довести до 65 млн. м до 2030 года, в год 2,9 млн. м. Сейсморазведка 2Д - 3 млн. км (130 тыс. км/год); сейсморазведка 3Д - 300 тыс. км² (13 тыс.км² /год). Строительство более 150 тыс. новых скважин. За период с 1992 по 2007 год – *введено свыше 800 месторождений новых*. Текущие промышленные запасы сократились на 2,62 млрд. т, при накопленной добыче 5,3 млрд. т, т.е. фактический прирост компенсировался лишь на 50 % накопленной добычи. По Западной Сибири за период 1993 по 2007гг добыто 3,7 млрд. т нефти, запасы сократились на 3,4 млрд. т. *Прирост 306 месторождений лишь смог компенсировать лишь списание запасов.*

За период с 1993 по 2007 г газ открыто 138 месторождений текущие запасы сократились на 6,8 трлн. м³, накопленная добыча - 1,2 трлн. м³ компенсировала на 15 %, выросла структура жирных газов. Крупнейшие месторождения УВ Уренгой, Ямбург, Медвежье - с падающей добычей. По 34 месторождениям запасы оценены в 6,3 трлн.м³ категории С₁ и 3,9 трлн.м³ по категории С₂. Первоочередные : Сахалин 1, 2, Штокмановское, Астраханское.

Текущий КИН по России - 0,3, по промышленным - 0,36, по предварительно оцененным - 0,225. По Оренбургской области текущий КИН - 0,195 по всему фонду месторождений, утвержденный - 0,446, по распределенному фонду текущий КИН - 0,212, утвержденный - 0,449,

выработка запасов распределенного фонда - 43,7 %. Кратность остаточных запасов промышленных категорий 31 год. За период с 2004 по 2009 г.г. добыто по Оренбургской области нефти: 109 млн. т нефти и 126,7 млрд.м³ газа. Остаточные извлекаемые запасы приросли на 158 млн. т, что компенсировало добычу нефти в 1,4 раза, кратность увеличилась с 29 до 31. Годовая добыча газа 20,1 млрд. м³, кратность остаточных запасов -46.

Природные газы Российских недр (В.П.Якуцени)

1955г- добыча природного газа была 6 млрд. м³, 1980 – 390 млрд. м³ (в сравнении США 260 -577 млрд.м³). В 2000г – 576 млрд. м³, прогноз к 2030-будет 838 млрд.м³. В начале добыча газа велась в: Волго-Уральской, Тимано-Печорской, Северо-Кавказской НГП. Крупные месторождения планетарной значимости запасов : Вуктыльское (0,39 трлн.м³), ОНГКМ (1,78 трлн.м³).

По данным ООО ВНИИГАЗ запасы природного газа категорий АВС₁С₂ в России 117,02 трлн.м³, ресурсы - 224,2 трлн.м³ (С₃+D), в т.ч. уральский регион запасы - 42 трлн.м³ (42 ,2 трлн.м³ ресурсы), Ямало-ненецкий - 41,1 трлн.м³ (38,9 трлн.м³ ресурсы), сибирский - 5,8 трлн.м³ запасов (26,7 трлн.м³) ресурсов, шельфы - 10,2 тлн.м³ запасов (ресурсов - 65,1 трлн.м³). Выработанность от 56 до 0,1 %, разведанность - 40,1-3,4 %. Запасы Западной Сибири- 96 трлн.м³ газа. Крупные месторождения газа с запасами АВС₁С₂ в трлн. м³ :Уренгойское -6,9; Бованенковское-4,92; Астраханское – 4,87; Оренбургское- 0,86, в Западной Сибири : Медвежье - 0,55; Харасавейское - 1,62; Южно-Тамбейское - 1,26; Крузенштерновское-1,67; Северо-Уренгойское - 0,63; Харампурское - 0,94; Северо-Тамбейское - 0,93; Южно-Русское - 0,94; Уренгойское - 7,09; Ямбургское-4,37; Бованенковское-4,92; Заполярное- 3,32; (Ямало-ненецкий округ) Ковыктинское-1,98; Иркутская обл- Чаяндинское- 1,24; Штокманское-3,7. (шельф Баренцева моря). В перспективе - Ямальская НГП, Гыданьская НГП, Обская губа. В Восточной Сибири открыто около 40 газогелевых мсторождений (Красноярский край, республика Саха, Иркутская обл.) с содержанием гелия - 0,312 %, для сравнения ОНГКМ - 0,056 % содержание гелия.

Страны мира с запасами газа более 1,5 трлн.м³: Китай-2,27; Индонезия - 2,78; Малазия - 2,13; Норвегия - 2,25; Россия - 47,68; Казахстан - 2,84; Туркменистан - 2,015; Узбекистан- 1,85; Канада - 1,65; США - 5,99; Венесуэла - 4,72; Абу-Даби - 5,63; Иран - 26,91; Ирак - 3,18; Кувейт - 1,58; Катар - 25,69; Саудавская Аравия - 7,17; Алжир -4,51; Египет - 1,66; Нигерия -5,22.

Ресурсы акваторий России – 30 лет поисков, открыто восемь нефтяных и три газо-нефтяных месторождения. Добыча из акваторий составляет 2,5 % от общероссийской, на трех месторождениях шельфа Сахалина (11,5 млн. т/год). Ресурсы жидких УВ в акваториях России по отношению к потенциально сырьевым ресурсам всех акваторий в процентном соотношении: газ по акваториям – 60 %; южные моря - 4,7 %, Баренцево море - 2,1 %, Печорское - 5,6 %, Карское - 10,2 %, Восточно-арктические моря - 9,7 % , Охотское - 8,3 % , Берингово -1 %. Доля нефти от НСР

(начальных суммарных ресурсах) УВ от 15 до 75 %. УВ системы шельфа сформированы на базе глинисто-карбонатно-кремнистых нефтематеринских свит (НМС) доманиковского типа (1класс), а также шельфового генезиса (11 класс) и контролирующих количество и ранг крупности нефтяных месторождений.

В Оренбургской области самое крупное месторождение ОНГКМ (нефтегазоконденсатное, с запасами 1,78 трлн. м³ природного газа), природный газ и растворенный добывается более чем с 25 месторождений : Оренбургское, Копанское, Бердянское, Нагумановское, Зайкинское, Давыдовское, Вишневское, Бобровское, Гаршинское, Капитоновское, В-Долинное и другие. Добыча газа природного (вместе с растворенным) по области и запасы промышленных категорий с 2004 по 2011год держится на уровне 21-20 млн.м³ в год. Запасы природного газа снизились с 970 млн. м³ до 916 млн.м³. В области построены: Оренбургский ГПЗ завод, гелевый завод, где проводится очистка природного газа и выделяется из него гелий. Утилизация растворенного газа по области достигла 71 % по данным ТНК ВР в 2006 году, часть газа идет в систему «Трансгаз», а часть на производство электроэнергии, в 2010 году - он составил 95 %. Растворенный газ утилизируется на нескольких заводах, транспортируется по единой системе трубопроводов. Построена ТНК установка по переработке нефтешламов, выполняется замена трубопроводного транспорта, в 2006 году потрачено 722 млн. рублей, в 2007 году- свыше 1 млрд. рублей.

Добыча нефти в целом по Оренбургской области растет с 2004 по 2010 г.г. включительно с 16,9 до 24,4 млн. т в год, доказанные геологические запасы нефти увеличились с 1933 до 2123 млн. т. В 2011году добыча нефти в целом по области составила 22,9 млн. т, что несколько ниже, чем было добыто в 2010 году. Самые крупные месторождения по добыче и по запасам нефти Сорочинско-Никольское, Бобровское, Покровское. Основные 25 месторождений области дают около 80 % добычи, в них сосредоточено 75 % доказанных запасов нефти. В настоящий момент расконсервированы некоторые добывающие скважины под Бузулукским бором Воронцовского и Могутовского месторождений.

1.4 Роль основ разработки нефти и газа в подготовке специалиста – промыслового геолога. Связь с другими дисциплинами.

Геологическими вопросами при разработке месторождений нефти и газа занимается прикладная наука нефтегазопромысловая геология. Основные задачи, которые решаются дисциплиной включают: геолого-промысловое обоснование технологических решений проектирования разработки; выбор объектов разработки с учетом геолого-промысловых параметров, регулирование процесса разработки; регулирование и учет фонда скважин; принятие решений о переводе скважины из одного состояния

в другое; контроль добычи нефти, газа и воды и их динамики по скважине; эксплуатационному объекту и месторождению в целом.

Геолого-промысловое обоснование технологических решений проектирования разработки

При геолого-промысловом обосновании технологических решений проектирования разработки решаются *следующие проблемы*:

1. Выделение эксплуатационных объектов на многопластовых залежах. Предварительно эксплуатационные объекты выделяются при решении вопроса об этажах разведки и этапах ГРП.

2. Выбор альтернативы – вести разработку с использованием природной энергии добычи УВ, или необходимо искусственное воздействие на залежь и когда. Если принято решение об *искусственном воздействии*, должно быть принято решение о *методе этого воздействия*.

3. Выбор взаимного размещения нагнетательных и добывающих скважин и метода воздействия.

Основной целью дисциплины является анализ разработки месторождений нефти и газа. Основной из основных задач дисциплины является проектирование процесса, увеличение нефтеотдачи и контроль разработки месторождений нефти и газа. Дисциплина изучает динамическое состояние залежей УВ в процессе разработки. Основная информация о состоянии разработки объектов может быть получена при бурении поисково-разведочных и эксплуатационных скважин с проведением ГИС, текущей документации, паспортов месторождений, дел скважин, статистических форм отчетности (сводки добычи, технологические режимы, расшифровка фонда скважин и так далее), подсчеты запасов, утвержденные ЦКЗ и ГКЗ, проектные документы на разработку месторождений (проекты пробной и опытной эксплуатации, технологические схемы и проекты разработки и так далее). Доминирующие методы контроля состояния разработки – гидродинамические, геохимические, лабораторные. Методы обобщения исходной информации в процессе разработки: метод мысленного и метод математического моделирования, трехмерного геологического и фильтрационного моделирования. Какие параметры залежи УВ можно определить в лабораторных условиях? Емкостные свойства пласта или иное? Какие параметры залежи можно определить по данным геофизических исследований скважин, влияющих на состояние разработки? Емкостные свойства продуктивного пласта. Какие методы применяются для увеличения нефтеотдачи? Гидродинамические и физико-химические.

Вопросы самоконтроля и саморазвития

1. Что является предметом изучения дисциплины?
2. Является ли стратиграфический комплекс предметом изучения дисциплины?
3. Какие методы применяются в предмете основы разработки месторождений нефти и газа?
4. Какие средства использует дисциплина?

5. Какие задачи решаются дисциплиной?
6. Какие проблемы стоят перед дисциплиной?
7. Методы ГИС применяются ли в дисциплине основы разработки месторождений нефти и газа, в каком аспекте и что дают?
8. Какими методами проводится оценка фильтрационно-емкостных свойств коллекторов?
9. Сколько этапов формирования дисциплины вы знаете?
10. Наблюдение за работой как метод где применяется?
11. Анализ и обобщение. как методы, где находят отражение в основах разработки месторождений нефти и газа ?
12. Какие задачи стоят перед геологами-нефтяниками, работающими на нефтяном промысле?
13. Месторождения –гиганты нефти и газа в мире и в России, их запасы и добыча, место нахождение их.
14. Назовите крупнейшие нефтегазодобывающие компании мира
15. Назовите крупнейшие нефтяные и газовые компании, работающие в России
16. Какая страна является самым крупным экспортером природного газа?

2 История становления и развития теории разработки месторождений нефти и газа

Цель: Познакомиться с историей становления нефтяной и газовой промышленностью, с их проблемами.

План изложения:

1. История становления и развития нефтяной отрасли
2. История становления и развития газовой отрасли промышленности
3. Вехи развития теории разработки нефти и газа
4. Вклад ученых России в теорию разработки месторождений нефти и газа

Вопросы к самостоятельному изучению:

1. Учение о нефти академика Крылова
2. Теория разработки месторождений и современное моделирование процессов добычи нефти и газа
3. Место дисциплины «Основы разработки месторождений нефти и газа» в современном нефтяном хозяйстве
4. Геологические особенности разработки газовых месторождений Западной Сибири (Уренгойское, Бованенковское, Штокмановское)
5. Геологические особенности строения Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения

История становления и развития теории разработки месторождений УВ связана с историей развития нефтяной и газовой промышленности в России.

Развитие нефтяной промышленности. В развитии нефтяной промышленности России можно выделяется пять этапов: I этап (до 1917 г.) - дореволюционный период; II этап (с 1917 до 1941 гг.) - период до Великой Отечественной войны; III этап (с 1941 до 1945 гг.) - период Великой Отечественной войны; IV этап (с 1945 до 1991 гг.) - период до распада СССР; V этап (с 1991 г.) - современный период.

Дореволюционный период. На территории России нефть добывали и продавали с давних пор. Еще в XVI в. торговали русские купцы бакинской нефтью.

Началом развития нефтяной промышленности в России является 1848 год. Под руководством В.Н. Семенова и Н.И. Воскобойникова в Биби-Эйбате была пробурена первая в мире нефтяная скважина. В 1868 году дала нефть скважина, пробуренная на левом берегу р. Ухты по инициативе архангельского купца М. Сидорова. Бурение нефтяных скважин в Туркмении начало «Товарищество братьев Нобель» в 1876г. На о. Челекен из скважины глубиной 85 м ударил фонтан с суточным дебитом 560 т/сут в 1876 году. Начиная с 1908 г. добыча «черного золота» в Туркмении резко увеличилась и в 1911 г. достигла 213 тыс. т в год.

Сведений о находках нефти в Сибири в дореволюционный период нет. Вместе с тем, в декабре 1902 г. Министерство земледелия и государственных

имущества установило подесятинную плату за разведку нефти в пределах Тобольской, Томской и Енисейской губерний. Промышленное товарищество «Пономарев и К» получило в Тобольске (1911г.) «дозволительное свидетельство» на разведку «черного золота» в низовьях р. Конды. В том же 1911 году дала первую нефть скважина, пробуренная на о. Сахалин.

В России динамика изменения нефтедобычи в дореволюционный период: если в 1860 г. она составляла всего 4 тыс. т, то в 1864 г. - 9 тыс. т, в 1890 г. - 3,8 млн т, а в 1900 г. - 10,4 млн т. Перед революцией добыча нефти снизилась до 8,8 млн т.

Период до Великой Отечественной войны. Первая мировая и гражданская войны, а также иностранная интервенция нанесли огромный ущерб нефтяной промышленности. В 1920 г. добыча нефти в России составила 3,9 млн т, т.е. около 41 % от уровня 1913 г.

После гражданской войны восстановление нефтяной промышленности было одной из приоритетных и главных задач СССР. В результате в 1928 г. добыча нефти составила 11,6 млн т, в 1930 г. - 18,5 млн т, а в 1932 г. - 22,3 млн т. По объемам добычи нефти (19,5 % мировой) СССР вышел на второе место в мире.

По инициативе И.М. Губкина началось освоение новых нефтяных районов на Урале и в Поволжье. В Башкирии в 1931г. вблизи села Ишимбаево была пробурена первая скважина, а 16.05.1932 г. из скважины №702, расположенной на правом берегу р. Белой, ударил первый фонтан нефти. Ее дебит составлял 20 т/сут. В 1937 г. было открыто Туймазинское нефтяное месторождение. В 1937 г. возникает первый нефтепромысел в Оренбургской области в Северо-Бугурусланском районе. Всего в районах «Второго Баку» в 1938 г. было добыто около 1,3 млн т «черного золота». Башкирия в предвоенные годы стала самым крупным нефтяным районом в Урало-Поволжье. В 1940 г. в СССР было добыто 31,1 млн. т нефти.

Период Великой Отечественной войны. Нападение фашистской Германии на СССР нарушило поступательное развитие нефтяной промышленности. В сложных и трудных условиях нефтяная промышленность страны развивалась благодаря освоению месторождений в восточных районах. Были получены высокодебитные фонтаны нефти в Туймазинском районе, а также в Самарской области - в Яблонево-Овраге и в районе Самарской Луки. В августе 1943 г. была получена первая промышленная нефть в Шугуровском районе Татарии. В 1945 г. район Второго Баку дал 2,6 млн т «черного золота» - почти половину всей нефтедобычи в РСФСР. Но рост добычи нефти в «новых» районах не смог компенсировать потерь нефтедобычи в «старых» районах и в 1945 г. после Великой Отечественной войны она снизилась до 19 млн т.

Период до распада СССР. В послевоенные годы было разведано большое количество нефтяных месторождений, в том числе Ромашкинское (Татария), Шкаповское (Башкирия), Мухановское (Самарская область). Росла добыча нефти: в 1950 г. она составила 17,9 млн т, в 1956 г. - 83,8 млн т.

Решающим событием данного периода стало развитие и начало разработки богатейших нефтяных месторождений в Западной Сибири. В 1948 году были восстановлены разведочные работы. В 1960 г. открыто Шаимское нефтяное месторождение, а вслед за ним и многие другие. Началом промышленной добычи нефти в Западной Сибири считается 1965 г., когда было добыто около 1 млн т. Уже в 1970 г. добыча нефти составила 28 млн т, а в 1981 г. - 329,2 млн т. Западная Сибирь стала новым нефтедобывающим регионом страны, а СССР вышел на первое в мире по добыче нефти.

В 1961 г. были получены первые фонтаны нефти на полуострове Мангышлак (месторождениях Узень и Жетыбай) в Западном Казахстане. Промышленная их разработка началась в 1965 г. По этим двум месторождениям извлекаемые запасы нефти составляли несколько сот миллионов тонн. Добыча нефти на полуострове была доведена до нескольких миллионов тонн. Продолжалось освоение нефтяных месторождений в Коми АССР. На Усинском месторождении в 1970 г. было добыто 5,6 млн т нефти, в 1975г - около 13 млн т, а в 1981 г. - 18,5 млн т.

Как следует из данных рисунка 1.6 с 1980 г. началось падение нефтедобычи до 303 млн т в 1998 г, но затем объём добычи начал возрастать. Но достигнуть уровня добычи СССР 1980 года не удаётся России до сих пор.

Современный период. Продолжение падения добычи нефти связано с тем, что не устранено влияние ряда объективных и субъективных негативных факторов. Во-первых, ухудшилась качественно сырьевая база отрасли. Степень вовлеченности в разработку и выработанность месторождений по регионам внушительно высоки. На Северном Кавказе в разработку вовлечены 91,0 % разведанных запасов нефти, а выработанность месторождений составляет 81,5 %. В Урало-Поволжье эти цифры составляют соответственно 88,0 и 69,1 %, в Республике Коми - 69,0 % и 48,6 %, в Западной Сибири - 76,8 и 33,6 %. Во-вторых, уменьшился прирост запасов нефти за счет вновь открываемых месторождений. Из-за резкого снижения финансирования ГРП работ организации сократили объемы геофизических работ и особенно поисково-разведочного бурения. Это привело к снижению числа вновь открываемых месторождений и невосполнению добытой нефти разведанными запасами. В-третьих, велика обводненность добываемой нефти. Это означает, что при тех же издержках и объемах добычи пластовой жидкости самой нефти добывается все меньше и меньше. В-четвертых, сказываются издержки перестройки. В результате ломки старого хозяйственного механизма жесткое централизованное управление отраслью было ликвидировано, а новое еще не было создано в новых экономических условиях.

Однозначной оценки запасов нефти в России нет. Различные эксперты называют цифры объема извлекаемых запасов от 7 до 27 млрд т, что составляет от 5 до 20 % мировых. Распределение запасов нефти по территории России таково: Западная Сибирь - 72,2 %; Урало-Поволжье - 15,2 %; Тимано-Печорская провинция - 7,2 %; Республика Саха (Якутия),

Красноярский край, Иркутская область, шельф Охотского моря - около 3,5 %.

В 1992 г. началась структурная перестройка нефтяной промышленности России: на примере опыта западных стран стали создаваться вертикально интегрированные нефтяные компании. К 1995 г. формирование новой структуры нефтяной промышленности России в основном было завершено. Большая часть государственных предприятий нефтяного комплекса была преобразована в акционерные общества. Сведения о добыче жидких углеводородов различными нефтяными компаниями России приведены в таблице 2.1

Таблица 2.1 - Добыча нефти в России в 1999-2001г.г., млн.т

Года	1999		2000		2001	
Компании		%		%		%
ЛУКОЙЛ	53,4	17,5	62,2	19,3	62,9	18,1
ЮКОС	34,2	11,2	49,6	15,4	58,1	16,7
Сургутнефтегаз	37,6	12,3	40,6	12,6	44,0	12,6
Сиданко	19,6	6,4	10,7	3,3	9,1	2,6
Татнефть	24,0	7,9	24,3	7,5	24,6	7,1
Тюменская НК	20,0	6,6	30,8	9,5	40,6	11,7
Сибнефть	16,3	5,4	17,2	5,3	20,6	5,9
Башнефть	12,3	4,0	11,9	3,7	11,9	3,4
Роснефть	12,6	4,1	13,5	4,2	14,9	4,3
Славнефть	11,9	3,9	12,5	3,9	14,9	4,3
Восточная НК	10,5	3,5	0,2	Менее 1	·	
ОНАКО	8,0	2,6	7,5	2,3	·	
Коми ТЭК	3,6	1,0	·	·	·	
Прочие	41,0	13,4	42,0	13,0	46,4	13,3
Всего по России	305	100	323	100	348	100

Заполните далее колонку и внесите добычу за 2010-2014гг самостоятельно.

Развитие газовой промышленности. Газовая промышленность России предельно моложе нефтяной и в её развитии можно выделить 4 этапа: I этап (1950 г.) - период зарождения газовой промышленности; II этап (с 1950 г. 1956 гг.) - период ее становления; III этап (с 1956 г. по 1991 гг.) - период до распада СССР; IV этап (с 1991 г.) - современный период.

Период зарождения газовой промышленности. Газовая промышленность России зародилась в 1835 г., когда в Санкт-Петербурге методом сухой перегонки начали вырабатывать искусственный газ, названный светильным. В 60-х годах XIX в. с его использованием началась газификация Москвы и к 1915 г. уже пользовались газом 2700 квартир. Небольшие газовые заводы были построены в гг. Одессе и Харькове.

С развитием добычи нефти в промышленных масштабах специалисты вплотную соприкоснулись с нефтяным газом, который является ее неизбежным спутником. В 20-х годах в СССР было известно всего пять газовых месторождений - «Дагестанские Огни», Мельниковское,

Мелитопольское, Сураханс-Ставропольское. Общие запасы газа в них составляли около 200 млн м³, добыча не превышала 15 млн м³ в год. Положение изменилось после создания в 1933 г. Главгаз. Уже в июле 1935 г. было открыто первое в Коми АССР чисто газовое месторождение - Седельское. К концу 30-х годов было открыто более 50 месторождений природного газа в Азербайджане, Поволжье, Северном Кавказе и в Средней Азии. Добыча природного газа достигла 3,4 млрд м³. В годы Великой Отечественной войны были открыты крупные по тем временам Елшанское и Курдюмское газовые месторождения в Саратовской области.

Период становления газовой промышленности. Дальнейшее развитие газовой промышленности связано с открытием новых месторождений в Ставропольском и Краснодарском краях, в Тюменской области и на Украине. В 1950 г. в Ставропольском крае были открыты Ставропольско-Полагодское, Тахта-Кугультинское и Расшеватское газовые месторождения. На Украине введены в эксплуатацию Бильче-Валицкое (1954 г.), Радковское (1958 г.) и Шебелинское месторождения газа. В сентябре 1953 г. у границы старинного сибирского села Березово ударил мощный газовый фонтан, который возвестил об открытии первой в Западной Сибири газоносной провинции. Добыча газа в этот период росла по 500 - 600 млн. м³ в год и к концу 1955 г. составила 10,4 млрд м³.

Период до распада СССР. Период после 1955 г. характеризуется бурным развитием газовой промышленности. К концу 50-х годов в результате поисковых работ на Украине, Северном Кавказе, в Прикаспии и Узбекистане разведанные запасы газа увеличились по сравнению с 1946 г. в 16 раз. В 60-е годы поисковые работы на газ переместились на восток страны. Были открыты крупные газовые месторождения в Западной Сибири, Туркмении, Узбекистане. Это позволило довести добычу газа в 1965 г. до 127,7 млрд м³, а к концу 1970 г. - до 198 млрд м³. Начиная с 70-х годов, главным направлением развития газовой промышленности России стало освоение крупных залежей природного газа в Западной Сибири. Добыча газа стремительно росла: с 10 млрд м³ в 1965 г. до 195,7 млрд м³ в 1981 г. Таким образом, всего за 20 лет в условиях Западной Сибири был создан мощный Западно-Сибирский топливно-энергетический комплекс, включающий предприятия нефтяной и газовой промышленности. В 1980 г. в стране было добыто 435,2 млрд м³ природного газа. Начиная с 1981 г. ускоренное развитие газовой отрасли стало возможным благодаря освоению новых месторождений в Туркмении, Астраханской, Тюменской и Оренбургской областях. К концу 1985 г. добыча газа в СССР достигла 643 млрд м³. На долю Западной Сибири при этом приходилось 376 млрд м³, из которых 270 млрд м³ давало Уренгойское месторождение. В 1984 г. СССР вышел на первое место в мире по добыче газа, опередив США. Однако рост добычи «голубого золота» продолжался и в последующем.

Современный период. Россия - одна из немногих стран мира, полностью удовлетворяющая свои потребности в газе за счет собственных ресур-

сов. По состоянию на 1.01.98 г. разведанные запасы природного газа составляли 48,1 трлн, м³, т.е. около 33 % мировых. Потенциальные ресурсы газа в нашей стране оцениваются в 236 трлн. м³. Добыча газа в России в последние годы несколько снизилась: в 1991 г. - 643 млрд м³, а в 1995 г. - 595 млрд м³. В 1999 г. добыча газа составила около 590 млрд м³. Сведения о доле различных компаний России в общую добычу газа представлены в таблица 2.2.

Таблица 2.2-Добыча газа в России в 1999-2001 г.г..млрд.м3

Года	1999		2000		2001	
Компании		%		%		%
Газпром	556,47	94,4	523,16	89,6	511,9	88,0
ЛУКОЙЛ	2,97	0,5	3,60	0,6	3,72	0,6
ЮКОС	1,21	0,2	1,58	0,3	1,71	0,3
Сургутнефтегаз	11,12	1,9	11,14	1,9	11,10	1,9
Сиданко	2,09	0,4	1,30	0,2	0,72	0,1
Татнефть	0,74	0,1	0,75	0,1	0,75	0,1
Тюменская НК	1,83	0,3	2,90	0,5	4,69	0,8
Сибнефть	1,35	0,2	1,43	0,3	1,64	0,3
Башнефть	0,42	Менее 0,1	0,39	Менее 0,1	0,37	Менее 0,1
Роснефть	4,91	0,8	5,63	1,0	6,13	1,1
Славнефть	0,71	0,1	0,72	0,1	1,39	0,2
Восточная НК	0,31	Менее 0,1				
ОНАКО	1,57	0,3	1,53	0,3		
Коми ТЭК	0,40	Менее 0,1				
Прочие	3,59	0,6	30,06	5,2	37,39	6,4
Всего по России	589,69	100	584,19	100	581,51	100

Главной газодобывающей компанией России является ОАО «Газпром», утвержденное в феврале 1993 г. (до этого - государственный концерн). Контрольный пакет акции ОАО «Газпром» (51 %) находится в собственности государства. Перспективы увеличения добычи газа связаны с освоением месторождений севера Тюменской области (Надым-Пур-Тазовский район, п-ов Ямал), а также крупнейшего Штокмановского газоконденсатного месторождения на шельфе Баренцева моря. На полуострове Ямал разведанные запасы газа в настоящее время составляют 10,4 трлн м³. Ожидается, что максимальный уровень добычи газа на полуострове Ямал составит 200 -250 млрд.м³. Широкомасштабное освоение Штокмановского месторождения позволит добывать до 500 млрд м³ в год.

Россия является крупнейшим в мире экспортером природного газа. В 1999 г. в страны ближнего и дальнего зарубежья было поставлено 204 млрд м³ газа, а прогноз на 2010 г. составляет 278,5 млрд м³. Важнейшими целями и приоритетами развития газовой промышленности России являются:

- увеличение доли природного газа в суммарном производстве энергоресурсов;
- расширение экспорта российского газа;
- укрепление сырьевой базы газовой промышленности;

- реконструкция Единой системы газоснабжения с целью повышения ее надежности и экономической эффективности;
- глубокая переработка и комплексное использование углеводородного сырья на основе новых технологий.

Развитие в СССР и современной России имеет ряд отличий и особенностей, связанных с общественным строем, спецификой ГРП и разработки. В нефтяной промышленности выделено 5 этапов: до 1917г, 2 этап-1917-1941гг, третий-1941-1945гг, четвертый -1945-1991гг, пятый -с 1991г.

Проблемы нефтегазодобычи

Нефтегазодобывающая промышленность страны в своем развитии прошла несколько существенно отличающихся друг от друга периодов. Особенно сложен последний, современный период, характеризующийся коренным изменением состояния всей социально-хозяйственной обстановки в отрасли и в стране в целом, ее циклического пути развития. Современный этап развития отрасли совпадает с переходом от планово-административного управления промышленностью и экономикой страны к преимущественно рыночным отношениям. Этому периоду свойственно резкое ухудшение сырьевой базы нефтяной промышленности. Оно связано со вступлением многих нефтяных залежей в сложную позднюю стадию разработки, когда основная часть запасов уже отобрана, с низкой продуктивностью и крайне неблагоприятными геолого-физическими параметрами вводимых в разработку новых залежей, с недостаточным приростом разведанных запасов нефти, качеством недоразведанности запасов. Запасы большинства введенных и вводимых в разработку залежей нефти являются трудноизвлекаемыми. В целом удовлетворительное состояние газовой промышленности все более осложняется возрастающей ролью залежей с нефтяными оторочками и газоконденсатных залежей.

Проблемы, связанные с возросшими сложностями использования нефтяной сырьевой базы, решаются в условиях изменившейся коренным образом организационной структуры нефтяной отрасли и методов управления ею. Вместо прежнего централизованного управления нефтяной промышленностью осуществляется ее руководство несколькими крупными концернами, компаниями; лицензии на разведку и разработку залежей получают также многочисленные небольшие акционерные общества.

В меньшей степени общая реструктуризация коснулась газовой промышленности. В этой обстановке резко изменились условия работы по использованию нефтяных и газовых недр, которые стали более социально значимыми.

Возросла необходимость повышения уровня методов промыслово-геологического изучения залежей нефти и газа с использованием современной компьютерной техники.

Ведется поиск все более совершенных технологий разработки и довыработки месторождений, способов контроля и управления

внутрипластовыми процессами для более полного использования недр.

Огромное значение приобрела проблема решения технологических задач в жестких рамках современной рыночной экономики.

Подготавливаемые высшей школой специалисты должны уверенно решать этот круг вопросов в современных усложнившихся условиях. Указанные тенденции и вытекающие из них задачи учтены в программе курса "Нефтепромысловая геология" и «Основы разработки месторождений нефти и газа» для студентов, обучающихся по специальности Геология нефти и газа" дневной и заочной форм обучения.

Вопросы для самопроверки

- 1 Что понимается под основами разработки объектов эксплуатации ?
- 2 Что такое объект разработки?
- 3 Что такое эксплуатационный объект, чем он отличается от объекта разработки?
- 4 Какие проблемы вы знаете в современной системе добычи нефти и газа ?
- 5 Какие периоды становление нефтяной промышленности вы знаете?
- 6 Этапы развития газовой промышленности ?
- 7 Какими методами можно определить ВНК?
- 8 Какие коэффициенты определяют литологическую неоднородность продуктивного пласта?
- 9 Что вы понимаете под микрон неоднородностью и какие характеристики ее описывают?
- 10 Какие этапы развития теории разработки месторождений нефти и газа вы знаете ?
- 11 Отечественные ученые, внесшие вклад в теорию фильтрации нефти и газа.
- 12 Происхождение углеводородов и этапы развития нефтяной и газовой промышленности
- 13 Геологическое обеспечение рациональной системы разработки нефтяной залежи
- 14 Геологическое обеспечение рациональной системы разработки газовой залежи
- 15 Геологическое обеспечение рациональной системы разработки нефтегазовой залежи

3 Методы и средства, применяемые при разработке объектов месторождений нефти и газа

План изложения:

1. Методы, применяемые в процессе разработки месторождений нефти и газа
2. Основные средства, применяемые при разработке месторождений нефти и газа
3. Современные методы и средства разработки месторождений нефти и газа

Вопросы к самостоятельному изучению:

1. Постоянно-действующая модель месторождения и системный подход управления процессом разработки
2. Геологическая модель конкретного месторождения нефти и газа
3. Адаптация трехмерной геологической модели месторождения к истории разработки
4. Современные методы оптимизации работы скважин
5. Лабораторные методы оценки геолого-промысловых параметров
6. Геофизические методы исследования скважин и оценка ФЕС параметров для подсчета запасов нефти и газа
7. Методы PVT, свойства флюидов, насыщающих коллектора

3.1 Методы, которые применяются в процессе разработки месторождений нефти и газа

Методы, применяемые в процессе разработки: изучение геолого-физических характеристик продуктивных пластов и свойств насыщающих флюидов лабораторными и геофизическими методами; методы оценки текущих запасов; повышения продуктивности скважин и нефтеотдачи; методы ППД; промыслово-геофизического, гидродинамического и геохимического контроля и другие.

Использование методов изучения геолого-физических характеристик продуктивных пластов и свойств насыщающих флюидов нефтяных, газовых, газоконденсатных месторождений в процессе разработки актуально. Современные методы оценки текущих запасов УВ при трехмерном моделировании с помощью программных средств. Методы повышения продуктивности поисково-разведочных и эксплуатационных скважин, оптимизации их работы являются надежной опорой методов повышения нефтеотдачи и газоотдачи пластов. К методам повышения нефтеотдачи пластов относятся: гидродинамические, физико-химические, тепловые, внутрипластового горения, физические, волновые, микробиологические. Обращает внимание геологическое обоснование применения методов

поддержания пластового давления при заводнении, закачке углекислого газа и другие.

3.1.1 Лабораторно-экспериментальные методы изучения коллекторов и флюидов

При лабораторных исследованиях определяют такие величины, как: пористость, проницаемость, гранулометрический состав, карбонатность, водонасыщенность. Определение этих величин дает объективную оценку неоднородности изучаемого пласта. К *лабораторным* относят методы, основанные на прямых измерениях физико-химических, механических, электрических и других свойств образцов горных пород и проб пластовых УВ, которые отбираются в процессе бурения и эксплуатации. С помощью этих методов исследования определяются основные параметры как пористость, проницаемость пород, вязкость и плотность нефти и другие свойства пород и жидкостей. Эти методы имеют большое практическое значение, особенно при подсчете запасов УВ и составлении проектных документов разработки месторождений. *Лабораторные методы* играют решающую роль в теории разработки при определении режима работы залежи, определении плотности нефти, реологических свойств нефти, вязкости нефти, газосодержания и газового фактора, давления насыщения, фракционного состава в зависимости от интервала температуры кипения. Лабораторным методом определяется температурный интервал для бензиновой фракции и так далее.

3.1.2 Методы изучения макронеоднородности пород

Различают два основных вида геологической неоднородности - макронеоднородность и микронеоднородность. Макронеоднородность изучают по толщине пласта и по простиранию (по площади). *Макронеоднородность* отражает морфологию залегания пород-коллекторов в объеме залежи УВ, т.е. характеризует распределение в ней коллекторов и неколлекторов. Для изучения макронеоднородности используются методы ГМИС по всем пробуренным добывающим и поисково-разведочным скважинам. Представительную оценку макронеоднородности можно получить только при наличии квалифицированно выполненной детальной корреляции продуктивного разреза скважин. Особую роль играет важность детальной корреляции. Изучение макронеоднородности при расчлененности продуктивных горизонтов непроницаемыми прослоями важно для продуктивности скважины.

По толщине пласта макронеоднородность проявляется в присутствии в разрезе горизонта нескольких продуктивных пластов и прослоев коллекторов - в разном количестве на разных участках залежей. как вследствие наличия мест их слияния, отсутствия в разрезе некоторых пластов, уменьшения нефтенасыщенной толщины в водонефтяной (газовой) части залежи за счет

неучета водоносных нижних пластов и др. Соответственно макронеоднородность проявляется и в изменчивости нефтенасыщенной толщины пласта в целом.

По простиранию макронеоднородность изучается по каждому из выделенных в разрезе горизонта пластов-коллекторов. Она проявляется в изменчивости их толщин вплоть до нуля, т.е. наличии зон отсутствия коллекторов, зон литологического замещения или выклинивания коллекторов. Причем важное значение имеет характер зон распространения коллекторов.

Макронеоднородность отображается графическими построениями и количественными показателями. Графически макронеоднородность по вертикали отображается с помощью профилей и схем детальной корреляции разреза. По площади она отображается с помощью карт распространения коллекторов пласта, где показываются границы площадей распространения коллектора и неколлектора, а также участки слияния пластов. По простиранию макронеоднородность изучается по каждому из выделенных в разрезе горизонта пластов-коллекторов.

Существуют количественные показатели, характеризующие макронеоднородность пласта по разрезу и по площади:

1) коэффициент расчлененности, который показывает среднее число прослоев коллекторов в пределах залежи, показатель *вертикальной неоднородности продуктивного пласта*. По скважине в целом считается количество прослоев-коллекторов, а в целом по залежи - делится на количество скважин, вскрывших разрез. K_p - коэффициент, характеризующий продуктивный пласт:

$$K_p = \frac{\sum n}{N} \quad (3.1)$$

где n_i - число прослоев коллекторов в i -й скважине;

N - число скважин.

Если $K_p=1$ пласт однороден и представлен единым прослоем коллекторов.

2) коэффициент песчанистости (эффективности) показывает долю объема коллектора в общем объеме (толщине) залежи, рассчитываемый по скважине, а затем как среднее значение для продуктивного пласта

$$K_{\text{пес}} = \left[\sum_{i=1}^N (h_{\text{эф}} / h_{\text{общ}}) \right] i / N \quad (3.2)$$

где $h_{\text{эф}}$ — эффективная толщина пласта в скважине;

N — число скважин;

3) коэффициент литологической связанности или слияния, который оценивает степень слияния коллекторов двух прослоев,

$$K_{\text{св}} = F_{\text{св}} / F_{\text{к}} \quad (3.3)$$

где $F_{\text{св}}$ - суммарная площадь участков слияния;

F_k - площадь распространения коллекторов в пределах залежи, характеризует гидродинамическую связь пластов, характерен для объекта разработки;

4) коэффициент литологической выдержанности коллекторов на площади залежи, который характеризует степень прерывистости их залегания, отношение площади распространения коллекторов к общей площади: Чем больше этот коэффициент, тем благоприятнее разработка:

$$K_{расп} = F_k / F_{\Sigma} \quad (3.4)$$

где F_{Σ} - суммарная площадь зон распространения коллекторов пласта (просоя);

5) коэффициент сложности границ распространения коллекторов пласта :

$$K_{с\lambda} = L_{кол} / \Pi \quad (3.5)$$

где $L_{кол}$ — суммарная длина границ участков с распространением коллекторов;

Π — периметр залежи (длина внешнего контура нефтеносности); три коэффициента, характеризующие зоны распространения коллекторов с точки зрения условий вытеснения из них нефти:

$$K_{спл} = F_{спл} / F_k; K_{пл} = F_{пл} / F_k; K_{\lambda} = F_{\lambda} / F_k \quad (3.6)$$

где $K_{спл}$, $K_{пл}$, K_{λ} — соответственно коэффициенты сплошного распространения коллекторов, полулинз и линз;

F - суммарная площадь зон распространения коллекторов;

$F_{спл}$ - площадь зон сплошного распространения, т.е. зон, получающих воздействие вытесняющего агента не менее чем с двух сторон;

$F_{пл}$ — площадь полулинз, т.е. зон, получающих одностороннее воздействие; F_{λ} - площадь линз, не испытывающих воздействия.

Совместное использование коэффициентов $K_{пл}$ и K_{λ} может составить представление о макронеоднородности разреза, чем больше K_{λ} и меньше $K_{пл}$, тем выше неоднородность. Чем больше коэффициент литологической связанности, тем выше степень гидродинамической сообщаемости смежных прослоев. Три коэффициента, характеризует зоны распространения коллекторов с точки зрения условий вытеснения из них нефти. В качестве показателей прерывистости продуктивного пласта используются доли отношения объема:

$$V_{непр} = \frac{V_{непр}}{V_{общ}}; V_{линз} = \frac{V_{линз}}{V_{общ}}; V_{п / линз} = \frac{V_{п / линз}}{V_{общ}} \quad (3.7)$$

где $V_{непр}$ - непрерывной части пласта; т.е. зон, получающих воздействие вытесняющего агента не менее чем с двух сторон;

$V_{линз}$ — доля объема линз; линз, не испытывающих воздействия;

$V_{n/l}$ - доля объема полулинз; т.е. зон, получающих одностороннее воздействие;

$V_{общ}$ - общий объем пласта

Под линзами в этом случае подразумеваются ограниченные со всех сторон непроницаемыми породами участки коллекторов. Полулинзы представляют собой участки прослоя, распространяемые за пределами залежи и выклинивающиеся внутри нее. За полулинзы могут быть приняты участки прослоя, открытые для поддержания давления с одной стороны. За непрерывную часть принимают как площадь сплошного распространения прослоя, так и части площади, подвергающиеся воздействию нагнетания не менее, чем с двух сторон.

3.1.3 Методы гидродинамического моделирования режимов работы нефтяных и газовых скважин

К гидродинамическим (ГДМ) относят методы, которые основаны на косвенном определении важных свойств продуктивных пластов по данным прямых измерений дебитов скважин и забойных давлений при установившихся и неуставившихся процессах фильтрации жидкостей и газов в продуктивном пласте. В основу ГДМ методов положены формулы гидродинамики, описывающие связь между дебитами, давлениями и характеристиками продуктивных пластов (проницаемость, гидропроводность и др.). Гидродинамические исследования осуществляют с помощью глубинных манометров и расходомеров, спускаемых в скважину на кабеле, а также с помощью приборов, которые устанавливаются на устье скважины. В отличие от лабораторных и промыслово-геофизических методов при ГДИ исследованиях определяют средние значения свойств продуктивных пластов на значительном расстоянии от стенок скважин. С помощью ГДИ исследований можно получить больший объем информации о работе пласта.

Промыслово-гидродинамические методы позволяют оценивать степень неоднородности пласта, выявлять литологические экраны, устанавливать взаимосвязь пластов по разрезу и скважин по площади, а также оценивать нефтенасыщение пород. Указанные параметры и особенности строения нефтяных залежей определяют *следующими гидродинамическими методами*: восстановление (падения) давления; гидропрослушивание; установившихся отборов. В нефтепромысловой практике применяют следующие основные методы гидродинамических исследований: установившихся отборов, восстановления давления, взаимодействия скважин (гидропрослушивание), термодинамические.

Исследование газовых скважин проводят при стационарных, установившихся и нестационарных режимах фильтрации газов, при котором используют следующие методы: восстановления забойного давления после остановки скважины; стабилизации забойного давления и дебита при пуске скважин. По данным, полученным в результате исследования газовых

скважин, оценивают изменение параметров пласта в процессе эксплуатации скважин. Целью исследования является контроль продуктивности скважины, изучении влияния режима работы на производительность и оценке фильтрационных параметров пласта.

Технология исследования состоит в измерении дебитов скважин и соответствующих им значений забойного давления P_z последовательно на нескольких, предварительно обеспеченных, установившихся режимах работы. Время стабилизации режима работы зависит от фильтрационной характеристики пласта, устанавливается опытным путем от нескольких часов до 2 - 5 суток. Об установившемся режиме судят по постоянству дебита и забойного давления при условии работы скважины в заданном режиме. Чем выше проницаемость пласта, тем быстрее наступает установившийся режим фильтрации после изменения условий эксплуатации. Одновременно определяют газовый фактор, отбирается на выкидных линиях пробы жидкости. Изменение режима работы скважины в сторону постепенного возрастания дебита более предпочтительно.

По результатам исследования строят график зависимости дебита скважины от депрессии, который называется индикаторной диаграммой (ИД) методом графической интерпретации. При построении ИД диаграмм принято значения забойных давлений откладывать по оси ординат, а дебит - по оси абсцисс. При этом ИД диаграммы добывающих скважин располагаются ниже оси абсцисс. На рисунке 3.1 показаны некоторые возможные формы индикаторных диаграмм.

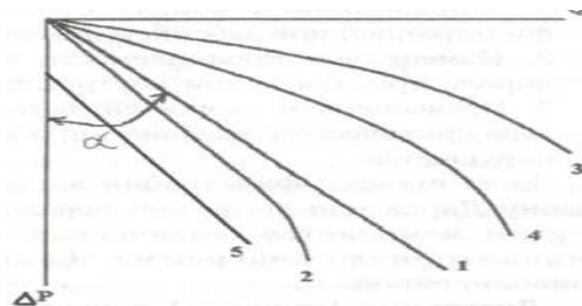


Рисунок 3.1 - Характерные типы индикаторных диаграмм

Как правило при отсутствии в пласте свободного газа, то скважины имеют диаграммы прямолинейного вида (рисунок 3.1 линия 1), что характерно при фильтрации однофазной жидкости, которая подчиняется закону Дарси, и уравнение притока описывается формулой (3.8):

$$Q = K * \Delta P \quad (3.8)$$

где K - коэффициент продуктивности, в этом случае равен тангенсу угла наклона ИД линии к оси депрессий.

Коэффициент продуктивности может быть найден из формулы уравнения притока будет равен:

$$K = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu \cdot \ln \frac{R_k}{r_{cnp}}} = \operatorname{tg} \alpha \quad (3.9)$$

Искривление ИД линии в сторону оси давления означает увеличение фильтрационного сопротивления по сравнению с линейным законом Дарси. Это объясняется несколькими причинами:

- изменением проницаемости и раскрытости микротрещин при изменении внутрискластового давления в пласте;
- образованием области с двухфазной фильтрацией вокруг скважины при забойном давлении ниже давления насыщения;
- превышением критических значений скоростей движения жидкости в призабойной зоне, при которых линейный закон Дарси нарушается.

Если процесс фильтрации жидкости в пласте не подчиняется закону Дарси, то при переходе от одних режимов цикла к другим изменяется проницаемость коллектора, ИД диаграмма оказывается криволинейной.

Диаграмма ИД (рисунок 3.1 линия (2)) характерна для фильтрации в пласте газированной жидкости. Она прямолинейна при забойных давлений выше давления насыщения ($P_z > P_{\text{нас}}$) и криволинейна при уменьшении P_z давления ниже давления насыщения ($P_{\text{из}} < P_{\text{нас}}$). Проницаемость коллектора может изменяться при наличии в пласте трещин, которые способны расширяться с увеличением P_z давления и сжиматься со снижением P_z давления. В таких случаях ИД диаграмма имеет форму линии 3 (рисунок 3.1). При скоростях фильтрации жидкости, превышающих верхний предел, когда сохраняется линейный закон, ИД диаграммы имеют форму линии 4 (рисунок 3.1). При этом уравнение притока описывается формулой:

$$Q = K \cdot \Delta P^n \quad (3.10)$$

где n - показатель фильтрации, составляющий 0,5 - 1.

Для скважин с высоковязкой нефтью ИД линия не проходит через начало координат (линия 5), а отсекает на оси ΔP отрезок. Это указывает на то, что исследуемая нефть обладает неньютоновскими свойствами. По отрезку, отсекаемому на оси ΔP , находят начало сдвига пластовой нефти.

Обработка результатов исследования. При прямой ИД линии коэффициент продуктивности K может быть найден по любым двум фактическим точкам, взятым на этой прямой по формуле :

$$K = \frac{Q_2 - Q_1}{\Delta P_2 - \Delta P_1} \quad (3.11)$$

После определения коэффициент продуктивности можно определить коэффициент гидропроводности:

$$\varepsilon = \frac{k \cdot h}{\mu} = \frac{K \cdot b_n \cdot \ln \frac{R_k}{r_{np}}}{2 \cdot \pi \cdot \rho_n} \quad (3.12)$$

Изучив по геофизическим данным или по результатам глубинной дебитометрии параметры пласта, а по лабораторным данным вязкость μ , можно определить проницаемость k в районе данной скважины. Значение радиуса контура питания K_k принимают за половину расстояния до соседней скважины. Для одиночных скважин K_k принимают равным 250-400 м, исходя из опыта и физических представлений о процессах фильтрации. Далее определяются коэффициенты подвижности нефти, проводимости и гидропроводности.

3.1.4 Методы системного контроля процесса разработки

Организация эффективного системного контроля за выработкой запасов нефти, контроль за продвижением закачиваемой воды по площади распространения коллекторов, за положением ВНК, степенью вытеснения нефти из пластов, техническим состоянием скважин и температурным режимом залежи. Решение этих задач осуществляется путем проведения комплекса промыслово-гидродинамических исследований (ПГИ), лабораторных измерений (ЛИ) и промыслово-геофизических исследований (ГИС). *Геолого-промысловые исследования* проводятся с целью контроля за дебитами, приемистостью скважин, обводненностью, изменением состава флюидов и попутной воды, закачиваемой жидкости. Эти работы выполняются в промысловых условиях работниками нефтепромыслов, лабораториями цехов научно-исследовательских и производственных работ НГДУ. По добывающим скважинам проводятся следующие работы: замер дебита жидкости и газа; отбор проб и определение обводненности; отбор глубинных и поверхностных проб нефти и воды на химический анализ; замер буферного и затрубного давлений. Отбор глубинных и поверхностных проб нефти, а также отбор газа на лабораторный химический анализ проводится ежегодно по специальным скважинам, количество которых составляет 10 % эксплуатационного фонда. Все это позволяет проследить за характером изменения параметров пластовой нефти в процессе разработки. Отбор проб воды, которая поступает вместе с нефтью, проводится по всему обводненному фонду один раз в квартал. В процессе проведения геолого-промыслового анализа используются полученные данные для установления причин обводнения скважин. Периодически проводятся анализы попутной воды, химические анализы нефти, газа и анализы глубинных проб нефти на добывающем предприятии. Для отбора проб используются глубинные

пробоотборники. По нагнетательным скважинам проводятся определение приемистости скважин, где в цехах ППД проводятся замер температуры и определение КВЧ закачиваемой воды.

Гидродинамические методы исследования. Они включают в себя комплекс работ по контролю за энергетическим состоянием перфорированных пластов, за изменением гидродинамических параметров при изменении режима работы скважин, в том числе гидропроводности, проницаемости, коэффициента продуктивности и так далее. Определение коэффициента продуктивности необходимо проводить в добывающих и нагнетательных скважинах по ИК или КВД один раз в два года, исследования глубинными дебитомерами и расходомерами – один раз в год. По данным замеров пластового, забойного давлений ежеквартально составляются карты изобар. Измерения забойных давлений по старому фонду скважин производятся один раз в полугодие, по новому фонду - один раз в квартал.

3.1.5 Методы промыслово-геофизического контроля за процессом разработки

Промыслово-геофизическим (ГИС) относят методы, основанные на изучении электрических, радиоактивных и других свойств горных пород с помощью приборов, спускаемых в скважину на кабеле. По результатам ГИС исследований определяется толщина пласта, пористость, проницаемость, нефтенасыщенность и др. Для этого данные промысловых измерений сопоставляют с результатами лабораторных испытаний образцов горных пород и проб пластовых флюидов. Но эти методы исследования относят к косвенным изучения свойств продуктивных пластов. Их широко используют в процессе разведки и начальных стадий разработки месторождений. С помощью лабораторных и ГИС методов изучаются свойства пластов только в зоне, прилегающей к стенкам скважины. Поэтому информация, которая получается с их помощью, не точно характеризует свойства пласта в целом или те свойства, которые могут резко изменяться по площади его распределения. Степень достоверности данных о свойствах пластов зависит от количества пробуренных скважин и отобранных образцов горных пород.

Промыслово-геофизическими методами решаются задачи двух больших направлений: контроль за заводнением и степенью выработки продуктивных пластов; решение разнообразных технических задач, как например, определение нарушения обсадных колонн, высоты подъема и качества цементажа, контроль изменения толщины колонны при длительной эксплуатации скважины, наличие заколонных перетоков жидкости, установление местоположения пакеров и забоев скважин и т.д.). Для контроля заводнения терригенных коллекторов продуктивного пласта применяются импульсные нейтронные методы: НГМ+ННМт+ГМ+ИНГМ. При этом в неперфорированных наблюдательных скважинах этот комплекс проводится один раз в год, а в зонах активного подъема ВНК и продвижения

контуров нефтеносности – 2 раза в год. Для определения характера обводнения интервалов пласта применяются нейтронные методы для выделения нефтеносных и водоносных прослоев по разной скорости расформирования зоны проникновения, а также высокочастотные методы электрометрии: индукционный и диэлектрический каротаж для исследования скважин с креплением ствола в интервале продуктивных отложений. Для *выделения интервалов обводнения пласта*, из числа вскрытых перфорацией, рекомендуется применять методы, которые позволяют изучать состав жидкости и изменение скорости потока по стволу скважины в интервале пластов. С этой целью проводятся измерения методом наведенной активности кислорода, гамма-плотностномером и механическим дебитомером. В настоящий момент нашли промышленное внедрение геофизическая аппаратура и методические приемы исследований в фонтанирующих и механизированных скважинах: малогабаритный скважинные генераторы, гамма-плотностномер, дебитометры глубинные различных конструкций. Для определения насыщенности пластов в обсаженных неперфорированных скважинах необходимо проводить исследования импульсным генератором нейтронов. Для определения *характера насыщения пластов* и выделения обводненных интервалов рекомендуется использовать информацию о скорости расформирования зоны проникновения закачкой индикаторной жидкости.

В качестве индикаторной жидкости можно использовать водные растворы боропродуктов. Применение бора целесообразней, чем использование высокоминерализованной воды, так как микроскопическое сечение захвата тепловых нейтронов у бора в 23 раза выше, чем у хлора. Это позволяет по результатам временных нейтронных исследований при расформировании зоны проникновения промывочной жидкости выделить нефтеносные и водоносные пласты в обсаженных перфорированных пластах. Для контроля за изменением нефтенасыщения в процессе эксплуатации рекомендуется применять крепление скважин стеклопластиковыми трубами в интервале терригенного продуктивного горизонта в 10-12 % проектного фонда. В результате проведенных *промыслово-геофизических исследований* может быть получена информация о текущей нефтенасыщенности в обводненных зонах, проведены расчеты для получения данных о величине охвата пластов вытеснением и заводнением, а также построены на дату анализа карты обводнения с отображением зон различной степени заводнения и т.д. Для контроля за *техническим состоянием эксплуатационных колонн* рекомендуется проводить исследования по определению дефектов в конструктивных элементах скважины по причинам коррозии стальных труб, разрушения цементного камня и нарушения сцепления его с породой или с колонной, потери цементным камнем герметичности из-за несоответствия прочностных характеристик тампонажного материала величине градиента давления. Для выявления перечисленных причин дефектов технического состояния эксплуатационных

колоны рекомендуется проводить исследования методами цементометрии – акустической и гамма-плотностной, которые позволяют изучать состояние цементного камня, и гамма-метрии толщины, предназначенной для диагностики технического состояния обсадной колонны; периодичность проведения исследований - 1 раз в два года. Выявленные дефекты крепления скважин указывают о возникновении затрубных циркуляций жидкости при наличии перепада давления между пластами. Наличие затрубных циркуляций в интервалах некачественного крепления скважины подтверждаются результатами других методов исследований. К ним относятся термометрия, кислородный каротаж и метод меченого вещества. Для определения наличия заколонных перетоков рекомендуется использование радонового индикаторного метода Радон-222 - это одноатомный газ с периодом полураспада $T/2=3,823$ сут, является чистым альфа-излучателем. При распаде радона-222 образуются гамма-излучающие дочерние продукты, которыми обусловлено более 99 % интенсивности гамма-излучения. Радон лучше растворяется в органических жидкостях, чем в воде. Радоновый индикаторный метод можно применять при любой конструкции и способе эксплуатации скважин, которые позволяют производить закачку меченого раствора и проводить измерения глубинным прибором ГК на кабеле.

Получение информации о *скорости и направлении фильтрационных потоков* является важным моментом при контроле за разработкой многопластовой залежи, данных о гидродинамической связи коллекторов по площади месторождения. Применение индикаторных методов, которые основаны на закачке трития, актуально. Он один из наилучших в настоящее время трассирующих индикаторов, который является излучателем бета-лучей, имеет период полураспада 12,5 лет, хорошо растворяется в воде и нефтепродуктах, не сорбируется горными породами. Но из-за малой энергии излучения, применение его возможно только в жидкости с использованием специальных лабораторных установок. Еще индикаторные методы могут быть использованы для оценки эффективности способов изоляции обводненных прослоев пластов. Для определения работающих прослоев и решения вопроса об участии их в работе скважины рекомендуется использовать механические и термокондуктивные расходомеры и дебитомеры. Показания механических расходомеров в меньшей степени подвержены искажениям из-за неоднородности состава потока. Но они менее чувствительны к малым скоростям жидкости, чем термокондуктивные индикаторы. Поэтому рекомендуется их применять совместно. Необходимо в случае малодебитных скважин применение пакерных устройств.

На промыслах и в НГДУ ведется необходимая геолого-промысловая документация по результатам геолого-промысловых и ГДИ исследований. Она включает информацию в целом по скважинам и эксплуатационному объекту : паспорт скважины, технологический режим, месячный отчет по эксплуатации и закачке эксплуатационная карточка добывающей и нагнетательной скважин, карту исследований скважины, расшифровку фонда

скважин. По объекту разработки и эксплуатационным объектам: каталог координат, паспорт, карты разработки, накопленных отборов, изобар, графики разработки и применяемые иные методы графической интерпретации.

3.1.6 Регулирование системы разработки

Под *регулированием разработки* понимается целенаправленное изменение условий эксплуатации залежей и поддержание ранее принятых технологических решений для достижения возможно высоких технологических коэффициентов КИН, темпов отбора нефти и рентабельности показателей разработки.

Многочисленные задачи управления процессом разработки решают большое количество методов и способов, которые можно объединить в две группы: регулирование через пробуренные скважины без существенного изменения системы разработки; регулирование с изменением системы разработки с уплотнением сетки, разукрупнением объектов, изменением вида заводнения и так далее.

При разработке системный контроль связан с комплексом методов по регулированию, который определяется стадией разработки. Оптимизация процесса разработки включает технологические, технические и экономические направления. Обеспечение уровней добычи, достигнутого КИН, эффективного режима работы залежи, технических и технологических ограничений при реализации ППД, минимальных капитальных вложений, эксплуатационных затрат, высокой рентабельности. Воздействие на призабойную зону пласта с целью оптимизации ее работы, изменение технологических режимов скважин, вопросы выбуривания фонда скважин, одновременно-раздельной эксплуатации и реализации проектных решений на разработку.

На основе анализа разработки и выявления расхождений проектных и фактических показателей разработки месторождения осуществляют мероприятия по приведению в соответствие фактических показателей разработки с проектными. Совокупность всех мероприятий и называется *регулированием процесса разработки*, которое можно проводить технологическими методами без изменения или с небольшим изменением самой запроектированной системы разработки. К числу *технологических* методов регулирования разработки нефтяных месторождений относят далее следующие.

1. Изменение режимов эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин путем изменения их дебитов и расходов закачиваемых в пласты реагентов вплоть до прекращения эксплуатации скважин.
2. Общее и поинтервальное воздействие на призабойную зону скважин с целью увеличения притока нефти из отдельных прослоев с низкой проницаемостью пласта или расхода закачиваемых в них агентов.

3. Увеличение давления нагнетания в скважинах до давления раскрытия трещин в призабойной зоне карбонатных коллекторов, поинтервальная закачка рабочих агентов в прослой пласта при дифференцированном давлении нагнетания.
4. Применение современного пакерного оборудования и проведение работ по капитальному ремонту с целью изоляции отдельных прослоев пласта без изменения принятых по последнему проектному документу объектов разработки.
5. Циклическое воздействие на пласт и направленное изменение фильтрационных потоков в согласии с геологическими особенностями пласта.

К *методам регулирования*, связанным с частичным изменением системы разработки месторождения, относятся:

- очаговое и избирательное воздействие на объекты разработки путем осуществления закачки в пласт воды или других веществ через специально пробуренные нагнетательные скважины или группы нагнетательных скважин, через которые осуществляется выборочное воздействие на отдельные участки пластов;
- проведение работ по капитальному ремонту скважин или установка в скважинах пакерного устройства с целью частичного укрупнения или разукрупнения, т.е. изменения объектов разработки.

Следующие обстоятельства вызывают необходимость постоянного регулирования процесса извлечения УВ: обоснование системы разработки в начале производится по редкой сетке поисково-разведочных скважин; залежь представляется сложной динамической системой, которая меняется непрерывно во времени; на разных стадиях разработки требуется обширный комплекс мероприятий по регулированию.

Циклические методы воздействия на пласт и методы направленного изменения фильтрационных потоков рассмотрим более подробно, которые используются при разработке нефтяных месторождений.

Технология циклического воздействия на пласт заключается в периодическом изменении дебитов добывающих скважин и расходов закачиваемой воды в нагнетательные скважины на отдельном достаточно крупном участке месторождения или на месторождении в целом. Направленное изменение фильтрационных потоков проводят путем изменения режимов работы отдельных групп добывающих и нагнетательных скважин с целью ускорения продвижения ВНК по тем линиям движения, по которым он до этого продвигался более медленно, и, наоборот, замедления его перемещения в других направлениях, то есть заняться регулированием текущего положения ВНК. Циклическое воздействие на пласт часто осуществляют путем периодического изменения режимов работы только нагнетательных скважин при постоянном режиме эксплуатации добывающих скважин для поддержания добычи жидкости на высоком уровне. При этом темп нагнетания воды в пласты всего месторождения также периодически

изменяется, который может колебаться около среднего проектного уровня и поддерживать заданную компенсацию. Периоды колебания темпа закачки в пласт воды или циклы в зависимости от фильтрационных свойств месторождений составляют обычно от недель до месяцев. Периодическое изменение режимов работы скважин и текущих объемов, закачанных и отбираемых жидкостей из пласта, вызывают изменение давления. В соответствии с теорией упругого режима перераспределение пластового давления происходит быстрее в высокопроницаемых прослоях или трещинах. В цикле повышения давления возникают перетоки флюида из высокопроницаемых в низкопроницаемые прослои пласта. Если породы-коллекторы низкопроницаемых участков пласта гидрофильные, то в них преимущественно проникает вода, вытесняя нефть. В цикле снижения давления вода удерживается капиллярными силами в низкопроницаемых породах, а нефть перетекает в высокопроницаемые прослои и трещины, поскольку в них происходит быстрее не только повышение, но и снижение давления. Перетоки нефти из низкопроницаемых пород в высокопроницаемые прослои пласта при циклическом воздействии способствует общему увеличению нефтегазоотдачи. Направленное изменение фильтрационных потоков неразрывно связано с циклическим воздействием на пласт. Однако оно приводит и к дополнительному эффекту, связанному с вытеснением нефти из прослоев, где до изменения направлений потоков градиенты давления и скорости фильтрации были низкими.

Проведение указанных мероприятий по регулированию разработки нефтяных месторождений связано с дополнительными, по сравнению с проектными, эксплуатационными и капитальными затратами. Если затраты на регулирование разработки месторождения находятся примерно в пределах 10-20 % от суммарных затрат и если эти затраты не возрастают с течением времени, а процесс разработки удовлетворяет условиям, поставленным недропользователем, и задачам развития добычи нефти в стране в целом, то ориентировочно можно считать, что в будущем разработку следует продолжать по принятому проектному документу. В противных случаях ставится вопрос о подготовке нового проектного решения о разработке месторождения.

Методы *термометрии и барометрии* являются результативными методами контроля за процессом разработки нефтяной и газовой залежей.

Методы абстрактного физического моделирования коллекторов, флюидов, натурного моделирования, геолого-статистического моделирования, методы математического трехмерного моделирования залежей и объектов разработки, используемые *методы PVT* диаграмм при фильтрационном моделировании, метод эквивалентных фильтрационных сопротивлений при гидродинамических процессах, происходящих в пласте, метод характеристик вытеснения при оценке текущих извлекаемых запасов на третьей и четвертой стадиях разработки, метод материального баланса для расчетов запасов нефти и газа и оценки энергетического состояния залежи и

так далее.

Метод оценки запасов по кривым вытеснения относится к статистическим методам. Впервые применил этот метод А.М. Коншин в 1892 году. В основу экстраполяционных методов положены характеристики вытеснения, которые представляют зависимости между добычей нефти или воды в различных модификациях координат, построенные по фактическим данным за достаточно длительный период разработки залежи УВ. С помощью характеристики вытеснения по их заключительным прямолинейным участкам определяются остаточные извлекаемые запасы нефти, а с учетом добытой уже нефти получают ожидаемый конечный КИН залежи и начальные извлекаемые запасы нефти. Экстраполяционные методы применяют при разработке залежи на водонапорном режиме, в том числе при активном упруго-водонапорном. В теории экстраполяционных методов насчитывается более 20 известных эмпирических зависимостей известных авторов: Назаров С.Н., Сипачев Н.В., Камбаров Г.С., Пирвердян А.М., Казаков А.А., Черепяхин Н.А., Мовмыга Г.Т., Сазонов Б.Ф. и других. В работе приведены эмпирические зависимости, наиболее часто используемые, предложенные: I – С.Н. Назаровым - Н.В. Сипачевым (3.13), II – Г.С. Камбаровым и другими (3.14) и III – А.А. Казаковым (3.15). Указанные эмпирические зависимости имеют вид:

$$I - \frac{Q_{жс}}{Q_n} = a + b \cdot Q_{в}; \quad (3.13)$$

$$II - Q_{жс} \cdot Q_n = b^1 \cdot Q_{жс} - a; \quad (3.14)$$

$$III - Q_n = a^{11} - b^{11} \cdot Q_{жс}^{-\lambda}; \quad (3.15)$$

где Q_n , $Q_{жс}$, $Q_{в}$ – накопленные с начала разработки объекта добычи соответственно нефти, жидкости, воды;

a , b – постоянные коэффициенты в уравнениях, определяемые по фактическим данным о накопленных флюидах на заключительном прямолинейном отрезке характеристики вытеснения, с помощью метода наименьших квадратов;

λ – постоянный коэффициент в способе Казакова А.А. (III), определяемый из вспомогательной зависимости (3.16):

$$\lg(n_n) = l - d \cdot \lg Q_{жс}, \quad (3.16)$$

где n_n – среднегодовая доля добычи нефти в добываемой жидкости, %;

l и d – постоянные коэффициенты, определяемые по заключительному прямолинейному участку с помощью метода наименьших квадратов.

Описательные методы, применяемые в курсе разработки: наблюдения, проектирования, анализа, обобщения, обоснования PVT, метод ступенчатого и дифференциального разгазирования нефти и так далее. Метод наблюдения: работы добывающей и нагнетательной скважин, за поведением давления в

пъезометрических скважинах, процессом бурения скважины, за процессом испытания в открытом стволе и в колонне. *Метод анализа и обобщения*, который применяется в нефтегазовом деле: проектном документе на разработку, технологической схеме разработки, отделе геологии и разработке добывающего предприятия, на промысле нефти или газа. *Метод мысленного моделирования* в теории разработки при геологическом трехмерном моделировании и при проектировании системы разработки. Применение метода *математического моделирования* в теории разработки при: проектировании системы разработки, при создании трехмерной геологической модели, при создании фильтрационной модели месторождения, при создании постоянно действующей геолого-промысловой модели. *Фильтрационная модель* залежи УВ - объект в виде двумерной или трехмерной сети ячеек геолого-промысловой информации для расчетов прогноза технологических показателей и оптимизации работы системы. *Постоянно-действующая геолого-технологическая модель* месторождения - система управления процессом разработки месторождения с помощью группы программ на компьютере, которая решает задачи процесса разработки в динамике. Следует подумать над применением современных различных методов в теории разработки месторождений нефти и газа. Какие математические методы используются в дисциплине - дискретная математика, теория вероятности и математическая статистика и другие разделы высшей математики. Какие разделы подземной гидромеханики легли в основу теоретического обоснования процесса разработки месторождений нефти и газа, это подземная гидродинамика? Выбор режимов работы скважин и ГТМ по управлению процессом разработки выбрать ответ - моделирование динамики призабойной зоны и газогидродинамических процессов в стволе скважины или иное.

Основные средства, применяемые при разработке месторождений нефти и газа. К ним относятся оборотные средства, амортизационные, включая амортизацию скважин, основные средства, основные фонды.

3.2 Современные методы и системность разработки месторождений нефти и газа

Системный подход к разработке месторождений нефти и газа включает основные понятия по управлению процессом, как *целостность* геологической, технологической и технической *информации* о месторождении, изучение *неоднородности, иерархичности* по структуре, *динамичности*. Включает *управление* процесса: планирование, прогнозирование, регулирование, контроль, организацию, координацию, интеграцию, *идентификацию, адаптацию* к изменяющимся условиям разработки, а также *оптимальность* (эффективность, согласованность решений, рациональность) и *самоорганизацию* (обеспечение высокого

качества и эффективности функционирования системы) *управления* процессом регулирования разработки месторождений нефти и газа.

Характеристика сложности системы разработки: невозможность точно прогнозировать поведение месторождения из-за постоянно меняющейся окружающей внешней среды, неполнота информации по объекту разработки, недостаточность наблюдения за процессом, значительные погрешности в оценке параметров, невозможность одновременной их регистрации. Многоцелевое назначение и противоречивость целей, многочисленный и многообразный набор вариантов построения и функционирования модели, многообразные формы отношений между элементами, невозможность построения единой адресной модели месторождения, необходимой для проектирования и управления системой разработки. Большие объемы информации, многократные изменения структуры и состава в системе процесса. Системе разработки присуща многоплановость, она требует огромных ресурсов и разного уровня специальных знаний.

Основными факторами системно-структурного подхода к разработке месторождений нефти и газа являются: взаимодействие геологической и технологической моделей, сочетание в единой ПДГТМ модели формальных и неформальных эвристических процедур, моделирование с учетом накопленного опыта и знаний, адаптация моделей к истории разработки, управление процессами разработки, оптимизация и согласованность решений, а также самоорганизация процесса и управления на основе ПДГТМ модели месторождения.

Современные методы управления процессом разработки месторождений нефти и газа разнообразны и многочисленны: описательные, лабораторные, ГДИ, ГМИС, PVT, наблюдения, анализа и обобщения, мысленного, абстрактного и гидродинамического моделирования, методы физического моделирования, схематизации и геометризаций, графические. Методы материального баланса и характеристик вытеснения, увеличения нефтеотдачи и оптимизации работы скважин и залежей и другие методы.

Вопросы для саморазвития и самопроверки

- 1 Какие из описательных методов применяются в курсе теории разработки месторождений нефти и газа?
- 2 Лабораторные методы, в каком аспекте применяются в теории разработки.
- 3 Методы гидродинамических исследований скважин и пластов
- 4 Метод наблюдения за работой добывающей и нагнетательной скважин, в чем суть.
- 5 Метод анализа и обобщения в нефтегазовом деле?
- 6 Метод мысленного и абстрактного моделирования?
- 7 Метод графического, гидродинамического моделирования?
- 8 Метод математического моделирования в теории разработки это...
- 9 Геологическая модель залежи в процессе разработки ?

- 10 Фильтрационная модель залежи углеводородов
- 11 Постоянно-действующая геолого-технологическая модель месторождения ... продолжить
- 12 Методы схематизации и геометризации коллекторов, геолого-физические характеристики продуктивных пластов
- 13 Методы PVT, свойства флюидов, насыщающих коллектора
- 14 Методы физического моделирования, физические законы газового состояния, уравнения Клапейрона-Менделеева от уравнения Ван-дер-Ваальса, Дальтона, Генри, Ньютона, Гей-Люссака, Бойля-Мариотта и других?
- 15 Как по кривым Брауна можно определить коэффициент сжимаемости реального газа?
- 16 От каких параметров зависит коэффициент сжимаемости газа?
- 17 Метод определения реологических свойств нефти, чем определяются свойства
- 18 Методы увеличения нефтеотдачи, какие и когда реализуются?
- 19 Чем отличаются свойства пластовой нефти от ее свойств в стандартных условиях?
- 20 Методы системного анализа?
- 21 Какими методами определяются свойства пластовой нефти и стандартных условиях?
- 22 Чем отличается метод ступенчатое разгазирование нефти от дифференциального?
- 23 Какие методы теории вероятности и математической статистики используются в дисциплине?
- 24 Какие разделы подземной гидромеханики легли в основу теоретического обоснования процесса разработки месторождений нефти и газа
- 25 Выбор режимов работы скважин и ГТМ по управлению процессом разработки
- 26 Прогноз процесса разработки при адаптированной адресной фильтрационной модели в чем заключается?
- 27 Методы изучения пористости и проницаемости во времени и использование результатов в расчетах текущих запасов
- 28 Методы материального баланса
29. Методы характеристик вытеснения
30. Методы контроля разработки и методы увеличения нефтеотдачи в чем отличие?

4 Процесс разработки месторождений нефти и газа на режиме истощения

Цель : Познакомить с процессом разработки месторождений на режиме истощения.

План изложения:

1. Водонапорный режим работы нефтяной залежи
2. Упруговодонапорный режим работы нефтяной залежи
3. Режим растворенного газа нефтяной залежи
4. Гравитационный режим работы залежи нефти
5. Смешанный режим работы нефтяной залежи
6. Естественный режим газовый для нефтяного пласта
- 7 Газонапорный режим продуктивных пластов
- 8 Упругогазоводонапорный режим нефтегазовой и газовой залежей
- 9 Смешанный режим работы нефтегазовых и газонефтяных пластов

Вопросы к самостоятельному изучению:

- 1 Смешанный режим работы нефтегазовых и газонефтяных пластов

Разработка нефтяных и газовых месторождений – интенсивно развивающаяся область науки и знаний. Дальнейшее ее развитие, как науки, связано будет с применением новых технологий извлечения нефти из недр, новых методов распознавания характера протекания внутрипластовых процессов, использования совершенных методов планирования геолого-разведки и разработки месторождений, применения автоматизированных систем управления процессами извлечения УВ из недр, развитием методов детального изучения строения пластов и учета характера протекающих в них процессов на основе детерминированных моделей, реализуемых на современных компьютерах.

Разработка нефтяных месторождений — это самостоятельная комплексная область науки и инженерная дисциплина, которая имеет свои специальные разделы, связанные с учением о системах и технологиях разработки месторождений, планированием и реализацией принципов разработки, проектирования и регулирования разработки.

Наукой о разработке нефтяных месторождений называют осуществление научно-обоснованного извлечения из недр, содержащих в них УВ и сопутствующих им полезных ископаемых. Принципиальным отличием разработки нефтяных месторождений от других наук является то, что инженер-проектировщик непосредственного доступа к нефтяным пластам не имеет. Вся информация идет через пробуренные скважины и изученности месторождения.

Нефтяные и нефтегазовые месторождения – это скопление УВ в земной коре, которые приурочены к одной или нескольким локализованным геологическим структурам. Залежи углеводородов,

входящие в месторождения, залегают, как правило, в пластах или массивах пористых и проницаемых горных породах, которые имеют различное распространение в недрах и различные геолого-физические свойства. Нефть, залегая в пористых пластах, подвержена напору контурных вод и гидростатическому давлению. Пласты испытывают горное давление, которое представляет собой давление веса вышележащих горных пород. Над залежью нефти может залегать газовая шапка, которая оказывает давление на залежь. Внутри залежи могут действовать силы упругости флюидов, воды и породы пласта. Нефть, вода, газ, пласты-коллекторы обладают разной плотностью и распределены в залежах в соответствии с энергией гравитации. Несмешивающиеся жидкости – нефть и вода, которые находятся в контакте в мелких порах и капиллярах, подвержены действию поверхностно-молекулярных сил, на контакте с твердой породой - натяжению смачивания. При начале эксплуатации пласта, природное равновесие сил нарушается по причине снижения давления в залежи и начинается сложнейшее проявление сил, в результате которого осуществляется движение жидкостей в пласте. В зависимости от того, какие силы вызывают это движение (это энергия краевых и подошвенных вод, энергия газа газовой шапки, энергия растворенного газа, упругие свойства пласта, флюидов и так далее) наступает само движение.

Нефтяные и нефтегазовые месторождения - это скопления УВ в земной коре, которые приурочены к одной или нескольким локализованным геологическим объектам, т.е. структурам, близким географически вблизи одного и того же пункта. *Залежью* называется локальное естественное единичное скопление нефти в одном или нескольких сообщающихся между собой пластах-коллекторах, т. е. в горных породах, способных вмещать в себя и отдавать УВ при разработке. Залежи УВ, входящие в месторождения, находятся, как правило, в пластах, которые имеют различное геологическое строение, часто - различные геолого-физические свойства флюидов и породы. Во многих случаях отдельные нефтегазоносные пласты значительно литологически неоднородные, разделены прослоями непроницаемых пород или расположены на отдельных участках месторождения. Такие обособленные или отличающиеся по свойствам пласты-коллекторы разрабатываются различными группами скважин, используя различную технологию. *Газовые залежи* есть места скопления природного газа в свободном состоянии в порах и трещинах горных пород. Промышленной называется залежь, если она является рентабельной для разработки, т.е. когда сумма затрат на добычу, транспорт и использование газа меньше полученного экономического эффекта от его применения. Газовым месторождением обычно называют одну залежь или группу залежей, расположенных на одной географической территории.

Многопластовость и размер месторождений с емкостными свойствами коллекторов определяют в целом величину и плотность запасов нефти, а в сочетании с глубиной залегания определяют выбор системы разработки и способов добычи нефти.

Итак, система разработки месторождения есть совокупность взаимосвязанных инженерных решений, определяющих объекты разработки, последовательность и темп их разбуривания и обустройства. Она определяет наличие воздействия на пласты с целью извлечения из них нефти и газа, число, соотношение и расположение нагнетательных и добывающих скважин, число резервных скважин, управление разработкой месторождения в целом, охрану недр и окружающей среды и так далее. Важная составная часть создания системы разработки - это выделение объектов разработки. *Объект разработки* - это выделенное искусственно, в пределах месторождения геологического образования (пласт, массив, структура, совокупность пластов), которое содержит промышленные запасы УВ, извлечение которых из недр осуществляется при помощи определенной группы скважин, т.е. «своей сеткой скважин». В объект разработки может быть включен один, несколько или все пласты месторождения. Например, на рисунке 4.1 представлены 3 пласта, которые можно объединить в 2 объекта (1,2, 3).

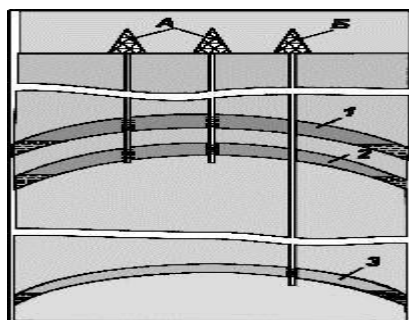


Рисунок 4.1 –Схема выделения объектов разработки

Объекты разработки подразделяют на самостоятельные, т. е. разрабатываемые в данное время, и возвратные, те, которые будут разрабатываться скважинами, эксплуатирующие в этот период другой объект.

Объединение в один объект как можно большего числа пластов на первый взгляд всегда представляется выгодным экономически, поскольку при таком объединении потребуется меньше скважин для разработки месторождения в целом. Например, как многочисленные пласты окского горизонта Сорочинско-Никольского месторождения. Однако чрезмерное объединение пластов в один объект может привести к существенным потерям в извлечении нефти и в конечном счете к ухудшению технико-экономических показателей. На выделение объектов разработки влияют в первую очередь естественный режим работы залежи, который во многом определяется геологическими условиями формирования залежи.

4.1 Водонапорный режим работы нефтяной залежи

Источниками энергии, которые обеспечивают движение жидкостей и газов в продуктивных пластах, являются собственная пластовая энергия системы и энергия, подаваемая извне. Например, путем нагнетания в пласты под высоким давлением жидкостей (воды) и газов. Основными источниками пластовой энергии служат:

- энергия напора пластовой краевой или подошвенной вод;
- энергия расширения свободного газа или газовой шапки;
- энергия расширения растворенного газа в нефти;
- энергия упругости породы и жидкости;
- гравитационная энергия напора нефти.

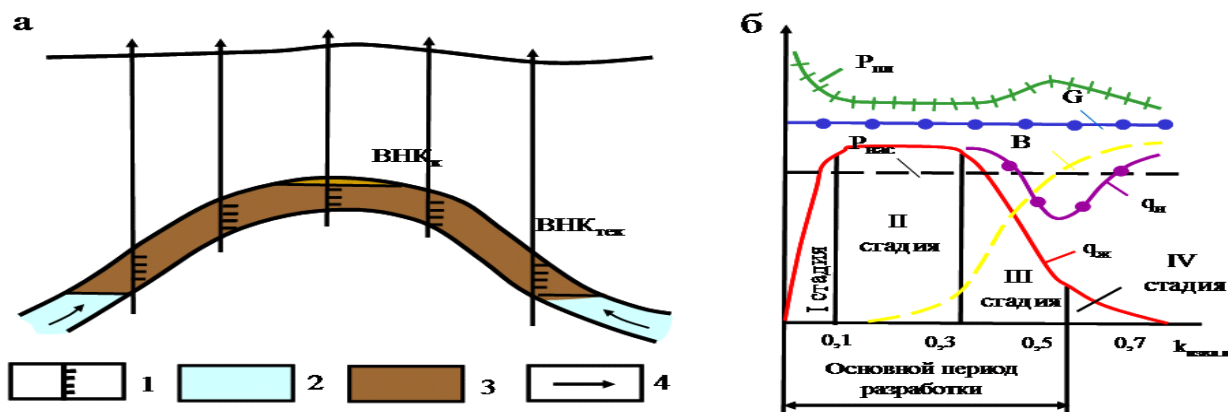
Режим работы залежи есть проявление преобладающего вида пластовой энергии в процессе разработки. Энергетическое состояние залежи - главный фактор, который ограничивает темпы отборов и степень выработки извлечения нефти и газа. По преобладающему виду энергии различают следующие режимы работы нефтяных залежей: водонапорный; упругий; растворенного газа; газонапорный; гравитационный; смешанный. Заметим, это деление на режимы в "чистом виде" весьма условное. При реальной разработке месторождений в основном отмечают смешанные режимы.

Режим, при котором основным видом энергии является напор краевой воды, которая внедряется в залежь и относительно быстро полностью компенсирует в объеме залежи отбираемое количество нефти и попутной воды, называется *водонапорным*. Примером может быть залежь пласта А4 Герасимовского месторождения. В процессе эксплуатации залежи в ее пределах происходит движение всей массы флюидов. Текущий объем залежи постепенно сокращается за счет подъема ВНК (рисунок 4.2а). При этом режиме с целью уменьшения отборов попутной воды из пласта в скважинах, пробуренных вблизи ВНК или в его пределах, нижнюю часть нефтенасыщенного пласта, как правило, не перфорируют.

Режим характерен для залежей, приуроченных к инфильтрационным водонапорным системам, при хорошей гидродинамической связи с законтурной зоной пласта и с законтурной областью питания. Обеспечение условий проявления режима при следующих геологических состояниях: отсутствии тектонических нарушений, затрудняющих движение воды в системе; больших размерах законтурной области; небольшой удаленности залежи от области питания: высокой проницаемости и относительно однородном строении пласта-коллектора как в пределах залежи, так и в водоносной области; низкой вязкости пластовой нефти; при небольших размерах залежи УВ и соответственно умеренных отборах жидкости из продуктивного пласта, благодаря чему они могут полностью компенсироваться водой, внедряющейся в залежь.

Одной из предпосылок действия водонапорного режима является значительная разница между начальным пластовым давлением и давлением насыщения, которая обеспечивает в сочетании с другими факторами превышение текущего пластового давления над давлением насыщения на

протяжении всего периода разработки и сохранение в пласте газа в растворенном состоянии, рисунок 4.2.



а - изменение объема залежи в процессе; б - динамика основных показателей разработки. 1-интервалы перфорации; 2-нефть; 3-вода; 4 -направление движения воды и нефти; положение ВНК: ВНК_{нач}- начальное, ВНК_к – конечное; давление: Р_{пл} - пластовое, Р_{нас} - насыщение; годовые отборы: q_к - нефти, q_ж - жидкость; В - обводненность продукции; G - промысловый газовый фактор; k_{извл.н}-коэффициент извлечения нефти.

Рисунок 4.2 - Разработка нефтяной залежи при водонапорном режиме

Далее следуют особенности динамики показателей разработки при водонапорном режиме.

1. Тесная связь поведения пластового давления в процессе разработки с текущим отбором жидкости из пласта: относительно небольшое снижение его при увеличении отбора; неизменная величина при постоянном отборе; увеличение при уменьшении отбора; восстановление почти до начального пластового давления при полном прекращении отбора жидкости.
2. Область снижения давления обычно ограничивается площадью залежи.
3. Неизменные на протяжении всего периода разработки средние значения промыслового газового фактора.
4. Достижимый высокий темп годовой добычи нефти в период высокой стабильной добычи нефти во второй стадией разработки - до 8-10 % в год и более от начальных извлекаемых запасов (НИЗ).
5. Отбор за основной период разработки, в основном, за первые три стадии, около 85-90 % извлекаемых запасов нефти.
6. Извлечение вместе с нефтью в период падения добычи нефти попутной воды, в результате чего к концу разработки отношение накопленных отборов воды и нефти, как ВНФ, может достигать 0,5-1.

Итак, в условиях водонапорного режима основной движущей силой служит напор краевых и подошвенных вод. Режим проявляется в тех случаях, когда законтурная водоносная область связана с земной поверхностью и имеет возможность постоянного пополнения различными водами. Место выхода пласта на поверхность или пополнения его водой называется областью или контуром питания. Область питания может находиться на расстоянии сотен километров от контура нефтеносности пласта. Постоянное пополнение водоносной части пласта через область питания обеспечивает

постоянство приведенного пластового давления на контуре питания, а при хорошей его гидродинамической связи с нефтенасыщенной частью, что создает наиболее благоприятные условия для разработки залежи. Отбор нефти в начальный период разработки залежи приводит к некоторому снижению пластового давления в нефтеносной части пласта. Возникшая разница давлений на контуре питания и в зоне отбора вызывает движение воды, которая поступая в нефтеносную часть стабилизирует в ней давление. Вода устанавливается на таком уровне, когда ее приток полностью или частично компенсирует отбор жидкости из залежи. При высокой проницаемости законтурной водоносной части пласта значительные отборы не приводят к существенному снижению пластового давления в залежи, а режим работы залежи называют жестководонапорным. При этом мало меняется пластовое давление и связанное с ним постоянство дебита скважин и газового фактора на протяжении всего периода разработки месторождения. Все это проявление наиболее характерных особенностей водонапорного режима работы нефтяной залежи. При водонапорном режиме работы по мере отбора нефти происходит перемещение контура нефтеносности к центру залежи, что в процессе эксплуатации закономерно приводит к появлению пластовой воды в продукции скважин. Вследствие различия темпов отбора на отдельных участках залежи, литологической неоднородности пласта-коллектора, различия вязкостей нефти и воды, за счет капиллярных явлений продвижение воды происходит неравномерно. Как следствие и обводнение скважин наступает не сразу, а постепенно. Закономерно, что в пластовых залежах с напором краевых вод в первую очередь обводняются скважины, расположенные ближе к контуру нефтеносности, а на последнем этапе разработки - скважины, находящиеся в сводовой части залежи. В таких условиях причиной опережающего обводнения может быть прорыв воды по отдельным высокопроницаемым прослоям пласта. Обводненность скважин нарастает по мере движения контура нефтеносности. Но даже после обводнения основной продуктивной толщи пласта в скважине еще долго поступает нефть. При достижении предельной обводненности продукции, которая делает дальнейшую эксплуатацию скважин нерентабельной и нецелесообразной, их отключают. В массивных залежах с подошвенной водой плавающих залежей, обводнение скважин может произойти преждевременно из-за образования конуса подошвенных вод. При разработке водоплавающих залежей в скважинах вскрывают верхнюю нефтенасыщенную часть пласта. Отбор нефти приводит к возникновению перепада давления между нижней обводненной и верхней нефтенасыщенной частями залежи. За счет этого перепада давления образуется водяной конус, когда зеркало подошвенной воды вблизи скважины начинает подниматься. При прорыве подошвенной воды в скважину обводнение ее быстро прогрессирует, поэтому полная обводненность продукции скважины может наступить еще задолго до выработки основных запасов нефти.

В гидродинамически изолированных залежах и залежах, плохо связанных с областью питания, водонапорный режим разработки, если это

экономически и технически оправдано, создают искусственно, путем закачки воды в пласт через нагнетательные скважины. Такой способ разработки месторождений, который называется искусственным заводнением или просто заводнением, получил распространение у нас в стране и за рубежом. Нарушение равновесия между отбором жидкости и поступлением воды приводит к тому, что начинают играть роль энергии других видов: при увеличении поступления воды - энергия упругости; при уменьшении поступления воды и снижения давления ниже давления насыщения - энергия расширения растворенного газа, а это уже смешанный режим.

При водонапорном режиме достигается наиболее высокий коэффициент извлечения нефти - до 0,6-0,7. Это обусловлено способностью пластовой минерализованной воды, хорошо вытеснять нефть из пустот коллектора, а также сочетанием исключительно благоприятных геолого-физических условий, в которых действует рассматриваемый режим. Водонапорным режимом характеризуются отдельные залежи в терригенных отложениях Грозненского района, Самарской, Волгоградской и Саратовской областей и некоторых других районов. В Оренбургской области водонапорный режим работы долгое время наблюдался на Герасимовском месторождении (пласт А₄), на Покровском (Б₂) и ряде других.

4.2 Упруговодонапорный режим работы нефтяной залежи

Режим, при котором нефть вытесняется из пласта под действием напора краевой воды, но в отличие от водонапорного режима дополнительным или основным источником энергии при этом служит упругость пород-коллекторов и насыщающей их жидкостей. Отбор жидкости при режиме компенсируется внедряющейся в залежь водой не полностью. В результате снижение давления в пласте постепенно распространяется волна возмущения за пределы залежи и захватывает большую область водоносной части пласта. В законтурной области происходит расширение породы за счет ее упругих свойств и пластовой воды.

Коэффициенты упругости воды и породы незначительны, однако при больших размерах области сниженного давления, во много раз превышают размеры залежи, упругие силы пласта служат источником значительной энергии, по опыту могут составлять до 30 % от общей энергии. Объем нефти ΔV_n , получаемой из залежи за счет упругих сил при снижении в ней пластового давления на ΔP можно выразить формулой (4.1).

$$\Delta V_n = \Delta V'_n + \Delta V''_n = V_n \Delta p^* \beta_n^* + V_b \Delta p^* \beta_b^*, \quad (4.1)$$

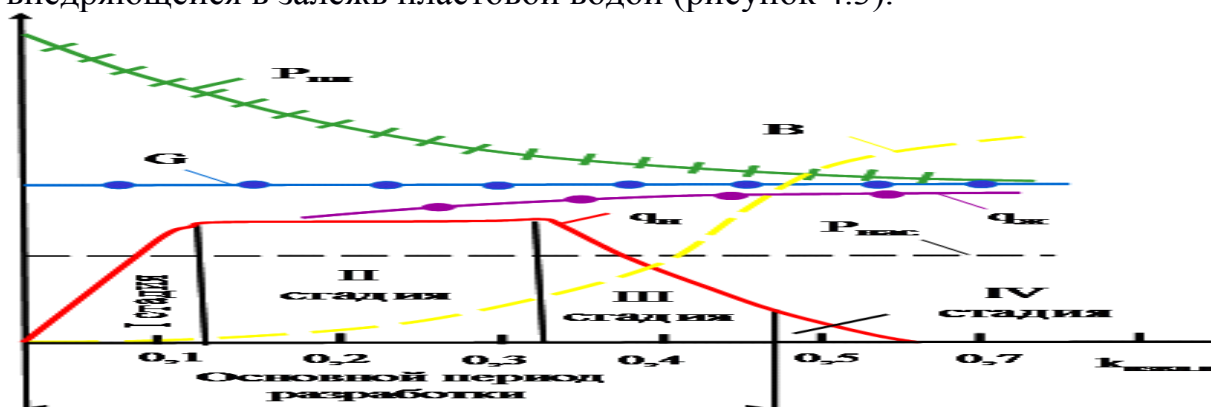
где $\Delta V'_н$, $\Delta V_н''$ - объемы нефти, полученные соответственно за счет упругих сил самой залежи и водоносной области пласта;

$V_н$, $V_в$ - объемы нефтеносной и вовлеченной в процесс снижения пластового давления водоносной частей пласта;

$\beta_н^*$, $\beta_в^*$ - коэффициенты объемной упругости пласта в нефтеносной и водоносной частях ($\beta^* = k_н * \beta_ж^* + \beta_п$, где $k_н$ - средний коэффициент пористости;

$\beta_ж$, $\beta_п$ - коэффициенты объемной упругости жидкости и породы).

Доля нефти, добываемой за счет упругости нефтеносной области пласта, обычно 10-20 % , как правило, в связи с небольшим объемом залежи относительно водоносной области. УпругОВОДОНАПОРНЫЙ режим может проявляться в различных геологических условиях. Им могут обладать залежи инфильтрационных водонапорных систем, имеющие слабую гидродинамическую связь, или не имеющие ее вообще, с областью питания вследствие большой удаленности от нее, пониженной проницаемости и значительной зональной неоднородности пласта, повышенной вязкости нефти, а также вследствие больших размеров залежи и соответственно значительных отборов жидкости, которые не могут полностью возмещаться внедряющейся в залежь пластовой водой (рисунок 4.3).



давление: $P_{пл}$ - пластовое, $P_{нас}$ - насыщение; годовые отборы: $q_к$ - нефти, $q_ж$ - жидкость; V - обводненность продукции; G - промысловый газовый фактор; $k_{извл.н}$ - коэффициент извлечения нефти

Рисунок 4.3 - Динамика основных показателей разработки нефтяной залежи при упруговодонапорном режиме

Итак, для всех залежей, приуроченных к *элизионным водонапорным системам*, характерен упруговодонапорный режим. При водонапорном режиме обязательным условием является превышение начального пластового давления над давлением насыщения, чему способствует залегание пластов с коллектором на большой площади за контуром нефтеносности. Перфорация нефтенасыщенной части пласта выполняется, как и при водонапорном режиме.

Процесс вытеснения нефти водой из пласта при упруговодонапорном режиме аналогичен водонапорному режиму (рисунок 4.3), но геолого-физические условия для вытеснения нефти из пласта менее благоприятные. Доля потерь запасов по сравнению с водонапорным режимом несколько возрастает. Динамика показателей разработки при режиме (рисунок 4.3)

имеет и сходства с динамикой водонапорного режима, и отличия от нее. Динамика пластового давления от накопленной добычи жидкости приведена на рисунке 4.4.

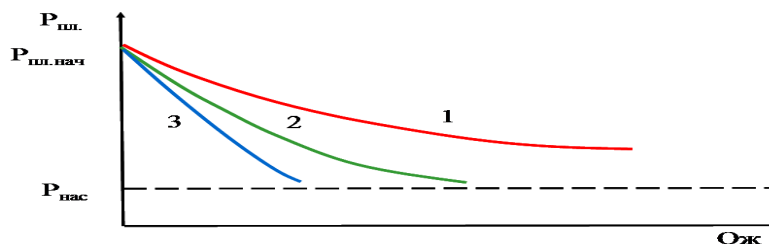


Рисунок 4.4- Зависимость динамического пластового давления $R_{пл}$ от накопленной добычи жидкости $Q_{ж}$ при упруговодонапорном режиме нефтяной залежи с начала ее разработки.

Основное сходство состоит в том, что на протяжении всего периода разработки промысловый газовый фактор остается постоянным при превышении пластового давления над давлением насыщения.

Отличия проявляются в следующем: при упруговодонапорном режиме на протяжении всего периода разработки происходит снижение пластового давления; по мере расширения области снижения давления вокруг залежи, темп падения давления постепенно замедляется, в результате отбор жидкости при падении давления на 1 МПа во времени постепенно возрастает. Интенсивность замедления падения давления при этом зависит от размеров законтурной области залежи. Кривая 1 на рисунке 4.4 соответствует режиму, при котором упруговодонапорная система имеет большие размеры. Кривая 2 отражает случай с относительно небольшой законтурной областью, что характерно для продуктивных пластов, в которых или проницаемость резко снижается в законтурной области, или имеются различные нарушения на небольшом удалении от залежи. Зависимость, которая представлена прямой линией 3 (рисунок 4.4), указывает на то, что добыча жидкости осуществляется лишь за счет упругих сил собственно нефтеносной области (залежь литологического типа или запечатанная). Такой режим залежей в практике называют упругим, он имеет низкий коэффициент извлечения 0,2.

При элизионном характере водонапорной системы, когда залежь обладает снижением пластового давления, упруговодонапорный режим, соответствует кривой 2 (рисунок 4.4). При высокой продуктивности залежей режим может обеспечивать значительные коэффициенты извлечения нефти и темпы отборов. Темп добычи нефти при упруговодонапорном режиме во II стадии разработки обычно не превышает 5-7 % в год от НИЗ (рисунок 4. 3). К концу третьего периода разработки отбирается около 80 % извлекаемых запасов. Добыча нефти сопровождается более интенсивным обводнением, чем при водонапорном режиме. Значение водонефтяного фактора к концу разработки может достигнуть 2-3. Значения конечного коэффициента извлечения нефти обычно не превышают 0,5-0,55. Диапазон значений относительных годовых и конечных показателей разработки в связи со значительными различиями в активности режима довольно широк. Упруговодонапорный режим в природном состоянии, сохраняющийся до

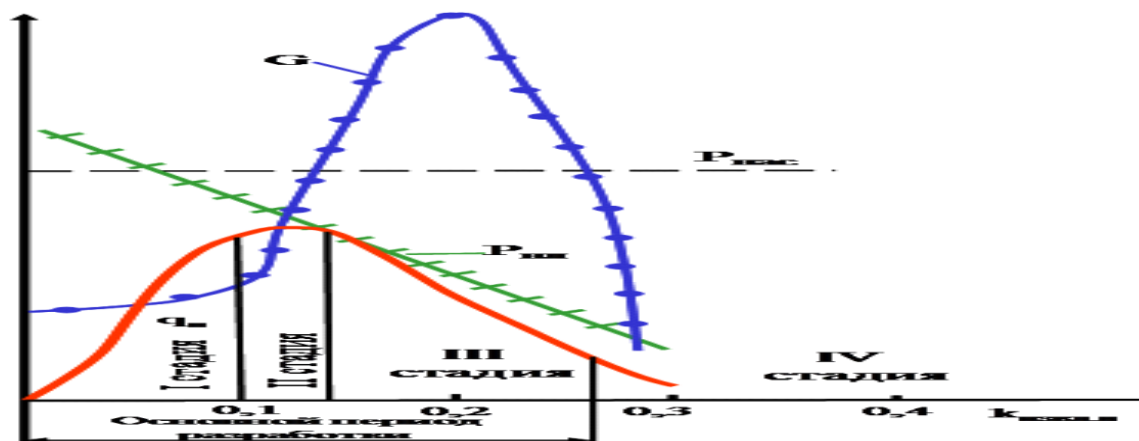
конца разработки, характерен для верхнемеловых залежей Грозненского района, Восточной Украины, Западно-Сибирской НГО и других районов.

Проявление в гидродинамически изолированных залежах при пластовых давлениях в них выше давления насыщения нефти газом *упругого режима* разработки нефтяных месторождений закономерно. При нем забойное давление не ниже давления насыщения, нефть находится в однофазном состоянии. В таких условиях основным источником энергии служит упругость пород-коллекторов и насыщающих их жидкостей. В начальный период вода, нефть, скелет породы находятся под действием высокого пластового давления, сжаты и обладают некоторым запасом упругой энергии. В ближайшей к забою зоне пласта при вводе в эксплуатацию добывающей скважины происходит снижение пластового давления. При снижении давления объем пластовой жидкости увеличивается, а объем порового пространства уменьшается за счет расширения скелета породы-коллектора. Все это обуславливает вытеснение жидкости из пласта в скважину. Дальнейший отбор жидкости приводит к расходованию запаса упругой энергии во все более удаленных зонах пласта.

Итак, особенность упруговодонапорного режима в следующем. Сравнительно быстро распространяется область пониженного давления, которая связана с напором краевых вод, с энергией газовой шапкой и напором подошвенных вод. Режим характерен для гидродинамически изолированной залежи. Область упругого возмущения контролирует нефтенасыщенный, водонасыщенный, газонасыщенные объемы пласта. Давление распространяется и на законтурную часть пласта. Сжимаемость пород-коллекторов и жидкостей невелика, но при значительных объемах пласта, особенно его водоносной части, за счет упругих сил в скважины могут быть вытеснены большие объемы нефти (до 5-10 % и более). При большом объеме водоносной части пласта упругий запас может быть настолько значителен, что по эффективности и внешним проявлениям упругий режим разработки будет близок к водонапорному. Он будет характеризоваться вытеснением нефти водой,двигающейся из законтурной области, низким темпом падения пластового давления, постоянством газового фактора и дебитов скважин.

4.3 Режим растворенного газа нефтяной залежи

Режим растворенного газа в нефтяной залежи, при котором пластовое давление падает в процессе разработки ниже давления насыщения, в результате чего газ выделяется из пласта и пузырьки окклюдированного газа, расширяясь, вытесняют нефть к скважинам. Режим может проявляться в чистом виде при отсутствии влияния законтурной области, при близких или равных значениях начального пластового давления и давления насыщения, при повышенном газосодержании пластовой нефти, при отсутствии газовой шапки, рисунок 4.5.



Давление: $P_{пл}$ - пластовое, $P_{нас}$ - насыщение; годовые отборы: q_k - нефти, $q_{ж}$ - жидкость; B - обводненность продукции; G - промысловый газовый фактор; $k_{извл.н}$ - коэффициент извлечения нефти.

Рисунок 4.5- Динамика основных показателей разработки нефтяной залежи при режиме растворенного газа.

В процессе разработки происходит уменьшение нефтенасыщенности пласта, объем же залежи остается неизменным. В связи с этим в добывающих скважинах перфорируют всю нефтенасыщенную толщину пласта. Динамика годовых показателей разработки залежи при режиме имеет следующие особенности (рисунок 4.5). Пластовое давление интенсивно снижается на протяжении всего периода, в результате чего разница между значениями давления насыщения и текущим пластовым давлением со временем нарастает. Промысловый газовый фактор некоторое время остается постоянным. Затем с увеличением количества выделяющегося газа фазовая проницаемость для него возрастает и значение промыслового газового фактора увеличивается до значений, в несколько раз превышающих начальное пластовое газосодержание. Это объясняется тем, что в скважины поступает газ, выделившийся из нефти, не только извлекаемой на поверхность, но и остающейся в пласте. Дегазация пластовой нефти может приводить к существенному повышению ее вязкости. Позже вследствие дегазации пластовой нефти происходит уменьшение и промыслового газового фактора - до нескольких кубометров на 1 м^3 . В общей сложности за весь период разработки среднее значение промыслового газового фактора в 4-5 раз и более превышает начальное газосодержание пластовой нефти. После достижения ее максимального уровня добыча нефти сразу же начинает снижаться в течение одного-двух лет, как правило, длится вторая стадия разработки. Нефть добывают практически без воды. Характерно образование возле каждой скважины узких воронок депрессии, что вызывает необходимость размещения добывающих скважин более плотно, чем при режимах с вытеснением нефти водой. Технологический коэффициент извлечения нефти не превышает 0,2-0,3, а при небольшом газосодержании нефти имеет и меньшие значения - 0,1-0,15.

Итак, режим растворенного газа проявляется в нефтяных залежах после снижения пластового давления в них ниже давления насыщения нефти газом.

Находящийся в нефти растворенный газ по мере снижения давления выделяется в свободное состояние в виде отдельных пузырьков, равномерно распределенных по всему поровому объему пласта. Расширяясь, пузырьки газа продвигают нефть и сами перемещаются по пласту к забоям скважин. При режиме растворенного газа пластовое давление постоянно падает, растет в результате разница между давлением насыщения и текущим пластовым давлением. Это ведет к увеличению объема выделившегося свободного газа, росту газонасыщенности пласта и к снижению фазовой проницаемости для нефти и увеличению ее для газа при многофазном потоке. В результате газовый фактор возрастает до значений, в несколько раз превышающих газосодержание нефти. Энергия газа расходуется нерационально, двигаясь по пласту, он практически не совершает работы по вытеснению нефти. На завершающей стадии разработки месторождения газовый фактор, достигнув своего максимального значения, начинает резко снижаться вследствие дегазации нефти. Так как пластовая энергия заключена в растворенном газе, количество которого в залежи ограничено, то падение пластового давления и полная дегазация нефти являются признаками истощения залежи. Дебиты скважин падают, дальнейшая эксплуатация их становится нерациональной и нерентабельной.

4.4 Режим гравитационный нефтяной залежи

Режим, при котором нефть перемещается в пласте к скважинам под действием силы тяжести самой нефти называется гравитационным. Этот вид энергии может быть проявлен, когда другими видами залежь не обладает. Режим может быть природным, естественным, но чаще проявляется после завершения действия режима растворенного газа, т.е. после дегазации нефти и снижения пластового давления. Его проявлению способствует геологические условия формирования залежи, например, значительная высота залежи. Нефть в пласте стекает в пониженные части залежи. Дебит скважин в целом низок и возрастает с понижением гипсометрических отметок интервалов вскрытия пласта. Дебит скважин, вскрывших присводовую часть пласта, постепенно уменьшается в результате "осушения" пласта. По той же причине сокращается объем «плачущей» залежи. Динамика годовой добычи нефти при режиме показана на рисунок 1.5. Нефть отбирается очень низкими темпами - менее 2-1 % в год от начальных извлекаемых запасов.

Силы тяжести в пласте действуют очень медленно, но за их счет в течение длительного времени может быть достигнут высокий КИН с учетом коэффициента извлечения, полученного при предшествующем режиме растворенного газа, вплоть до 0,4-0,5. Пластовое давление при режиме обычно составляет десятки доли МПа, газосодержание пластовой нефти - единицы кубометров в 1 м³.

Гравитационный режим в практике разработки месторождений использовался на Сахалине и в других районах до перехода к массовому внедрению искусственного воздействия на пласты. При современных системах разработки, когда она завершается при высоком пластовом давлении, гравитационный режим практически не проявляется, рисунок 4.6.

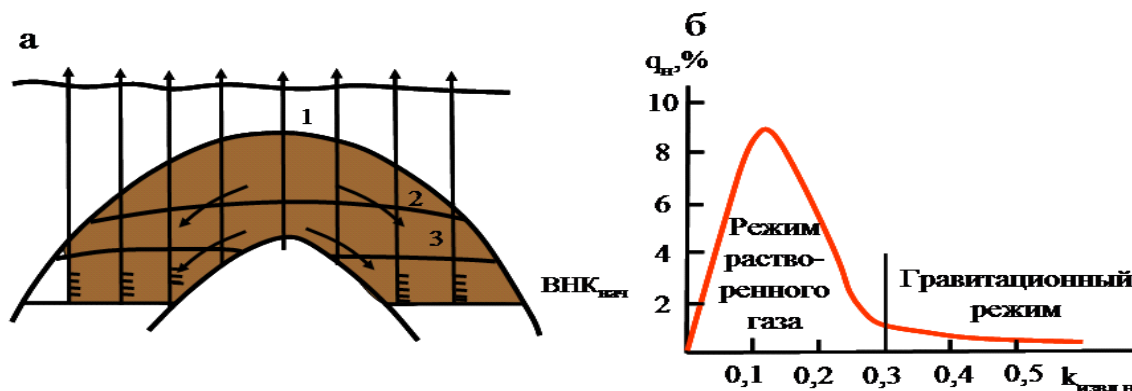


Рисунок 4.6 - Пример разработки нефтяной залежи при природном гравитационном режиме.

Рассматриваемый режим отмечался на целом ряде залежей Северного Кавказа, Сахалина и др.

При гравитационном режиме нефть движется по пласту к забоям скважин под действием силы тяжести. Интенсивность проявления гравитационной энергии относительно невелика, поэтому режим возможен, когда отсутствуют или уже исчерпаны другие виды пластовой энергии. Темпы отбора нефти, дебиты скважин при гравитационном режиме очень невелики, поэтому он используется лишь в исключительных случаях: при доразработке истощенных месторождений, в шахтной добыче нефти. Гравитационный режим начинает проявляться тогда, когда действует только потенциальная энергия напора нефти гравитационных сил, а остальные энергии истощились. Выделяют такие его разновидности:

- гравитационно-напорный режим с перемещающимся контуром нефтеносности, при котором нефть под действием собственного веса перемещается вниз по падению круто залегающего пласта и заполняет его пониженные участки. Дебиты скважин небольшие и постоянные;

- гравитационный режим с неподвижным контуром нефтеносности, при котором уровень нефти находится ниже кровли горизонтально залегающего пласта. Дебиты скважин меньше дебитов при напорно-гравитационном режиме и со временем медленно уменьшаются.

Геологические условия проявления режима: значительная высота залежи; полная изоляция залежи от водоносного горизонта; отсутствие в залежи свободного и растворенного газа.

Динамика показателей разработки: среднегодовой отбор осуществляется при темпах 1-2 % от начальных запасов; сила тяжести в пласте действует очень медленно, но в течение длительного времени и достигнутый КИН может быть 0,5; пластовое давление низкое 1МПа,

газосодержание очень низкое. Примером может служить Ухтинское месторождение (о. Сахалин)

4.5 Смешанный режим работы нефтяного продуктивного пласта

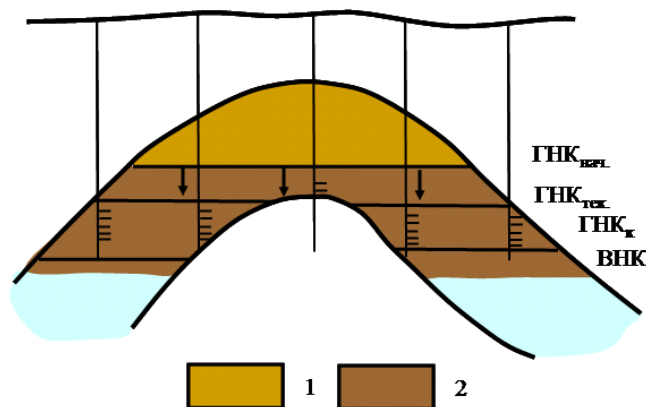
Наиболее часто встречается на месторождениях в процессе разработки смешанные режимы. На первой стадии разработки, когда залежь разбуривается проявлен бывает водонапорный режим, когда она выходит на максимальные темпы отбора и разбурена, скважины работают фонтанным способом эксплуатации проявлен водонапорный и упруговодонапорный режимы, на третьей стадии разработки при резком снижении пластового давления и при его приближении к давлению насыщения проявляется режим растворенного газа, когда пластовое давление близко к давлению насыщения. Требуется меры по стабилизации снижения темпов падения давления, снижения обводненности, оптимизации работы скважин, применения искусственного воздействия на пласт. Основные месторождения, обеспечивающие добычу нефти в России, находятся в третьей стадии разработки, выработаны на 60 -70 %, обводненность в основном соответствует выработке, искусственное поддержание пластового давления осуществляется закачкой воды в пласт и методами увеличения нефтеотдачи.

В третьей стадии разработки на месторождениях нефти часто проявлен смешанный режим работы объектов с присутствием одновременно нескольких, доминирующих, естественных и искусственно поддерживаемых, видов энергии.

4.6 Естественный режим газовый для нефтяного пласта

Режим нефтяной части газонефтяной залежи, при котором нефть вытесняется из пласта под действием напора газа, заключенного в газовой шапке, называется *газонапорным*. В результате снижения пластового давления в нефтяной части залежи происходит расширение газовой шапки и соответствующее перемещение вниз ГНК. Активизация процесса расширения газовой шапки может быть связана с поступлением в нее газа, выделяющегося из нефти. Поскольку в нефтегазовых залежах давление насыщения часто близко к начальному пластовому, то вскоре после начала разработки пластовое давление оказывается ниже давления насыщения, в результате начинается выделение из нефти растворенного газа; при высокой вертикальной проницаемости пласта газ частично пополняет шапку. Режим в чистом виде может действовать в залежах при весьма слабой активности краевых вод или не имеющих гидродинамической связи с законтурной областью. Причинами разобщения залежи и законтурной области могут быть Резкое снижение проницаемости в периферийной зоне залежи, наличие запечатывающего слоя вблизи ВНК, наличие тектонических нарушений,

ограничивающих залежь, и другое могут служить проявлению режима. Геологические условия, способствующие проявлению газонапорного режима: наличие большой газовой шапки, обладающей достаточным запасом энергии для вытеснения нефти; значительная высота нефтяной части залежи; высокая проницаемость пласта по вертикали; малая вязкость пластовой нефти (не более 2-3 мПа·с), рисунок 4.7



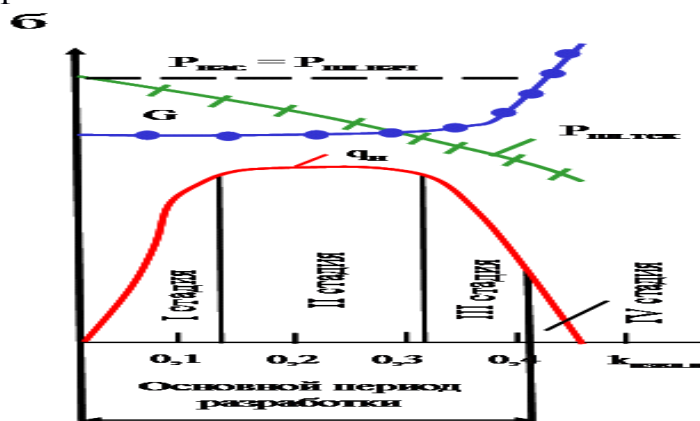
изменение объема залежи в процессе разработки; 1 – газ; 2 – запечатывающий слой на границе ВНК_{нач}; положение ГНК: ГНК_{нач} – начальное, ГНК_{тек} – текущее, ГНК_к – конечное.

Рисунок 4.7 - Пример разработки нефтяной залежи при природном газонапорном режиме.

Объем нефтяной части залежи при ее разработке сокращается в связи с опусканием ГНК. Размер площади нефтеносности остается постоянным (рисунок 4.7).

В скважинах перфорируют нижнюю часть нефтенасыщенной толщины, т.е. отступают от ГНК с целью предотвращения преждевременных прорывов газа в нефтяную часть пласта.

При разработке залежи в условиях газонапорного режима пластовое давление постоянно снижается (рисунок 4.8). Темпы снижения давления зависят от соотношения объемов газовой и нефтяной частей залежи и от темпов отбора нефти из пласта.



-динамика основных показателей разработки. давление: Рпл – пластовое, Рнас – насыщенное; годовые отборы: q_k – нефти, $q_{ж}$ – жидкость; В – обводненность продукции; G – промысловый газовый фактор; $k_{извл.н}$ – коэффициент извлечения нефти.

Рисунок 4.8- Пример разработки нефтяной залежи при газонапорном режиме

Темпы годовой добычи нефти в процентах от НИЗ во второй стадии могут быть довольно высокими, могут быть примерно такими же, как и при водонапорном режиме. Однако следует учитывать, что в этом случае темпы рассчитывают, исходя из меньших извлекаемых запасов, поскольку КИН нефти при газонапорном режиме достигает не более 0,4. Поэтому при равных геологических запасах и равных темпах разработки абсолютная величина годовой добычи при газонапорном режиме меньше, чем при водонапорном.

Сравнительно невысокое достижение значений КИН объясняется неустойчивостью фронта вытеснения и опережающим перемещением газа по наиболее проницаемым частям пласта, образованием конусов газа, а также пониженной эффективностью вытеснения нефти газом по сравнению с водой.

Средний промысловый газовый фактор по залежи в начальные стадии разработки может оставаться постоянным. По мере опускания ГНК в скважины поступает газ из газовой шапки, происходит выделение газа из нефти и значение газового фактора начинает резко возрастать, что приводит к снижению уровня добычи нефти. Добыча нефти осуществляется практически без попутной воды.

В чистом виде газонапорный режим отмечался на некоторых залежах Краснодарского края и в других районах, в Оренбургской области залежей с чисто газовым режимом нет, но иногда в разное время он был проявлен на ОНГКМ (среднекаменноугольная залежь газа с нефтяной оторочкой).

Газонапорный режим связан с преимущественным проявлением энергии расширения сжатого свободного газа газовой шапки. Под газовой шапкой понимают скопление свободного газа над нефтяной залежью, тогда саму залежь называют нефтегазовой. Нефть вытесняется из пласта напором расширяющегося газа. По мере разработки месторождения в связи с расширением газовой шапки нефтенасыщенная толщина пласта уменьшается, ГНК опускается. В чистом виде газонапорный режим действует в залежах, не имеющих гидродинамической связи с областью питания, нередко он сочетается и с водонапорным режимом, если пластовые воды не обладают достаточной активностью. При разработке залежей в условиях газонапорного режима пластовое давление постоянно снижается. Темпы его снижения зависят от соотношения объемов газовой и нефтяной частей пласта, активности пластовых вод, темпов отбора нефти и другого. Несмотря на большие запасы пластовой энергии, сосредоточенной в газовой шапке, эффективность работы залежи при газонапорном режиме ниже, чем при водонапорном из-за относительно плохой вытесняющей способности газа. Кроме того, дебиты скважин приходится ограничивать вследствие быстрого прорыва в них газа из газовой шапки. В зависимости от состояния давления в газовой шапке различают *газонапорный режим* двух видов: *упругий* и *жесткий*. При упругом газонапорном режиме в результате некоторого снижения давления на контакте газ-нефть вследствие отбора нефти начинается расширение объема свободного газа газовой шапки и вытеснение им нефти. По мере отбора нефти из залежи давление газа

уменьшается. *Жесткий газонапорный режим* отличается от упругого тем, что давление в газовой шапке в процессе отбора нефти остается постоянным. Такой режим в чистом виде возможен только при непрерывной закачке в газовую шапку достаточного количества газа или же в случае значительного превышения запасов газа над запасами нефти, когда давление в газовой шапке уменьшается незначительно по мере отбора нефти.

4.7 Газонапорный режим продуктивных пластов

При режиме расширяющегося газа приток газа к забоям скважин обеспечивается за счет потенциальной энергии давления, под которым находится газ в пласте. Ее запас обычно оказывается достаточным для довольно полной выработки залежи так как сжимаемость газа на три порядка больше сжимаемости воды, породы. Законтурная область питания может иметь место в условиях как инфильтрационной, так и эллизионной водонапорной системы, но не влияет на формирование режима.

При газовом режиме в процессе разработки залежи объем залежи практически не меняется. Некоторое уменьшение пустотного пространства залежи может происходить вследствие деформации пород-коллекторов или выпадения конденсата в пласте в результате снижения пластового давления. Пластовое давление залежи $R_{пл}$ в процессе ее разработки непрерывно снижается. Для газового режима характерен прямолинейный характер зависимости $(R_{пл}/Z)-SQ$, где Z - коэффициент сверхсжимаемости газа; SQ - накопленная с начала эксплуатации добыча газа. Удельная добыча газа на 0,1 МПа снижения пластового давления при газовом режиме обычно постоянна на протяжении всего периода разработки. Заметим, что по газоконденсатным залежам зависимость пластового давления от добытого количества газа может отличаться от прямолинейной. Режим обеспечивает достаточно высокие темпы добычи газа - по крупным залежам в период максимальной добычи до 8-10 % от начальных запасов в год и более. Значительного поступления попутной воды в скважины обычно не происходит. Однако иногда, несмотря на неподвижность ГВК, в часть скважин поступает некоторое количество воды, что может быть связано с перемещением ее из водоносной части пласта по трещинам или по тонким высокопроницаемым прослоям, из водосодержащих линз, прослоев или каверн, имеющих в объеме самой залежи, и с другими причинами. Выявление источника и путей поступления воды в скважины в таких случаях требует проведения специальных геолого-промысловых исследований. Значения коэффициента извлечения газа при газовом режиме обычно высокие — 0,9-0,97. Газовый режим характерен для многих крупных газовых месторождений нашей страны, в том числе для основной среднекаменноугольной залежи газа, газовой залежи пloyчатых доломитов филипповского горизонта ОНГКМ и других.

Итак, для газовых и газоконденсатных месторождений основными источниками пластовой энергии, за счет которой происходит движение газа по пласту, являются напор краевых или подошвенных вод и собственная энергия сжатого газа. Другие виды пластовой энергии играют подчиненное значение. Поэтому для газовых и газоконденсатных месторождений характерны водонапорный и газовый режимы работы. При *газовом режиме* приток газа к скважинам происходит за счет его расширения при снижении давления в залежи. Он проявляется, если в процессе разработки пластовые воды не поступают в залежь из-за отсутствия гидродинамической связи с областью питания. Газовый режим характеризуется постоянством объема порового пространства пласта, поэтому снижение давления в залежи прямо пропорционально отборам газа. При *водонапорном режиме* газ из залежи вытесняется под действием напора краевых или подошвенных вод. Активное продвижение воды в залежь из законтурной области начинается после некоторого снижения давления в результате отбора части газа за счет его собственной энергии. Количество газа, которое необходимо отобрать для активного проявления водонапорного режима, зависит от коллекторских свойств пласта и качества его гидродинамической связи с областью питания. Известны случаи, когда водонапорный режим стал замечен лишь после отбора 30 % запасов газа. Поэтому иногда может сложиться впечатление, что залежь вначале разрабатывается при газовом, а затем при водонапорном режиме.

4.8 Упругогазоводонапорный режим нефтегазовой и газовой залежей

Режим, при котором в процессе разработки залежи отмечается подъем ГВК, т.е. происходит внедрение в залежь краевой воды называется упруговодогазонапорным. При этом режиме напор краевой воды всегда сочетается с действием упругих сил газа. Масштабы внедрения в залежь воды принято оценивать коэффициентом возмещения, который равен отношению объема воды, внедрившейся в залежь за определенный период времени, к объему газа в пластовых условиях, отобранному из залежи за этот же период. Так, при внедрении в залежь 0,2 млн. м³ воды в результате отбора 1 млн. м³ газа в пластовых условиях (при пластовом давлении 10 МПа на поверхности это составит около 100 млн. м³ газа) коэффициент возмещения будет равен 0,2. Повышенные его значения указывают на большую роль водонапорной составляющей режима. При этом режиме при прочих равных условиях пластовое давление снижается медленнее, чем при газовом.

При невысокой активности законтурной области и при приуроченности залежи к эллизионной водонапорной системе, при пониженной проницаемости коллекторов интенсивность падения давления возрастает, с увеличением темпов добычи газа и под влиянием других причин.

Действие режима сопровождается постепенным обводнением части скважин, в связи с чем они рано выходят из эксплуатации, например, на

Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении (залежь газа в каменноугольных отложениях). Возникает необходимость бурения вместо них дополнительных горизонтальных скважин.

Вследствие неоднородности продуктивных отложений и неравномерности отбора газа из прослоев с разной проницаемостью происходит опережающее продвижение воды вглубь залежи по наиболее проницаемым прослоям. Это приводит к появлению воды в продукции скважин, усложнению условий их эксплуатации и раннему отключению. В итоге КИГ часто бывают меньшими, чем при газовом режиме, диапазон их значений может быть весьма широким - от 0,5 до 0,95 в зависимости от степени неоднородности продуктивных пластов.

Итак, на газовых месторождениях в основном проявляются *газовый и водонапорный режимы*. Под режимом газовой залежи или режимом работы пласта понимают проявления доминирующей формы пластовой энергии, вызывающей движение газа в пласте и обуславливающей приток газа к скважинам в процессе разработки залежи.

Повторим, что режим работы залежи зависит от геологического строения залежи; гидрогеологических условий, ее размеров и протяженности водонапорной системы; (физических свойств и неоднородности газовых коллекторов; темпа отбора газа из залежи; используемых методов поддержания пластового давления (для газоконденсатных месторождений).

Газовый режим (режим расширяющегося газа). При нем газонасыщенность пористой среды в процессе разработки не меняется, основным источником энергии, способствующим движению газа в системе пласт - газопровод, является давление, создаваемого расширяющимся газом. Этот режим проявляется в том случае, если отсутствуют пластовые воды или если они практически не продвигаются в газовую залежь при снижении давления в процессе разработки.

Водонапорный режим. Основной источник пластовой энергии при этом режиме работы газовой залежи - напор краевых, подошвенных вод. Водонапорный режим подразделяется на упругий и жесткий. Упругий режим связан с упругими силами воды и породы. Жесткий режим газовой залежи связан с наличием активных пластовых вод и характеризуется тем, что при эксплуатации в газовую залежь поступают подошвенные или краевые воды, в результате чего не только уменьшается объем пласта, занятого газом, но и полностью восстанавливается пластовое давление.

На практике месторождения, как правило, разрабатываются при *газоводонапорном (упруговодонапорном) режиме*. В этом случае газ в пласте продвигается в результате его расширения и действия напора воды. Причем количество воды, внедряющейся за счет расширения газа, значительно меньше того количества, которое необходимо для полного восстановления давления. Главным условием продвижения воды в залежь является связь ее газовой части с водоносной. При упруговодонапорном режиме вода внедряется в разрабатываемую газовую залежь за счет падения давления в системе и связанного с этим расширения пород пласта, а также самой воды.

Газовые залежи *с водонапорным режимом*, в которых полностью восстанавливается давление при эксплуатации, встречаются довольно редко. Обычно при водонапорном режиме давление восстанавливается частично, т.е. пластовое давление при эксплуатации понижается, но темп понижения более медленный, чем при газовом режиме.

В большинстве своем газовые месторождения в начальный период разрабатываются по газовому режиму. Проявление водонапорного режима обычно замечается не сразу, а после отбора из залежи 20 – 50 % запасов газа. Характер режима устанавливается по данным, полученным при эксплуатации месторождения.

4.9 Смешанный режим работы нефтегазовых и газонефтяных пластов

При рассмотренных природных режимах залежей с одним преобладающим видом энергии относительно небольшое действие оказывают и другие природные силы. Так, при режимах нефтяных залежей, которые характеризуются значительным снижением пластового давления при разработке (режим растворенного газа, газонапорный), некоторую роль играют упругие силы породы и жидкости в пределах самой залежи. При газонапорном режиме заметное действие оказывает режим растворенного газа и т.д.

Вместе с тем в природе широко распространены режимы залежей, при которых нефть или газ извлекаются из пластов за счет паритетного действия двух или даже трех видов энергии. Такие природные режимы называют смешанными.

В газонефтяных залежах природный режим часто складывается из одновременного действия напора краевых вод и газовой шапки. Упруговодогазонапорный режим газовых залежей - по существу также смешанный режим, при котором изменяется роль напора вод и потенциальная энергия давления газа на разных этапах разработки. В начальный период разработки обычно действует лишь газовый режим, а действие напора вод проявляется после существенного снижения пластового давления.

В нефтяных залежах упруговодонапорный режим в чистом виде действует обычно лишь при отборе первых 5-10 % извлекаемых запасов нефти, после чего пластовое давление падает ниже давления насыщения, и основное значение приобретает режим растворенного газа (девонские залежи нефти Татарии и Башкирии, многие залежи Западной Сибири), некоторые залежи Оренбургской области.

Повторим, природный режим работы залежи - совокупность естественных сил (видов энергии), которые обеспечивают перемещение нефти или газа в пласте к забоям добывающих скважин. В нефтяных залежах к основным силам, перемещающим нефть в пластах, относятся: напор контурной воды под действием ее массы – водонапорный режим; напор

контурной воды в результате упругого расширения породы и воды - упруговодонапорный; давление газа газовой шапки - газонапорный (режим газовой шапки); упругость выделяющегося из нефти растворенного в ней газа - растворенного газа; сила тяжести нефти - гравитационный.

В газовых и газоконденсатных залежах источниками энергии являются давление, под которым находится газ в пласте, и напор краевых пластовых вод, различают газовый и упруговодогазонапорный режимы.

Выучим, что природный режим залежи определяется главным образом геологическими факторами: характеристикой водонапорной системы, к которой принадлежит залежь, и расположением залежи в этой системе относительно области питания; геолого-физической характеристикой залежи, термобарическими условиями, фазовым состоянием УВ, условиями залегания и свойствами пород - коллекторов и другими факторами; степенью гидродинамической связи залежи с водонапорной системой.

Нефтяная залежь редко работает на каком-либо одном режиме в течение всего периода ее эксплуатации. Режим, при котором возможно одновременное проявление энергий растворенного газа, упругости и напора воды, называют *смешанным*. Его рассматривают зачастую как вытеснение газированной нефти (смеси нефти и свободного газа) водой при снижении забойного давления ниже давления насыщения. Давление на контуре нефтеносности может равняться давлению насыщения или быть выше его. Такой режим протекает в несколько фаз: сначала проявляется энергия упругости нефти и породы, затем подключается энергия расширения растворенного газа и дальше — энергия упругости и напора водонапорной области. К такому сложному режиму относят также сочетание газо- и водонапорного режимов (газоводонапорный режим), которое иногда наблюдается в нефтегазовых залежах с водонапорной областью. Особенность такого режима — двухстороннее течение жидкости: на залежь нефти одновременно наступают ВНК и ГНК, нефтяная залежь потокоразделяющей поверхностью условно делится на зону, разрабатываемую при газонапорном режиме, и зону, разрабатываемую при водонапорном режиме.

Обобщение и реализация режимов

Режимам работы нефтяных залежей дают также дополнительные характеристики. Различают режимы с перемещающимися и неподвижными контурами нефтеносности. К первым относят водонапорный, газонапорный, напорно-гравитационный и смешанный режимы, а ко вторым — упругий, режим растворенного газа и гравитационный со свободной поверхностью нефти. Водно-, газонапорный и смешанный режимы называют режимами вытеснения (напорными режимами), а остальные — режимами истощения (истощения пластовой энергии).

Названные выше режимы рассмотрены в плане их естественного проявления (естественные режимы). Природные условия залежи лишь способствуют развитию определенного режима работы. Конкретный режим можно установить, поддержать или заменить другими путем изменения

темпов отбора и суммарного отбора жидкости, ввода дополнительной энергии в залежь и т. д. Например, поступление воды отстает от отбора жидкости, что сопровождается дальнейшим снижением давления в залежи. При вводе дополнительной энергии создаваемые режимы работы залежи называют искусственными (водо- и газонапорный).

Вопросы для самопроверки и самостоятельного развития

- 1 Какие естественные режимы работы залежи нефти вы знаете?
- 2 Какими характеристиками можно охарактеризовать упруговодонапорный режим работы залежи нефти?
- 3 Какие типы водонапорных систем вы знаете?
- 4 Режим гравитационной работы залежи нефти, чем он определяется?
- 5 Какие природные режимы работы для газонефтяных залежей вы знаете?
- 6 Чем характерен газовый режим работы залежи?
- 7 Какую роль в режиме играет давление насыщения?
- 8 Режим растворенного газа, чем он характерен и почему проявления его стараются не допускать в процессе эксплуатации залежи?
- 9 Какую роль играет процесс вскрытия продуктивного пласта при проявлении того или иного режима?
- 10 Силы, действующие в продуктивном пласте при режиме истощения
- 11 Какой режим называют режимом истощения
- 12 Упругий режим и режим растворенного газа
- 13 При каком режиме контур нефтегазоносности неподвижен ?
- 14.Что такое нефтеотдача?
15. Определение нефтеотдачи по методу А.П.Крылова
- 16 Упругий запас, что это такое ?
- 17 Какими характеристиками определяется и описывается упругий запас ?
- 18 Модели флюидов по степени сжимаемости и упругий запас.
- 19 Упругий режим пласта ? Чем охарактеризуем?
- 20 Какие параметры упругого режима вы знаете ?
- 21 По В.Н. Щелкачеву упругий запас - это количество жидкости, высвобождающейся в процессе **** продолжите далее описание
- 22 Каким ученым была высказана идея существования упругого режима ?
- 23 При каком режиме проявляется однофазность фильтрационного потока?
- 24 Какие виды упругого режима вы знаете?
- 25 Режимы замкнуто-упругий, упруговодонапорный, упругопластический –режимы *** добавить и охарактеризовать несколькими словами.
- 26 Параметры системы разработки
- 27 Система разработки при отсутствии воздействия на пласт

- 28 Что такое эксплуатационный объект;
- 29 На чем основано выделение эксплуатационных объектов в многопластовом месторождении?
- 30 Какое месторождение называется простым?
- 31 Когда решается вопрос о применении искусственного поддержания режима работы залежи и его вида?
- 32 Сетка скважин, что это такое и как влияют геолого-промысловые характеристики на то или иное расположение скважин;
- 33 Градиент давления в эксплуатационном объекте, что это ?
- 34 Какие мероприятия по контролю и регулированию разработки вы знаете?
- 35 Чем отличается объект разработки от эксплуатационного объекта?
36. Какие пять групп факторов применяются в стране для обоснования выделения эксплуатационных объектов?

5 Современные комплексные задачи разработки месторождений нефти и газа

Цель: Знакомство с комплексными решениями проблем и задачами разработки месторождений нефти и газа

План изложения:

1. Современные проблемы разработки месторождений нефти и газа
2. Коэффициент вытеснения и нефтеотдачи
3. Размещения скважин
4. Геолого-промысловая характеристика системы разработки и методы увеличения нефтеотдачи
5. Методы повышения продуктивности разведочных и добывающих скважин, оптимизация работы скважин и проблемы обводнения залежей в процессе эксплуатации
6. Задачи геолого-промыслового контроля разработки
7. Методы повышения нефтеотдачи пластов

Вопросы к самостоятельному изучению:

- особенности контроля разработки месторождений нефти и газа геофизическими методами;
- оценка КИК и извлечения природного газа различными методами;
- метод материального баланса и оценка дренируемых запасов газа;
- фильтрационное моделирование нефтяной залежи и стоящие перед ним задачи;
- проблемы композиционных моделей газовой залежи;
- оценка запасов и ресурсов нефти и газа, интерпретация геологических разрезов по данным бурения поисково-разведочных скважин

5.1 Современные проблемы разработки месторождений нефти и газа

К комплексным проблемам современной разработки нефти и газа относятся:

- на всех стадиях разработки учет проявленного режима нефтяных и газовых залежей;
- оценка коэффициента вытеснения лабораторными и аналитическими методами;
- оценка КИН, КИК и извлечения газа, эффективность системы разработки;
- системы разработки с размещением скважин по равномерной и неравномерной сетке;
- особенности разработки продуктивных пластов со сложнопостроенными коллекторами;
- применение методов увеличения нефтеотдачи пластов;
- оптимизация работы скважин, проблемы обводнения;

-контроль основных технических и технологических параметров разработки методами ГИС, гидродинамическими и геохимическими методами.

Отличие режимов работы залежей не только источниками энергии, но и механизмами извлечения нефти из пористой среды. При водонапорном и упруговодонапорном режимах, несмотря на различие причин, которые вызывают напор краевых или подошвенных вод, извлечение нефти происходит за счет ее вытеснения из пористой среды водой. При режиме растворенного газа нефть из пористой среды вытесняется расширяющимся газом, который сравнительно равномерно распределен по всему объему пласта. При газонапорном режиме нефть вытесняется расширяющимся газом, но замещение нефти газом в пористой среде происходит только в зоне ГНК. При упругом и гравитационном режимах нефть из пористой среды извлекается силами, которые равномерно действуют во всем объеме нефти.

Режимы работы газовых залежей отличаются не только источниками энергии, но и механизмом извлечения природного газа из пористой среды. Геологическая характеристика газового режима при разработке газоконденсатных залежей характеризуется отсутствием связи залежи с законтурной областью – 50 %; расширением объема газа при снижении пластового давления – 50 %; давление в залежи снижается. Геологическая характеристика газопоршневого режима газоконденсатной залежи связь залежи с законтурной областью присутствует – 50 %; при снижении давления в залежи проявляются упругие силы породы и флюидов – 50 %; давление в залежи снижается.

В отличие от нефтяных газовые залежи разрабатываются без воздействия на пласты, с использованием природной энергии. Отбор газа из залежей в процессе всего периода разработки обычно сопровождается снижением среднего пластового давления, более значительными темпами при газовом режиме и менее значительными - при водогазонапорном.

Снижение пластового давления в разрабатываемых газовых залежах в процессе их разработки приводит к определенным закономерностям. При взаимодействии залежей с законтурной областью снижение пластового давления в залежах, особенно в крупных, оказывает влияние на состояние пластового давления во всей водонапорной системе, к которой они приурочены. Расположенные вблизи разрабатываемых, новые залежи к началу их освоения могут иметь пластовое давление, пониженное по сравнению с начальным давлением в водонапорной системе. В разновозрастных отложениях также может наблюдаться взаимодействие разрабатываемых залежей, которое выражается в несоответствии скорости снижения пластового давления темпам отбора газа.

Одно из важных последствий падения пластового давления - постепенное снижение дебита скважин в процессе их эксплуатации. В отличие от нефтяных скважин снижение дебита газовых скважин при падении давления происходит даже при сохранении постоянной

депрессии на забое скважины. Это обусловлено нарушением линейного закона фильтрации вследствие высоких скоростей движения газа к забою в прискважинной зоне.

При снижении пластового и забойного давлений возрастает величина превышения над ними геостатического давления, что может приводить к заметной деформации пород-коллекторов, особенно в призабойных зонах скважин. В результате ухудшаются коллекторские свойства пород и происходит некоторое снижение дебита скважин. При сниженном пластовом давлении во избежание поглощений промывочной жидкости и других осложнений часто бывает необходимо изменить технологию вскрытия продуктивных пластов в бурящихся скважинах. Одна из важных особенностей газовых залежей заключается в том, что *вследствие высокой подвижности газа* даже при больших размерах залежей каждая из них представляет собой единую газодинамическую систему, все части которой в процессе разработки в той или иной мере взаимодействуют. Это создает предпосылки для управления процессом разработки путем изменения отборов газа из различных частей залежи с целью перераспределения пластового давления в ее пределах и возможно большего замедления темпов его снижения.

Следующая особенность разработки газовых залежей, обусловленная высокой подвижностью газа. Высокие дебиты скважин, примерно на два порядка превышающие дебиты нефтяных скважин при одинаковых коллекторских свойствах пластов. Это позволяет обеспечивать достаточно высокие темпы разработки относительно небольшим количеством скважин, т.е. при намного меньшей плотности сеток скважин, чем для нефтяных залежей.

По мере снижения пластового и забойного давлений дебит газовых скважин уменьшается. Для увеличения продолжительности периода сохранения достигнутого максимального уровня добычи газа по мере снижения дебита скважин бурят и *вводят в эксплуатацию дополнительные скважины*. В результате фонд действующих скважин постепенно возрастает. Но и при этом средняя плотность сетки скважин остается намного меньшей, чем при разработке нефтяных залежей. После отбора 60-70 % извлекаемых запасов газа бурение скважин обычно прекращают.

По-разному решается вопрос об эксплуатации *обводняющихся скважин при разработке нефтяных и газовых месторождений*. Нефтяные скважины после появления в них воды продолжительное время эксплуатируются в условиях нарастающей обводненности вплоть до 95 %, после чего выводятся из работы. В результате из обводняющихся скважин отбираются большие объемы попутной воды. При разработке газовых залежей скважины, в которых появилась вода, выводятся из эксплуатации после относительно небольших отборов воды, с восполнением при необходимости действующего фонда скважин за счет бурения. Это связано с особенностями промыслового обустройства газовых месторождений.

Свои особенности имеет *разработка газоконденсатных залежей*. При отборе из залежей газа с использованием природных режимов пластов забойное давление в скважинах, а затем и пластовое давление падают ниже давления начала конденсации. В результате сначала в локальных прискважинных зонах, а затем и повсеместно в пласте *начинаются фазовые переходы* - часть конденсата выпадает из газа в виде жидкости, оседает в пустотах породы и частично остается в недрах, что обуславливает его потери и снижение коэффициента извлечения конденсата. Конденсат - ценнейшее сырье для нефтехимической промышленности. Поэтому для крупных по запасам газоконденсатных залежей, которые характеризуются высоким содержанием конденсата, весьма актуальна проблема применения систем разработки, обеспечивающих *поддержание пластового давления выше давления начала конденсации*. В настоящее время считают возможным применение для этой цели *методов нагнетания в пласт сухого газа или воды*.

Приемлемым метод сайклинг-процесса, при котором в пласт нагнетается освобожденный от конденсата газ, добываемый из той же залежи, в полном его объеме или частично, в зависимости от того, сколько нужно газа для поддержания пластового давления на заданном уровне. Закачку сухого газа в пласт проводят до тех пор, пока содержание конденсата в добываемом газе не снизится до минимально допустимого с экономической точки зрения. Далее нагнетание газа прекращают, нагнетательные скважины переводят в фонд добывающих и залежь разрабатывают как обычную газовую. Но значительная часть сухого газа продолжительное время не будет использоваться в народном хозяйстве в этом минус, а также техническими сложностями реализации процесса.

Важная особенность проектирования разработки газовых и газоконденсатных залежей с *малым содержанием конденсата* при природных режимах заключается в том, что общее количество добывающих скважин определяют исходя из необходимости обеспечения более продолжительного периода эксплуатации с максимальным уровнем добычи газа.

Проблема достижения проектного КИГ решается этим же количеством скважин, бурение скважин прекращается при падении добычи. На нефтяных же залежах значительная часть проектных скважин предназначена для достижения проектного коэффициента извлечения нефти. Бурение таких скважин на участках, где выявлены целики нефти, осуществляется практически до конца разработки залежи.

Строение газовых залежей по сравнению с нефтяными в конечном счете освещается значительно меньшим количеством скважин. В связи с этим при изучении геологического строения залежей и запасов газа особенно важно использовать все возможные косвенные методы: гидродинамические, ГМИС, материального баланса и др.

На выбор систем разработки газовых и газоконденсатных залежей, на динамику годовой добычи газа и на весь процесс разработки сильно влияет *их геолого-промысловая характеристика*.

Учет проявленного режима нефтяных и газовых залежей на всех стадиях разработки, особенно его смешанного варианта является одной из главных задач эффективности системы разработки и достижения максимального КИН, коэффициента извлечения газа.

5.2 Коэффициент вытеснения и нефтеотдачи

От механизма вытеснения нефти во многом зависит показатель эффективности режима работы залежей и в целом процесса ее разработки степень полноты извлечения нефти. Нефтеотдача характеризуется коэффициентом нефтеизвлечения, как доли извлеченной из пласта нефти от ее первоначальных геологических запасов:

$$\eta = V_{\text{извл}} / V_{\text{зап}} = (V_{\text{зап}} - V_{\text{ост}}) / V_{\text{зап}} \quad (5.1)$$

где η - коэффициент нефтеотдачи;

$V_{\text{зап}}$ - начальные запасы нефти;

$V_{\text{извл}}$ - извлеченное количество нефти;

$V_{\text{ост}}$ - остаточные запасы нефти.

При расчете коэффициента нефтеотдачи начальные запасы, извлеченное количество нефти и остаточные запасы должны быть приведены к одинаковым поверхностным условиям.

Различают конечный, текущий и проектный коэффициенты нефтеотдачи. Под *текущим коэффициентом* нефтеотдачи понимается отношение добытого из пласта количества нефти на определенную дату к геологическим запасам. Текущая нефтеотдача возрастает во времени по мере извлечения из пласта нефти. Конечный коэффициент нефтеотдачи - это отношение добытого количества нефти за весь срок разработки к геологическим запасам. Он зависит от коллекторских свойств пласта, физических свойств нефти, строения залежи, системы разработки месторождения, и, главным образом, от режима работы залежи. Проектный коэффициент нефтеотдачи отличается от конечного тем, что он обосновывается и планируется при подсчете запасов нефти и проектировании разработки, он может быть технологическим и экономически-рентабельным.

Полнота вытеснения нефти в объеме пласта, охваченном заводнением, характеризуется коэффициентом вытеснения $K_{\text{выт}}$. Он определяется как доля объема извлеченной нефти по отношению к ее запасам, первоначально находившимся в части пласта, подверженной воздействию вытеснения. Коэффициент вытеснения зависит от отношения объема прокачанного рабочего агента к объему пор, отношения вязкости нефти к вязкости

рабочего агента, коэффициента проницаемости, распределения размера пор и характера смачиваемости пород пласта. В гидрофильных высокопроницаемых пористых средах при малой вязкости нефти коэффициент вытеснения нефти водой может достигать 0,8-0,9. В слабопроницаемых *частично гидрофобных* средах при повышенной вязкости нефти он составляет 0,5-0,65, а в гидрофобных пластах - не более 0,25-0,4. Вместе с тем, при смешивающемся вытеснении нефти газом высокого давления, углекислым газом и мицеллярным раствором, т. е. при устранении существенного влияния капиллярных сил, коэффициент вытеснения может достигать 0,95-0,98.

Для характеристики объема пласта, в котором происходит вытеснение нефти, введено понятие коэффициента охвата пласта воздействием **К_{охв}**, под которым понимают отношение запасов нефти **V_{охв}**, первоначально находившихся в части пласта, подверженной воздействию заводнением, к начальным запасам нефти во всем пласте. Он характеризует потери нефти по толщине и площади пласта в зонах стягивающих рядов добывающих скважин, в не охваченных дренированием и заводнением зонах, в слабопроницаемых включениях, слоях-линзах, пропластках и застойных зонах, которые контактируют непосредственно с обводненными слоями и зонами или отделены от них непроницаемыми линзами и слоями. В сильно расчлененных пластах остаточная нефтенасыщенность, которая может достигать 20-80 %, существенно зависит от размещения скважин, условий вскрытия пластов в них, воздействия на обособленные линзы и пропластки, соотношения вязкостей нефти и воды и др.

Так как при режимах вытеснения нефти водой она извлекается только из зон, охваченных воздействием, то коэффициент нефтеотдачи при *напорных режимах* определяется как произведение коэффициента вытеснения на коэффициент охвата воздействием:

$$\eta = K_{\text{выт}} * K_{\text{охв}} \quad (5.2)$$

где $K_{\text{выт}}$ -коэффициент вытеснения нефти;

$K_{\text{охв}}$ -коэффициент охвата вытеснением.

Коэффициент вытеснения нефти может быть определен в лабораторных условиях по данным керна, это физический коэффициент нефтеотдачи, он как правило, определяется по данным анализов керна, полученного из бурящихся поисково-разведочных скважин на нефтяной основе. Поднятый керн привязывается к глубине, парафинируется и отправляется в специальную лабораторию, где проводится имитация процесса вытеснения, максимально приближенная к пластовым условиям. Процесс вытеснения длится не один месяц.

Нефтеотдача при вытеснении нефти водой определяется взаимодействием гидродинамических и капиллярных сил. Отбор жидкости из добывающих скважин приводит к тому, что давление в нефтенасыщенной

части пласта становится ниже, чем в водоносной. Под действием разницы давлений контурная или подошвенная вода внедряется в нефтенасыщенные поры пласта и вытесняет из них нефть в сторону добывающих скважин. По мере разработки вода продвигается к центру залежи, охватывая все большие и большие объемы пласта, происходит стягивание текущего контура нефтеносности. Вследствие действия капиллярных сил и литологической неоднородности коллектора вытеснение нефти водой отличается от поршневого характера. Вода постепенно замещает нефть в пласте, и поэтому в нем формируются несколько зон с различной насыщенностью порового пространства.

Для характеристики эффективности разработки газовых и газоконденсатных месторождений используют *коэффициенты газоотдачи* и конденсатоотдачи пластов. *Коэффициентом газоотдачи* β_g называют отношение объема извлеченного из пласта газа Q_d к его начальным запасам Q_n .

$$\beta_g = \frac{Q_d}{Q_n} = \frac{Q_n - Q_0}{Q_n} = 1 - \frac{Q_0}{Q_n} \quad (5.3)$$

где Q_d — объем извлеченного газа;

Q_n — начальные запасы газа.

Чем выше начальное и ниже конечное давление, тем больше газоотдача при газовом режиме. Для месторождений с хорошими коллекторскими свойствами, при высоких начальных пластовых давлениях коэффициент газоотдачи может достигать 0,97. Для месторождений со значительной неоднородностью продуктивных пластов, сложным геологическим строением, низкими начальными пластовыми давлениями коэффициент конечной газоотдачи составляет 0,7 — 0,8.

При водонапорном режиме газоотдача зависит от темпов разработки месторождения, механизма вытеснения газа водой, коллекторских свойств пласта, степени его неоднородности, начального и конечного пластовых давлений и многих других факторов. По многим причинам газ из пласта вытесняется водой неполностью, часть его остается за фронтом вытеснения. Опыт разработки газовых месторождений и лабораторные исследования указывают, что при вытеснении газа водой главная причина значительных объемов защемленного газа является неравномерность внедрения воды в залежь, которая обусловлена неоднородностью коллекторов и неравномерностью отборов из различных участков и прослоев пласта. В зависимости от геологических условий и системы разработки месторождения коэффициент газоотдачи при водонапорном режиме может изменяться от 0,5 до 0,97.

Основная особенность разработки газоконденсатных месторождений заключается в возможности при снижении давления выпадения конденсата в пласте, стволе скважины и наземных сооружениях. Конденсат ставит перед рациональной системой разработки месторождения требование наиболее

полного его извлечения из пласта. В настоящее время газоконденсатные месторождения разрабатываются на истощении или с поддержанием давления в пласте.

Разработка газоконденсатных месторождений на истощение обеспечивает одновременную добычу газа и конденсата, высокий коэффициент газоотдачи при минимальных, по сравнению с другими методами, затратах. Однако конденсатоотдача месторождений оказывается невысокой, так как конденсат, выпадающий в пласте по мере снижения пластового давления, считается потерянным или трудноизвлекаемым. Предотвратить или снизить количество выпавшего конденсата можно путем полного или частичного поддержания пластового давления, которое осуществляют двумя способами: *закачкой сухого газа в пласт или искусственным заводнением месторождения.*

Полнота извлечения конденсата из пласта характеризуется *коэффициентом конденсатоотдачи*, под которым понимают отношение объема извлеченного из пласта конденсата к его первоначальным запасам. На конечный коэффициент конденсатоотдачи влияют: способ разработки месторождения с ППД или нет, содержание конденсата в газе, составы конденсата и газа, удельная поверхность пористой среды, начальное пластовое давление и температура и другие факторы. Практика разработки месторождений показывает, что коэффициент конечной конденсатоотдачи обычно изменяется от 0,3 до 0,75. Наиболее высокий коэффициент конденсатоотдачи достигается при поддержании пластового давления в процессе отбора газа. Если поддержание давления осуществляется закачкой в залежь газа, то коэффициент конденсатоотдачи может составлять 0,85, а при закачке воды - 0,75.

Опыт разработки большого числа нефтяных месторождений показал, что в зависимости от режима работы пласта конечный коэффициент нефтеотдачи может достигать следующих значений. Напорные режимы: водонапорный 0,4 - 0,7; газонапорный 0,3 - 0,6; режимы истощения - растворенного газа 0,15-0,3; гравитационный редко >0,1.

5.3 Размещение скважин

Под размещением скважин понимают *сетку размещения* и *плотность* сетки скважин, *темп* и *порядок ввода* скважин в работу. Системы разработки подразделяют на размещение скважин по равномерной сетке и с размещением скважин по неравномерной, преимущественно рядами, сетке.

Системы разработки с размещением скважин по равномерной сетке различают: по форме сетки; по плотности сетки; по темпу ввода скважин в работу; по порядку ввода скважин в работу относительно друг друга и структурных элементов залежи. Сетки по форме бывают квадратными и треугольными, шестиугольными. При треугольной сетке на площади

размещается скважин больше на 15,5 %, чем при квадратной в случае одинаковых расстояний между скважинами.

Под *плотностью сетки* скважин подразумевают отношение площади нефтеносности к числу добывающих скважин. Вместе с тем это понятие очень сложное. Исследователи часто вкладывают разное содержание в понятие плотности сетки скважин: принимают только площадь разбуренной части залежи; число скважин ограничивают по разным величинам суммарной добычи нефти из них; включают или не включают нагнетательные скважины в расчет; в процессе разработки месторождения число скважин значительно изменяется, площадь нефтеносности при напорных режимах уменьшается, это по-разному учитывают и т. д. Иногда различают малую, среднюю и большую степени уплотнения скважин. Эти понятия весьма условны и различны для разных нефтепромысловых районов и периодов развития нефтяной промышленности. Проблема оптимальной плотности сетки скважин, которая обеспечивает наиболее эффективную разработку месторождений, была самой острой на всех этапах развития нефтяной промышленности. Раньше плотность сетки скважин изменялась от $10^4 \text{ м}^2/\text{скв}$ с расстоянием между скважинами в 100 м до $(4-9) \cdot 10^4 \text{ м}^2/\text{скв}$, а с конца 40-х - начала 50-х годов перешли к сеткам скважин с плотностью $(30-60) 10^4 \text{ м}^2/\text{скв}$. Исходя из теории интерференции и упрощенной схематизации процесса вытеснения нефти водой из однородного пласта, считалось, что при разработке нефтяных месторождений при водонапорном режиме число скважин существенно не влияет на нефтеотдачу. Практикой разработки и дальнейшими исследованиями установлено, что в реальных неоднородных пластах плотность сетки скважин оказывает существенное влияние на нефтеотдачу. Это влияние тем больше, чем более неоднородны и прерывисты продуктивные пласты, хуже литолого-физические свойства коллекторов, выше вязкость нефти в пластовых условиях, больше нефти первоначально заключено в водонефтяных и подгазовых зонах. Уплотнение сетки скважин в неоднородно-линзовидных пластах существенно увеличивает нефтеотдачу (охват разработкой), особенно при удачном размещении скважин относительно различных линз и экранов. Наибольшее влияние оказывает плотность сетки в диапазоне плотностей сетки более $(25 - 30) 10^4 \text{ м}^2/\text{скв}$. В диапазоне плотностей сетки менее $(25 - 30) 10^4 \text{ м}^2/\text{скв}$ влияние не столь существенное, как при более редких сетках. В каждом конкретном случае выбор плотности сетки должен определяться с учетом конкретных условий. Сейчас применяют двухстадийное разбуривание первоначально редких сеток скважин и последующее избирательное уплотнение их с целью повышения охвата неоднородных пластов заводнением, увеличения конечной нефтеотдачи и стабилизации добычи нефти. В первую стадию бурят так называемый основной фонд добывающих и нагнетательных скважин при малой плотности сетки. По данным бурения и исследования скважин основного фонда уточняется геологическое строение пласта, в результате чего возможны изменения плотности сетки скважин, которые разбуривают во

вторую стадию и называют резервными. Резервные скважины предусматриваются с целью вовлечения в разработку отдельных линз, зон выклинивания и застойных зон, которые были не вовлечены в разработку скважинами основного фонда в пределах контура их размещения. Число резервных скважин обосновывается с учетом характера и неоднородности пластов, их прерывистости, плотности сетки скважин, соотношения вязкости нефти и воды и т. д. Число резервных скважин может составлять до 30 % основного фонда скважин. Их место размещения следует планировать в более ранние сроки разработки. Отметим, что для замены фактически ликвидированных скважин из-за физического износа или по техническим причинам, в том числе в результате аварий при эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин требуется обосновывать число скважин-дублеров, которое может достигать 10 - 20 % фонда.

По темпу ввода скважин в работу можно выделить *одновременную* и *замедленную* систему разработки залежей. В первом случае темп ввода скважин в работу быстрый: все скважины вводят в работу почти одновременно в течение первых одного - трех лет разработки объекта. При большом сроке ввода систему называют замедленной, которую по порядку ввода скважин в работу различают на системы *сгущающуюся и ползучую*. Сгущающуюся систему применяют на объектах со сложным геологическим строением, которая соответствует принципу двухстадийного разбуривания. *Ползучую систему*, ориентированную по отношению к структуре пласта, *подразделяют на системы*: а) вниз по падению; б) вверх по восстанию; в) по простиранию. В практике разработки крупных отечественных месторождений ползучая и сгущающаяся системы разработки комплексно сочетают. Трудные природные и геологические условия определяют применение ползучей системы, например, на Самотлорском месторождении. Системы разработки с размещением скважин по *равномерной сетке* при равномерном распределении по площади пластовой энергии считают целесообразными при режимах работы пласта с неподвижными контурами режимов растворенного газа и гравитационного режима.

Влияние неоднородности на размещение и плотность сетки скважин.

Проблема оптимальной плотности сетки скважин, которая обеспечивает наиболее эффективную разработку месторождений, была самой острой на всех этапах развития нефтяной промышленности. До 30-х годов, когда физика и гидродинамика нефтяного пласта только начинали развиваться, размещение скважин и определение их числа осуществлялось практически без учета законов фильтрации жидкостей и особенностей дренирования неоднородных пластов. Считалось, что суммарная добыча нефти из каждой скважины обратно пропорциональна корню квадратному из площади ее дренирования (правило Котлера). Это приводило к чрезмерному уплотнению сетки скважин, которая на практике достигала 0,5-1 га/скв и менее. Наиболее ярким примером бесполезного уплотнения сетки скважин в мировой нефтяной промышленности является крупнейшее месторождение в

США Ист-Техас с извлекаемыми запасами около 1 млрд.т. На нем при очень хороших коллекторских свойствах было пробурено около 30000 скважин с плотностью сетки менее 2 га/скв, из которых более 25000 были просто лишними. Аналогичная плотность сетки скважин в те годы применялась на месторождениях Старо-Грозненского района и Азербайджана. В конце 30-х годов на основе промысловых исследований скважин М. Макстом (США) и В.Н. Щелкачевым была развита *теория пластовых водонапорных систем* и взаимодействия скважин при дренировании пластов. Согласно этой теории, скважины, дренирующие гидродинамически единый пласт, взаимодействуют между собой, из-за чего увеличение их сверх некоторого числа на ограниченной площади мало повышает отбор жидкости (нефти) из пласта. В 1945 г. в США Бакли и Крейз проанализировали данные по 103 американским месторождениям, разрабатываемым при режиме растворенного газа (44) и водонапорном режиме (59). Они *не установили заметной зависимости* нефтеотдачи от плотности сетки скважин в пределах 1,4-16 га/скв. Исходя из теории *интерференции скважин* в 1946 г. А.П. Крылов, впервые в нашей стране и в мире для Туймазинского месторождения запроектировал сетку добывающих *скважин 20 га/скв. (400x500 м)*. Это был беспрецедентный, качественный скачок в проблеме размещения скважин и методах разработки нефтяных месторождений. Вслед за Туймазинским месторождением аналогичная сетка скважин (20-24 га/скв.) была реализована на многих месторождениях Урало-Поволжья, на Бобровском и Покровском месторождениях. Положительный опыт разработки которых послужил основанием для *разрежения сетки скважин и применению внутриконтурного искусственного заводнения*. На Ромашкинском месторождении была запроектирована первоначальная плотность сетки 52 га/скв, в 60-70-х годах для месторождений Западной Сибири первоначальная сетка плотностью 49-56 га/скв оказалась наиболее распространенной. Вместе с тем практика разработки нефтяных месторождений редкими сетками скважин и искусственным заводнением оказалась значительно сложнее и труднее, чем предполагалось. *Проведенными исследованиями было установлено, что для гидродинамически единых однородных пластов наблюдается очень слабая зависимость нефтеотдачи от плотности сетки скважин. В нефтеносных пластах, обладающих сложно выраженной зональной неоднородностью, прерывистостью, линзовидностью, расчлененностью и многопластовостью наблюдается значительная зависимость нефтеотдачи пластов от плотности сетки скважин, причем эта зависимость тем сильнее, чем выше неоднородность продуктивного пласта. Наиболее важным показателем неоднородности является прерывистость продуктивного пласта.*

Влияние прерывистости на плотность сетки скважин. Рассмотрим это на примере. Представим прерывистые пласты, как бы линзами. Если сетка скважин будет редкая, то в эти линзы одновременно могут не попасть эксплуатационные скважины, то такая линза будет считаться не охваченной

разработкой. Если уплотним сетку скважин, то в линзу попадает не менее одной нагнетательной и добывающей скважины. Следовательно, все линзы будут охватываться разработкой. Поэтому нужно *изучать макронеоднородность пласта*. Принципиальной трудностью при определении оптимальной плотности сетки скважин и оптимального размещения скважин является то, что решить достаточно надежно эту задачу можно только, зная неоднородность продуктивного пласта, а этого можно достичь только при разбуривании пласта, достаточно большим количеством скважин. Неточность и неопределенность информации о пластах ее ограниченность, при окончании разведки месторождения и вводе нефтяного месторождения в разработку заставляют применять двухстадийное, а иногда и многостадийное разбуривание. Бурение первоначально редких сеток скважин и последующего их избирательного уплотнения, с целью повышения охвата неоднородных пластов заводнением, увеличения конечной нефтеотдачи и стабилизации добычи нефти. *Первичная схема скважин* устанавливается очень ориентировочно практически произвольно, поэтому она не оптимальная. Однако ошибка в сторону принятия более редкой сетки, по сравнению с оптимальной, легко устраняется путем бурения дополнительных скважин, а ошибка в сторону принятия более плотной сетки является непоправимой. Следовательно, корректировка сетки скважин возможна только в сторону ее уплотнения, поэтому первичная сетка должна быть достаточно редкой. Она должна обеспечивать ввод эксплуатационного объекта в разработку и достижение достаточно высокого темпа отбора извлекаемых запасов нефти. Эксплуатационные скважины первичной сетки образуют соответствующую систему разработки, которая и обеспечивает планируемый отбор нефти. *Первичная сетка скважин* должна удовлетворять следующим требованиям:

- а) обеспечить достаточно высокие темпы отбора нефти из пласта;
- б) создать основу эффективной системы заводнения нефтяного пласта;
- в) обеспечить достаточно полную информацию о нефтяных залежах;
- г) запасы нефти, приходящиеся на 1 скв. (параметр Крылова А.П.), должны быть значительными, чтобы было экономически допустимо дальнейшее уплотнение сетки скважины.

Второй этап разбуривания – это бурение дополнительных скважин. Их число и размещение определяются в проектных документах на базе дополнительной информации о продуктивных пластах, которая получается в результате разбуривания первичной сетки скважин. Как правило, дополнительные скважины второго этапа бурения должны закладываться избирательно, исходя из особенностей геолого-литологического строения залежей и характера разработки пластов. Бурение преследует следующие цели:

- а) уплотнение первичной сетки скважин с целью приближения к «оптимальной», устанавливаемой по технико-экономическим критериям;

б) необходимость разукрупнения эксплуатационных объектов, если оказывается, что выбранный в первой техсхеме разработки эксплуатационный объект не обеспечивает эффективную выработку запасов нефти из отдельных пластов и пропластков. Разукрупнение может происходить или только в сфере нагнетания, путем организации раздельной закачки по отдельным элементам эксплуатационного объекта, или одновременно в сфере добычи, т.е. выделение того или иного элемента объема разработки в самостоятельный;

в) необходимость ввода в разработку оставшихся не разбуренных малопродуктивных участков пласта, решение о вводе в разработку которых по экономическим причинам не было принято. При составлении техсхемы разработки целесообразность ввода в разработку подобных участков, как правило, откладывается до следующих проектных документов. К таким участкам обычно относятся зоны малых толщин, водонефтяные зоны, подгазовые зоны, зоны ухудшенной проницаемости и т. д.;

г) необходимость создания системы заводнения нефтяного пласта, которая обеспечивает отбор пластовых объемов жидкости и охват процессом вытеснения всех элементов эксплуатационного объекта;

д) получение дополнительной информации о характере выработки запасов отдельных зон эксплуатационных объектов нефтяных залежей.

Дополнительные скважины решают одновременно две задачи – интенсификацию добычи нефти и увеличение нефтеотдачи пласта. Они называются резервными, обычно составляют 20-30 % от числа скважин первичной сетки.

В нашей стране применяют *двухстадийное разбуривание* первоначально *редких сеток* скважин и последующее избирательное уплотнение их с целью повышения охвата неоднородных пластов заводнением, увеличения конечной нефтеотдачи и стабилизации добычи нефти. В первую стадию бурят основной фонд добывающих и нагнетательных скважин при малой плотности сетки. По данным бурения и исследования скважин основного фонда уточняется геологическое строение неоднородного объекта, в результате чего возможны изменения плотности сетки скважин, которые разбуривают во вторую стадию и называют резервными. Резервные скважины предусматриваются с целью вовлечения в разработку отдельных линз, зон выклинивания и застойных зон, которые не вовлекаются в разработку скважинами основного фонда в пределах контура их размещения. Число резервных скважин обосновывается с учетом характера и неоднородности пластов, плотности сетки скважин, соотношения вязкости нефти и воды и т. д. Их место размещения следует планировать в более ранние сроки разработки. Отметим, что для замены фактически ликвидированных скважин из-за физического износа или по техническим причинам требуется обосновывать число скважин-дублеров, которое может достигать 10—20 % фонда.

По темпу ввода скважин в работу можно выделить *одновременную* (еще называют «сплошная») и *замедленную системы разработки залежей*. В первом случае темп ввода скважин в работу быстрый - все скважины вводят в работу почти одновременно в течение первых одного - трех лет разработки объекта. При большом сроке ввода систему называют замедленной, которую по порядку ввода скважин в работу различают на системы сгущающуюся и ползучую. Сгущающуюся систему целесообразно применять на объектах со сложным геологическим строением. Она соответствует принципу двухстадийного разбуривания. Ползучую систему, ориентированную по отношению к структуре пласта, подразделяют на системы: а) вниз по падению; б) вверх по восстанию; в) по простиранию. В практике разработки крупных отечественных месторождений ползучая и сгущающаяся системы разработки комплексно сочетаются. Системы разработки с размещением скважин по равномерной сетке считают целесообразными при режимах работы пласта с неподвижными контурами (режим растворенного газа, гравитационный режим), т. е. при равномерном распределении по площади пластовой энергии. В СНГ в основном по треугольной сетке разбурено большинство эксплуатационных объектов Азербайджана, Туркмении, Западной Украины, Северного Кавказа и др.

Системы разработки с размещением скважин по неравномерной сетке аналогично различают: по плотности сетки; по темпу ввода скважин в работу (ввода рядов скважин - работают один ряд, два, три); по порядку ввода скважин в работу. Дополнительно их разделяют: по форме рядов - с незамкнутыми рядами и с замкнутыми (кольцевыми) рядами; по взаимному расположению рядов и скважин - с выдержанными расстояниями между рядами и между скважинами в рядах и с уплотнением центральной части площади. Такие системы широко использовали при режимах работы пласта с подвижными контурами (водо-, газонапорный, напорно-гравитационный и смешанный режимы). При этом скважины размещали рядами, параллельными первоначальному контуру нефтеносности. Такую систему начали применять у нас впервые в 1930 г. на Новогрозненском, затем на Туймазинском ($20 \cdot 10^4 \text{ м}^2/\text{скв}$ при расстояниях между рядами 500 м и между скважинами в рядах 400 м), Ромашкинском ($60 \cdot 10^4 \text{ м}^2/\text{скв}$ — 1000 м-600 м), Усть-Балыкском ($42 \cdot 10^4 \text{ м}^2/\text{скв}$), Мегионском ($64 \cdot 10^4 \text{ м}^2/\text{скв}$), Самотлорском ($64 \cdot 10^4 \text{ м}^2/\text{скв}$) и других месторождениях. При современном проектировании первоначальная расстановка скважин почти всегда равномерная. Примерные рекомендации по выбору плотности сетки скважин (га/скв.) на ранних стадиях проектирования разработки нефтяных залежей с учетом прерывистости пластов и вязкости нефти даны в таблице 5.1.

Системы разработки с размещением скважин по неравномерной сетке аналогично различают: по плотности сетки; по темпу ввода скважин в работу (ввода рядов скважин - работают один ряд, два, три); по порядку ввода скважин в работу. Дополнительно их разделяют: по форме рядов - с незамкнутыми рядами и с замкнутыми, кольцевыми рядами; по взаимному

расположению рядов и скважин - с выдержанными расстояниями между рядами и между скважинами в рядах и с уплотнением центральной части площади.

Такие системы широко использовали при режимах работы пласта с подвижными контурами (водо-, газонапорный, напорно-гравитационный и смешанный режимы). При этом скважины размещали рядами, параллельными первоначальному контуру нефтеносности

Таблица 5.1- Сетки скважин и неоднородность

Группы объектов по степени прерывистости пластов (коэф. песчаности)	Группы объектов по величине вязкости нефти в пластовых условиях, мПа·с			Относительное число резервных скважин (% от числа скважин основного фонда)
	менее 2,5 га/скв	2,5-5,0 га/скв	5,0-40,0 га/скв	
Непрерывные $K_n = 0,95-0,80$	42-36	36-30	30-24	До 10
Прерывистые $K_n = 0,80-0,65$	36-30	30-24	24-20	10-20
Сильно прерывистые $K_n=0,65-0,50$	30-24	24-20	20-16	20-30

При современном проектировании первоначальная расстановка скважин почти всегда равномерная.

Вид используемой энергии. В зависимости от вида энергии, используемой для перемещения нефти, различают: системы разработки нефтяных залежей при естественных режимах, когда используется только естественная пластовая энергия (без ППД); системы с поддержанием пластового давления, когда применяют методы регулирования баланса пластовой энергии путем искусственного ее пополнения. По методам регулирования баланса пластовой энергии выделяют: системы разработки с искусственным заводнением пластов; системы разработки с закачкой газа в пласт.

5.4 Геолого-промысловая характеристика системы разработки и методы увеличения нефтеотдачи

Геолого-промысловая характеристика залежи нефти или газа определяется фильтрационно-емкостными свойствами (эффективной пористостью коллектора, проницаемостью, характером насыщения, гидропроводностью, пьегопроводностью и так далее), естественным режимом работы, зональной и литологической неоднородностью пласта, типом и сложностью коллектора, условиями формирования залежи, генетики и типом, градиентом давления в многопластовых объектах, характером вытеснения и так далее.

Методы увеличения нефтеотдачи применяются на третьей стадии разработки, иногда на второй в зависимости от трудноизвлекаемости текущих запасов. К трудноизвлекаемым запасам относятся все подгазовые залежи нефти, залежи с проницаемостью менее $0,05 \text{ мкм}^2$ и вязкостью нефти более 30 мПа·с, залежи с обширными водонефтяными зонами, с высокой зональной и литологической неоднородностью, удаленные от системы инфраструктуры и глубоко залегающие продуктивные пласты более 5 км.

В России поддержание пластового давления с искусственным заводнением пластов осуществляется по следующим основным вариантам: законтурное, приконтурное, внутриконтурное, барьерное, блоковое, очаговое, площадное заводнение, циклическое и так далее. Как правило искусственное заводнение осуществляется при начале интенсивного падения давления, на третьей и завершающих стадиях разработки. В настоящее время в России основные добывающие месторождения находятся в третьей стадии разработки, запасы выработаны на 60-70 % соответствуют, в основном, обводнению, оставшиеся неизвлеченные запасы на 70 % относятся к трудноизвлекаемым.

Экономическая эффективность применения новых методов увеличения нефтеотдачи проблема номер один в период периодических кризисов. Поэтому в России и не только самым распространенным методом ППД давления и снижения его темпов падения являются методы закачки в пласт воды, как наиболее экономически выгодного.

Системы разработки с закачкой газа в газонефтяной пласт могут применяться по двум вариантам: закачка газа в повышенные части залежи в газовую шапку, площадная закачка газа.

К современным методам решения проблем разработки месторождений нефти и газа являются методы увеличения нефтеотдачи (МУН). Среди них в процессе разработки нефтяных и газовых месторождений широко применяются методы повышения проницаемости пласта и призабойной зоны скважин. Для увеличения проницаемости пласта и призабойной зоны применяют *механические, химические и физические методы*. К механическим методам относятся гидравлический разрыв пласта (ГРП), гидропескоструйная перфорация (ГПП) и торпедирование, вибровоздействие на пласт и другие.

Гидроразрыв пласта производится путем закачки в него под давлением до 60 МПа нефти, пресной или минерализованной воды, нефтепродуктов и других жидкостей. В результате закачки в пласте образуются трещины. В образовавшиеся трещины нагнетают песок, стеклянные и пластмассовые шарики (пропант), чтобы после снятия давления трещины не смыкались. Трещины, образовавшиеся в пласте, являются проводниками нефти и газа, которые связывают скважину с удаленными от забоя продуктивными зонами пласта. Протяженность трещин может быть разной и достигать нескольких десятков метров, а ширина их $1 \div 4 \text{ мм}$. Применение гидроразрыва дает наибольший эффект при низкой проницаемости коллектора и призабойной

зоны, и позволяет увеличить дебит нефтяных скважин в 2 - 3 раза, хотя есть проблемы с сохранением эффекта.

Гидропескоструйная перфорация представляет собой процесс создания отверстий в стенках эксплуатационной колонны, цементном камне и горной породе для коммуникации продуктивного пласта со стволом скважины за счет энергии песчано-жидкостной струи, истекающей из насадок перфоратора. При перфорации рабочая жидкость с содержанием песка 50 - 200 г/л закачивается в скважину с расходом 3 - 4 л/с. На выходе из насадок перфоратора ее скорость составляет 200 - 260 м/с, а перепад давления 18 - 22 МПа. При данных условиях скорость перфорации колонны и породы составляет в среднем от 0,6 до 0,9 мм/с. В результате гидропескоструйной перфорации сообщение продуктивного пласта со скважиной происходит через щели в колонне и цементном камне по всей его толщине.

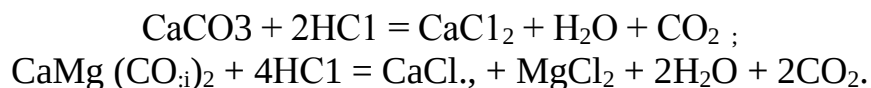
Торпедированием называется воздействие на призабойную зону пласта взрывом. Для этого в скважине напротив продуктивного пласта помещают заряд взрывчатого вещества, например, тротила, гексогена и др. и подрывают его. При взрыве торпеды образуется *ударная волна*, которая проходит через скважинную жидкость, достигает стенок эксплуатационной колонны, наносит сильный удар и вызывает растрескивание отложений веществ призабойной зоны, например, солей, парафина и др. В дальнейшем пульсация газовой волны, которая образовалась из продуктов взрыва, обеспечивает вынос разрушенного осадка из образовавшихся каналов.

К химическим методам воздействия на призабойную зону относятся обработки кислотами, ПАВ, химреагентами и органическими растворителями. Кислотная обработка скважин связана с подачей на забой под определенным давлением растворов кислот. Растворы кислот под давлением проникают в мелкие поры и трещины пласта, расширяют их, усиливая способность закачиваемой воды к отмыванию. Одновременно с этим образуются новые каналы, по которым нефть может проникать к забою скважины. Для кислотной обработки применяют в основном водные растворы соляной и плавиковой кислот. Концентрация кислоты в растворе обычно принимается равной 10 ÷ 15 %, что связано с опасностью коррозионного разрушения труб и оборудования. Однако в связи с широким использованием высокоэффективных ингибиторов коррозии и снижением опасности коррозии концентрация кислоты может быть увеличена до 25 - 28 %, что позволяет повысить эффективность обработки. Длительность кислотной обработки скважин зависит от многих факторов как от *температуры на забое скважины, генезиса пород продуктивного пласта*, их химического состава, концентрации раствора кислоты, давления закачки.

Технология процесса кислотной обработки скважин включает операции заполнения скважины кислотным раствором, продавливание его в пласт при герметизации устья скважин при закрытой задвижке. После окончания процесса продавливания скважину оставляют на некоторое время под давлением для реагирования кислоты с породами продуктивного пласта.

Длительность кислотной обработки после продавливания составляет 12 - 16 ч с температурой на забое не более 40 °С и 2 - 3 ч при забойных температурах 100 °С - 150 °С. Кислотные обработки осуществляются соляной, плавиковой, уксусной, серной и угольной кислотами.

Соляной кислотой (HCl) 15 % - ной концентрации растворяют карбонатные породы, слагающие продуктивные пласты, а также привнесенные в пласт загрязняющие частицы. При этом протекают следующие реакции:



Полученные в результате реакции хлористый кальций CaCl_2 и хлористый магний MgCl_2 хорошо растворяются в воде и легко удаляются вместе с продукцией скважины, образуя новые пустоты и каналы.

Плавиковая кислота HF в смеси с соляной, предназначена для воздействия на глинистый и карбонатный цемент песчаников, с целью увеличения радиусов поровых каналов пространства прозабойной зоны пласта и для удаления глинистого раствора, попавшего в поры во время бурения или глушения скважины.

При закачке в скважину концентрированной *серной кислоты* H_2SO_4 положительный эффект достигается двумя путями. Во-первых, за счет теплоты, которая выделяется в процессе ее смешивания с водой, снижается вязкость нефти увеличивается дебит скважины. Во-вторых, при смешении серной кислоты с нефтью образуется ПАВ, которые улучшают приток нефти из пласта в скважину. Концентрированная серная кислота эффективно воздействует на продуктивные песчаные пласты, а не с карбонатными, так как при ее взаимодействии с ними образуется нерастворимый в воде сульфат кальция CaSO_4 , который ухудшает проницаемость призабойной зоны. Концентрированная (98 %) серная кислота не разрушает металла. Коррозия начинается только при ее разбавлении водой.

Обработка призабойной зоны пластов ПАВ преследует цель удаления *воды* и загрязняющего материала. Отрицательная роль воды проявляется в том, что, попадая на забой скважины, она закупоривает часть пор, препятствуя притоку нефти и газа, вступает в контакт с глинистыми частицами пород, которые набухают и разрушаются. Что приводит к закупорке тонких поровых каналов и уменьшает дебит скважины. Механизм действия ПАВ заключается в снижении поверхностного натяжения на границе воды с нефтью, газом и породой. Благодаря этому размер капель воды в поровом пространстве уменьшается в несколько раз и облегчается их вынос. Некоторые ПАВ, кроме того, делают поверхность поровых каналов в породе, не смачиваемой для воды, но смачиваемой для нефти, т.е. гидрофобной, что облегчает ее фильтрацию. С помощью химвеществ и органических растворителей удаляют асфальто-смолистые и парафиновые отложения.

К физическим методам воздействия на призабойную зону относятся тепловые обработки и вибровоздействия. Целью тепловых обработок является удаление парафина и асфальто-смолистых веществ с забоя. Для этого применяют горячую нефть, пар, электронагреватели, термоакустическое воздействие, а также высокочастотную электромагнитную акустическую обработку.

При *вибровоздействии* призабойная зона пласта подвергается обработке пульсирующим давлением. Благодаря наличию жидкости в порах породы обрабатываемого пласта, по нему распространяются как искусственно создаваемые колебания, так и отраженные волны. Путем подбора частоты колебания давления можно добиться резонанса обоих видов волн, в результате чего возникнут нарушения в пористой среде, т.е. увеличится проницаемость пласта. Методы повышения пластового давления и увеличения проницаемости пласта позволяют сокращать сроки разработки залежей за счет более интенсивных темпов отбора нефти и газа. Однако сокращение сроков не всегда ведет к наиболее полному извлечению нефти и газа из недр. Это достигается применением методов повышения нефте- и газоотдачи пластов.

Методы повышения нефтеотдачи и газоотдачи пластов

Для повышения нефтеотдачи применяют следующие методы и способы:

- ◆ закачка в пласт воды, обработанной ПАВ; нагнетания в пласт теплоносителя; внутрипластовое горение;
- ◆ вытеснение нефти растворами полимеров; закачка в пласт углекислоты и так далее.

При закачке в нефтяной пласт воды, обработанной ПАВ, снижается поверхностное натяжение на границе нефть-вода, что способствует смачиваемости нефти и образованию маловязкой эмульсии типа «нефть в воде», для перемещения которой нужны меньшие перепады давления. Одновременно резко снижается и поверхностное натяжение на границе нефти с породой, благодаря чему она более полно вытесняется из пор и смывается с поверхности породы в процессе гидрофобизации. При вытеснении нефти водой нередко случаи, когда вследствие различия вязкостей жидкостей или разной проницаемости отдельных участков пласта имеет место опережающее продвижение воды по локальным зонам пласта. Это приводит к недостаточно полному вытеснению нефти. Для выравнивания фронта продвижения воды в пласт закачивают водорастворимые полимеры для увеличения гидрофобности коллектора.

Для загущения воды применяют различные водорастворимые полимеры, из которых наиболее широкое применение нашли полиакриламиды (ПАА). Они хорошо растворяются в воде и уже при концентрациях 0,01 – 0,05 % придают ей вязкоупругие свойства, создающие условия для более равномерного продвижения ВНК и повышения КИН пласта. Роль раствора полимеров могут выполнять также пены, приготовленные на аэрированной воде с добавкой 0,2 -

1 % пенообразующих веществ. Вязкость пены в 5 - 10 раз больше вязкости воды, широко применяется на ОНГКМ (Оренбург).

Нагнетание в пласт *теплоносителя* позволяет значительно снизить вязкость нефти и увеличить ее подвижность, способствует растворению в нефти выпавших из нее асфальтенов, смол и парафинов.

Метод *внутрипластового горения* заключается в том, что после зажигания тем или иным способом нефти у забоя нагнетательной скважины в пласте создается очаг горения за счет постоянного нагнетания с поверхности воздуха или смеси воздуха с природным газом, который движет образующиеся впереди фронта горения пары нефти. Нагретая нефть с пониженной вязкостью движется к эксплуатационным скважинам и извлекается на поверхность.

При вытеснении нефти из пласта *растворителями* используются растворимые в нефти сжиженные пропан, бутан, смесь пропана с бутаном. В пласте они смешиваются с нефтью, уменьшая ее вязкость, что ведет к увеличению скорости фильтрации.

При закачке в пласт *углекислоты* происходит ее растворение в нефти, что сопровождается уменьшением вязкости последней и соответствующим увеличением притока к эксплуатационной скважине.

Опыт разработки залежей нефти в Оренбургской области показывает, что при снижении температуры в порах пласта происходит выпадение асфальтенов, смол и парафинов, затрудняющих фильтрацию и останавливающих скважину. В пластах, которые содержат высоковязкую нефть, даже незначительное снижение температуры в процессе разработки существенно снижает эффективность ее добычи. Поэтому одним из путей повышения нефтеотдачи является применение *теплового воздействия* на пласт.

Все теплофизические и термохимические методы уменьшают вязкость пластовой нефти. Паротепловое воздействие с целью снижения вязкости и плотности пластовой нефти – самый эффективный способ увеличения КИН для высоковязких нефтей. Это воздействие не может быть реализовано для глубокозалегающих пластов свыше 1500 м, имеющих малую толщину менее 5 м и вязкость более 1000 мПас, с остаточной водонасыщенностью более 0,2 и Кпесч менее 0,5, проницаемостью менее 0,1 мкм² и высокой послойной неоднородностью по проницаемости и трещиноватостью. Паротепловое воздействие проводилось на месторождениях стран СНГ: Каражанбас, Кенкияк, Ново-Суксинское, Старогрозненское, Южная Вознесенка, Зыбза-Глубокий Яр, Хорасаны, Гремихинское, Северные Бузачи, Ван-Еганское, Русское, Ярегское, Оха, Катанги, Бориславское, Сходнинско-Уричское, Усинское. Пароциклическое воздействие было проведено на Ишимбайском месторождении и установило связь между пористостью и эффективностью паротеплового воздействия. На месторождении Зыбза-Глубокий Яр (Краснодарский край) впервые была осуществлена парогазоциклическая обработка скважины № 27 с помощью мобильной парогенераторной установки УМПГ-10/16 максимальной производительностью 10т/ч пара при давлении 16 МПа. Вязкость нефти на месторождении была 4000 мПас,

содержание смол -16,6 %, температура пласта 19 °С. За три месяца первого цикла скважина добыла 305 т нефти, а за предыдущие три года - 102 т. нефти.

Внутрипластовое горение было реализовано: на Хорасанах, Кошанаур, Северная Вознесенка, Русское, Каражанбас, Павлова Гора, Ромашкинское, Архангеловское, Макат, Корсак, Нурлатское, Арланское, Умбаки, Чахнагляр, Мирзаани месторождениях. На месторождениях Оребургской области внутрипластовое горение не проводилось. На Русском месторождении нефть сначала вытесняли воздухом, установив постоянный расход его на выходе из сепаратора высокого давления до $21 \cdot 10^{-6}$ м³/с, затем нагревали при температуре нагрева 200-400 °С/ч, процесс горения не превышал 450 - 500 °С.

Пример термополимерного воздействия и его эффективность. На месторождении Каражанбас на опытном участке в продуктивный пласт был закачан поликриламид марки РДА-10-20, приготовленный на пресной воде, массовое содержание его в воде - 0,2 %, перед началом нагнетания дебит был 0,3-0,9 т/сут, затем была закачана ненагретая вода для создания буферной зоны. Было осуществлено нагнетание теплоносителя со средней температурой 220 - 230 °С на устье и сухостью пара 0,2-0,4. Средний темп нагнетания составил 100-130 м³/сут на скважину при давлении нагнетания 3 МПа, текущее пластовое давление до закачки 2,3 МПа было восстановлено до 3,4 МПа первоначального, дебит сначала возрос до 5 т/сут, в последующем до 9,5 т/сут достиг первоначального.

Одним из наиболее перспективных направлений в области разработки нефтяных месторождений, вовлечения в промышленное освоение трудноизвлекаемых запасов нефти с совершенствующимися физико-химическими методами увеличения нефтеотдачи, являются горизонтальные технологии бурения и добычи природных УВ. Бурение горизонтальных скважин с условно-вертикальной верхней частью ствола, участком интенсивного набора кривизны и собственно горизонтальным участком, разновидностью которых являются вновь строящиеся многозабойные (многоствольные) скважины. Это может быть связано как со снижением добычных возможностей скважины, так и с техническими причинами (произошедшей аварией внутри скважинного оборудования или потерей герметичности крепи скважины).

Проведенные исследования различных вариантов разработки залежи по схеме расположения скважин показывают, что наиболее оптимальным является вариант вскрытия пласта, при котором горизонтальные стволы добывающих скважин расположены под углом 120 градусов друг к другу и направлены к границе участка. Следует отметить, что бурение горизонтальных стволов, направленных в сторону нагнетательных скважин, неэффективно. В этом случае происходит более быстрое обводнение продукции добывающей скважины из-за прорыва воды по линиям фильтрации.

Основным преимуществом горизонтально-направленных скважин является достижение высоких технологических показателей за счет

разуплотнения сетки скважин. Опытные-промышленные работы показали, что при уменьшении количества скважин удалось не только сохранить, но и увеличить темпы отбора по сравнению с вертикальным вариантом. Таким образом, за счет разуплотнения можно снизить общее количество скважин более чем в 2,3 раза, т.е. снизить капитальные вложения в 1,8 раза, при этом увеличив как конечный коэффициент нефтеизвлечения, так и темпы разработки.

Несмотря на ряд преимуществ применения горизонтальных технологий, фактическая эффективность их значительно ниже теоретически возможной. Не всегда оправдываются ожидания по дебитам, в некоторых случаях происходит быстрое обводнение продукции скважин. Причинами недостаточной эффективности горизонтальных скважин, возможно, являются особые условия вскрытия продуктивного пласта горизонтальным стволом, т.е. длительное время воздействия промывочной жидкости на пласт и различных химреагентов на призабойную зону пласта, неоднородность геологического строения пласта-коллектора, несовершенство методов определения гипсометрического положения точки входа в продуктивный пласт и другие факторы, а также стадия разработки, при которой происходит бурение горизонтальной скважины.

На нынешнем этапе начала истощения месторождений нефти и газа и быстрого роста извлечения стоимости остаточных запасов особую ценность приобретают технологии, которые позволяют с *малыми затратами увеличить их добычу* на эксплуатируемых месторождениях. Однако применяемые в настоящее время технологии не достигают этой цели. Здесь прежде всего подразумеваются *технологии массированного воздействия* на залежь в виде различных модификаций поддержаний пластового давления (ППД) и вытеснения нефти различными жидкими или газообразными реагентами.

Эти методы вначале безусловно приводят к определенному повышению добычи нефти. Однако стоимость их очень высока, осуществление растягивается на долгое время, что приводит за этот период к естественному новому изменению параметров пласта и флюидов, требующих дополнительной корректировки проекта и финансирования. Важнейшее обстоятельство – конечный технологический результат оказывается не достигнутым из-за того, что закачиваемые реагенты продвигаются главным образом по фронту наиболее проницаемых зон пласта, лишь частично вовлекая в эксплуатацию менее проницаемые зоны. Экономическая составляющая и дополнительная добыча нефти на вложенный рубль весьма низкие.

Другая группа *вторичных методов увеличения добычи нефти* применяется непосредственно на отдельных скважинах с падающей добычей, растущей обводненностью или *увеличением газового фактора (ГФ)*. Как правило, такие скважины оборудуются достаточно дорогостоящими вспомогательными устройствами (*газлифтом или насосами*) и продолжают

еще какое-то время форсированно добывать нефть, воздействуя на коллектор призабойной и дренируемой зон пласта за счет активного снижения забойного давления и подтягивания газового и/или водяного конусов. Дебиты снижаются при значительных энергетических затратах, а расчетный коэффициент нефтеотдачи дренируемой зоны пласта либо никогда не достигается, либо экономическая составляющая чрезвычайно низка.

5.5 Методы повышения продуктивности разведочных и добывающих скважин, оптимизация работы скважин и проблемы обводнения залежей в процессе эксплуатации

Основными методами повышения продуктивности разведочных и добывающих скважин и оптимизации их работы являются: методы воздействия на призабойную зону в процессе строительства скважин и вскрытия продуктивных пластов, приводящих к ухудшению ФЕС; методы воздействия по интенсификации притока или увеличения приемистости скважин; методы воздействия с целью ограничения и изоляции водопритока.

Основным критерием при выборе объектов интенсификации притоков является *наличие достоверной* геолого-промысловой информации, полученной в процессе испытания в открытом стволе, так и в обсадной колонне, сопоставимость их с результатами интерпретации материалов ГМИС. Анализ геолого-промысловых условий вскрытия и возбуждения пластов, физико-литологических свойств коллекторов, а также свойств объекта испытания по материалам ГМИС позволил выделить основные факторы при планировании работ по интенсификации притоков нефти из продуктивных отложений неокана на месторождениях Западной Сибири: значения $a_{ПС}$, $K_{нг}$, наличие скин-фактора в призабойной зоне скважины, объем карбонатно-глинистого цемента, минералогического состава глинистого материала, начальной продуктивности скважины.

Значение приведенных параметров выше в открытом стволе, чем в колонне. Максимальное влияние на выбор объекта и способа интенсификации притоков будут иметь место параметры в совокупности по степени убывания: насыщение и скинфактор, $a_{ПС}$ и скинфактор, $K_{с}$ и объем карбонатного цемента, а также $A_{ПС}$ и $K_{нг}$, таблица 5.2

Интенсификация притоков из низкопроницаемых нефтенасыщенных коллекторов является обработка ПЗП, воздействие соляной (14 %) и плавиковой (2 %) кислот на проницаемость коллектора Западной Сибири и Волго-Уральской нефтегазоносной провинции доказано практикой.

Таблица 5.2-Ранговая корреляция классификации группы факторов по выбору объектов интенсификации притоков

Совокупность критериев	Коэффициент Чупрова, T	X^2 , квадратическая сопряженность
$a_{ПС} - K_{нг}$	0,67	134,01
$a_{ПС} - S$	0,73	159,39

$a_{\text{ПС}} - V_{\text{Ц}}$	0,65	127,37
$K_{\text{НГ}} - S$	0,74	166,18
$K_{\text{НГ}} - V_{\text{Ц}}$	0,72	154,15
$S - V_{\text{Ц}}$	0,27	80,22

Методы интенсификации притока нефти и газа приведены в таблице 5.3

Методы изоляции и ограничения водопритокков к скважине делятся на три группы: селективные, неселективные и осадкообразующие, и приведены в таблице 5.4

Таблица 5.3- Методы интенсификации притока нефти и газа

Гидродинамические	Физико-химические	Термические	Комбинированные
1	2	3	4
1 Гидроразрыв пласта	1 Кислотные обработки соляной и глино кислотами, сульфаминовой, азотной и др.смесями на водной, спиртовой или кетоновой основах	1 Электропрогре в ПЗП	1 Термокислотная обработка
2 Гидропескоструйная перфорация точечная (ГПП), щелевая (ГППЩ)	2 Применение нефтерастворимых растворителей, спиртов, гликолей, кетонов	2 Партепловая обработка	2 Термогазохимическое воздействия (ТГХВ)
3 Создание управляемых циклических депрессий	3 Применение водонефтерастворимых ПАВ	3 Импульсно дозированное тепловое воздействие	3 Гидрокислотный разрыв пласта
4 Волновые и вибрационные методы	4 Обработка ПЗП ингибиторами солеотложений (комплексоны, сульфосоединения, этиленгликоли)	4 Пороховые генераторы и скважинные аккумуляторы давлений	4 Повторные перфорации в растворах ПАВ, агрессивных средах и при закачанной в пласт кислоте

Продолжение таблицы 5.3

5 Импульсионное воздействие	5 Обработка буровых растворов химреагентами	5 Горение в пласте	5 ГПП и ГППЩ с сохранением проницаемости пласта
6	6 Применение водо- и	6	6

Декомпрессионная обработка	нефтерастворимых полимерных соединений	Горючеокислительные смеси	Термоакустическое воздействие
7 Кавитационно-волновое воздействие	7 Кислотно-щелочные и метанольно-щелочные обработки	7	7 Электрогидравлическое воздействие
			8 Волновые и циклические воздействия
			9 Кислотные обработки с применением циклических методов (струйные аппараты)
			10 Гидрокислотный разрыв пласта
			11 Разрыв пласта порохowymi газами в кислотной среде

Способ кислотного воздействия на призабойную зону пласта: путем полной очистки прискважинной зоны от продуктов реакции и более полного прохождения реакции взаимодействия кислоты с горной породой. Воздействие будет эффективным в результате повторной перфорации за счет ударной взрывной волны эмульсии, которая образуется в процессе реакции кислоты с породой. В прискважинной зоне порода разрушается и дробится на мелкие разности, которые выносятся из пласта в процесс освоения. При перфорации испытывает ризабойная зона мощный термодинамический удар, который сопровождается созданием высоких температурных напряжений вследствие неравномерного распределения температуры в различных частях интервала перфорации и невозможности теплового расширения пласта по всей мощности. Минералы, которые слагают породу, имеют активные центры с избыточной свободной энергией, которая определяет ход химической реакции.

Таблица 5.4-Методы ограничения водопритокков в скважины

Селективные	Неселективные	Осадкообразующие
1	2	3
Закачивание углеводородных жидкостей высокой вязкости (мазут окисленный, битум и т.д.	Закачивание цементных растворов на водной основе	Закачивание осадкообразующих составов на основе силиката натрия и сульфатсодержащих соединений
Закачивание гидрофобиторов	Закачивание закупоривающих суспензий	Закачивание водных растворов силиката натрия и хлорида кальция
Закачивание цементных	Закачивание	Закачивание твердеющих

растворов на углеводородной основе	водорастворимых полимерных растворов	составов на основе поливиниловых спиртов и силиконатов натрия
Закачивание гелевых составов на основе кремнийорганики	Закачивание двух или трехфазных пен	
Составы на основе полифинилэтоксисилофенов, силиконатов натрия и **илсиликатов	Закачивание вязкоупругих систем ВУС	
Составы на основе отходов нефте-лесохимического производства	Закачивание водонефтяных гидрофильных эмульсий	
Закачивание водонефтяных гидрофобных эмульсий		

При создании термических напряжений во время повторной перфорации активные центры концентрируются на зернах минералов, и реакция горной породы с кислотой происходит полнее за счет увеличения избыточной свободной энергии минералов. Все описанные процессы, которые происходят в прискважинной зоне пласта, способствуют очистке флюидопроводящих каналов от продуктов реакции кислоты с горной породой и выносу их в ствол скважины.

Гидравлический разрыв пласта

Для раскрытия естественных и создания искусственных трещин различной протяженности в нефтегазовых скважинах производят ГРП, которое является эффективным гидромеханическим методом воздействия на пласт. Ю.П. Желтовым и С.А. Христиановичем были заложены теоретические основы ГРП (1957г). В настоящее время ГРП применяется в различных модификациях: поинтервальный, гидрокислотный разрыв пласта, массивированный, щадящий и так далее. Общим недостатком этого метода является то, что распространение трещин обусловлено напряженным состоянием пород и не контролируется технологически. В результате трещина может уходить за пределы продуктивного пласта, что снижает эффективность ГРП, а в случае наличия вблизи водоносного пласта может привести к преждевременному обводнению скважины. Трещины могут формироваться как вертикального, так и горизонтального направления. Лабораторные исследования свидетельствуют о том, что при градиенте давления разрыва в 0,0158 МПа/м трещины формируются преимущественно вертикального направления, при градиенте разрыва в 0,0223 МПа/м - горизонтального направления. С глубиной вероятность образования трещин в горизонтальном направлении увеличивается. Повышение эффективности ГРП можно достичь в терригенном коллекторе уменьшая прочность полимиктовых пород, снижая их упругость. Перед проведением ГРП проводят глубокую очистку солянокислотной обработкой пласта.

Качественное выполнение работ по ГРП в значительной степени зависит от свойств применяемых рабочих жидкостей. Рабочие жидкости используются для создания трещин, транспортирования и равномерного распределения по объему трещины расклинивающего агента. Технология проведения ГРП определяет ряд специфических требований, предъявляемых к рабочим жидкостям:

- малая фильтруемость в пласт необходима для создания протяженных трещин малыми объемами жидкостей при незначительных скоростях нагнетания;
- оптимальная вязкость для эффективной транспортировки и равномерного распределения расклинивающего агента;
- высокая термостабильность - для исключения возможности резкого снижения пескоудерживающей способности при достижении жидкостью низкие потери на трение в трубах и трещине - для снижения энергетических затрат при создании и закреплении трещины;
- обеспечение сохранности как абсолютной, так и фазовой проницаемости пород;
- обеспечение сохранности проницаемости системы «пласт-трещина» за счет наиболее полного извлечения жидкости и продуктов деструкции из созданных трещин и порового пространства пород;
- максимальная скорость процесса проведения ГРП и освоение скважины, низкая температура замерзания жидкости;
- экологическая безвредность и нетоксичность;
- минимальная стоимость;

Совершенствование *рецептур рабочих жидкостей* ведется по следующим направлениям: снижение затрат времени на приготовление жидкости, уменьшение потерь на трение в трубах и трещине, повышение песконесущей способности, уменьшение отрицательного влияния растворов на продуктивный пласт, повышение скорости и качества послеоперационного освоения скважины и т.п. Наиболее широкое распространение получили рабочие *жидкости на водной основе*. На начальном этапе развития гидравлического разрыва пласта применялись маловязкие жидкости на водной основе, загущаемые различными реагентами.

Жидкости для гидроразрыва в нефтяных скважинах могут быть приготовлены следующими способами. *Загущением нефти*. Известные вязкостные присадки к маслам, такие как полиизобутилен, полиметакрилат, которые вводятся в нефть в концентрациях, которые обеспечивают необходимую вязкость. Однако полиизобутилен (КП-5, КП-10, КП-20), и полиметакрилаты (ПМА «В-1», ПМА «В-2») дороги и дефицитны. Для обеспечения требуемой вязкости при загущении нефти необходимый расход их велик, что практически трудноосуществимо и экономически неоправданно. Более реалистично загущение нефти вязкими дорожными битумами с температурой размягчения 35°C и выше (марок БНД). Стоимость

жидкости в этом случае невысока, однако расход битума (порядка 50 % от объема жидкости) достаточно велик. *Химической обработкой* исходного продукта в месте использования жидкости разрыва, обеспечивающей необходимое повышение вязкости продукта. Исходный продукт должен быть транспортабелен, т.е. иметь низкую температуру застывания и невысокую вязкость, дешев и недефицитен, легко подвергаться химическим превращениям при добавлении небольшого количества обрабатывающего агента.

В качестве исходного продукта для приготовления жидкости для гидроразрыва может служить тяжелая смола пиролиза (ТСП). Смолы и асфальтены, содержащиеся в ТСП, не являются аналогами нефтяных смол и асфальтенов, а представляют, по существу, полициклические ароматические УВ. В структурах ароматических УВ в значительном количестве содержатся алкеновые связи, что определяет высокую реакционную способность компонентов ТСП. Термическая обработка ТСП позволяет резко увеличить его вязкость, получая битумообразный продукт - *пироласт*. Однако условия термообработки сравнительно жесткие: температура 250 °С - 260 °С, давление до 1 МПа, время на реакцию 16-12 ч.

Вместе с тем, для высокотемпературных пластов может понадобиться жидкость, имеющая вязкость при 80 °С более высокую, чем достигаемая обработкой ТСП $AlCl_3$. Поэтому были проведены опыты с обработкой ТСП последовательно 1,5 % $AlCl_3$ при 80 °С в течение 2 - 3 часов. Такая последовательная обработка ТСП $AlCl_3$ и $Na_2Cr_2O_7 \cdot 2H_2O$ позволяет достичь высокой его вязкости. Необходимо иметь в виду, что окисление бихроматом повышает содержание ПАВ обработкой только $AlCl_3$.

Виброциклические методы воздействия на прискважинную зону пласта

В России и за рубежом в последние годы были разработаны различные конструкции забойных устройств, предназначенных для обработки прискважинной зоны продуктивного пласта *упругими волнами*. Большой вклад в изучение влияния различных методов вибровоздействия внесли Ахметшин Э.А., Балашканд М.И., Валиуллин А.В., Вахитов Г.Г., Гадиев С.М., Галлямов М.Н., Кузнецов О.Л., Кузнецов Ю.А., Кучумов Р.Я., Нургалиев Р.М., Симкин Э.М., Тагиев Э.И., Федорцов В.К., Шагиев Р.Г., Шлеин Г.А., Ягафаров А.К., Ямщиков В.С. и др.

Существующие генераторы упругих волн, наиболее широко применяемые для обработки прискважинной зоны, можно разделить условно на *механические, гидромеханические, электромеханические, электрогидравлические и их комбинации*.

Известно, что воздействие на пласт высокочастотными колебаниями менее перспективно по сравнению с низкочастотными. Так, Вахитов Р.Г. и Симкин Э.И. (1985 г.) приводят теоретическое обоснование распространения акустических волн в зависимости от «сдвиговой вязкости» горных пород и глубины их залегания. Интенсивность акустического поля, по их мнению, находится в экспоненциальной зависимости от коэффициента поглощения

акустической энергии горной породой. В то же время коэффициент поглощения зависит от физических свойств горных пород и определяется по следующей формуле:

$$A=8\pi*\mu_{cp}v^2/(3\rho_{cp}*C_{cp}^2) \quad (5.4)$$

где μ_{cp} - средняя сдвиговая вязкость горной породы (~ 40 Пас);

ρ_{cp} — средняя плотность горной среды, кг/м³;

C_{cp} - средняя скорость звука в горной среде, м/с.

Расчеты позволили Симкину Э.И. сделать вывод о преимуществе низкочастотных колебаний перед высокочастотными.

С учетом выявленных недостатков существующих забойных устройств разработаны вставные гидравлические золотниковые вибраторы (ГВЗ-В- 53), работу которых обеспечивает один агрегат.

Для ускорения процесса освоения скважин, очистки ПЗП, выявления потенциальной продуктивности и гидродинамических параметров пласта применяются *струйные насосы*.

В последнее время получены результаты успешного применения технологии комплексного воздействия на прискважинную зону пласта, заключающуюся в *комбинировании физико-химических методов воздействия на ПЗП в комплексе со струйными аппаратами*. Подобные работы проведены на скважинах Приобского месторождения. На скважине 232 испытывался нефтенасыщенный пласт БС₅ в интервале 2643-2690 м. При испытании получен приток безводной нефти с максимальным дебитом 0,9 м³/сут при среднединамическом уровне (СДУ) 1214 метров. После подъема НКТ в скважину на колонне труб опустили струйный насос с пакером с опорой на забой. После запуска насоса скважина отработывалась в течение 1 часа при депрессии 10,8 МПа. Дебит нефти составил 9,6 м³/сут. По результатам исследований установлено, что происходит улучшение гидродинамических параметров прискважинной зоны пласта. Гидропроводность дефектной зоны увеличилась от 0,075 до 3,44 мкм²*см/МПа*с. Коэффициент продуктивности, рассчитанный по индикаторной диаграмме скважины, составил 0,35 м³/сутМПа, дебит скважины при этом увеличился до 16,8 м³/сут.

СОРО-технология или Система Оптимизации Добычи Нефти (SORO-System Oil Recovery Optimization) [17]

В отличие от названных выше технологий и методов увеличения суточной добычи нефти и коэффициента нефтеотдачи, СОРО-технология относится к категории реабилитационных методов. Она снижает те негативные явления, которые развились в призабойной зоне пласта (ПЗП) и зоне его дренирования за счет определенного отклонении от режима добычи, восстанавливает коллекторские свойства пласта, что и ведет в итоге к росту суточной добычи и конечной нефтеотдачи. Технология СОРО была разработана и запатентована американской фирмой. Её президент В. М.

Шапошников был приглашен Ухтинским государственным техническим университетом для презентации, которая весьма успешно прошла в ноябре 2005 г. в УГТУ, «Печорнипинефти», а также в Усинске – «ЛУКОЙЛ», «Северная нефть» и «Енисей».

Суть технологии. СОРО-технология применяется прежде всего на нефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождениях с газонапорным режимом, режимом газовой шапки или их комбинации с водонапорным режимом. На скважинах этих месторождений со временем, то ли в результате естественного снижения пластового давления, то ли при определенном нарушении технологического режима эксплуатации или добычи, *начинают расти газовый фактор*, газовый скин-эффект, водяной или газовый конуса. Относительная проницаемость по газу растет, а по нефти – падает. Все это и приводит к снижению продуктивности скважин. *Спектр применения.* Разработанные к настоящему времени модели СОРО-технологии применяются в нефтяных или нефтегазоконденсатных скважинах:

- фонтанирующих, которые находятся на зрелой стадии разработки, когда начинает заметно снижаться продуктивность скважин, растет газовый фактор и/или обводненность;
- газлифтных, т. е. оборудованных газлифтом после наступления стадии снижения добычи и роста газового фактора и/или обводненности.

Технические и программные средства технологии. Главным и единственным техническим средством СОРО-технологии являются запатентованные в США забойные устройства в виде многопараметрической трубки Вентури или сопла Лаваля. Их прародителем был стандартный забойный штуцер, от которого их отличает современный высокоточный расчет формы и размеров применительно к каждой скважине индивидуально, полностью соответствующим новым параметрам системы пласт-скважина.

Программное обеспечение СОРО-технологии осуществляется разработанным комплексом компьютерных программ, увязывающих в единую цепочку все процессы системы пласт-скважина и обладающих обратной связью. *Практика применения и эффективность.* СОРО-технология применялась в ряде стран с различными геологическими условиями, в основном на зрелой стадии разработки месторождений. На ранней стадии создания технологии она применялась в Западной Сибири, затем при дальнейшем совершенствовании – в различных штатах США (Тексас, Луизиана), в Венесуэле, Мексике, Узбекистане, на суше и на море. Диапазон глубин скважин от 2000 м до 5500 м. Суточный дебит скважин колебался от 1-2 до сотен тонн в сутки, обводненность от 5 до 40-50 %.

Применение СОРО-технологии позволило снизить обводненность на 40-50 % и увеличить дебит нефти на величину от 10 % до 60 %, удерживая его от нескольких месяцев до 1-1,5 лет. СОРО технологии провели исследования по оптимальному режиму реабилитации скв. 100 месторождения Ю.-Кыртаель, который был сделан по просьбе компании

«ЛУКОЙЛ-Коми». Здесь за 2 последних года эксплуатации (2004-2006гг.) суточный дебит нефти снизился с 57 м³/сут до 35 м³/сут, т.е. почти на 40 %. Газовый фактор ГФ за тот же период вырос до 2440 м³/т, или почти в 3 раза больше, по сравнению с соседним Кыртаельским месторождением, прорвался большой газовый конус со всеми вытекающими негативными последствиями вплоть до перехода скважины на газовый режим.

Расчеты по программе СОРО на летний период 2006 года показали, что немедленное применение СОРО технологии позволит в первые же 2 недели снизить ГФ на примерно 34 %, а суточный дебит поднять на 10 м³/сут, или на 28,5 %. Важнейшим показателем высокой эффективности СОРО-технологии является то, что наряду с увеличением суточной добычи одновременно возрастает на 30-45 % достигнутый коэффициент КИН. Наряду с описанными выше технико-технологическими преимуществами СОРО-технологии важно, выделить ее экономическую составляющую, которая складывается из нескольких элементов:

- стоимость услуг СОРО по реабилитации каждой скважины конкурентна с любой современной технологией, как для скважинных, так и для площадных методов в пересчете на скважину;
 - срок окупаемости каждой установки колеблется от 1-2 недель до 1-2 месяцев в зависимости от состояния скважины, пласта и режима эксплуатации;
- использование упомянутой мандрели в тандеме с ЗУ исключает необходимость проведения дорогостоящих и длительных спуско-подъемных операций с НКТ для крепления ЗУ;
- себестоимость добычи нефти с СОРО в связи с увеличением нефтеотдачи значительно сокращается, что чрезвычайно важно для экономики добывающего предприятия;
- увеличение коэффициента нефтеотдачи дренируемой зоны каждой скважины от достигнутой на величину до 30-45 % может привести к достижению конечной нефтеотдачи ее до величины 50 %, что практически в мире достигается чрезвычайно редко; при этом допускается полное исключение необходимости весьма дорогостоящего площадного заводнения, а также во многих случаях сгущение сетки добывающих скважин.

5.6 Задачи геолого-промыслового контроля разработки

Изучение и анализ процесса извлечения УВ из недр – суть геолого-промыслового контроля разработки. Выявление факторов, влияющих на динамику добычи и обводнения залежи нефти, полноту выработки запасов и другие показатели, характеризующие процесс разработки в целом на разном его этапе.

Эффективность контроля разработки в значительной мере зависит от объема и регулярности проведения опытно-промышленных и промысловых исследований по выявлению влияния различных факторов на полноту

извлечения из недр нефти. Сюда относится изучение влияния плотности сетки скважин на темп отбора и нефтеотдачу, проведение глубинных исследований гидродинамическими методами, осуществление различных промысловых исследований (замеры дебита, приемистости, обводненности и т. д.), химические анализы нефти и воды, радиометрические исследования, определение особенностей выработки пластов с помощью расходомеров, дебитометров и др. Большое значение имеет проведение ГМИС исследований, с помощью которых решаются различные технические и геолого-промысловые задачи. В комплексе с геолого-промысловыми данными они дают возможность систематически следить за положением ВНК и контуров нефтеносности, устанавливать направление и скорость движения жидкости в пласте, выявлять не вырабатываемые пласты и участки залежи, определять ряд параметров, которые позволяют оценивать заводненный объем залежи и коэффициент нефтеотдачи на разных стадиях разработки, а также решать различные задачи по техническому состоянию скважин и их обводнению. Всестороннее использование указанных методов дает возможность для обоснования необходимых мероприятий по улучшению системы разработки в целях эффективного и полноценного извлечения из недр нефти.

Весь период разработки нефтяного эксплуатационного объекта подразделяют на четыре стадии (рисунок 5.1):

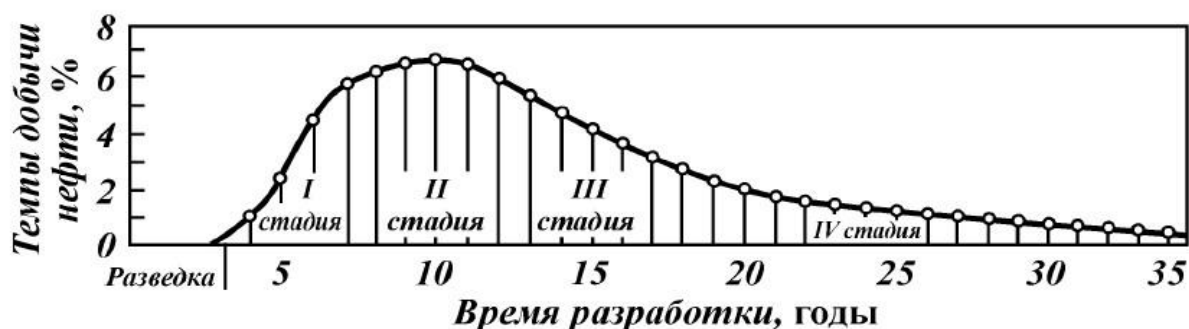


Рисунок 5.1 – Стадии разработки эксплуатационного объекта

Первая стадия промышленного освоения эксплуатационного объекта, которая характеризуется ростом добычи нефти при малой ее обводненности. На этой стадии производится разбуривание скважин основного фонда и освоение системы заводнения, если необходимо. Стадия заканчивается выходом на максимальный проектный уровень добычи нефти. По разным объектам продолжительность первой стадии изменяется от 1 до 7-8 лет, определяется технико-экономическими характеристиками.

Вторая стадия поддержания высокого более или менее стабильного уровня добычи нефти, нарастания обводненности скважин и перехода их с фонтанной добычи на механизированную. Продолжительность второй стадии по объектам с разными характеристиками находится в основном в пределах от одного-двух годов до 8-10 лет. К концу стадии добывается 40-70 % извлекаемых запасов нефти, максимальные темпы отбора 10-12 %.

Третья стадия – стадия значительного снижения добычи нефти. Наблюдается прогрессирующее обводнение продукции и выход части скважин из числа действующих. К концу третьей стадии добывается 80-90 % извлекаемых запасов нефти, степень выработки, как правило соответствует обводненности, которая достигает к концу периода 80 %.

Четвертая стадия – характеризуется низкими дебитами нефти, высокой обводненностью всех скважин. Продолжительность четвертой стадии обычно велика и нередко соразмерна с продолжительностью всего основного периода. На этой стадии из объектов при темпах разработки 2% и менее отбирается 10-25 % извлекаемых запасов нефти.

Первые три стадии составляют основной период разработки, четвертую называют завершающим периодом. Задачи геолого-промыслового контроля и применения методов повышения эффективности разработки нефтяных и газовых месторождений разные и актуальны в настоящее время на третьей и четвертой (завершающей) стадиях разработки.

5.7 Методы повышения нефтеотдачи пластов

В связи с внедрением в практику разработки нефтяных месторождений метода заводнения *проблема выбора оптимальных темпов* разработки месторождений стала актуальной, но осталась трудно разрешимой [3,4,5,6,7,37,38,39,40,41,42].

Более чем 40-летний опыт разработки до сих пор содержит противоречия в решении практических вопросов по влиянию темпов отборов нефти на КИН. Противоречивость представлений по данной проблеме можно объяснить некорректностью процессов моделирования по сравнению с разнообразием реальных условий. Промысловые исследования по влиянию на КИН темпов обводнения (водонефтяного фактора - ВНФ) и охвата пластов заводнением подтверждают его сложную связь с конечной нефтеотдачей. Особенно актуальной эта проблема стала в последние 10 лет в связи с неоправданным сокращением исследовательских работ по контролю за разработкой нефтяных месторождений различными методами.

Следует ли интенсифицировать процесс разработки за счет заводнения или другого метода? Чтобы определить, какие следствия вытекают из этих противоречивых исследований, необходимо кратко объяснить характерные позиции по данной задаче. *Классификация современных методов увеличения нефтеотдачи пластов.* Существующие методы увеличения нефтеотдачи пластов условно разделяют на пять групп.

Тепловые методы:

паротепловое воздействие; внутрискважинное горение; вытеснение нефти горячей водой; пароводяная обработка скважин.

Газовые методы:

воздействие на пласт углеводородными газами (в т.ч. ШФЛУ); воздействие на пласт двуокисью углерода; воздействие на пласт азотом, дымовыми газами и др.

Химические методы:

- вытеснение нефти водными растворами ПАВ (включая пенные системы); вытеснение нефти водными растворами полимеров и другими загущающими агентами (метилцеллюлоза, ПДС и т.д.); вытеснение нефти щелочными растворами; вытеснение нефти кислотой; вытеснение нефти химическими компонентами (мицеллярными растворами и т.д.); системное воздействие на прискважинную зону пластов; микробиологическое воздействие.

Физические методы:

- электромагнитное воздействие; волновое воздействие; гидроразрыв пласта; горизонтальные скважины.

Гидродинамические методы:

вовлечение в разработку недренируемых запасов; барьерное заводнение на газонефтяных залежах; нестационарное (циклическое) заводнение; ступенчато-термальное заводнение.

Метод приконтурного заводнения применяют на месторождениях с низкой проницаемостью продуктивных пластов в части, заполненной водой. Поэтому нагнетательные скважины располагают либо вблизи контура нефтеносности, либо непосредственно на нем.

Метод внутриконтурного заводнения применяется для интенсификации разработки нефтяной залежи, занимающей значительную площадь. Сущность этого метода заключается в искусственном «разрезании» месторождения на отдельные участки, для каждого из которых осуществляется нечто подобное законтурному заводнению. Методами заводнения искусственно создается жестководонапорный режим работы залежи.

Для поддержания пластового давления применяют также ***метод закачки газа в газовую шапку нефтяного пласта***. В этих целях используют нефтяной газ, отделенный от уже добытой нефти. Благодаря закачке газа увеличивается давление на нефтяную часть залежи, и дебиты нефтяных скважин растут. В качестве нагнетательных в этом случае используют отработавшие нефтяные скважины, вскрывшие верхнюю часть продуктивного пласта, или бурят специальные скважины. Нагнетание газа в пласт производят при давлениях выше пластового на 10-20 %.

Как видно, при закачке газа в газовую шапку искусственно создается газонапорный режим работы залежи. В настоящее время этот метод применяют редко в связи с дороговизной процесса и дефицитностью самого газа.

Для ***повышения нефтеотдачи*** применяются следующие способы: закачивание в пласт воды, обработанной ПАВ; вытеснение нефти растворами полимеров; закачивание в пласт углекислоты; нагнетание в пласт теплоносителя; внутрипластовое горение; вытеснение нефти из пласта растворителями.

При ***закачке в нефтяной пласт воды, обработанной ПАВ***, снижается поверхностное натяжение на границе «нефть-вода», что способствует

образованию маловязкой эмульсии типа «нефть в воде», для перемещения которой необходимы меньшие перепады давления. Одновременно резко снижается и поверхностное натяжение на границе нефти с породой, благодаря чему она более полно вытесняется из пор и смывается с поверхности породы. Концентрация наиболее эффективных ПАВ в воде при заводнении пластов не превышает 0,05 %.

При вытеснении нефти водой нередки случаи, когда вследствие различия вязкостей жидкостей или разной проницаемости отдельных участков пласта имеет место опережающее продвижение воды по локальным зонам пласта. Это приводит к недостаточно полному вытеснению нефти. Вытеснение нефти растворами полимеров, т.е. водой с искусственно повышенной вязкостью, создает условия для более равномерного продвижения ВНК и повышения конечной нефтеотдачи пласта.

Для загущения воды применяют различные водорастворимые полимеры, из которых наиболее широкое применение для повышения нефтеотдачи пластов нашли полиакриламиды (ПАА). Они хорошо растворяются в воде и уже при концентрациях 0,01-0,05 % придают ей вязкоупругие свойства.

Роль раствора полимеров могут выполнять также пены, приготовленные на аэрированной воде с добавкой 0,2- 1 % пенообразующих веществ. Вязкость пены в 5- 10 раз больше вязкости воды, что и обеспечивает большую полноту вытеснения нефти.

При *закачке в пласт углекислоты* происходит ее растворение в нефти, что сопровождается уменьшением вязкости последней и соответствующим увеличением притока к эксплуатационной скважине.

Опыт разработки залежей нефти показывает, что при снижении температуры в порах пласта происходит выпадение асфальтенов, смол и парафинов, затрудняющих фильтрацию. В пластах, содержащих высоковязкую нефть, даже незначительное снижение температуры в процессе разработки существенно снижает эффективность ее добычи. Поэтому одним из путей повышения нефтеотдачи является применение теплового воздействия на пласт.

Нагнетание в пласт теплоносителя (горячей воды или пара с температурой до 400 ° С) позволяет значительно снизить вязкость нефти и увеличить ее подвижность, способствует растворению в нефти выпавших из нее асфальтенов, смол и парафинов.

Метод *внутрипластового горения* заключается в том, что после зажигания тем или иным способом нефти у забоя зажигательной скважины в пласте создается очаг горения за счет постоянного нагнетания с поверхности воздуха или смеси воздуха с природным газом. Образующиеся впереди фронта горения пары нефти, а также нагретая нефть с пониженной вязкостью движутся к эксплуатационным скважинам и извлекаются через них на поверхность.

При *вытеснении нефти из пласта растворителями* в качестве

вытесняющей фазы используются растворимые в нефти сжиженные пропан, бутан, смесь пропана с бутаном. В пласте они смешиваются с нефтью, уменьшая ее вязкость, что ведет к увеличению скорости фильтрации.

Для *повышения газоотдачи* применяют кислотные обработки скважин, гидроразрыв пласта, торпедирование скважин, а также отбор газа из скважин под вакуумом.

Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи

Нестационарное заводнение объектов разработки. Полнота охвата пласта заводнением и его нефтеотдача резко снижаются при повышенной геологической неоднородности объектов разработки. В неоднородных коллекторах закачиваемая вода прорывается к добывающим скважинам по высокопроницаемым прослоям и зонам, оставляя невытесненной нефть в малопроницаемых прослоях, зонах, участках, особенно у линий замещения при наличии глинизации коллекторов. Этот отрицательный эффект более ярко выражается при вытеснении высоковязких нефтей водой. Дополнительный охват заводнением не вовлеченных в разработку нефтенасыщенных объемов способствует повышению нефтеотдачи и уменьшению объемов попутно добываемой воды.

Таким методом, применяемым в рамках обычно используемых систем разработки нефтяных месторождений с заводнением, стал метод *нестационарного заводнения*. Начало внедрения его относится к 60-м годам прошлого столетия. Метод предусматривает попеременное изменение режима нагнетания воды в пласт по группам нагнетательных скважин с целью создания в нем периодических нестационарных перепадов давления между высоко- и низкопроницаемыми частями коллектора, что, в конечном итоге, увеличивает коэффициент охвата разработкой.

При правильном обосновании технологии процесса в вариантах циклики и метода изменения направления фильтрационных потоков можно обеспечить до 10 % повышения нефтеотдачи, по отношению к обычному стационарному заводнению, и прирост добычи нефти до 15 - 20 %. Причем метод можно использовать как на ранней, так и на поздней стадиях разработки месторождения, независимо от форм сеток добывающих и различного размещении нагнетательных скважин.

Физический смысл метода, который предусматривал увеличение упругого запаса пластовой системы путем периодического повышения и снижения давления нагнетания воды. Это является предпосылкой для возникновения внутри пласта нестационарных перепадов давления и соответствующих нестационарных перетоков жидкости между слоями разной проницаемости. При этом в полуцикл повышения давления нагнетания вода из слоев с большей проницаемостью внедряется в малопроницаемые слои, а в полуцикл снижения давления нефть из малопроницаемых прослоев перемещается в невысокопроницаемую часть коллектора» [39,42].

Исследования показали, что степень удержания малопроницаемыми

прослоями внедрившейся в них воды зависит от продолжительности полупериода снижения давления нагнетания, а полупериоды следует со временем увеличивать. В пластах с высоким начальным содержанием остаточной воды капиллярное перераспределение жидкостей, насыщающих неоднородный коллектор, происходит интенсивнее. При этом темп извлечения нефти с увеличением вязкости снижается незначительно.

Технология реализации циклического заводнения заключается в периодическом отключении нагнетательных скважин в рядах (через одну) и сменой их роли через расчетное время (15-30 суток).

Промысловые испытания метода, впервые внедренного на Трехозерном месторождении, привели в последующем практически к повсеместному внедрению его на месторождениях Западной Сибири. Много лет он в вариантах периодического отключения групп нагнетательных скважин (по три-четыре) проводится на крупном Мамонтовском месторождении в сочетании циклики с методом смены направления фильтрационных потоков. В настоящее время продолжается промышленный эксперимент на Ермаковском месторождении. Следует отметить, что внедрение циклики возможно в условиях, когда приемистость нагнетательных скважин обеспечивает безопасный процесс в зимних условиях на месторождениях Западной Сибири: если приемистость ниже 200 м³/сут, процесс может в зимнее время привести к замерзанию водоводов. Реально на таких объектах разработки проведение циклического заводнения возможно только в летний сезон. При составлении программ проведения циклического заводнения исходят из того, что средний уровень закачивания воды в период циклического заводнения должен быть равен среднему уровню закачивания в период обычного заводнения для цели поддержания пластового текущего давления в пласте на уровне первоначального. В ВНИИ в начале 70-х годов была создана математическая модель процесса (О.Э. Цынковой), были исследованы влияния различных факторов на эффективность технологии, которые расширили представление о циклических процессах заводнения.

Уплотнение сеток скважин

Плотность сетки скважин (ПСС) есть отношение площади залежи F к числу скважин n (*добывающих и нагнетательных*).

В.Н. Щелкачёв для количественной оценки характеристики данного понятия предложил ввести термин «удельная плотность сетки скважин» (УПС). Под УПС понимается площадь нефтеносности в пределах внешнего контура ВНК, разделённая на число эксплуатационных и нагнетательных скважин, это интегральный показатель. Особенность его в том, что он усреднённо даёт информацию о продуктивном пласте.

В.Н. Щелкачёв, исходя из соответствующей модели разработки, получил следующую приближённую зависимость между коэффициентом нефтеотдачи и УПС:

$$\text{КИН} = K_{\text{выт}} e^{-a_{\text{Суд}}} \quad (5.5)$$

где a — коэффициент пропорциональности, зависящий от ФЕС пластов и свойств пластовых флюидов;

$S_{уд}$ — удельная площадь (т.е. УПС);

$K_{выт}$ -коэффициент вытеснения нефти из пласта.

В соответствии с приведенной формулой были рассчитаны КИН для некоторых нефтяных месторождений (таблица 5.5). Из приведённых данных следует, что при росте величины удельной площади наблюдается устойчивая тенденция снижения КИН.

По гидродинамической сути уплотнение сеток скважин приводит к перераспределению фильтрационных потоков в объеме пласта. Опыт разработки и результаты анализа по выработке запасов обнаруживают наличие целиков нефти, в том числе плохо промытых объемов, между скважинами, обводненность которых приближается к предельной. Пробуренные скважины из фонда уплотнения между скважинами первоначальных сеток дают притоки или безводной нефти, или нефти с малым процентом содержания воды в продукции скважин. Необходимость уплотнения сеток скважин обосновывается анализом разработки месторождений по уже внедренным вариантам. При этом *уплотнение может быть*: вторичным (на уже разбуренных по первоначальным сеткам участках); первичным (на новых неразбуренных участках, на которых обоснована необходимость бурения более плотных сеток скважин).

В том и другом случае принятые решения по регулированию процесса разработки эксплуатационного объекта приводили к увеличению коэффициентов охвата пласта воздействием и заводнением, что, в конечном итоге, увеличивает КНО, таблица 5.5.

Таблица 5.5 - Зависимость КИН от удельной площади $S_{уд}$ для ряда нефтяных скважин месторождений

Месторождение	$S_{уд}$, га/скв					
	2	10	20	30	40	100
Восточный Техас	0,8	0,78	0,76	0,73	0,71	0,59
Бавлинское	0,74	0,72	0,69	0,67	0,65	0,52
Туймазинское, Д ₂	0,69	0,65	0,60	0,56	0,51	0,32
Ромашкинское	0,68	0,62	0,55	0,48	0,43	0,21

Практически все месторождения нефти в Западной Сибири подверглись трансформированию систем разработки, в частности в направлении пересмотра первоначально запроектированных сеток скважин. На однородные пласты проектировались редкие сетки скважин (700x800 м - на пласт БВ₈ Самотлорского месторождения - 56 га/скв; 750x750 м - на верхние пласты Усть-Балыкского месторождения более 56 га/скв). По мере разбуривания (освоения) месторождений выяснялось, что пласты более неоднородные и неполный охват пластов воздействием первоначальных сеток. Между скважинами первичных сеток потребовалось бурить скважины

вторичного уплотнения. Для разбуривания менее продуктивных водонефтяных зон, где эффективная нефтенасыщенная толщина пластов снижалась до 4-5 м, сочли целесообразным уплотнять сетки до 24 и даже до 16 га/скв.

Оказалось, что уплотнение сетки в 2 раза (от 32 до 16 га /скв) в условиях рядного разбуривания увеличивает КИН примерно на 8 %, для площадных систем заводнения прирост нефтеотдачи достигает 5-6 %.

Как следует из приведенных зависимостей, переход с пятирядной системы размещения скважин на площадные системы заводнения увеличивает КИН примерно на 8 %.

В практике разработки нефтяных месторождений Оренбургской области наибольшее распространение получили батарейные, рядные и равномерные системы размещения сетки скважин плотностью 16-36 га/скв, с расстоянием между скважинами от 400 до 600 м. Плотность размещения скважин в сочетании с интенсивным заводнением экономически оправдала себя. Месторождения в южной части области разбуриваются более редкими сетками 700х700 и 750х750м, это обусловлено более большими глубинами залегания продуктивных пластов.

Форсированные отборы жидкости

Форсированные отборы жидкости (ФОЖ) как самостоятельный метод интенсификации добычи нефти были разработаны и внедрены в Азербайджане. Пионерами этой прогрессивной (в середине 30-х годов прошлого века) технологии были В.Н. Щелкачёв, С.Т. Овнатанов, К.А. Карапетов и др. В результате научных исследований и многочисленных промысловых работ было установлено, что при увеличении градиентов давлений в зонах отбора начинается поступление нефти в продукцию скважин из низкопроницаемых частей пласта. В технологическом отношении сущность метода заключается в постоянном увеличении отборов пластовой жидкости. Суть состоит в том, что при повышении депрессии на пласт создаётся перепад давления между пропластками с разной проницаемостью. За счёт этого нефть из более нефтенасыщенного низкопроницаемого коллектора вовлекается в поток и выносится на поверхность. В.Н. Щелкачёвым сформулированы основные критерии выбора объектов для проведения таких работ [26]:

залежь нефти подвержена активному давлению пластовых вод; скважины обладают достаточно высокими продуктивностями и динамическими уровнями; разрабатываемый объект должен находиться на поздней стадии разработки и иметь высокую степень обводнённости; с увеличением темпа отбора жидкости содержание нефти в продукции не уменьшается или остаётся на прежнем уровне; в скважинах не наблюдаются процессы пробкообразования; нормальное техническое состояние скважин; высокая проницаемость пласта; наличие условий, которые обеспечивают применение высокопроизводительного скважинного оборудования. При этом могут быть использованы погружные электронасосы, глубинные насосы

большой производительности, компрессорные подъёмники.

Вопрос о целесообразности проведения ФОЖ решается построением зависимости доли нефти в продукции от дебита жидкости $q_n = f(g_{\text{ж}})$.

При расчётах ожидаемых дебитов и обоснования применения форсированных отборов жидкости рекомендуется пользоваться методикой М.К. Мамедова и Б. М. Саркисяна. По данной методике строятся две зависимости: «среднесуточная добыча нефти на одну скважину - годы работы», «водо-нефтяной фактор - годы работы».

В целом для прогнозирования объёмов добычи жидкости и нефти при планировании ФОЖ необходимо решить две основные задачи:

- 1) разработать математическую модель фильтрации нагнетаемой в скважины воды в условиях двухслойной среды;
- 2) разработать математическую модель влияния увеличения объёмов закачивания воды на изменение дебитов жидкости добывающих скважин, работающих на форсированных режимах.

Известно, что призабойная зона (ПЗП) нагнетательных скважин в результате многолетней работы в условиях знакопеременных нагрузок претерпевает значительные изменения. Как правило, её фильтрационные характеристики существенно отличаются от первоначальных параметров пласта. Происходит это в основном по двум причинам: первая - за счёт искусственно формирующейся трещиноватости пород в ПЗП, вторая - за счёт загрязнения ПЗП в процессе заводнения. Радиусы этих зон могут достигать десятков метров. В том и в другом случае условия фильтрации воды резко отличаются от условий однородного пласта.

Суммарный дебит (Q) добывающих скважин рассчитывается по формуле:

$$Q = (\Phi_k - \Phi) / (L / 2\sigma nh) = (\Phi - \Phi_c) / (R_e + R_i) \quad (5.6)$$

где R_e внешние и R_i — внутренние сопротивления;

L -длина полосовой залежи;

σ –расстояние между скважинами в ряду.

Применение метода форсированных отборов при испытании водонефтяных объектов в разведочных скважинах Западной Сибири приводило к их устойчивому фонтанированию (Федорцов В.К., Салманов Ф.К. и др., 1976 г.).

Опыт перевода добывающих скважин на форсированные отборы накоплен в Западной Сибири, в основном на Мегионском, Самотлорском, Усть-Балыкском, Правдинском, Приобском, Мамонтовском, Мало-Балыкском и Приразломном месторождениях (Щелкачёв В.Н., Казаков А.А.). Например, за счёт применения ФОЖ и оптимизации режимов работы скважин и ОАО «Юганскнефтегаз» было дополнительно получено 380 тыс. т. нефти (Еникеев Р.Р., 2000 г.).

Оценку эффективности метода ФОЖ из этих соображений можно было сделать, используя данные по отдельным участкам, блокам, залежам, так как

результаты по отдельным скважинам привели бы к искажению результатов из-за недоучета эффектов интерференции скважин. Потребовалась статистическая обработка промысловых данных [16]. Анализ проведен по Шкаповскому, Туймазинскому месторождениям (девонские залежи). Для диапазона обводненностей скважин 50-90 % и более анализ показал, что увеличение отборов жидкости приводило к уменьшению темпа падения добычи нефти, а иногда и к приросту добычи. Конечные результаты по КНО, к сожалению, не оценены (эксплуатация залежей продолжается).

Из анализа темпов отборов жидкости по некоторым месторождениям ОАО Оренбургнефть на разных стадиях разработки выявлено: на первой стадии выработки отбор жидкости всех залежей рос, на второй стадии-или оставался постоянным, или несколько увеличивался, на третьей стадии наблюдалось разнообразие: постоянство, снижение или увеличение темпов отборов жидкости. Все залежи были поделены на три группы: залежи с высокими темпами отбора жидкости Герасимовское (Б2-7,3 %), Курманаевское (Б2-4,5 %), Грасимовское (А4-5,6 %), Курманаевское (Т2-5,1 %); залежи низкими темпами отбора жидкости Султангулово-Заглядинское (Д1-1,8 %), Тананыкское (Б2-1,2 %), Самодуровское (Дф-1,9 %), Зайкинское (Д5-2,1 %); залежи со средними темпами отбора жидкости все остальные из рассматриваемых. Обводненность залежей была тесно связана с текущим и накопленным водонефтяным фактором.

Тепловые методы увеличения нефтеотдачи пластов

Для повышения нефтеотдачи при определённых условиях целесообразно увеличивать температуру пласта, т. е. воздействовать на динамическую вязкость, плотность нефти и ее межфазное взаимодействие. Для этого применяют нагнетание в пласт нагретой воды. Вода обладает наилучшими теплофизическими свойствами, то есть способна переносить гораздо большее количество тепла, приходящегося на единицу массы, чем любая другая жидкость в любом агрегатном состоянии. Характеристикой влажного пара является так называемая «сухость» пара - массовая доля насыщенного пара во влажном. Однако следует отметить, что за исключением особых случаев для нагнетания в пласт нецелесообразно использовать перегретый пар [Ж. Бурже].

Впервые опыты по тепловому воздействию на пласт в СССР были начаты в 30-е годы прошлого века А.Б. Шейманом и К.К. Дуброваем. В последующем тепловые методы прошли этапы теоретических, лабораторных и промысловых исследований. В результате были определены следующие технологии: закачивание в пласт горячей воды; нагнетание в пласт пара; создание внутрипластовых движимых очагов горения (ВДОГ).

При нагнетании в пласт горячей воды происходит понижение вязкости нефти, расширение нефти и горных пород, улучшение смачиваемости пород водой, изменение характера проявления молекулярно-поверхностных сил.

По расчетам, при нагнетании горячей воды ($t = 170\text{ }^{\circ}\text{C}$) прирост нефтеотдачи может составить 16-17 % при высокой начальной вязкости

нефти (250-300 мПа·с) и продолжительности процесса не менее 8-10 лет. При вязкостях в 150 и 33 мПа·с приросты в КНО, соответственно, составляют 8-11 и 4-5 %. Закачивание горячей воды ведется длительное время в пласты месторождений Мангышлака, нефти которых содержат около 28 % парафина. Закачивание пара ведется также на месторождениях о. Сахалина (г. Оха, Катанг-ли) и Республики Коми. При нагнетании в пласт пара схематично можно выделить 4 зоны (рисунок 5.2).

При проведении ВДОГ (внутрипластового движущегося очага горения) порода вместе с насыщающей ее нефтью может рассматриваться горючим объектом с высокой степенью зольности (95-85 %).



Рисунок 5.2 - Схема распределения температуры в пласте при нагнетании пара

Это горючее поджигается, и его горение поддерживается нагнетанием в пористую среду окислительных агентов (воздуха, смеси кислорода с газом). Нефть поджигается через скважину при помощи горелок различной конструкции (электрических, огневых) или химическим способом. Нагретая порода прогревает движущийся через нее окислитель до температуры выше воспламенения «кокса» и нефти. При нагнетании окислителя расширяется зона (очаг горения), температура которого поддерживается высокой за счет сгорания части нефтепродуктов, граница которой продвигается в глубь пласта. Продукты горения, продвигаясь по пласту, эффективно вытесняют нефть. Процесс протекает как автотермический, т.е. продолжается непрерывно за счет непрерывного образования продуктов горения (типа кокса). Схема процесса приведена на рисунке 5.3.

По данным авторов, масса коксоподобного материала, расходуемого на горение, составляет 1-2 % от массы породы; по расчетным и экспериментальным данным КНО с легкими нефтями может достигать 80-85 %, с тяжелыми - более 70 %. Были отработаны технологии сухого и влажного горения. При сухом горении расход воздуха на 1 т нефти колеблется от 400 до 3000 м³. При сверхвлажном горении водо-воздушное отношение составляет 0,002-0,01 м³/м³, при сухом 0,0004-0,0002 м³/м³.

Промышленные испытания метод прошел на месторождениях Азербайджана, Краснодарского края (месторождение Павлова Гора), в Западной Сибири (Русское месторождение). *Пароциклический* метод используется наравне с методом непрерывного вытеснения нефти, который включает три последовательные фазы, создающие цикл: фаза нагнетания; фаза ожидания (скважина закрыта); фаза извлечения нефти (пуск скважины в

работу).

Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов

Вытеснение нефти водными растворами ПАВ. В начале 60-х годов прошлого столетия усиленно изучались способы улучшения вытесняющей способности воды за счет введения в нее различных активных агентов.

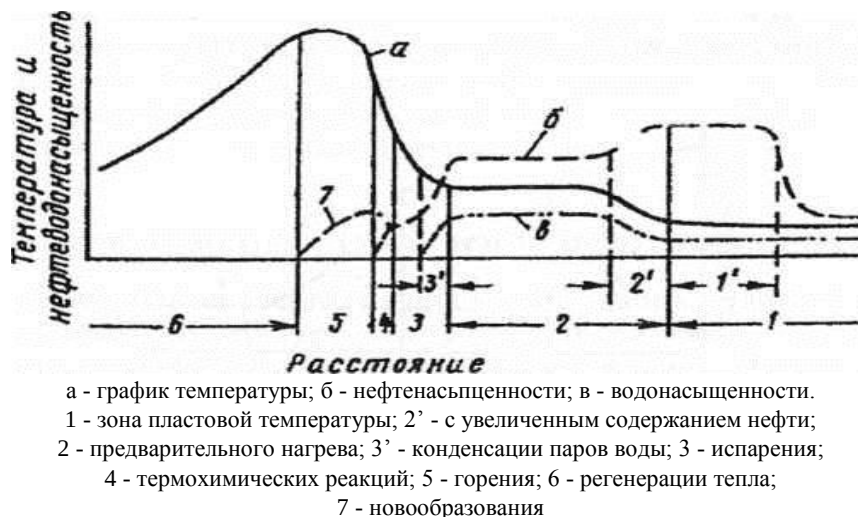


Рисунок 5.3 - Схема процесса внутрипластового горения (по А.Б Шейману, Г.Е. Малофееву, А.И. Сергееву):

В качестве агентов применялся углеводородный газ, полимеры, ПАВ, щелочи, кислоты. Цель заключалась в том, чтобы повысить охват пластов заводнением и устранить или уменьшить отрицательное влияние сил, удерживающих нефть в заводненных зонах пластов. Прежде всего это гидродинамические методы повышения нефтеотдачи, как циклическое воздействие на пласты, изменение направления фильтрационных потоков и форсированный отбор жидкости из добывающих скважин. Дальнейшим развитием заводнения было применение физико-химических методов (занижение с использованием ПАВ, полимерное заводнение, щелочное заводнение и др.). К ним же можно отнести вытеснение нефти двуокисью углерода (CO_2) и мицеллярно-полимерное заводнение. Введение ПАВ в закачиваемые воды изменяет поверхностные и смачивающие свойства жидкостей на контактах в пористых средах. По химическому составу все ПАВ делятся на анионоактивные, катионоактивные и неионогенные. Если углеводородная часть молекулы ионогенного ПАВ входит в состав аниона, образующегося в водном растворе, то соединение относят к анионоактивному ПАВ. Соответственно, катионоактивные ПАВ образуют в водных растворах катионы, содержащие длинные цепи углеводородных радикалов. В неионогенных ПАВ не содержатся ионизирующиеся гидрофильные группы.

В ОАО Татнефть по объемам внедрения методов заводнения с ПАВ на втором месте после закачки серной кислоты. Все закачено более 56 тыс.т водорастворимых 20 тыс.т малорастворимых ПАВ, в том числе 47 и 14

тыс.т соответственно на Ромашкинском месторождении, на котором за счет закачки ПАВ добыто более 3 млн.т нефти.

Поверхностная активность ПАВ обусловлена строением их молекул, которые имеют асимметричную структуру, состоящую из полярных и неполярных групп. Неполярной и нерастворимой в воде частью молекулы являются гидрофобный алкильный, арильный или алкиларильный радикал, а полярную водорастворимую часть представляет полиэтиленгликолевый или пропиленгликолевый остаток.

Различие разделения ПАВ на ионогенные и неионогенные состоит в разной способности диссоциировать в водном растворе. В свою очередь, ионогенные делятся на анионоактивные и катионоактивные. Основной особенностью неионогенных ПАВ является способность образовывать нерастворимые или малорастворимые осадки кальция и магния. Неионогенные ПАВ обладают большей поверхностной энергией, т.е. способностью интенсивного снижения поверхностного натяжения на границе раздела фаз. Важным их свойством является способность растворяться без остатка в композициях различного солевого состава.

Хорошо растворяются в пластовых условиях неионогенные ПАВ типа ОП-7, ОП-10 (оксиэтилированные алкилфенолы), дисолван (4411, 4412), иревоцелл и др. Неионогенные ПАВ в условиях терригенных коллекторов снижают степень набухаемости глинистых минералов, что играет немаловажную роль в процессе нефтедобычи. Обладая такими свойствами, неионогенные ПАВ находят более широкое применение в нефтепромысловом деле. Примером катионоактивных ПАВ является карбозолин О, который используется для гидрофобизации песчаников.

Установлено, что ионогенные ПАВ адсорбируются на поверхностях минералов в большей степени, чем неионогенные. Количественное соотношение между удельной адсорбцией Γ в поверхностном слое, изменением поверхностного натяжения с концентрацией растворенного вещества $\partial\sigma/\partial C$ и концентрацией C описывается уравнением Гиббса:

$$\Gamma = -(C/RT) * \partial\sigma/\partial C \quad (5.7)$$

где R — универсальная газовая постоянная;

T — абсолютная температура.

$\partial\sigma/\partial C$ -характеризует способность растворенного вещества понижать поверхностное натяжение раствора (поверхностная активность).

Единицами измерения поверхностной активности являются $1 \text{ Нм}^2/\text{кмоль}$ и $1 \text{ мНм}^2/\text{кмоль}$.

Применение ПАВ в промышленных масштабах выявило значительную их адсорбцию на породе и незначительный прирост нефтеотдачи (до 3 %).

В 70-х годах были проведены крупные промышленные эксперименты на Самотлорском месторождении по закачиванию ПАВ. Условно период их

применения можно разделить на два этапа. Первый относится к 1978 г. и знаменует собой закачивания НПАВ низкой концентрации (0,05-0,1 %) на залежах АВ₃, АВ₂₋₃, АВ₄₋₅, БВ₈, БВ₁₀. Разработчиком являлся отраслевой институт БашНИПИнефть. За период 1978 - 1984 гг. в продуктивные пласты с КНС 12 было закачано 50 тыс. т НПАВ ОП- 10. Практическая реализация технологии показала в реальных пластовых условиях эффективность ее оказалась весьма низкой. Основные причины этого следующие: высокая степень адсорбции на породах коллектора, снижение концентрации НПАВ в заводненном пласте, охват пластов при закачивании НПАВ по данным геофизических исследований ниже, чем при заводнении.

В целом анализ применения неионогенных ПАВ низких концентраций при разработке Самотлорского месторождения показал их низкую эффективность для повышения нефтеотдачи пластов. В целом можно сделать вывод, что в коллекторах месторождений Западной Сибири проблематично ожидать эффективности от использования растворов неионогенных ПАВ низких концентраций для восстановления фильтрационных свойств низкопроницаемых пород и в целом нефтеотдачи пластов.

Моделирование щелочных растворов

Вытеснение нефти щелочными растворами и растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ) может применяться с целью понижения поверхностного натяжения и, как следствие, увеличения подвижности нефтяных капель.

Вопросы для самопроверки

- 1 Какие параметры дают представление о геолого-промысловой характеристике залежи нефти или газа и влияют на процесс разработки
- 2 Дайте геолого-промысловую характеристику объектов разработки, на которых применяются методы увеличения нефтеотдачи.
- 3 Обводнение залежей углеводородов и третья стадия разработки
- 4 Экономическая эффективность применения методов увеличения нефтеотдачи
- 5 Система разработки при воздействии на пласты
- 6 Особенности разработки нефтегазовых залежей
- 7 Особенности разработки залежей нефти со сложнопостроенными коллекторами
- 8 Применение метода характеристик вытеснения при решении задач разработки нефтяных залежей.
- 9 Метод материального баланса в задачах разработки
- 10 Разработка нефтяных месторождений горизонтальными скважинами
- 11 Оптимизация работы скважин
- 12 Методы увеличения нефтеотдачи
- 13 Уплотнение сетки скважин в процессе разработки
- 14 Форсированные отборы жидкости – как метод интенсификации

6 Физико-геологические параметры продуктивного пласта

Цель : Дать геолого-физические характеристики продуктивных пластов и свойства насыщающих флюидов в процессе разработки

План изложения:

1. Свойства горных пород, коллекторов и пластовых жидкостей
2. *Коллекторские свойства трещиноватых пород*
3. *Методы определения физических свойств горных пород*

Вопросы к самостоятельному изучению:

1. Кластерный анализ и физико-химические свойства флюидов
2. Анализ углеводородных систем и перспективы нефтегазоносности
3. Кривые Лавретта и капиллярное вытеснение нефти водой

Большое значение придается изучению пород-коллекторов нефти и газа, процессов движения через них жидких и газообразных флюидов в связи с поисками, разведкой, разработкой нефтяных и газовых месторождений.

Необходимо иметь данные о составе, характере, свойствах слагающих и перекрывающих их пород, свойствах пористой среды и жидкостей, их взаимодействии в статическом и динамическом состояниях, о геологическом строении продуктивных пластов, составе, характере, для познания процессов аккумуляции нефти и газа в ловушках и движения флюидов через пустотное пространство горных пород.

Горные породы, расчленяющиеся на три основные группы: изверженные, осадочные и метаморфические, которые обладают способностью вмещать флюиды и отдавать их при разработке, называются коллекторами газа и нефти.

Метаморфические породы являются результатом более или менее глубокого изменения изверженных и осадочных пород.

Подземные резервуары, в большей своей части сложены породами осадочного происхождения: песчаниками, известняками и доломитами. Другие горные породы только иногда служат коллекторами нефти. Например, на Шаимском месторождении в Западной Сибири нефть обнаружена не только в песчаниках, но и в выветрелой части фундамента, сложенного гранитами. Нефть получают из пористого и трещиноватого серпентинита на месторождении Литтон-Спрингс (Техас). На месторождениях Колорадо и Калифорнии она получена из сланцев глинистых и трещиноватых. В Оренбургской области на Союзном месторождении промышленная нефть получена из рифей-вендских отложений в красноцветных и сероцветных песчаниках.

Скопления нефти и газа установлены в отложениях всех возрастов, от кембрия и до верхних плиоцена. Известны скопления нефти и газа как в более древних докембрийских, так и в более молодых четвертичных отложениях.

В России наибольшее количество залежей в разрезе осадочного чехла приходится на отложения каменноугольного возраста (29 %), девонского (19 %) и неогенового (18 %) возраста. Примерно одинаково распределение залежей нефти и газа в России и США по стратиграфическим комплексам. В 236 крупнейших месторождениях мира запасы нефти распределяются в коллекторах следующим образом: в песках и песчаниках – 59 %, известняках и доломитах – 40 %, трещиноватых глинистых сланцах, выветрелых метаморфических и изверженных породах – 1%. В месторождениях стран Среднего и Ближнего Востока добыча нефти осуществляется главным образом из карбонатных коллекторов мезозойского возраста по данным американского ученого Г. Кнебела.

Коллекторские свойства пород зависят от условий, в которых формировались осадки: скорости течений, отдаленности источника сноса, глубины бассейна, температурных условий, химического состава среды и др. Коллекторские свойства зависят от диагенетических, и эпигенетических процессов и тектонических явлений.

6.1 Свойства горных пород, коллекторов и пластовых жидкостей

Ассоциации парагенетически связанных пород, часть из которых содержит нефть и (или) газ называются *нефтегазоносными толщами*. В некоторых случаях применяется термин *нефтегазоносный комплекс*, предложенный А.А. Бакировым в 1959 г., который характеризуется как пористые породы, так и экранирующие отложения - покрышки. По масштабам распространения нефтегазоносные комплексы подразделяют на *региональные* (нефтегазоносные провинции), *субрегиональные* (нефтегазоносные области), *зональные* (нефтегазоносные районы) и *локальные* (месторождения) [2]. Наприме, Волго-Уральская нефтегазоносная равнина, северная часть Соль-Илецкого свода, Оренбургский вал, Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение.

Естественные минеральные агрегаты определённого состава и строения, которые сформировались в результате геологических процессов и залегающие в земной коре в виде самостоятельных тел *называются горными породами*. Они *генетически делятся* на три класса: *осадочные*, *магматические (изверженные)* и *метаморфические* [2,3,4]. Горные породы образовались в результате застывания и кристаллизации магматической массы сложного минералогического состава есть *изверженные*. *Осадочные* горные породы мелкораздробленные продукты вулканической деятельности и продукты жизнедеятельности организмов содержат продукты разрушения литосферы поверхностными явлениями. По происхождению осадочные горные породы делятся на *терригенные*, состоящие из обломочного материала (пески, песчаники, алевролиты, глины, аргиллиты и т.д.) *хемогенные* (каменная соль, гипсы, ангидриды, доломиты и т.д.), которые

образуются из минеральных веществ, выпавших из водных растворов, и органогенных (мел, известняки и т.д.), сложенные из скелетных остатков животных и растений. Например, породы нижней перми ОНГКМ представлены известняками, измененными за счет доломитизации и сульфатизации, органогенные и хемогенные.

Горные породы, которые образовались из осадочных и изверженных горных пород в результате физико-химических процессов под действием высоких давлений и температур называются *метаморфическими*.

Что значит быть коллектором? Горная порода должна обладать *емкостными свойствами*, чтобы содержать в себе нефть, газ и воду, способностью вмещать пластовые флюиды, то есть быть коллектором. *Коллектор есть* горная порода, которая по своим физико-механическим свойствам способна содержать в себе и отдавать как полезное ископаемое флюид и воду при современных технологиях их извлечения на поверхность. Горные породы должны обладать проницаемостью для образования промышленных запасов.

Основное число нефтяных и газовых месторождений приурочено к гранулярным, трещинным и смешанного типа коллекторам. Коллекторы, поровое пространство которых сформировано из *межзерновых полостей относятся к гранулярным*. В трещинных коллекторах поровое пространство сложено системой трещин. Участки пород, расположенные между трещинами, представлены малопроницаемыми блоками. Коллекторы, поровое пространство которых сложнее системой трещин, проницаемыми блоками, кавернами и карстами относятся к *смешанному типу*. Например, по Г. И. Баренблату и Ю.П. Желтову, они представляют коллекторы с двойной средой - трещиноватой и межзерновой, которые вложены одна в другую. Часто зоны развития трещиноватости характеризуются промышленными притоками нефти или газа, например, кора выветривания фундамента на Трехозерном нефтяном, трещиноватые граниты Игримского газового, трещиноватые глины бажендовской свиты месторождений Западной Сибири, доломиты нефтегазовых месторождений Юрубчено - Тахомской зоны Восточной Сибири и так далее.

Обобщенный статистический анализ свидетельствует, что около 60 % запасов нефти сосредоточено в песчаниках, песках и алевролитах; до 39 % - карбонатных породах; около 1 % - в метаморфических породах. В Оренбургской области 55 % запасов нефти в терригенных и 45 % в карбонатных разрезах.

По определению Л.Ф. Дементьева под неоднородностью продуктивных пластов понимается свойство нефтяного пласта-коллектора, обусловленное изменением его структурно-фациальных и литологических свойств, которые оказывают влияние на движение пластовых жидкостей к забоям скважин и подлежат учёту при установлении потенциальными возможностями нефтяного пласта. В строении продуктивного пласта коллектора в зависимости от характера насыщения при необходимости выделяют

элементы неоднородности.

Численные значения параметров пористости, проницаемости, толщины пласта и других свойств непостоянны и являются характеристиками микро и макро неоднородности коллекторов. В геологическом понимании неоднородность связана с изменчивостью литолого-фациальных характеристик пласта по площади и в разрезе [3,4,5,6,7]. *Геологическая неоднородность* подразделяется на: зональную, слоистую, прерывистость, линзовидность, трещиноватость.

В нефтяной практике используют два подхода: детерминированный и вероятностно-статистический для количественной оценки неоднородности. На основе показателей неоднородности строят разрезы, карты, схемы, блок-диаграммы и т.д., а также применяют методы математической статистики, с помощью которых по определенному объему информации о параметрах пласта устанавливают тот или иной вероятностный закон их распределения. Целесообразно применять эти подходы комплексно.

Неоднородность продуктивного пласта оказывает, при прочих равных условиях, основное влияние на коэффициент нефтеотдачи, в том числе, на один из его компонентов - коэффициент охвата вытеснением.

Для отображения и учета неоднородности пород строится статистическая модель фильтрационного поля пласта с соблюдением условий представительности выборки по пористости, проницаемости той или другой случайной составляющей. Получение статистического ряда с заданными границами классов (разделов) в результате изучения какого-либо свойства пород представляется графически отобразить на гистограммах, например, значения проницаемости, (рисунок 6.1).

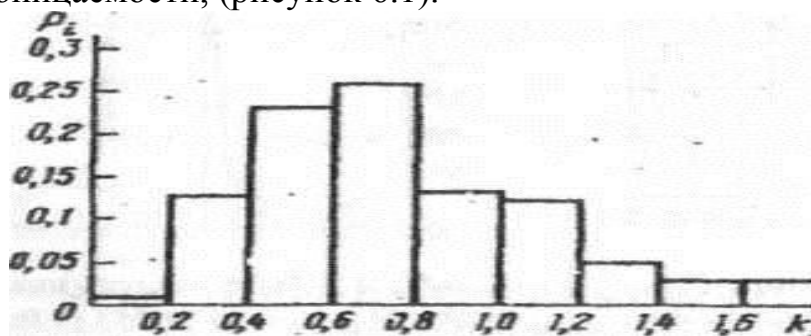


Рисунок 6.1- Гистограмма распределения проницаемости

Для реальной и объективной оценки требуется изучение гранулометрического состава, удельной поверхности пород, долей коллектора и неколлекторов в разрезе пласта и по площади, а в целом - в объеме резервуара. В подсчете запасов и при проектировании, анализе разработки нефтяных месторождений применяют следующие признаки, как коэффициент песчанистости, расчлененности, слияния и другие, которые подробно изучаются в специальных курсах.

Гранулометрический состав пород. Механическим или гранулометрическим составом породы называют количественное содержание в породе частей различного размера, которое выражено в весовых процентах.

Оценить степень дисперсности минеральных частиц, которые слагают

горную породу позволяет гранулометрический анализ. Пористость, проницаемость, удельная поверхность, капиллярные свойства зависят от степени дисперсности обломков пород и другие многие свойства пористой среды. Количество нефти, которое остается в пласте после завершения процесса разработки в виде пленок, покрывающих поверхность зерен цементирующих компонентов среды, или в форме капиллярно удерживаемой нефти зависит от размеров частиц гранулярной среды.

В нефтепромысловой практике используют данные гранулометрии для подбора оптимальных конструкций фильтров скважин для рыхлых пластов, например, в сеноманских скважинах Западной Сибири, которые разрабатывают слабосцементированные песчаники. Результаты анализа гранулометрического состава пород отображают в виде графиков (рисунки 6.2; 6.3).

Степень неоднородности несцементированного или слабосцементированного коллектора (песка) характеризуется $a_{нео}$ - отношением диаметров частиц с определенными суммами масс фракций d_{60} и d_{10} , $a_{неод} = d_{60} / d_{10}$, где d_{60} и d_{10} - соответственно, диаметры частиц, количество которых 60 и 10 % в навеске. На практике по диаметру d_{60} подбирают размеры отверстий забойных фильтров для нефтяных и водозаборных скважин.

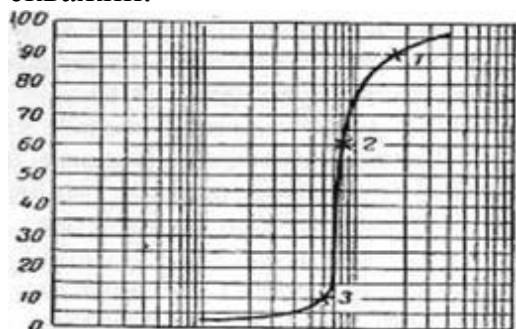


Рисунок 6.2- Кривая суммарного гранулометрического состава зерен породы

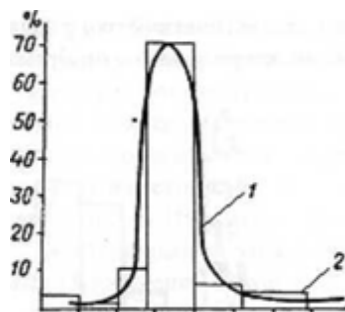


Рисунок 6.3-. Кривая распределения зерен породы по размерам (1) и гистограмма (2)

Удельная поверхность горных пород. Этот структурный показатель характеризует суммарную поверхность всех пустот в породе (пор, трещин каверн), которая приходится на единицу объема горной породы. Удельная поверхность горных пород значительно осложняет задачу извлечения нефти из породы [3,4,5,6,7].

Установлено, что, кроме объемных свойств жидкостей и газов, на характер фильтрации влияют молекулярные процессы, которые происходят на контактах с породой по данным исследований отечественных учёных М. М. Кусакова, Б. В. Дерягина, К. А. Зинченко, Ф. А. Требина, Котяхова Ф.И. и др. Учеными установлено, что если в крупнозернистой породе с относительно небольшой удельной поверхностью молекулы фильтрующейся жидкой фазы, которые контактируют с поверхностью, почти не влияют на процесс фильтрации, то в сильно диспергированной системе, т.е. при

большой удельной поверхности, число объемных и поверхностных молекул становится соизмеримым и поверхностные процессы в малопроницаемой среде оказывают существенное влияние на процесс фильтрации.

Для естественных песков удельная поверхность ($S_{уд}$) определяют по результатам гранулометрического анализа:

$$S_{уд} = \frac{6 \cdot (1-m)}{P} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{P_i}{d_i}, \quad (6.1)$$

где P - масса навески породы; P_i - масса данной фракции;
 d_i - средний диаметр частиц данной фракции.

Некоторые специалисты используют величину гидравлического радиуса: $\delta = md/6(1-m)$, то $S_{уд} = m/\delta$. Для пор крупного сечения радиусом $R\delta = R/2$, тогда $S_{уд} = 2m/R$. Если $R = (8k/m)^{0,5}$, то получим:

$$S_{уд} = 7 \cdot 10^{-5} m^{0,5} / (2k)^{0,5} \quad (6.2)$$

где $[k]$ — $[м^2]$; $[S_{уд}]$ - $[м^2/м^3]$.

Выражая k в $мкм^2$, получим $S_{уд} = 7 \cdot 10^{-5} m \cdot m^{0,5} / (k)^{0,5}$ — один из вариантов формулы Козени-Кармана, который устанавливает зависимость проницаемости от пористости порового пространства.

Кроме изложенного способа оценки удельной поверхности известны другие: фильтрационный, адсорбционный, метод меченных атомов, которые предлагаются для самостоятельного изучения.

6.2 Коллекторские свойства трещиноватых пород

Коллекторские свойства пластов характеризуются не только обычной межзерновой пористостью, но в значительной степени наличием трещин, как установлено разработкой нефтяных месторождений. Часто емкость коллектора и промышленные запасы нефти определяются преимущественно объемом трещин [3,4,5,6,7]. В залежах нефти, которые приурочены к карбонатным трещиноватым коллекторам, структуру, емкость коллектора определяет трещиноватость и кавернозность помимо пористости. Большинство исследователей емкость трещиноватого коллектора связывают с пустотами трех видов:

- 1) межзерновым поровым пространством - пористость 2-10 %;
- 2) кавернами и микрокарстовыми пустотами - 13-15 % полезной емкости трещиноватого коллектора;
- 3) пространством самих трещин - десятые и сотые доли процентов.

Выделяют следующие типы коллекторов: коллектора кавернозного типа; коллектора трещинного типа; коллектора смешанные (в том числе порово-трещиноватые). Классификации коллекторов разные, например по Максимова, Котяхову Ф.И., Смахову Е.М. и др.

По результатам исследований первых поисково-разведочных скважин на месторождении характер пласта проявляется в искривлении ИК диаграмм зависимости Q от AP при условии, что во всем диапазоне заданных забойных

давлений они выше давления насыщения нефти газом.

Графики обработки кривых восстановления забойного давления (КВД) для призабойной и удаленной зон пласта характеризуются разными углами наклона участков. Замечено, что эти факты связаны с процессами изменения размеров трещин при изменении давлений в ПЗП, что объясняет уменьшение коэффициентов продуктивности при росте депрессии на пласт (рисунок 6.4).

При закачивании воды в пласт для ППД такие пласты характеризуются искривлением ИД диаграмм в сторону оси приемистости, то есть коэффициент приемистости увеличивается с ростом давления закачивания воды.

Быстрый локальный прорыв закачиваемой воды и преждевременное обводнение добывающих скважин могут объяснить случайный характер развития зон трещиноватости. Что значительно затрудняют прогнозирование разработки подобных залежей, хотя теория фильтрации для сред с двойной проницаемостью со «вложенными средами» разработана достаточно детально.

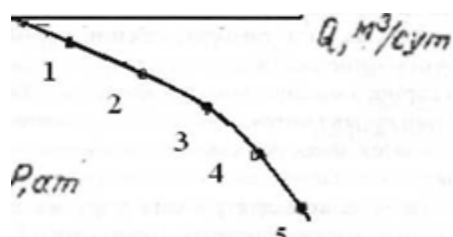


Рисунок 6.4 - Индикаторная диаграмма, характерная для порово-трещиноватых и трещиноватых пластов (1-5 - номера режимов)

Механические свойства горных пород оказывают значительное влияние на процессы, которые происходят в пласте в процессе разработки нефтяных месторождений [3,4,5,6,7,8,9,10].

Разработчики нефтегазовых месторождений сталкиваются с проявлением этих свойств уже при вскрытии продуктивных пластов бурением.

Результаты исследований, проведенных в ИГД СО АН СССР, свидетельствуют о том, что при проведении горных выработок в напряженной среде происходит сложный процесс перераспределения напряжений вплоть до разрушения горных пород вокруг выработки. Характер напряженного состояния горного массива меняется, в результате чего возникает зональная дезинтеграция с увеличением глубины выработки. От всех геомеханических свойств горных пород зависят условия возникновения зональной дезинтеграции. В зависимости от них могут образовываться несколько зон дезинтеграции вокруг горных выработок.

Расстояние от стенки выработки до зоны дезинтеграции зависит от радиуса выработки при прочих равных условиях. Этот вывод важен и с точки зрения планирования работ по интенсификации притоков УВ.

Копыстьянским Р.С. (1988 г.) проведен тектоно - физический анализ коллекторских свойств горных пород, который позволил выделить зоны с

повышенными ФЕС коллекторов за счет саморазрушения пород. По его мнению, вскрытие пластов и освоение скважин следует производить с учетом напряженного состояния горного массива вокруг горной выработки. Необратимые объемные деформации проявляются в заглинизированных коллекторах, и процесс «затекания» пор связан с течением глинистого цементирующего материала при напряженном состоянии.

В прикладной геомеханике для расчета упругих напряжений вокруг горной выработки используются формулы Лехницкого С.Г., которые основаны на несжимаемости горных пород при изменении давления в скважине. Попов А.Н., который рассматривал задачи плоской деформации горных пород, получил следующую зависимость вертикальных напряжений (σ_z) от давлений в скважине и относительного радиуса:

$$\sigma_z = -P\gamma + D(P_b - P_c)^2 / \gamma^4 \quad (6.3)$$

где P_z , P_b , P_c . соответственно, давление геостатическое, боковое и давление жидкости в скважине;

γ - относительный радиус скважины;

D - параметр скважины, зависящий только от упругих свойств горных пород.

В результате проведенных исследований Попов А.Н. пришел к выводу, что чем больше коэффициент Пуассона и чем меньше модуль Юнга вскрытых пород, тем больше давление жидкости (P_c) в скважине оказывает влияние на величину вертикального напряжения.

Вышеизложенные физические явления оказывают влияние на продуктивность скважин, поэтому состояние горного массива *необходимо учитывать* не только при способах вскрытия пластов бурением, но и при планировании работ по испытанию скважины, интенсификации притоков пластовых флюидов и в целом при разработке нефтегазовых месторождений.

В процессе любого исследования горная порода находится в условиях сложного напряженного состояния. Результирующие векторы напряжений на гранях любого элемента породы (кубика) являются ортогональными к этим граням, поддерживают равновесие. Можно на каждой плоскости выделить по три компоненты напряжений: нормальной и двух касательных, суммарный момент действующих сил которых равен нулю.

Для изотропной среды связь между напряжением и деформацией подчиняется закону Гука.

До вскрытия пласта скважиной условие равновесия запишется двумя составляющими напряжений:

по вертикали

по горизонтали

$$\sigma_z = \rho g H \quad (6.4)$$

$$\sigma_x = \sigma_y = n \rho g H \quad (6.5)$$

где σ_z - вертикальная

где n - коэффициент бокового

составляющая напряжений;

ρ - плотность горных пород;

g - ускорение силы тяжести;

H - глубина залегания пласта;

распора (для пластичных пород $\mu=1$,

для хрупких пород $\mu=0,3-0,7$),

который определяется из отношения $\mu=\nu/1-\nu$

Большая часть горных пород по мере увеличения напряжения на сжатие σ характеризуется увеличением относительной деформацией (рисунок 6.5). Если нагрузка соответствует пределу прочности, происходит разрушение горной породы. При *быстром действии нагрузки* на сжатие величина остаточной деформации существенно меньше, чем при длительном действии напряжения. При нагрузках, меньших σ_s , остаточной деформации не наблюдается. У большинства пород необратимые пластические деформации появляются при напряжениях, которые составляют 10-15 % от разрушающих при *медленном нагружении*.

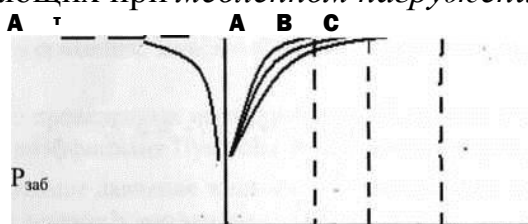


Рисунок 6.5- Эпюры давлений для возмущенной зоны вокруг добывающей скважины

Циклическое изменение нагрузок сопровождается уменьшением пластических деформаций от цикла к циклу. Если горная порода испытывает напряжение при постоянном длительном действии возникает явление крипа (ползучести), что свойственно глинам, аргиллитам, каменной соли.

Многие горные породы, хрупкие при простых деформациях, но при всестороннем сжатии, приобретают *пластические* свойства. С течением времени нарушенное поле естественных напряжений вокруг стенок нефтяных скважин восстанавливается. Давление на обсадные трубы нефтяных скважин после окончания бурения длительное время возрастает, что объясняется ростом призабойного напряжения за счёт проявления ползучести и пластичности горных пород.

Для горных пород характерна *анизотропия механических* свойств, что характеризует модуль упругости при одноосном сжатии образца породы вдоль напластования и перпендикулярно напластованию, которые не одинаковы. Например, для песчаников пористостью 24-26 % при *всестороннем сжатии* модуль Юнга может возрасть на 14 %. При этом наиболее резкое изменение упругих свойств происходит при давлениях порядка 60- 100 МПа и продолжается до давлений порядка 150-200 МПа.

В процессе разработки месторождений пластовые давления изменяются как в призабойной зоне пласта, так и в межскважинных зонах. Результаты исследования института СибНИИНП по определению деформационных свойств пород продуктивных пластов месторождений Широного Приобья приведены в таблице 6.1.

Исследованиями установлено, что проницаемость при упругом деформировании песчано-алевролитовых пород для глубины 1500-2000 м может уменьшаться на 10-40 % от величины, определенной в атмосферных условиях.

Как проявляются упругие свойства горных пород? Любой импульс в пустотной среде коллектора в изменении давления вызывает длительные процессы перераспределения его. Импульс создается пуском, остановкой или изменением режима работы скважины. Поверхность, которая получается от вращения эпюры вокруг оси давления, называется *воронкой депрессии*. Мерой интенсивности измененных процессов давления и импульсов служит коэффициент пьезопроводности (введен В.Н.Щелкачевым).

Таблица 6.1 -Физические свойства пород-коллекторов некоторых месторождений Среднего Приобья

Месторождение	m, %	k, мД	Модуль Юнга, МПа	Коэффициент Пуассона, б/р	Коэффициент сжимаемости пор, $\beta \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$
порода		10^{-3}	$E \cdot 10^4$		
Самотлорское					
Пласт АВ					
Песчаник	23.6-29.8	52-520	0,88-1,84	0,24-0,38	0,23-0,66
алевролит	13.8-24.6	0,13-0,57	0,93-2,23	0,28-0,35	0,5-1,1
Поточное					
Песчаник	24.4-26.9	11.1-23.8	10.4-1.92	0.26-0.32	0.27-0.65
алевролит	18.7-20.2	0.8-3.1	0.81-0.98	0.26-0.32	0.3-0.45
Покачевское					
Песчаник	22.8-27.6	6.2-41.4	1.4-2.6	0.25-0.36	0.51-0.75
алевролит	22-28.6	4.5-42.5	0.99-2.47	0.22-0.38	0.25-1.4

6.3 Методы определения физических свойств горных пород

Методы определения плотностных свойств горных пород. Основной интерес в механике горных пород представляет определение объемного веса и пористости пород.

В лабораторных условиях определяют объемный вес (V) и удельный вес γ горных пород. Удельную массу и плотность пород определяют расчётным путём: $\rho = \gamma/g$. Общая пористость рассчитывается по формуле с использованием объемного (V_y) и удельного веса (γ_o) [30].

Для лабораторного определения плотности пород широко применяется гамма -метод, который отличается простотой и высоким качеством измерения. Определение удельного веса пород производится пикнометрическим методом [30].

Методы определения упругих свойств горных пород, которые подразделяются на динамические и статические [3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10]. Динамические методы основаны на измерении упругих колебаний, которые возбуждаются в исследуемых образцах пород. Выделяются два основных

способа: *резонансный и импульсный*. Для решения практических задач широко используется *импульсный* способ, который основан на измерении изменения скорости распространения и периодических воздействиях на породу ультразвуковых волн. На измерении упругих деформаций образцов пород под нагрузкой основаны статистические методы. При проведении исследований определяются продольные и поперечные деформации образцов пород при их нагрузке. Измерения напряжений производятся проволоочными тензометрами напряжений.

Теплофизические свойства горных пород

Макроскопическое тело, выделенное из окружающей среды, состояние которого можно характеризовать макроскопическими параметрами: объёмом, температурой, давлением называют *термодинамической системой* (А.П. Дмитриев, С.А. Гончаров, 1990 г.). Термодинамические системы подразделяются на *гомогенные и гетерогенные* [3, 4, 5, 6, 7, 12]. К *гомогенным* относится такая система, химический состав и физические свойства которой одинаковы во всех её частях или монотонно изменяются от точки к точке (чистые минералы).

К *гетерогенным* относятся системы, которые состоят из двух и более гомогенных областей. Внутри гетерогенной системы имеются поверхности раздела фаз, при переходе через которые химический состав и физические свойства вещества меняются скачкообразно. *Все горные породы являются гетерогенными системами*, т.к. состоят из множества сочетаний однородных и разнородных минеральных зёрен, разделённых между собой минеральным цементом. *Фаза* гетерогенной системы есть однородная по своему химическому составу и физическим свойствам часть термодинамической системы, которая отделена от других частей (фаз) границами раздела, на которых происходит скачкообразное изменение свойств макроскопического тела.

Температура, давление и плотность тела являются основными термодинамическими параметрами. Температура T - физическая величина, которая характеризует состояние термодинамического равновесия системы. Она всегда положительная и называется абсолютной температурой. За единицу абсолютной температуры и системе СИ принят градус Кельвина (К) - это $1/273,15$ часть *термодинамической температуры тройной точки воды*. Существуют и другие температурные шкалы - Цельсия, Фаренгейта, Реомюра, Ренкина.

Давление P - сила, действующая по нормали к поверхности тела, отнесённая к единице площади этой поверхности, измеряется в Па. Различают абсолютное и избыточное давления. Сила – есть мера взаимодействия двух тел, характеризуется направлением, модулем и точкой приложения.

При нагревании любого объёма породы её температура будет повышаться, изменяется внутренняя энергия и совершается работа. Внутренняя энергия U (Дж) объёма породы складывается из поступательного

и вращательного движения молекул. Внутренняя энергия минералов породы состоит из энергии внутримолекулярных колебаний, потенциальной энергии сил взаимодействия между молекулами, зависит только *от параметров состояния* и является экстенсивной характеристикой. Она пропорциональна количеству вещества термодинамической системы. Увеличение любого объёма породы при нагревании будет сопровождаться работой против внешнего давления, которая называется внешней работой.

При изменении любого *из параметров системы* меняется состояние всей системы. При этом происходят термодинамические процессы, которые разделяются на равновесные и неравновесные. Теоретически все термодинамические процессы являются *неравновесными*.

Фазовым переходом называется переход вещества из одной фазы в другую, бывают переходы первого и второго рода. Для установления взаимосвязи между *интенсивными* независимыми термодинамическими параметрами *равновесной системы* (независимые параметры есть степени свободы системы), числом компонент (n) и фаз (X) при фазовых переходах важное значение имеет *правило Гиббса*. При фазовых переходах *первого рода* происходит поглощение или выделение теплоты перехода и скачкообразное изменение термодинамических параметров системы. При фазовых переходах второго рода происходит скачкообразное изменение макроскопических свойств минералов: теплоёмкости и коэффициента теплового расширения.

Виды пористости и проницаемости коллекторов. Классификация коллекторов. Разнообразные условия формирования осадочных горных пород меняют в широких пределах коллекторские свойства продуктивных отложений, которые характеризуются емкостью пустот, изменяющейся в долях единицы выделенного объема породы в широком диапазоне. Емкость пустот позволяет судить об объемах геологических запасов нефти, газа и воды в залежи. В связи с этим большое значение приобретает классификация пород-коллекторов. Классификацией пород-коллекторов занимались ряд отечественных ученых, среди них П.П. Андусиия, М.А. Цветков, А.А. Ханин, Г.И. Теодорович, Т.Т. Клубов, Е.М.Смехов и др. Для сравнения приведены классификации по Смехову Е.М. и Котяхову Ф.И. (таблицы 6.2; 6.3). По мнению различных специалистов, наиболее удачной является классификация по Котяхову Ф.И., которая применяется к коллекторам различного происхождения.

К кавернозному типу коллекторов относят, например, миссисипские известняки в Канаде. Кавернозно-трещиноватые коллектора встречаются в верхнем девоне на Речицком месторождении Белоруссии, в меловых отложениях Северного Кавказа, в нижнем кембрии Осинской, Атовской и Марковской площадей Иркутской области. Порово-трещиноватый и трещиновато-поровый тип коллекторов отмечен на отдельных участках ряда месторождений Западной Сибири (например, на Талинском месторождении Красноленинского свода), на ОНГКМ месторождении коллектора известняков среднекаменноугольной залежи, франско-фаменских

продуктивных пластов Бугурусланского нефтегеологического района Оренбургской области и других.

Таблица 6.2-Принципиальная схема классификации коллектора нефти и газа (по Смахову Е.М., 1969г)

Категории	Простые коллекторы		Смешанные коллекторы	
классификации	Поровый тип	Трещинный тип	Трещинно-поровый тип	Попово-трещинный тип
Литологический состав	Терригенные породы, реже карбонатные	Карбонатные, реже терригенные; изверженные; метаморфические	Карбонатные, реже терригенные	Терригенные породы, реже карбонатные
Условия аккумуляции	Нефть (газ) в основном в порах или кавернах, сходных по строению с порами. Нефть (газ) в основном в трещинах и приуроченных к ним пустотам		Нефть (газ) в основном в пустотах (порах, кавернах) блоков породы	
Условия фильтрации	Осуществляется в единой системе фильтрационных каналов (поры или трещины)		Фильтрация происходит в двух фильтрационных средах	
			Терригенная проницаемость значительно превышает поровую	Значения трещинной и поповой проницаемостей примерно одинаковые

Таблица 6.3-Классификация коллекторов нефти и газа по Ф.И. Котяхову

Тип коллектора	Критерий классификации
Трещиноватый	$S_v=1; m_k=0$
Кавернозный	$S_v=1; m_t=0$
Кавернозно-трещиноватый	$S_v=1; N_{ик} > N_{ит}$
Трещинно-кавернозный	$S_v=1; N_{ит} > N_{ик}$
Поровый	$m_k=0; m_t=0; S_v=1$; или $m_{п} > m_k + m_t$; $N_{ип} > N_{ик} + N_{ит}$
Трещинно-поровый	$S_v < 1; N_{ит} > N_{ип}; m_k=0$
Порово-трещинный	$S_v < 1; N_{ип} > N_{ит}; m_k=0$
Порово-кавернозный	$S_v < 1; N_{ип} > N_{ик}; m_t=0$
Кавернозно-поровый	$S_v < 1; N_{ик} > N_{ип}; m_t=0$
Кавернозно-трещиновато-поровый	$S_v < 1; N_{ик} > N_{ип} + N_{ит}$
Порово-трещиновато-кавернозный	$S_v < 1; N_{ип} > N_{ит} + N_{ик}$
Трещиновато-пористо-кавернозный	$S_v < 1; N_{ит} > N_{ип} + N_{ик}$

* S_v содержание капиллярно-связанной воды; $m_k, m_t, m_{п}$ - коэффициенты кавернозности, трещиноватости и пористости; $N_{ип}, N_{пк}, N_{ит}$ - извлекаемые запасы нефти в порах, кавернах и трещинах.

Фильтрационно - емкостные свойства (ФЕС) пород-коллекторов нефтяного и газового пласта характеризуются рядом основных показателей: пористостью; проницаемостью; удельной поверхностью; гранулометрическим составом; механическими свойствами; насыщенностью пород нефтью, водой и газом.

Перечисленные показатели находятся в тесной взаимосвязи с размерами и формой зерен гранулярных коллекторов, определяющих основные запасы нефти в месторождениях Западной Сибири и Урало-Поволжья.

Под пористостью породы понимают наличие в ней пустот различной формы и происхождения, не заполненных твердым веществом. Различают общую, открытую и динамическую (эффективную) пористость.

Количественно величина пористости определяется коэффициентом пористости. Коэффициент полной (общей) пористости или абсолютной пористостью называется отношение объема всех пор образца к объему образца горной породы, в долях единицы или в %. Независимо от типа коллекторов полная пористость определяется суммарным объёмом пор и объемом слагающих скелет породы частиц. Открытая пористость характеризуется коэффициентом открытой пористости - отношение суммарного объема открытых пор V_o к объему образца горной породы $V_{обр}$. Эффективная пористость характеризуется объемом сообщающихся между собой пор. Коэффициентом эффективной пористости называется отношение эффективного объема пор к всему объему образца горной породы. Динамическая пористость характеризует долю объема эффективных пор, по которым осуществляется движение флюида и воды.

Вопросы для самопроверки и самостоятельного исследования

- 1 Какие свойства горных пород вы знаете?
- 2 Назовите основные характеристики коллекторов?
- 3 Характеристика коллекторов по Максимову, Котяхову Ф.И, Дементьеву Л.Ф. Смахову Е.М., Ханину А.А. и другим.
- 4 Какие виды пористости вы знаете?
- 5 Какие подсчетные параметры залежи чаще оцениваются методами ГИС?
- 6 Каким методом можно определить по данным анализов керна коэффициент эффективной пористости ?
- 7 По каким параметрам взвешивается коэффициент нефтенасыщенности?
- 8 По каким методам оценивается пересчетный коэффициент нефти, как он связан с объемным коэффициентом нефти?
- 9 При каком виде разгазирования в лабораторных условиях определяется объемный коэффициент нефти, для каких условий он принимается в подсчете запасов.
- 10 Какие подсчетные параметры входят в объемную формулу подсчета начальных геологических запасов природного газа?
11. Проницаемость коллектора?
- 12 От какого параметра зависят запасы меркаптановой серы в газе?
- 13 По каким параметрам взвешивается коэффициент газонасыщенности ?
- 14 По каким методам оценивается коэффициент сжимаемости газа, как он связан с поправочным коэффициентом ?
- 15 Как рассчитывается температурная поправка при подсчете запасов природного газа?
- 16 Физические и химические свойства пластовой нефти
- 17 Физические и химические свойства пластовой воды

7 Характеристика неоднородности продуктивного пласта

Цель : Виды неоднородностей продуктивного пласта, влияние на разработку

План изложения:

1. Модели макронеоднородности коллекторов
2. Количественные характеристики литологической неоднородности пласта
3. Модель флюидов по сжимаемости
4. Гомогенные, гетерогенные модели многофазных систем
5. Модели микронеоднородности коллекторов

Вопросы к самостоятельному изучению:

1. Гетерогенные модели природного сухого, жирного газа
2. Гетерогенные модели растворенного в нефти газа
3. Модели макронеоднородности нефтяных залежей и объект разработки
4. Методы изучения геологической неоднородности
5. Количественные характеристики литологической неоднородности

Изменчивость природных характеристик нефтегазонасыщенных пород в пределах залежи есть *геологическая неоднородность*. Изучение ее необходимо для правильного выбора систем разработки. С геологической неоднородностью связано число поисково-разведочных, эксплуатационных скважин, где их располагать по площади месторождения, как определять эффективность заводнения и охват пластов вытеснением и заводнением.

В теории есть два основных вида геологической неоднородности *макронеоднородность* и *микронеоднородность*.

Микронеоднородность пласта характеризуется многообразием поровых каналов по форме и по размеру. Пористость, как одно из важнейших свойств микронеоднородности, непосредственно связана со способностью породы, накапливать жидкость, поэтому она является одним из основных свойств пород. *Размеры пор* в продуктивных пластах очень разнообразны, выделяются капиллярные и субкапиллярные поры. К первым относятся поры размером больше 0,001 мм (>1 мкм), а ко вторым относятся поры диаметром меньше 0,001 мм (мкм). Известно, что жидкость движется только по капиллярным порам, в субкапиллярных порах она остается в неподвижном состоянии. Движения жидкости может не быть и в капиллярных порах, если они со всех сторон заблокированы субкапиллярными порами, речь идет о сообщаемости капиллярных и субкапиллярных пор.

Известно, что в продуктивных пластах часто наблюдается *трещиноватость* в карбонатных коллекторах, это присуще им в большей степени. Трещиноватость характеризуется параметрами: протяженностью трещин, раскрытостью, направленностью, густотой трещин. Трещины имеют различную протяженность – от 0,01 – 0,15 до 10 – 20 м, параметр

раскрытость – от нескольких микрон до сантиметра, направленность – от горизонтальных и бессистемных, наклонных до четко прослеживаемых по площади залежи, вертикальных трещин и густоту – от 1 до 10 трещин на 1 м и более, например формируются после проведенного ГРП в скважине.

Смачиваемость поверхности микроструктуры – одна из самых важных характеристик пористых сред нефтеносных пластов. Подавляющая часть продуктивных пластов *преимущественно гидрофильна, в основном хорошо смачиваемая* водой. Но под действием, например, асфальтенов, смол, парафинов происходит частичная гидрофобизация поверхности пор за счет компонентов, которые содержатся в нефти. Поэтому установлено, что нефтегазоносные пласты обладают *смешанной* (частично гидрофильной, частично гидрофобной) смачиваемостью.

Итак, изменчивость, размеров пор, трещиноватость, смачиваемость называются микронеоднородностью. Это основной фактор, который определяет полноту вытеснения нефти водой и другими рабочими агентами.

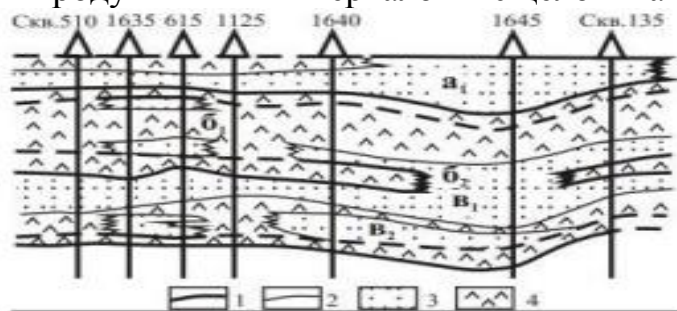
Для оценки характера и степени микронеоднородности продуктивных пластов применяют два основных способа изучения *керн* и *графический*, который используется при интерпретации геофизических исследований скважин для определения пористости и характера насыщения. Графически микронеоднородность отображают на детальных профилях и картах, которые характеризуют микро и макронеоднородность по площади и разрезу.

Макронеоднородность отражает морфологию залегания пород-коллекторов в объеме залежи УВ, т.е. характеризует распределение в ней коллекторов и неколлекторов. Она выражается в прерывистости отдельных пропластков в разрезе, граицами линзовидных включений, выделяемой в продуктивной толще, расчлененностью и др., определяется, в основном, методами ГМИС. Неоднородность изучают по разрезу (толщине горизонта, пласта, его продуктивной части) и по простиранию площади залежи.

По толщине макронеоднородность проявляется в присутствии в разрезе пласта нескольких продуктивных интервалов и прослоев коллекторов, встречающихся в разном количестве и качестве на различных участках залежей, отсутствия в разрезе некоторых пластов, уменьшения нефтенасыщенной толщины в залежи. Количественные критерии: коэффициент расчлененности, как характеристика пласта, коэффициент эффективности (песчанистости для терригенного коллектора), есть характеристика разреза в скважине.

По простиранию макронеоднородность изучается по каждому из выделенных в разрезе пласта пород-коллекторов и неколлекторов. Она проявляется в изменчивости их толщин вплоть до нуля, т.е. наличии зон отсутствия коллекторов (литологического замещения или выклинивания), характеристиками количественными служат коэффициенты линзовидности и сообщаемости. Характер зон распространения коллекторов имеет важное значение для оценки продуктивности скважин, рисунок 7.1. Корреляция

разреза пласта по данным метода ГМИС важна для оценки распространения толщин продуктивных интервалов и с целом макронеоднородности.



Кровля и подошва : 1-пласта,2-прослая,3-коллектор,4-неколлектор,а-в индексы пластов – коллекторов

Рисунок 7.1 -Отображение макронеоднородности на фрагменте геологического разреза горизонта

Методы, которые используются и применяются в настоящее время при изучении геологической неоднородности пластов, объединяются в три группы: геолого-геофизические; лабораторно-экспериментальные; промыслово-гидродинамические.

К геолого-физической группе методов изучения геологической неоднородности пластов относится весь комплекс исследований по обработке фактического материала, полученного в процессе бурения скважин, который включает обработку данных анализа кернов и результатов интерпретации ГМИС. К лабораторно-экспериментальным методам относятся методы ?.

Задача поиска в пособии, где эти методы подробно излагаются принадлежит внимательно читающим студентам. Промыслово-гидродинамические методы при изучении геологической неоднородности отыскать в главах 5, 6, 8 данного пособия. Почему на Сорочинско-Никольском месторождении по пласту T_1 коэффициент расчлененности изменяется от 1 до 9,6. С чем это связано ? Почему на Покровском месторождении пласты A_{1+2+3} средний коэффициент песчанистости равен 0,86, а коэффициент расчлененности изменяется от 0,3 до 5,0? Почему объект разработки B_2+T_1 на Самодуровском месторождении имеет коэффициент расчлененности равный 10 ?

Неоднородность продуктивных пластов и процесс разработки

Неоднородные пласты, которые резко отличаются по проницаемости, общей и эффективной толщине, нецелесообразно разрабатывать как один объект, поскольку они могут существенно отличаться по продуктивности, пластовому давлению в процессе их разработки, где необходимо учитывать способы эксплуатации скважин, скорости выработки запасов нефти и изменение обводненности продукции.

Для различных по площадной и зональной неоднородности пластов могут быть эффективными различные сетки скважин, так что бывает нецелесообразно объединение таких пластов в один объект разработки.

В сильно неоднородных по вертикали пластах, имеющих отдельные низкопроницаемые пропластки, которые не сообщаются с

высокопроницаемыми, порой трудно обеспечить охват продуктивного пласта воздействием по вертикали, так как в первую очередь в активную разработку включаются только высокопроницаемые пропластки, а низкопроницаемые прослои не подвергаются воздействию закачиваемого в пласт агента (воды, газа). Продуктивные пласты с высокой литологической неоднородностью имеют трудноизвлекаемые остаточные запасы нефти или заземленного газа, требуют новых МУН и дополнительных капитальных вложений на доизвлечение.

Вопросы для самопроверки и саморазвития

1. На чем базируются построения математических и физических моделей?
2. Основные характеристики неоднородности моделей и процесс разработки.
3. Литологическая (макро) неоднородность коллекторов пласта
4. Микронеоднородность продуктивного пласта
5. Коэффициент эффективности (песчанистости)
6. Расчлененность, прерывистость продуктивного пласта и процесс разработки
7. Коэффициенты сообщаемости и линзовидности и процесс разработки
8. Модели флюидов по степени сжимаемости.
9. В чем отличие многофазной модели от гомогенной? Приведите примеры.
10. Идеализированные и реальные модели пористых коллекторов, виды пористости.
11. Трещинно-пористые коллектора и их идеализация, густота трещин и особенности разработки.
12. Реологические модели горных пород и система разработки.
13. Какие среды называются изотропными и анизотропными ?
14. Виды проницаемости, физический смысл, неоднородность ?
15. Что такое просветность и эффективный диаметр?
16. Определение параметров неоднородности по простиранию пласта
17. Что такое насыщенность и связанность? Чему равна сумма насыщенностей?
18. Удельная поверхность - определение, размерность, характерные значения для коллекторов.
19. Какой параметр определяется в $Pa \cdot c$
20. От чего зависит структура порового пространства? Просветность что это?
21. Сортировки частиц, слагающих горную породу, упаковка зерен и формы межзерновых контактов, формы и окатанности зерен скелета, условий осадконакопления, наличия, количества и состава глин –все это есть продолжите мысль

8 Гидродинамические методы определения фильтрационно-емкостных параметров пласта

Цель: Определение фильтрационно-емкостных параметров гидродинамическими методами

План изложения:

1. Стационарные методы исследования нефтяных скважин
2. Стационарные методы исследования газовых скважин
3. Нестационарные методы исследования нефтяных скважин
4. Нестационарные методы исследования газовых скважин
5. Метод гидропрослушивания нефтяных и газовых скважин

Вопросы к самостоятельному изучению:

- 1 Анализ исследования поведения индикаторной линии для нефтяной скважины
- 2 Анализ поведения ИК газовой скважины
- 3 Анализ поведения КВД газовой скважины
- 4 Методология гидропрослушивания скважины
- 5 Возможности метода дебитометрии, барометрии и термометрии в нефтяной и газовой скважине

Задачи комплексных методов исследования скважин по изучению геолого-геофизических характеристик включают:

Уточнение геологической модели в зоне расположения скважины, содержащее уточнение границ продуктивных толщин по разрезу скважины, определение положения продуктивных пластов и геологических неоднородностей в межскважинном пространстве;

Контроль за выработкой пластов при извлечении нефти или газа, отслеживание и определение профиля притока или приемистости, оценки состава притока; определение начального, текущего или остаточного нефте- и газонасыщения пласта;

Гидродинамический контроль фильтрационных свойств пласта состоит в определении и прогнозе продуктивности скважин, оценке энергетических свойств пласта, оценке фильтрационных свойств пласта изменении фильтрационных свойств в призабойной зоне;

Технологический контроль работы скважины предусматривает оценку работы элементов подземного оборудования, оценку состояния продукции в стволе работающей скважины, определение межпластовых перетоков, определение суммарных фазовых расходов скважины;

Технический контроль состояния скважины заключается в уточнении положения элементов конструкции, выявлении негерметичностей колонн и уточнение границ фильтра, оценки состояния внутриколонного пространства труб, контроль качества цементации.

Под контролем качества работ по интенсификации добычи понимается: оценка эффективности очистки забоя; оценки эффективности очистки призабойной зоны; оценки эффективности вскрытия пласта; оценки эффективности воздействия на дальнюю зону пласта; оценки эффективности иных мероприятий по изменению технического состояния скважины.

Какие методы исследования скважин бывают, где применяются и для чего? Методы исследования скважин применяются для определения физических свойств и продуктивности пластов-коллекторов на основе выявления характера связи между дебитов скважин и давлением в пластах. Математическими уравнениями, описывающие эти связи, в которые входят физические параметры пласта и некоторые характеристики скважин. На основе гидродинамических исследований устанавливается фактическая зависимость дебитов от перепадов давлений в скважинах, а эти уравнения помогут определить искомые фитрационно-емкостные параметры пласта.

Применяют три основных метода гидродинамических исследований скважин и пластов: метод установившихся отборов жидкости из скважин с построением индикаторной линии (ИД) или (ИК); изучение восстановления пластового давления, (КПД, КВД); определение интерферирования и меры взаимодействия скважин при их работе.

Все перечисленные выше методы основаны на изучении фильтрационно-емкостных параметров притока жидкости и газа к скважине при установившемся или неуставшемся режимах работы. К числу определяемых параметров относятся: дебит, давление и их изменения. При ГДИ методах исследования процессом вытеснения охватывается вся зона дренирования, а результаты обработки становятся характерными для радиусов дренирования и продуктивного пласта.

8.1 Стационарные методы исследования нефтяных и газовых скважин

Методом установившихся отборов (или методов стационарных исследований) исследуются скважины с разным способом эксплуатации: фонтанирующая и скважина, эксплуатируемая с помощью ШГН или электрического центробежного насоса ЭЦН. Обработываются несколько наблюдений при двух и более установившихся отборах, следует воспользоваться методом индикаторных кривых. Если скважина фонтанирует, то по наблюдениям для обработки достаточно иметь один опыт за одним установившимся режимом отбора. При этом используется интерпретационная модель призабойной зоны пласта, которая включает линию штуцер-скважина-пласт.

Итак, методы гидродинамических исследований скважин применяются для *определения физических свойств и продуктивности пластов-коллекторов на основе выявления характера связи дебитов скважин с давлением в пластах.* Установив фактическую зависимость дебитов от перепадов давлений в скважинах, можно установить закономерность между давлением, дебитом и искомыми параметрами ФЕС пласта и скважин.

Применяют *три основных метода* ГДИ скважин и пластов: 1. *метод установившихся отборов жидкости из скважин* 2. *изучение восстановления пластового давления*, 3. *определение взаимодействия (интерференции) скважин, рассмотренных далее.*

8.1.1 Стационарные исследования нефтяных скважин

Стационарные исследования (метод установившихся отборов) нефтяных скважин устанавливают закономерность между дебитом и депрессией в добывающей скважине. В результате исследований строят графики зависимости дебита скважины от забойного давления $P_{заб}$ или от депрессии ($P_{пл}-P_{заб}$), называемые индикаторными диаграммами (ИД). Индикаторные диаграммы (ИД) добывающих скважин располагаются ниже оси абсцисс, а водонагнетательных - выше этой оси. Обе индикаторные диаграммы вида: $Q = f(P_{заб})$ и $Q = f(\Delta P)$ строят в тех случаях, когда скважины эксплуатируются при сравнительно *больших депрессиях* (более 0,5 -1,0 МПа), рисунки 8.1, 8.2. В любом эксперименте и исследовании ошибки измерений обычно не приводят к большому разбросу точек при построении ИД в координатах $Q = f(P_{заб})$, тем более в координатах $Q = f(\Delta P)$. При *малых депрессиях* (порядка 0,2 -0,3 МПа) разброс точек может быть существенно большим, что ИД в координатах $Q = f(P_{заб})$ строится с большой погрешностью, либо построить не удастся. В этих случаях следует измерять на каждом режиме $P_{заб}$ и $P_{пл}$, а ИД строить в координатах $Q = f(\Delta P)$, так как депрессия, которая определяется на каждом режиме, имеет меньшую относительную ошибку, чем $P_{заб}$. Технологически при измерениях глубинным манометром за один спуск прибора абсолютные ошибки $P_{пл}$ и $P_{заб}$ примерно одинаковы и поэтому на $\Delta P = P_{пл} - P_{заб}$ они почти не влияют.

Если процесс фильтрации жидкости в пласте подчиняется линейному закону, в таком случае индикаторная линия имеет вид прямой, зависимость дебита гидродинамически совершенной скважины от депрессии на забое описывается формулой Дюпюи (закон Дарси).

Определение суммарного суточного отбора нефти в скважине для одномерного движения при радиальной фильтрации и ламинарном режиме, для условий упругого режима и справедливости закона Дарси выполняется по формуле (8.1):

$$Q = \frac{2\pi * k * h_{вск.эф.} * (P_k - P_c)}{\mu * (Ln \frac{R_k}{r_{пп}} + C)}, \quad (8.1)$$

где $2\pi - 2 \cdot 3,14$;

k – коэффициент проницаемости пласта, м²;

$h_{вск.эф.}$ – вскрытая эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м;

P_k – давление на контуре питания R_k , Па;

P_c – замеренное забойное давление в добывающей скважине, Па ;

μ – коэффициент динамической вязкости, Па·с ;

R_k – расстояние от устья скважины до контура питания, м ;

$r_{пр}$ – приведенный радиус скважины, м;

C – коэффициент несовершенства скважины по характеру и степени вскрытия, доли ед. .

Q – объемный дебит нефти в скважине, м³/с

Считается, что давление на забое через некоторое время после остановки скважины становится примерно равным среднему пластовому давлению, установившемуся на круговом контуре с радиусом, равным половине среднего расстояния между исследуемой скважиной и соседними, ее окружающими.

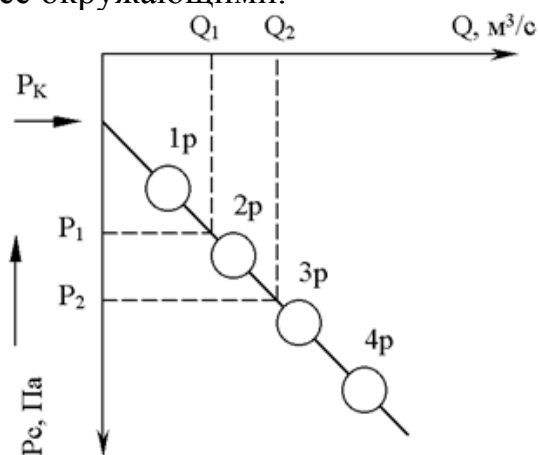


Рисунок 8.1-Индикаторная диаграмма $Q=f(P_{заб})$

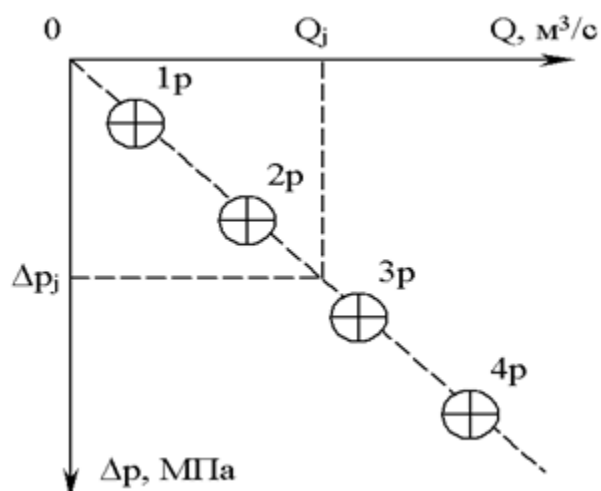


Рисунок 8.2- Индикаторная диаграмма $Q=f(\Delta P)$

Индикаторная диаграмма $Q=f(P_{заб})$ предназначена для оценки величины пластового давления, которое можно определить путем продолжения индикаторной линии до пересечения с осью ординат (рисунок 8.1). Это соответствует нулевому дебиту, при этом скважина не работает и $P_{заб}$ равно $P_{пл}=P_K$. Индикаторная диаграмма $Q=f(\Delta P)$ строится для определения коэффициента продуктивности скважин K :

$$K=(Q_1-Q_2)/(\Delta P_1- \Delta P_2) \quad (8.2)$$

В пределах справедливости линейного закона фильтрации жидкости, в случае линейной зависимости $Q=f(\Delta P)$, индикаторная диаграмма (рисунок 8.2), коэффициент $K_{прод}$ является величиной постоянной, численно равен тангенсу угла наклона индикаторной линии к оси дебитов (оси абсцисс) при сохранении линейного закона фильтрации. По коэффициенту продуктивности скважин, определенному методом установившихся отборов, можно вычислить другие гидродинамические параметры пласта, как гидропроводность, подвижность, сообщаемость и так.далее:

$$K = \frac{2\pi kh}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (8.3)$$

где k – проницаемость, мкм²;

h – эффективная толщина, м;

μ – вязкость пластовой нефти, мПас;

R_k – контур питания, м;

r_c – радиус скважины по долоту, м

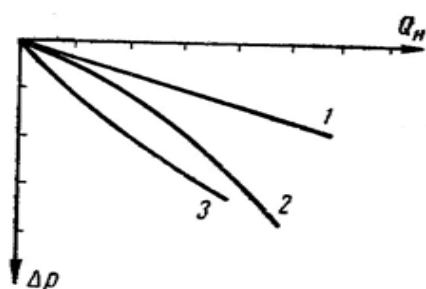
Откуда коэффициент гидропроводности определяется:

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu} = \frac{K \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}}{2\pi} \quad (8.4)$$

Проницаемость пласта в призабойной зоне:

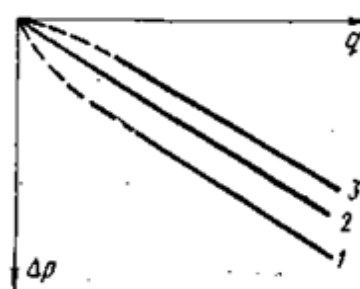
$$k = \frac{K \cdot \mu \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}}{2\pi \cdot h} \quad (8.5)$$

Приведенные выше формулы справедливы для случая исследования гидродинамически совершенной скважины, которая вскрывает пласт на всю его толщину и имеет, как правило, открытый забой, а измеряемые параметры и величины дебит, динамическая вязкость и др. приведены к пластовым условиям. Реальные индикаторные диаграммы не всегда получаются прямолинейными (Рисунок 8.3). Искривление индикаторной диаграммы характеризует характер фильтрации жидкости в призабойной зоне пласта.



1 – установившаяся фильтрация по линейному закону Дарси; 2- неустановившаяся фильтрация или фильтрация с нарушением линейного закона Дарси при больших Q ; 3 - нелинейный закон фильтрации.

Рисунок 8.3-Индикаторные кривые при фильтрации по пласту однофазной жидкости.



2 - замеренное пластовое давление соответствует фактическому; 1, 3 - замеренное пластовое давление соответственно завышено и занижено против фактического.

Рисунок 8.4 - Индикаторная диаграмма

Искривление ИД в сторону оси ΔP (рисунок 8.3, кривая 2) означает увеличение фильтрационных сопротивлений по сравнению со случаем

фильтрации по закону Дарси. Это объясняется тремя причинами, следующими далее.

1. Превышение скорости фильтрации в ПЗП критических скоростей при которых линейный закон Дарси нарушается ($V > V_{кр}$).
2. Образованием вокруг скважины области двухфазной (нефть+газ) фильтрации при $P_{заб} < P_{нас}$. Чем меньше $P_{заб}$, тем больше радиус этой области.
3. Изменения проницаемости и раскрытости микротрещин в породе при изменении внутрискважинного давления вследствие изменения $P_{заб}$.

Искажение ИД в сторону оси дебитов Q (рисунок 8.3, кривая 3) объясняется двумя причинами: некачественными измерениями при проведении исследований; неодновременным вступлением в работу отдельных прослоев или пропластков. Продуктивные пласты, как правило, неоднородны. Если при эксперименте замеренное пластовое давление окажется выше фактического, то построенная индикаторная диаграмма будет иметь вид (рисунок 8.4, кривая 1).

8.1.2 Стационарные исследования газовых скважин

Дебит газа q_g в скважине при установившейся фильтрации прямо пропорционален разности квадратов значений давлений $P_{пл}^2 - P_{заб}^2$. Дебит газа зависит от проницаемости, эффективной вскрытой толщины, давления и температуры пласта, от вязкости газа и коэффициента сверхсжимаемости, формула (8.6):

$$q_g = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_{пр} \cdot h \cdot T_{ст} \cdot (P_{пл}^2 - P_{заб}^2)}{P_{ат} \cdot \mu_g \cdot Z \cdot \ln\left(\frac{Rk}{rc}\right) \cdot T_{пл}}, \quad (8.6)$$

где $k_{пр}$ – коэффициент проницаемости, м²;

h – эффективная толщина, м;

$T_{ст}$ – 273 К;

$T_{пл}$ – (273 – $t_{пл}$);

$P_{ат}$ – 10^5 Па;

μ_g – вязкость пластового газа, мПа·с;

Z – коэффициент сверхсжимаемости газа, доли ед;

R_k / r_c – соотношение между расстоянием до контура питания и радиусом скважины.

В уравнении притока газа (8.6) дробь в его правой части не является коэффициентом продуктивности, так как в связи с нелинейностью фильтрации газа дебит его пропорционален не депрессии, а некоторой нелинейной функции давления. Этот коэффициент пропорциональности в формуле (8.6) может быть определен с помощью индикаторной линии, построенной в координатах q_g и $(P_{пл.тек.}^2 - P_{заб}^2) / q_g$.

Уравнение индикаторной линии имеет вид (8.7):

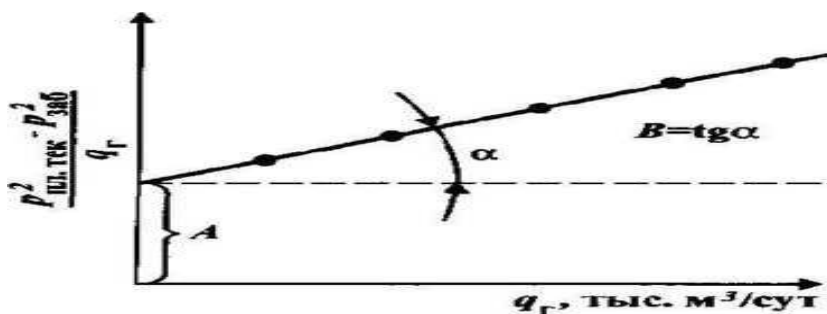
$$\frac{p_{\text{пл.тек}}^2 - p_{\text{заб}}^2}{q_{\text{г}}} = A + B \cdot q_{\text{г}}, \quad (8.7)$$

где A и B — коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие от параметров пласта в призабойной зоне (A) и от конструкции скважины (B).

Коэффициент A численно равен значению $(p_{\text{пл.тек}}^2 - p_{\text{заб}}^2)/q_{\text{г}}$ в точке пересечения индикаторной линии с осью ординат.

Дробь в правой части уравнения (8.6) соответствует A , рисунок (8.5) т.е.

$$A = \frac{p_{\text{ат}} \cdot \mu_{\text{г}} \cdot z \cdot \ln\left(\frac{Rk}{r_{\text{пр}}}\right) \cdot T_{\text{пл}}}{2 \cdot \pi \cdot k_{\text{пр}} \cdot h \cdot T_{\text{ст}}}, \quad (8.8)$$



$q_{\text{г}}$ — дебит скважины по газу; $p_{\text{тек}}$ — текущее пластовое давление; $p_{\text{заб}}$ — забойное давление

Рисунок 8.5- Индикаторная диаграмма газовой скважины

Выражения (8.6) используют для оценки по данным исследования скважин по методу установившихся отборов основной фильтрационной характеристики пласта — коэффициента проницаемости. Для этого коэффициент продуктивности K' (для нефтяной скважины) или коэффициент фильтрационного сопротивления A (для газовой скважины) определяют по соответствующей ИД линии, другие необходимые параметры получают геофизическими и лабораторными методами. Указанные выражения используют для определения комплексных характеристик пластов, учитывающих одновременно два-три основных свойства продуктивных пластов, оказывающих влияние на разработку газовых залежей. Далее приводится определение комплексных характеристики фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивных пластов: гидропроводности, проводимости, пьезопроводности и других.

4 Коэффициент гидропроводности :

$$E = k_{\text{пр}} \cdot h / \mu, \quad (8.9)$$

где $k_{\text{пр}}$ — проницаемость пласта в районе исследуемой скважины;

• — работающая толщина пласта;

μ — вязкость жидкости или газа, $\text{м}^2/(\text{Н} \cdot \text{с})$.

5 Коэффициент подвижности:

$$a = k_{пр}/\mu \quad (8.10)$$

Размерность коэффициента $m^4(H \cdot c)$; он характеризует подвижность флюида в пластовых условиях в районе скважины.

6 Коэффициент пьезопроводности как скорость распространения и перераспределения пластового давления. Коэффициент пьезопроводности пласта характеризует скорость распространения давления в упругой пористой среде. Его величина определяется формулой (8.11):

$$\chi = \frac{k}{\mu(m\beta_{жс} + \beta_n)} \quad (8.11)$$

где - коэффициент пьезопроводности в $см^2/с$;

k - коэффициент проницаемости в Дарси;

μ - вязкость жидкости в пластовых условиях в сантипуазах;

m - коэффициент пористости породы в долях единицы;

$\beta_{ж}$ - коэффициент сжимаемости жидкости в 1/атм;

β_n - коэффициент сжимаемости породы, 1/атм;

$(m \cdot \beta_{ж} + \beta_n)$ - коэффициент упругости пласта, 1/атм.

Размерность коэффициента пьезопроводности в системе СИ $м^2/с$.

Пьезопроводность характеризует скорость, позволяет подсчитать упругие запасы, перераспределение давления в пласте (последнее происходит не мгновенно, а в течение некоторого времени вследствие упругости породы и содержащейся в ней жидкости).

Итак, исследование скважин при стационарных режимах фильтрации, часто называемое методом установившихся отборов, базируется на связи между установившимися забойными (устьевыми) давлениями и дебитом газа на различных режимах и позволяет определить следующее:

- 1) зависимость дебита газа от депрессии на пласт и давления на устье;
- 2) изменение забойного и устьевого давлений и температур от дебита скважин;
- 3) оптимальные рабочие дебиты газа и причины их ограничений;
- 4) уравнение притока газа к забою скважины;
- 5) коэффициенты фильтрационного сопротивления, применяемые для определения продуктивной характеристики скважины и призабойной зоны пласта, расчета технологического режима и оценки эффективности методов интенсификации притока газа;
- 6) абсолютно свободный и свободный дебиты газа, используемые для оценки возможностей пласта и скважины;
- 7) условия разрушения призабойной зоны, скопления примесей на забое и их выноса из скважины; количество выносимых твердых частиц и жидкости (воды и конденсата) в зависимости от депрессии на пласт;
- 8) технологический режим работы скважин с учетом различных факторов;
- 9) изменение давления и температуры в стволе скважины в зависимости от дебита;

- 10) коэффициент гидравлического сопротивления труб;
- 11) эффективность таких ремонтно-профилактических работ, как интенсификация, крепление призабойной зоны, дополнительная перфорация, замена фонтанных труб и др.

Современные модификации метода исследования на стационарных режимах фильтрации при длительной стабилизации давления и дебита делятся на: *изохронный и ускоренно-изохронный методы, экспресс-метод исследования скважин, метод монотонно-ступенчатого изменения дебитов*. Все они преследуют цель определения истинных значений коэффициентов фильтрационных сопротивлений и требуют самостоятельного и глубокого изучения студентами. Преследуют цель оценить влияние ФЕС пласта, несовершенства скважины по характеру и степени вскрытия, а также геометрии притока, на фильтрационно-емкостные свойства. В подземной гидравлике обосновывается описание процесса *фильтрации флюида* двучленной формулой (8.12):

$$P_k - P_c = a \cdot Q + b \cdot Q^2 \quad (8.12)$$

По существу, это есть аппроксимация ИД линии полиномом второй степени. При малых значениях дебита Q второе слагаемое в мало. При увеличении дебита газа Q оно увеличивается пропорционально квадрату Q . Уравнение притока флюида преобразуется в прямую линию делением всех членов на Q , получается уравнение типа 8.13:

$$(P_k - P_c)/Q = a + b \cdot Q \quad (8.13)$$

Способы обработки индикаторной кривой

Уравнение притока газа к забою скважины имеет аналогичный (8.12) вид (8.14)

$$\Delta P^2 = P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = a Q_{г} + b Q_{г}^2, \quad (8.14)$$

где $P_{пл}$ и $P_{заб}$ — пластовое и забойное давления, МПа;

a и **b** — коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие от параметров призабойной зоны пористой среды и конструкции забоя скважины;

$Q_{г}$ — дебит газа в тыс. м³/сут (при атмосферном давлении и $T_{ст}$).

Пластовое давление можно определить из двучленного уравнения притока, извлекая корень квадратный из правой части:

$$P_{пл}^2 = a Q_{г} + b Q_{г}^2 + P_{заб}^2 \quad (8.15)$$

Уравнение характеризует зависимость потерь давления в пласте от дебита газа, представляет собой уравнение параболы (рисунок 2.8, кривая 1), называемой индикаторной кривой (ИК).

Смысл линеаризации уравнения притока и определение коэффициентов далее. Зависимость ΔP^2 от Q не линейная (рисунок 8.6, кривая 1), поэтому её линеаризуют путем деления на Q . Для каждого режима вычисляют $\Delta P^2/Q$, полученные значения наносят на график (рисунок 8.6, кривая 2).

Через нанесённые точки проводят прямую линию. Значения коэффициента **a** определяют по отрезку, отсекаемому этой прямой на оси ординат, а значение **b** — как тангенс угла наклона прямой к оси абсцисс. Коэффициенты **a** и **b** можно вычислить по методу наименьших квадратов и по формулам.

Исследование газовых скважин, которые работают фонтанным способом эксплуатации, методом стационарных исследований проводится с целью оценки продуктивности скважины и установления закона фильтрации газа.

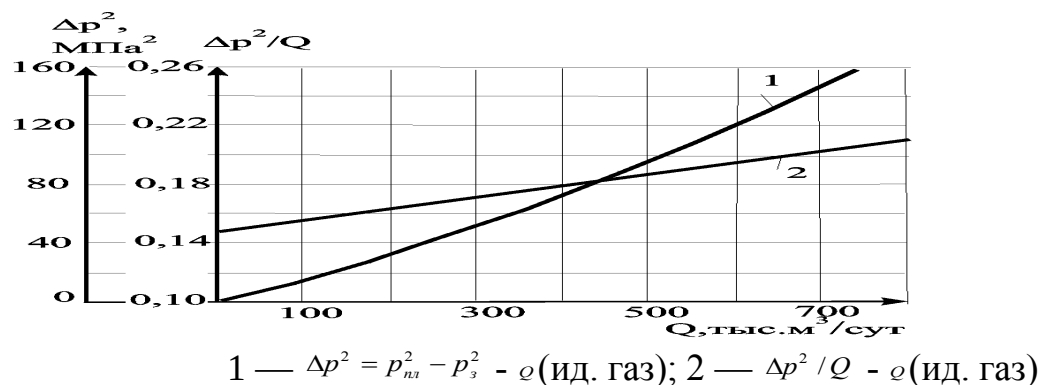


Рисунок 8.6 — Индикаторные диаграммы газовой скважины

Дебит газа при установившемся режиме фильтрации можно рассчитать двумя способами: по показаниям расходомера методом сужения струи газа по дифференциальному манометру до критического течения и по диафрагменному измерителю критического течения (ДИКТа).

Если есть показания затрубного манометра то расчет забойного давления выполняется по неподвижному столбу газа, при этом затрубье закрыто, газ поступает через насосно-компрессорные трубы. Если данных затрубного манометра нет, то забойное давление рассчитывается по подвижному столбу газа, используя показания манометра на головке скважины (буферного давления).

Пластовое давление рассчитывается по среднему статическому давлению на устье скважины.

Индикаторная кривая (ИК) строится в координатах $P_{пл}^2 - P_{заб}^2$ (размерность МПа²) от Q_g (размерность тыс. м³/сут). Уравнение притока имеет вид, (8.14).

Повторим. Для определения коэффициента **a**, поделим левую и правую части уравнения (8.15) на Q_g , получим $\Delta P^2/Q_g = a + bQ_g$, (8.16), где зависимость

(8.16) будет представлять уравнение прямой линии в координатах $\Delta P^2/Q_g$ от Q_g . Отрезок пересечения прямой с координатной осью ОУ даст значение коэффициента **а**, а тангенс угла наклона прямой будет характеризовать коэффициент **в**.

Тем самым будет определено уравнение притока газа на стационарном режиме фильтрации. Вид ИД в случае плоскорадиального течения газа в недеформированном пласте по закону Дарси выглядит как на рисунке 8.7.

Для любознательных. Абсолютно-свободный дебит газа -это дебит, который давала бы совершенная скважина при давлении на забое равном 0,1 МПа. Абсолютно-свободный дебит характеризует продуктивные возможности пласта, можно оценить по формуле (8.17).



Рисунок 8.7 – Вид идеальной индикаторной диаграммы для идеального газового пласта

$$Q_{a.c.} = \frac{\sqrt{a^2 + 4b(p_{пл}^2 - 1)} - a}{2b} \quad (8.17)$$

где $Q_{a.c.}$ - абсолютно-свободный дебит газа, тыс.м³/с;

а и **в** - коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие от параметров призабойной зоны пористой среды, конструкции забоя скважины и ее несовершенства;

$P_{пл}$ - пластовое давление, МПа.

Коэффициенты фильтрационных сопротивлений **а** и **в** из уравнения притока газа при нелинейном двучленном законе фильтрации на стационарных режимах можно определить аналитическим путем, используя принятые формулы в подземной газовой динамике:

$$a = 118 \cdot \mu \cdot z \cdot P_{ат} \cdot T_{пл} / [\pi \cdot k \cdot h \cdot T_{ст}] \cdot \ln(R_k/R_c), \quad (8.18)$$

где μ - динамическая вязкость флюида, мПа·с;

$P_{ат} = 1,033$ кгс/см² - стандартное атмосферное давление;

$T_{пл}$, $T_{ст}$ - пластовая и стандартная температуры ($T_{ст} = 293,15$), К;

k - коэффициент проницаемости пласта, Д;

h - толщина продуктивного пласта, м;

R_k , R_c - радиусы контура питания и скважины, м.

$$b = 13.92 \cdot 10^{-10} \cdot \rho_{ст} \cdot P_{ат} \cdot z \cdot T_{пл} \cdot (1/R_c - 1/R_k) / (2 \cdot \pi^2 \cdot l \cdot h^2 \cdot T_{ст}), \quad (8.19)$$

где $\rho_{\text{ст}}$ - плотность газа при стандартных условиях ($P_{\text{ат}}=1,033 \text{ кгс/см}^2$, $T_{\text{ст}}=293,15 \text{ K}$), кг/м^3 ;

l - коэффициент макрошероховатости породы, м (среднее значение для ОНГКМ можно принять $0,235 \cdot 10^{-11} \text{ м}$);

В результате проведения ГДИ исследований определяются фильтрационные параметры пласта и скважины: коэффициент продуктивности, гидропроводность, проводимость, подвижность, комплексный параметр пьезопроводности и так далее.

Расчет дебита на стационарном режиме радиальной фильтрации газа описывается уравнением (8.20) :

$$Q=2\pi kh \cdot (P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{зб}}^2) / \mu \ln(R_k / r_{\text{с пр}}), \quad (8.20)$$

где величина $P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{зб}}^2$ равна разности квадратов между пластовым и забойным давлениями, Па^2 ;

$\pi=3,14$;

k - проницаемость, мкм^2 ;

h - эффективная нефтенасыщенная толщина пласта в скважине, м;

μ - вязкость пластовой нефти, $\text{мПа}\cdot\text{с}$,

$r_{\text{с пр}}$ - приведенный радиус скважины, м;

R_k - радиус контура питания, м (равен половине расстояния между скважинами для разрабатываемых залежей, для поисково-разведочной скважины определяется расчетным путем по формуле (8.21):

$$R_k = 1,5 - 1,8 \cdot \sqrt{\chi t}, \quad (8.21),$$

где χ - коэффициент пьезопроводности, $\text{м}^2/\text{с}$;

t - время работы скважины, с.

Повторим, выучим и запомним. Исследование скважин при стационарных режимах фильтрации, часто называемое методом установившихся отборов, базируется на связи между установившимися забойными (устьевыми) давлениями и дебитом газа на различных режимах и позволяет определить следующее:

- зависимость дебита газа от депрессии на пласт и давления на устье;
- изменение забойного и устьевого давлений и температур от дебита скважин;
- оптимальные рабочие дебиты газа и причины их ограничений;
- уравнение притока газа к забою скважины;
- коэффициенты фильтрационного сопротивления, применяемые для определения продуктивной характеристики скважины и призабойной зоны пласта, расчета технологического режима и оценки эффективности методов интенсификации притока газа;
- абсолютно свободный и свободный дебиты газа, используемые для оценки возможностей пласта и скважины;

- условия разрушения призабойной зоны, скопления примесей на забое и их выноса из скважины; количество выносимых твердых частиц и жидкости (воды и конденсата) в зависимости от депрессии на пласт;
- технологический режим работы скважин с учетом различных факторов;
- изменение давления и температуры в стволе скважины в зависимости от дебита;
- коэффициент гидравлического сопротивления труб;
- эффективность таких ремонтно-профилактических работ, как интенсификация, крепление призабойной зоны, дополнительная перфорация, замена фонтанных труб и др.

Современные модификации метода исследования на стационарных режимах фильтрации при длительной стабилизации давления и дебита делятся на: *изохронный и ускоренно-изохронный методы, экспресс-метод исследования скважин, метод монотонно-ступенчатого изменения дебитов, в которые углубиться предлагается самостоятельно.*

Дебит газа при установившемся режиме фильтрации можно рассчитать двумя способами: по показаниям расходомера методом сужения струи газа по дифференциальному манометру до критического течения и по диафрагменному измерителю критического течения (ДИКТа).

Расчет забойного давления (если есть показания затрубного манометра) выполняется по неподвижному столбу газа, при этом затрубье закрыто, газ поступает через НКТ (насосно-компрессорные трубы). Если данных затрубного манометра нет, то забойное давление рассчитывается по подвижному столбу газа, используя показания буферного манометра (на головке скважины). Пластовое давление рассчитывается по среднему статическому давлению на устье скважины.

В результате проведения ГДИ исследований определяются фильтрационные параметры пласта и скважины: коэффициент продуктивности, гидропроводность, проводимость, подвижность, комплексный параметр пьезопроводности и так далее.

8.2 Нестационарные методы исследования нефтяных и газовых скважин

Гидродинамические методы исследования (ГДИ) основаны на решении обратных задач подземной гидромеханики. При этом используют уравнения сохранения массы и импульса в фильтрационном движении, связывающие гидродинамические параметры пласта с измеряемыми давлениями в процессе фильтрации газа или нефти в пласте, такими как расход, забойное и пластовое давление во времени.

Исследования на нестационарных режимах фильтрации проводятся на протяжении всей жизни месторождения. Задача исследования заключается в получении исходных данных для подсчета запасов нефти и попутного газа, проектирования эксплуатации, разработки, обустройства промысла, установления технологического, гидродинамического и термодинамического

режима работы скважин, подземных и наземных сооружений, оценки эффективности работ по интенсификации и контролю разработки и эксплуатации путем установления продуктивной характеристики скважин и гидродинамических параметров пласта.

8.2.1 Нестационарное исследования нефтяных скважин

Нестационарное исследование нефтяной скважины заключается в снятии кривой восстановления давления (КВД) после остановки, снятии кривых стабилизации давления (КСД) и дебита при пуске скважины в работу на определённом режиме (с определённым диаметром шайбы, штуцера).

Исследования проводятся в эксплуатационных в процессе разработки месторождения. Основная цель их заключается в получении информации, необходимой для анализа и контроля разработки, определения ФЕС и Рзаб. Такие исследования проводятся при ремонтно-изоляционных работах и интенсификации скважин.

Исследование позволяет определить пьезопроводность для более удаленной зоны пласта, ее особенность гидропроводности на периферии или выклинивание проницаемого пласта, а также другие особенности геологического строения пласта.

Если забойное и пластовое давления выше давления насыщения, то перераспределение давления в пласте происходит по законам упругого режима. В подземной гидромеханике задача притока жидкости к скважине в бесконечно упругом пласте после ее внезапного пуска или остановки решается с помощью формулы (8.22):

$$p(r, t) = p_k - \frac{\mu Q_0}{4\pi h k} \left[-Ei \left(-\frac{r^2}{4\chi t} \right) \right] \quad (8.22)$$

Формула (8.22) является *основной формулой теории упругого режима* пласта. Интегрально-показательная функция, используемая в теории упругого режима, имеет вид (рисунок 8.8) и обладает следующими свойствами: $-Ei(-u)$ изменяется от 0 до ∞ при изменении аргумента от 0 до ∞ ; функция $-Ei(-u)$ представляется в виде сходящегося ряда, (8.23).

$$-Ei(-u) = \ln \frac{1}{u} - 0,5772 + u - \frac{u^2}{4} + \frac{u^3}{18} - \dots \quad (8.23)$$

Для малых значений $u < 1$ можно принять $-Ei(-u) = \ln 1/u - 0,5772$ (8.24)

с погрешностью, не превышающей 0,25% при $u \leq 0,01$ и 5,7% при $u \leq 0,1$:

$$\frac{d}{dx}[-Ei(-u)] = \frac{e^{-u}}{u} \quad (8.25)$$

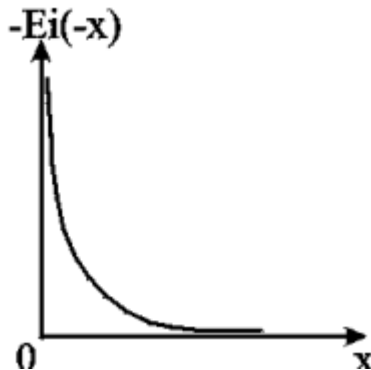


Рисунок 8.8 –График интегрально-показательной функции

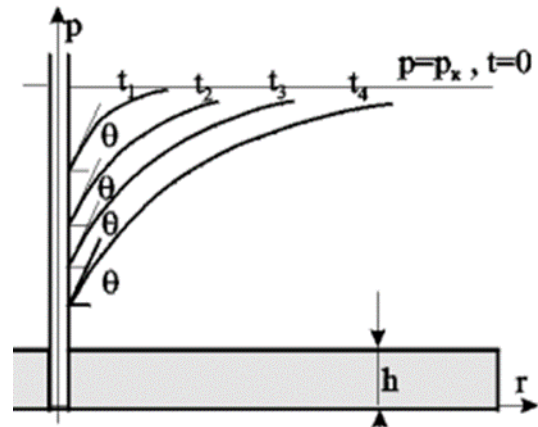


Рисунок 8.9 -Пьезометрические кривые при пуске скважины в бесконечном пласте с постоянным дебитом

С учетом соотношения (8.22) основное уравнение (8.24) перепишется в виде, которое более известно под названием уравнение кривой восстановления давления (КВД):

$$P(r,t) = P_k - \mu \cdot Q_0 / (4\pi \cdot k \cdot h) \cdot [\ln(4\chi \cdot t / r^2) - 0,5772] \quad (8.26)$$

Полученную зависимость можно использовать при числе Фурье: $fo = \chi t / r_c^2 > 100$ с погрешностью, не превышающей 0,6 %:

$$\Delta P(r,t) = \mu Q_0 / (4\pi k h) \cdot \ln(2.25 \chi t / r^2)$$

Практически это означает, что уже через 1 с после пуска скважины расчеты забойного давления, выполненные по формуле (8.26), будут иметь с погрешность, не превышающую 0,6 %. Формулу (8.26) можно использовать и для расчета падения давления в *конечном пласте*, а именно, погрешность расчета давления при этом не превышает 1%, если $gk > 1000r_c$ и $fo < 3,4105$ или $Fo < 0,34$.

Рассмотрим пьезометрические кривые для бесконечного пласта, которые эксплуатируется скважиной радиуса r_c с постоянным дебитом Q_0 (рисунок 8.9). Для точек вблизи забоя можно пользоваться формулой (8.26), а дифференцируя её по координате r , найдём градиент давления (8.27):

$$\frac{\partial p}{\partial r} = \frac{Q_0 \mu}{2\pi k h r} \quad (8.27)$$

Из этой формулы (8.27) следует, что градиент давления для значений r , удовлетворяющих неравенству $r^2 \ll 0,034\chi t$, практически не зависит от времени и определяется по той же формуле, что для установившейся плоскорадиальной фильтрации несжимаемой жидкости. Для указанных значений r пьезометрические кривые представляют собой логарифмические линии (рисунок 8.9). Углы наклона касательных на забое скважины одинаковы для всех кривых.

Анализ основной формулы теории упругого режима. Основная формула (8.22) или (8.26) справедлива лишь для точечного стока при $r_c=0$, но ей можно пользоваться для укрупнённых скважин ($r_c=1\text{ км}$), исходя из опыта. Если скважина укрупнённая, то формула (8.26) может дать большую погрешность лишь вблизи от её стенки (контура). Чем дальше отстоит от этого контура точка, в которой определяется давление, и чем больше времени прошло с момента пуска укрупнённой скважины, тем меньше погрешность. Анализ формулы (8.26) показывает, что вскоре после пуска скважины вокруг неё начинает непрерывно увеличиваться область пласта (рисунок 8.9), в которой для каждого момента времени давление распределяется так, как и при установившемся движении, т.е. давление оказывается квазиустановившимся и пьезометрические кривые будут кривыми логарифмического типа. Из (8.26) следует, что градиент давления, расход жидкости через любую цилиндрическую поверхность радиусом r и скорость фильтрации определяются соотношениями (8.28):

$$\frac{\partial p}{\partial r} = \frac{Q_0 \mu}{2\pi k h r} e^{\frac{-r^2}{4\chi t}}; \quad u = \frac{Q_0}{2\pi h r} e^{\frac{-r^2}{4\chi t}}; \quad Q(r,t) = 2\pi h r \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} = Q_0 e^{\frac{-r^2}{4\chi t}} \quad (8.28)$$

Из данных соотношений следует, что стационарная скорость фильтрации $U_{ст} = Q_0 / 2\pi r h$ достигается очень быстро на небольших расстояниях от скважины, так как значение коэффициента пьезопроводности велико. Займитесь исследованием формулы (8.26) и (8.28) и подтвердите этот вывод.

8.2.2 Нестационарные исследования газовых скважин

Исследования газовых, газоконденсатных пластов и скважин ведется в процессе поисково-разведочного процесса при бурении, опытной и промышленной эксплуатации месторождений и подземных хранилищ.

Задача исследования ГДИ заключается в получении исходных данных для подсчета запасов газа, проектирования опытной эксплуатации, разработки, обустройства промысла, установления технологического, гидродинамического режима работы скважин и наземных сооружений, оценки эффективности работ по интенсификации и контролю разработки и эксплуатации путем установления продуктивной характеристики скважин и параметров пласта.

Повторим. Классы ГДИ исследований в зависимости от времени делятся: на установившиеся и неуставившиеся. Газо-гидродинамические методы исследования скважин делятся на исследования при стационарных и нестационарных режимах фильтрации. К первым относят снятие индикаторной кривой, отражающей зависимость между P_z давлением и дебитом при работе скважины на различных установившихся режимах. Ко вторым относится снятие кривой КВД после остановки, снятие кривых стабилизации давления КСД и дебита при пуске скважины в работу на определённом режиме.

Виды исследований по назначению. По своему назначению исследования газовых скважин делятся на первичные, текущие, комплексные и специальные исследования. *Первичные исследования* проводятся на всех разведочных и добывающих скважинах. Они позволяют: определить параметры пласта и его продуктивную характеристику; установить возможные дебиты скважины, а также связь между дебитом, забойным и устьевым давлениями и температурой; установить режим эксплуатации скважины с учетом наличия и выноса жидких и твердых частиц в потоке, начальное пластовое давление, степень и качество вскрытия пласта и др.

Текущие исследования проводятся в добывающих скважинах при процессе разработки месторождения. Основная цель их заключается в получении информации, необходимой для анализа и контроля разработки. Такие исследования проводятся до и после проведения в скважинах интенсификации или ремонтно-профилактических работ.

Специальные исследования проводятся для определения отдельных параметров, обусловленных специфическими условиями данного месторождения. К *специальным исследованиям* относятся комплексные исследования газоконденсатных скважин, исследования поведения ГВК, изучения степени коррозии скважинного оборудования, определения степени истощения отдельных пластов в процессе разработки, изучения влияния влаги и разрушения пласта на производительность газовой скважины и др.

Комплексные исследования основаны на гидродинамических, геофизических, термодинамических и радиоактивных методах исследования с одновременной автоматизацией всех показаний и в том числе определений физико-химических характеристик газа, воды, агрессивных примесей и конденсата, при различных давлениях и температурах в промысловых условиях. Только при *комплексном исследовании* можно получить наиболее достоверные данные о пласте, в то время как каждый вид исследования в отдельности позволяет получить лишь отдельные характеристики.

Помимо основных параметров полезно измерять межколонные давления и их изменение в зависимости от процесса, проходящего в скважине. Такие исследования позволяют изучить межколонные перетоки газа, герметичность скважины и возможность перетока газа в вышележащие пласты. Весь процесс исследования скважин должен фиксироваться во времени.

Виды исследований. Исследования скважин при нестационарных режимах фильтрации заключаются в снятии и обработке кривых: нарастания (восстановления) забойного давления после остановки скважины;

- 1) стабилизации давления и дебита (КСД) после пуска скважины;
- 2) перераспределения давления при постоянном дебите и дебита при постоянном забойном давлении;
- 3) перераспределение давления в реагирующих скважинах при пуске или остановке возмущающей скважины (прослушивание скважины);
- 4) изменение дебита и давления при эксплуатации скважины.

Последовательность проведения исследования по снятию КВД

Скважину подключают к газопроводу или газ выпускают в атмосферу, регистрируя при этом изменение давления на головке, в затрубном пространстве и измерителе дебита. После достижения стабилизации скважину закрывают и снимают КВД на головке и в затрубном пространстве в зависимости от времени.

Забойное давление определяют по давлению на устье расчетным путём, но лучше снимать КВД с помощью дифференциальных, глубинных манометров. Снятие КВД на забое предпочтительно во всех случаях, особенно в высокодебитных скважинах, работающих с малыми депрессиями и вскрывающих пласт с высокой температурой.

Факторы, влияющие на методику обработки КВД

Методика обработки КВД существенным образом зависит от темпа нарастания давления после остановки скважины, наличия соседних скважин и расстояния между ними. Если скважина удалена от соседних работающих на 3 – 4 км и продолжительность её работы незначительна, то данную ее можно рассматривать в «бесконечном» пласте. В противном случае процесс восстановления давления надо рассматривать как процесс, происходящий в пласте конечных размеров. Рассмотрим методику обработки КВД в условиях «бесконечного пласта». Авторы рекомендуют разобрать далее теорию, чтобы выполнять лабораторные работы.

Методика обработки КВД в условиях «бесконечного» пласта

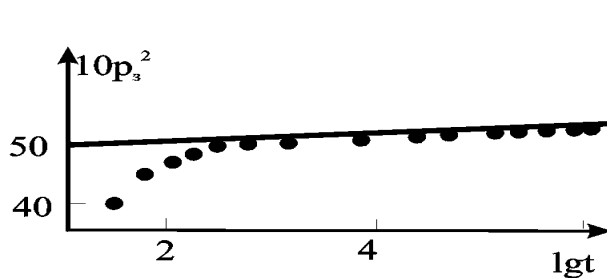
1 Значительное время работы скважины (рисунок 8.10)

Условия применения — $T > 20t$, где t - время, необходимое для восстановления давления, T - время работы скважины до снятия КВД.

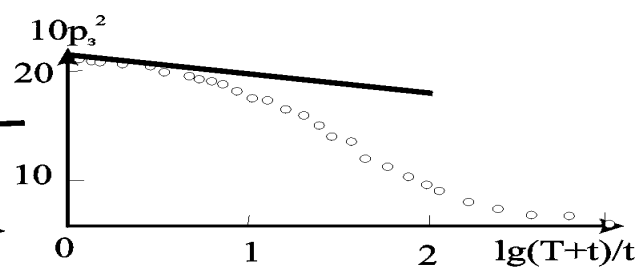
Используемая зависимость для расчета текущего забойного давления типа (8.29):

$$P_3^2 = \alpha + \beta lgt, \quad (8.29)$$

где P_3 – текущее забойное давление до остановки скважины, Па;
 t – время, необходимое для восстановления давления, с;
 α, β – коэффициенты, определенные из соотношений (8.30) и (8.31):



Рз-давление на забое скважины, t
время восстановления давления
Рисунок 8.10 — КВД при T>20t



Рз-давление на забое скважины, t
время восстановления давления
Рисунок 8.11 — КВД при T<20t

$$\alpha = P_{30}^2 + \alpha_0 = P_{30}^2 + \beta \lg(2,25 \cdot \chi / r_{c \text{ пр}}^2) + b \cdot Q_0^2 \quad (8.30)$$

$$\beta = 0,023 \cdot Q_0 \cdot \mu_{\text{пл}} \cdot T_{\text{пл}} \cdot Z_{\text{пл}} \cdot P_{\text{ат}} / (\pi \cdot k \cdot h \cdot T_{\text{ст}}) \quad (8.31)$$

где, P_3 и P_{30} - текущее и начальное абсолютные забойные давления (до остановки скважины), МПа;

Q_0 - дебит скважины до остановки, м³/с;

$t \rightarrow T_{\text{пл}}$ - время восстановления давления, с

h - эффективная толщина пласта, м;

χ - коэффициент пьезопроводности, м²/с;

m - пористость, доли единицы;

$P_{\text{пл}} \rightarrow P_{\text{аб}}$ - абсолютное пластовое давление, МПа;

$\mu_{\text{г}}$ - вязкость газа в пластовых условиях, мПа · с;

$Z_{\text{г}}$ - коэффициент сверхсжимаемости газа при пластовых значениях давления и температуры;

b - коэффициент нелинейного сопротивления в двухчленной формуле стационарного притока к скважине (МПа/(тыс. м³/сут))²;

$T_{\text{ст}}, P_{\text{ат}}$ - $T_{\text{ст}} = 293\text{K}$; $P_{\text{ат}} = 0,1\text{МПа}$

$r_{c \text{ пр}}$ - приведённый радиус, определенный из (8.32), м;

$$r_{c \text{ пр}} = r_c \cdot e^{-C} \quad (8.32)$$

где C - коэффициент скин-эффекта, определенный из соотношения (8.33);

r_c - радиус скважины по долоту, м.

$$C = 2 \cdot (k/k_1 - 1) \cdot \lg(R_0/r_c) + k/k_1 \cdot (C_1 + C_2) \quad (8.33)$$

где k_1, k - проницаемость призабойной и дальней зон пласта, мкм²;

R_0 - расстояние до контура питания пласта, м;

r_c - радиус скважины по долоту, м;

C_1 и C_2 - коэффициенты несовершенства скважины по степени и характеру вскрытия

Определение параметров пласта

Из касательной прямой линии (рисунок 8.10) находятся коэффициенты:
a - равный отрезку, отсекаемого на оси ординат;

β - тангенс угла наклона.

В координатах P_3^2 от $\lg t$ конечный участок КВД не линейный, рисунок 8.10.

По полученным значениям **a** и **β** определяют следующие параметры продуктивного пласта: проводимости, подвижности, проницаемости, коэффициента пьезопроводности, приведенный радиус и параметра скин-эффекта, характеризующего совершенство скважины и состояние призабойной а также дальней зоны пласта.

2 Незначительное время работы скважины (рисунок 8.11).

Условия применения эксперимента - $T < 20t$, т.е. время (T) работы скважины перед её остановкой соизмеримо со временем восстановления давления (t).

Используемая зависимость для этих условий в системе Хорнера (8.34).

$$P_3^2 = P_{пл}^2 - \beta * \lg[(T+t)/t], \quad (8.34)$$

Для определения коэффициента **β** КВД строится в координатах P_3^2 от $\lg[(T+t)/t]$.

При известном пластовом давлении прямолинейный участок проводится как касательная линия к КВД из точки с координатами равными $P_3^2 = P_{пл}^2$ и $\lg[(T+t)/t] = 0$.

Неустановившийся режим работы скважины позволяет отслеживать поведение изменения давления в процессе эксплуатации, а также определить ФЕС параметров призабойной, средней и дальней зон продуктивного пласта. Оценка проницаемости, гидропроводности, пьезопроводности, скин-факторов важна для построения фильтрационной модели залежи углеводородов (УВ), контроля состояния разработки и определения текущих дренируемых запасов.

8.3 Метод гидропрослушивания скважин

Метод позволяет оценивать гидродинамическую связь между скважинами по пласту, выявлять непроницаемые границы, определять средние значения гидропроводности и пьезопроводности пласта между исследуемыми скважинами и оценивать степень участия матрицы трещиновато-пористого коллектора в разработке.

Методы ГДИС являются косвенными методами определения параметров пласта. Их теоретической и методической основой служат решения, прямых и обратных задач подземной гидромеханики, которые не всегда имеют однозначное решение. Поэтому интерпретация данных ГДИС носит комплексный характер с использованием результатов ГМИС, лабораторных и геолого-промысловых исследований.

По данным ГДИС, фильтрационные параметры пласта характеризуют средневзвешенные параметры в области дренажа скважин и между скважинами - средневзвешенную гидропроводность, пластовые давления, скин-фактор скважин и др.

Опробование и испытание пластов с помощью трубных пластоиспытателей или спускаемых на кабеле, отбор и лабораторные исследования пластовых флюидов и кернов служат для оценки пористости, проницаемости, насыщенностей кернов, оценки параметров вытеснения, анизотропии пласта по проницаемости и др.

Геохимические методы исследований. Геохимические методы исследований позволяют разделять суммарную добычу из скважин, совместно вскрывающих единой сеткой несколько пластов, для любых способов эксплуатации скважин, изучать процессы обводнения, солеобразования и гидратообразования, коррозии, образования эмульсий и т.д. Например, *метод фотокolorиметрии $K_{сп}$ - светопоглощение*, *метод определения в нефти содержания микрокомпонентов металлов*, который основан на использовании различия добываемых нефтей разных пластов по содержанию микрокомпонентов металлов: ванадия, кобальта, никеля применяется для контроля за процессом разработки; *метод изучения солевого состава добываемых вод*, который решает следующие задачи: идентификация различного типа вод (реликтовые, закачиваемые, «верхних», «нижних» и др. горизонтов и пропластков; изучать совместимость вод, закачиваемых с пластовыми; изучение проблемы солеотложений и коррозии; изучение проблемы образования эмульсий и гидратов; изучение мест притока вод в скважину). Кто заинтересовался коэффициентом светопоглощения нефти разных пластов или солевым составом добываемых вод проведите свое исследование.

Вопросы самопроверки и саморазвития

1. Нестационарное заводнение объектов разработки
2. В чем заключается физический смысл коэффициента пьезопроводности?
3. Назовите все гидродинамические параметры, которые определяются по КВД?
4. Приведенный радиус, что это такое? Какая скважина называется гидродинамически совершенной, а какая гидродинамически несовершенная?
5. Как определяется коэффициент гидропроводности? Какие производные характеристики от этого коэффициента Вы знаете? Дать физический смысл понятий.
6. Можно ли по гидродинамическим параметрам, оцененным по КВД, определить состояние ближней, средней и дальней зоны продуктивного пласта?
7. Каким методом обрабатываются кривые КВД для разного периода исследования?

8. Что такое скин-фактор, от чего зависит? Для чего его нужно определять?
9. Дать понятие совершенства и несовершенства скважины по характеру и степени вскрытия. На что влияет характер несовершенства скважины?
10. В каких координатах строится КВД и для каких условий
11. Чем отличается КВД для газовой и нефтяной скважин?
12. Чем отличается определение коэффициента продуктивности нефтяной и газовой скважин?
13. В чем физический смысл коэффициента гидропроводности?
14. Что такое коэффициент пьезопроводности, от чего он зависит, его физический смысл?
15. Какие гидродинамические параметры определяются на стационарном режиме фильтрации для газа в упругой среде без учета гидравлического сопротивления?
16. О чем говорит форма индикаторной диаграммы (индикаторной кривой ИК)?
17. Какие производные характеристики от параметра гидропроводности Вы знаете?
18. Какой вид имеет уравнение притока газа к скважине, работающей фонтанным способом?
19. Можно ли по ИК определить фильтрационные параметры продуктивного пласта?
20. Какие методы исследования скважин называются термобарическими.
21. Неоднородность коллекторов и гидродинамические методы увеличения продуктивности скважин
22. Какой метод гидродинамического исследования скважин относится к стационарному?
23. Какой метод гидродинамического исследования нефтяных скважин относится к динамическому?
24. Какой метод гидродинамического исследования газовых скважин относится к стационарному?
25. Какой метод гидродинамического исследования газовых скважин относится к динамическому?
26. Гидродинамические исследования нефтяных скважин позволяют получить информацию о пласте....
27. Какую информацию можно получить в результате гидродинамического исследования газовых скважин?
28. Стационарные исследования нефтяных скважин это:
29. Неустановившийся метод исследований нефтяных скважин:
30. В каких координатах строится индикаторная диаграмма?
31. Какой закон используется для определения фильтрационной характеристики пласта при стационарном исследовании нефтяных скважин?

32. Какой закон используется для определения фильтрационной характеристики пласта при динамическом исследовании (КВД) нефтяных скважин?

33. В каких координатах строится кривая восстановления давления (КВД)?

34. Какие параметры пласта определяются в процессе исследования скважины методом КВД?

35. Какая часть залежи изучается при проведении стационарного метода определения гидропроводности нефтяного пласта?

36. Какая часть залежи изучается при определении гидропроводности пласта методом восстановления давления (КВД)?

37. Какая часть залежи изучается при определении гидропроводности пласта методом гидропрослушивания?

38. Гидродинамические исследования газовых скважин позволяют получить информацию:

39. В каких координатах обрабатывается индикаторная диаграмма при исследовании газовых скважин?

40. Какой закон используется для определения фильтрационных свойств газового пласта?

41. В каких координатах обрабатывается кривая восстановления при исследовании газовых скважин:

42. Что включает понятие «микронеоднородность пласта» и как она влияет на поведение КВД в большей степени?

9 Принципиальные схемы размещения скважин, расчетные модели-схемы продуктивного пласта на разных стадиях и процесс регулирования разработки

Цель : Знакомство с принципами, целями, методами регулирования процесса разработки и расчетными схемами месторождений нефти и газа

План изложения:

- 1.Принципиальные схемы размещения скважин
- 2.Принципы регулирования разработки месторождений нефти и газа, газонефтяных залежей.
- 3.Методы регулирования системы разработки без ее существенного изменения
- 4.Методы регулирования с совершенствованием или изменением системы разработки

Вопросы к самостоятельному изучению:

- 1.Адаптация геологической модели залежи к истории эксплуатации
- 2.Физические модели коллектора
- 3.Постоянно-действующие модели месторождения

9.1 Принципиальные схемы размещения скважин

При разработке на стадии проектирования систем для процесса регулирования используются различные модели: сеточные, потенциометрические, электролитические и так далее. Ориентировочные модели залежи расчетных схем используют сведения о залежи и коллекторе, в этих схемах пласт считается однородным или неоднородным, при этом используемая форма залежи принимается либо в виде геометрической фигуры, например, полосы, круга, кольца, сектора, либо суммой простых фигур, например, схем категорий запасов ABC_1C_2 , схем пласта, граничных условий системы (радиальной, плоской, сферической). Расположение скважин и требуемые отборы должны обеспечивать возможность управления продвижения флюида в заданном направлении. *Рациональное размещение скважин* основного фонда исходит из решений об *оптимальном расположении скважин*, полученных для однородных пластов и простых геометрических форм залежи.

При «полосовой» и круговой формах залежи для *напорных режимов* принципиальная схема использует ряд упрощающих допущений с применением современных ЭВМ. В настоящее время современные исследования в использовании формул и графических зависимостей, полученных при ГДИ исследованиях, целесообразнее других.

Наилучшие технико-экономические показатели обеспечиваются при заданном сроке разработки при оптимальном количестве работающих батарей и количестве скважин в батарее. В залежах при внутриконтурном

заводнении и блоках полосовой формы моделируется более редкая сетка скважин в первом ряду и более плотная их в последнем ряду, остальных рядах расстояния между скважинами и между рядами - одинаковое. По мере продвижения ВНК к центру залежи при круговой ее форме сокращается площадь ее и уменьшается количество одновременно работающих скважин. *Сгущение сетки* скважин должно постепенно увеличиваться от периферии к центру. Размещение скважин в полосообразной залежи при условии одновременной работы рядов по два, расстояния между ними и между скважинами в рядах - одинаковое. Исключение составляют первый и последний ряды. В этом случае справедливы формулы:

$$a_1 = 1,05a; a_k = 0,95a; n_1 = 0,88n; n_k = 1,36n, \quad (9.1)$$

где a_1 - расстояние от первого ряда до контура нефтеносности;

a - расстояние между остальными рядами;

a_k - расстояние от последнего ряда до предпоследнего;

n_x - число скважин в первом ряду;

n_k - число скважин в остальных рядах;

n - число скважин в последнем ряду.

Если в полосообразной залежи ряды будут работать по *три одновременно, то следует воспользоваться значениями:*

$$a_1 = 1,14 a; a_k = 0,98 a; n_1 = 0,87 n; n_k = 1,64 n.$$

Этой схеме размещения рядов скважин соответствует пласт Б₂ Бобровского месторождения. В остальных рядах расстояния между скважинами и между рядами должны быть одинаковыми. Целесообразно пользоваться методикой проектирования рациональных сеток добывающих скважин на полосообразных участках залежей. Задавшись наиболее вероятным для рациональной разработки залежи числом рядов, определяется расстояния между всеми рядами по формуле: $a=d/k$, где d — ширина полосообразного участка при одностороннем напоре.

9.2 Принципы регулирования разработки месторождений нефти и газа

Главная направленность мероприятий по управлению процессом дренирования залежи есть *принцип регулирования разработки, это центральная задача*. Все четыре принципиальных положения разобрать, выучить и привести примеры из практики разработки. Разным *геолого-физическим условиям* отвечают свои принципы регулирования, следующие далее.

1. На нефтяных месторождениях в *однопластовых объектах с однородным строением по площади и малой вязкостью* нефти разработка ведется на водонапорном режиме с законтурным или приконтурным заводнением или с разрезанием на широкие полосы (до 4 км). Более 80 залежей нефти Оренбургской области, имеющих начальные извлекаемые

запасы менее 2 млн.т, относящихся к мелким, разработка ведется на этом принципе с приконтурным заводнением.

2. В однопластовом объекте маловязкой нефти с закономерной зональной микронеоднородностью пласта принцип равномерного стягивания контуров нефтеносности не может быть реализован. Это обусловлено резким различием приемистости нагнетательных и дебитов добывающих скважин, расположенных в зонах с разной проницаемостью пласта. Здесь работает принцип ускоренной выработки более продуктивных зон залежи и *продвижение контуров нефтеносности* или фронта закачиваемой воды, характерно для франско-фаменских карбонатных залежей Оренбургской области.

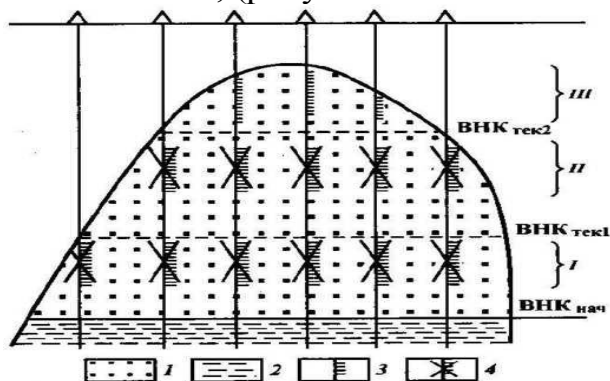
3. Многопластовые объекты обычно разрабатываются с внутриконтурным заводнением. Наилучшим принципом регулирования разработки таких объектов является *принцип равноскоростной выработки всех пластов по разрезу при равномерном продвижении по ним контуров ВНК и фронта заводнения*, часто этот принцип не работает. Он при условиях, когда пласты имеют одинаковую продуктивность и относительно однородные по площади. На практике в большинстве случаев многопластовые объекты характеризуются существенным изменением физических свойств в пределах всех или части пласта и различием в средних значениях свойств пластов.

4. При массивном строении залежей с большим этажом нефтеносности, когда при разработке происходит подъем ВНК, целесообразен принцип регулирования разработки, который предусматривает обеспечение относительно равномерного подъема ВНК по всей площади залежи. Осуществляют это путем изоляции интервалов перфорации и последовательного переноса перфорации вверх по разрезу по мере подъема ВНК, с установлением оптимальных режимов работы добывающих скважин. Примером могут служить залежи А о ср+Аон+А1 Герасимовского месторождения массивного типа разрабатываются единым объектом по сетке равномерной трехточечной, с плотностью 76,2 га/скв, система заводнения очаговая в сочетании с приконтурным заводнением.

9.3 Принципы регулирования разработки газонефтяных залежей

При определении принципов регулирования разработки газонефтяных залежей исходят из того, что нефть вытесняется водой более полно, нежели газом за счет расширения газовой шапки. Это сложный процесс, понадобится много труда освоить эти принципы, а может быть и годы плодотворной работы, то необходимо беречь опыт достигнутого. Вытеснение нефти, активность процесса зависит от размеров газовой шапки.

В условиях *природного активного напора контурных вод* или приконтурного заводнения реализуют принцип регулирования разработки, который предусматривает обеспечение неподвижности ГНК и возможно более равномерного подъема ВНК. Регулирование отбора газа из газовой шапки обеспечит неподвижность ГНК, чтобы давление в газовой шапке все время оставалось равным пластовому давлению в нефтяной части залежи. Но излишний отбор газа приведет к подъему ГНК, к внедрению нефти в газовую шапку, причем значительную часть этой нефти впоследствии не удастся извлечь, пример работы нефтяной оторочки среднекаменноугольной газокоднатной залежи ОНГКМ, (рисунок 9.1.



Коллекторы: 1 - нефтенасыщенные, 2— водонасыщенные; 3 - интервалы перфорации; 4 — изолированные интервалы перфорации; I, II, III — последовательные этапы перфорации

Рисунок 9.1-Последовательный перенос интервала перфорации при разработке массивных залежей

При *барьерном заводнении* на газонефтяных залежах принципиальной направленностью регулирования разработки является создание сплошного водяного барьера между нефте- и газонасыщенными частями пласта, примером барьерного заводнения служит филипповская нефтяная оторочка в газовой залежи ОНГКМ. Двухстороннее барьерное заводнение –эффективное мероприятие для ограничения прорыва газа в нефтяную зону.

При разработке нефтегазовой залежи на газонапорном режиме, при вытеснении нефти газом за счет опускания ГНК, при использовании энергии расширяющегося газа газовой шапки, основная цель регулирования заключается в *рациональном использовании энергии* газа. Осуществляют этот принцип путем оптимального выбора интервалов перфорации, регулирования отборов жидкости, попутного газа. При *газонапорном* режиме основная задача регулирования заключается в снижении непроизводительных потерь давления в пласте, выравнивая давление по объему залежи путем перераспределения отбора газа по отдельным скважинам.

При *упругогазоводонапорном* режиме работы газовой залежи регулирование разработки направлено на обеспечение *равномерного подъема ГВК и продвижения контуров газоносности*, на уменьшение продвижения воды по более проницаемым прослоям. Необходимо установить оптимальные уровни отбора по скважинам с учетом характера

неоднородности пласта. При подготовке запасов газонефтяных залежей обратить внимание на обоснование нефтегазонасыщенности по разрезу и по площади, размеров переходных зон. Система разработки газонефтяных месторождений должна обеспечить надежное разделение нефтяной, подгазовой и газовой зон на самостоятельные области, учитывать геологическое строение и быть самостоятельным объектом разработки.

Одним из сложных типов нефтегазоконденсатных залежей с узкими нефтяными оторочками для выработки запасов нефти ВНИИнефть предложила способ размещения цепочки чередования добывающих и нагнетательных скважин, который реализован на Быстринском месторождении (пласт АС₇) и увеличил нефтеотдачу на 15 %.

9.4 Методы регулирования системы разработки без ее существенного изменения

Значительная часть задач по разработке может быть решена путем управления *процессом разработки без коренных изменений, принятых проектным документом технологических решений*. Современные системы разработки с заводнением имеют уникальные возможности по регулированию процесса с помощью пробуренных в соответствии с проектным документом эксплуатационных скважин. Путем проведения по ним различных ГТМ можно включать неработающие части залежей, интенсифицировать и замедлять разработку в отдельной зоне объема залежи. К числу таких мероприятий относятся:

оптимальное вскрытие и изменение интервалов перфорации пластов объекта разработки; установление оптимального режима работы скважин; изменение направления фильтрационных потоков жидкости в пластах воздействием на ПЗС скважин; проведение ГРП пластов; применение одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) и одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) при многопластовом строении объекта; изоляционные работы по ограничению притока попутной воды или отключение полностью обводнившихся скважин и пластов. Отдельно-раздельная эксплуатация пластов Б₂+Т₁ Бугурусланского нефтегеологического района в качестве примера.

Установленные на определенный период показатели эксплуатации залежи, а также обеспечивающие это технические решения называют технологическим режимом. *Режим работы добывающих скважин по каждому объекту* разработки устанавливается промыслово-геологической службой нефтедобывающего предприятия на период от *одного до шести месяцев*. При этом по каждой скважине с учетом ее местоположения на объекте и продуктивности пластов задаются *нормы* суточного отбора нефти, число дней работы, забойное и устьевое давление, обводненность, газовый фактор, определяется способ эксплуатации, для фонтанной

скважины устанавливается диаметр штуцера, а для механизированной - характеристика скважинного оборудования и параметры его работы.

Оптимизационная задача - установление технологического режима работы скважин, которая предусматривает на определенный период распределение проектной добычи нефти по объекту между добывающими скважинами и пластами, обеспечивает выполнение показателей разработки. При установлении техрежима работы скважин - обоснование норм отбора нефти как технических и технологических важно. Под *технической нормой* отбора понимают *максимально допустимый дебит нефти по скважине*. Ограничение норм отбора связано с требованиями безаварийной эксплуатации скважин, например, снижение забойного давления ниже критического, при котором может произойти смятие колонны или нарушиться герметичность цементного кольца, не допускается. Ограничение дебита должно учитывать и предотвращать *пробкообразование* в скважине в результате разрушения и выноса породы. В водонефтяной и подгазовой зонах ограничение дебита нефти вызывается необходимостью предотвращения образования конусов воды и газа.

Технические нормы отбора обычно остаются постоянными длительное время и меняются только после проведения каких-либо ГТМ мероприятий, как смена оборудования, обработка ПЗ зоны скважин, дополнительная перфорация и т.п. Под *технологической нормой* отбора понимают *максимально возможный дебит скважины*, который зависит от принятой динамики добычи по объекту в целом, принципа регулирования, продуктивности пластов, закономерностей обводнения скважин, состояния пластового давления и т.п.

Проектным документом обосновываются уровни добычи нефти по каждому объекту в целом или с разделением его между зонами с разным характером нефтегазоводонасыщения. *Техрежим* составляется так, чтобы проектная добыча по объекту была оптимально распределена между действующими скважинами. Нормы отбора должны отвечать принятому принципу регулирования разработки объекта. В других случаях принятый принцип регулирования может потребовать внесения определенных корректив в нормы отбора по части скважин. Например, из опыта при необходимости равномерного продвижения контуров нефтеносности или фронта закачиваемой воды по скважинам, расположенным на участках, где отмечается опережающее продвижение воды, нормы отбора должны быть уменьшены, а по скважинам, расположенным на участках, где продвижение воды отстает, они должны быть увеличены.

При реализации *принципа регулирования*, который предусматривает опережающее продвижение воды по более продуктивным зонам пласта, в расположенных в пределах этих зон скважинах нормы отбора следует увеличить. Коррективы могут вноситься и при других принципах регулирования.

В технологических режимах наряду с нормами отбора нефти по скважинам устанавливаются *нормы отбора жидкости*, которые определяются с учетом обеспечения оптимальной динамики обводненности продукции и водонефтяного фактора по объекту разработки. Учитывать основные факторы, которые оказывают в данный период времени влияние на динамику обводнения, и принять правильное решение.

При внедрении *законтурного и приконтурного заводнения* или разрезании залежи на широкие полосы обводнение скважин на разных стадиях разработки при нормировании отборов учитывается стадия разработки.

Условия регулирования системы разработки без существенного изменения самой системы должны обеспечивать рациональность ее, должны решаться вопросы освоения всего месторождения, вопросы разработки отдельных залежей и эксплуатационных объектов, вопросы рационального ведения эксплуатации отдельных скважин.

Например, при повышенной вязкости нефти, значительной неоднородности и низкой проницаемости продуктивных пластов, когда применяются разрезание залежи на узкие полосы с первой стадии разработки с площадными и избирательными системами воздействия, обводнение скважин начинается с начала разработки, а к концу третьей стадии обводнение доходит 80 %. В этих условиях регулирование разработки путем изменения норм отбора по отдельным скважинам не дает существенных результатов. В обеспечении уровней добычи нефти и нефтеотдачи основное значение приобретает постепенное наращивание отбора жидкости скважин, которое обуславливает замедление падения дебита нефти и более эффективный охват дренированием пласта.

Состояние пластового давления при установлении уровней отбора учитывается, в основном, на I стадии разработки при дефиците закачки воды и снижении пластового давления на отдельных участках залежи. По добывающим скважинам со сниженным пластовым давлением, уровни отбора ограничивают, чтобы не допустить снижения пластового давления ниже давления насыщения более чем на 15 % и тем самым предотвратить развитие режима растворенного газа, как менее эффективного.

При разработке залежей нефти с заводнением важную роль играет уровень закачки воды как по каждой скважине, так и по каждому пласту многопластового объекта в целом.

В условиях существенного развития фильтрационных свойств пластов *закачка воды* в каждый из них в объемах, с заданным отбором жидкости из участков пластов, регулируется по нагнетательным скважинам есть основной способ регулирования разработки. При установлении уровней *закачки* необходимо исходить из того, что на объекте в целом и на каждом участке сферы действия той или иной группы нагнетательных скважин, объем закачиваемой воды должен компенсировать объем отбираемой жидкости, отслеживание поведения водонефтяного фактора

обязательное условие. Показатели компенсации должны находиться в полном соответствии с поведением пластового давления. При недостаточной текущей компенсации отбора жидкости закачкой должно происходить снижение среднего пластового давления, а при избыточной текущей компенсации давление должно возрастать.

Если накопленная компенсация отбора закачкой по объекту достигнута, то в техрежиме работы нагнетательных скважин уровень закачки воды должен быть равным уровню отбора жидкости, который установлен техрежимом работы по сумме дебитов добывающих скважин на тот же период времени, или превышать ее не более чем на 10 %. *Если накопленная компенсация отбора жидкости закачкой воды по объекту меньше 10 %, то для покрытия недостающей закачки воды на некоторый период* уровни закачки устанавливают техрежимом работы нагнетательных скважин больше текущих отборов жидкости на 30 % и более, исходя из производительности оборудования и приемистости действующих нагнетательных скважин. При больших размерах залежи и значительной неоднородности объекта разработки с целью обеспечения наиболее полного охвата пласта заводнением по площади уровни закачки воды устанавливают сначала для групп нагнетательных скважин, расположенных на участках с различной характеристикой пласта, а после этого для каждой скважины. Группы участков выделяют на основе детального изучения строения пластов и взаимодействия нагнетательных и добывающих скважин. При *внутриконтурном заводнении* целесообразно равномерное размещение разрезающих рядов нагнетательных скважин с прилегающими к нему с двух сторон рядами добывающих скважин.

Для многопластового объекта разработки уровни закачки воды для объекта в целом и для участков должна быть распределена между отдельными пластами, уровни *должны контролироваться* поступающей в каждый пласт воды с помощью глубинных расходомеров. При несоответствии объемов воды, поступающей в пласты, уровням отбора жидкости необходимо увеличивать приемистость слабопринимаящих пластов, ограничивать приемистость пластов с излишней закачкой.

Установление технологического режима работы газовых скважин. Объемы текущего отбора газа из газоносного пласта или объекта в целом устанавливаются проектными документами на разработку. Этот объем добычи газа распределяется между отдельными скважинами. Сумма уровней отбора по скважинам должна быть равна проектному уровню отбора по объекту в целом и регулироваться в процессе эксплуатации.

Технологические режимы работы газовых скважин составляют ежеквартально, в которых предусматриваются дебиты скважин, забойные давления, давление и температура на буфере и в затрубном пространстве, количество жидкого конденсата, воды и твердых примесей. При составлении техрежимов работы отдельных скважин учитывают различные технологические и технические ограничения, включая

требования по регулированию разработки. К числу таких ограничивающих факторов относятся разрушение ПЗ зоны пласта, образование языков обводнения и конусов, техническое состояние и так далее.

В зависимости от конкретных условий и действующих в данный период ограничений в скважинах могут устанавливаться следующие режимы: постоянного градиента давления; постоянной депрессии; постоянной скорости фильтрации газа в призабойной зоне пласта; постоянного давления на устье скважины; постоянного дебита.

Для скважин, эксплуатирующих пласты, которые сложены неустойчивыми породами, с целью предотвращения разрушения призабойной зоны и выноса песка, в технологическом режиме предусматривается постоянный градиент давления против фильтра эксплуатационной колонны. Максимальный градиент давления, при котором не происходит разрушения призабойной зоны, определяется опытным путем в процессе исследования скважин на разных штуцерах. В скважинах, расположенных в газоводяной зоне, экспериментально устанавливаются депрессии для исключения возможности образования конусов и языков обводнения. Определяются расчетами допустимые депрессии, которые принимают при установлении режима работы скважины в данных условиях.

Основной задачей регулирования системы при разработке газовых залежей на газонапорном режиме необходимо избегать не производственных потерь энергии, путем выбора оптимального режима работы скважин, что продлит период бескомпрессорной эксплуатации, сокращается потребность в мощности дожимных компрессорных станций и установок искусственного холода.

При разработке газоконденсатных месторождений на режиме истощения проектный отбор по скважинам следует распределять так, чтобы до минимума сократить потери пластовой энергии. Это обеспечивает повышение КИК пласта.

В газовых скважинах, которые эксплуатируются при низких пластовых давлениях, возможное гидратообразование в призабойной зоне пласта предотвращают путем установления определенной депрессии на пласт. В этих случаях при установлении режимов работы скважин дебиты должны приниматься выше критических, устанавливаемых расчетным путем. Цель технологического режима с заданным во времени дебитом - бесперебойное обеспечение газом потребителей, особенно в зимнее время.

Техрежим с заданным давлением на устье скважины устанавливается в случае необходимости дальней транспортировки газа при отсутствии или недостатке мощности дожимных насосных станций.

Обоснование выбора интервалов перфорации. В значительной мере определяет характер движения флюидов по продуктивным пластам при их разработке положение интервалов перфорации в действующих скважинах. Путем выбора интервалов перфорации или их переноса можно сокращать

количество попутно добываемой воды, регулировать степень охвата объема залежи разработкой, создавать более благоприятные условия для движения нефти. Выбор интервалов перфорации должен быть обоснован исходя из обстоятельств повышения охвата вытеснением нефтяной залежи с максимальным вскрытием перфорацией всей нефтенасыщенной толщины продуктивного разреза. Для продления безводного и безгазового периодов работы скважин и ограничения отбора попутной воды иногда целесообразно вскрывать только часть нефтенасыщенной толщины объекта, например, для водоплавающих залежей. В зависимости от строения залежи и применяемой системы разработки может быть разный подход к решению о перфорации.

Однопластовый нефтяной объект разработки с узкой водонефтяной зоной. Охарактеризуем подход к выбору интервалов перфорации при разработке нефтяного объекта на водонапорном режиме и при законтурном или приконтурном заводнении продуктивных пластов. При законтурном или приконтурном заводнении добывающие скважины обычно размещаются в пределах внутреннего контура нефтеносности. Для обеспечения полноты охвата залежи вытеснением в скважинах внутренних рядов продуктивный пласт перфорируют по всей толщине, а внешних рядов для продления безводного периода их эксплуатации перфорируют только верхнюю часть пласта, как правило, 50 % нефтенасыщенной толщины.

Однопластовый объект разработки с широкой зоной ВНЗ. Пластовые залежи с широкими ВНЗ зонами или повсеместно подстилаемые подошвенной водой разбуриваются по всей площади, за исключением периферийной части с малой нефтенасыщенной толщиной. Вытеснение нефти сопровождается подъемом ВНК. Для продления безводного периода работы добывающих скважин, расположенных в пределах ВНЗ зоны, интервалы перфорации в них располагают на некотором удалении от поверхности ВНК. В нефтяных зонах, ближайших к внутреннему контуру, не перфорируется. Закономерно, чем выше вертикальная проницаемость пласта и чем он однороднее, тем на большем расстоянии от ВНК можно располагать нижние перфорационные отверстия.

В законтурных и приконтурных нагнетательных скважинах пласт перфорируют по всей эффективной толщине.

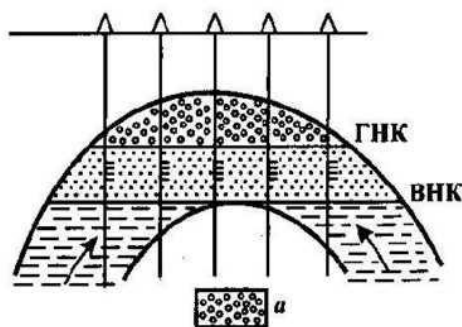
Многопластовый объект разработки. В многопластовых объектах вытеснение нефти водой происходит в результате послойного продвижения воды. В этих условиях в добывающих и нагнетательных скважинах, расположенных в пределах внутреннего контура нефтеносности, все продуктивные прослои объекта перфорируют по всей их нефтенасыщенной толщине. В зоне ВНЗ в каждой добывающей скважине нефтенасыщенный пласт, являющийся в ней нижним, перфорируют в том случае, если пласт прерывист и нефть на этом участке не может быть вытеснена к забоям скважин, расположенным в следующем эксплуатационном ряду. Если нефть из нижнего пласта может быть вытеснена к забоям других

добывающих скважин, этот пласт обычно не перфорируют. В нагнетательных скважинах перфорируют все пласты.

Массивная залежь с большим этажом нефтеносности. Вытеснение нефти водой в них происходит преимущественно за счет подъема ВНК. В этих условиях, особенно при неоднородном по проницаемости коллекторе, по принципу регулирования в добывающих скважинах перфорируют интервалы нефтенасыщенной толщины «снизу вверх». Сначала в скважине перфорируют интервал в нижней части залежи, удаленный от начального ВНК. Эксплуатация скважины продолжается до ее обводнения в результате подъема ВНК. После этого обводненный интервал изолируют и перфорируют следующий вышележащий интервал и так далее. Количество переносов интервалов перфорации в каждой скважине зависит от высоты залежи, положения скважины на структуре, характера и степени неоднородности продуктивного разреза.

Сводовая газонефтяная залежь, подстилаемая водой. При разработке нефтяных оторочек, приуроченных к монолитным пластам, основные сложности заключаются в образовании конусов воды и газа в призабойной зоне скважин, которые приводят к быстрому обводнению и загазированию нефтяных скважин в процессе их эксплуатации. Для предотвращения конусования в каждой скважине должно выбираться оптимальное положение интервала перфорации, при котором нижние перфорационные отверстия находятся на определенном удалении от ВНК, а верхние - от ГНК.

Обоснование оптимального положения интервала перфорации в сочетании с предельным безводным и безгазовым дебитом можно проводить расчетным или опытным путем (рисунок 9.2).



а-газонасыщенные коллекторы

Рисунок 9.2-Перфорация нефтенасыщенной части пласта сводовой газонефтяной залежи, подстилаемой водой

При резко анизотропном строении пласта, связанном с наличием непроницаемых прослоев, интервал перфорации следует размещать под ближайшим непроницаемым прослоем установлено опытным путем. Если в процессе разработки залежи происходит постепенное перемещение ГНК и ВНК в связи с уменьшением толщины нефтяного слоя, то безводный и

безгазовый дебиты следует постепенно уменьшать. При внутриконтурном заводнении во внутреннем контуре нефтеносности добывающих и нагнетательных скважинах обычно перфорируется вся нефтенасыщенная толщина эксплуатационного объекта.

Регулирование разработки воздействием на призабойную зону скважин. На процесс выработки запасов существенно влияет состояние призабойной зоны добывающих и нагнетательных скважин. Изменение фильтрационных свойств в прискважинной зоне относится к эффективным средствам регулирования разработки и проводится на промысле целенаправленно в течение всей жизни месторождения.

На этапе поисково-разведочного и эксплуатационного разбуривания скважин эта работа уже ведется. Фильтрационные свойства пластов ухудшаются в процессе вскрытия их при бурении при первичном вскрытии, и при перфорации. Ухудшение ФЕС связано с избыточным гидродинамическим перепадом давления между заполненным промысловым раствором стволом скважины и пластовым давлением, а также с недостаточным качеством раствора. Если бурение ведется при высокой плотности бурового раствора (около 1,2 г/см³) и высокой водоотдачи (5-40 см/ч) в призабойную зону пласта проникает его фильтрат, в поры пласта проникают глинистые частицы и происходит частичная закупорка пор прискважинной зоны. Происходит разбухание глинистых частиц пласта, образуются стойкие водонефтяные эмульсии, снижается фазовая проницаемость для нефти. Закупорка пор происходит и при цементировании скважины. В результате многих таких воздействий проницаемость и соответственно продуктивность скважин может снижаться в несколько раз, а призабойная зона забивается продуктами бурения.

Технология вскрытия и такого бурения существовала многие годы, а подход к вскрытию пластов преобладал в те периоды, когда страна обладала богатой сырьевой базой, в эксплуатацию вводились высокопродуктивные залежи. Часть фильтрата бурового раствора и глинистых частиц выносилась из пласта и призабойная зона частично очищалась в процессе освоения и в начальный период эксплуатации, но природные возможности пластов использовались не полностью. Достигались достаточно высокие дебиты скважин и вопрос закупорки призабойной зоны не вызывал вопросов и был не разработан в достаточной мере.

В последние годы в разработку вводятся в основном залежи с низкими коллекторскими свойствами. Чем хуже коллекторские свойства пластов, тем меньше возможный дебит скважин и тем сильнее он ухудшается при завершении строительства скважин. Скважины осваиваются длительное время, настолько низкие дебиты скважин, что разработка залежей оказывается порой экономически нерентабельной.

Таким образом, *возникла серьезная проблема поиска и применения новых технологий заканчивания скважин при бурении.* В настоящее время эта проблема решается довольно активно.

Создан целый набор оптимальных рецептов промывочных жидкостей для первичного и вторичного вскрытия пластов. В целом эти составы промывочной жидкости направлены на максимально возможное снижение гидростатического давления столба жидкости в скважине на призабойную зону вскрываемых пластов и на предотвращение отрицательного физико-химического воздействия этой жидкости на нефтенасыщенные породы-коллекторы. Созданы и применяются полимер-глинистые растворы, которые содержат уменьшенные объемы глинистой фракции, растворы высокомолекулярных полимеров, аэрированные жидкости, газожидкостные смеси на основе водного раствора полимера, жидкости на основе пластовой минерализованной воды, обработанные полимером и многое другое.

При цементировании скважины решается задача уменьшения перепада давления на продуктивный пласт, интервал которого подготавливается к цементации путем прокачки буферной жидкости, которая ограничивает поступление фильтрата и твердых частиц тампонирующих смесей.

При перфорации наряду с мероприятиями по исключению проникновения в пласт фильтрата и твердых частиц раствора производят вскрытие пластов с применением специальных конструкций глубокопроникающих перфораторов, не наносящих вреда структуре пустотного пространства, а также конструкций, которые обеспечивают возможно большую глубину перфорационных каналов.

При освоении новых скважин путем обработки призабойной зоны увеличивают естественную продуктивность ее. В комплекс мероприятий при этом входят те, которые осуществляют дренирование пласта, обработку призабойной зоны растворами на углеводородной основе, гидравлический разрыв пластов, при повышенной вязкости нефти проводится термическая обработка и др. Обработка призабойных зон может неоднократно повторяться в процессе дальнейшей эксплуатации и большое внимание уделяется улучшению профилей притока добывающих и профилей приемистости нагнетательных скважин, что особенно важно для регулирования разработки многопластовых и неоднородных по толщине однопластовых объектов.

Для решения этой задачи проводят следующие мероприятия:

- проводят выборочную дополнительную перфорацию и направленный ГРП менее проницаемых пластов;
- повышают давление нагнетания воды, которое обеспечивает приемистость малопроницаемых пластов;
- уменьшают приемистость высокопроницаемых прослоев путем их частичной закупорки нагнетанием химических реагентов, пен, воды с механическими добавками, загущенной воды;
- снижают забойное давление в добывающих скважинах, которое способствует включению в работу малопродуктивных пластов;

-организуют отдельную закачку воды в пласты с различной проницаемостью и отдельный отбор жидкости из этих пластов путем их разобщения с применением специального оборудования.

Регулирование разработки с помощью оборудования для одновременно отдельной работы нефтяных пластов в скважине. Применение специального оборудования создает условия для независимого регулирования эксплуатации пластов с различной проницаемостью. Это оборудование позволяет с помощью пакера разобщить в стволе скважины два или несколько пластов и вести отбор или закачку из каждого пласта по своей колонне НКТ или одного из них по НКТ, а другого - по межтрубному пространству.

Применению одновременно отдельной эксплуатации в целях регулирования разработки должен предшествовать некоторый период совместной работы пластов. В этот период необходимо выполнить комплекс ГМИС для получения данных о характере эксплуатации каждого из пластов в условиях их совмещения, о их приемистости, дебите, взаимовлиянии и др. На базе обобщения результатов ГМИС определяют задачи по регулированию, которые могут быть решены с помощью этого метода как по каждой скважине в отдельности, так и по объекту в целом. В первую очередь под одновременно отдельную эксплуатацию должны быть оборудованы нагнетательные скважины, так как регулирование разработки закачкой воды более эффективно и технически более доступно.

Путем применения одновременно отдельной эксплуатации можно решать задачи регулирования, как вовлечение в разработку менее продуктивных пластов разреза, выравнивание темпа отбора запасов по пластам разной продуктивности, выработки запасов отдельных пластов.

Выбор параметров оборудования производится с учетом свойств пластов. Скорость движения в пласте фронта нагнетаемой воды при поршневом вытеснении. Разница в скорости движения фронта воды по двум соседним пластам вследствие близости значений многих обусловлена различием проницаемости пластов и перепадов давления. Для обеспечения равной скорости перемещения воды по пластам необходимо в менее проницаемом пласте по возможности создавать перепад давления, превышающий перепад давления в другом пласте во столько раз, во сколько раз меньше проницаемость этого пласта.

Применение оборудования для отдельной эксплуатации пластов в добывающих скважинах целесообразно начинать после того, как исчерпаны возможности регулирования разработки путем подбора оптимальных режимов нагнетания воды по пластам и получены надежные данные о том, что возможности отдельной закачки исчерпаны.

Регулирование разработки с целью ограничения непроизводительных отборов попутной воды. При разработке залежей путем вытеснения нефти водой вместе с нефтью добывается значительное количество попутной воды. Основная часть этой воды выполняет полезную работу по

вытеснению нефти, и поэтому ее извлечение на поверхность технологически необходимо и экономически оправдано. Иногда из скважин отбирается вода, не участвующая в процессе вытеснения, а это приводит к непроизводительным затратам и ухудшает технико-экономические показатели разработки.

Все рассмотренные выше способы регулирования разработки в той или иной мере решают и задачу уменьшения объемов добываемой попутной воды. Работы по ограничению непроизводительных отборов попутной воды проводятся с учетом результатов анализа состояния разработки объекта с тем, чтобы выбрать наиболее эффективное в данных условиях мероприятие и сохранить отбор той воды, которая обеспечивает повышение нефтеизвлечения. *Характер мероприятий определяется с учетом закономерностей перемещения воды в пластах.* Если происходит подъем ВНК, то следует проводить изоляцию нижней обводненной части пласта, для этого выполняется цементирование обводненного интервала под давлением с установкой цементного стакана или моста. При фронтальном перемещении воды по пласту с благоприятным соотношением вязкостей нефти и воды, когда оставшаяся в районе обводненной скважины нефть может быть вытеснена к другим добывающим скважинам, обводняющиеся скважины могут выводиться из эксплуатации при обводненности около 90 %. *Названные мероприятия по уменьшению непроизводительных отборов воды проводят на протяжении всего основного периода разработки каждой залежи вплоть до обводнения продукции до 80 %.*

Доразработка пластов при высокой обводненности недостаточно эффективна вследствие того, что вода поступает в скважины по обводненным высокопроницаемым слоям, в то время как малопроницаемые прослои остаются невыработанными. Нефтяники многие годы работают над идеей поиска селективных методов изоляции обводненных прослоев, чтобы при этом работали малопроницаемые. Но к таким высокоэффективным технологиям приступили лишь в последнее время, когда стало очевидным, что по многим залежам получить традиционными методами запроектированный КИН не удастся.

Создан *целый арсенал физико-химических методов*, например, *гелеобразующие и полимердисперсные*, основанные на комплексировании разных компонентов, добавляемых к нагнетаемой воде. Эти методы обеспечивают резкое уменьшение проницаемости обводненных более проницаемых слоев, в результате чего воды направляются в менее проницаемые прослои. При этом происходит существенное увеличение дебита нефти добывающих скважин за счет включения неработавших прослоев, снижение обводненности и соответственно уменьшение отборов попутной воды.

Для улучшения и продолжительного сохранения в пласте структуры неподвижных гелей в закачиваемый гелевый раствор доставляют различные

химические элементы - "сливатели". Взамен дорогостоящего *полиакриламида* изыскивают возможность применения более доступных - оксиэтилцеллюлозы, композиций на основе низкомолекулярного жидкого стекла, биополимеров и др.

Полимердисперсные технологии предусматривают нагнетание в пласты дисперсионной фазы - водного раствора полимера, содержащего в виде дисперсной фазы глинопорошок, торф, мел, песок или другие материалы. Вместо дефицитного полиакриламида при реализации такой технологии также начали применять заменители. В высокопроницаемых обводненных прослоях дисперсный материал образует осадок, закрывающий крупные фильтрационные каналы, содержащие воду, оставляя в работе нефтесодержащие прослои с мелкими каналами.

Обработка ПЗП растворами ПАВ и композициями на их основе, интенсифицирующими составами и микроэмульсиями в ОАО «Оренбургнефть» на Покровском, Бобровском, Долговском, Курманаевском и других месторождениях увеличивают степень охвата воздействием и релаксационные свойства коллектора.

9.5 Методы регулирования с совершенствованием или изменением системы разработки

В связи с этим недостаточным учетом особенностей геологического строения месторождения при проектировании системы разработки после некоторого периода эксплуатации залежи фактические показатели ее разработки могут существенно отличаться от проектных. Часто это бывает связано с тем, что принятые технологические решения не в полной мере отвечают деталям строения объекта. Самое главное не были учтены при проектировании все геолого-промысловые параметры или недостаточно обоснованы зональная и литологическая неоднородности, режим работы объекта разработки.

Так, в связи с большей неоднородностью продуктивных пластов, чем предполагалось вначале, значительные участки залежи в целом или отдельных участков, куполов могут оказаться не вовлеченными в разработку - это линзовидные и тупиковые зоны, малопродуктивные пласты, участки, удаленные от нагнетательных скважин и так далее.

В этом случае для регулирования разработки требуется *проведение мероприятий по совершенствованию, а в отдельных случаях и по коренному изменению ранее принятой системы разработки, нового проектного документа на разработку*. Меры по совершенствованию системы разработки обосновываются специализированными НИИ организациями при анализе разработки или при авторском надзоре за выполнением проектного документа. К мероприятиям по совершенствованию систем разработки относятся:

-уплотнение сетки скважин на отдельных участках за счет предусмотренного в проектном документе резерва скважин, а иногда и за счет дополнительного их количества или другой сетки скважин;

-приближение нагнетания к добывающим скважинам путем бурения новых нагнетательных скважин или переноса фронта нагнетания с освоением под закачку некоторых обводненных скважин, организация очагового заводнения в дополнение к основной системе воздействия на пласт;

-изменение направления фильтрационных потоков и циклическое заводнение.

Наиболее эффективные для конкретных условий меры выбирают на основе уточненных представлений об особенностях геологического строения объекта и текущем состоянии его показателей разработки.

Подключение к разработке линзовидных участков высокопроницаемых коллекторов достигается созданием очагов заводнения с использованием в качестве нагнетательных отдельных скважин из числа добывающих или бурением специальных скважин из числа резервных.

Малопроницаемые участки пласта в целом подключают к разработке, создавая на них или вблизи очаги заводнения и применяя повышенное давление нагнетания.

Активизируются разработка удаленных от линий нагнетания участков площади, увеличением перепада давления между зонами нагнетания и отбора путем повышения давления закачки воды, снижением забойного давления в добывающих скважинах. В условиях природного или искусственного водонапорного режима при равных давлениях на забое добывающих скважин дебит скважин во внешних рядах будет больше в связи с большей депрессией. В скважинах следующих рядов депрессия и дебит уменьшаются из-за снижения пластового давления к центру площади, что приводит к образованию участков, не включенных в разработку. Вовлечение в разработку таких участков может быть обеспечено ограничением отборов из внешних рядов скважин. Это способствует росту пластового давления во внутренних рядах.

Вовлечение в разработку внутренних неработающих участков залежи может быть обеспечено созданием в их пределах дополнительных разрезающих рядов или очагов заводнения. Этот путь часто оказывается наиболее эффективным, так как позволяет поддерживать низкие забойные давления во всех рядах добывающих скважин.

В рядах добывающих скважин, к которым стягиваются контуры нефтеносности, целики нефти между скважинами можно уменьшить путем бурения уплотняющих скважин в ряду из числа резервных или освоением скважин в ряду через одну под нагнетание воды.

Изменение направления фильтрационных потоков является эффективным методом вовлечения в разработку застойных зон пластов между скважинами. Это достигается различными путями: попеременным

ограничением или прекращением закачки воды в группы нагнетательных скважин либо с помощью разрезающих рядов, имеющих разные направления, и др. Когда меры по совершенствованию реализуемой системы разработки не могут обеспечить достаточное управление процессами, протекающими в пластах, необходимо провести *коренное изменение системы разработки*. Оно может предусматривать *выполнение в отдельности или в определенном сочетании следующих мероприятий*: повсеместного уплотнения сетки скважин; разделения многопластового объекта на объекты с меньшей толщиной; замены вида заводнения, перехода от разрезания к площадному или избирательному заводнению; значительного увеличения давления нагнетания воды и др.

Системы разработки залежей классифицируют в зависимости от размещения скважин и вида энергии, используемой для перемещения нефти.

На какой стадии разработки месторождения можно изменить принципиальную систему? Ответ очевиден-на первых трех стадиях, когда степень выработки и обводненность не превышают 70-80 % залежи в целом.

Так как основные месторождения в России, дающие добычу нефти, находятся в третьей стадии разработки, а остаточные запасы на 70-80 % трудноизвлекаемые, то необходимо спешить с мероприятиями принципиального изменения систем разработки этих месторождений.

Анализ работы большинства месторождений позволяет наметить пути повышения эффективности разработки месторождений: как уплотнение сетки скважин, создания очагов нагнетания минерализованной воды, правильный подбор давления нагнетания, регулирование закачки по толщине заводняемых прослоев, изменение направления фильтрационных потоков и так далее. В Татарстане анализ проводится более 30 лет. Изучаются нефтяные залежи с малыми запасами с обоснованием эффективной системы заводнения, возможности форсированных отборов жидкости. Проводится анализ эксплуатации многопластовых залежей при объединении нескольких пластов в один объект эксплуатационный, изучены вопросы влияния различных геолого-физических факторов и условий залегания, физико-химических свойств флюидов и технологических параметров на эффективность разработки нефтяных месторождений. На Ромашкинском месторождении исследованы вопросы влияния на коэффициент охвата вытеснением и нефтеотдачу системы заводнения, плотности сетки скважин, темпов отбора жидкости и так далее.

По Волго-Уральскому региону в целом (Самарская, Оренбургская области, Татарстан, Башкортостан) проводится целенаправленная работа по повышению эффективности запроектируемых систем разработки и их корректировке. Оренбургская область обладает значительным потенциалом и 20 млн.т ежегодной добычи нефти об этом свидетельствует. Особенность Оренбургской области является то, что открыто более 80 мелких по запасам месторождений, около 300 залежей нефти с запасами менее 5 млн тонн, велика доля законсервированных мелких месторождений, системы

разработки которых специфичные. Месторождения с большим разнообразием геолого-физических условий залегания пластов, резким увеличением месторождений, вступивших в третью стадию разработки, требуется серьезный анализ сырьевой базы области, анализ проектных и фактических показателей, оценка эффективности выработки остаточных запасов. Основная проблема: выработка запасов составляет 50 % от утвержденных извлекаемых запасов, а достигнутая нефтеотдача менее 40 % от утвержденной в целом по промышленным запасам. Высокий процент недоразведанных запасов категории C_2 в целом по области (более 20%) намечает мероприятия по доразведке и улучшения качества промышленных запасов по изменению принципиальных схем разработки.

Вопросы для самоконтроля и саморазвития

- 1 Что такое геологическая модель залежи?
- 2 Какие схемы размещения скважин вы знаете, как обосновать расчетные варианты?
- 3 Схематизация формы залежи, выбор схемы размещения скважин от чего зависит?
- 4 Какие геолого-промысловые параметры влияют в большей степени на размещение скважин и систему разработки
- 5 Какие характеристики влияют в большей степени на выделение объектов разработки
- 6 Влияет ли графическая модель при обосновании ВНК, ГНК на принципиальную схему размещения скважин?
- 7 Режим работы залежи и плотность сетки скважин
- 8 Чем отличается постоянно-действующая геолого-промысловая модель залежи от геологической модели?
- 9 Какой фонд скважин вы знаете, какой используется при эксплуатации залежи? Какую роль играют водозаборные и пьезометрические скважины?
- 10 Обращенные и необращенные схемы размещения скважин
- 11 Виды заводнения и элементы размещения скважин
- 12 Какие залежи и с какими параметрами считаются трудноизвлекаемыми?
- 13 Особенности разработки залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти и газа
- 14 Уплотнение сетки скважин в процессе разработки
- 15 Обоснование расчетных моделей на разных стадиях разработки (проектные документы)
- 16 Методы воздействия на продуктивные пласты, методы увеличения нефтеотдачи и уплотнение сетки скважин
17. Как располагаются нагнетательные скважины при приконтурном заводнении?
- 18 Как располагаются нагнетательные скважины при блоковом заводнении?

19. Как располагаются нагнетательные скважины при осевом заводнении?
20. Какое соотношение добывающих и нагнетательных скважин при четырехточечной системе площадного заводнения?
21. Какое соотношение добывающих и нагнетательных скважин при пятиточечной схеме площадной системы заводнения?
22. Какое соотношение добывающих и нагнетательных скважин при семиточечной схеме площадной системы заводнения?
23. Какое соотношение добывающих и нагнетательных скважин при девятиточечной схеме площадной системы заводнения?
24. При каком типе залежей углеводородов применяется барьерное заводнение?
25. При каких условиях применяется очаговое заводнение?
26. Чем отличаются основные традиционные и нетрадиционные методы разработки нефтяных и газовых залежей?
27. Геологическое обоснование выбора системы воздействия на продуктивный пласт зависит от продолжить....
28. Вид поддержания пластового давления в продуктивном пласте зависит от продолжить:
29. Какие запасы трудноизвлекаемые
30. Какие скважины считаются эксплуатационными ?
31. Специальные скважины это:
32. Чем отличается основной фонд скважин от резервного?
33. Параметр плотности сетки скважин это
34. Параметр Крылова А.П.
35. По каким признакам классифицируется фонд скважин:
36. Уточнение геологической модели при обосновании технологических решений
37. Какими методами определяется текущее положение ВНК ГВК
38. Работающая толщина продуктивного пласта и методы ее
39. Геологические причины преждевременного обводнения скважин
40. Какие схемы размещения скважин вы знаете
41. Какие геолого-промысловые параметры влияют в большей степени на проектируемую систему разработки
42. Какие характеристики влияют в большей степени на выделение объектов разработки
43. Влияет ли графическая модель при обосновании ВНК, ГНК на принципиальную схему размещения скважин?
44. Описать связь между режимом работы залежи и плотностью сетки скважин
45. Обращенные и необращенные схемы размещения скважин что это?
46. Какие залежи и с какими параметрами считаются трудноизвлекаемыми

10 Разработка нефтяных и газовых месторождений на разных режимах работы

Цель : Изучение особенностей разработки нефтяных и газовых месторождений на разных режимах работы

План изложения:

1. Основные понятия системы разработки нефтяных месторождений
2. Рациональная система разработки месторождения
3. Разработка нефтяных месторождений на естественном режиме
4. Особенности разработки месторождения с поддержанием пластового давления
5. Разработка газовых месторождений
6. Разработка нефтегазовых и газонефтяных месторождений

Вопросы для самостоятельного изучения :

1. Особенности разработки нефтегазовых месторождений России
2. Разработка газовых месторождений в шельфе Баренцева моря в России
3. Разработка нефтегазового месторождения ОНГКМ Оренбургской области

10.1 Основные понятия системы разработки нефтяных месторождений

Под *системой разработки* нефтяных месторождений и залежей понимают *форму* организации движения нефти в пластах к добывающим скважинам. Комплекс технологических и технических мероприятий, которые обеспечивают управление процессом разработки залежей нефти и направленных на достижение высокой выработки запасов нефти из продуктивных пластов при соблюдении условий охраны недр есть система разработки.

Системой разработки месторождения следует называть совокупность взаимосвязанных инженерных решений, обеспечивающих высокую конечную нефтеотдачу. Технологией разработки нефтяных месторождений называется совокупность способов, применяемых для извлечения нефти из недр. Технология разработки пласта не входит в определение системы разработки. При одних и тех же системах можно использовать различные технологии разработки месторождений.

Разработка месторождения характеризуется применением различных категорий скважин и определенными показателями разработки. По назначению скважины подразделяются на категории: поисковые, разведочные, эксплуатационные. *Поисковые* скважины, бурятся для поисков новых залежей нефти и газа. *Разведочные* скважины; бурятся на площадях с

установленной промышленной нефтегазоносностью с целью подготовки подсчета запасов нефти и газа, сбора исходных данных для составления проекта (схемы) разработки залежи (месторождения). *Эксплуатационные* скважины подразделяются на добывающие, нагнетательные, специальные и вспомогательные. *Добывающие* (нефтяные и газовые) скважины предназначены для извлечения из залежи нефти, нефтяного и природного газа, и попутных компонентов. *Нагнетательные: скважины* предназначены для воздействия на продуктивные пласты путем нагнетания в них воды, газа пара и других рабочих агентов с целью обеспечения эффективной разработки залежей. Часть нагнетательных скважин могут временно использоваться в качестве добывающих. *Резервные скважины* предусматриваются с целью вовлечения в разработку отдельных линз, зон выклинивания в застойных зонах, которые не вовлекаются в разработку скважинами основного фонда. *Специальные* скважины предназначены для проведения различного рода исследований, с целью изучения параметров и состояния разработки залежей месторождений. Среди них выделяют две подгруппы – *оценочные* и *контрольные*. Первые бурят для оценки нефтегазонасыщенности пластов. Вторые подразделяются на *пьезометрические* и *наблюдательные*. *Пьезометрические* скважины предназначены для наблюдения за изменением пластового давления в пласте. *Наблюдательные* скважины для наблюдения за изменением ВНК, ГНК, нефтегазоводонасыщенности пласта. *Вспомогательные* скважины подразделяют на *водозаборные* и *поглощающие*. *Водозаборные* предназначены для водоснабжения при бурении и для систем поддержания пластового давления. *Поглощающие* предназначены для закачки промысловых вод в поглощающие горизонты. Кроме вышеперечисленных на балансе нефтегазодобывающих предприятий могут числиться законсервированные скважины. К *законсервированным* относятся скважины, не функционирующие на месторождении в связи с нецелесообразностью или невозможностью их эксплуатации в данный период. Фонд скважин каждого эксплуатационного объекта находится в постоянном движении. Количество нагнетательных скважин увеличивается по мере развития системы заводнения. Скважины могут переходить из одной группы в другую.

Что определяет система разработки нефтяных месторождений? Это - сетку размещения скважин, количество скважин, темп и порядок ввода в эксплуатацию, порядок ввода эксплуатационных объектов многопластового месторождения в разработку, способы регулирования баланса и использования пластовой энергии.

Система многопластовых объектов разработки отличается от разработки однопластовых залежей принципиально. В многопластовом месторождении выделяется несколько продуктивных пластов, а каждый продуктивный пласт может еще разделяться на пропластки, прослои пород-коллекторов, которые не повсеместно представлены.

В пределах геолого-разведочной площади месторождения или ее части, может быть отдельный продуктивный пласт, изолированный сверху и снизу, а может быть несколько продуктивных пластов гидродинамически связанных между собой, которые составляют элементарный объект разработки.

Объект разработки есть *эксплуатационный объект, который можно рассматривать как элементарный объект или их совокупность, которые разрабатываются единой, самостоятельной сеткой скважин. При этом не утратить контроль за процессом добычи и эксплуатации.*

Выделение *эксплуатационных объектов* осуществляется на основе геологического, технологического и экономического анализов в период проектирования разработки.

Для выделения эксплуатационных объектов требуется решение ряда теоретических и практических многочисленных вопросов: знание продуктивного разреза по распределению коллекторов и неколлекторов; числа и глубину залегания продуктивных пластов в разрезе; толщину промежуточных непродуктивных прослоев и наличие зон слияния и выклинивания продуктивных интервалов; положение поверхности водонефтяных контактов по пластам; литологическую характеристику продуктивных пластов; коллекторские свойства и диапазон их изменения; различие типов и режимов залежей по пластам; свойства пластовых флюидов и поверхностных условиях; запасы нефти по пластам и так далее.

Если выше перечисленные вопросы, которые необходимо решить, не препятствуют объединению пластов в единый объект, то проводят гидродинамические расчеты технологических показателей, которые должны учитывать возможность контроля и регулирования процесса разработки, а также техническую реализацию средств добычи нефти. После многовариантных расчетов технологических показателей определяют экономическую эффективность различных вариантов объединения отдельных пластов в эксплуатационные объекты.

Научно обоснованное выделение эксплуатационных объектов является важным фактором экономии материальных средств и повышения экономической эффективности разработки. В качестве примера, например, нецелесообразно в один эксплуатационный объект объединять две продуктивные залежи, если одна нефтяная, а другая нефтегазовая или обе залежи нефтяные, но одна из них водоплавающая. Второй пример: не рекомендуется объединять в один эксплуатационный объект разработки пласты, проницаемость по которым различается в 2 и более раза, совместная эксплуатация залежей с разными пластовыми давлениями, при которых нефти отличаются по вязкости более чем в 4 раза. Важным и решающим вопросом является влияние геолого-промысловых параметров на объединение продуктивных пластов в единый эксплуатационный объект.

Относительно порядка ввода эксплуатационного объекта в разработку. *Выделяют две группы ввода систем разработки многопластового нефтяного*

месторождения: системы *одновременной* разработки объектов; системы *последовательной* разработки объектов.

Особенностью преимуществ систем *одновременной* разработки эксплуатационных объектов является возможность использования запасов всех объектов после их разбуривания и отслеживание выработки их во времени. Эта особенность может быть реализована по следующим сценариям:

1. *Раздельная разработка*, когда каждый эксплуатационный объект эксплуатируется самостоятельной сеткой скважин. Требуется большое число скважин, что приводит к значительным затратам. Может реализовываться при наличии высокопродуктивных объектов и возможности быстрого их разбуривания. Преимущество системы - обеспечение надежного контроля за процессом разработки и его регулирования.

2. *Совместная разработка*, при которой две или более залежей в виде единого эксплуатационного объекта разрабатываются единой сеткой эксплуатационных скважин. С увеличением числа добывающих и нагнетательных скважин на малопродуктивные объекты. Ее преимущество - обеспечение высоких текущих уровней добычи при заданном числе скважин. Недостатки - наблюдается нерегулируемая разработка залежей, что приводит к ухудшению технико-экономических показателей.

3. *Совместно-раздельная разработка*, при которой добывающие скважины оборудуют установками для одновременно-раздельной эксплуатации, нагнетательные - установками для одновременно-раздельной закачки воды. Она позволяет преодолеть недостатки первых двух вариантов, но сохранить при этом их преимущества. Недостаток - плохо внедряется в практику.

Особенность преимуществ системы *последовательной разработки* объектов можно реализовать по следующим основным далее следующим сценариям.

1. *Разработка сверху вниз*, при которой каждый нижележащий объект эксплуатируется после вышележащего. Научно и практически система признана не рациональной, применялась в первый период развития нефтяной промышленности и в настоящее время не применяется, так как задерживает поисково-разведочный процесс и выработку запасов нижележащих объектов, увеличивает объем бурения, повышает опасность нарушения правил охраны недр вышележащих объектов при разбуривании нижележащих эксплуатационных объектов.

2. *Разработка снизу вверх*, при которой начинают разрабатывать объекты с нижнего, так называемого опорного эксплуатационного объекта, а затем переходят на возвратные объекты. При наличии многих объектов в качестве опорных выбирают наиболее изученные и высокопродуктивные объекты с достаточно большими запасами нефти, а в качестве возвратных - остальные объекты. Далее приступают к разработке опорных эксплуатационных объектов, тем самым не задерживают эксплуатацию

вышележащих продуктивных объектов с большими запасами. Нужно отметить, что лучшие показатели могут быть достигнуты комбинацией всех перечисленных выше вариантов систем разработки многопластового месторождения.

Далее рассмотрим основные понятия по технологии процесса разработки, который характеризуется показателями: среднегодовой добычей нефти, воды и жидкости; суммарной добычей нефти, воды и жидкости на дату; обводненностью добываемой жидкости, как отношение среднегодовой добычи воды к среднегодовой добыче жидкости; текущим и накопленным водонефтяным фактором, как отношение добычи воды к добыче нефти; среднегодовой и накопленной закачкой воды или другого компонента; компенсацию отбора закачкой как отношение закачанного объема воды к отобранному при пластовых условиях объему жидкости; числом скважин (добывающих и нагнетательных) и других по назначению; пластовым, забойным, трубным и затрубным давлениями, давлением насыщения; газосодержанием, газовым фактором; средним дебитом добывающих и приемистостью нагнетательных скважин и так далее.

Показатели, характеризующие экономическую эффективность системы разработки или влияющие на нее далее : выручка от реализации, годовой и накопленный дисконтированные потоки наличности, капитальные вложения, эксплуатационные затраты, приведенные затраты себестоимость добычи нефти, газа, рентабельность, окупаемость, показатель IRR, налог на прибыль, налог на добычу полезных ископаемых, единый социальный налог, земельный налог, налог на основные фонды, транспортные расходы, потребность в кредите, плата за него, возврат кредита, амортизационные отчисления и так далее.

Добыча нефти (символ Q_n) основной показатель, суммарный по всем добывающим скважинам, пробуренным на объект в единицу времени, среднесуточная добыча (символ g_n т/сут), приходящаяся на одну скважину. Добыча нефти в России измеряется в весовых единицах – тоннах, добыча воды в м³. За рубежом в США, Великобритании, Канаде и других странах добыча нефти в баррелях. Один баррель соответствует 159 литров, 1 м³ нефти есть 6,29 баррель. *Добыча жидкости (символ $Q_{ж}$)* суммарная добыча нефти и воды в единицу времени, измеряется в России в м³ и в тоннах. Добыча жидкости – это суммарная добыча нефти и воды. *Добыча газа (символ Q_g)*, газа зависит от содержания газа в пластовой нефти и характеризуется газовым фактором. Газовый фактор есть объем добываемого газа, приведенного к стандартным условиям, который приходится на одну тонну нефти, м³/т. Средний газовый фактор есть отношение текущей добычи газа (тыс.м³) к текущей добыче нефти (т). *Накопленная добыча* нефти отражает количество нефти, добытое по объекту за определенный период времени с начала разработки. Помимо рассмотренных абсолютных показателей, используют и относительные, которые характеризуют процесс извлечения продуктов пласта в долях от запасов нефти. *Нефтеотдача* -это отношение

количества извлеченной из пласта нефти к первоначальным запасам ее в пласте, размерность доли ед. Нефтеотдачу характеризует коэффициент извлечения нефти, коротко КИН. Различают текущую и конечную нефтеотдачу. *Текущая нефтеотдача* выражает отношение накопленной добычи нефти в данный период эксплуатации месторождения к его геологическим запасам, *конечная нефтеотдача есть* отношение извлекаемых запасов к геологическим. Конечная нефтеотдача характеризует качество и эффективность разработки данного месторождения, иногда ее называют технологически достижимой. Иногда принимается нефтеотдача за экономически рентабельный дебит, тогда извлекаемые запасы становятся экономической категорией. *Темп разработки* - отношение годовой добычи нефти к извлекаемым запасам, выражается в процентах, рассчитывается от начальных и текущих извлекаемых запасов. Этот показатель изменяется во времени, отражая влияние на процесс разработки всех технологических процессов, которые осуществляются на месторождении, как в период его освоения, так и в процессе регулирования.

Обводненность продукции (В)- отношение дебита воды к суммарному дебиту нефти и воды. Этот показатель изменяется во времени от нуля до единицы:

$$B = \frac{q_v}{q_v + q_n} = \frac{q_v}{q_{ж}}. \quad (10.1)$$

Характер изменения показателя (В) зависит от ряда факторов. Один из основных - отношение вязкости нефти к вязкости воды в пластовых условиях μ_o . При разработке месторождений с высоковязкими нефтями вода может появиться в продукции некоторых скважин с начала их эксплуатации. Некоторые залежи с маловязкими нефтями разрабатываются длительное время с незначительной обводненностью. Граничное значение μ_o между вязкими и маловязкими нефтями изменяется от 3 до 4.

При небольшой вязкости нефти опыт разработки нефтяных месторождений свидетельствует о том, что достигается более высокая нефтеотдача при меньшей обводненности, поэтому она может служить косвенным показателем эффективности разработки месторождения. Если наблюдается более интенсивное по сравнению с проектным обводнение продукции, то это может служить показателем того, что залежь охвачена процессом заводнения в меньшей степени, чем предусматривалось.

Водонефтяной фактор - отношение текущих значений добычи воды к нефти на данный момент разработки месторождения, измеряется в м³/т. Этот параметр, который показывает, сколько объемов воды добыто на 1 тонну полученной нефти, является косвенным показателем эффективности разработки. Темп его увеличения зависит от темпа отбора жидкости. При разработке залежей маловязких нефтей отношение объема добытой воды к добыче нефти достигает единицы, а для вязких нефтей увеличивается до 8 м³/т и в некоторых случаях достигает 20 м³/т.

При осуществлении различных технологий с целью воздействия на пласт используют различные агенты, которые улучшают условия извлечения нефти из недр. Закачивают в пласт воду или пар, углеводородные газы или воздух, двуокись углерода и другие вещества.

В процессе разработки давление в пластах, входящих в эксплуатационный объект разработки, изменяется по сравнению с первоначальным. Причем, на различных участках площади оно будет неодинаковым: вблизи нагнетательных скважин максимальным, а вблизи добывающих - минимальным. Для контроля за его изменением используют средневзвешенную по площади или объему пласта величину. Важные показатели интенсивности гидродинамического воздействия на пласт - давления на забоях нагнетательных и добывающих скважин. По разнице между этими величинами определяют интенсивность потока жидкости в пласте. Давление на устье добывающих скважин устанавливают и поддерживают исходя из требований обеспечения сбора и внутрипромыслового транспорта продукции скважин.

В процессе разработки температура пласта изменяется в результате дроссельных эффектов в призабойных зонах, закачки в пласт теплоносителей, создания в нем движущегося фронта, например, горения.

Необходимо отметить, что все показатели технологии извлечения нефти и газа из недр при данной системе разработки месторождения взаимосвязаны между собой. Изменение одних показателей может повлечь за собой изменение других.

Отношение годовой добычи *нефти* к начальным геологическим запасам характеризует *темп* разработки месторождения. На основании анализа темпа разработки и системы разработки месторождения выделяется *четыре стадии* (рисунок 10.1): нарастающего уровня добычи (I), постоянного уровня добычи нефти (II), периода интенсивно падающей добычи нефти (III) и завершающего периода добычи нефти (IV). Особенность первого периода - постепенный рост объемов добычи нефти, обусловленный непрерывным вводом в работу из бурения скважин. Способ добычи нефти в этот период фонтанный, обводненность небольшая или отсутствует. Продолжительность этапа зависит от многих факторов, главные из которых: величина извлекаемых промышленных запасов; размеры залежей и величина пластового давления; толщина и число продуктивных пластов; свойства коллектора пород и нефти; наличие средств для разработки месторождения, естественный режим работы и другие. Продолжительность первого периода составляет около 4-6 лет и более лет. Второй этап разработки характеризуется постоянством уровня добычи нефти. В этот период фонтанные скважины переводятся на механизированный способ добычи, темпы высокие от 6 % до 12 % и более, растет обводненность скважин.

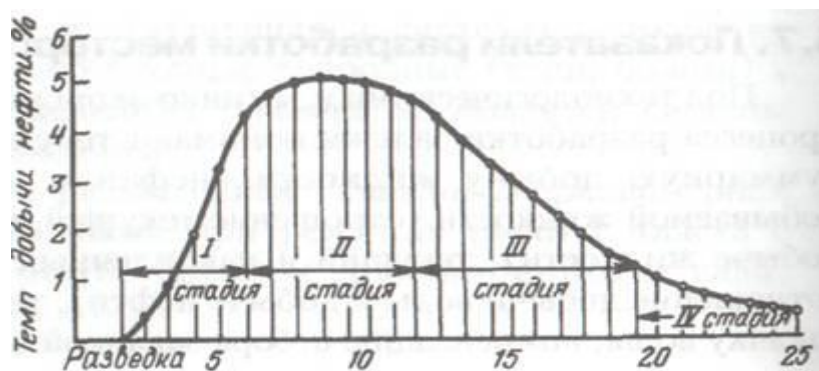


Рисунок 10.1 - Стадии разработки эксплуатационного объекта

Падение добычи нефти в этот период сдерживается вводом новых добывающих скважин. Продолжительность второго этапа зависит от темпов отбора нефти, величины извлекаемых запасов нефти, обводненности продукции и возможности подключения в разработку других объектов месторождения. Конец второй стадии разработки характеризуется увеличением объемов закачиваемой воды для ППД, но не оказывает ощутимого влияния на объемы добычи нефти и ее уровень начинает снижаться. Обводненность нефти в конце данного периода может достигать 50 %. Продолжительность периода составляет около 5-7 лет. Третья стадия характеризуется периодом разработки с интенсивным падением уровня добычи нефти и увеличением добычи пластовой воды. Эта стадия заканчивается при достижении 80-90 % обводненности и выработки запасов от 60 % до 80 %. Все скважины работают на механизированных способах добычи, отдельные выводятся из работы в связи с обводненностью и переводятся под нагнетание. В этот период проводятся основные мероприятия по увеличению дебитов скважин методами МУН. Продолжительность данного периода составляет до 10 лет как правило. Четвертая стадия разработки — объем добычи воды растет и нефти падает, но темпы падения снижаются. Обводненность продукции достигает 90 % и более. Этот период является самым длительным и продолжается 15-20 лет. В целом можно сделать вывод, что общая продолжительность разработки любого нефтяного месторождения составляет от начала до рентабельного периода 40-50 лет. Практика разработки нефтяных месторождений в целом подтверждает этот вывод.

Многообразие типов газонефтяных залежей и нефтяных оторочек приводит к многочисленным вариантам систем разработки. М. Маскет считал, что основным условием рациональной разработки газоконденсатных залежей с нефтяными оторочками является сохранение равновесия в системе пластовых флюидов. В теории и практике разработки газовых и газоконденсатных месторождений две системы с поддержанием давления и на режиме истощения, в зависимости от уровня годовых отборов газа принято выделять три периода: нарастающей добычи, постоянной добычи и падающей добычи газа. Основные газонефтяные месторождения России, как Самотлорское, Лянторское, Быстринское, Федоровское и другие находятся в третьей стадии разработки. Для того, чтобы избежать консервации

значительных материальных ресурсов, разработку месторождений начинают вовремя их разбуривания и обустройства. По мере ввода в эксплуатацию новых скважин, пунктов внутрипромыслового сбора, компрессорных станций, газопроводов добыча газа из месторождения возрастает. Поэтому период, который совпадает с разбуриванием и обустройством месторождения, называют периодом нарастающей добычи. После ввода в эксплуатацию всех мощностей по добыче газа, которые определены технико-экономической целесообразностью, наступает период постоянной добычи. Из крупных месторождений за этот период отбирается 60 % запасов газа. По мере истощения запасов газа и пластовой энергии дебиты скважин снижаются, выводятся из эксплуатации обводненные скважины, добыча газа из месторождения уменьшается. Этот период разработки называют периодом падающей добычи. Он продолжается до снижения отборов газа ниже рентабельного уровня. Периоды нарастающей, постоянной и падающей добычи газа характерны для крупных месторождений, например, для ОНГКМ. В процессе разработки средних по запасам месторождений период постоянной добычи газа часто отсутствует. А при разработке незначительных по запасам газовых и газоконденсатных месторождений могут отсутствовать как период нарастающей, так и период постоянной добычи газа. Вначале разработки месторождения пластовое давление бывает обычно достаточным для транспортирования газа от скважин к установкам подготовки газа, а от них в газопровод для дальнего транспорта. Этот период разработки называют бескомпрессорным. В настоящее время для дальнего транспорта используют трубы, рассчитанные на рабочее давление 5,5 и 7,5 МПа, проектируют газопроводы с рабочим давлением до 12 МПа. Газ, который поступает с промысла на прием магистрального газопровода, должен иметь давление, равное рабочему давлению газопровода. По мере падения пластового давления наступает время, когда для подачи газа в магистральный газопровод возникает необходимость использования дожимной компрессорной станции, когда начинается компрессорный период разработки месторождения. Время ввода дожимной компрессорной станции, ее мощность влияют на технико-экономические показатели разработки месторождения.

В зависимости готовности месторождения к разработке и степени выработанности запасов различают *период опытно-промышленной эксплуатации, промышленной эксплуатации и период доразработки*. При опытно-промышленной эксплуатации наряду с поставкой газа потребителю проводят доразведку месторождения с целью получения уточненных сведений, необходимых для составления проекта разработки. Продолжительность опытно-промышленной эксплуатации месторождений природных газов не превышает 3 -4 лет в среднем. В период промышленной эксплуатации месторождений основная задача - выполнение плановых поставок газа потребителю. В период доразработки месторождения добываемый газ используют обычно для местных нужд, дальний транспорт

его становится экономически нецелесообразным. В процессе разработки газоконденсатных месторождений выделяют периоды разработки без поддержания пластового давления и с его поддержанием. *Под разработкой* газового месторождения понимается управление процессом движения газа в пласте к добывающим скважинам при помощи определенной системы размещения установленного числа скважин на площади, порядка и темпа ввода их в эксплуатацию, поддержания намеченного режима их работы, регулирования баланса пластовой энергии.

Обеспечение минимума затрат на добычу заданных объемов газа при заданной степени надежности и соблюдении норм охраны недр является основным *требованием* к системе разработки газа, которое реализуется *на стадии проектирования* системы. Оптимальный выбор и учетом всех ее элементов, основными из которых являются: режим разработки залежи; схема размещения скважин; технологический режим эксплуатации скважин и их конструкция; схема сбора и подготовки газа. Для составления *проектов разработки* необходима следующая информация: геологическая характеристика месторождения (стратиграфия, тектоника, литология); характеристика продуктивных горизонтов (ФЕП, толщина, протяженность, запасы газа); положение ГВК, характеристика водонапорной системы; физико-химическая характеристика природного газа и пластовых вод; данные о степени сообщаемости продуктивных горизонтов и др. Значительную часть этой информации с достаточной степенью достоверности *невозможно получить на стадии разведки месторождения*. Этот фактор, а также экономические соображения, связанные с высокой стоимостью разведки газовых месторождений, приводят к тому, что разработку месторождения фактически начинают до получения всей информации и составления проекта разработки. Разработка месторождения осуществляется *в два этапа*. На первом этапе, который рассматривается как завершающий период комплексной разведки объекта, проводят опытно-промышленную эксплуатацию месторождения (ОПЭ). В результате получают наиболее достоверные геологопромысловые сведения о месторождении. Для решения вопроса о необходимости проведения геолого-разведочных работ с применением опытной или опытно-промышленной эксплуатации составляют специальные проекты, подобные проектам разработки газовых месторождений. На *втором этапе* осуществляют промышленную разработку по проекту, составленному на основе достаточно полных и достоверных данных опытно-промышленной разработки. С целью *повышения эффективности разработки в процессе промышленной разработки месторождения по мере бурения новых скважин, уточнения* и дополнения исходных данных проект периодически пересматривают и в него вносятся коррективы вплоть до изменения системы. Проекты разработки газовых месторождений составляют научно-исследовательские организации на основании данных разведки, исследования скважин и запасов газа.

Главная особенность разработки *газоконденсатных месторождений* - возможность в результате снижения давления выпадения конденсата в пласте, стволе скважины и наземных сооружениях. Конденсат является ценным сырьем для химической промышленности, поэтому необходимо наиболее полное извлечение конденсата из пласта при рациональной системе разработки месторождения. В настоящее время газоконденсатные месторождения разрабатываются на истощении как чисто газовые или с поддержанием давления в пласте. Разработка газоконденсатных месторождений на истощении обеспечивает одновременную добычу газа и конденсата, высокий коэффициент газоотдачи при минимальных, по сравнению с другими методами, затратах. Однако конденсатоотдача месторождений оказывается невысокой, так как конденсат, выпадающий в пласте по мере снижения пластового давления, считается безвозвратно потерянным. Предотвратить или снизить *количество выпавшего конденсата* можно путем полного или частичного поддержания пластового давления, которое осуществляют двумя способами: *закачкой сухого газа* в пласт или искусственным заводнением месторождения. Разработка газоконденсатного месторождения с поддержанием пластового давления путем *закачки сухого газа* (сайклинг-процесс) обеспечивает наиболее высокую конденсато- и газоотдачу месторождения. В начальный период разработки месторождения с помощью сайклинг - процесса добытый товарный конденсат, при этом осушенный газ возвращается в залежь. После извлечения основного количества конденсата месторождение разрабатывается как чисто газовая залежь на истощение. Применяют процессы различных видов — полный сайклинг (с закачкой всего добываемого газа), неполный сайклинг (с возвращением в пласт части добываемого газа), канадский сайклинг (газ закачивается в летний период, а отбирается в период наибольшего потребления). *Эффективность сайклинг* - процесса в большей степени зависит от неоднородности коллекторских свойств пород по толщине и площади пласта. Из-за опережающего прорыва сухого газа по отдельным высокопроницаемым интервалам в неоднородных пластах конечная конденсатоотдача может оказаться низкой. Основным *недостаток* сайклинг-процесса является длительная консервация запасов газа и значительные затраты на компрессорное хозяйство для обратной его закачки. Искусственное заводнение осуществляют для поддержания пластового давления путем площадного законтурного нагнетания в залежь *воды*. В этом случае с начала эксплуатации месторождения ведутся совместный отбор и сдача потребителю газа и конденсата. В то же время возможны потери газа и конденсата, вызванные их защемлением в пласте водой. Система разработки газоконденсатного месторождения выбирается на основании тщательного изучения геолого-промысловой характеристики залежи, состава и свойств газа и конденсата после сопоставления технико-экономических показателей различных вариантов и способов разработки, контроля добычи газа и динамики пластового давления.

Круг задач анализа определяется режимом работы пласта и стадией процесса разработки. В общем при водонапорном режиме анализ процесса разработки может включать следующие задачи.

1. *Анализ геологической модели* месторождения: уточнение геологического строения месторождения, свойств коллектора и флюидов.

2. *Анализ технологических показателей* разработки: динамики добычи, энергетического состояния, обводненности, состояние выработки запасов

3. *Анализ состояния техники добычи*: фонда скважин методов обработки ПЗП, способов, технологии и техники эксплуатации, систем сбора, подготовки и транспорта, автоматизации контроля.

4. *Анализ экономических показателей*: а) себестоимости (установление динамики, оценка по факторам изменения и по статьям затрат); б) капитальных вложений (установление динамики, оценка по направлениям промышленного обустройства и по удельной величине); в) производительности труда (установление динамики производительности труда, численности персонала по категориям и цехам, удельной численности работников, в том числе рабочих); г) рентабельности предприятия (выявление путей повышения рентабельности добычи нефти).

Заключительной составной частью анализа следует рассматривать прогноз процесса разработки, связанный с предсказанием течения технологических процессов в будущем как при неизменных условиях, так и при проведении работ по регулированию. Цель его состоит в исследовании тенденций протекания процессов разработки в прежних и новых условиях.

10.2 Рациональная система разработки месторождения

Для одного и того же месторождения можно назвать множество систем, отличающихся по числу добывающих скважин, по их расположению на структуре, по методу воздействия на продуктивные пласты и т. д., поэтому существует необходимость сформулировать понятие рациональной системы разработки.

В качестве критериев рациональной системы разработки принимаются следующие основные далее следующие положения.

1. Рациональная система разработки должна обеспечить *наименьшую степень взаимодействия* между скважинами, которое достигается редкими сетками и увеличением расстояния между ними. Но при увеличении расстояния между скважинами общее их число на месторождении уменьшается, что ведет к снижению суммарного дебита. Кроме того, в условиях литологически неоднородного пласта увеличение расстояния между скважинами может привести к тому, что часть нефтенасыщенных прослоев не будет охвачена дренированием.

Наименьшее взаимодействие между скважинами не является единственным критерием рациональности системы разработки.

2. Рациональная система должна обеспечить наибольший коэффициент нефтеотдачи, т.е. КИН. Максимальную нефтеотдачу можно достигнуть при полном охвате дренированием и заводнении продуктивного пласта процессом вытеснения, которое в литологически неоднородных пластах можно осуществить при более плотной сетке размещения скважин. Из опыта следует, что наиболее высокие коэффициенты КИН достигаются при водонапорном режиме, особенно искусственного водонапорного режима закачкой воды или газа в пласт.

Выше рассмотренные критерии противоречивы по сути: первый требует применения редких сеток, второй - более плотной сетки, кроме того, сгущение скважин и поддержание пластового давления снижают экономическую эффективность рациональной разработки. Следовательно, ни наименьшая степень взаимодействия между скважинами, ни максимальный коэффициент КИН отдельно не могут быть приняты в качестве единственных критериев рациональности системы разработки.

3. Рациональная система разработки должна обеспечить минимальную себестоимость нефти и высокую рентабельность. Из рассмотренных в процессе проектирования нескольких вариантов разработки выбирается вариант, который обеспечивает самый высокий экономически рентабельный КИН. По сути коэффициент извлечения нефти, как и извлекаемые запасы являются экономической категорией и определяют рациональную систему разработки, которая не учитывает потребность в добыче нефти. Но потребности в добыче нефти тоже экономическая категория, но только другого уровня.

Сформулируем понятие рациональной системы разработки в окончательном виде: *рациональная система разработки должна обеспечить заданный уровень добычи нефти при минимальных затратах и возможно больших коэффициентах нефтеотдачи.*

Проектирование разработки как раз заключается в подборе такого варианта, который отвечал требованиям рациональной системы разработки. Задача проектирования системы разработки определяется утвержденными методическими рекомендациями и решает последовательно вопросы:

- определяются исходные геолого-физические данные о продуктивном пласте и свойствах насыщающих его жидкостей и газов;
- выполняются гидродинамические расчеты по установлению технологических показателей разработки по нескольким вариантам, отличающимся по числу скважин, методу воздействия на продуктивные пласты, условиям эксплуатации скважин и т. д.;
- рассчитывается экономическая эффективность вариантов разработки;
- анализируются экономические и технологические показатели разработки и выбирается вариант рациональной системы разработки;

Утверждается центральной комиссией по разработке (ЦКР) реализуемый в будущем вариант наиболее рациональной системы разработки, контроль за реализацией осуществляет Гостехнадзор.

Внедрение рациональной системы разработки позволяет добиться высоких технико-экономических показателей при разработке месторождений и судить об эффективности системы.

В связи с экономической необходимостью быстрого ввода нефтяных и газовых месторождений в разработку определяется минимальный объем геолого-промысловой информации, необходимой для проектирования системы разработки и установления рациональной их разведанности, совмещения этапов поисково-разведочного и эксплуатации.

Для составления техсхемы или проекта разработки необходимы следующие геолого-промысловые данные, полученные в результате геолого - разведочных работ и опытно - и пробной эксплуатации.

1. В результате геолого-поисковых и разведочных работ должны быть построены детальные структурные карты по кровле и подошве нефтяного пласта с зонами тектонических нарушений, линий выклинивания и замещения продуктивных отложений на непродуктивные. Необходимы карты изопахит, литолого-стратиграфические разрезы, профили месторождений.

2. Должно быть установлено прямыми и косвенными методами положение внутреннего и внешнего контуров нефтеносности вода — нефть (ВНК) и нефть — газ (ГНК), иметь схему опробования.

3. Подлежат исследованию в лабораториях свойства нефти, газа и воды в пластовых и поверхностных условиях. Особо среди свойств пластовой нефти должны быть исследованы такие параметры, как давление насыщения нефти газом и зависимость вязкости, объемного коэффициента пластовой нефти от давления насыщения. Качественно оцененные параметры —залог высокой достоверности расчетных показателей разработки залежи нефти.

4. Коллекторские свойства пласта (пористость, проницаемость, карбонатность, глинистость и другие) должны быть изучены как по данным пластового керна, так и с помощью ГМИС и ГДИ исследований, результаты исследований коллекторских свойств пласта обработаны методами математической статистики. Коллекторские свойства в законтурной, водоносной части пласта влияют на выбор системы разработки, изучение их должно быть тщательным. Распространение результатов изучения коллекторских свойств центральной, нефтенасыщенной части пласта на законтурные его части не целесообразно, так как для большинства месторождений коллекторские свойства пласта в законтурной части отличаются чаще в сторону ухудшения.

5. На стадии опытной и пробной эксплуатации скважин должны быть тщательно измерены начальные пластовые давления и установлена динамика изменения давления во времени. В пробуренных скважинах должны быть определены коэффициенты продуктивности, проницаемости,

пьезопроводности при установившихся и неуставившихся режимах фильтрации. Если в объект разработки включаются неоднородные пласты с выделением отдельных пропластков, то в скважинах следует проводить исследования скважинными дебитомерами. Особую значимость на стадии опытной эксплуатации скважин имеют исследования по установлению дебитов или предельных депрессий из подтягивания конусов воды или газа и др. Недоизученность всех основных выше изложенных вопросов может привести к тому, что расчетная величина отборов нефти не будет достигнута при фактической эксплуатации скважин, потребуются дополнительные исследования с последующим пересчетом технологических показателей разработки и новый проектный документ на разработку, что часто бывает на практике.

6. На стадии опытной и пробной эксплуатации месторождения должны быть намечены и проведены исследования и наблюдения по изучению проявлений естественного режима залежей нефти, только он предопределяет подход к проектированию системы разработки и установлению вариантов проектных решений. Так, например, если на месторождении не ожидается проявление режима растворенного газа, то варианты разработки залежи нефти при нем при проектировании могут не рассматриваться.

В целом основная задача составления проектного документа на разработку подготовить для реализации наиболее рациональный вариант системы разработки месторождения с учетом всех выше изложенных факторов с соблюдением всех условий Регламентов по проектированию.

10.3 Разработка нефтяных месторождений на естественном режиме

Параметры, характеризующие систему разработки

Система разработки нефтяного месторождения - общее, охватывающее весь комплекс инженерных решений, которое обеспечивает ее построение для эффективного извлечения УВ из недр. Для характеристики различных систем разработки месторождений в соответствии с этим определением системы необходимо использовать большое число параметров. На практике системы разработки нефтяных месторождений различают по *двум наиболее характерным признакам: назначение и расположение скважин на месторождении; наличию или отсутствию воздействия на пласт с целью извлечения нефти из недр.*

По этим признакам, выше изложенным, классифицируют системы разработки нефтяных месторождений. Далее рассмотрим эти наиболее характерные признаки.

1. В соответствии с «Временной классификацией скважин, бурящихся при геолого-разведочных работах и разработке нефтяных и газовых месторождений» все скважины *подразделяются* на опорные, парметрические, структурные *регионального этапа*, поисково-оценочные

этапа *поисков и оценки*, разведочные, поисково-разведочные *разведочного этапа*, эксплуатационные и специальные (опережающие эксплуатационные как оценочные, добывающие, нагнетательные, наблюдательные) *этапа разработки и эксплуатации залежей*. Назначение скважин первых трех этапов предлагается освоить самостоятельно. *Остановимся на скважинах этапа разработки.*

Фонд скважин - общее число нагнетательных и добывающих скважин, предназначенных для осуществления процесса разработки месторождения. Подразделяется он на *основной и резервный*. Под *основным фондом* понимают число скважин, необходимое для реализации запроектированной системы разработки. *Резервный фонд* планируют с целью вовлечения в разработку выявленных во время исследований отдельных линз коллектора и для повышения эффективности системы воздействия на пласт. Число скважин этого фонда зависит от неоднородности строения пласта, его прерывистости, особенностей применяемой технологии извлечения нефти из недр. Можно указать четыре основных параметра, характеризующие ту или иную систему разработки в теории разработки.

2. Параметр плотности сетки скважин Sc - площадь объекта разработки, приходящаяся на одну скважину. Если площадь нефтеносности месторождения равна S , а число добывающих и нагнетательных скважин на месторождении n , то $Sc = S/n$. Размерность Sc - $m^2/скв.$ В ряде случаев используют параметр $S_{сд}$, который равен площади нефтеносности, приходящейся на одну добывающую скважину.

3. Удельный извлекаемый запас нефти или параметр А.П. Крылова $N_{кр}$ - отношение извлекаемых запасов нефти по объекту к общему числу скважин. $N_{кр} = Q/n$, размерность параметра $N_{кр}$ - $t/скв.$ $N_{кр}$

4. Параметр ω - отношение числа нагнетательных скважин к числу добывающих скважин, т.е. $\omega = n_n/n_d$. Этот параметр, характеризует интенсивность системы заводнения, имеет отношение к охвату процесса заводнением.

5. Параметр ω_p - отношение числа резервных скважин к числу добывающих скважин основного фонда, т.е. $\omega_p = n_p/n_d$

Резервные скважины бурят с целью вовлечения в разработку частей пласта, не охваченных разработкой в результате выявившихся в процессе эксплуатационного его разбуривания не известных ранее особенностей геологического строения пласта, а также физических свойств нефти и содержащих ее пород (литологической неоднородности, тектонических нарушений, неньютоновских свойств).

Нефтяные залежи *небольших размеров* могут до 5 лет вводиться в опытную эксплуатацию на естественном режиме для получения дополнительных данных, необходимых для обоснования системы и показателей разработки. На этом этапе допускается бурение в различных частях залежи небольшого числа *добывающих скважин*, которые впоследствии будут вписаны в *сетку добывающих и нагнетательных*

скважин. Такие скважины называют *опережающими эксплуатационными.* Эксплуатация разведочных и опережающих скважин, освоение под закачку воды двух-трех скважин позволяют уточнить представления о режиме залежи, продуктивности и приемистости скважин, устойчивости пластов-коллекторов против разрушения, характере обводнения скважин и др.

При *значительной площади* нефтеносного объекта, когда опытная эксплуатация залежи в целом практически невозможна и нецелесообразна из-за больших масштабов работ по обустройству территории, проводят опытно-промышленную эксплуатацию наиболее *представительного участка* залежи. На выбранном участке бурят и эксплуатируют опережающие добывающие и нагнетательные скважины по сетке, применяемой обычно при разработке в подобных геологических условиях. *Создается фрагмент будущей системы разработки нефтяного эксплуатационного объекта в целом.* Опережающие скважины бурят на основании проектов опытной или опытно-промышленной эксплуатации.

Последующее бурение осуществляют в соответствии с технологической схемой и затем с проектом разработки. В проектом документе на разработку предусматриваются основной и *резервный фонды скважин.* В первую очередь бурят скважины основного фонда. В дальнейшем на плохо вырабатываемых участках бурят скважины резервного фонда.

При *резкой макронеоднородности*, переходящей в прерывистость пластов-коллекторов со сложной конфигурацией границ их распространения по площади, а также при осложненности строения объекта многочисленными тектоническими нарушениями сплошное разбуривание участка с бурением подряд всех скважин основного фонда может привести к получению значительного количества непродуктивных скважин, попавших в зоны отсутствия коллекторов или в законтурные области пластов и в тектонических блоках. Для исключения этого вопроса, бурение скважин основного фонда ведут по принципу от "известного к неизвестному". Для этого, выборочно бурят отдельную скважину и по полученным результатам решают вопрос о целесообразности бурения соседних скважин.

На *многопластовом месторождении "сухие" скважины переводят на другие эксплуатационные объекты.* При наличии на месторождении одного объекта их ликвидируют без спуска эксплуатационных колонн.

Разбуривание *газового месторождения* осуществляют в несколько ином порядке. Первую очередь добывающих скважин составляют разведочные скважины. По небольшим объектам их количество иногда оказывается достаточным для обеспечения установленного максимального уровня добычи газа. По средним и крупным месторождениям вслед за разведочными скважинами бурят первую очередь добывающие скважины, необходимые для выхода на максимальный уровень добычи. Затем в

течение второй стадии разработки бурят дополнительные скважины для поддержания достигнутого максимального уровня добычи, что необходимо в связи с падением дебита и выключением из работы ранее пробуренных обводнившихся скважин.

Система разработки без воздействия на пласт

Если предполагается, что нефтяное месторождение будет разрабатываться в основной период при *режиме растворенного газа*, для которого характерно незначительное перемещение водонефтяного раздела, т.е. при слабой активности законтурных вод, то применяют равномерное, геометрически правильное расположение скважин по четырехточечной (рисунок 10.2) или трехточечной (рисунок 10.3) сетке.

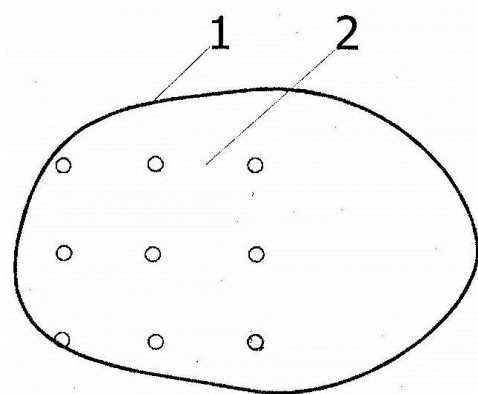


Рисунок 10.2 — Расположение скважин по четырехточечной сетке

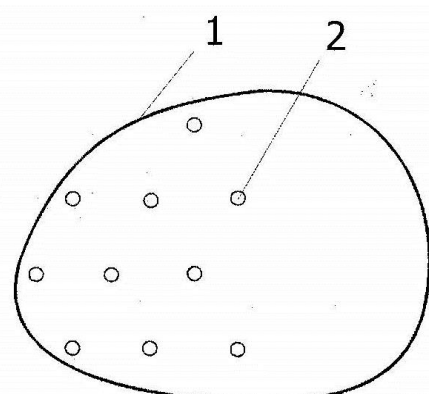
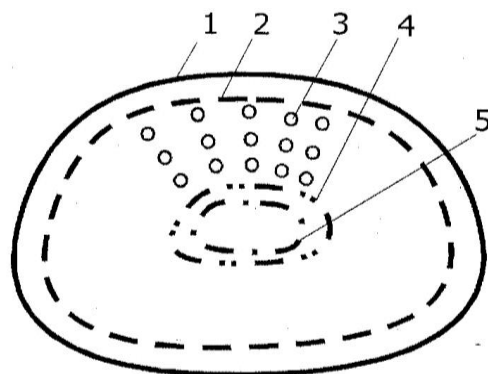


Рисунок 10.3 — Расположение скважин по трехточечной сетке

1 — условный контур нефтеносности; 2 — добывающие скважины

В тех случаях, когда предполагается определенное перемещение водонефтяного и газонефтяного разделов, скважины располагают с учетом положения этих разделов (рисунок 10.4). Параметр плотности сетки скважин может изменяться в очень широких пределах для систем разработки без воздействия на пласт. Так, при разработке месторождений сверхвязких нефтей с вязкостью в несколько тысяч 10^{-3} Пас он может составлять $1 - 2 \cdot 10^4$ м²/скв. Нефтяные месторождения с низкопроницаемыми коллекторами (сотые доли мкм²) разрабатывают при сетке $Sc = 10 - 20 \cdot 10^4$ м²/скв



1 — внешний контур нефтеносности; 2 — внутренний контур нефтеносности; 3 — добывающие скважины;
4 — внешний контур газоносности; 5 — внутренний контур газоносности

Рисунок 10.4 - Расположение скважин с учетом водонефтяного и газонефтяного разделов

Разработка, как месторождений высоковязких нефтей, так и месторождений с низкопроницаемыми коллекторами при указанных значениях сеток может быть экономически целесообразной при значительных толщинах пластов, т.е. при высоких значениях параметра А. П. Крылова или при небольших глубинах залегания разрабатываемых пластов, т.е. при небольшой стоимости скважин. Для разработки обычных коллекторов применяется плотность сетки порядка:

$$Sc = 25-64 \cdot 10^4 \text{ м}^2/\text{скв}$$

При разработке месторождений с высокопродуктивными трещиноватыми коллекторами Sc может быть равен $70 - 100 \cdot 10^4 \text{ м}^2/\text{скв}$ и более.

Параметр $N_{кр}$ изменяется в довольно широких пределах. В некоторых случаях он может быть равен одному или нескольким десяткам тысяч тонн нефти на скважину, в других доходить до миллиона тонн нефти на скважину.

Для систем разработки нефтяных месторождений без воздействия на пласт параметр ω , естественно, равен нулю, а параметр ω_p может составлять в принципе $0,1 - 0,2$, хотя резервные скважины в основном предусматривают для системы с воздействием на нефтяные пласты.

Системы разработки нефтяных месторождений без воздействия на пласты в России в настоящее время *применяют редко*:

- в случае длительно эксплуатируемых сильно истощенных месторождений, разработка которых началась задолго до широкого развития методов заводнения (до 50-х г.г.);

- при разработке сравнительно небольших по размерам месторождений с активной законтурной водой;

- месторождений, содержащих сверхвязкие неглубоко залегающие нефти, или месторождений, сложенных низкопроницаемыми глинистыми коллекторами.

За рубежом разработка месторождений без воздействия на нефтяные пласты продолжает осуществляться в больших, чем в России, масштабах,

особенно в случаях пластов с трещиноватыми коллекторами при высоком напоре законтурных вод.

В Оренбургской области мелкие по запасам месторождения до 1 млн. т извлекаемых разрабатываются на естественном упруговодонапорном режиме, как правило единичными скважинами.

10.4 Разработка нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления

Системы разработки с воздействием на пласты подразделяются на различные виды заводнения: законтурное, приконтурное, внутриконтурное и его разновидности и так далее.

Системы с законтурным воздействием (заводнением)

На рисунке 10.5 в плане и в разрезе показано расположение добывающих и нагнетательных скважин при разработке нефтяного месторождения с применением законтурного заводнения. Здесь два ряда добывающих скважин пробурены вдоль внутреннего контура нефтеносности. Кроме того, имеется один центральный ряд добывающих скважин.

Помимо параметра s_c для характеристики систем с законтурным заводнением можно использовать дополнительные параметры, такие, как расстояние между контуром нефтеносности и первым рядом добывающих скважин, первым и вторым рядом добывающих скважин и т.д., а также расстояния между добывающими скважинами $2\sigma_c$. Нагнетательные скважины расположены за внешним контуром нефтеносности.

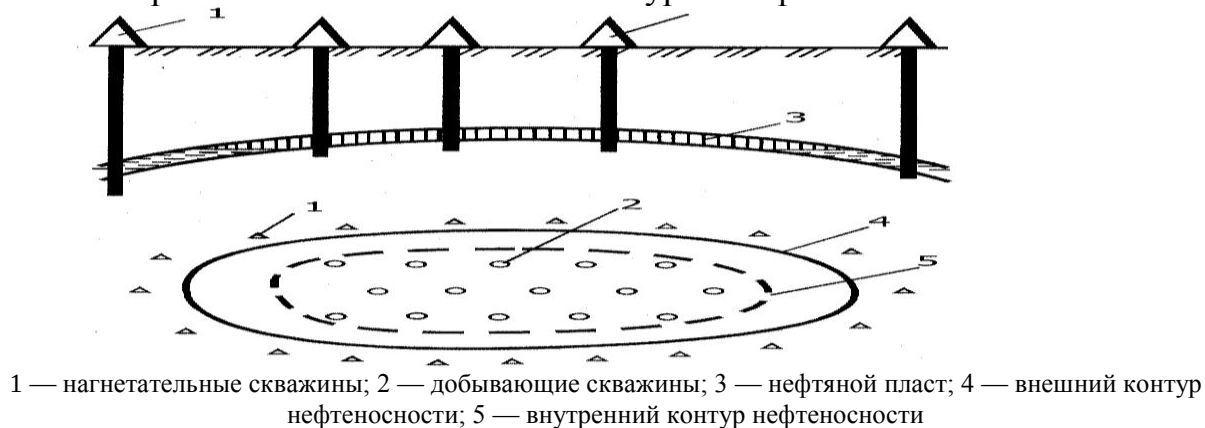


Рисунок 10.5 — Расположение скважин при законтурном заводнении

Показанное на рисунке 10.5 размещение трех рядов добывающих скважин характерно для сравнительно небольших по ширине месторождений. Так, при расстояниях между рядами, а также между ближайшим к контуру нефтеносности рядом и самим контуром нефтеносности, равных 500 - 600 м, ширина месторождения составляет 2 – 2.5 км. При большей ширине месторождения на его нефтеносной площади можно расположить пять рядов добывающих скважин. Однако дальнейшее увеличение числа рядов скважин, как показали теория и опыт разработки нефтяных месторождений, нецелесообразно. При числе рядов добывающих скважин больше пяти центральная часть месторождения слабо подвергается воздействию законтурным заводнением, пластовое давление падает, и эта часть разрабатывается при режиме растворенного газа, а затем после образования ранее не существовавшей (вторичной) газовой шапки — при газонапорном. Естественно, законтурное заводнение в данном случае окажется малоэффективным воздействием на пласт, как на опыте убедились на Рамашкинском месторождении (Татарстан).

Системы разработки нефтяного месторождения с применением законтурного заводнения, как и все системы с воздействием на пласт, отличаются от систем без воздействия на пласт, как правило, большими значениями параметров S_c и $N_{кр}$, т.е. более редкими сетками скважин. Эта особенность при воздействии на пласт связана, во-первых, с получением больших дебитов скважин, чем при разработке без воздействия на пласт, что позволяет обеспечить высокий уровень добычи нефти из месторождения в целом меньшим числом скважин. Во-вторых, она объясняется возможностью достижения при воздействии на пласт большей нефтеотдачи и, следовательно, возможностью установления большей величины извлекаемых запасов нефти, приходящихся на одну скважину. Параметр ω для систем с законтурным заводнением колеблется в широких пределах от 1 до 1/5 и менее. Параметр ω_p для всех систем разработки нефтяных месторождений с воздействием на пласт колеблется примерно в пределах 0.1 – 0.3.

Системы с внутриконтурным воздействием

Системы с внутриконтурным воздействием, получившие в России наибольшее развитие при разработке нефтяных месторождений, используют не только при воздействии на пласт путем заводнения, но и при других методах разработки, применяемых с целью повышения нефтеотдачи пластов. Подразделяются эти системы на рядные, смешанные (сочетание рядной и батарейной систем, с одновременным применением законтурного и внутриконтурного заводнений).

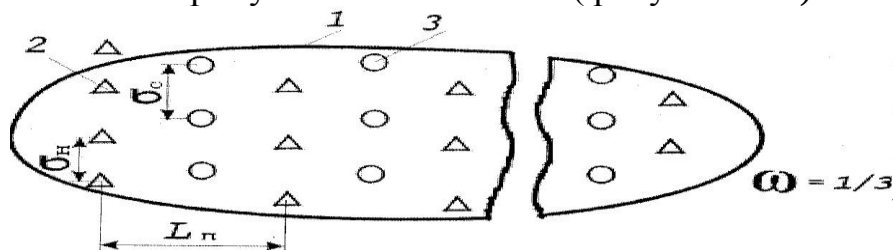
1. Рядные системы разработки

Разновидность их — блоковые системы. При этих системах на месторождениях, обычно в направлении, поперечном их простиранию, располагают ряды добывающих и нагнетательных скважин. Практически

применяют однорядную, трехрядную и пятирядную схемы расположения скважин, представляющие собой соответственно чередование одного ряда добывающих скважин и ряда нагнетательных скважин, трех рядов добывающих и одного ряда нагнетательных скважин, пяти рядов добывающих и одного ряда нагнетательных скважин. Более пяти рядов добывающих скважин обычно не применяют по той же причине, что и при законтурном заводнении, так как в этом случае в центральной части полосы нефтеносной площади, заключенной между рядами нагнетательных скважин, воздействие на пласт заводнением ощущаться практически не будет, в результате чего произойдет падение пластового давления с соответствующими последствиями.

Число рядов в рядных системах нечетное вследствие необходимости проводки центрального ряда скважин, к которому предполагается стягивать водонефтяной раздел при его перемещении в процессе разработки пласта. Поэтому центральный ряд скважин в этих системах часто называют стягивающим рядом, например, система трехрядная с разрезанием на Бобровском месторождении (пласт Б2).

Однорядная система разработки. Расположение скважин при такой системе показано на рисунке 10.7. Рядные системы разработки необходимо характеризовать уже некоторыми иными параметрами (помимо указанных четырех основных). Так, помимо расстояния между нагнетательными скважинами $2\sigma_n$ и расстояния между добывающими скважинами $2\sigma_c$, следует учитывать ширину блока или полосы (рисунок 10.6).



1 - условный контур нефтеносности; 2 - нагнетательные скважины; 3 - добывающие скважины.

Рисунок 10.6 — Расположение скважин при однорядной системе разработки

Параметр плотности сетки скважин s_c , и параметр $N_{кр}$ для однорядной, трехрядной и пятирядной систем могут принимать примерно такие же или большие значения, что и для систем с законтурным заводнением. О величине параметра ω_p уже было сказано. Параметр ω для рядных систем более четко выражен, чем для системы с законтурным заводнением. Однако он может колебаться в некоторых пределах. Так, например, для рассматриваемой однорядной системы $\omega \approx 1$. Это значит, что число нагнетательных скважин примерно (но не точно!) равно числу добывающих, поскольку число этих скважин в рядах и расстояния $2\sigma_n$ и $2\sigma_c$ могут быть различными. Ширина полосы при использовании заводнения может составлять 1 – 1.5 км, а при использовании методов повышения нефтеотдачи — меньшие значения.

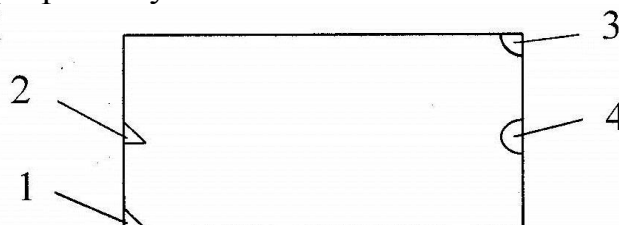
Поскольку в *однорядной системе* число добывающих скважин примерно равно числу нагнетательных, то эта система очень интенсивная. При жестком водонапорном режиме дебиты жидкости добывающих скважин равны расходам закачиваемого агента в нагнетательные скважины. Эту систему используют при разработке низкопроницаемых, сильно неоднородных пластов с целью обеспечения большего охвата пластов воздействием, а также при проведении опытных работ на месторождениях по испытанию технологии методов повышения нефтеотдачи пластов, поскольку она обеспечивает возможность быстрого получения тех или иных результатов. Вследствие того, что по однорядной системе, как и по всем рядным системам, допускается различное число нагнетательных и добывающих скважин в рядах, можно нагнетательные скважины использовать для воздействия на различные пропластки с целью повышения охвата неоднородного пласта разработкой.

Во всех системах с геометрически упорядоченным расположением скважин можно выделить элементарную часть (элемент), характерную для данной системы в целом. Складывая элементы, получают всю систему разработки месторождения.

Поскольку в рядных системах число скважин в нагнетательных и добывающих рядах различное, расположение скважин в них можно считать только условно геометрически упорядоченным. Тем не менее, хотя бы условно, можно выделять и элементы.

Элемент однорядной системы разработки показан на рисунке 10.7. При этом шахматному расположению скважин, показанному в левой части этого рисунка, соответствует нагнетательная скважина 1 и добывающая скважина 3. Для «линейного» расположения скважин, представленного в правой части рисунка 10.7, нагнетательная скважина 2 и добывающая скважина 4 показаны пунктиром. Не только в однорядной, но и в многорядных системах разработки могут применяться, как шахматное, так и линейное расположение скважин.

При прогнозировании технологических показателей разработки месторождения достаточно рассчитать данные для одного элемента, а затем суммировать их по всем элементам системы с учетом разновременности ввода элементов в разработку.

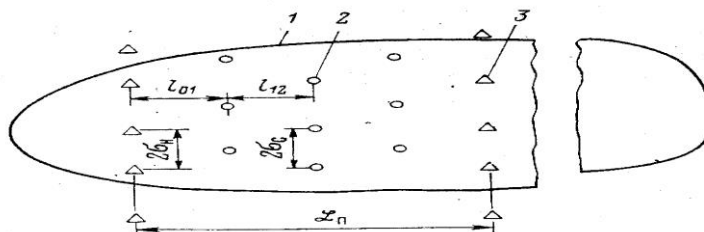


1 — «четверть» нагнетательной скважины при шахматном расположении скважин; 2 — «половина» нагнетательной скважины при линейном расположении скважин; 3, 4 — соответственно «четверть» и «половина» добывающей скважины.

Рисунок 10.7 — Элемент однорядной системы разработки

Трехрядная и пятирядная системы. Для трехрядной и пятирядной систем разработки имеет значение не только ширина полосы L_n , но и расстояния между нагнетательными и первым рядом добывающих скважин l_{01} , между первым и вторым рядом добывающих скважин l_{12} (рисунок 10.8), между вторым и третьим рядом добывающих скважин для пятирядной системы l_{23} (рисунок 10.9). Ширина полосы L_n зависит от числа рядов добывающих скважин и расстояния между ними. Если, например, для пятирядной системы $l_{01} = l_{12} = l_{23} = 700$ метров, то $L_n = 4.2$ км.

Параметр ω для трехрядной системы равен примерно $1/3$, а для пятирядной — примерно $1/5$. При значительной приемистости нагнетательных скважин по трехрядной и пятирядной системам число их вполне обеспечивает высокие дебиты жидкости добывающих скважин и высокий темп разработки месторождения в целом.



1 — условный контур нефтеносности; 2 — добывающие скважины; 3 — нагнетат. скважины

Рисунок 10.8 — Расположение скважин при трехрядной системе разработки

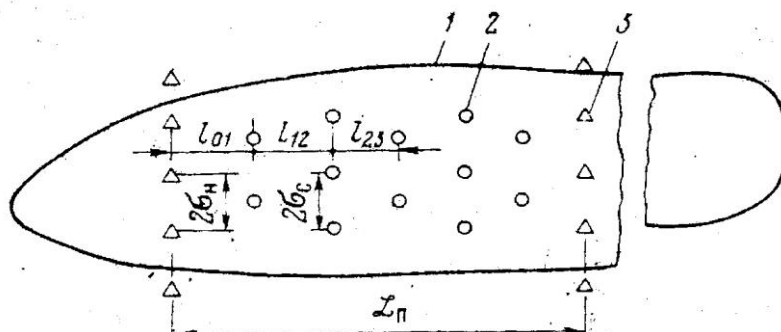
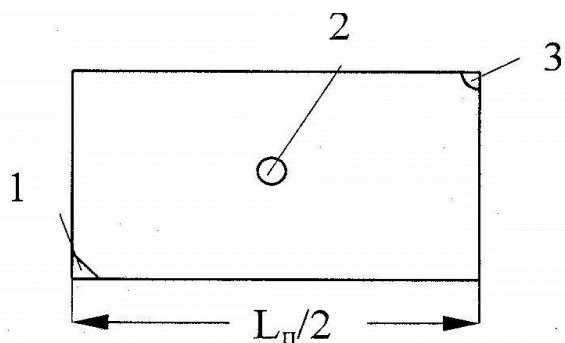


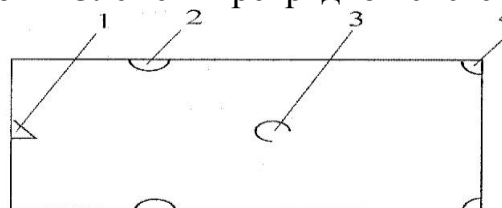
Рисунок 10.9 — Расположение скважин при пятирядной системе разработки

Конечно, трехрядная система более интенсивная, нежели пятирядная, и обеспечивает определенную возможность повышения охвата пласта воздействием через нагнетательные скважины путем раздельной закачки воды или других веществ в отдельные пропластки. В то же время при пятирядной системе имеются большие, по сравнению с трехрядной, возможности для регулирования процесса разработки пласта путем перераспределения отборов жидкости из отдельных добывающих скважин. Элементы трехрядной и пятирядной систем показаны соответственно на рисунках 10.10 и 10.11.



1 — «четверть» нагнетательной скважины; 2 — добывающая скважина; 3 — «четверть» добывающей скважины

Рисунок 10. 10 — Элемент трехрядной системы разработки



1 — «половина» нагнетательной скважины; 2 — «половина» добывающей скважины первого ряда; 3 — добывающей скважины второго ряда; 4 — «четверть» добывающей скважины третьего ряда

Рисунок 10.11 — Элемент пятирядной системы разработки

2. Системы с площадным расположением скважин.

Рассмотрим наиболее часто используемые на практике системы разработки нефтяных месторождений с площадным расположением скважин: пятиточечную, семиточечную и девятиточечную.

Пятиточечная система (рисунок 10.12). Элемент системы представляет собой квадрат, в углах которого находятся добывающие, а в центре — нагнетательная скважина. Для этой системы отношение нагнетательных и добывающих скважин составляет 1:1.

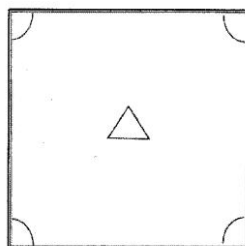


Рисунок 10.12 — Пятиточечная система расположения скважин

Семиточечная система (рисунок 10.13). Элемент системы представляет собой шестиугольник с добывающими скважинами в углах и нагнетательной в центре. Добывающие скважины расположены в углах шестиугольника, а нагнетательная в центре. Параметр ω -1/2, т.е. на одну нагнетательную скважину приходится две добывающие.

Девятиточечная система (рисунок 10.14). Соотношение нагнетательных и добывающих скважин составляет 1:3, так что ω - 1/3.

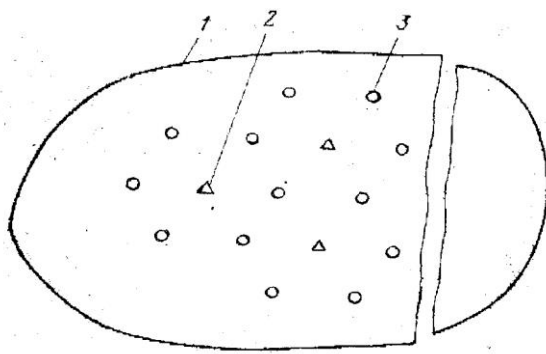


Рисунок 10.13 — Семиточечная система

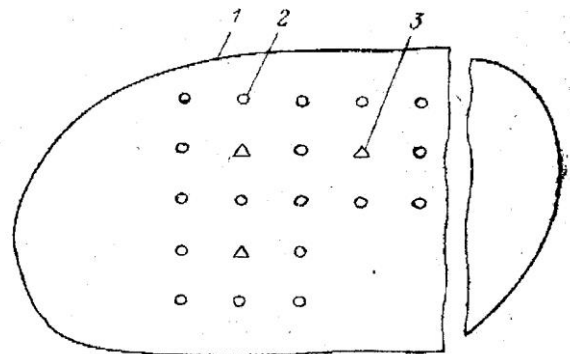


Рисунок 10.14 — Девятиточечная система

Самая интенсивная из рассмотренных систем с площадным расположением скважин *пятиточечная*, наименее интенсивная *девятиточечная*, например, Березовское месторождение, объект B_2+T_1 с площадной системой заводнения. Считается, что все площадные системы «жесткие», поскольку при этом не допускается без нарушения геометрической упорядоченности расположения скважин и потоков движущихся в пласте веществ использование других нагнетательных скважин для вытеснения нефти из данного элемента, если нагнетательную скважину, принадлежащую данному элементу, нельзя эксплуатировать по тем или иным причинам. В самом деле, если, например, в блочных системах разработки (особенно в трехрядной и пятирядной) не может эксплуатироваться какая-либо нагнетательная скважина, то ее может заменить соседняя в ряду. Если же вышла из строя или не принимает закачиваемый в пласт агент нагнетательная скважина одного из элементов системы с площадным расположением скважин, то необходимо либо бурить в некоторой точке элемента другую такую скважину (очаг), либо осуществлять процесс вытеснения нефти из пласта за счет более интенсивной закачки рабочего агента в нагнетательные скважины соседних элементов. В этом случае упорядоченность потоков в элементах сильно нарушается.

В то же время при использовании системы с площадным расположением скважин по сравнению с рядной получают важное преимущество, состоящее в возможности более рассредоточенного воздействия на пласт. Это особенно существенно в процессе разработки сильно неоднородных по площади пластов. При использовании рядных систем для разработки сильно неоднородных пластов нагнетание воды или других агентов в пласт сосредоточено в отдельных рядах. В случае же систем с площадным расположением скважин нагнетательные скважины более рассредоточены по площади, что дает возможность подвергнуть отдельные участки пласта большему воздействию. В то же время, как уже отмечалось, рядные системы вследствие их большой гибкости по сравнению с системами с площадным расположением скважин имеют преимущество в повышении охвата пласта воздействием по вертикали. Таким образом, рядные системы

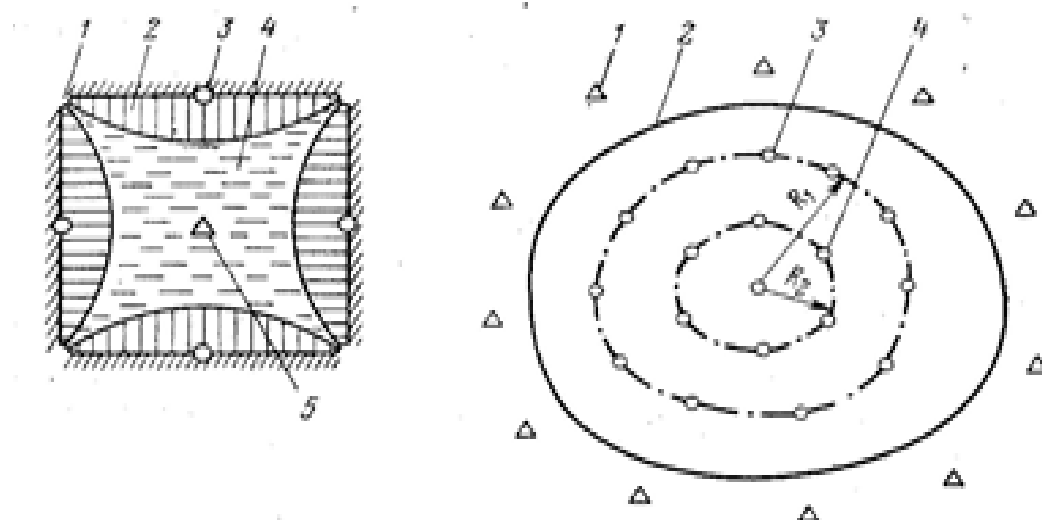
предпочтительны при разработке сильно неоднородных по вертикальному разрезу пластов.

В поздней стадии разработки пласт оказывается в значительной своей части занятым вытесняющим нефть веществом (например, водой). Однако вода, продвигаясь от нагнетательных скважин к добывающим, оставляет в пласте некоторые зоны с высокой нефтенасыщенностью, близкой к первоначальной нефтенасыщенности пласта, т.е. так называемые целики нефти. На рисунке 10.15 показаны целики нефти в элементе пятиточечной системы разработки. Для извлечения из них нефти в принципе можно пробурить скважины из числа резервных, в результате чего получают девятиточечную систему.

Повышение эффективности разработки, например, нефтяных месторождений, в завершающей стадии достигается за счет разукрупнения объектов разработки и оптимизацию системы заводнения, бурение боковых стволов и горизонтальных скважин.

Помимо упомянутых известны следующие системы разработки:

- система с батарейным расположением скважин (рисунок 10.16), которую можно использовать в редких случаях в залежах круговой формы в плане;
- система при барьерном заводнении, применяемом при разработке нефтегазовых залежей;
- смешанные системы — комбинация описанных систем разработки, иногда со специальным расположением скважин, используют их при разработке крупных нефтяных месторождений и месторождений со сложными геолого-физическими свойствами.



1 — «четверти» основных добывающих скважин пятиточечного элемента; 2 — целики нефти; 3 — дополнительно пробуренные добывающие скважины; 4 — обводненная область элемента; 5 — нагнетательная

1 — нагнетательные скважины; 2 — условный контур нефтеносности. 3 и 4 — добывающие скважины соответственно первой батареи радиусом R_1 и второй батареи радиусом

скважина				^{R2}			
Рисунок	10.15	—	Элемент	Рисунок	10.16	—	Схема
пятиточечной системы, превращаемый в элемент девятиточечной системы разработки			батарееного скважин				расположения

Схемы батарейного размещения скважин применяется, когда необходимо отсечь нефтяную часть залежи от газовой в газонефтяных залежах, для стабилизации газонефтяного контакта.

Например, Коробковское газонефтяное месторождение Волгоградской области с объектами разработки: пяти газовых и трех нефтяных залежей. Самым опорным объектом является газонефтяная залежь пласта Б2, разрабатываемая изначально на естественном упруговодонапорном режиме при регулируемых отборах газа из газовой шапки и последующей эксплуатацией нефтяной залежи, затем поддержанием пластового давления законтурным заводнением и с изменением способа эксплуатации скважин. Наиболее эффективной системой разработки пласта Б2 считался вариант с применением двухстороннего нагнетания и перевод нефтяных скважин на газлифтный способ эксплуатации. В настоящее время месторождение находится в завершающей стадии, выработка запасов достигла 97 % , текущая нефтеотдача 0,686.

10.5 Разработка газовых месторождений

Системы и процессы разработки газовых и газоконденсатных залежей имеют ряд особенностей. В отличие от нефтяных газовые залежи *разрабатываются без воздействия на пласты*, с использованием природной энергии. В связи с этим отбор газа из залежей на протяжении всего периода разработки обычно сопровождается снижением *среднего пластового давления — более значительными темпами при газовом режиме и менее значительными — при водогазонапорном.*

Снижение пластового давления в газовых залежах в процессе их разработки приводит к важным последствиям. При взаимодействии залежей *с законтурной областью* снижение пластового давления в залежах, особенно в крупных, оказывает влияние на состояние пластового давления во всей водонапорной системе. В результате, расположенные вблизи разрабатываемых, новые залежи к началу их освоения могут иметь пластовое давление, *пониженное по сравнению с начальным давлением в водонапорной системе.* В разновозрастных отложениях также может наблюдаться взаимодействие разрабатываемых залежей, выражающееся в *заметном несоответствии скорости снижения пластового давления темпам отбора газа.*

Одно из важных последствий падения пластового давления — *постепенное снижение дебита скважин* в процессе их эксплуатации. В

отличие от нефтяных скважин снижение дебита газовых скважин *при падении давления происходит при сохранении постоянной депрессии* на забое скважины из-за нарушения линейного закона фильтрации вследствие весьма высоких скоростей движения газа в прискважинной зоне.

При снижении *пластового и забойного давлений возрастает величина превышения над ними геостатического давления*, что может приводить к заметной *деформации пород-коллекторов*, особенно в призабойных зонах скважин. В результате ухудшаются коллекторские свойства пород и происходит некоторое снижение дебита скважин. При сниженном пластовом давлении во избежание поглощений промывочной жидкости и других осложнений часто бывает необходимо изменить технологию вскрытия продуктивных пластов в бурящихся скважинах. Одна из важных особенностей газовых залежей заключается в том, что вследствие высокой подвижности газа даже при больших размерах залежей каждая из них представляет *собой единую газодинамическую систему*, все части которой в процессе разработки в той или иной мере взаимодействуют. Это создает предпосылки для управления процессом разработки путем *изменения отборов газа из различных частей залежи* с целью перераспределения пластового давления в ее пределах и возможно большего замедления темпов его снижения.

Следующая особенность разработки газовых залежей, обусловленная высокой подвижностью газа, высокие дебиты скважин, примерно на два порядка превышающие дебиты нефтяных скважин при одинаковых коллекторских свойствах пластов. Это позволяет обеспечивать достаточно высокие темпы разработки относительно небольшим количеством скважин, т.е. при намного меньшей плотности сеток скважин, чем для нефтяных залежей.

Как отмечалось, *по мере снижения пластового и забойного давлений дебит газовых скважин уменьшается*. Для увеличения продолжительности периода сохранения достигнутого максимального уровня добычи газа по мере снижения дебита скважин бурят и вводят в эксплуатацию дополнительные скважины. В результате фонд действующих скважин постепенно возрастает. Но и при этом средняя *плотность сетки скважин остается намного меньшей, чем при разработке нефтяных залежей*. После отбора 60-70% извлекаемых запасов газа бурение скважин обычно прекращают.

По-разному решается вопрос *об эксплуатации обводняющихся скважин при разработке нефтяных и газовых месторождений*. Нефтяные скважины после появления в них воды продолжительное время эксплуатируются в условиях нарастающей обводненности вплоть до 95 — 99%, после чего выводятся из работы. В результате из обводняющихся скважин отбираются большие объемы попутной воды. При разработке газовых залежей скважины, в которых появилась вода, выводятся из эксплуатации после относительно небольших отборов воды, с восполнением

при необходимости действующего фонда сква скважин за счет бурения. Это связано с особенностями промыслового обустройства газовых месторождений.

Свои особенности имеет разработка газоконденсатных залежей. При отборе из залежей газа с использованием природных режимов пластов *забойное давление в скважинах, а затем и пластовое давление падают ниже давления начала конденсации.* В результате сначала в локальных прискважинных зонах, а затем и повсеместно в пласте начинаются фазовые переходы — *часть конденсата выпадает из газа в виде жидкости*, оседает в пустотах породы и частично остается в недрах, что обуславливает его потери и снижение коэффициента извлечения конденсата. Конденсат — ценнейшее сырье для нефтехимической промышленности. Поэтому для крупных по запасам газоконденсатных залежей, характеризующихся высоким содержанием конденсата, весьма актуальна проблема применения систем разработки, обеспечивающих поддержание пластового давления выше давления начала конденсации. В настоящее время считают возможным применение для этой цели методов нагнетания в пласт сухого газа или воды.

Более приемлем первый метод, при котором в пласт нагнетается освобожденный от конденсата газ, добываемый из той же залежи, в полном его объеме или частично, в зависимости от того, сколько нужно газа для поддержания пластового давления на заданном уровне. Такой технологический прием называют сайклинг-процессом. Закачку сухого газа в пласт необходимо проводить до тех пор, пока содержание конденсата в добываемом газе не снизится до минимально допустимого с экономической точки зрения. После этого нагнетание газа следует прекращать, нагнетательные скважины переводить в фонд добывающих и залежь разрабатывать как обычную газовую. Внедрение этого процесса сдерживается тем, что значительная часть сухого газа продолжительное время не будет использоваться в народном хозяйстве, а также техническими сложностями реализации процесса.

Важная особенность проектирования разработки газовых и газоконденсатных залежей с малым содержанием конденсата при природных режимах заключается в том, что общее проектное количество добывающих скважин определяют исходя из необходимости обеспечения возможно более продолжительного периода эксплуатации с максимальным уровнем добычи газа.

Проблема достижения проектного коэффициента извлечения газа решается параллельно этим же количеством скважин. С началом падения добычи газа из залежи бурение скважин обычно прекращают. На нефтяных же залежах значительная часть проектных скважин предназначена главным образом для достижения проектного коэффициента извлечения нефти. Бурение таких скважин на участках, где выявлены целики нефти, осуществляется практически до конца разработки залежи,

Строение газовых залежей по сравнению с нефтяными в конечном счете освещается значительно меньшим количеством скважин. В связи с этим при изучении геологического строения залежей и запасов газа особенно важно использовать все возможные косвенные методы — гидродинамические, материального баланса и др.

На выбор систем разработки газовых и газоконденсатных залежей, ***на динамику годовой добычи газа и на весь процесс разработки сильно влияет их геолого-промысловая характеристика.***

Характер природного режима, во многом, влияет на темпы падения пластового давления при разработке и на характер снижения дебита скважин. В свою очередь, это определяет *масштабы и сроки бурения дополнительных скважин.* При прочих равных условиях при водогазонапорном режиме пластовое давление снижается медленнее, чем при газовом режиме, с повышением активности законтурной области падение давления замедляется. Вместе с тем действие *водонапорного режима приводит и к неблагоприятным последствиям.* При неоднородности коллекторских свойств газоносных пород по площади и разрезу, а также неравномерности дренирования залежи в разных частях ее объема происходит ускоренное продвижение воды по высокопроницаемым прослоям разреза. Это может стать причиной преждевременного обводнения скважин, расположенных в пределах текущего внешнего контура газоносности.

Следует отметить, что по сравнению с нефтяными залежами в газовых, при проявлении в них *напора контурных вод, существуют условия для более неравномерного перемещения воды.* Это связано с тем, что кондиционные пределы проницаемости пород для газа значительно ниже, чем для нефти и воды, и поэтому объективно повышается неоднородность пластов за счет включения в эффективный объем залежи пород, непроницаемых для нефти и воды. В результате создаются условия для весьма неравномерного внедрения воды в газовые залежи по проницаемым для нее прослоям. В рассматриваемых условиях особо важное значение приобретает регулирование отборов газа по толщине продуктивных отложений с целью максимально возможного выравнивания скорости внедрения воды. Необходимо выполнение большого объема работ в скважинах по изоляции (выключению из работы) обводненных интервалов. Вместе с тем, как показывает опыт разработки, даже при высокой организации работ по управлению процессом разработки неравномерное перемещение воды, обусловленное неоднородностью пород, приводит к увеличению потерь газа в недрах.

В связи с разной степенью неоднородности продуктивных горизонтов значение коэффициента извлечения газа при водонапорном режиме колеблется в довольно широком диапазоне. На залежах с умеренной неоднородностью коллекторских свойств можно достичь высокого значения коэффициента извлечения, близкого к таковому при газовом

режиме (0,9 — 0,95). При высокой геологической неоднородности конечный коэффициент извлечения газа остается намного меньшим.

Характер природного режима залежи и строение продуктивной части отложений следует учитывать при размещении добывающих скважин по ее площади.

В условиях *газового режима* при умеренной неоднородности коллекторских свойств предпочтительнее равномерное размещение скважин на всей площади залежи. При неоднородном строении пластов, выражающемся в наличии в пределах залежи зон с высокой продуктивностью, целесообразно размещение скважин именно в этих зонах, т.е. неравномерное по площади. Если коллекторские свойства улучшаются в направлении к сводовой части залежи, размещать скважины целесообразно главным образом в наиболее повышенной части структуры.

При размещении скважин на газовой залежи с водогазонапорным режимом следует исходить из соображений обеспечения возможно более равномерного внедрения краевой воды в залежь. Поэтому задача размещения скважин должна решаться в сочетании с задачей вовлечения в процесс дренирования всей газонасыщенной толщины пород в скважинах. Выполнение этого условия в большей степени обеспечивает равномерная сетка размещения скважин.

Геологическое строение залежей оказывает влияние на решение вопроса о выделении эксплуатационных объектов, разбуриваемых самостоятельными сериями скважин. Залежи массивного строения, представляющие собой четко выраженные единые гидродинамические системы, даже в случае большой толщины продуктивных отложений, достигающей нескольких сот метров, при газовом режиме можно разрабатывать одной серией скважин, т.е. как единый эксплуатационный объект. При пластовом строении залежей в условиях затрудненной сообщаемости пластов и большой суммарной газонасыщенной толщине как при газовом, так и при водонапорном режиме целесообразнее выделять два-три объекта разработки. Такое решение обеспечивает большие возможности управления разработкой каждого из объектов. При сходимости коллекторских свойств пластов в условиях пластового строения залежи и относительно небольшой суммарной толщины пластов по экономическим соображениям может оказаться целесообразным и объединение всех пластов в один эксплуатационный объект.

Возможен и такой вариант разбуривания, когда первую очередь скважин, необходимых для опытно-промышленной эксплуатации, бурят со вскрытием всех пластов залежей. При инфильтрационной природе пластового давления (а именно в этих условиях наиболее вероятно проявление активного водогазонапорного режима) глубина залегания продуктивного пласта определяет величину начального давления. Последнее же влияет на начальные дебиты скважин и на динамику добычи газа из залежи.

При разработке газоконденсатных залежей с поддержанием пластового давления влияние геологических факторов на выбор системы и на показатели разработки еще более увеличивается. Обоснование расположения нагнетательных и добывающих скважин и эффективность процесса воздействия на газоконденсатную залежь во многом будут определяться теми же геологическими факторами, что и при нагнетании воды в нефтяную залежь, — размером залежи, ее тектоническим строением, коллекторскими свойствами пород, характером и степенью макро- и микронеоднородности и др. При небольших размерах залежи, значительных углах падения пород и отсутствии взаимодействия залежи с законтурной областью (залежь литологического типа с наличием "запечатывающего" слоя у ее основания) предпочтение может быть отдано варианту с размещением нагнетательных скважин во внутренней, а добывающих — во внешней части залежи. Этот вариант имеет следующие преимущества: направленность вытеснения более плотного пластового газа менее плотным сухим сверху вниз, что обеспечивает высокую эффективность процесса; отсутствие геологических предпосылок для оттеснения части пластового газа за пределы залежи.

При **хорошей связи газоконденсатных залежей с водонапорной системой**, особенно при пологом залегании пластов, большие преимущества имеет вариант с размещением нагнетательных скважин в периферийной части залежей, а добывающих — во внутренних частях залежей. Это обеспечивает условия для продолжительной безводной эксплуатации добывающих скважин. Повышение пластового давления в зоне расположения нагнетательных скважин резко снижает возможность внедрения в залежь контурной воды. Большая площадь газоносности служит благоприятной предпосылкой для равномерного размещения добывающих и нагнетательных скважин по площади.

Газоконденсатные залежи с применением заводнения могут разрабатываться при высокой проницаемости пород-коллекторов, обеспечивающей достаточную приемистость нагнетательных скважин. На **небольших** залежах более целесообразно **законтурное заводнение**, на больших — **внутриконтурное** — площадное или с расположением нагнетательных скважин рядами.

Влияние **геологической неоднородности пластов** на разработку газоконденсатных залежей весьма существенно при использовании любого рабочего агента. При нагнетании сухого газа могут произойти преждевременные прорывы его к забоям добывающих скважин. Это скважинах пласты вскрывают выборочно. Значительно влияет на системы разработки и обустройства газовых месторождений снижает эффективность процесса извлечения конденсата из недр, приводит к увеличению его продолжительности и требует значительного суммарного объема закачиваемого газа. При заводнении из-за неоднородности пластов

возможно опережающее движение воды по наиболее проницаемым прослоям, преждевременное обводнение добывающих скважин.

Большое влияние на выбор системы разработки газовых и газоконденсатных залежей, и в первую очередь на количество скважин, оказывает прочность пластов-коллекторов, т.е. устойчивость против разрушения при эксплуатации скважин.

Вследствие высоких дебитов газовых скважин **разрушение призабойных зон пластов** носит более интенсивный характер, чем при эксплуатации нефтяных скважин. Наиболее подвержены разрушению терригенные породы — слабосцементированные и с легко разрушающимся глинистым цементом.

Разрушение пород особенно активизируется при обводнении скважин, поскольку вода способствует разбуханию и деформации цемента. Торможение этого процесса может быть обеспечено установкой в скважинах против дренируемых пластов специальных фильтров, проведением мероприятий по управлению процессом разработки для продления периода безводной эксплуатации скважин, ограничением дебита скважин. В последнем случае требуется соответствующее увеличение количества скважин для обеспечения заданной динамики добычи газа.

Как видно из изложенного, геологические факторы оказывают большое влияние на выбор системы и условия разработки газовых и газоконденсатных месторождений, но на их основе даются лишь предварительные рекомендации о возможных технологических решениях. Это обусловлено тем, что на выбор систем разработки газовых залежей в большей степени по сравнению с нефтяными влияют такие факторы, **как** заданный темп разработки месторождения, соответствующая ему скорость снижения пластового давления, требующийся комплекс промысловых сооружений и необходимые сроки их строительства при разных вариантах размещения скважин, технические возможности по закачке в пласты газа или воды и др.

Так же, как и по нефтяным месторождениям, рациональные системы разработки газовых месторождений, учитывающие весь комплекс факторов, обосновываются путем газо-гидродинамических расчетов нескольких вариантов разработки, наиболее полно учитывающих геолого-промысловую характеристику месторождения, и выбора оптимального варианта по результатам сравнения их технико-экономических показателей. Эти вопросы рассматриваются в курсе "Разработка нефтяных и газовых месторождений".

10.6 Разработка нефтегазовых и газонефтяных месторождений

Теоретические исследования способов разработки газонефтяных залежей затрагивают следующие вопросы: изучение механизма заводнения подзазовых зон, влияние гравитационных сил, анизотропии пласта характера

насыщения на процесс заводнения, вытеснение нефти из подгазовой зоны методом комбинированной закачки газа и воды и загущенной водой. Изучение эффективности некоторых видов воздействия на газонефтяные залежи с применением трехмерных моделей трехфазной фильтрации. Состояние разработки газонефтяных залежей, находящихся длительное время в эксплуатации.

Разобрать самостоятельно по плану этот вопрос и подготовить письменный реферат

1. Системы разработки газонефтяных залежей и особенность размещения скважин
2. Газоконденсатные залежи и рациональная разработки их по М.Маскету
3. Особенности разработки газонефтяного Самотлорского месторождения
4. Классификация систем разработки газонефтеконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления
5. Особенности геологического строения среднекаменноугольной газоконденсатной залежи и объект разработки на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении.

Вопросы для самопроверки и самореализации творческого исследования

- 1 Особенности разработки нефтяных залежей на упругом режиме
- 2 Особенности разработки газовых залежей на упругом режиме?
- 3 Назовите методы ограничения водопритока в скважины?
- 4 Основная формула упругого режима
- 5 Определение дебитов скважин, извлекаемых запасов за счет упругих свойств флюидов и пласта. Формула Шильтунса .
- 6 Закон Дарси и разработка на режиме истощения
- 7 Установившееся движение газированной жидкости в скважинах с учетом давления при различных режимах фильтрации
- 8 Неустановившееся движение газированной жидкости в скважинах с учетом давления при различных режимах фильтрации
- 9 От каких факторов зависит нефтеотдача на разных естественных и искусственных режимах фильтрации?
- 10 Чем поддерживается давление в газовой залежи, что закачивают в пласт
- 11 Какие физические методы увеличения нефтеотдачи вы знаете?
- 12 Барьерное заводнение-это гидродинамический метод увеличения нефтеотдачи?

- 13 Чем связаны параметр Крылова и нефтеотдача?
- 14 Особенности разработки месторождений нефти и газа на разных смешанных режимах фильтрации?
- 15 С какой целью осуществляется новый физико-химический метод воздействия на залежь?
- 16 С какой целью осуществляется теплофизический метод воздействия на залежь?
- 17 С какой целью осуществляется термохимический метод воздействия на залежь?
- 18 С какой целью осуществляется метод смешивающегося вытеснения нефти?
- 19 Что закачивается в пласт при осуществлении физико-химического метода?
- 20 При каком типе продуктивного пласта применяется соляно-кислотная обработка призабойной зоны скважины для увеличения продуктивного пласта
- 21 Виды физического воздействия на продуктивный пласт:
- 22 Метод радиального вскрытия скважин это:
- 23 Физические методы повышения нефтеотдачи пластов
- 24 Что такое система разработки, в каких случаях она будет рациональной
- 25 Метод внутриконтурного заводнения и промыслово-геологические параметры
- 26 Закачка в пласт воды, обработанной поверхностно-активными добавками
- 27 как влияет на геолого-промысловые параметры нагнетание в пласт теплоносителя
- 28 Уплотнение сетки скважин и геолого-промысловые характеристики . В каких случаях оправдано, вопрос дискуссионный
- 29 Какими методами разработки можно увеличить температуру продуктивного пласта
- 30 В чем особенность разработки нефтяной залежи на режиме истощения ?
- 31 Какими методами можно снизить темпы падения давления в пласте?
- 32 Особенность разработки газовой залежи в чем заключается?
- 33 Как извлечь с минимальными потерями конденсат из газоконденсатной залежи?
- 34 Какими критериями можно описать разработку газовой залежи?
- 35 Какими критериями можно описать разработку нефтяной залежи?
- 36 В чем заключается особенность разработки нефтегазовой залежи?
- 37 В чем заключается особенность разработки газонефтяной залежи?

11 Моделирование пластов и процессов на режиме истощения, постоянно-действующие модели объектов разработки месторождений нефти и газа

Цель : Особенности моделирования процессов разработки на режиме истощения и постоянно-действующие модели

План изложения:

1. Вероятностно-статистические модели продуктивных пластов
2. Постоянно-действующие геолого-промысловые модели месторождения

Вопросы для самостоятельного изучения:

1. Модели фазового состояния и превращения углеводородных систем
2. Основные принципы проектирования разработки газовых и газоконденстных месторождений
3. Теоретические основы вытеснения газа водой при упруговодонапорном режиме

Модели из подземной гидродинамики делятся на абстрактные и физические, к которым предъявляются требования полноты, непротиворечивости, реализуемости, компактности и экономичности. Модели фильтрационного течения: пространственные, временные, изотермические, модели сплошной среды. Модели флюидов делятся на: модели по сжимаемости, по числу фаз (гомогенные и гетерогенные), модели коллекторов в пространстве по однородности (изотропные и анизотропные), геометрические модели коллекторов, модели фиктивного и идеального грунта, по реологичности (механические модели упругой деформации, пластичности, ползучести и текучести) и так далее.

Моделирование процессов фильтрации в пористой и трещинной среде описываются законами для плоско-параллельного, плоско-радиального и плоско-сферического потоков.

Пласты обладают разнообразными коллекторскими свойствами. Самыми основными являются пористость и проницаемость. Изменение свойств пород-коллекторов на отдельных участках пласта называют литологической неоднородностью пластов. Кроме того, пласты характеризуются наличием трещин, т.е. трещиноватостью пластов. При разработке нефтяных месторождений эти особенности пород оказывают наиболее существенное влияние на процессы извлечения нефти и газа, и должны учитываться при моделировании. Модели пластов подразделяются на детерминированные и вероятностно-статистические. *Детерминированные модели (или адресные)* — это такие модели, в которых стремятся воспроизвести как можно точнее фактическое строение и свойства пластов. То есть она должна стать похожей на «фотографию» пласта. Практическое применение детерминированных моделей пластов стало возможным

благодаря широкому развитию быстродействующей вычислительной техники и соответствующих математических методов. При расчете данных процессов, всю площадь пласта разбивают на определенное число ячеек и каждой ячейке придают те свойства, которые присущи пласту в данной области. *Вероятностно-статистические модели* не отражают детальные особенности строения и свойства пластов. Реальный пласт заменяется гипотетическим (подобным), имеющим такие же вероятно-статистические характеристики, совпадающие с реальным.

11.1 Вероятностно-статистические типы моделей продуктивных пластов

Продуктивные пласты находятся в недрах Земли. Получение информации о пластах осуществляется косвенными методами, исследования ГМИС, ГДИ, керн и так далее. Что не позволяет проведенные технологические расчеты максимально приблизить к реальному пласту. Из подземной гидродинамики известно, что все существующие законы, описывающие фильтрацию флюидов в пластах получены для плоско-параллельной, плоско-радиальной или радиальной-сферической фильтрации. Что требует определенных упрощений и схематизации в строении пласта. Кроме формы учитываются важнейшие характеристики фильтрации, как фильтрационно-емкостные свойства, толщины пластов, физические свойства флюидов и вытесняющих агентов и так далее. Учет всех известных характеристик пластов, флюидов, технологических параметров работы скважин не возможен. Поэтому для изучения сложных процессов и физических явлений используется метод моделирования. Моделирование является инструментом познания нефтегазового дела о месторождении. Модель явления или процесса есть искусственно созданный образ объекта исследования.

Модель залежи УВ строится на основе геолого-физических данных о строении пласта, свойств флюидов, энергии, системы и технологии разработки. В настоящее время моделирование, т.е. создание моделей и осуществление на их основе расчетов разработки - одна из главных областей деятельности нефтяников. С помощью моделирования мы можем в короткие сроки многократно промоделировать медленно протекающие процессы разработки в природных условиях и тем самым выбрать рациональную систему и технологию, соответствующую модели нашего представления о месторождении. Математическое моделирование заключается в исследовании процессов разработки путем построения и решения системы математических уравнений. Модель основана на упрощении сложного реального процесса разработки. Система взаимосвязанных количественных представлений о разработке пласта – его модель состоит из модели пласта и модели процесса разработки. *Модель пласта* – это математическое представление о количественных характеристиках, геолого-физических свойствах пласта, используемое в расчетах разработки месторождений.

Модель процесса разработки –это количественное представление о процессе извлечения нефти и газа из недр.

Итак, *модель разработки месторождения* является комплексной системой взаимосвязанных количественных представлений о процессе разработки, состоит из модели продуктивного пласта и механизма процесса разработки залежи. Модель продуктивного пласта - есть искусственно созданный образ реального пласта, охарактеризованный комплексом математических соотношений.

Модель механизма процесса разработки представляет собой фильтрационные потоки, которые описываются системой дифференциальных уравнений и математических соотношений, которые отражают механизм и процедуру процесса нефтегазизвлечения. Все расчетные схемы учитывают только геометрию пласта, а расчетные модели учитывают сам пласт, его однородность. Модели делятся на детерминированные и стохастические, по флюидам (одно и многофазные), по пространственной ориентации двумерные, псевдотрехмерные и трехмерные, в виде карт, полей и объемных полей, профилей, схем опробования и так далее. Принципиально существуют два типа моделей продуктивного пласта: *вероятностно-статистический и ПДГТМ (таблица 11.1).*

К вероятностно-статистическим моделям относятся:

- однородного (изотропного) пласта;
- слоисто-неоднородного пласта;
- послойно-и зонально неоднородного пласта;
- трещинного пласта модель трещинно-пористого пласта.

Модель изотропного пласта предполагает постоянство толщины и физических свойств породы-коллектора. Параметры изотропного пласта определяются как средневзвешенные величины с использованием соответствующих карт (проницаемости, пористости, изопахит, нефтеасыщенности и так далее). При невозможности построения карт используются среднеарифметические значения.

Модель слоисто-неоднородного пласта учитывает неоднородность пласта по пористости, толщине и так далее, предложена Калхауном и Стайлом и представляет собой совокупность однородных, одинаковой длины, но разных по свойствам слоев, уложенных штабельным образом, рисунок 11.1. В этой модели основные параметры реального пласта (пористость, проницаемость), изменяющиеся от точки к точке, усредняют. Модель однородного пласта используют для пластов с небольшой неоднородностью.

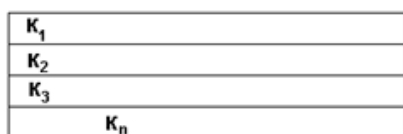


Рисунок 11.1- Модель однородного Рисунок 11.2- Модель трещинного

Построение слоисто-неоднородного пласта с помощью гистограммы распределения проницаемости отражает плотность распределения и вероятность появления данного значения проницаемости в определенном интервале. Кроме плотности распределения используется функция распределения, математическое ожидание, медиана, мода. Распределение задается методом моментов. При решении вопросов разработки используются среднестатистические законы: нормальный (Гауса), логарифмически нормальный, гамма-распределение, распределение Саттарова М.М., Максвелла, Б.Т. Баишева, С.Пирсова, логарифмический, экспоненциальный и другие законы. Модель базируется на фактической гистограмме распределения проницаемости.

Модель послойно- и зонально неоднородного пласта более полная и максимально приближена к реальному пласту. Она учитывает неоднородность по толщине и по площади, т.е. по объему. В качестве характеристики проницаемости используется распределение Пирсона типа 111. Основа методики расчета принадлежит ТатНИПИнефть и апробирована на Ромашкинском и других месторождениях.

Модель трещинного пласта строится на результатах шлифов кернового материала с помощью микроскопов. Выявляется количество, ориентация, раскрытость, густота и протяженность трещин, трещинные значения пористости и проницаемости определяются по расчетным формулам. Если нефть залегает только в трещинах, то модель такого пласта может быть представлена в виде набора непроницаемых кубов, грани которых разделены щелями. Подбирается средняя густота трещин и их средняя ширина, как и в реальном пласте. Нефть идет только по трещинам, матрица является непроницаемой, рисунок 11.2.

Модель трещинно-пористого пласта является самой сложной и предполагает в модели блоков породы коллекторов проницаемыми. Учитывает не только гидродинамическое вытеснение одной жидкости другой, но и капиллярную пропитку между трещинами и блоками. Модель аналогична предыдущей, только фильтрация жидкостей и газов идет как по трещинам, так и по блокам (матрицам). Наиболее распространены модели слоистого пласта. Главной задачей таких моделей является подбор соответствующей функции распределения проницаемости, которая была бы как в реальном пласте. Для этого используют фактические данные по керну или по геофизическим данным. По этим данным строят гистограмму распределения проницаемости по пласту, где ступенька - это доля общей толщины пласта с соответствующей проницаемостью. При этом проницаемость трещин всегда выше проницаемости блоков, что создает градиент давления между ними, рисунок 11.3.

Исходя из этой гистограммы, подбирают соответствующую аналитическую зависимость (функцию) распределения, рисунок 11.4

ИДЕАЛИЗИРОВАННЫЕ МОДЕЛИ ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

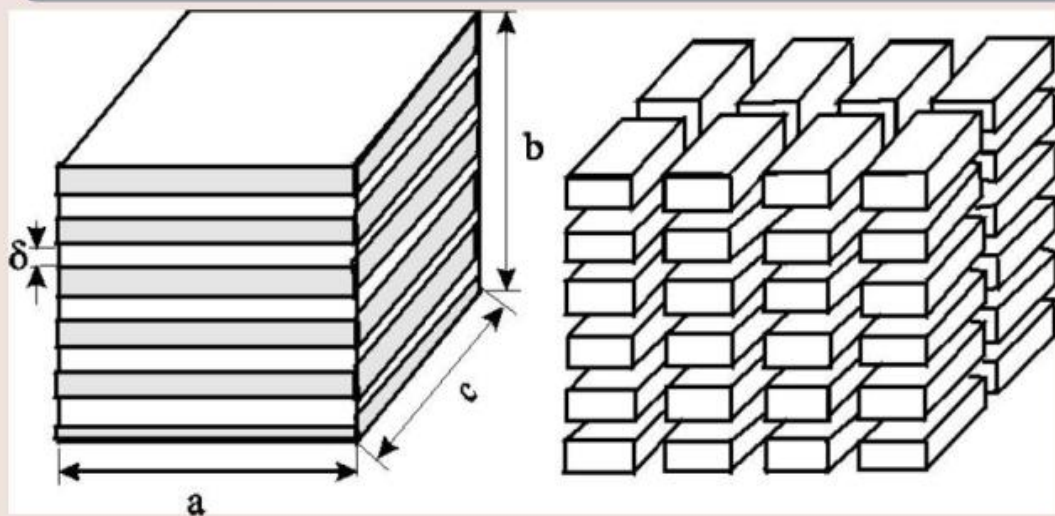


Схема одномерной
модели трещинной среды

Схема пространственной
модели трещинной среды

δ – раскрытие трещин; l – линейный размер блока породы

Рисунок 11.3- Модель трещиново-пористых и трещиноватых коллекторов



Рисунок 11.4-Функция распределения
проницаемости

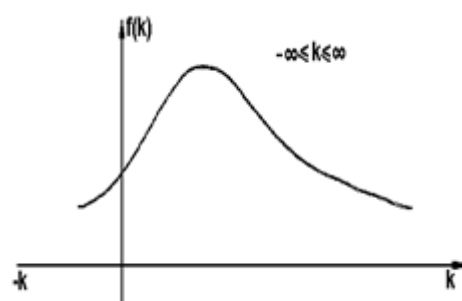


Рисунок 11.5-Плотность
распределения проницаемости по
закону Гауса

В случае несоответствия теоретических и фактических данных эти функции изменяют до получения совпадения теоретических и фактических показателей раработки. При вероятностно-статистическом описании пластов наиболее важны это плотность статистического распределения, которая отражает вероятность появления слоя, изменяющегося в каких - то пределах и функция или закон распределения параметра. Для вероятностно-статистического описания распределения проницаемости пласта, пористости, изменения толщин продуктивных пластов и других параметров, изменяющихся от точки к точке, в нефтяной залежи применяют следующие законы распределения: Закон Гаусса или нормальный закон распределения, логарифмически нормальный закон, гамма – распределение, закон

распределения Максвелла, рисунок 11.5. Неоднородность по пористости, проницаемости, степень изменчивости толщин при обработке методом моментов определяет статистические параметры : среднестатистические значения, коэффициенты дисперсии, вариации, среднеквадратического отклонения и так далее.

Указанные статистические параметры служат показателями степени неоднородности таких параметров пласта, как пористость, проницаемость, степень изменчивости толщин продуктивных пластов. При построении моделей трещиноватого или трещиновато-порового пласта необходимо знать средний размер блока породы или густоту трещин, а также проницаемость, которая в трещиноватом пласте определяется раскрытием трещин. Эти параметры устанавливают по данным гидродинамических исследований скважин. Модели пластов наиболее соответствующие действительности, могут быть построены лишь на основе тщательного изучения и учета свойств пласта и сопоставления результатов расчета, процесса разработки пласта с фактическими данными. В последние годы в связи с ростом вычислительно-компьютерных возможностей получают большое развитие адресные модели пластов и процессов разработки. Свойства горных пород, пластовых жидкостей и газов, учитываемые при моделировании. При моделировании используются параметры свойств горных пород, пластовых жидкостей и газов. В начале используются данные керн, полученного при бурении скважин и глубинные пробы нефти и газа. Затем эти свойства определяются путем обработки данных геофизических и гидродинамических исследований, т.к. для расчетов нужны не только первоначальные данные, но и полученные в процессе разработки. Горное напряжение. Все породы, в том числе и нефтеносные пласты, находятся постоянно в напряженном состоянии. Выделим из горных пород мысленно элементарный объем в виде куба. Если ось z направлена по вертикали, а x и y по горизонтали, то нормальное напряжение $\sigma_z = P_\Gamma$ и характеризует горное или геостатическое давление. Компоненты $\sigma_x \sigma_y = \sigma_\delta$ отражают боковое горное давление. Считается, что при пологом залегании пластов горное давление $P_\Gamma = \gamma H$, где γ удельный вес горных пород, H –глубина залегания пласта. Боковое горное давление определяется

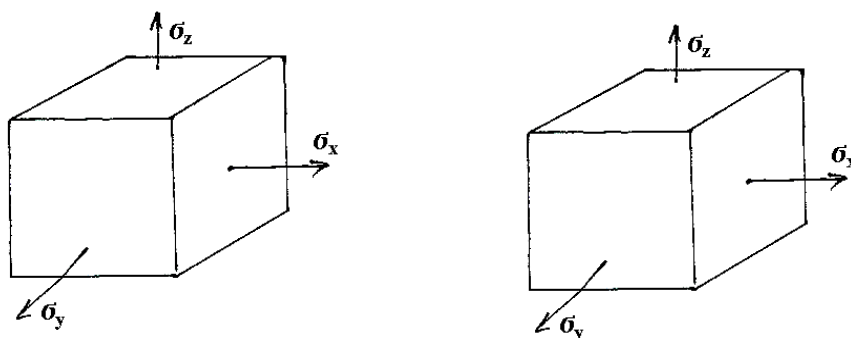
$$\sigma_\delta = \alpha P_\Gamma$$

где α – коэффициент бокового горного давления, который может изменяться в широких пределах. Если залежь нефтенасыщенна, то в пласте действует и внутривпоровое давление $P_{пл}$, создаваемое жидкостью или газом. Напряженное состояние характеризуется средним нормальным напряжением

$$\sigma = \frac{\sigma_x + \sigma_y + \sigma_z}{3}$$

Между вертикальным горным давлением, средним нормальным напряжением и внутрипоровым давлением существует связь : $P_{г}=P_{пл}+\sigma$

Экспериментально доказано, что с увеличением среднего напряжения σ) K (проницаемость) и m (пористость) уменьшаются, скелет породы находится под действием эффективного напряжения , рисунок 11.6:



$$P_{эф.} = P_{г} - P_{пл}.$$

Рисунок 11.6- Скелет породы под напряжением

Мы знаем, что в пласте находится какое-то количество нефти, газа и воды. При разработке месторождений необходимо количественно прогнозировать их отбор. Для этого надо знать фазовое состояние, насыщающих пласт флюидов, а оно постоянно меняется. При уменьшении t° и P газ может выделяться из нефти или наоборот растворяться в ней.

При расчете фазового состояния нефть условно разделяется на 2 компонента «нефть» и «газ».

Газ растворяется в нефти по закону Генри:

$$\frac{V_{gp}}{V_{но}} = \alpha p$$

V_{gp} – объем растворенного газа; $V_{но}$ – объем дегазированной нефти;

α - коэффициент пропорциональности; p – давление.

То согласно закону при некотором давлении, которое называется P насыщения весь газ будет растворен в нефти.

$$P_{нас} = \frac{V_{gp}}{\alpha V_{но}}$$

Важнейшим свойством при разработке месторождений является вязкость (μ) жидкости и газа. Вязкость нефти в пласте уменьшается с ростом температуры и увеличении объема растворенного газа. При водонапорном режиме, на эффективность процесса влияет соотношение:

$$\mu_o = \frac{\mu_n}{\mu_g}.$$

При разработке нефтяных месторождений широко используется ряд параметров, которые одновременно характеризуют 2-3 основных свойства продуктивного пласта. Коэффициент гидропроводности: $E=kh/\mu$,

где k – проницаемость пласта;

h - эффективная (работающая) толщина пласта;

μ - вязкость жидкости и газа.

Гидропроводность или коэффициент гидропроводности представляет емкую характеристику продуктивного пласта, определяющую его производительность.

Коэффициент проводимости или подвижности нефти, характеризующий подвижность жидкости в пластовых условиях в зависимости от ее вязкости (μ) и проницаемости пласта k :

$$\alpha = \frac{k}{\mu}$$

Коэффициент пьезопроводности:

$$\chi = \left[\frac{k}{\mu(m\beta_{жс} + \beta_c)} \right],$$

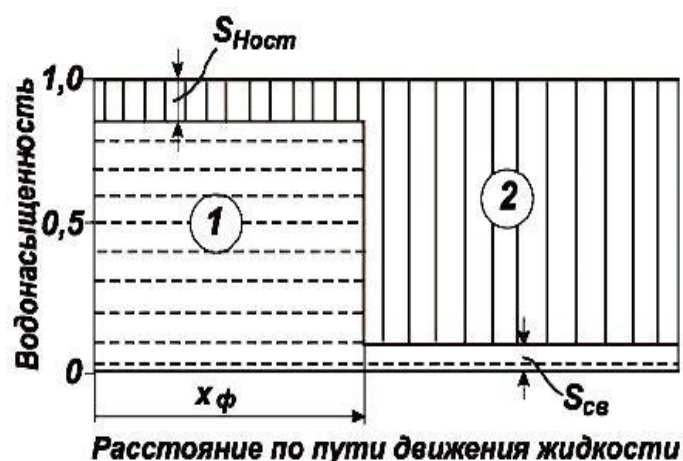
где m – пористость пласта;

$\beta_{жс}$ и β_c – коэффициенты сжимаемости пластовой жидкости и пористой среды.

Коэффициент пьезопроводности характеризует скорость перераспределения давления в пласте.

Модели вытеснения нефти. Рассмотрим модели процесса вытеснения нефти водой (газом). Различают два вида вытеснения нефти водой в пористой среде – поршневой и непоршневой. В соответствии с этим существуют модели поршневого и непоршневого вытеснения.

Модель поршневого вытеснения. Предполагается движущийся в пласте вертикальный фронт, впереди которого нефтенасыщенность равна начальной (S_n), а позади остается промытая зона с остаточной нефтенасыщенностью ($S_{но}$). На рисунке 11. 7 схематически показан профиль насыщенности при фиксированном положении фронта Хф. Перед фронтом фильтруется только нефть, а позади— только вода.

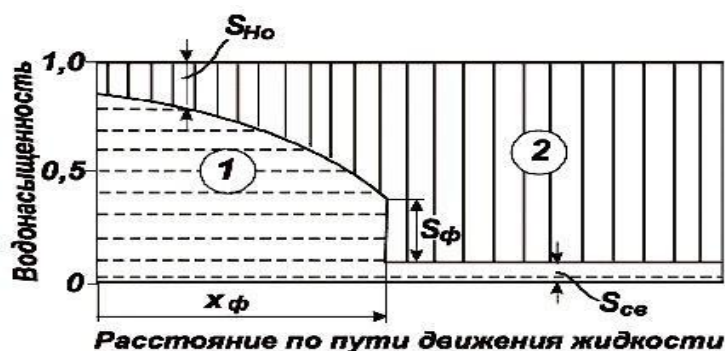


(Насыщенность: 1- водой; 2 – нефтью).

Рисунок 11.7 -Модель поршневого вытеснения нефти водой.

В соответствии с этой моделью полное обводнение продукции скважин происходит мгновенно в момент подхода фронта вытеснения к скважинам.

Модель непоршневого вытеснения. По схеме Бакли — Леверетта предполагается в пласте движущийся фронт вытеснения, рисунок 11.8.



(Насыщенность: 1- водой; 2 – нефтью).

Рисунок 11.8-Модель непоршневого вытеснения нефти водой.

Перед фронтом вытеснения движется только нефть, позади него одновременно нефть и вода со скоростями, пропорциональными соответствующим фазовым проницаемостям. Причем по мере продвижения фронта вытеснения скорости изменяются не только в зависимости от насыщенности в пласте, но и во времени. В момент подхода фронта к скважине происходит мгновенное обводнение до некоторого значения, соответствующего нефтенасыщенности на фронте S_f , а затем обводненность медленно нарастает.

Распределение водонасыщенности в пласте изменяется по мере продвижения в глубь пласта фронта вытеснения таким образом, что значения водонасыщенности на фронте вытеснения S_{ϕ} и на входе в пласт остаются неизменными. Таким образом, кривая распределения водонасыщенности как бы «растягивается» оставаясь подобной себе. Такое распределение водонасыщенности называется *автомодельным*.

При непоршневом вытеснении добыча нефти из пласта продолжается и после прорыва фронта вытеснения к концу пласта.

На практике при разработке нефтяных месторождений из добывающих скважин сначала получают практически чистую нефть, т.е. безводную продукцию, а затем, по мере роста закачиваемой в пласт воды начинают вместе с нефтью добывать воду.

В зависимости от количества фаз фильтрация может моно и гетерофазной. Для трехфазной фильтрации флюидов, когда в пласте происходит одновременная фильтрация нефти, воды и газа, каждая фаза имеет свою фазовую проницаемость.

Методики расчетов в зависимости от количества фильтрующихся фаз подразделяются на: а) однофазные; б) двухфазные; в) трехфазные. В зависимости от формы выделенного расчетного элемента методики гидродинамических расчетов делятся на: а) одномерные; б) двумерные; в) трехмерные, рисунок 11.9.

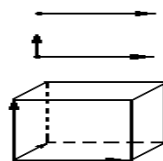


Рисунок 11.9 – Расчетные элементы: однофазные, двухфазные и трехфазные

Итак, для решения математических уравнений, которые описывают поведение флюидов в пористой среде, применяются численные модели и цифровые вычислительные машины. При этом обычно используют метод сеток. Численные модели были разработаны Писманом и Рэкфордом, после чего были усовершенствованы таким образом, что можно моделировать процесс разработки любого месторождения. В модели пласт разбивают на блоки-ячейки, составляется баланс масс и энергии для всех блоков одновременно. Использование большого количества ячеек позволяет реально учесть многие свойства породы и флюидов, которые могут изменяться от ячейки к ячейке.

Целью любой модели является получение множества выходных данных, которые использует специалист для решения различных задач процесса фильтрации флюидов в пористой среде. Применение моделирования при оценке запасов, планирования добычи, технико-экономического моделирования, исследования движения нефти, газа и воды, создания подземных хранилищ газа, исследование скважин, оптимизации системы добычи и так далее.

11.2 Модели продуктивных пластов на режиме истощения

Системы разработки нефтяных месторождений без воздействия на пласты в России в настоящее время применяют редко, в основном в случае длительно эксплуатируемых сильно истощенных месторождений, разработка которых началась задолго до широкого развития методов заводнения (до 50-х г.г.); при разработке сравнительно небольших по размерам месторождений с активной законтурной водой, месторождений, содержащих сверхвязкие, неглубоко залегающие нефти, или месторождений, сложенных низкопроницаемыми глинистыми коллекторами, разработке «плачущих пластов» Сахалина. За рубежом разработка месторождений без воздействия на нефтяные пласты продолжает осуществляться в больших, чем в России, масштабах, особенно в случаях пластов с трещиноватыми коллекторами при высоком напоре законтурных вод.

11.3 Постоянно-действующие голого-промысловые модели месторождения

Согласно регламенту [] адресная постоянно-действующая геолого-технологическая модель (ПДГТМ) - это объемная имитация месторождения, хранящаяся в памяти компьютера в виде многомерного объекта, позволяющая исследовать и прогнозировать процессы, протекающие при разработке в объеме резервуара, непрерывно уточняющаяся на основе новых данных на протяжении всего периода эксплуатации месторождения. ПДГТМ модели, построенные в рамках единой компьютерной технологии, представляют совокупность:

- цифровой интегрированной базы геологической, геофизической, гидродинамической и промысловой информации;
- цифровой трехмерной адресной геологической модели месторождения (залежей);
- двухмерных и трехмерных, трехфазных и композиционных, физически содержательных фильтрационных (гидродинамических) математических моделей процессов разработки;
- программных средств построения, просмотра, редактирования цифровой геологической модели, подсчета геологических запасов нефти, газа и конденсата;
- программных средств для пересчета параметров геологической модели в параметры фильтрационной модели и их корректировки;
- программ оптимизации процесса разработки по заданным технологическим и экономическим ограничениям и критериям;
- программных средств и технологий, позволяющих по установленным в

процессе моделирования правил уточнять модели по мере постоянного поступления текущих данных, порождаемых в процессе освоения и разработки месторождений;

- программных средств выдачи отчетной графики, хранения и архивации получаемых результатов;

- базы знаний и экспертных систем, используемых при принятии решений по управлению процессом разработки.

Под цифровой трехмерной адресной геологической моделью (ГМ) месторождения понимается представление продуктивных пластов и вмещающей их геологической среды в виде набора цифровых карт (двухмерных сеток) или трехмерной сетки ячеек, характеризующих:

- пространственное положение в объеме резервуара коллекторов и разделяющих их непроницаемых (слабопроницаемых) прослоев;
- пространственное положение стратиграфических границ продуктивных пластов (седиментационных циклов);
- пространственное положение литологических границ в пределах пластов, тектонических нарушений и амплитуд их смещений;

- идентификаторы циклов, объектов, границ (пластов, пачек, пропластков);
- средние значения в ячейках сетки фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), позволяющих рассчитать начальные и текущие запасы углеводородов;

- пространственное положение начальных и текущих флюидных контактов;

- пространственные координаты скважин (пластопересечения, альтитуды, координаты устьев, данные инклинометрии).

Возможно также представление модели в виде набора объемных функций, позволяющих получать цифровые сетки указанных выше параметров.

Программный комплекс ГМ должен обеспечивать (вычисления, получение файлов, просмотр на экране, получение твердых копий):

- формирование модели в виде, требуемом для передачи в системы фильтрационного моделирования;

- формирование сеток и построение карт параметров пласта, структурных и литологических карт;

- построение геологических и палеопрофилей, просмотр каротажных диаграмм, результатов обработки и интерпретации ГИС;

- просмотр результатов интерпретации 2D- и 3D-сейсморазведки, включая результаты трассирования горизонтов, выделения тектонических нарушений, карт изохрон, глубин и сейсмических атрибутов, положение сейсмических профилей, площади 3D-сейсморазведки;

- дифференцированный подсчет запасов нефти, газа и конденсата.

Программный комплекс ГМ должен иметь информационную связь с интегрированной базой данных для оперативного получения сведений о результатах исследований скважин, интервалах перфорации, динамике работы скважин, состоянии фонда скважин, проведенных на скважинах ГТМ,

истории бурения и испытаний скважин. Он должен обеспечивать выполнение вычислений, получение файлов, просмотр данных на экране, получение твердых копий.

Под цифровой фильтрационной (гидродинамической) моделью (ФМ) понимают совокупность представления объекта в виде двухмерной или трехмерной сетки ячеек, каждая из которых характеризуется набором идентификаторов и параметров геологической модели, дополнительно включая: *фильтрационные параметры* - относительные фазовые проницаемости, капиллярные давления, данные PVT и другие дополнительные данные;- массив данных по скважинам, который содержит - интервалы перфорации, радиус скважины, пластовое или забойное давление, данные о дебитах (расходах) фаз, коэффициенты продуктивности (приемистости) скважин, сведения об ОПЗ, РИР, ГРП, результатах испытаний, обустройстве месторождения. Указанные сведения должны охватывать весь период разработки объекта.

Программный комплекс ФМ должен осуществлять:

- численное решение уравнений сохранения и фильтрации фаз или компонентов;
- анализ фильтрационных течений и расчетных технологических показателей;
- выбор мероприятий по регулированию процесса разработки;
- редактирование модели при внесении новых данных.

В программах фильтрации рекомендуется обеспечивать пользователя удобным интерфейсом, облегчающим просмотр и анализ результатов расчетов.

Фильтрационные модели должны учитывать все основные геолого-физические и технологические факторы моделируемого (реализуемого) процесса разработки:

- многопластовый характер эксплуатационных объектов; - неоднородность пластов по толщине и простираию, их линзовидность и прерывистость, многофазность фильтрационных потоков;
- капиллярные и гравитационные силы;- порядок разбуривания, систему размещения и режимы работы скважин, их интерференцию.

Фильтрационная модель отличается от геологической модели наличием дополнительных параметров, большей схематизацией строения, возможным объединением нескольких геологических объектов в единый объект моделирования. При наличии истории разработки необходима адаптация ФМ к данным разработки, что также отличает ее от геологической модели.

Под адаптацией модели понимается коррекция определенных параметров модели на основе согласования результатов расчетов, когда технологические показатели предшествующего периода разработки, полученные на модели, согласуются с фактической динамикой разбуривания объектов, добычи нефти, закачки агентов, пластовых и забойных давлений,

обводненности продукции скважин и газовых факторов.

Модель, используемая для прогноза коэффициента нефтеизвлечения и технологических показателей, идентифицируется с реальными параметрами пласта. По истории разработки пласта, его части или первоочередного участка уточняется первоначально принятая цифровая геологическая модель и параметры фильтрационной модели в результате следующих действий: - уточнения фильтрационных и емкостных параметров объекта; - уточнения функций относительных (модифицированных) фазовых проницаемостей для нефти, газа и воды;- уточнения энергетической характеристики объекта, в частности, степени активности газовой шапки, законтурной и подошвенной зон продуктивного пласта;- оценки выработки запасов нефти на отдельных участках пластов, потерь нефти и конденсата в газовой шапке, выявления зон повышенной и пониженной нефтенасыщенности.

Под технологией построения ПДГТМ понимается отработанная последовательность выполнения этапов работ по построению модели и их взаимная согласованность, основанная на имеющихся программных и технических средствах, научном и производственном опыте исполнителей, соответствующая требованиям руководящих документов по проектированию разработки месторождений.

Таблица 11.1- Геолого-фильтрационная модель месторождения

Геологическая модель	Фильтрационная модель
Исходные данные	Исходные данные
1	2
1.Методика и обработка сейсмических данных	Геометрические данные о структуре моделируемого объекта
2.Методика и результаты интерпретации сейсмических данных	Контакты ВНК, ГНК, ГВК
3.Методика и интерпретация данных керна и ГИС	Сведения о геологических слоях и распределении ФЕС (пористости и проницаемости)
4.Комплекс методов ГИС. качество исследования	Информация о слоепересечениях, интервалах ПК, данные инклинометрии
5.Геофизическое обоснование и методы интерпретации	Данные о первоначальном насыщении коллектора фазами нефти, воды, газа
6.Оценка геофизических параметров и коллекторских свойств	Данные о пластовом давлении, давлении насыщения
7.Определение флюидальных контактов:ВНК,ГНК,ГВК	Результаты анализа компонентов и фракционный состав пластовых флюидов, пластовых пород, РVT свойств флюидов
8.Анализ достоверности оценки ФЕС	Исследование и определение абсолютной проницаемости, относительной и фазовых проницаемостей, кривых капиллярного давления, межфазового натяжения, данные упругоэластичности пласта и флюидов
9.Подготовка данных для интерпретации сейсмических наблюдений	Промысловые данные о состоянии фонда скважин,дебитах и приемистости, обводненности и газовом факторе
10.Методы и результаты детальной корреляции	Данные контроля за разработкой (замеры Рпл тек, режимы залежи, исследования на стационарных и нестационарных режимах, скин-факторы, ГИС-контроль, дебитометрия и расходомерия)
11.Детальная корреляция	Гидрогеологические и геокриологические данные о залежах
12.Палеотектонический анализ	Выбор математической модели, наиболее адекватно описывающей процесс разработки залежи
13.Выбор объектов и условий для моделей	

Продолжение таблицы 11.1

14 Построение цифровых геологических моделей	Построение фильтрационной модели
1	2
15. Обоснование объемных сеток параметров	а) структурно-геометрические параметры пласта в сеточном виде: - данные о системе и ориентации координатных осей пространства; - число ячеек (узлов) по осям координат X, Y и Z; - для равномерной прямоугольной сетки - размеры блоков ячеек X, Y, и Z; - для неравномерной прямоугольной сетки - размеры блоков (ячеек) по координатам X, Y и Z; - в случае неравномерной сетки с геометрией Corner Point (угловой точки) - файл, в котором приведены соответствующие данные; - распределение коллектор - неcollectор в сеточном виде (дополнительно могут быть переданы поля толщин глинистых перемычек); - геометрические координаты нарушений (разломы и т.д.) пласта;
16. Построение структурной модели	сеточные фильтрационно-емкостные параметры пласта: - поле коэффициента эффективной насыщенной толщины пласта и/или эффективные насыщенные толщины; - поле коэффициента открытой пористости; - поля (тензоры) абсолютной проницаемости в направлении X, Y и Z.
17. Построение литологической модели и распределение ФЕС	в сеточном виде - данные об инклинометрии, слоепересечениях, интервалах ПК и координатах устьев скважин;
18. Построение модели насыщения пласта	сеточные данные о характере насыщения объекта: - расположение контуров нефте- и газоносности; - поле (сетка) эффективных нефтенасыщенных толщин; - поле (сетка) эффективных водонасыщенных толщин; - поле (сетка) эффективных газонасыщенных толщин; - поля (сетки) нефте-, водо- и газонасыщенностей.
19. Особенности построения моделей карбонатных залежей	а) промысловые данные: - идентификатор (номер) скважины; - сеточные координаты скважин (передаются из геолого-математической модели); - данные о накопленном и годовом отборах (нагнетании) по скважинам и по фазам (нефть, вода, газ), дебитах (приемистости) скважин по фазам; - фактический и приведенный радиусы скважин, скин-фактор; - устьевые, забойные и пластовые давления с указанием интервалов и дат замеров; - дебиты и коэффициенты продуктивности; - начальные пластовые давления и температура; - технологические режимы работы скважин; - число рабочих дней скважин по месяцам (кварталам, годам); - мероприятия, проведенные на скважине (капитальные ремонты, ОПЗ, РИР); - результаты и обработка данных гидродинамических исследований скважин (на стационарных режимах, КВД, КВУ); - данные о дебитометрии, расходомерии, термометрии; - данные ГИС-контроля за разработкой; - сведения о техническом состоянии скважин и режимах их работы (способы подъема жидкости, характеристики применяемых насосов, высота их подвески, состояние цементного камня, данные по ПК т.д.); - данные о кустовых пунктах сбора продукции;

Продолжение таблицы 11.1

1	2
20.Особенности построения моделей на разных стадиях разработки	аналитические данные: - для пластовой нефти - компонентный и фракционный состав пластовой и сепарированной нефти с указанием физико-химических характеристик фракций, компонентный состав газа сепарации, начальное газосодержание, давление насыщения при пластовой температуре, динамика объемного коэффициента, газосодержания, коэффициента сжимаемости и др. по результатам дифференциального разгазирования; - для свободного газа (газовая «шапка») - компонентный состав до бутанов включительно с указанием молярной доли группы C₅+ высшие, физико-химическая характеристика де-бутанизированного конденсата (группы C₅+ высш.), потенциальное содержание группы C₅+ высшие в пластовом газе; - физико-химические свойства пластовой воды (вязкость, коэффициент сжимаемости, плотность, минерализация и др.); - определения коэффициентов пористости и абсолютной проницаемости по образцам горной породы (кернам); - определенные лабораторными испытаниями относительные фазовые проницаемости и капиллярные давления. Входными данными для фильтрационного моделирования являются также результаты анализа разработки, включающие: - анализ состояния фонда скважин; - распределение добывающих скважин по дебитам нефти, обводненности и загазованности добываемой продукции; - анализ причин отклонения текущих показателей разработки от проектных; - построение характеристик вытеснения. При моделировании наклонных и горизонтальных скважин дополнительно задаются: - траектория наклонной и горизонтальной скважины и длина наклонного и горизонтального ствола, слоепересечения коллекторов пласта; - интервалы притоков пластовых флюидов.
21.Особенности построения моделей в процессе геолого-разведки, пробной эксплуатации и промышленной разработки	Особенности построения фильтрационной модели в процессе опытной эксплуатации и в процессе разработки с учетом стадии разработки
22.Подсчет запасов	Оценка дренируемых запасов, метод материального баланса, КИН
23.Оценка достоверности построения модели	Оценка достоверности построения модели, риски

Вопросы для самоконтроля и самосовершенствования творческого потенциала

- 1 Постоянно-действующая геолого-технологическая модель, что это?
- 2 Как называется совокупность : цифровой интегрированной базы геологической, гидродинамической и промысловой информации, цифровой трехмерной геологической модели, двухмерных и трехмерных, трехфазных и композиционных, физически содержательных фильтрационных математических моделей процессов разработки?
- 3 Под цифровой трехмерной адресной геологической моделью (ГМ) месторождения понимается*** продолжить
- 4 Что обеспечивает геологическая модель залежи?
- 5 Формирование сеток, построение карт параметров пласта, структурных и литологических карт;- построение геологических и палеопрофилей, просмотр каротажных диаграмм, результатов обработки и интерпретации ГИС; просмотр результатов интерпретации 2D- и 3D-сейсморазведки, включая результаты трассирования горизонтов, выделения тектонических нарушений, карт изохрон, глубин и сейсмических атрибутов, положение сейсмических профилей, площади 3D-сейсморазведки;- дифференцированный подсчет запасов нефти, газа и конденсата, кто обеспечивает?
- 6 Объекта в виде двухмерной или трехмерной сетки ячеек, фильтрационные параметры - относительные фазовые проницаемости, капиллярные давления, данные PVT и другие дополнительные данные;- массив данных по скважинам, который содержит - интервалы перфорации, радиус скважины, пластовое или забойное давление, данные о дебитах (расходах) фаз, коэффициенты продуктивности (приемистости) скважин, сведения об ОПЗ, РИР, ГРП, результатах испытаний, обустройстве месторождения. Указанные сведения должны охватывать весь период разработки объекта, кто обеспечивает?
- 7 Чем отличается трехмерная фильтрационная модель от геологической
- 8 Какие исходные данные необходимы для построения трехмерной геологической модели?
- 9 Какие исходные данные необходимы для построения фильтрационной модели?
- 10 Адаптация геологической модели к истории разработки залежи углеводородов
- 11 Первый проектный документ на пробную эксплуатацию поисково-разведочных скважин?
- 12 Первый проектный документ на разработку газовой залежи?
- 13 Технологическая схема разработки месторождения нефти и утвержденные запасы
- 14 Проект на разработку месторождений нефти и газа

- 15 Анализ разработки залежи нефти или газа
- 16 Какие характеристики входят в технологический режим работы скважин? Какая есть форма отчетности на промысле?
- 17 Сводка добычи, что это такое ?
- 18 Расшифровка фонда скважин, какие скважины участвуют в процессе добычи?
- 19 ГИС контроль, что это такое? Что такое барограмма и термограмма?
- 20 Какие промыслово-геологические параметры необходимо отслеживать в процессе разработки залежи и без чего нельзя построить фильтрационную модель?
- 21 Меняется ли в процессе разработки продуктивного пласта газосодержание в нефти ?
- 22 Меняется ли в процессе эксплуатации залежи состав и физические свойства нефти и нужно ли его контролировать;
- 23 Нижний предел по пористости, подсчет запасов и контроль за разработкой, как они связаны?
- 24 Что относится к гидродинамическим методам контроля разработки залежи нефти и где можно отыскать результаты проводимых исследований
- 25 Дело скважины, паспорт залежи, паспорт структуры, паспорт месторождения

12 Новые методы увеличения нефтеизвлечения и эффективность системы при разработке залежей углеводородов

Цель : Знакомство с новыми методами увеличения

План изложения:

- 1.Классификация современных методов увеличения нефтеотдачи пластов.
- 2.Гидродинамические методы увеличения КИН.
- 3.Уплотнение сеток скважин в процессе разработки.
- 4.Форсированные отборы жидкости
- 5.Тепловые методы увеличения нефтеотдачи
- 6.Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи
7. Нетрадиционные методы увеличения нефтеотдачи

Вопросы к самостоятельному изучению:

- 1.Новые нетрадиционные методы увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов
- 2.Методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений в завершающей стадии разработки
- 3.Проблемы обводнения среднекаменноугольной залежи ОНГКМ

12.1 Классификация современных методов увеличения нефтеотдачи пластов

В связи с внедрением в практику разработки нефтяных месторождений метода заводнения проблема выбора оптимальных темпов разработки месторождений (процента годового отбора от извлекаемых запасов) стала актуальной, но осталась трудно разрешимой [3,4,5,6,7,37,38,39,40,41,42].

Более чем 40-летний опыт разработки до сих пор содержит противоречия в решении практических вопросов по влиянию темпов отборов нефти на КНО. Противоречивость представлений по данной проблеме можно объяснить некорректностью процессов моделирования по сравнению с разнообразием реальных условий. Промысловые исследования по влиянию на КНО темпов обводнения (водонефтяного фактора - ВНФ) и охвата пластов заводнением подтверждают его сложную связь с конечной нефтеотдачей. Особенно актуальной эта проблема стала в последние 10 лет в связи с неоправданным сокращением исследовательских работ по контролю за разработкой нефтяных месторождений.

Ответ на поставленные вопросы принципиально может выявить другой вопрос: следует ли интенсифицировать процесс разработки за счет заводнения? Чтобы определить, какие следствия вытекают из этих противоречивых исследований, необходимо кратко объяснить характерные позиции по данной проблеме.

Классификация современных методов увеличения нефтеотдачи пластов. Существующие методы увеличения нефтеотдачи пластов условно разделяют на пять групп.

Тепловые методы:

- паротепловое воздействие; внутрипластовое горение;
- вытеснение нефти горячей водой;
- пароциклическая обработка скважин.

Газовые методы:

- воздействие на пласт углеводородными газами (в т.ч. ШФЛУ);
- воздействие на пласт двуокисью углерода;
- воздействие на пласт азотом, дымовыми газами и др.

Химические методы:

- вытеснение нефти водными растворами ПАВ (включая пенные системы);

- вытеснение нефти водными растворами полимеров и другими загущающими агентами (метилцеллюлоза, ПДС и т.д.);

- вытеснение нефти щелочными растворами;

- вытеснение нефти кислотой;

- вытеснение нефти химическими компонентами (мицеллярными растворами и т.д.);

- системное воздействие на прискважинную зону пластов;

- микробиологическое воздействие.

Физические методы:

- электромагнитное воздействие; волновое воздействие;

- гидроразрыв пласта; горизонтальные скважины.

Гидродинамические методы:

- вовлечение в разработку недренируемых запасов;

- барьерное заводнение на газонефтяных залежах;

- нестационарное (циклическое) заводнение; ступенчато-термальное заводнение.

Метод приконтурного заводнения применяют на месторождениях с низкой проницаемостью продуктивных пластов в части, заполненной водой. Поэтому нагнетательные скважины располагают либо вблизи контура нефтеносности, либо непосредственно на нем.

Метод внутриконтурного заводнения применяется для интенсификации разработки нефтяной залежи, занимающей значительную площадь. Сущность этого метода заключается в искусственном «разрезании» месторождения на отдельные участки, для каждого из которых осуществляется нечто подобное законтурному заводнению. Методами заводнения искусственно создается жестководонапорный режим работы залежи.

Для поддержания пластового давления применяют также **метод закачки газа в газовую шапку нефтяного пласта**. В этих целях используют нефтяной газ, отделенный от уже добытой нефти. Благодаря закачке газа увеличивается давление на нефтяную часть залежи, и дебиты нефтяных скважин

растут. В качестве нагнетательных в этом случае используют отработавшие нефтяные скважины, вскрывшие верхнюю часть продуктивного пласта, или бурят специальные скважины. Нагнетание газа в пласт производят при давлениях выше пластового на 10...20 %.

Как видно, при закачке газа в газовую шапку искусственно создается газонапорный режим работы залежи. В настоящее время этот метод применяют редко в связи с дороговизной процесса и дефицитностью самого газа.

Для **повышения нефтеотдачи** применяются следующие способы:

· закачивание в пласт воды, обработанной ПАВ;

· вытеснение нефти растворами полимеров;

· закачивание в пласт углекислоты;

· нагнетание в пласт теплоносителя;

· внутрипластовое горение;

· вытеснение нефти из пласта растворителями.

При *закачке в нефтяной пласт воды, обработанной ПАВ*, снижается поверхностное натяжение на границе «нефть-вода», что способствует дроблению глобул нефти и образованию маловязкой эмульсии типа «нефть в воде», для перемещения которой необходимы меньшие перепады давления. Одновременно резко снижается и поверхностное натяжение на границе нефти с породой, благодаря чему она более полно вытесняется из пор и смывается с поверхности породы. Концентрация наиболее эффективных ПАВ в воде при заводнении пластов не превышает 0,05 %.

При вытеснении нефти водой нередки случаи, когда вследствие различия вязкостей жидкостей или разной проницаемости отдельных участков пласта имеет место опережающее продвижение вытесняющего агента по локальным зонам пласта. Это приводит к недостаточно полному вытеснению нефти. Вытеснение нефти растворами полимеров, т.е. водой с искусственно повышенной вязкостью, создает условия для более равномерного продвижения водонефтяного контакта и повышения конечной нефтеотдачи пласта.

Для загущения воды применяют различные водорастворимые полимеры, из которых наиболее широкое применение для повышения нефтеотдачи пластов нашли полиакриламиды (ПАА). Они хорошо растворяются в воде и уже при концентрациях 0,01 - 0,05 % придают ей вязкоупругие свойства.

Роль раствора полимеров могут выполнять также пены, приготовленные на аэрированной воде с добавкой 0,2 - 1 % пенообразующих веществ. Вязкость пены в 5 - 10 раз больше вязкости воды, что и обеспечивает большую полноту вытеснения нефти.

При *закачке в пласт углекислоты* происходит ее растворение в нефти, что сопровождается уменьшением вязкости последней и соответствующим увеличением притока к эксплуатационной скважине.

Опыт разработки залежей нефти показывает, что при снижении

температуры в порах пласта происходит выпадение асфальтенов, смол и парафинов, затрудняющих фильтрацию. В пластах, содержащих высоковязкую нефть, даже незначительное снижение температуры в процессе разработки существенно снижает эффективность ее добычи. Поэтому одним из путей повышения нефтеотдачи является применение теплового воздействия на пласт.

Нагнетание в пласт теплоносителя (горячей воды или пара с температурой до 400 °С) позволяет значительно снизить вязкость нефти и увеличить ее подвижность, способствует растворению в нефти выпавших из нее асфальтенов, смол и парафинов.

Метод *внутрипластового горения* заключается в том, что после зажигания тем или иным способом нефти у забоя нагнетательной (зажигательной) скважины в пласте создается движущийся очаг горения за счет постоянного нагнетания с поверхности воздуха или смеси воздуха с природным газом. Образующиеся впереди фронта горения пары нефти, а также нагретая нефть с пониженной вязкостью движутся к эксплуатационным скважинам и извлекаются через них на поверхность.

При *вытеснении нефти из пласта растворителями* в качестве вытесняющей фазы используются растворимые в нефти сжиженные пропан, бутан, смесь пропана с бутаном. В пласте они смешиваются с нефтью, уменьшая ее вязкость, что ведет к увеличению скорости фильтрации.

Для *повышения газоотдачи* применяют кислотные обработки скважин, гидроразрыв пласта, торпедирование скважин, а также отбор газа из скважин под вакуумом.

12.2 Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи

Нестационарное заводнение объектов разработки. Полнота охвата пласта заводнением и его нефтеотдача резко снижаются при повышенной геологической неоднородности объектов разработки. В сильно неоднородных коллекторах закачиваемая вода прорывается к добывающим скважинам по высокопроницаемым слоям (прослоям) и зонам, оставляя невытесненной нефть в малопроницаемых прослоях, зонах, участках, особенно у линий замещения при наличии глинизации коллекторов. Этот отрицательный эффект более ярко выражается при вытеснении высоковязких нефтей водой.

Дополнительный охват заводнением не вовлеченных в разработку нефтенасыщенных объемов способствует повышению нефтеотдачи и уменьшению объемов попутно добываемой воды. Таким методом, применяемым в рамках обычно используемых систем разработки нефтяных месторождений с заводнением, стал метод нестационарного заводнения. Начало внедрения его относится к 60-м годам прошлого столетия. Метод предусматривает попеременное изменение режима нагнетания воды в пласт

по группам нагнетательных скважин с целью создания в нем периодических

нестационарных перепадов давления между высоко- и низкопроницаемыми частями коллектора, что, в конечном итоге, увеличивает коэффициент охвата выработкой.

При правильном обосновании технологии процесса в вариантах циклики и метода изменения направления фильтрационных потоков можно обеспечить до 10 % повышения нефтеотдачи, по отношению к обычному (стационарному) заводнению, и прирост добычи нефти до 15 - 20 %. Причем метод можно использовать как на ранней, так и на поздней стадиях разработки месторождения, при разных формах сеток (добывающих) и различном размещении нагнетательных скважин.

Физический смысл метода был сформулирован в авторском свидетельстве на способ, «...предусматривающий увеличение упругого запаса и настовой системы путем периодического повышения и снижения давления нагнетания воды. Это является предпосылкой для возникновения внутри пласта нестационарных перепадов давления и соответствующих нестационарных перетоков жидкости между слоями (участками) разной проницаемости. При этом в полуцикл повышения давления нагнетания вода из слоев с большей проницаемостью внедряется в малопроницаемые слои, а в полуцикл снижения давления нефть из малопроницаемых прослоев перемещается в высокопроницаемую часть коллектора» [39,42].

Исследования показали, что степень удержания малопроницаемыми слоями внедрившейся в них воды зависит от продолжительности полуцикла снижения давления нагнетания, а полуциклы следует со временем увеличивать. В пластах с высоким начальным содержанием остаточной воды капиллярное перераспределение жидкостей, насыщающих неоднородный коллектор, происходит интенсивнее. При этом темп извлечения нефти с увеличением вязкости снижается незначительно.

Технологическая реализация циклического заводнения заключается в периодическом отключении нагнетательных скважин в рядах (через одну) и сменой их роли через расчетное время (15-30 суток).

Промысловые испытания метода, впервые внедренного на Трехозерном месторождении, привели в последующем практически к повсеместному внедрению его на месторождениях Западной Сибири. Много лет он в вариантах периодического отключения групп нагнетательных скважин (по три-четыре) проводится на крупном Мамонтовском месторождении (сочетание циклики с методом смены направления фильтрационных потоков). В настоящее время продолжается промышленный эксперимент на Ермаковском месторождении. Следует отметить, что внедрение циклики возможно в условиях, когда приемистость нагнетательных скважин обеспечивает безопасный процесс в зимних условиях на месторождениях Западной Сибири: если приемистость ниже 200 м³/сут, процесс может в зимнее время привести к замерзанию водоводов. Реально на таких объектах разработки проведение циклического заводнения возможно только в летний сезон.

При составлении программ проведения циклического заводнения исходят из того, что средний уровень закачивания воды в период циклического заводнения должен быть равен среднему уровню закачивания в период обычного заводнения (для поддержания пластового текущего давления в пласте на уровне первоначального). В ВНИИ в начале 70-х годов была создана математическая модель процесса (О.Э. Цынковой), были исследованы влияния различных факторов на эффективность технологии, которые расширили представление о циклических процессах заводнения.

12.3 Уплотнение сеток скважин в процессе разработки месторождений

Плотность сетки скважин (ПСС) — это отношение площади залежи F к числу скважин n . Наиболее приемлемым является выражение :

$$\text{ПСС} = F / \pi z + \pi n. \quad (12.1)$$

В.Н. Щелкачёв для количественной оценки характеристики данного понятия предложил ввести термин «удельная плотность сетки скважин» (УПС). Под УПС понимается площадь нефтеносности в пределах внешнего контура ВНК, разделённая на число эксплуатационных и нагнетательных скважин. Параметр УПС так же, как и коэффициент нефтеотдачи, является интегральным показателем. Особенность его в том, что он усреднённо дает информацию о продуктивном пласте. В.Н. Щелкачёв, исходя из соответствующей модели разработки, получил следующую приближённую зависимость между коэффициентом нефтеотдачи и УПС:

$$\text{КИН} = K_{\text{выт}} \cdot e^{-a S_{\text{уд}}} \quad (12.2)$$

где a — коэффициент пропорциональности, зависящий от ФЕС пластов и свойств пластовых флюидов;

$K_{\text{выт}}$ — коэффициент вытеснения;

$S_{\text{уд}}$ — удельная площадь (т.е. УПС).

В соответствии с приведенной формулой были рассчитаны КИН для некоторых нефтяных месторождений (таблица 12.1). Из приведённых данных следует, что при росте величины удельной площади наблюдается устойчивая тенденция снижения КИН.

По гидродинамической сути уплотнение сеток скважин (уменьшение расстояния между добывающими скважинами) приводит к перераспределению потоков в объеме пласта. Опыт разработки и результаты анализа по выработке запасов обнаруживают наличие целиков нефти (или плохо промытых объемов) между скважинами, обводненность которых приближается к предельной. Пробуренные скважины уплотняющего фонда между скважинами первоначальных сеток дают притоки или безводной

нефти, или нефти с малым процентом содержания воды в продукции скважин. Необходимость уплотнения сеток скважин обосновывается анализом разработки месторождений по уже внедренным вариантам. При этом уплотнение может быть:

- 1) вторичным (на уже разбуренных по первоначальным сеткам участках);
- 2) первичным (на новых неразбуренных участках, на которых обоснована необходимость бурения более плотных сеток скважин).

Таблица 12.1- Зависимость КИН от Суд для ряда нефтяных месторождений

Месторождение	S га/скв					
	2	10	20	30	40	100
Восточный Техас	0,8	0,78	0,76	0,73	0,71	0,59
Бавлинское	0,74	0,72	0,69	0,67	0,65	0,52
Туймазинское, Д ₁	0,69	0,65	0,60	0,56	0,51	0,32
Ромашкинское	0,68	0,62	0,55	0,48	0,43	0,21

В том и другом случае принятые решения по регулированию процесса разработки нефтяного месторождения (эксплуатационного объекта) приводят к увеличению коэффициентов охвата пласта воздействием и заводнением, что, в конечном итоге, увеличивает КНО.

Практически все месторождения нефти в Западной Сибири, Оренбургской области подверглись трансформированию систем разработки, в частности в направлении пересмотра первоначально запроектированных сеток скважин. На однородные пласты проектировались редкие сетки скважин (700х800 м - на пласт БВ₈ Самотлорского месторождения - 56 га/скв; 750х750 м - на верхние пласты Усть-Балыкского месторождения - > 56 га/скв). На месторождениях Оренбургской области традиционными сетками скважин являются 400х400 м и 500х500 м с площадью 15-30 га /скв. По мере разбуривания (освоения) месторождений обнаруживались большая неоднородность пластов и неполный охват пластов воздействием. Между скважинами первичных сеток потребовалось бурить скважины вторичного уплотнения. Для разбуривания менее продуктивных водонефтяных зон, где эффективная нефтенасыщенная толщина пластов снижалась до 4-5 м, сочли целесообразным уплотнять сетки до 24 и даже до 16 га/скв.

Оказалось, что уплотнение сетки в 2 раза (от 32 до 16 га\скв) в условиях рядного разбуривания увеличивает КИН примерно на 8 %, для площадных систем заводнения прирост нефтеотдачи достигает 5-6 %.

Как следует из приведенных зависимостей, переход с пятирядной системы размещения скважин на площадные системы заводнения увеличивает КИН примерно на 8 %.

12.4 Форсированные отборы жидкости

Форсированные отборы жидкости (ФОЖ) как самостоятельный метод интенсификации добычи нефти были разработаны и внедрены в Азербайджане. Авторами технологии ФОЖ в середине 30-х годов прошлого века были В.Н. Щелкачёв, С.Т. Овнатанов, К.А. Карапетов и др. В результате научных исследований и многочисленных промысловых работ установлено, что при увеличении градиентов давлений в зонах отбора начинается поступление нефти в продукцию скважин из низкопроницаемых частей пласта. В технологическом отношении сущность метода заключается в постоянном увеличении отборов пластовой жидкости. При повышении депрессии на пласт создаётся перепад давления между пропластками с разной проницаемостью. За счёт этого нефть из более нефтенасыщенного коллектора (низкопроницаемого) вовлекается в поток и выносится на поверхность. В.Н. Щелкачёвым сформулированы основные критерии выбора объектов для проведения таких работ [26]:

- залежь нефти подвержена активному давлению пластовых вод; скважины обладают достаточно высокими продуктивностями и динамическими уровнями;

- разрабатываемый объект должен находиться на поздней стадии разработки и иметь высокую степень обводнённости;

- с увеличением темпа отбора жидкости содержание нефти в продукции не уменьшается или остаётся на прежнем уровне;

- в скважинах не наблюдаются процессы пробкообразования;

- нормальное техническое состояние скважин; высокая проницаемость пласта;

- наличие условий, обеспечивающих применение высокопроизводительного скважинного оборудования. При этом могут быть использованы погружные электронасосы, глубинные насосы большой производительности, компрессорные подъёмники.

Вопрос о целесообразности проведения ФОЖ решается построением зависимости доли нефти в продукции от дебита жидкости - $q_n = f(g_{\text{ж}})$. При расчётах ожидаемых дебитов и обоснования применения форсированных отборов жидкости рекомендовалось пользоваться методикой М.К. Мамедова и Б. М. Саркисяна. По данной методике строятся две зависимости: «среднесуточная добыча нефти на одну скважину - годы работы», «водо-нефтяной фактор - годы работы».

В целом для прогнозирования объёмов добычи жидкости и нефти при планировании ФОЖ необходимо решить две основные задачи:

- разработать математическую модель фильтрации нагнетаемой в скважины воды в условиях двухслойной среды;

- разработать математическую модель влияния увеличения объёмов закачивания воды (повышения давления на нагнетательной линии) на изменение дебитов жидкости добывающих скважин, работающих на форсированных режимах.

Известно, что призабойная зона (ПЗП) нагнетательных скважин в

результате многолетней работы в условиях знакопеременных нагрузок претерпевает значительные изменения. Как правило, её фильтрационные характеристики существенно отличаются от первоначальных параметров пласта. Происходит это в основном по двум причинам: первая — за счёт искусственно формирующейся трещиноватости пород в ПЗП, вторая — за счёт загрязнения ПЗП в процессе заводнения. Радиусы этих зон могут достигать десятков метров. В том и в другом случае условия фильтрации воды резко отличаются от условий однородного пласта.

Внешние сопротивления учитываются при моделировании плоскопараллельной фильтрации для параллельных рядов скважин, а внутренние сопротивления — при моделировании радиальной схемы фильтрации.

Применение метода форсированных отборов при испытании водонефтяных объектов в разведочных скважинах Западной Сибири приводило к их устойчивому фонтанированию (Федорцов В.К., Салманов Ф.К. и др., 1976 г.).

Опыт перевода добывающих скважин на форсированные отборы накоплен и в Западной Сибири, в основном на Мегионском, Самотлорском, Усть-Балыкском, Правдинском, Приобском, Мамонтовском, Мало-Балыкском и Приразломном месторождениях (Щелкачёв В.Н., Казаков А.А.). Где за счёт применения ФОЖ и оптимизации режимов работы скважин в ОАО «Юганскнефтегаз» было дополнительно получено 380 тыс. т. нефти (Еникеев Р.Р., 2000 г.).

Оценку эффективности метода ФОЖ из этих соображений можно было сделать, используя данные по отдельным участкам, блокам, залежам, так как результаты по отдельным скважинам привели бы к искажению результатов из-за недоучета эффектов интерференции скважин. Потребовалась статистическая обработка промысловых данных [16]. Анализ проведен по Шкаповскому, Туймазинскому месторождениям (девонские залежи). Для диапазона обводненностей скважин 50-90 % и более анализ показал, что увеличение отборов жидкости приводило к уменьшению темпа падения добычи нефти, а иногда и к приросту добычи. Оценка эффективности метода ФОЖ на местяных месторождениях Оренбургской области не получила должного внимания, хотя основные продуктивные пласты 25 месторождений, дающие 80 % всей добычи обводнены на 60-70 % и находятся в третьей стадии разработки.

12.5 Тепловые методы увеличения нефтеотдачи пластов

Для повышения нефтеотдачи при определённых условиях целесообразно увеличивать температуру пласта, т. е. воздействовать на динамическую вязкость, плотность нефти и ее межфазное взаимодействие. Для этого применяют нагнетание в пласт нагретой воды. Вода обладает наилучшими теплофизическими свойствами, то есть способна переносить гораздо большее

количество тепла, приходящегося на единицу массы, чем любая другая жидкость в любом агрегатном состоянии (жидком или газообразном). Характеристикой влажного пара является так называемая «сухость» пара — массовая доля насыщенного пара во влажном. Впервые опыты по тепловому воздействию на пласт в СССР были начаты в 30-е годы прошлого века А.Б. Шейманом и К.К. Дуброваем. В последующем тепловые методы прошли этапы теоретических, лабораторных и промысловых исследований. В результате были определены следующие технологии:

- 1) закачивание в пласт горячей воды;
- 2) нагнетание в пласт пара;
- 3) создание внутрипластовых очагов горения (ВДОГ).

При нагнетании в пласт горячей воды происходит понижение вязкости нефти, расширение нефти и горных пород, улучшение смачиваемости пород водой, изменение характера проявления молекулярно-поверхностных сил.

По расчетам, при нагнетании горячей воды ($t = 170\text{ }^{\circ}\text{C}$) прирост нефтеотдачи может составить 16-17 % при высокой начальной вязкости нефти (250-300 мПа·с) и продолжительности процесса не менее 8-10 лет. При вязкостях в 150 и 33 мПа·с приросты в КИН, соответственно, составляют 8-11 и 4-5 %. Закачивание горячей воды ведется длительное время в пласты месторождений Мангышлака, нефти которых содержат около 28 % парафина. Закачивание пара ведется также на месторождениях о. Сахалина и Республики Коми. Нагнетание горячей воды в пласт используется на некоторых месторождениях Оренбургской области с целью ликвидации парафиновых пробок на забое скважин (Донецко-Сыртовское и др. месторождения). При нагнетании в пласт пара схематично можно выделить 4 зоны (рисунок 12.1).

При проведении внутрипластового движущегося очага горения порода вместе с насыщающей ее нефтью может рассматриваться горючим объектом с высокой степенью зольности (95-85 %).



1-зона перегретого пара; 2-насыщенного пара; 3-горячего конденсата; 4- остывшего конденсата

Рисунок 12.1-Схема распределения температуры в пласте при нагнетании пара

Горючее поджигается, и его горение поддерживается нагнетанием в пористую среду окислительных агентов (воздуха, смеси кислорода с газом). Горючее поджигается через скважину при помощи горелок различной конструкции или химическим способом. Нагретая порода прогревает движущийся через нее окислитель до температуры выше воспламенения «кокса» и нефти. При нагнетании окислителя расширяется зона очага

горения, температура которого поддерживается за счет сгорания части нефтепродуктов, граница которой продвигается глубь пласта. Продукты горения, продвигаясь по пласту, эффективно окисляют нефть. Процесс протекает при постоянной температуре. Схема процесса приведена на рисунок 12.2.

По данным авторов, масса коксоподобного материала, расходуемого на трение, составляет 1-2 % от массы породы; по расчетным и экспериментальным данным КИН с легкими нефтями может достигать 80-85 %, с тяжелыми - более 70 %. Были отработаны технологии сухого и влажного трения. При сухом горении расход воздуха на 1 т добываемой нефти колеблется от 400 до 3000 м³. При сверхвлажном горении водо-воздушное отношение составляет 0,002-0,01 м³/м³, при сухом 0,0004-0,0002 м³/м³. В зоне горения расход воздуха на сгорание 1 кг топлива (кокса) составляет обычно 10-12 м³.

Промышленные испытания метод прошел на месторождениях Азербайджана, Краснодарского края (месторождение Павлова Гора), в Западной Сибири (Русское месторождение). Все виды внутрипластового горения не используются на территории деятельности ОАО «Оренбургнефть».

Пароциклический метод используется наравне с методом непрерывного вытеснения нефти, который включает три последовательные фазы, создающие цикл: фаза нагнетания; фаза ожидания (скважина закрыта); фаза извлечения нефти (пуск скважины в работу).

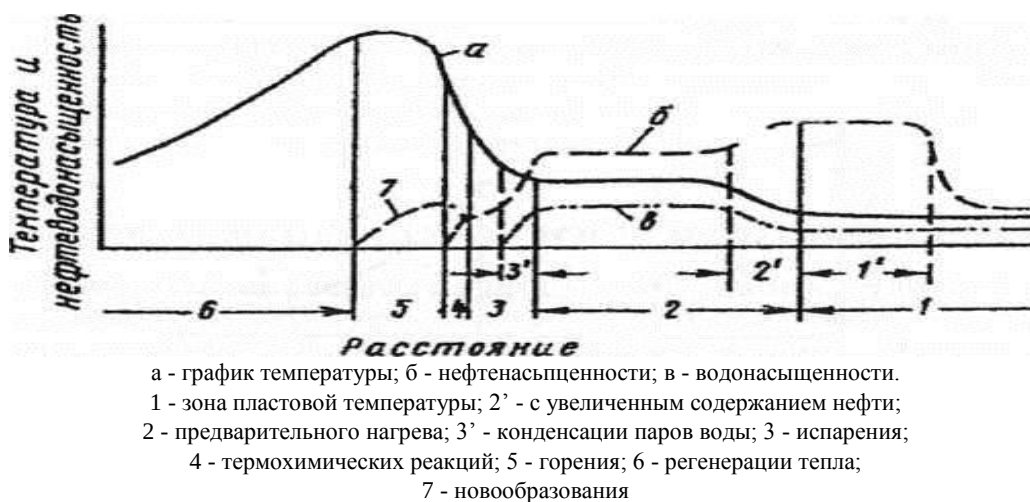


Рисунок 12.2. Схема процесса внутрипластового горения (по А.Б Шейману, Г.Е. Малофееву, А.И. Сергееву)

Тепловые местоды применяются при высоковязкой нефти более 30мПа·с, с повышенной вязкостью от 15 до 29 мПа·с. Необходимо помнить, что аномалии вязкости нефти уменьшают нефтеотдачу, способствуют образованию застойных зон и зон смалоподвижной нефтью.

нефтеотдачи пластов

Вытеснение нефти водными растворами ПАВ. В начале 60-х годов прошлого столетия усиленно изучались способы улучшения вытесняющей способности воды за счет введения в нее различных активных агентов. В качестве агентов применялся углеводородный газ, полимеры, поверхностно-активные вещества, щелочи, кислоты. Цель заключалась в том, чтобы повысить охват пластов заводнением и устранить или уменьшить отрицательное воздействие сил, удерживающих нефть в заводненных зонах пластов. Прежде всего гидродинамические методы повышения нефтеотдачи (циклическое воздействие на пласты, изменение направления фильтрационных потоков и формированный отбор жидкости из добывающих скважин). Дальнейшим при заводнении было применение физико-химических методов (занижение с использованием ПАВ, полимерное заводнение, щелочное заводнение и др.). К ним же можно отнести вытеснение нефти двуокисью углерода и мицеллярно-полимерное заводнение. Введение ПАВ в закачиваемые поры изменяет поверхностные и смачивающие свойства жидкостей на контактах в пористых средах.

По химическому составу все ПАВ делятся на анионоактивные, катионоактивные и неионогенные.

Хорошо растворяются в пластовых условиях неионогенные ПАВ типа оксиэтилированные алкилфенолы, дисолван (4411, 4412), ироиоцелл и др. Неионогенные ПАВ в условиях терригенных коллекторов повышают степень набухаемости глинистых минералов, что играет немаловажную роль в процессе нефтедобычи. Обладая такими свойствами ценные ПАВ находят более широкое применение в нефтепромысловом деле. Примером катионоактивных ПАВ является карбозолин, который используется для гидрофобизации песчаников.

Установлено, что ионогенные ПАВ адсорбируются на поверхностях минералов в большей степени, чем неионогенные, проявляя поверхностную активность.

В 1986 г. на двух нагнетательных скважинах: № 15681, пласт АВ₂₃, и № 7162, пласт АД испытывалась технология закачивания водных растворов НПАВ и полимерно-дисперсных систем (ПДС). В результате было отмечено уменьшение приемистости скважин и рост добычи нефти.

С учетом имеющегося опыта использования ПАВ в районах Урало Поволжья для увеличения продуктивности скважин нами были проведены эксперименты как в лабораторных, так и в промысловых условиях. Обработки ПЗП указанными композициями оказались неэффективными, за исключением скважин Р-22 Поточного и Р-98 Варьёганского месторождений. По-видимому, положительную роль сыграли повышенные фильтрационные свойства коллекторов и тот факт, что водные растворы дисольвана не вступали в физико-химические взаимодействия с поверхностью коллектора, а

действовали только в качестве промывающего агента.

В целом анализ применения неионогенных ПАВ низких концентраций при разработке Самотлорского месторождения показал их низкую эффективность для повышения нефтеотдачи пластов. В связи с этим были проведены лабораторные исследования по оценке эффективности неионогенных ПАВ для обработки прискважинных зон продуктивных пластов и повышения их нефтеотдачи.

Для постановки данных исследований отправным моментом послужило положение о снижении поверхностного натяжения на границе между диффузным слоем связанной воды и закачиваемой дистиллированной водой, обогащенной дисольваном или превоцелом.

По данным Сумм Б.Д. и Горюнова Ю.В., ПАВ не адсорбируются на границе раздела «вода-твердая гидрофильная поверхность». Поэтому поверхностное натяжение на границе жидкостей с различными концентрациями меняется. По-видимому, это положение дополняет теорию взаимодействия подложки и ПАВ.

Моделирование щелочных растворов. Вытеснение нефти щелочными растворами и растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ) может применяться с целью понижения поверхностного натяжения.

12.7 Техногенные факторы, влияющие на доизвлечение остаточных запасов нефти

К техногенным факторам, влияющим на вытеснение нефти относится развитие трещин и образование системы промытых каналов в прискважинной зоне в результате нагнетания воды. Раскрытость трещин зависит от давления нагнетания. Высокая приемистость скважин объясняется значительной фильтрующей способностью трещин. Техногенная трещиноватость изучается Р.И. Медведевым, К.С. Юсуповым, В.Н. Нестеровым, В.К. Федорцовым, В.Е. Пешковым, А.К. Ягофаровым, А.В. Бодрягиным и другими. Ими дано аналитическое обоснование и объяснения физическая сущность, установлено, что система техногенных трещин распространяется на большие расстояния, уменьшаясь по мере удаления от забоя нагнетательной скважины.

12.8 Нетрадиционные методы разработки по увеличению нефтеотдачи

Нетрадиционными методами разработки условно принято называть все методы воздействия на пласт, отличающиеся от широко применяемого (традиционного) метода заводнения с нагнетанием в пласты обычной воды. Эти методы необходимы для разработки залежей нефти, на которых обычное заводнение не может быть проведено вообще, и для залежей, где

оно не обеспечивает достаточных коэффициентов извлечения нефти. Таким образом, применение нетрадиционных методов предусматривает **увеличение коэффициентов нефтеизвлечения** по сравнению с их значением при **использовании природного режима и обычного заводнения**. Поэтому часто нетрадиционные методы разработки называют методами увеличения коэффициента извлечения нефти (**МУН**).

Технология и технические средства для применения традиционных методов описываются в курсе "Разработка нефтяных и газовых месторождений". Основное внимание концентрируется на геологических критериях применимости методов в их наиболее простом виде — **при нагнетании в пласт одного из агентов**. Эти методы широкого промышленного применения не нашли, но они явились исходными для создания в последние годы арсенала более эффективных комплексных методов.

Ниже приведены характеристики методов в простом виде и их возможностей при использовании в разных геологических условиях.

Простые наиболее освоенные нетрадиционные методы по видам применяемых агентов можно объединить в следующие группы :

- **физико-химические методы** — методы, базирующиеся на заводнении, но предусматривающие повышение его эффективности путем добавки к воде различных химических реагентов (полимеров, поверхностно-активных веществ, кислот, щелочей и др.);

- **теплофизические методы** — нагнетание в пласты теплоносителей — горячей воды или пара;

- **термохимические методы** — применение процессов внутри пластового горения нефти — "сухого", влажного или сверхвлажного,

- **методы вытеснения нефти смешивающимися с ней агентами** — растворителями, гелеводородными газами под высоким давлением и др.

Каждый из новых методов может быть успешно применен лишь в определенных геолого-физических условиях. Поэтому при внедрении того или иного метода важно выбрать соответствующие эксплуатационные объекты. Испытание методов в промысловых условиях показывает, что оценка их эффективности по данным лабораторных и теоретических исследований нередко бывает завышенной. В связи с этим при выборе объектов наряду с экспериментальными данными необходимо учитывать результаты широкого промыслового испытания методов в различных геолого-промысловых условиях.

Поэтому приводимые ниже рекомендации по применению различных новых методов следует принимать в качестве предварительных.

Выявлены некоторые общие для известных сегодня методов повышения нефтеизвлечения геологические факторы, при которых их эффективность резко снижается вследствие бесполезного расходования значительной части вытесняющих агентов в непродуктивных частях

объемов залежей: *низкая нефтенасыщенность, интенсивная трещиноватость коллекторов, высокая глинистость коллекторов и др.*

При обосновании применения нетрадиционных методов следует учитывать, что многие из них дорогостоящие и требуют использования дефицитных реагентов или сложного оборудования, или плотных сеток скважин. Поэтому при их проектировании и внедрении особое внимание следует уделять вопросам экономики.

1. Заводнение с использованием химических реагентов.

Эта группа новых методов основана на нагнетании в продуктивные пласты в качестве вытесняющего агента **водных растворов химических веществ с концентрацией 0,001-0,4% и более**. Обычно в пласте создают **оторочки растворов** в объеме **10-50% общего объема пустот залежи**, которые вытесняют нефть. Затем оторочку перемещают путем нагнетания в пласт обычной воды, называемой в этом случае **рабочим агентом**. Методы могут применяться при тех же плотностях сеток скважин, что и при обычном заводнении. С их помощью можно существенно расширить диапазон значений вязкости пластовой нефти (до 50 — 60 мПа·с), когда возможно применение методов воздействия, в которых большую роль играет заводнение. Применение методов на начальных стадиях разработки позволяет ожидать увеличение коэффициентов извлечения нефти по сравнению с их значением при обычном заводнении на 3-10 пунктов. Ниже кратко характеризуются физико-химические методы с добавкой в воде одного из химических веществ.

1.1 Полимерное заводнение. Наиболее приемлемым считается раствор **полиакриламида (ПАА)** известкового способа нейтрализации. Добавка ПАА к нагнетаемой воде повышает ее вязкость и, следовательно, **уменьшает относительную вязкость пластовой нефти $\mu_0 = \mu_n / \mu_w$**

Это повышает устойчивость раздела между водой и нефтью (фронта вытеснения), способствует улучшению вытесняющих свойств воды и более полному вовлечению объема залежи в разработку.

Метод рекомендуется для залежей с **повышенной вязкостью пластовой нефти (10-50 мПа·с)**. Учитывая возможность снижения приемистости нагнетательных скважин вследствие повышенной вязкости раствора и соответственно снижения темпов разработки залежей, метод целесообразно применять при проницаемости пород-коллекторов более **0,1 мкм²**.

При фильтрации раствора в обводненной пористой среде пород происходит адсорбция полимера на стенках пустот, поэтому наиболее эффективно метод может быть применен на новых залежах (с низкой водонасыщенностью пластов), **при глинистости коллекторов не более 8 — 10%**. Вследствие потери полимерами при высокой температуре способности загущать воду метод целесообразно применять **при температуре пластов не выше 80 °С**. В последнее время разработаны

композиции полимеров с другими химреагентами, позволяющими использовать их и в поздние периоды разработки.

1.2 При щелочном заводнении в качестве химреагентов, добавляемых к нагнетаемой в пласты воде, можно использовать каустическую или кальцинированную соду, аммиак, силикат натрия. При взаимодействии щелочи с органическими кислотами пластовой нефти образуются поверхностно-активные вещества, **улучшающие смачиваемость породы.** В результате улучшаются отмывающие свойства воды. Метод наиболее эффективен в **гидрофобных малоглинистых коллекторах.**

На месторождениях Западной Сибири и Татарии в довольно широком объеме осуществляются опытно-промышленные работы по вытеснению нефти оторочкой **серной кислоты.**

1.3 Вытеснение нефти водными растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ). Наиболее применимыми считаются растворы **пениогенных ПАВ типа ОП-10.** Судя по экспериментальным данным, добавка ПАВ в нагнетаемую воду улучшает отмывающие свойства воды: повышается смачиваемость породы, снижается поверхностное натяжение воды на границе с нефтью и т.д.

Поскольку главным результатом воздействия ПАВ является **улучшение смачиваемости,** его применение целесообразно при повышенной **гидрофобности** коллекторов. Вследствие высокой адсорбционной способности ПАВ в водонасыщенных пластах метод рекомендуют применять **с начала разработки.** Метод рекомендуется при вязкости пластовой нефти **10 - 30 мПа·с,** проницаемости пласта выше **0,03-0,04 мкм²,** температуре пласта до 70 °С. Следует отметить, что по мере накопления материалов о проведении опытно-промышленных работ в разных геолого-промысловых условиях представления об эффективности добавок ПАВ в чистом виде становятся менее оптимистичными. Прирост нефтеотдачи оказывается меньше ожидаемого. В настоящее время популярность приобретают методы, основанные на применении **композиций ПАВ и других реагентов.**

1.4 Применение двуокиси углерода. CO₂ можно нагнетать в **сжиженном виде в пласт в виде оторочки,** которую продвигают нагнетаемой вслед за ней водой. Чаще применяют водный раствор CO₂, оторочка которого также проталкивается нагнетаемой в пласт водой. **Углекислота очень хорошо растворяется в нефти.** Переходя в нефть, она увеличивает ее объем в **1,5-1,7 раза, снижает вязкость, что улучшает вытеснение нефти из пор.** CO₂ не адсорбируется на стенках пустот породы, поэтому метод может успешно применяться на поздних, водных стадиях разработки залежей, с обычным заводнением, т.е. в качестве вторичного при нефтенасыщенности 35 - 40%. Нефтеотдача при этом может быть увеличена на 5-10 пунктов. Большой эффект достигается при **вязкости нефти 10 - 15 мПа·с.** При большей вязкости

смесимость CO_2 с нефтью ухудшается. Поскольку смешимость улучшается с увеличением давления, следует выбирать объекты с пластовым давлением более 10 МПа. По существу, этот метод может быть отнесен и к группе методов смешивающегося вытеснения.

1.5 Мицеллярное заводнение. В качестве вытесняющего агента в пласт нагнетают **мицеллярный раствор в объеме около 10% пустотного пространства залежи**, узкую оторочку которого перемещают более широкой оторочкой буферной жидкости — **раствора полимера**, а последнюю — водой. Состав **мицеллярного раствора: легкая углеводородная жидкость, пресная вода, поверхностно-активные вещества, стабилизатор**. Раствор представляет собой микроэмульсию, состоящую из агрегатов (мицелл) молекул, внутри которых молекулы нефти и воды могут перемещаться относительно друг друга. Метод предусматривает достижение близких значений вязкости пластовой нефти, мицеллярного раствора и буферной жидкости. Он предназначен **в основном для извлечения остаточной нефти из заводненных пластов**. Для применения известных мицеллярных растворов рекомендуется выбирать залежи нефти в **терригенных коллекторах порового типа (нетрещиноватых)**, относительно однородных, не содержащих карбонатного цемента, во избежание нарушения структуры раствора. Желательна средняя проницаемость пластов более **0,1 мкм²**. Остаточная нефтенасыщенность пласта технологически не ограничивает применения метода. Но из-за **большой стоимости работ по созданию оторочки экономически целесообразно, чтобы она была более 25-30 %**. Рекомендуемая вязкость пластовой нефти — **от 3 до 20 мПа·с**, поскольку при более высокой вязкости требуется и большая вязкость раствора и буферной жидкости, что обуславливает технологические трудности в подготовке и нагнетании растворов. В связи с неблагоприятным влиянием солей на структуру раствора метод целесообразно применять для эксплуатационных объектов, разрабатываемых с внутриконтурным нагнетанием пресной воды. Температура пластов не должна превышать 80 °С.

1.6 Теплофизические методы. Применение этих методов основано на внесении в пласт тепла с поверхности. В качестве теплоносителей применяют **пар или горячую воду**. Метод вытеснения нефти **паром** рекомендуется для разработки залежей высоковязких нефтей вплоть до **1000 мПа·с** и более.

В России для залежей с вязкостью нефти **30 - 60 мПа·с** теоретически обоснован и получил наибольшее признание процесс, при котором путем нагнетания пара в пласт в нем создается высокотемпературная оторочка в объеме 20 - 30 % от объема пустотного пространства залежи, которая затем перемещается закачиваемой в пласт водой. При большей **вязкости нефти нагнетание пара должно быть более продолжительным и даже постоянным**. Применение метода позволяет достигать значений

коэффициентов извлечения нефти до 0,4-0,6. Метод обеспечивает снижение вязкости пластовой нефти, **гидрофилизацию породы-коллектора**, тепловое расширение породы и содержащихся в ней жидкостей. Выбор залежей для применения метода основывается главным образом на необходимости создания условий для минимальных потерь тепла, вводимого с поверхности. Глубина залегания пласта ограничивается примерно 1000м во избежание чрезмерно высоких потерь тепла в породы через ствол нагнетательной скважины. Рекомендуемая нефтенасыщенная толщина **-10 - 40 м**. При меньшей толщине резко возрастают потери тепла в породах, покрывающих и подстилающих продуктивный пласт. При чрезмерно большой толщине горизонта возможен низкий охват воздействием по вертикали. Благоприятны высокие коллекторские свойства пород (коэффициент **пористости более 20 %**, **проницаемость более 0,5 мкм²**), поскольку при этом сокращаются потери тепла на нагревание собственно пород продуктивного пласта. Процесс наиболее эффективен при разработке залежей с **высокой начальной нефтенасыщенностью**, так как при этом потери тепла на нагрев содержащейся в пласте воды минимальны. **Нагнетание пара** может вызвать усиление выноса породы в добывающие скважины, а также разбухание глин в пласте, приводящее к уменьшению размера пор и к соответствующему снижению проницаемости. Поэтому целесообразно выбирать объекты с пластами, не подверженными разрушениям, с низкой глинистостью (**не более 10 %**). Более благоприятны для процесса мономинеральные (кварцевые) песчаники, менее благоприятны — полимиктовые, с обломками глинистых пород. Применение метода эффективно при расстояниях между скважинами не **более 200 - 300 м**. **Наиболее** крупные проекты разработки залежей с закачкой пара в пласт реализованы на **Сахалине и в Республике Коми**.

Метод вытеснения нефти горячей водой может применяться для разработки нефтяных залежей **высоковязких нефтей** с целью повышения коэффициента извлечения нефти и залежей **высокопарафинистых нефтей** для предотвращения выпадения парафина в твердом виде в пласте. **Повышение коэффициента извлечения нефти** обусловливается теми же факторами, что и при нагнетании пара. Однако этот процесс намного менее эффективен, поскольку для прогрева пласта, вследствие отставания фронта прогрева пласта от фронта вытеснения нефти, требуется закачивать в пласт большие объемы горячей воды (в 3 - 4 раза превышающие объем пустот продуктивного пласта).

Метод применяется для залежей, по которым даже незначительное снижение пластовой температуры в процессе разработки может приводить к выпадению парафина в пласте и закупориванию его пор. Для предотвращения этого следует при заводнении нагнетать воду с температурой, превышающей пластовую на величину ее потерь по пути к забою скважины. Так же, как и при нагнетании пара, выбор объектов для

воздействия горячей водой лимитируется величиной теплопотерь в скважине и в пласте.

1.7 Термохимические методы. Они основаны на способности пластовой нефти вступать в реакции с нагнетаемым в пласт кислородом (воздухом), сопровождающиеся выделением большого количества тепла (внутрипластовым "горением"). Таким образом, методы предусматривают генерирование тепла непосредственно в продуктивном пласте путем инициирования процесса горения у забоя нагнетательной скважины и перемещения зоны (фронта) горения по пласту путем последующего нагнетания воздуха. Для разработки нефтяных залежей могут быть применены следующие методы:

-**прямоточное сухое горение**, когда на забое воздухом нагнетательной скважины производится "поджог" нефти и зона горения перемещается нагнетаемым воздухом в направлении к добывающим скважинам;

-**прямоточное влажное или сверхвлажное горение**, при котором в пласт нагнетаются в определенном соотношении воздух и вода. Это обеспечивает образование впереди фронта горения оторочки пара, т.е. перенос тепла в зону впереди фронта горения, и способствует увеличению коэффициента извлечения нефти при значительном уменьшении расхода нагнетаемого воздуха.

Второй процесс намного более эффективен, так как реализуются те же факторы улучшения механизма вытеснения нефти, что и при нагнетании в пласт пара, и, кроме того, дополнительные факторы, свойственные этому процессу (вытеснение нефти водогазовыми смесями, образующимся углекислым газом, поверхностно-активными веществами и др.). **Учитывая необходимость увеличения давления нагнетания воздуха с ростом глубины залегания пластов и современные возможности имеющихся в отрасли компрессоров высокого давления**, следует выбирать залежи, расположенные на глубинах до **1500 – 2000 м**. Методы могут быть рекомендованы для залежей с вязкостью пластовой нефти, **от 30 до 1000 мПа·с и более**. Такие нефти содержат достаточное количество тяжелых фракций, служащих в процессе горения топливом (коксом). Исходя из технологической возможности и экономической целесообразности процесса, рекомендуется применять его при проницаемости пород более **0,1 мкм²** и нефтенасыщенности более **35 %**. **Толщина** пласта должна быть **более 4 м**. Рекомендации по верхнему пределу толщины в литературе неоднозначны. Среди других рекомендаций имеются указания на то, что при лучшей проницаемости средней части эксплуатационного объекта нефтенасыщенная толщина может достигать **70 – 80 м** и более. При этом процесс горения, протекающий в средней части объекта, может обеспечивать прогрев и его менее проницаемых верхней и нижней частей. **Процесс сухого горения** в связи с температурой горения **700 °С** и выше применим для **терригенных коллекторов**. При влажном и особенно сверхвлажном процессах горение

протекает при температуре **500 °С**, поэтому они применимы как для терригенных, так и для карбонатных коллекторов. Процесс сухого горения эффективен лишь при плотных сетках скважин, до 3 га/скв. При реализации влажного горения, благодаря значительным размерам зоны прогрева впереди фронта горения, возможно применение сеток до 16 га/скв.

1.8 Методы смешивающегося вытеснения. К этой группе новых методов относят вытеснение нефти смешивающимися с ней агентами: двуокисью CO_2 , сжиженными нефтяными газами (преимущественно пропаном), обогащенным газом (метаном со значительным количеством C_2 - C_6), сухим газом высокого давления. Каждый из методов эффективен при определенных компонентных составах и фазовых состояниях нефти и давлении, при котором может происходить процесс смешивания. **Вытеснение нефти сухим газом высокого давления наиболее эффективно** для залежей с пластовым давлением более **20 МПа**, вытеснение обогащенным газом - 20 МПа, сжиженным газом и двуокисью углерода - 14 МПа. Следовательно, эти методы целесообразно применять для залежей с большими глубинами залегания пластов - более 1000-1200 м. Благоприятны также вязкость пластовой нефти менее **5 мПа**, толщина пластов до **10-15 м**. Методы могут использоваться при этом процесс горения, протекающий в средней части объекта, может обеспечивать прогрев и его менее проницаемых верхней и нижней частей, различной проницаемости пластов, но практически их целесообразно применять при низкой проницаемости, когда не удастся реализовать более дешевый метод - заводнение. различной проницаемости пластов, но практически их целесообразно применять при низкой проницаемости, когда не удастся реализовать более дешевый метод - заводнение.

Методы вытеснения нефти газом высокого давления и обогащенным газом рекомендуются для пластов с высокой нефтенасыщенностью - более 70 %. Вытеснение углекислым газом, как уже отмечалось выше, может быть достаточно эффективным и при меньшей ее величине (40 %), что позволяет использовать его после значительного обводнения пластов в результате разработки с применением обычного заводнения.

Ввод в разработку новых залежей со сложными геолого-физическими условиями (пониженная проницаемость, макро- и микронеоднородность, повышенная или высокая вязкость нефти и др.) потребовал поиска вытесняющих агентов с более действующими характеристиками.

В последние годы резко возросли масштабы исследовательских и промысловых работ по поиску и применению новых способов воздействия на нефтяные пласты. В них активно включились соответствующие научные организации России. Широко эти работы поставлены в Татарстане, Башкортостане, Удмуртской Республике, Западной Сибири и в других нефтедобывающих районах.

Большое признание нашли методы воздействия, основанные на сочетании двух или более агентов, каждый из которых в отдельности оказывается малоэффективным.

Так, широко применяют физико-химические методы с добавками к воде совместно полимера и ПАВ, а также методы с добавлением к этим двум компонентам кислот или щелочей.

Соотношение компонентов строго дозируется для обеспечения повышенных вытесняющей и отмывающей способностей нагнетаемой воды в конкретных геолого-физических условиях.

Нашел признание, разработанный в ТатНИПИнефти метод **циклического поочередного нагнетания в пласты воды и добытой из залежи нефти**, что способствует увеличению охвата процессом вытеснения залежей с повышенной и высокой вязкостью нефти. Повышению охвата процессом заводнения пластов с низкой вязкостью нефти при их малой проницаемости и неоднородном строении способствует поочередное циклическое нагнетание в них воды и газа.

Сочетание заводнения с газовым воздействием может быть обеспечено также путем некоторого, строго регламентированного выделения в пласте газа из нефти за счет снижения пластового давления менее давления насыщения. Создание таким способом в пласте режима вытеснения газированной нефти водой способствует лучшему вытеснению нефти из малопроницаемых коллекторов.

Большого успеха в разработке залежей вязкой и высоковязкой нефти в сложнопостроенных карбонатных коллекторах добились нефтяники Удмуртской Республики. Для таких залежей малоэффективными оказались и обычное заводнение, и полимерное заводнение, и даже известные тепловые методы, применяемые каждое в отдельности. Созданы и внедряются принципиально новые высокоэффективные технологии теплоциклического воздействия - многократное повторное нагнетание пара и холодной воды через нагнетательные и добывающие скважины, термополимерное воздействие, основанное на сочетании двух таких факторов, как температура и водный раствор полимера (нагнетается прогретый полимер).

Комбинирование различных методов открывает широкие возможности для создания новых технологий разработки залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

Применяемые методы МУН, основанные на увеличении коэффициента вытеснения нефти из пористой среды в Оренбургской области разнообразны: водорастворимые ПАВ типа ОП-10, применение которого снижает поверхностное натяжение между нефтью и водой с 45 до 8 мН/м, маслорастворимых ПАВ, ПАВ в композиции с ингибиторами химической деструкции с АФ₉-12, мицеллярные растворы и др.

Вопросы для самоконтроля и самосовершенствования

- 1 Какие методы относятся к физическим увеличения нефтеотдачи?
- 2 Критерии выбора объектов интенсификации притоков нефти и газа
- 3 Степень насыщенности, наличие скин-фактора, объем карбонатно-глинистого цемента, минералогический состав глинистого материала начальная продуктивность скважины-нужны для обоснования***** продолжить.
- 4 Какие методы интенсификации притока нефти и газа используются в низко проницаемом коллекторе?
- 5 Гидроразрыв пласта, гидропескоструйная перфорация, создание циклических депрессий, волновые и вибро методы, кавитационно-волновое воздействие-относятся к к каким методам
- 6 Соляно-кислотные обработки, обработки глинокислотой, сульфаминовой, азотной и другими смесями на водной, спиртовой и кетонной основах это методы воздействия *****продолжить.
- 7 Применение нефтерастворимых растворителей . спиртов, гликолей и кетонов –есть метод *****.
- 8 Водорастворимые ПАВ, обработка ингибиторами солеотложений, буровых растворов химреагентами (имплозионное воздействие) - методы *****
- 9 Назовите термические методы воздействия на пласт.
- 10 Подогрев, паротепловая обработка, импульснодозированное воздействие, горение в пласте, закачка горюче-окислительных смесей это методы ?
11. Назовите методы по ограничению водоприток в скважины
- 12 Виброциклическое воздействие на прискважинную зону пласта
- 13 Тепловые методы увеличения нефтеотдачи пластов (А.Б.Шейман, К.К.Дуброваем)
- 14 Газовые методы увеличения нефтеотдачи пластов
- 15 Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи
- 16 Физические методы увеличения нефтеотдачи
- 17 Гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи
- 18 Методы заводнения для увеличения нефтеотдачи (полимерное заводнение, щелочное и щелочно-силикатное сернокислотное закачка мицеллярных растворов)
- 19 Уплотнение сетки скважин и нефтеотдача
- 20 Форсированные отборы жидкости (В.Н.Щелкачев, С.Т.Овнатанов, К.А.Карапетов и др)
- 21 Техногенные факторы, влияющие на доизвлечение остаточных запасов нефти
- 22 Применение пенных систем при добыче нефти
- 23 Критерии выбора объектов интенсификации притоков нефти и газа
- 24 Степень насыщенности, наличие скин-фактора, объем карбонатно-глинистого цемента, минералогический состав глинистого материала начальная продуктивность скважины-нужны для обоснования чего?

25 Какие методы интенсификации притока нефти и газа используются в низко проницаемом коллекторе?

26 Гидроразрыв пласта, гидропескоструйная перфорация, создание циклических депрессий, волновые и вибро методы, кавитационно-волновое воздействие-относятся к каким методам ?

27 Соляно-кислотные обработки, обработки глинокислотой, сульфаминовой, азотной и другими смесями на водной, спиртовой и кетоновой основах это методы воздействия

28 Применение нефтерастворимых растворителей. спиртов, гликолей и кетонов –есть метод

29 Водорастворимые ПАВ, обработка ингибиторами солеотложений, буровых растворов химреагентами (имплозионное воздействие) - методы

30 Назовите термические методы воздействия на пласт.

31 Подогрев, паротепловая обработка, импульснодозированное воздействие, горение в пласте, закачка горюче-окислительных смесей это методы ?

32 Виброциклическое воздействие на прискважинную зону пласта.

13 Анализ, промыслово-геологический системный контроль и регулирование процесса разработки месторождений нефти и газа

Цель : Дать понятие регулирования процесса разработки и геолого-промыслового контроля

План изложения:

1. Текущий контроль показателей разработки
2. Документация учета показателей работы скважин
3. Документация по залежи (участку)
4. Контроль пластового давления и температуры

Вопросы к самостоятельному изучению:

1. Контроль пластового давления и температуры в процессе разработки газовой залежи с помощью баро и термометрии
2. Оптимизация работы нефтяных скважин
3. Оптимизация работы газовых скважин
4. Анализ простаивающего фонда скважин на нефтегазодобывающем промысле.
5. Коэффициент эксплуатации скважин и текущий и капитальный ремонты

Под системностью контроля за разработкой месторождений понимается восприятие объекта изучения как целостной системы, которое состоит из комплекса элементов разной сложности и которые находятся во взаимосвязи и взаимодействии. Очевидна необходимость в изучении сложно организованной технической структуры залежи, научно обоснованных качественных и количественных комплексных повторяющихся промысловых и геофизических исследований, которые позволяют своевременно и эффективно осуществлять регулирование разработки месторождения.

Другое назначение *системности* контроля при разработке состоит в *информационном обеспечении управления процессом разработки*, включая необходимые данные для постоянно-действующих геолого-технологических моделей месторождения. Информационное обеспечение отражает *принцип естественного усложнения процесса познания* месторождения, связанного с накоплением все большего числа параметров, которые человек не в состоянии осмыслить, осознать без применения ЭВМ. От поисково-разведочного процесса через пробную эксплуатацию к промышленной разработке системный контроль объединяет все информационное пространство месторождения, как живого информационного организма.

Системный контроль объединяет возможности промыслового, гидродинамического, геофизического контроля и преследует глобальные цели: как детализацию геологического строения, прогноз возможностей и мониторинг добычи, оценку характера выработки запасов, оценку текущей

нефтегазонасыщенности, текущего контакта ВНК, ГВК, ГНК в процессе разработки, контроль энергетического состояния залежей, контроль за технологическими параметрами и эффективность проводимых мероприятий ГТМ, РИР и МУН.

13.1 Контроль текущих показателей и регулирование процесса разработки

Под *регулированием разработки* нефтяных месторождений понимают целенаправленное поддержание и изменение условий эксплуатации залежей в рамках ранее принятых технологических решений, при проектировании и анализах разработки, с целью достижения возможно высоких технологических и экономических показателей разработки.

Оптимизацию и системное регулирование процесса разработки проводят на основе контроля текущих показателей, большого числа критериев и параметров, среди которых можно выделить следующие:

технологические, которые обеспечивают максимальные текущие уровни добычи и накопленные отборы нефти, минимальные объемы добываемой или закачиваемой воды, максимальные темпы отборов и максимальные коэффициенты охвата процессом вытеснением и др.;

экономические критерии, которые обеспечивают минимальные капитальные вложения или эксплуатационные затраты, минимальную себестоимость, высокую рентабельность и окупаемость вложенных средств др. Оптимизация процесса разработки месторождений нефти и газа – стратегически важная задача не только компаний, ведущих эксплуатацию, но и всего государства, как социально-ответственного перед гражданами страны.

Множество критериев обусловлено сложностью *решения задач оптимизации и контроля разработки*, однако все они должны подчиняться основному принципу разработки, включающему *следующие критерии*: выполнение заданного уровня добычи нефти при минимальных затратах и максимально возможном коэффициенте нефтеотдачи. Поскольку эта задача многокомпонентная с противоречивыми и взаимоисключающимися критериями, то внедрение каждого метода регулирования в условиях конкретного месторождения должно обеспечить экономическую эффективность. В процессе эксплуатации месторождения часто возникает ситуация, когда необходимо изменить систему разработки или ее отдельные элементы. По *признаку изменения системы* воздействия методы регулирования можно разделить на две группы: без изменения системы воздействия и добуривания новых скважин; частичное или полное изменение системы воздействия, добуривание новых скважин.

К первой группе можно отнести такие методы регулирования:

> воздействие на призабойную зону пласта, которое обеспечивает улучшение гидродинамического совершенства и увеличение продуктивности

скважин, ограничение притока воды в добывающих скважинах, выравнивание и расширение профиля притока нефти и закачки воды или газа по толщине пласта в добывающих и нагнетательных скважинах;

Увеличение дебитов скважин отмечалось при вибросейсмическом воздействии в скважинах АНК «Башнефть», «Татнефть», ОАО «Оренбургнефть», радиус воздействия от одного источника нефтяной залежи составлял не менее 2,5 км, а пласты отличались по геолого-физическим характеристикам и условиям их формирования.

В качестве примера закачка гелеобразующих растворов на основе нефелина с целью увеличения охвата пласта воздействием закачиваемой воды в нагнетательные скважины со снятием профиля приемистости в пласты Красноярского, Ново-Кудринского, Самодуровского и Западно-Степановского месторождений.

На месторождениях НГДУ Бугурусланнефть неоднократно проводились не месторождениях Северо-Красноярском, Северо-Степановском, Кариновском, Султангулово-Заглядинском комплексные обработки призабойной зоны пласта в скважине различной концентрации ПАВ вместе с соляной кислотой, как в добывающих, так и в нагнетательных скважинах. По результатам улучшались параметры ФЕС, увеличивались дебиты скважин.

> изменение технологических режимов работы скважин: добывающих (увеличение или ограничение подачи подъемного оборудования вплоть до отключения скважин или форсированного отбора жидкости, периодическое изменение отборов), нагнетательных (увеличение или ограничение расходов закачки, повышение давления нагнетания, перераспределение закачки по скважинам, периодическая или циклическая закачка, создание повышенных давлений нагнетания и др.);

> одновременно-раздельная эксплуатация (отбор, закачка) нескольких пластов в одной скважине на многопластовых месторождениях.

Характерно, в качестве примера, для эксплуатационных объектов пластов B_2+T_1 , объединяющих продуктивные пласты турнейского и бобриковского горизонтов в единый регулируемый объект в Оренбургской области.

Во вторую группу могут входить следующие методы регулирования:

> добуривание добывающих и нагнетательных скважин, число которых определено в проектном документе (резервные скважины), или возврат скважин с других пластов;

> частичное изменение системы воздействия (организация очагового заводнения, приближение к зоне отбора линии нагнетания добуриванием новых скважин и переносом закачки в существующие скважины, применение физико-гидродинамических и физико-химических методов повышения нефтеотдачи);

> полное изменение системы воздействия (переход с законтурного на внутриконтурное заводнение, разрезание залежи на отдельные блоки и др.).

Регулирование разработки осуществляется в течение продолжительности эксплуатации месторождения. Круг решаемых методом регулирования *задач* определяется преимущественно стадией процесса разработки.

Применительно к режиму вытеснения нефти водой можно назвать такие основные задачи регулирования. На первой стадии может возникнуть необходимость увеличения гидродинамического совершенства и продуктивности скважин, выравнивания и расширения профиля притока нефти. На второй стадии разработки одна из главных задач регулирования—обеспечение возможно длительного периода стабильной добычи нефти. Для этого используют различные методы, обеспечивающие решение ряда частных задач. Наибольшее применение находят *бурение резервных скважин, изменение режимов их работы, воздействие на призабойную зону пласта*. Эффективны также *ограничение дебитов* высокообводненных скважин внешних рядов или даже их остановка и увеличение отборов по безводным и малообводненным скважинам внутренних рядов. Этим будут решаться также задачи предупреждения или сокращения преждевременного прорыва воды по отдельным направлениям («языки» обводнения) или пластам. Целесообразно также применение методов второй группы. Необходимость изменения системы воздействия или системы разработки может быть вызвана требованием повышения текущей добычи нефти из залежи в связи с ростом потребностей в нефтепродуктах, изменением представления о геологическом строении и запасах месторождения, несовершенством проектных решений в силу ограниченности и неточности исходной информации. *На третьей стадии* разработки основные задачи регулирования заключаются в замедлении темпов падения добычи нефти и обеспечении заданной ее добычи при возможно меньших объемах добываемой воды. Широкое применение находят методы регулирования, связанные с *изоляция обводнившихся пропластков* и выравниванием профилей притока жидкости и закачки воды по толщине пласта. Задача регулирования на *четвертой завершающей стадии* — дренирование невыработанных пропластков и участков залежи, что можно достичь изменением направления фильтрационных потоков, организацией очагового заводнения, применением форсированного отбора жидкости, добуриванием скважин и др. Поскольку процесс добычи нефти характеризуется гидравлически неразрывной связью системы, то пределы и возможности методов регулирования обусловлены ограничивающим действием этих элементов общей системы. Учет их влияния необходим при выборе методов регулирования.

Различают технологические, технические и планово-экономические ограничения методов регулирования.

К основным технологическим ограничениям можно отнести следующие: число скважин, их размещение и очередность ввода; тип системы заводнения; ограничения по давлению и дебитам скважин. По мере сгущения сетки скважин дебит залежи сначала увеличивается, достигая

максимума, а затем может уменьшаться при фонтанной эксплуатации скважин. С разрежением сетки скважин ценность каждой скважины и требования к ее техническому состоянию возрастают, увеличиваются удельные отборы на одну скважину, что приводит к уменьшению «запаса прочности» системы разработки и возможностей маневрирования отборами по скважинам и регулирования процессом разработки. Ограничения давления и дебитов скважин определяются условиями фонтанирования скважин, выноса песка, конусообразования подошвенной воды и верхнего газа, недопущения значительного выделения газа из нефти в пласте, срыва подачи насоса из-за вредного влияния свободного газа и др.

Технические ограничения накладываются системой ППД :

максимальные давления и подачи насосов, ограниченность ресурсов воды, мощность установок подготовки воды, оборудования для совместно-раздельной закачки воды и др; подъемным оборудованием скважин (максимальная производительность); система сбора и транспорта продукции (максимальная пропускная способность трубопроводов, мощность насосных станций) ; система подготовки нефти (максимальная производительность установок, зависящая от обводненности и стойкости эмульсии, требований по кондиции товарной нефти); системой очистки и утилизации пластовой попутной воды (мощность установок и пропускная способность).

Проявление рассмотренных ограничений связано со стадией процесса разработки и обуславливает выбор метода регулирования. Основными материалами, на которых основываются предложения по регулированию разработки месторождения являются карты разработки и карта изобар, рисунок 13.1 (а). Карта текущих запасов отражает изменение отборов газа из скважин по площади участка залежи, рисунок 13.1 (б).

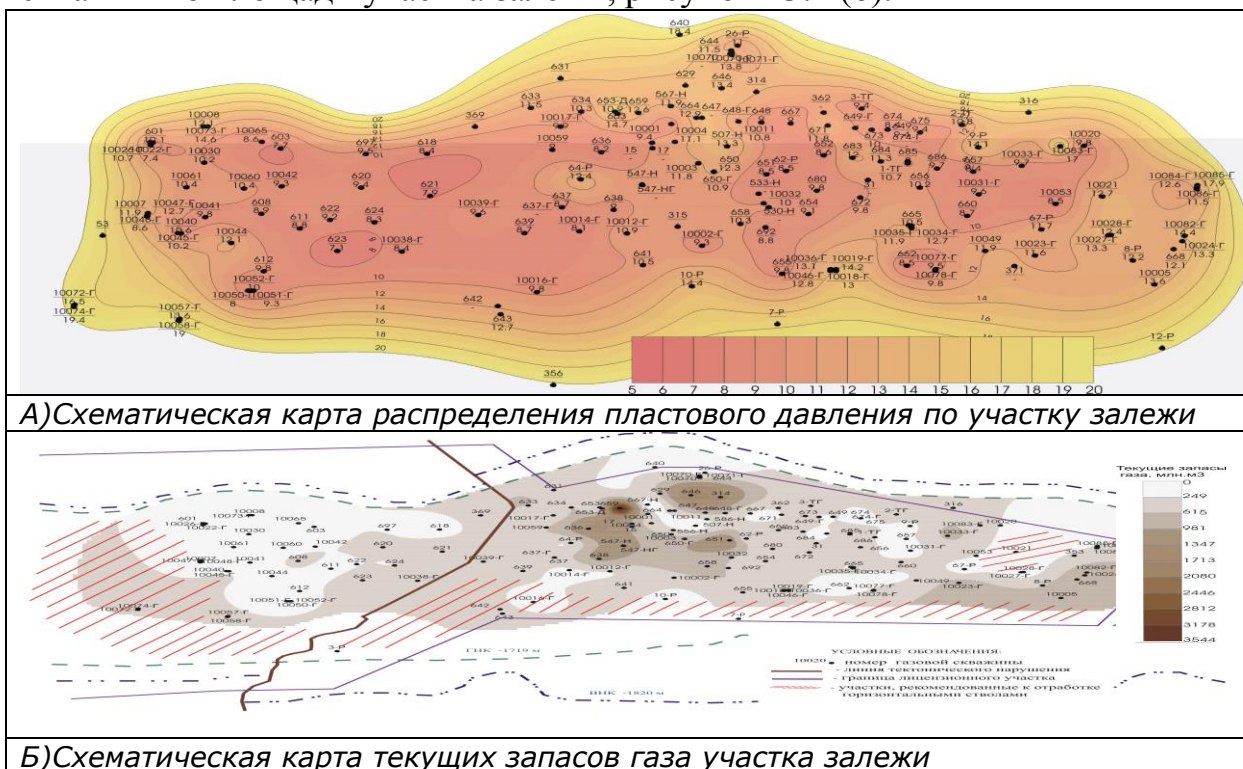


Рисунок 13.1- Карта распределения давления и текущих запасов участка разработки залежи газа

Для регулирования процесса разработки играет карта изобар, которую строят на основании результатов измерения пластового давления в добывающих и нагнетательных скважинах после их остановки, рисунок 13.1 (а). А так как изменное давление еще не определяет направление фильтрации в пласте, то оно пересчитывается в приведенное, после чего получают карту изобар. По карте изобар устанавливают основные направления потоков газа (жидкости) в пласте. Важными и основными картами разработки являются карты текущих и суммарных отборов, рисунок 13.2 (а,б), которые строятся ежегодно по залежи в целом по всем работающим скважинам.

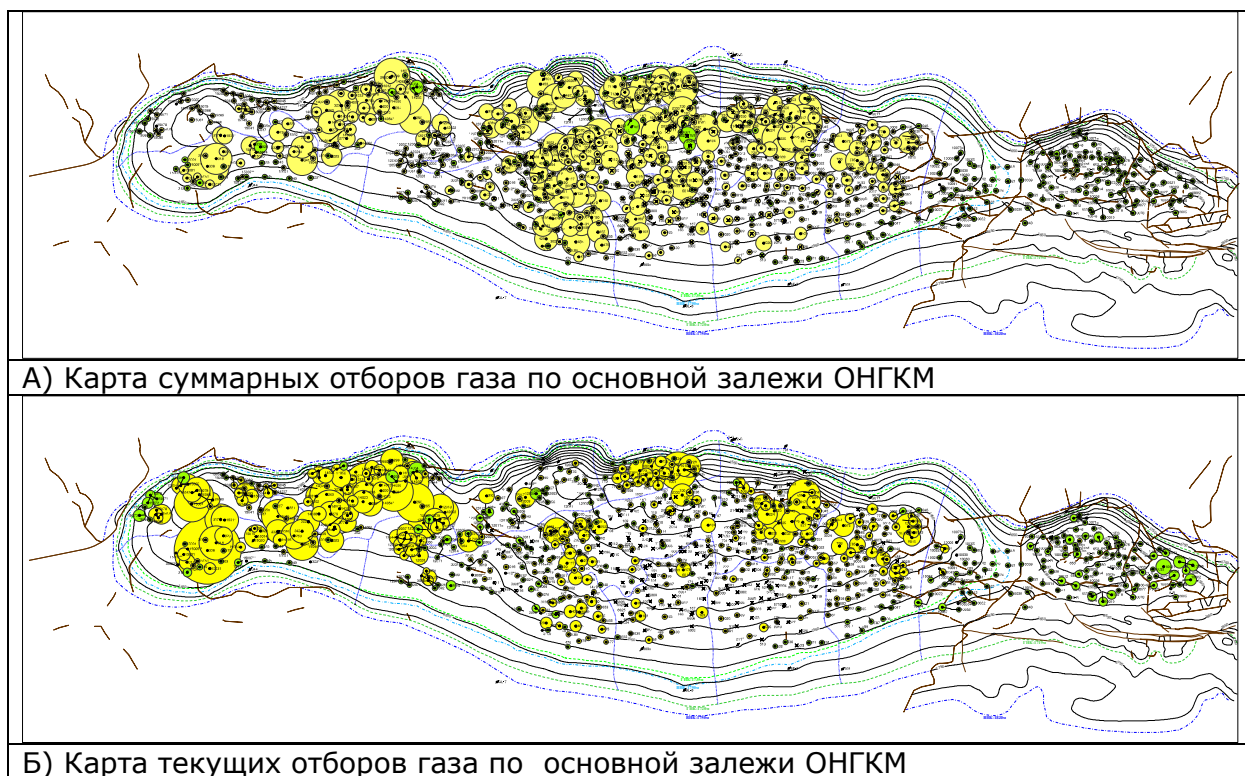


Рисунок 13.2- Карты суммарных и текущих отборов газа.

Карты изобар, текущих и накопленных отборов, карты обводнения, дренируемых запасов, а также графики разработки характеризуют изменение добычи нефти, воды, газа, пластового давления во времени оценивают состояние разработки залежи нефти, по ним намечают мероприятия по регулированию разработки для достижения более высокой нефтеотдачи.

Принятие решений по выбору метода регулирования и установлению эффективности процесса разработки основывается на данных контроля и анализа. Под *контролем процесса* разработки понимают сбор, обработку и обобщение первичной информации о нефтяной залежи с целью получения сведений о текущем состоянии и динамике показателей разработки. Процесс разработки контролируется постоянно и регулярно. По мере накопления данных периодически, а также перед составлением каждого проектного

документа выполняют *анализ процесса разработки, который* включает комплекс исследований, расчетов и логических выводов.

При разработке месторождений нефти и газа обязателен высокий уровень организации контроля за промыслово-геологическими параметрами, дебитами скважин по нефти, газу и жидкости, их продуктивностью, обводненностью скважин, газовым фактором, приемистостью нагнетательных скважин, поведением пластового давления, температуры, газосодержания, уточнения свойств коллектора и флюида.

1. Дебит скважины *по жидкости* (безводной по нефти, обводненной по нефти и воде) измеряется в т/сут с помощью автоматизированных групповых установок типа "Спутник" с периодичностью два раза в месяц. В результате определяют обводненность продукции скважины, т.е. содержание воды и растворенного газа в процентах во всей жидкости. Помимо работы в системе "Спутник" обводненность продукции скважин определяют по пробам жидкости, отобраным из выкидных линий скважины, с помощью аппарата Дина и Старка, центрифугированием или другими методами.

Дебит попутного газа измеряют на групповых установках турбинным газовым счетчиком типа "Агат-1", а при использовании индивидуальной замерной установки и турбинным счетчиком или дифференциальным манометром с дроссельным устройством, устанавливаемым на выходе из трапа.

2. Промысловый газовый фактор (в $\text{м}^3/\text{т}$) вычисляют как отношение дебита попутного газа к дебиту сепарированной нефти, содержание газа в пласте определяют в лабораторных условиях по глубинной пробе с учетом ступенчатого или дифференциального разгазирования, последнее исследование необходимо для подсчета запасов.

3. Приемистость *нагнетательной скважины* (в $\text{м}^3/\text{сут}$) измеряют счетчиком или расходомером диафрагменного типа, установленным на кустовой насосной станции. Поскольку один разводящий водовод часто обеспечивает водой две-три скважины, замер приемистости скважины следует производить при остановке других скважин, питающихся из того же водовода. При использовании индивидуальных насосов для нагнетательных скважин их приемистость определяют индивидуально.

4. Дебиты скважин при добыче природного газа *измеряют* на групповых или централизованных газосборных пунктах *с помощью расходомеров разных конструкций, часто называемых дифференциальными манометрами (по типу поплавковыми, мембранными, сильфонными и другими)*. Для разведочных скважин, не подключенных к газопроводу, а также для скважин с устьевым давлением, меньшим, чем давление в промысловом газопроводе после узла измерения дебита, часто используют метод критического истечения с использованием соответствующего диафрагменного измерителя (ДИКТ).

5. При разработке многопластовых эксплуатационных объектов или объектов большой толщины большое значение имеет определение

рассмотренных показателей отдельно по пластам и интервалам пласта. В добывающих и нагнетательных скважинах эту задачу решают, главным образом применяя аппарат для глубинной потокометрии и термометрии, а также косвенный метод по коэффициенту светопоглощения (КСП), который разный для разных нефтей и продуктивных пластов. Он определяется по результатам исследований. На практике добычу нефти из скважин, совместно эксплуатирующих несколько пластов, делят пропорционально вскрытой эффективной толщине пласта.

Вопросы техники, технологии контроля за рассмотренными показателями работы скважин и пластов в них, а также приемы интерпретации получаемых замеров излагаются в инструкциях и методических рекомендациях по исследованию скважин и пластов.

Для каждого объекта с учетом характера изменчивости показателей работы скважин должна быть установлена периодичность их замеров таким образом, чтобы количество определений было достаточным для получения в результате их статистической обработки надежных средних значений за отчетные периоды времени (месяц, квартал).

13.2 Документация учета показателей работы скважин

Каждая скважина представляет собой дорогостоящее сооружение, поэтому полноценное использование ее — одно из важных требований разработки. Его выполнение обеспечивается: *правильным выбором конструкции скважины, интервалов перфорации, способа эксплуатации, подбором типа и режима оборудования для подъема жидкости, своевременным выполнением ремонтно-изоляционных работ, установлением режима отбора жидкости (газа), оптимизацией работы и др.* В течение продолжительного периода использования скважины в ее техническое состояние и режим работы *вносятся изменения*: может быть изменено и само назначение скважины, может быть осуществлен перевод ее на другой горизонт и т.д. Все стороны процесса эксплуатации каждой скважины систематически отражаются в документах. Эти документы: эксплуатационная карточка (карточка добывающей скважины); карточка нагнетательной скважины; карточка по исследованию скважины; паспорт скважины.

В эксплуатационной карточке добывающей скважины отмечают:

- ежедневные дебиты скважины по нефти (газу) и попутной воде; газовый фактор;
- часы работы и простоя скважины, причины простоя; изменения способа эксплуатации;
- характеристики оборудования или режима его работы.

За каждый месяц подводятся итоги:

- добыча нефти; добыча воды; обводненность месячной продукции;

- число часов работы и простоя; среднесуточные дебиты скважины по жидкости и нефти; значения среднего газового фактора.

В карточке нагнетательной скважины записывают:

- приемистость скважины; давление нагнетания воды (или другого агента);
- число часов работы и простоя; причины простоя.

Фиксируют показатели работы нагнетательной скважины за месяц:

- количество закачанной воды; число часов работы и простоя;
- среднесуточную приемистость; среднее давление на устье скважины.

В карточку по исследованию скважины вносят: дату и вид исследования (замеров); данные о режиме работы скважины и внутрискважинного оборудования в период исследования; глубину и продолжительность замера; тип прибора; результаты проведенных замеров.

Паспорт скважины — основной документ, отражающий всю историю скважины с начала ее бурения до ликвидации и содержащий следующие данные:

- общие сведения (назначение скважины; местоположение (координаты);
- альтитуда устья; даты начала и окончания бурения; способ бурения; глубина забоя;
- целевой горизонт; дата ввода в эксплуатацию); геолого-технический разрез скважины;
- литолого-стратиграфическая колонка; основные кривые геофизического комплекса исследований скважины; схема ее конструкции; характеристика кривизны;
- характеристику продуктивных пластов и фильтра:
 - глубина кровли и подошвы пластов; интервалы перфорации;
 - характеристика открытого забоя или тип перфорации и ее плотность;
 - результаты освоения скважины: вскрытый пласт, начало освоения;
 - среднесуточные показатели за первые 30 дней работы;
 - способ эксплуатации; дебиты по нефти, газу, жидкости, воде; показатели давления;
 - коэффициент продуктивности; физическую характеристику пластов эксплуатационного объекта: описание пород; коэффициенты пористости;
 - проницаемости; нефтегазоводонасыщенности; неоднородности;
 - положение ВНК (ГНК, ГВК);
 - результаты исследования пластовой и поверхностной нефти (плотность, вязкость, объемный коэффициент, содержание парафина, серы, смол и асфальтенов, место взятия проб);
 - характеристику газа (содержание метана, этана, пропана, бутана, высших УВ, углекислого газа, сероводорода, азота, кислорода, плотность при стандартных условиях);

➤ характеристику способов эксплуатации (способ эксплуатации, период его применения, тип и техническая характеристика оборудования, его теоретическая производительность и режим работы);

➤ аварийные и ремонтно-изоляционные работы в скважине (данные о технических дефектах скважины, характеристика проведенных ремонтных работ, изменения в конструкции скважины, в интервалах перфорации, в положении искусственного забоя).

Паспорт содержит: сводную таблицу работы скважины; месячные и годовые показатели (из карточки скважины); суммарные показатели с начала эксплуатации скважины.

13.3 Документация по залежи (участку)

Для обобщения результатов эксплуатации всей совокупности пробуренных скважин объекта разработки составляют следующие документы: геологический отчет по эксплуатации скважин; карта текущего состояния разработки; карта суммарных отборов и закачки по скважинам;

технологический режим работы скважин.

Названные документы используют для обоснования мероприятий по регулированию разработки и для составления проектных документов.

Геологический отчет по эксплуатации скважин составляют ежемесячно. Отчет состоит из двух частей — по добывающим и по нагнетательным скважинам. Скважины группируют по объектам и способам эксплуатации. По каждой скважине в отчете показывают месячную добычу нефти, газа, воды, объем закачанной воды, среднесуточные дебиты (приемистость), число часов работы и простоя скважины, причины простоя. В конце отчета приводят итоговые данные по объекту в целом.

Карту текущего состояния разработки обычно строят ежеквартально, итоговую на начало каждого года. Для построения карты используют план расположения точек пересечения скважин с кровлей объекта. Точка, обозначающая добывающую скважину, служит центром круга, площадь которого отвечает среднесуточному дебиту скважины по жидкости (газу) за последний месяц квартала. В круге выделяется сектор, соответствующий обводненности продукции (1 % обводненности соответствующий 3,6°). На карте показывают местоположение начальных и текущих контуров нефтегазоносности, выделяя различными условными обозначениями участки объекта, заводненные полностью и частично пластовой и нагнетаемой водой. При объединении в объект разработки нескольких пластов карты составляют для объекта в целом и отдельно для каждого пласта.

Карту суммарных отборов и закачки по скважинам составляют обычно один раз в год (на конец года). На карте в виде кругов отражают добычу жидкости (газа), накопленную с начала эксплуатации скважины. Условные обозначения применяют те же, что и на карте текущего состояния

разработки, но в кругах выделяют секторы, соответствующие добыче, накопленной при разных способах эксплуатации. В сочетании с картой, отражающей распределение удельных запасов нефти на единицу площади (или на одну скважину), карта суммарных отборов и закачки позволяет оценить степень выработанности запасов в разных частях объекта.

Технологический режим работы скважин составляют с учетом задач по развитию добычи нефти (газа) и регулированию процесса разработки. В этом документе по каждой из действующих скважин приводятся среднесуточные показатели фактической работы скважин и показатели, рекомендуемые на предстоящий период. По новым и бездействующим скважинам, планируемым к вводу в эксплуатацию, приводятся намечаемые показатели.

Геолого-промысловая документация по объектам разработки в целом.

Показатели добычи нефти и газа по объекту в целом отражаются в двух главных документах — в паспорте объекта разработки и на графике разработки. В паспорте объекта разработки приводятся сведения, отражающие промыслово-геологическую характеристику эксплуатационного объекта, проектные и фактические показатели разработки. Геологическая характеристика включает тот же набор сведений, что и по отдельным скважинам, но в среднем для объекта: средние параметры объекта до начала разработки; свойства нефти в пластовых условиях и на поверхности; свойства газа; свойства пластовой воды (плотность, вязкость, щелочность, жесткость, содержание анионов и катионов); данные о начальных запасах нефти (балансовые, извлекаемые, конечный коэффициент извлечения нефти, дата утверждения запасов); данные об остаточных запасах нефти на начало каждого года (балансовые, извлекаемые запасы, текущий коэффициент извлечения нефти).

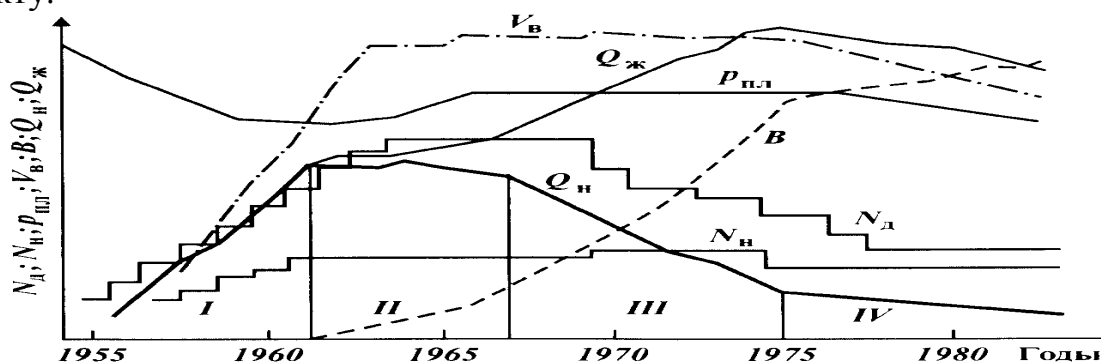
Проектные показатели разработки приводятся в паспорте объекта по последнему утвержденному проектному документу. С принятием нового проекта проектные показатели на последующие годы корректируются. При этом приводятся: максимальная годовая добыча нефти (газа), жидкости и годы их достижения; максимальный объем закачки воды или других агентов и год его достижения; основной фонд скважин добывающих, нагнетательных и специальных; количество резервных скважин; количество пробуренных добывающих скважин в год достижения максимальной добычи нефти (газа); средняя плотность сетки скважин добывающих и нагнетательных во внешнем контуре нефтегазоносности и в зоне разбуривания; плотность сетки в зоне размещения добывающих скважин; средний дебит одной добывающей скважины в год выхода на максимальную добычу; средняя приемистость нагнетательной скважины при максимальной закачке воды; удельные извлекаемые запасы нефти (газа) на одну скважину; разновидность заводнения или другого метода воздействия; основной способ эксплуатации скважин.

Фактические показатели разработки объекта по годам (на конец года) для нефтяных эксплуатационных объектов приводятся в виде таблицы, в которой отражаются:

- добыча нефти за год в тоннах и в процентах начальных извлекаемых запасов;
- добыча нефти с начала разработки в тоннах и в процентах начальных извлекаемых запасов;
- текущий коэффициент извлечения нефти;
- добыча воды за год и с начала разработки в т;
- среднегодовая обводненность продукции в процентах;
- добыча жидкости за год и с начала разработки в м^3 в переводе на пластовые условия;
- закачка воды за год в м^3 и в процентах годового отбора жидкости в пластовых условиях;
- закачка воды с начала разработки в м^3 и в процентах накопленной с начала разработки жидкости в пластовых условиях;
- добыча попутного газа за год в м^3 ;
- средний газовый фактор;
- фонд добывающих скважин;
- фонд нагнетательных скважин (всего пробурено, в том числе: под закачкой, в эксплуатации на нефть, в бездействии и консервации);
- число скважин, введенных за год в эксплуатацию после бурения;
- число добывающих, нагнетательных скважин;
- число добывающих скважин, выбывших из действующего фонда;
- число специальных скважин;
- средний дебит одной новой добывающей скважины;
- среднее пластовое давление на конец года в начальном контуре нефтеносности и в зоне отбора.

Кроме того, в этой таблице дается информация о фонде добывающих скважин и среднем дебите одной скважины при разных способах эксплуатации (фонтанный, газлифтный, механизированный ЭЦН, ШГН и др.), а также о числе скважин, работающих с содержанием воды в продукции до 2; 2—20; 20—50; 50—90; более 90 %.

Аналогичный паспорт ведется и по газовому эксплуатационному объекту.



Q_n – добыча нефти; $Q_{ж}$ – добыча жидкости; B – обводненность продукции; V_v – объем закачки воды; $P_{пл}$ – пластовое давление; $N_n, N_{н}$ – фонд действующих соответственно добывающих I, II, III, IV – стадии разработки

Рисунок 13.3- График разработки для эксплуатационного объекта

График разработки (рисунок 13.3) составляется для эксплуатационного объекта и представляет собой комплекс кривых, отражающих в масштабе динамику основных годовых показателей разработки. На графике должны быть приведены кривые изменения: добычи нефти, добычи жидкости, обводнения продукции, действующего фонда добывающих скважин, количества нагнетательных скважин, находящихся под закачкой воды (или другого агента), закачки воды за год в процентах годового отбора жидкости, пластового давления. В зависимости от решаемой задачи и геолого-промысловых особенностей залежи график разработки может дополняться кривыми изменения других показателей, приводимых в паспорте объекта разработки.

При необходимости сравнения графиков разработки различных объектов годовую добычу нефти и жидкости приводят в виде темпов разработки. При этом на оси абсцисс откладывают не время (годы), а коэффициент извлечения нефти или отношение (в %) накопленной добычи к начальным извлекаемым запасам. На графике разработки каждого объекта отмечают границы между стадиями разработки.

Анализ графика разработки и сравнение фактических показателей разработки с проектными дают возможность на любом этапе эксплуатации объекта оценивать эффективность реализуемой системы разработки и обосновывать при необходимости меры по ее совершенствованию.

На основании опыта разработки нефтяных месторождений установлен следующий порядок проектирования и содержания основных проектных документов: схема опытной эксплуатации; технологическая схема разработки; проект разработки; комплексный проект разработки.

Схема опытной эксплуатации составляется с целью получения дополнительных данных о геолого-промысловых характеристиках пласта, пластовых жидкостях, условиях эксплуатации скважин с определением предельных депрессий и предельных дебитов, проведения исследовательских работ гидропрослушивания, изучения приемистости нагнетательных скважин. Схема опытной эксплуатации обосновывает первоочередное бурение добывающих скважин, когда разведка месторождения еще не закончена, запасы нефти и газа еще не утверждены в ГКЗ (Государственная комиссия по запасам). Схема опытной эксплуатации составляется с учетом данных опробования разведочных скважин и предварительной оценки запасов нефти. В содержании схемы опытной эксплуатации находят отражение следующие вопросы:

- кратко освещается геологическое строение месторождения и геолого-физическая характеристика пластов и жидкостей;
- выполняется ориентировочный подсчет запасов нефти и газа;

-рассчитываются (ориентировочно) основные технологические показатели по добыче нефти, газа, воды, изменению пластового давления на несколько лет разработки, определяется расположение и число добывающих скважин;

-намечаются работы по опытной закачке воды или испытанию других способов воздействия на залежь;

-обосновывается необходимый комплекс геолого-промысловых и геофизических исследований;

-определяется (ориентировочно) объем капитальных вложений и ожидаемая себестоимость нефти.

Схемы опытной эксплуатации для не крупных месторождений составляются технологическими отделами объединений, ЦНИЛами. После согласования с территориальными органами Госгортехнадзора схема утверждается в нефтедобывающем объединении. Для крупных месторождений схемы опытной эксплуатации составляются научно-исследовательскими и проектными институтами, согласовываются с органами Госгортехнадзора, объединениями и утверждаются Министерством.

Технологическая схема разработки составляется для месторождений со значительной сложностью геологического строения, когда запасы нефти утверждены в ГКЗ по невысоким категориям (В и С₁), а результаты разведки и опытной эксплуатации не позволяют окончательно определить систему разработки. Цель технологической схемы:

1) наметить систему расстановки скважин на залежи и установить их число;

2) установить необходимость и наметить систему поддержания пластового давления;

3) определить изменение технико-экономических показателей разработки на срок до 10 — 15 лет;

4) установить порядок разбуривания объектов при многопластовом месторождении и очередность бурения скважин на объекте;

5) обосновать необходимый комплекс исследований с целью контроля за разработкой и получения дополнительной информации о геолого-промысловых характеристиках объектов разработки.

Технологическая схема разработки по содержанию включает следующие разделы:

Геологическая часть. Здесь приводятся данные о геологическом строении месторождения, результаты изучения коллекторских свойств продуктивных пластов, свойств пластовых жидкостей, дается оценка нефтеносности и запасов нефти и газа, освещается состояние опытной эксплуатации залежей нефти.

Технологическая часть. В этой части обосновываются исходные данные к гидродинамическим расчетам, устанавливается схема (варианты) разработки и методика гидродинамических расчетов.

Выполняются гидродинамические расчеты по определению технологических показателей вариантов разработки на 10 - 15 лет.

Экономическая часть. В ней обосновывается эффективность вариантов разработки с определением объема капитальных вложений, эксплуатационных затрат, себестоимости, сроков окупаемости капитальных вложений и т. д.

В заключительной части технологической схемы даются рекомендации по внедрению выбранного варианта разработки с обоснованием комплексов исследований скважин и наблюдений за состоянием разработки месторождения с целью получения обширной геолого-промысловой информации для последующего составления проекта разработки.

Технологическая схема, как правило, составляется научно-исследовательскими и проектными институтами, согласовывается в окружном Госгортехнадзоре и объединении и утверждается Министерством энергетики.

Проект разработки составляется для месторождения, введенного в разработку на основе схемы опытной эксплуатации, когда геологическое строение месторождения несложное, или технологической схемы. Проект разработки определяет и обосновывает те же вопросы, что и технологическая схема с более глубокой их проработкой. Так, технологические и экономические показатели определяются по этапам и за весь срок разработки. В проекте обосновывается конечная нефтеотдача и методы ее повышения, намечаются мероприятия по регулированию процесса разработки. Обосновывается резервный фонд скважин. Гидродинамические расчеты в проекте разработки выполняются с учетом неоднородности продуктивных пластов с использованием апробированных методик.

При разработке крупных месторождений составляются *комплексные проекты* (схемы) разработки, в которых вместе с обоснованием системы разработки дается схема обустройства нефтяного месторождения с решением следующих задач: проектирование сбора, подготовки и транспорта нефти и газа; определение объема и очередности строительства объектов сбора; проектирование объектов поддержания пластового давления (водозаборы, насосные станции, кустовые насосные станции и т. д.); проектирование строительства дорог, линий электропередач, баз производственного обслуживания и т. д. Составление комплексных проектов (схем) способствует ускорению ввода месторождений в разработку.

При разработке крупных многопластовых месторождений предпочтение отдается составлению *генеральных технологических схем разработки* (Генсхема). В Генсхеме решаются основные вопросы разработки многопластового месторождения в такой последовательности.

1. На основании результатов геолого-промыслового изучения многопластового месторождения намечаются различные варианты воздействия, в частности, законтурное и внутриконтурное заводнения, включая площадные системы, в различных вариантах выделения объектов

разработки. Рассматриваются вопросы эксплуатации каждого горизонта самостоятельной сеткой скважин и различные сочетания объединения нескольких горизонтов в один объект с единой сеткой скважин.

2. Оцениваются добычные возможности намечаемых вариантов разработки при различном числе добывающих и нагнетательных скважин, включая варианты интенсификации процесса увеличения перепада давления между нагнетательными и добывающими скважинами. Определяются технико-экономические показатели разработки по отдельным объектам и месторождению в целом.

На основании комплексного геологического, технологического и экономического анализа выбирается вариант, отвечающий требованиям рациональной системы разработки. Критерием в выборе варианта служит минимум затрат на разработку месторождения в целом при условии выполнения планового задания на добычу нефти. Таким образом, многие вопросы разработки многопластового месторождения должны решаться не по отдельно выделенному горизонту (объекту), а для месторождения в целом. Практика проектирования и разработки месторождений показывает, что наилучшие технологические результаты достигаются при условии совпадения линий нагнетания в плане для всех объектов разработки многопластового месторождения и особенно при внедрении внутриконтурного заводнения.

Нарушение принципа единых совмещенных линий нагнетания («разрезания») может привести к перетокам жидкости между пластами через литологические окна и неплотности цементного кольца за колонной. Кроме того, совпадение линий нагнетания по различным горизонтам позволяет осуществить систему одновременной раздельной закачки воды в два горизонта через одну скважину. Наилучшие технико-экономические показатели разработки достигаются при одновременном вводе в разработку всех объектов. Преимущество одновременного ввода всех объектов в разработку состоит в лучшей технологии выработки запасов нефти, лучшей организации работ по разбурированию месторождения, обустройству и добыче нефти. Принятие условия совпадения линий нагнетания по нескольким горизонтам на крупном многопластовом месторождении позволяет вводить его в разработку отдельными участками, блоками.

В первую очередь вводятся в разработку блоки (участки) с наибольшей плотностью запасов и с лучшей геолого-промысловой характеристикой. Такой подход к реализации системы разработки многопластового месторождения позволяет быстро наращивать добычу, а последующим вводом в разработку менее продуктивных участков (блоков) поддерживать добычу на достигнутом высоком уровне.

13.4 Рабочий стол промыслового геолога по видам проектных документов

Рабочий стол промыслового геолога по видам проектных документов на разработку, подсчет запасов, исследований скважин и пластов, проектов геолого-разведочных работ, стадийность, назначение и задачи разработан Савинковой Л.Д. Регламентные документы, стандарты Гостов и методические рекомендации по вопросам разработки, подсчета запасов, анализов обобщения исходной информации в электронном виде представлены каждому студенту для самостоятельной проработки документов.

1.Регламентные документы и методические рекомендации для подсчета запасов

1 Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом, «ВНИГНИ», НПЦ «Тверьгеофизика»; под ред. д.г.-м.н В.И. Петерсилье, к.г.-м.н В.И. Порожун, д.г.-м.н Г.Г. Яценко.- М.,2003.

2 Левянт В.Б Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D,3D) для подсчета запасов нефти и газа, ЦГЭ, /В.Б Левянт, Ю.П. Ампилов, В.М Глоговский, В.В Колесов.- М; 2006-39с.

3 Временная классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов: приказ от 07.02.2001 №126 министерство природных ресурсов России.

4 Методические рекомендации по составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов, ФГУ «ГКЗ», протокол МПР России №11-17/0044 от 03.04.2007г.

5 Инструкция по применению Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов: инструкция по применению. М: Изд. ГКЗ СССР,1984.-64 с.

6 Методическое руководство по Количественная и экономическая оценка ресурсов нефти, газа и конденсата в России: методическое руководство.- М., институт «ВНИГНИ», 2000.-189 с.

7 Методика планирования и учета расходов на освоение природных ресурсов.- ОАО «Газпром», М.,2003.

8 Методические рекомендации по составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов.- Москва, МПР России от 03.04.2007 №11-17/0044

9 Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов МПР и Эк. РФ: приказ от 1 ноября 2013г № 477

2. Для оценки извлекаемых запасов нефти и коэффициента нефтеизвлечения

1 Методическое руководство по расчету коэффициента извлечения нефти из недр. РД 39-0147035-214, М, 1986.

2 Методические рекомендации по составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения нефти, ФГУ «ГКЗ», 2008.

3 Методические рекомендации для выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований скважин и пластов, комплексного исследования керна

1 РД 153-39.0-109-01. Методические указания, комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений.

2 Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах, Минтопэнерго РФ и МПР РФ: приказ от 28.12.99, №444/323, согласовано с Ростехнадзором РФ 15.11.99 г.

3 РД 153-39.4-042-99. Инструкция по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количественных и качественных показателей нефти. - М., 1999.

4 РД 39-0147716-505-85. Порядок отбора, привязки, хранения, движения и комплексного исследования керна и грунтов нефтегазовых скважин, утв. Миннефтепромом СССР 20.11.1985 г.

5 Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов (14 сентября 2002 , № 174(3042)

4 Методические рекомендации по созданию геолого-промысловых моделей залежей углеводородов

1 РД 153-39.0-047-00. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений, 2000.

2 «О порядке приемки и экспертизы трехмерных цифровых геологических и гидродинамических моделей, создаваемых при подсчете и пересчете запасов месторождений углеводородного сырья: положение ФГУ «ГКЗ», утверждено 16.03.2010 г. Подтуркиным Ю.А.

3 Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. В 2-х частях. Часть 1. Геологические модели. Под ред. Лисовского Н.Н., ВНИИОЭНГ, 2003.-164с.

4 Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. В 2-х частях. Часть 2. Фильтрационные модели. Под ред. Лисовского Н.Н., ВНИИОЭНГ, 2003.-228 с.

5 Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D 3D) для подсчета запасов нефти и газа, МПР России, 2006 г

6 Методические указания по составлению геологических проектов глубокого бурения при геолого-разведочных работах на нефть и газ, Москва, 1996 г

7 Проект «Правила строительства, эксплуатации и ликвидации поисково-разведочных нефтяных и газовых скважин» НЦ РИТ, ЕАГО, ЦГЭ.- 2012 г

5. Регламенты, пособия, правила на проектирование системы разработки месторождения

1 Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. Приложение к приказу МПР №61 от 21.03.2007 г, М.- 2007.

2 Руководство по исследованию природных газоконденсатных систем с целью подсчета балансовых и извлекаемых запасов, компонентов природного газа, проектирования, анализа и контроля за разработкой месторождений ОАО «Газпром», Р Газпром 2-3.3-303-2009.

3 Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов. Ростехнадзор, приказ №22 от 22.05.2002г, зарегистрирован в Минюсте РФ 30.08.2002г под №3759. РД 08-492-02.

4 Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений, РД 153-39-007-96, 1996.

5 РД 153-39.0-110-01. Методические указания. Геолого-промысловый анализ разработки нефтяных и газонефтяных месторождений, 2002.

6 РД 153-39.1-004-96. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов и новых технологий, 1996.

7 Правила разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений, Миннефтепром, М.1987

8 РД 153-39.1-004-96. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов и новых технологий, 1996.

9 Правила техники безопасности в нефтяной и газовой промышленности, ПБ-08-624-03, Ростехнадзор, приказ № 56 от 05.06.2003, зарегистрирован в Минюсте РФ под №4812 от 20.06.2003г.

6. Методические указания по составлению проектов ГРП, правила охраны недр и инструкция по охране окружающей среды

1 Методические указания по составлению геологических проектов глубокого бурения при геолого-разведочных работах на нефть и газ. Роскомнедра (приказ №70 от 10.07.1996), М.,1995.

2 Правила охраны недр: приказ от 06.06.2003 № 71; зарегистрирован в Минюсте РФ под №4718 от 18.06.2003г. / Гостехнадзор.

3 РД 39-133-94. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше, 1994 г.

4 Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России; утверждено Научным Советом по совершенствованию количественной и экономической оценки ресурсов нефти, газа и конденсата 16 июня 2000 г.- М.

5 Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата в России, - М.: Институт ВНИГНИ, 2000, 189 с (утверждено 16.06.2000 Научным Советом по совершенствованию количественной и экономической оценке ресурсов УВ).

7 Нефтегаз стандарт 2010

ГОСТ Р 55415-2013 Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Правила разработки. Поиск, разведка и разработка месторождений нефти и газа. Правила гидродинамических исследований скважин и пластов. Проект национального стандарта / Вестник ЦКР. – 2007 - № 2

13.5 Контроль пластового давления и температуры

Пластовое и забойное давление при разработке залежей. Энергетические ресурсы залежи на каждом этапе ее разработки характеризуются значением пластового давления $P_{пл\text{тек}}$.

С началом эксплуатации залежи в результате отбора из нее нефти (газа) в зоне отбора происходит снижение пластового давления. В последующем в зависимости от режима работы залежи, годовых объемов добычи и т.д. в изменении пластового давления могут наблюдаться различные тенденции.

Пластовое давление в продуктивном горизонте на какую-либо дату, устанавливаемое при работе практически всего фонда скважин, называют текущим или динамическим пластовым давлением.

Получение и анализ данных о текущем пластовом давлении в различных точках залежи и по залежи в среднем является важнейшей частью контроля за разработкой залежи. Использовать для контроля за изменением пластового давления абсолютные его значения неудобно, особенно при большой высоте залежи, поскольку значение начального пластового давления тесно связано с глубиной залегания пласта увеличивается с возрастанием глубины. В процессе разработки на одних участках залежи давление может снижаться, на других стабилизироваться, на третьих возрастать. Рост давления после некоторого периода его снижения может быть обусловлен уменьшением отбора жидкости из пластов или

искусственным воздействием на пласты. Выявление этих, иногда противоположных тенденций на фоне различных, обусловленных глубинами залегания горизонта значений начального давления в разных частях залежи, встречает значительные трудности. Поэтому при контроле за энергетическим состоянием залежи обычно пользуются значениями приведенного пластового давления.

Приведенное пластовое давление — это давление, замеренное в скважине и пересчитанное на условно принятую горизонтальную плоскость. Обычно это плоскость, соответствующая значению средней абсолютной отметки начального ВНК или ГВК. В некоторых случаях могут быть использованы и другие горизонтальные плоскости, например, при большой высоте залежи — плоскость, делящая объем залежи пополам. Положение поверхности приведения сохраняется постоянным до завершения разработки. Приведенное давление $P_{пл.пр.}$ вычисляют по формуле:

$$P_{пл.пр.} = P_{пл.з.} \pm \rho gh,$$

где $P_{пл.з.}$ — замеренное в скважине пластовое давление;

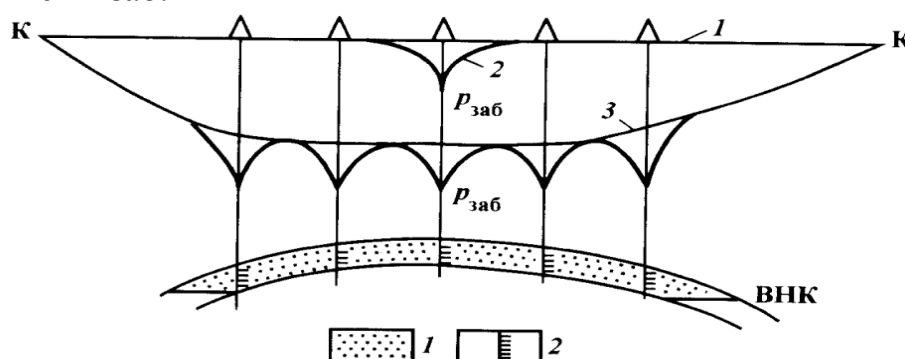
h — расстояние между точкой замера и условной плоскостью;

ρ — плотность воды, нефти или газа (в зависимости от того, в какой скважине — нагнетательной, добывающей нефтяной или газовой — сделан замер),

g — ускорение свободного падения.

Поправку ρgh вычитают при положении точки замера давления ниже условной плоскости и прибавляют при ее положении выше этой плоскости. Характер распределения приведенного текущего пластового давления в пределах залежи можно показать в виде схематического профиля. При вводе в эксплуатацию первой скважины в пласте происходит радиальное движение жидкости или газа к ней, и вокруг скважины образуется локальная (местная) воронка депрессии давления. В пределах воронки давление изменяется по логарифмической кривой 2. При этом начальное пластовое давление остается практически постоянным. Линия 2 в сочетании с линией 1 отражает распределение давления в пласте после ввода первой скважины.

Давление в пласте у забоя скважины при ее работе называют забойным давлением $P_{заб.}$



а-залежь; б –интервал перфорации;давление : 1-начальное пластовое (приведенное); 2- в пласте возле первых, введенных в разработку скважин; 3-приведенное динамическое пластовое давление после ввода многих скважин; Рзаб-забойное давление ; К-контур питания.

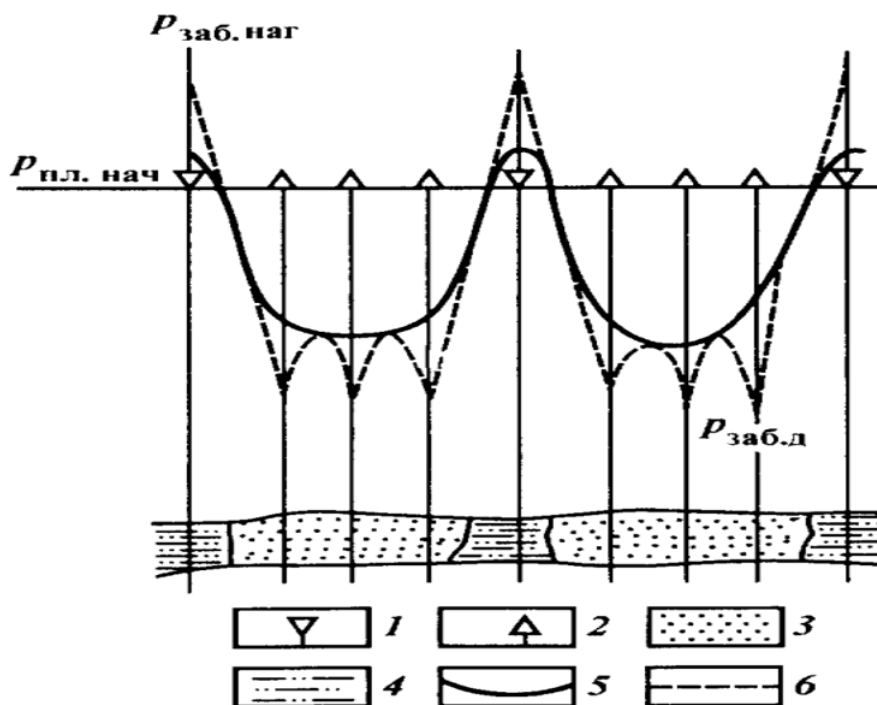
Рисунок 13.4 –Схематический профиль приведенного пластового давления залежи при естественном водонапорном режиме

По мере разбуривания залежи, дальнейшего ввода скважин в эксплуатацию и увеличения таким путем общего отбора жидкости из залежи воронки депрессии давления на забоях скважин сближаются, одновременно происходит постепенное снижение пластового давления в залежи в целом. Образуется общая для залежи воронка депрессии давления, осложненная локальными воронками скважин.

Повышенное положение точек на кривой давления между действующими скважинами соответствует значению текущего пластового давления. Кривая 3 на рисунок 13.4, проходящая через эти точки, характеризует текущее пластовое давление в залежи. Видно, что приведенное текущее пластовое давление снижается от контура питания к центральной части залежи.

Характер распределения в пласте давления при внутриконтурном нагнетании в пласт воды или другого рабочего агента (в приведенном случае при разрезании залежи на блоки) показан на рисунке 13.5. Локальные воронки действующих нагнетательных скважин обращены вершинами вверх.

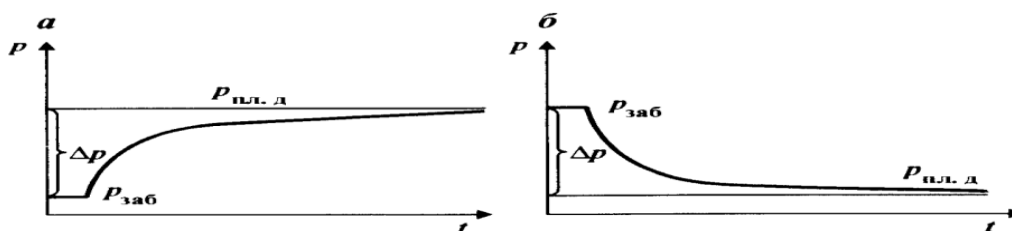
Динамическое пластовое давление вблизи нагнетательных скважин обычно превышает начальное пластовое давление на 15 - 20 %, а иногда и более. Положение каждого разрешающего ряда соответствует искусственному контуру питания. Динамическое пластовое давление в различных частях залежи можно определить путем замера его в имеющихся отдельных простаивающих скважинах и в специально останавливаемых единичных скважинах (при сохранении фонда ближайших к ним скважин в работе). Замеренное в остановленной скважине давление будет соответствовать динамическому при условии, что замер выполнен после прекращения движения жидкости в прискважинной зоне и стволе скважины.



Скважины: 1 — нагнетательные, 2 — добывающие; части пласта: 3 — нефтенасыщенные, 4 — промытые водой, 5 — динамическое пластовое давление (общие воронки депрессии давления); 6 — локальные воронки депрессии (репрессии); $P_{пл. нач}$ — начальное пластовое (приведенное) давление; забойное давление: $P_{заб. д}$ — в нагнетательной скважине, $P_{заб. наг}$ — в добывающей скв. от забойного до динамического пластового

Рисунок 13.5- Схематический профиль приведенного пластового давления залежи при внутриконтурном нагнетании воды

Значения забойного давления в скважине определяют в период установившегося режима ее работы, пластового после продолжительной остановки скважин (от нескольких часов до суток и более). Для получения данных о забойном и пластовом давлении глубинный манометр спускают в скважину к середине пласта и в течение некоторого времени фиксируют забойное давление. Затем скважину останавливают, после чего перо манометра регистрирует выполаживающуюся кривую восстановления давления (КВД), рисунок 13.6



а-добывающей; б-нагнетательной; $P_{пл. д}$ — пластовое давление; $P_{заб}$ — забойное давление

Рисунок 13.6-Кривая восстановления давления в остановленной скважине

Характер КВД в добывающей и нагнетательной скважинах показан на рисунке 13.6. По окончании исследования скважину вводят в эксплуатацию. При наличии достаточного опыта, когда становится известной необходимая в конкретных геологических условиях продолжительность остановки

скважины для восстановления давления, замер динамического пластового давления можно проводить, спуская манометр в конце остановки, без снятия КВД.

Динамическое пластовое давление залежи в целом освещается замерами его в скважинах, останавливаемых в последовательности, обеспечивающей неизменность условий дренирования залежи в районе исследуемой скважины. Не следует допускать одновременной остановки близко расположенных друг к другу скважин, поскольку при этом давление на исследуемом участке залежи восстановится до значений выше динамического, сформировавшегося при работе всех скважин. В то же время для оценки состояния пластового давления залежи на определенную дату данные о нем должны быть получены в возможно большем количестве скважин в короткий срок.

Карты изобар. Контроль за изменением пластового давления в продуктивном пласте в целом в процессе разработки залежи проводят с помощью карт изобар. Картой изобар называют нанесенную на план расположения забоев скважин систему линий (изобар) с равными значениями динамического пластового давления на определенную дату. Эта карта отображает особенности общего распределения динамического пластового давления в залежи, без учета локальных воронок депрессии каждой скважины.

Карты изобар составляют обычно на конец каждого квартала. В периоды продолжительной стабилизации давления их можно составлять раз в полугодие. Полугодовой интервал может быть установлен также в исключительно сложных для исследования скважин условиях — при резкой пересеченности рельефа, заболоченности местности, в условиях шельфа и др.

При построении карты используют данные о приведенном пластовом давлении. Для решения некоторых специальных задач могут быть построены карты абсолютного (замеренного у пласта) динамического пластового давления. При построении карты на установленную дату следует использовать замеры давления в скважинах, максимально приближенные во времени к этой дате. Однако на практике в связи с необходимостью поочередной остановки скважин для замера выполнение нужного количества измерений требует значительного времени — до одного-двух месяцев, а иногда и более. При использовании данных о давлении, полученных значительно раньше даты составления карты, необходимо в замеры вносить поправку на время. Это можно приближенно выполнить с учетом общей тенденции снижения давления, выявленной по данным прошлых карт изобар (рисунок 13.7, сплошная линия) и проявляющейся в периоде накопления последних данных (штрихпунктирная линия). Интервал между изобарами на карте выбирают исходя из общего диапазона значений давления в пределах залежи.

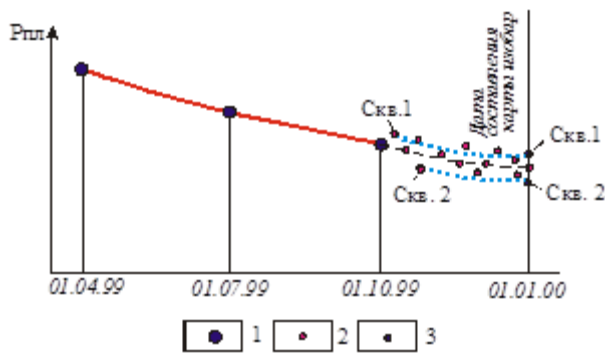


Рисунок 13.7-Схема приведения замеренных значений $P_{пл}$ в скважинах 1,2 к дате построения карты изобар

Карта изобар служит основой для определения среднего динамического пластового давления на определенную дату по залежи (или отдельным ее частям).

Среднее динамическое пластовое давление в залежи можно представить как давление, которое установилось бы в ней после прекращения эксплуатации залежи и полного его перераспределения и выравнивания (в условиях изоляции залежи от окружающей среды). Среднее динамическое пластовое давление залежи определяют с помощью карты изобар как среднее взвешенное по ее площади или объему.

Для определения среднего взвешенного давления по объему залежи $\bar{P}_{пл.V}$ - последовательно выполняют далее следующие операции.

1. Строят карту равных значений нефте(газо)насыщенной толщины пласта h и по ней определяют значения f_i , и h_i , для элементов площади между отдельными изопакитами.

2. Строят карту равных значений произведения ph , где p — приведенное пластовое давление. Значения этого произведения в разных точках пласта могут быть получены одним из двух способов:

путем совмещения карты нефтегазонасыщенной толщины с картой изобар и определения значений ph в точках пересечения изолиний этих карт;
по данным замеренных значений p и h по скважинам.

3. По карте равных значений произведения ph определяют площади элементов s_i между соседними изолиниями и соответствующие элементам площади средние значения $(ph)_i$

4. Находят среднее значение $\bar{P}_{пл.V}$ по формуле:

$$\bar{P}_{пл.V} = \left[\sum_{i=1}^n (ph)_i s_i \right] / \left(\sum_{i=1}^m h_i f_i \right) = \left(\sum_{i=1}^n (ph)_i s_i \right) / V,$$

где V — нефте(газо)насыщенный объем залежи;

n — количество элементов площади с разными средними значениями ph ;

m — количество элементов площади залежи с разными средними значениями h .

В настоящее время расчеты средневзвешенных давлений

осуществляются на компьютерах.

По нефтяным залежам среднее пластовое давление определяют, как среднее взвешенное значение по площади при относительно небольшой толщине продуктивных пластов, как среднее взвешенное по объему — при большой средней толщине.

Поскольку залежам газа свойственна обычно значительная толщина продуктивных пластов, для них определяют среднее пластовое давление как среднее взвешенное по объему.

Средние значения давления определяют не только для залежи в целом, но при необходимости и для различных ее зон и участков, представляющих самостоятельный интерес.

С помощью карт изобар можно выявлять степень связи залежи с законтурной зоной, определять фильтрационную характеристику пластов. Они дают наглядное представление об энергетических возможностях залежи в целом и отдельных ее частей. Совместное рассмотрение карт изобар, составленных на несколько дат, позволяет судить об эффективности принятой системы разработки и отдельных технологических мероприятий по совершенствованию процесса разработки. Карты изобар можно использовать для прогнозирования поведения давления и перемещения контуров нефтеносности.

13.6 Комплексные показатели фильтрационной характеристики пластов, перепады давления при добыче нефти и газа

Оперативные методы контроля текущего состояния за давлением, добычей обязательные и проводятся с определенной периодичностью. Как уже указывалось, при разработке залежи в продуктивном пласте образуются воронки депрессии давления — общая по залежи в целом и локальные в районе каждой добывающей и нагнетательной скважины.

Перепад давления, соответствующий локальной воронке, применительно к добывающей скважине называют депрессией на забое скважины $\Delta P_{\text{скв.д}}$, применительно к нагнетательной скважине — репрессией на забое скважины $\Delta P_{\text{скв.н}}$. В качестве обобщающего термина (для добывающих и нагнетательных скважин) наиболее часто применяют термин перепад давления в скважине.

В добывающей скважине забойное давление $\Delta P_{\text{заб.д}}$ меньше текущего пластового давления $\Delta P_{\text{пл.тек}}$ на величину депрессии, в нагнетательной скважине $\Delta P_{\text{заб.н}}$ больше $\Delta P_{\text{пл.тек}}$ на величину репрессии. Соответственно перепады давления в добывающей и нагнетательной скважинах определяются выражениями :

$$\Delta p_{\text{скв.н}} = p_{\text{заб.н}} - p_{\text{пл.тек}}, \quad \Delta p_{\text{скв.д}} = p_{\text{пл.тек}} - p_{\text{заб.д}};$$

При установившейся фильтрации жидкости депрессия на забое добывающей скважины и репрессия на забое нагнетательной скважины

находятся в прямой связи соответственно с дебитом по жидкости $q_{ж}$ и приемистостью W :

$$q_{ж} = K'(p_{пл.тек} - p_{заб.д});$$

$$W = K''(p_{заб.н} - p_{пл.тек}).$$

где K' и K'' - коэффициент продуктивности и коэффициент приемистости скважины, выражаемые соответственно в $т/(0,1 \text{ МПа} \cdot \text{сут})$ и в $м^3/(0,1 \text{ МПа} \cdot \text{сут})$ и характеризующие изменение дебита и приемистости скважины на единицу изменения перепада давления в скважине. Коэффициенты K' и K'' для одной и той же скважины обычно имеют разные значения. Поэтому для скважины, сначала дававшей нефть, а затем переведенной под нагнетание воды с целью совершенствования системы воздействия, эти коэффициенты должны определяться самостоятельно при добыче нефти и при закачке рабочего агента.

Дебит скважины по жидкости $q_{ж}$ и приемистость скважины W при установившейся фильтрации жидкости определяют по уравнениям:

$$q_{ж} = \frac{2\pi k_{пр} h \Delta P_{скв.д}}{\mu \ln\left(\frac{R_k}{r_{пр}}\right)} \quad W = \frac{2\pi k_{пр} h \Delta P_{скв.н}}{\mu \ln\left(\frac{R_k}{r_{пр}}\right)}$$

где $k_{пр}$ - проницаемость пласта;

h - толщина пласта;

$\Delta P_{скв.д(н)} = P_{пл} - P_{заб}$ в добывающей (нагнетательной) скважине;

R_k - радиус условного контура питания скважины;

$r_{пр}$ - приведенный радиус скважины;

μ - соответственно вязкость нефти и воды.

Радиус условного контура питания скважины R_k принимают равным половине расстояния между скважинами. Приведенный радиус скважины $r_{пр}$ радиус условной совершенной скважины, принимаемой в качестве эквивалента реальной скважины, несовершенной по качеству и степени вскрытия пласта, но имеющей те же дебит и депрессию.

Соответственно коэффициенты продуктивности и приемистости представляют собой комплексные характеристики соответственно добывных возможностей и приемистости скважины:

$$K' = (2\pi k_{пр} h) / [\mu_n \ln(R_k / r_{пр})];$$

$$K'' = (2\pi k_{пр} h) / [\mu_v \ln(R_k / r_{пр})],$$

На практике коэффициент продуктивности (приемистости) определяют путем исследования скважины методом установившихся отборов. Метод основан на измерении дебита и забойного давления при нескольких стабилизировавшихся режимах работы скважины. Полученные результаты выражают в виде зависимости между дебитом и депрессией на забое скважины (индикаторной диаграммы) (рисунок 13.8). При фильтрации

жидкости индикаторные линии обычно прямолинейны по всей длине или на начальном участке.

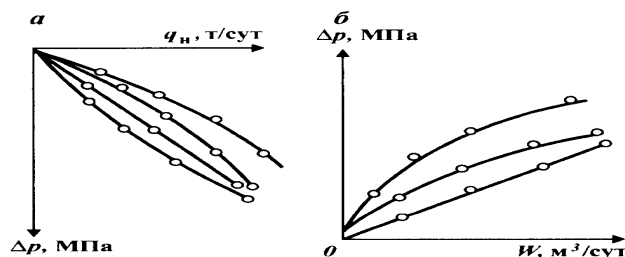
По добывающим скважинам при больших значениях дебита они могут быть изогнутыми в результате нарушения линейного закона фильтрации вблизи скважины, уменьшения проницаемости в связи со смыканием трещин при значительном снижении забойного давления. По нагнетательным скважинам основной причиной искривления индикаторных линий является раскрытие микротрещин в пласте по мере увеличения забойного давления.

Уравнение прямолинейной индикаторной линии добывающей нефтяной скважины имеет вид:

$$p_{пл} - p_{заб} = q_{ж} / K'.$$

При прямолинейном характере индикаторной кривой коэффициент $K'(K'')$ остается постоянным в интервале исследованных режимов и численно равен тангенсу угла между кривой и осью перепада давления.

На искривленном участке индикаторной кривой коэффициент продуктивности (приемистости) изменчив и для каждой точки кривой определяется как отношение дебита (приемистости) к соответствующему перепаду давления. Значение коэффициента продуктивности (приемистости) используют для прогноза дебитов (приемистости) скважины при перепадах давления, допустимых в рассматриваемых геологических и технических условиях.



$q_{н}$ - дебит скважин по нефти; W - приемистость скважин; Δp - депрессия (репрессия) на забое скважины

Рисунок 13.8 - Индикаторные диаграммы добывающих (а) и нагнетательных (б) скважин

В промыслово-геологической практике часто пользуются удельным коэффициентом продуктивности (приемистости) $Kуд$, характеризующим значение коэффициента продуктивности (приемистости) K' (K'') на 1 м работающей толщины пласта. Этот показатель используют при обосновании кондиционных значений параметров продуктивных пластов, при сравнении фильтрационной характеристики пластов разной толщины и в других случаях.

Дебит газа q_g в скважине при установившейся фильтрации прямо пропорционален разности квадратов значений давления $P_{пл}^2 - P_{заб}^2$:

$$q_g = \left\{ 2\pi k_{пр} h T_{см} / \left[P_{ам} \mu_g Z \ln(R_k / r_{пр}) T_{пл} \right] \right\} (P_{пл}^2 - P_{заб}^2)$$

где $k_{пр}$ — коэффициент проницаемости;

h — эффективная толщина;

$T_{\text{ст}} = 273 \text{ К}$; $T_{\text{ст}} - (273 - t_{\text{пл}})$;

$P_{\text{ат}} = 10^5 \text{ Па}$;

μ -вязкость пластового газа;

Z - коэффициент сверхсжимаемости газа;

$R_{\text{к}}$ - условный радиус контура питания;

$r_{\text{пр}}$ - приведенный радиус скважины.

В отличие от уравнения притока нефти к скважине в уравнении притока газа дробь в его правой части не является коэффициентом продуктивности, так как в связи с нелинейностью фильтрации газа дебит его пропорционален не депрессии, а некоторой нелинейной функции давления. Этот коэффициент пропорциональности может быть определен с помощью индикаторной линии, построенной в координатах $q_{\text{Г}}$ и $(P_{\text{пл.тек}}^2 - P_{\text{заб}}^2) / q_{\text{Г}}$.

Уравнение индикаторной линии имеет вид :

$$(p_{\text{пл.тек}}^2 - p_{\text{заб}}^2) / q_{\text{Г}} = A + Bq_{\text{Г}},$$

где A и B - коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие от параметров пласта в призабойной зоне (A) и от конструкции скважины (B).

Коэффициент A численно равен значению $(P_{\text{пл.тек}}^2 - P_{\text{заб}}^2) / q_{\text{Г}}$ в точке пересечения индикаторной линии с осью ординат. Дробь в правой части уравнения соответствует $1/A$, т.е.

$$A = p_{\text{ат}} \mu_{\text{г}} Z \ln(R_{\text{к}} / r_{\text{пр}}) T_{\text{пл}} / (2\pi k_{\text{пр}} h T_{\text{ст}}).$$

По данным исследования скважин (по методу установившихся отборов) оценивается основная фильтрационная характеристика пласта — коэффициент проницаемости, а также комплексные характеристики пластов, учитывающих одновременно два-три основных свойства продуктивных пластов, оказывающих влияние на разработку залежей.

Ниже приводятся наиболее широко применяемые комплексные характеристики продуктивных пластов, контролирующие ФЕС.

1. Коэффициент гидропроводности:

$$\varepsilon = k_{\text{пр}} h / \mu,$$

где $k_{\text{пр}}$ - проницаемость пласта в районе исследуемой скважины;

h - работающая толщина пласта;

μ - вязкость жидкости или газа. Размерность коэффициента $\text{м}^5/(\text{Н}\cdot\text{с})$.

Коэффициент ε — наиболее емкая характеристика продуктивного пласта, определяющая его производительность в скважине.

2. Коэффициент проводимости:

$$\alpha = k_{\text{пр}} / \mu$$

Размерность коэффициента $\text{м}^4/(\text{Н}\cdot\text{с})$: он характеризует подвижность

флюида в пластовых условиях в районе скважины.

3. Коэффициент пьезопроводности:

$$\chi = k_{пр} / [\mu(k_p \beta_{ж} + \beta_c)] = \alpha / \beta,$$

где k_p — коэффициент пористости пласта;

$\beta_{ж}$ и β_c — коэффициенты сжимаемости пластовой жидкости и пористой среды;

$\beta^* = k_p \beta_{ж} - \beta_c$ — коэффициент упругоёмкости пласта. Размерность коэффициента пьезопроводности m^2/c . Коэффициент характеризует скорость перераспределения давления в пласте (последнее происходит не мгновенно, а в течение некоторого времени вследствие упругости породы и содержащейся в ней жидкости).

Значения параметров пласта, необходимые для получения комплексных характеристик указанным путем, получают другими независимыми методами. Коэффициент проницаемости и комплексные характеристики пласта можно определить с помощью других гидрогазодинамических методов исследования скважин и пластов. Методы исследования на стационарных режимах фильтрации определяют фильтрационно-емкостные параметры выше перечисленные в призабойной зоне пласта, по результатам исследований строится индикаторная линия, которая может наметить будущий режим эксплуатации скважины, намечаемый режим фильтрации и определить ее продуктивность. Для оценки ФЕС ближней, средней и дальней зоны пласта применяют методы исследования на нестационарных режимах фильтрации с записью кривой восстановления давления, этот метод представляется наиболее информативным по оценке проницаемости, проводимости, подвижности, гидропроводности, пьезопроводности и других параметров. По результатам исследований можно судить о закупорке призабойной зоны и выполнить расчеты скин-фактора, оценить режим работы залежи и влияние различных методов обработки призабойной зоны и полученный от нее эффект.

13.7 Методы контроля разработки месторождений газа и нефти

Контроль за разработкой месторождений обусловлен необходимостью проверки прогнозированных в проекте показателей разработки и связан с недостаточностью и неточностью использованных исходных данных при проектировании. Объем и периодичность работ по контролю за разработкой месторождений устанавливается проектом разработки и осуществляется добывающим предприятием с частичным участием проектирующей организации. Число параметров и показателей, подлежащих контролю, зависит от стадии освоения месторождения. Наибольшее число параметров и показателей, подлежащих контролю, приходится на начальную стадию освоения залежи. По мере разработки залежи и получения достоверной

информации число контролируемых параметров и показателей сокращается.

Контроль за разработкой корректируется путем систематического анализа материалов разработки, накопленных в результате исследований и эксплуатации скважин с определенной периодичностью. В целом контроль за разработкой осуществляется путем изучения данных разбуривания залежи разведочными эксплуатационными, наблюдательными, пьезометрическими и нагнетательными скважинами, изучения свойств образцов породы и насыщающих их флюидов в лабораторных условиях, проведения стандартных и специальных газогидродинамических исследований скважин при стационарных и нестационарных режимах фильтрации, проведения газоконденсатных, промыслово-геофизических и гидрогеологических исследований.

Геофизические методы контроля разработки включают:

- 1) контроль текущего состояния эксплуатационных характеристик скважин
- 2) сравнительный анализ отработки продуктивного пласта во времени
- 3) контроль изменения технологического режима работы скважин
- 4) подбор скважин для проведения геолого-технических мероприятий
- 5) контроль технического состояния НКТ и ЭК скважин
- 6) контроль состояния и герметичности промыслового оборудования
- 7) контроль перетоков между продуктивными пластами
- 8) контроль ГВК и ГНК контрольного фонда скважин

Методы ГИС-контроля за разработкой оценивают характер насыщения коллектора, определяют эксплуатационные характеристики скважин, замеряют пластовое, забойное давления, определяют ФЭС прискважинной зоны и дальней зоны пласта, оценивают техническое состояние скважины, намечают перфорацию и мероприятия по интенсификации на скважине и так далее.

В комплекс мер по контролю за выработкой пластов при вытеснении нефти или газа методами ГИС, ГДИ и ГХИ входят:

- 1) Определение профиля притока или приемистости, оценка состава притока;
- 2) определение начального, текущего или остаточного нефтегазонасыщения пласта, положение контактов ВНК, ГНК, ГВК;
- 3) определение параметров вытеснения для выработки толщин (работающие толщины, обводненные толщины, коэффициенты вытеснения);
- 4) гидродинамический мониторинг свойств пласта (устьевое давление –буферное, затрубное, межтрубное; забойное, пластовое давления, депрессия на пласт, фактическая и удельная продуктивности, изменения фактической фазовой продуктивности по площади и объему, потенциальная продуктивность и ее прогноз.);
- 5) оценка фильтрационных свойств пласта (гидропроводность, проницаемость, оценка ГД связи по площади и вертикали в дальней зоне пласта);

6) оценка изменения фильтрационных свойств в призабойной зоне пласта (гидропроводности ближней зоны, закупоренности призабойной зоны, скин-факторы и гидродинамического совершенства скважины);

7) технологический контроль работы скважины (оценка работы элементов подземного оборудования, состояния продукции в стволе скважины, оценка межпластовых перетоков, определение суммарных фазовых расходов скважины).

8) технический контроль состояния скважины (уточнение положения элементов конструкции, оценка состояния внутриколонного пространства труб, выявление негерметичности колонн и уточнение границ фильтра, контроль качества цементации);

9) контроль интенсификации (оценка эффективности очистки забоя и призабойной зоны пласта, эффективности вскрытия пласта и воздействия на дальнюю зону пласта, оценка эффективности мероприятий по изменению технического состояния скважины).

Задача контроля — обеспечение высокого качества грамотно обработанной первичной информации. Оно определяется перечнем, объемом, представительностью информации, точностью измерений и методом обработки, качеством эксперимента. Информация должна включать весь перечень необходимых для анализа сведений. Объем информации по месторождению определяется объемом информации по каждой скважине, который зависит от выбора периодичности замера показателей, а представительность — от выбора момента времени (периодичности) и продолжительности проведения измерений в скважине. Для определения объема информации и повышения ее точности следует использовать методы математической статистики, теории случайных функций, теории ошибок и др. Внедрение автоматизированных компьютеризированных систем сбора и обработки информации повысило ее качество и надежность принимаемых решений, но обработка исходной информации требует 80 % затраченного времени при моделировании процесса эксплуатации. *Задачи контроля* в начальный период эксплуатации сводятся к подготовке исходных данных для составления проекта пробной эксплуатации, проекта опытной и промышленной разработки, построения геолого-промысловой модели месторождения. В последующий период основными задачами являются исследование характеристик процессов выработки запасов нефти; определение показателей эффективности систем разработки и методов ее регулирования. В этот период актуальным является контроль поддержания постоянно-действующей модели месторождения в рабочем состоянии, загрузка текущих данных по эксплуатации и отслеживание всего процесса вытеснения нефти из пласта.

По применяемым *четырем видам контроля, далее следующим*, процесса разработки можно назвать *следующие задачи*, решаемые нефтепромысловыми службами с применением гидродинамических, геофизических и лабораторных методов:

1. Контроль выработки запасов: учет количества продукции и объема закачки воды (газа); изучение перемещения ВНК и ГНК; изучение полноты

выработки продуктивных пластов (охват закачкой и заводнением, текущая и конечная нефтеотдача, начальная и остаточная нефтенасыщенность пласта).

2. Контроль эксплуатационных характеристик пластов и энергетического состояния залежи: исследование профиля притока и приемистости; определение пластового, забойного, устьевого и затрубного давлений; изучение изменений пластовой температуры; исследование пластов и скважин гидродинамическими и промыслово-геофизическими методами; изучение изменения физико-химических свойств нефти, газа и воды (в пластовых и поверхностных условиях).

3. Контроль технического состояния скважин и работы технологического оборудования: выявление негерметичности, смятия обсадных колонн, износа оборудования, эффективности использования оборудования и др.

4. Контроль осложняющих условий добычи нефти: изучение условий выпадения парафина и солей в пласте, призабойной зоне и скважине; определение условий разрушения пласта и образования песчаных пробок; определение анизотропии, трещиноватости пласта, начальных градиентов сдвига, предельных безводных и безгазовых дебитов и др.

Контроль должен проходить с определенной периодичностью. При обычной стационарной работе скважин:

- определение коэффициента продуктивности по методу установившихся отборов по каждой добывающей скважине один раз в три месяца в течение двух-четырех недель; определение коэффициента приемистости по методу установившихся закачек по каждой нагнетательной скважине один раз в три месяца в течение одной-двух недель;

- определение дебита жидкости, дебита нефти, обводненности (при возможности и необходимости определение солености воды, концентрации индикаторов в воде и природных меток нефти) и газового фактора по каждой добывающей скважине один раз в месяц в течение суток;

- определение объема закачки вытесняющего агента и закачки индикаторов по каждой нагнетательной скважине один раз в месяц или по специально обоснованной программе;

- определение забойного и устьевого давления по каждой добывающей скважине один раз в неделю.

При проведении специальных исследований на скважинах:

- определение коэффициента продуктивности по методу установившихся отборов по добывающей скважине один-два раза в месяц в течение двух-четырех недель;

- определение коэффициента приемистости по методу установившихся закачек по нагнетательной скважине один-два раза в месяц в течение одной-двух недель;

- определение дебита жидкости, дебита нефти, обводненности (солености, концентрации индикаторов в воде и природных меток нефти) и газового фактора по добывающей скважине один раз в неделю или чаще;

- определение закачки вытесняющего агента и индикаторов по нагнетательной скважине один раз в неделю или по специальной программе;
- исследование глубинными приборами — расходомером, термометром и влагомером добывающей скважины, расходомером и термометром нагнетательной скважины один раз в месяц;
- определение забойного и устьевого давления у добывающей и нагнетательной скважины один раз в неделю.

При необходимости число определений может быть увеличено.

Точность определения дебитов, обводненности и давлений должна быть удовлетворительной, позволяющей принимать безошибочные инженерные решения по изменению режима и прекращению работы скважин, а это значит, что точность определения должна быть достаточно высокой.

Изменения забойного и пластового давления происходят значительно быстрее, чем связанные с ними изменения коллекторских свойств нефтяных пластов. Поэтому предпочтение отдается исследованию скважин по методу установившихся отборов (закачек). К тому же более медленное исследование позволяет лучше установить взаимодействие добывающих и нагнетательных скважин и выявить направления движения вытесняющего агента.

Основные способы получения информации при контроле — измерение продукции скважин на поверхности, исследование мест притока и состава жидкости в стволе скважины, исследование пластов в разрезе скважин. Следовательно, задачи решаются и по отдельным скважинам (оперативный контроль) и по залежам (месторождениям) в целом (системный контроль).

В *результате анализа* должны быть вскрыты главные тенденции развития явлений в залежи, причины сформировавшегося течения процесса и обоснованы методы его регулирования. Важная часть анализа — *сопоставление фактических показателей разработки с данными проекта*, предыдущего анализа, выяснение причин изменения каждого показателя, выявление взаимосвязи и влияния основных факторов. *Отклонение фактических показателей разработки от проектных* может быть вызвано неправильными исходными данными проекта, невыполнением проектных решений (режимов работы скважин, темпов добычи нефти и закачки воды), допущениями расчетной методики и др.

Большей обоснованности выводов анализа можно достичь при выполнении отдельных расчетов и исследований процесса разработки с использованием уточненных исходных данных и мониторинга постоянно-действующей модели месторождения.

Особое значение принимает системный геолого-промысловый контроль и регулирование процесса разработки на четвертой стадии разработки, где методы повышения эффективности выработки запасов месторождений нефти и газа актуальны в настоящее время и стратегически важны для страны. Задачи на этой стадии извлечение трудноизвлекаемых запасов обусловлены не только применением современных методов МУН, но

и ликвидацией последствий технико-технологических процессов прошлых лет эксплуатации.

Вопросы для самоконтроля и самореализации

- 1 Анализ и особенности разработки газовых и газоконденсатных месторождений
- 2 Критерии оптимизации работы газовых скважин
- 3 Характер отработки продуктивных интервалов, обводнение газовых пластов
- 4 Методы изоляции водопритокров в газовых скважинах
- 5 Промыслово-геофизический контроль разработки газовых залежей
- 6 Оптимизация работы нефтяных скважин
- 7 Текущая работа промыслового геолога в чем заключается?
- 8 Расчеты среднего давления по скважинам, построение карт текущих и накопленных отборов, карт обводнения, карт изобар, анализ исходной информации, кто выполняет?
- 9 Работа с текущим фондом скважин, методами оптимизации их работы кто выполняет?
- 10 Годовой отчет по промыслу (ГП), кто составляет его ?
- 11 Проектные организации, имеющие лицензию, выполняют проектные работы (проекты пробной эксплуатации, технологические схемы, проекты разработки, анализы разработки и так далее), кто составляет для них задание на выполнение проекта?
- 12 Какие методы ГИС контроля разработки вы знаете?
- 13 Инклинометрия, кавернометрия. термометрия, резистивиметрия – методы контроля за чем и что контролируют?
- 14 Методы, которые отслеживают глубину залегания пластов, выделяют толщину (мощности) пластов, температуру, пластовое давление, напряженном состоянии массива горных пород, тип пород, слагающих пласты, (азимут и угол падения), наличии нефти или газа, ФЕС, положении контактов флюидов, что за методы?
- 15 Высокий уровень организации контроля на промысле зачем?
- 16 Характер отработки продуктивных интервалов, обводнение газовых пластов от чего зависит
- 17 Промыслово-геофизический контроль разработки газовых залежей
- 18 Оптимизация работы нефтяных скважин- это контроль разработки?
- 19 Текущая работа промыслового геолога в чем заключается?
- 20 Расчеты среднего давления по скважинам, построение карт текущих и накопленных отборов, карт обводнения, карт изобар, анализ исходной информации, кто выполняет?
- 21 Работа с текущим фондом скважин, методами оптимизации их работы кто выполняет?
- 22 Кто отвечает за годовой отчет по промыслу (ГП), кто делает ?
- 23 Какие методы ГИС контроля разработки вы знаете?

24 Инклинометрия, кавернометрия. термометрия, резистивиметрия – методы контроля за чем и что контролируют?

25 Как называются методы, которые «отслеживают» глубину залегания пластов, выделяют толщину (мощности) пластов, температуру, пластовое давление, напряженном состоянии массива горных пород, тип пород, слагающих пласты, (азимут и угол падения), наличии нефти или газа, ФЕС, положении контактов флюидов, что за методы?

26 Высокий уровень организации контроля на промысле зачем?

14 Охрана недр и окружающей среды при добыче нефти и газа

Цель : Познакомить с основами охраны недр и окружающей среды при добыче нефти и газа

План изложения:

- 1 Экологическая характеристика нефтегазодобывающего производства
- 2 Источники загрязнения
- 3 Загрязнение окружающей среды при строительстве скважин
- 4 Загрязнение окружающей среды при нефтегазовом строительстве
- 5 Загрязнение окружающей среды при добыче, сборе и подготовке нефти
- 6 Загрязнение окружающей среды при интенсификации добычи нефти
- 7 Охрана природных вод
- 8 Охрана земельных ресурсов
- 9 Охрана атмосферы

Вопросы к самостоятельному изучению:

Все пункты 1-9 раздела экологии предусматривается изучить самостоятельно.

Разведка, разбуривание и разработка нефтяных месторождений должны осуществляться при полном и строжайшем соблюдении мер по охране недр и окружающей среды.

Охрана недр предусматривает осуществление комплекса мероприятий, направленных на предотвращение потерь нефти в недрах вследствие низкого качества проходки скважин, нарушений технологии разработки нефтяных залежей и эксплуатации скважин, приводящих к преждевременному обводнению или дегазации пластов, перетокам жидкости между продуктивными и соседними горизонтами, разрушению нефтесодержащих пород, обсадной колонны и цемента за ней.

Охрана окружающей среды предусматривает мероприятия, направленные на обеспечение безопасности населенных пунктов, рациональное использование земель и вод, предотвращение загрязнения поверхностных и подземных вод, воздушного бассейна, сохранения лесных массивов, заповедников, охранных зон и т.п.

14.1 Экологическая характеристика нефтегазодобывающего производства

Состояние окружающей природной среды является одной из наиболее острых социально-экономических проблем, прямо или косвенно затрагивающих интересы каждого человека.

Создавая необходимые для своего существования продукты, отсутствующие в природе, человечество использует различные незамкнутые технологические процессы по превращению природных веществ. Конечные продукты и отходы этих процессов не являются в большинстве случаев сырьем для другого технологического цикла и теряются, загрязняя окружающую среду. Человечество преобразует живую и неживую природу значительно быстрее, чем происходит их восстановление. Потребление нефти и газа несопоставимо, например, со скоростью их образования. В настоящее время человечество интенсивно использует ресурсы окружающей среды. Расход ресурсов, превышает их прирост, что неизбежно ведет к истощению ресурсов.

Экологическое состояние территории России сегодня критическое. Интенсивное загрязнение природной среды представляет реальную угрозу самой основе здоровья и жизнедеятельности населения страны.

Экологическая опасность производства характерна для многих отраслей как химической, деревообрабатывающей, горнодобывающей, производства строительных материалов, транспорта и т.д.

Нефтегазодобыча по уровню отрицательного воздействия на окружающую природную среду занимает одно из первых мест среди отраслей промышленности. Она загрязняет практически все сферы окружающей среды: атмосферу, гидросферу, подземные и поверхностные воды. Нефтяная промышленность является ответственной за загрязнение окружающей среды.

Все пути от скважины до потребителя нефти и нефтепродуктов являются загрязнителями окружающей среды.

Первой характерной особенностью нефтегазодобычи является повышенная пожароопасность нефти, газа, термальных вод и др. Для всех живых организмов опасность химического состава, по возможности газа в высоконапорных струях диффундировать через кожу внутрь организма, по абразивности высоконапорных струй. Газ при смешении с воздухом в определённых пропорциях образует взрывоопасные смеси.

Второй особенностью нефтегазодобычи является то, что она способна вызывать глубокие преобразования природных объектов земной коры на больших глубинах до 10 тыс. м. В процессе осуществляются существенные воздействия на пласты (нефтяные, газовые, водоносные и др.). Так, интенсивный отбор нефти в больших масштабах из высокопористых песчаных пластов-коллекторов приводит к значительному снижению пластового давления. При снижении пластового давления происходит перераспределение нагрузки от веса вышележащих пород на стенки пор, снижается давление на них, повышаются напряжения в породном скелете пласта. Эти процессы становятся глобальными, что могут приводить к землетрясениям, как было, например, в Нефтеюганске. Нефтегазодобыча может воздействовать не только на отдельный глубокозалегающий пласт, но и на несколько различных по глубине пластов одновременно, что ведет к

нарушению равновесия литосферы и геологической среды.

В процессе бурения технология крепления скважин несовершенна и не обеспечивает надёжного разобщения пластов за обсадной колонной. В результате этого происходят перетоки флюидов из высоконапорных пластов в низконапорные, что ведет к ухудшению качества всей гидросферы.

Именно перечисленные выше процессы привели к загрязнению питьевых вод на территории Татарстана. Его жители во многих населённых пунктах вынуждены пользоваться привозной питьевой водой, и не только Татарстана, оно и Оренбургской области.

Третьей особенностью нефтегазодобывающего производства является то, что практически все его объекты, материалы, оборудование, техника являются источником повышенной опасности, как транспорт и спецтехника, автомобильная, тракторная и т.п. Опасны трубопроводы с жидкостями и газами под высоким давлением, все электролинии, токсичны многие химреагенты и материалы. Из скважины могут выделяться из раствора высокотоксичные газы, как сероводород; являются экологически опасными факелы, в которых сжигается неиспользуемый попутный нефтяной газ. В Оренбургской области в районе газавода круглосуточно горят до 15 факелов неиспользованного природного газа. Месторождения нефти и газа Оренбургской области расположены на территории 19 районов общей площадью 230 км², где расположены плодородные и непродуктивные земли, 10408 тыс.км трубопроводов различного назначения, тысячи километров дорог, ЛЭП и так далее, накладывают ответственность на ОАО Оренбургнефть в деле охраны природы. Во избежание ущерба от этих опасных объектов, продуктов, материалов система сбора и транспорта нефти и газа должна быть герметизирована, аварии на объектах приводят к очень тяжёлым экологическим последствиям. Так, порывы нефтепроводов и глинопроводов загрязняют земли, почвы, воды.

Четвёртой особенностью нефтегазодобывающего производства является то, что для его объектов необходимо изымать из сельскохозяйственного, лесохозяйственного или иного пользования соответствующие участки земли. Объекты нефтегазодобычи занимают относительно небольшие площадки, однако число объектов нефтегазодобычи очень велико. Так, фонд скважин в нефтедобыче близок к 150 тысячам, в том числе более 4000 скважин у ОАО «Оренбургнефть». Велика протяжённость коммуникаций, автодорог, железных дорог, водных путей, ЛЭП, трубопроводов различного назначения. Поэтому общая площадь отводимых под нефтегазодобычу земель - пашен, лесов, сенокосов, пастбищ, ягельников и т.д. достаточно велика. Ежегодно ОАО «Оренбургнефть» отчуждает по 200 га земель под нефтепроизводство.

Пятой особенностью нефтегазодобывающего производства является огромное количество транспортных средств: автотракторной техники, автомобильной, речные и морские суда, авиатехника, двигатели внутреннего сгорания в приводах буровых установок и т.д. загрязняют атмосферу

выхлопными газами, воды и почвы нефтепродуктами.

Характер воздействия на экологию обусловлен тем, что все технологические процессы нефтегазодобычи от разведки, бурения, добычи, переработки, транспорта оказывают отрицательное влияние на окружающую среду. При добыче нефти объем загрязняющих веществ определяется физико-химическими свойствами, технологией разработки залежей, системой сбора и транспортировки нефти. При проведении ГРП работ, эксплуатации месторождений и транспортировке нефти происходит изъятие земельных площадей, загрязнение природных вод и атмосферы. Все компоненты окружающей среды в районах нефтедобычи испытывают интенсивную техногенную нагрузку, при этом уровень негативного воздействия определяется масштабами и продолжительностью эксплуатации залежей УВ.

Процессы разведки, бурения, добычи, подготовки, транспортировки и хранения нефти и газа требуют больших объемов воды для технологических, транспортных, хозяйственно-бытовых и противопожарных нужд с одновременным сбросом таких же объемов высокоминерализованных, содержащих химические реагенты, поверхностно-активные вещества и нефтепродукты, сточных вод.

14.2 Источники загрязнения

Источники загрязнения территории и водных объектов на нефтепромыслах присутствуют в той или иной мере на любом участке технологической схемы от скважины до нефтяных резервуаров нефтеперерабатывающих заводов. Бурение скважин - экологически вредное производство, которое сопровождается химическим загрязнением почвы, подземных вод, воздуха, технологическими отходами, нарушением почвенно-растительного покрова, грунтов, зоны аэрации, прокладываемых трасс трубопроводов. Источниками выбросов при бурении в атмосферу являются дымовые трубы котельной, дизельные установки.

Основными загрязнителями окружающей среды при технологических процессах нефтедобычи являются: нефть и нефтепродукты, сернистые и сероводородсодержащие газы, минерализованные пластовые и сточные воды нефтепромыслов и бурения скважин, шламы бурения, нефте- и водоподготовки и химические реагенты, применяемые для интенсификации процессов нефтедобычи, бурения и подготовки нефти, газа и воды. Негативное воздействие на окружающую среду поисково-разведочных и эксплуатационных работ на нефтяных месторождениях приведено в таблице 14.1.

По **пространственному признаку** источники загрязнения подразделяются на **точечные** (скважины, амбары), **линейные** (трубопроводы, водоводы) и **площадные** (нефтепромыслы, месторождения, буровые).

Оценку значимости источников загрязнения следует проводить с учетом продолжительности их функционирования во времени. В зависимости от продолжительности действия выделяются **систематические** и **временные** источники загрязнения.

Таблица 14.1 –Негативное воздействие на окружающую среду поисково-разведочных и эксплуатационных работ на нефтяных месторождениях

Производственно-Технологические стадии	Природные объекты		
	Земная поверхность	Водная среда	Атмосферный воздух
Поиски и разведка	Нарушение и загрязнение почвенного и растительного покрова. Отчуждение земли под строительство буровых установок и размещение временных поселков. Активизация экзогенных геологических процессов. Снижение биопродуктивности экосистем	Загрязнение поверхностных и подземных вод промывочной жидкостью, засоление поверхностных водоемов, при самоизливе рассолов вскрытых структурно–поисковыми и разведочными скважинами	Аварийные выбросы нефти и газа в процессе бурения и освоения скважин. Газопылевое загрязнение при строительстве дорог и промышленных площадок
Добыча	Изъятие земель из сельскохозяйственного оборота под нефтепромысловые объекты.	Нарушение изолированности водоносных горизонтов из-за перетоков.	Загрязнение УВ, сероводородом, оксидами серы и азота при эксплуатации скважин. Выделение отработанных газов транспортными средствами и двигателями буровых установок.
Первичная переработка и транспортировка	Отвод земель под складирование отходов. Нарушение экологической обстановки при строительстве и эксплуатации магистральных нефтепроводов.	Утечка нефтепродуктов и химических реагентов из резервуаров и дозирующих установок. Загрязнение поверхностных и подземных вод ГСМ, бытовыми и техническими отходами.	Распыление и розлив нефти и нефтепродуктов. Потери при испарении легких фракций нефти во время хранения в Резервуарах и производстве сливно-наливных операций.

Источники загрязнения в процессе бурения скважин делят условно на *постоянные и переменные*: постоянные связаны с утечкой жидких отходов из амбаров, переменные с оглощением бурового раствора при бурении, выбросы нефти и газа на дневную поверхность, нарушение герметичности заколонного пространства.

Наибольшую опасность представляют отходы бурения, которые хранятся на буровой в земляных амбарах, они содержат широкий спектр загрязнителей, химреагентов.

В ОАО Оренбургнефть загрязнение воздуха происходит в результате потерь нефти и газа при сборе, транспортировке, подготовке и переработке, сжигании факелов, выбросов выхлопных газов. Наиболее значительные

выбросы в атмосферу из резервуарных парков, энергетических установок, газопроводов и факелов.

Источники загрязнения на промыслах: устья скважин и проскважинные площадки, неплотности в устьевых сальниках, арматуре, при РИР, разлив нефти из ЗУ (замерных установок) и ДНС (дожимных насосных станций), резервуарных парков.

Уровень загрязнения окружающей среды отходами производства оценивается кратностью превышения предельно допустимых концентраций (ПДК) поступающих веществ в природные объекты.

По ориентировочным оценкам, большая часть углеводородного загрязнения приходится на атмосферу - 75 %, 20 % фиксируется в поверхностных и подземных водах и 5 % накапливается в почвах.

14.3 Загрязнение окружающей среды при строительстве скважин

Применяемая ныне технология строительства скважин вызывает как техногенные нарушения на поверхности земли, так и изменения физико-химических условий на глубине при вскрытии пластов-коллекторов в процессе бурения. Загрязнителями окружающей среды при проходке и оборудовании скважин являются многочисленные химические реагенты, применяемые для приготовления буровых растворов. К настоящему времени не все реагенты, входящие в состав буровых растворов, имеют установленные ПДК и лимитирующие показатели вредности.

Существенно загрязняют окружающую среду нефть и нефтепродукты, которые могут поступать на поверхность не только в качестве компонентов буровых растворов, но и при использовании горюче-смазочных материалов, при испытании скважин или в результате аварии.

При строительстве буровой загрязнение атмосферы в основном ограничивается выбросами в атмосферу отработанных газов от двигателей транспортных средств.

Работа дизельных установок в течение года на одной буровой обеспечивает выброс в атмосферу до 2 т УВ и сажи, более 30 т оксида азота, 8 т оксида углерода, 5 т сернистого ангидрида. Перевод буровых станков на электропривод позволит снизить расход нефтепродуктов, уменьшить загрязнение территории и ликвидировать выбросы в атмосферу продуктов сгорания топлива.

В период проходки скважины негативное воздействие на почвенный слой, поверхностные и подземные воды оказывают буровые растворы, расход которых на один объект может достигать 30 м³/сут. Кроме того, при бурении скважин возможно применение нефтепродуктов в объеме до 1 тыс. т в год.

В период испытания скважины преобладает углеводородное загрязнение, а на этапе демонтажа буровой происходит загрязнение территории за счет использованных технических материалов и не подлежащего восстановлению оборудования.

В состав промывочных жидкостей входит целый ряд химических ингредиентов, которые обладают токсичными свойствами (аммоний, фенолы, цианогруппы, свинец, барий, полиакриламид и пр.). Особенно тяжелые экологические последствия вызывает сброс промывочных жидкостей специального назначения, например, на соляровой основе. Наличие органических реагентов способствует образованию суспензий и коллоидных систем в сточных водах.

Источники загрязнения при бурении скважин условно можно разделить на постоянные и временные, (рисунок 14.1).

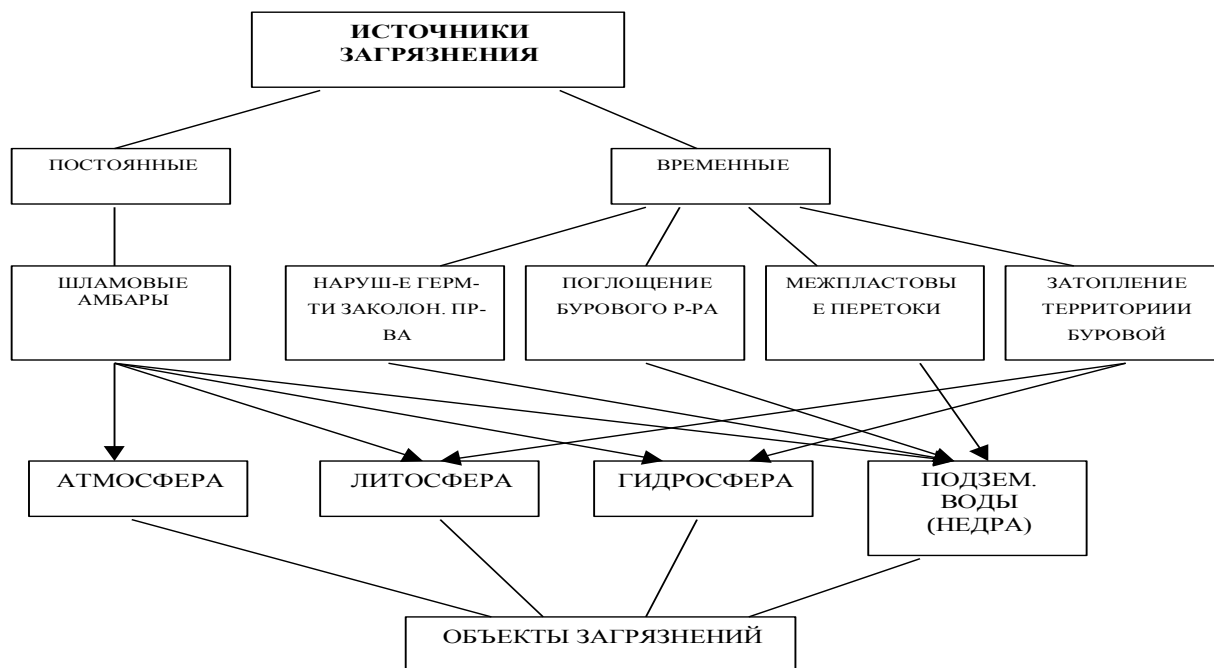


Рисунок 14.1 — Систематизация источников загрязнения природной среды при бурении скважин

К первым относятся фильтрация и утечки жидких отходов бурения из шламовых амбаров. Ко вторым — нарушение герметичности зацементированного заколонного пространства, которое приводит к заколонным проявлениям и межпластовым перетокам; поглощение бурового раствора; выбросы пластового флюида на дневную поверхность; затопление территории буровой паводковыми водами или при таянии снегов и разлив при этом содержимого. Общим для второй группы является то, что источники загрязнения носят вероятностный характер, а их последствия трудно предсказуемы.

14.4 Загрязнение окружающей среды при нефтегазовом строительстве

При нефтегазовом строительстве основной экологический ущерб наносится верхним приземным слоям литосферы и наземным биогеоценозам. Структурные элементы литосферы (почвы, грунты, грунтовые воды,

растительные и животные сообщества) подвергаются физико-механическим воздействиям транспорта и строительной техники, размещаемых временных и постоянных объектов и различными загрязнениями.

В процессе нефтегазового строительства происходит разрушение почв и утрата ими плодородия, после которого снижается плодородие почв в 2 - 3 раза из-за структурных нарушений части почв с подстилающими ее грунтами. На восстановление плодородия пашни в благоприятных природно-климатических условиях потребуется до 5 лет.

При сооружении магистрального трубопровода на каждые 100 км трассы нарушается в среднем 500 га земельных угодий, при прокладке дорог - не менее 250 га, да ещё под карьеры отводится не менее 100 га.

В период подготовительных работ по расчистке и планировке трубопроводной трассы, а также при вывозке на трассу труб, грузов и других материалов наносится основной экологический ущерб. К основным видам неблагоприятных воздействий на окружающую среду при подготовительных работах строительства нефтегазотрубопроводов относятся:

- уничтожение или нарушения разной степени почвенно-растительных покровов;
- возникновение пожаров;
- загрязнение и замутивание водоёмов, нарушение естественного стока и изменение ландшафта, заводнение и подтопление территорий, ведущее к заболачиванию и водной эрозии;
- загрязнение почв и земель нефтепродуктами, строительными материалами и отходами, бытовыми стоками и твердыми отходами.

Основными источниками загрязнения почв в нефтегазовом строительстве являются нефтепродукты, вылитые на землю при заправках или ремонте техники, промышленные и бытовые стоки, которые сбрасываются на стройплощадках и базах на рельефную поверхность, а также отходы стройматериалов и твердые бытовые отходы.

При нефтегазовом строительстве большой ущерб наносится *биосфере*: вырубка леса, уничтожение разьездами пастбища, гибель животных и птиц, нарушения гидрологического режима малых рек, разрушения берегов рек и водоемов, загрязнения их нефтепродуктами, по причине этого рыба уходит с мест нерестилищ и гибнет.

Основными источниками загрязнения атмосферы в строительном нефтегазовом комплексе являются автотранспорт и предприятия стройиндустрии. Загрязняющими веществами являются производственная пыль, углеводороды, аэрозоли, окислы азота, серы, углерода и др.

В сточных водах указанных предприятий загрязняющими веществами являются взвешенные вещества, нефтепродукты.

Использование больших объёмов водных ресурсов при проведении гидравлических испытаний нефтегазопроводов загрязняет грунт продуктами коррозии, огарками электродов, загрязняет водоемы, овраги и может принести ущерб окружающей среде, размывая грунт, заводняя местность.

Экологический ущерб, наносимый окружающей среде в процессе нефтегазового строительства, также увеличивает рост нагрузок на грунты, что приводит к его просадкам, оползням, заводнению, что угрожает устойчивости сооружения и нарушает равновесие в геотехнической системе. Особенно опасны эти нарушения при строительстве на многолетнемёрзлых грунтах, где самые незначительные нарушения поверхностного термоизолирующего слоя почвы приводят к образованию карстовых воронок, овражной эрозии и другим не менее опасным для природы и объекта последствиям.

При потреблении природных ресурсов — сырья для стройматериалов, нарушаются сложившиеся формы рельефа поверхности, почвенный покров и структура почв. Следствием таких нарушений является изменение гидрологического и геокриологического режимов всего рельефа.

14.5 Загрязнение окружающей среды при добыче, сборе и подготовке нефти

Загрязнение почвы и воды может происходить и при добыче, сборе, подготовке, транспорте и хранении нефти, газа и воды.

Однотрубная герметизированная система сбора имеет несомненные преимущества с точки зрения охраны окружающей среды.

Применение герметизированных однотрубных систем сбора продукции скважин и блочного оборудования позволяет все процессы, связанные с выделением газа из нефти, подготовкой нефти, газа и воды, сосредоточить на установках подготовки нефти и газа.

Система сбора нефти на промыслах может быть однотрубной и двухтрубной, является источником загрязнения водных ресурсов и почвы. Это обусловлено:

- ✓ большой протяженностью трубопроводной сети, которая достигает 100 км для среднего промысла;
- ✓ невозможностью практически предугадать место порыва коллекторов;
- ✓ невозможностью обнаружить мгновенно небольшие порывы коллекторов.

В итоге объемы разлитой нефти, как правило, превышают объем остальных загрязнений.

Внедрение герметизированных систем сбора и транспорта нефти, хотя в значительной степени и снижает вероятность повреждения оборудования и коммуникаций, однако при подготовке нефти и воды герметизация часто нарушается вследствие коррозии, что приводит к утечке нефти и пластовых вод, загрязнению объектов окружающей среды.

Территория нефтепромыслов может загрязняться из-за неплотности в промысловых нефтепроводах и водоводах.

Работа промыслового оборудования в нефтяной промышленности

происходит в крайне неблагоприятных условиях. Наряду с почвенной коррозией весьма существенное коррозионное воздействие на оборудование оказывает сама нефть.

Узлы промысловой подготовки нефти: газосепарация, предварительный сброс пластовой воды, блоки обезвоживания и обессоливания, резервуарные парки, расположенные на одной территории, имеют канализацию. При эксплуатации этих установок источниками загрязнения могут быть переливы и продукты, накапливающиеся в отстойной аппаратуре, резервуарах, которые составляют 0,5 – 12 г/т подготовленной нефти.

Чистка аппаратов обессоливания и обезвоживания нефти от остатков подготовки нефти, нефтяные шламы требуют периодического удаления, что осуществляется при чистке и сопровождается загрязнением территории.

Применение поверхностно-активных веществ (ПАВ) для интенсификации процессов разрушения эмульсии на установках подготовки нефти и в отдельных скважинах могут быть использованы при всех способах разрушения водонефтяных эмульсий улучшения качества нефти: механических, термических, электрических и т.д. Их применение позволяет улучшить качество товарной нефти, упростить технологический процесс, осуществить предварительный сброс основной массы воды из эмульсии и способствует более полной очистке отделившейся воды от нефти и взвешенных частиц.

Основными *источниками загрязнения* окружающей среды при эксплуатации систем сбора и транспорта продукции скважин на нефтяных месторождениях являются следующие сооружения и объекты нефтепромыслов:

- *устья скважин и прискважинные участки*, где разлив нефти, пластовых и сточных вод происходит из-за нарушений герметичности устьевой арматуры, а также при проведении работ по освоению скважин, капитальному и профилактическому ремонту;

- *трубопроводная система сбора и транспорта* добытой жидкости из пласта и закачки сточных вод в нагнетательные скважины из-за неплотностей в оборудовании, промысловых нефтесборных и нагнетательных трубопроводах;

- *резервуарные парки и дожимные сборные пункты*, когда разлив добытой жидкости происходит при спуске из резервуаров сточных вод, загрязненных осадками парафино-смолистых отложений, переливах нефти через верх резервуаров;

- *земляные амбары, шламонакопители и специальные площадки*, в которые сбрасываются осадки с резервуаров и очистных сооружений, состоящие из отложений тяжелых фракций нефти, парафино-смолистых веществ и всевозможных примесей, насыщенных нефтью, нефтепродуктами и химреагентами, а также твердых минеральных примесей. В этих шламах могут содержаться до 80 – 85 % нефти, до 50 % механических примесей, до

70 % минеральных солей и до 5 % поверхностно-активных веществ.

Факельные установки предназначены для сжигания некондиционных газов, образующихся при пуске, продувке оборудования или в процессе работы, дальнейшая переработка которых экономически нецелесообразна или невозможна по технологическим причинам. С факельных устройств, котельных, нагревательных печей в качестве продуктов сгорания в окружающую среду выбрасываются оксиды азота, диоксид серы, оксид углерода, сажа.

14.6 Загрязнение окружающей среды при интенсификации добычи нефти

Основными источниками загрязнения на нефтепромыслах являются эксплуатационные и нагнетательные скважины, кустовые насосные станции поддержания пластового давления.

В настоящее время большое внимание уделяется повышению нефтеотдачи коллекторов. Заводнение является основным методом интенсификации, с помощью которого в стране добывается свыше 85 % нефти. При поддержании пластового давления (ППД) возрастают темпы отбора УВ, снижаются темпы падения давления и сокращаются сроки разработки месторождения. Но решается вопрос водоснабжения и утилизации воды в процессе добычи нефти.

Наиболее рационально с экологических позиций применение промышленных сточных вод, которые позволяют осуществить замкнутый цикл оборота воды. Использование сточных вод с целью ППД позволяет уменьшить капитальные затраты на строительство водозаборных сооружений, сократить расходы на бурение поглощающих скважин, утилизировать все нефтепромысловые воды с целью охраны окружающей среды. В результате достигается не только экологический, но и экономический эффект.

Образующиеся сточные воды нефтепромыслов практически полностью используются или должны использоваться повторно в процессах нефтедобычи. Допускается загрязнение окружающей среды, если оно является результатом аварий, нарушения технологической дисциплины и правил охраны окружающей среды.

Одной из основных причин загрязнения окружающей среды сточными водами являются *аварии на трубопроводах*. Разлитая пластовая вода засоляет почву и приводит к гибели растительности. Утечка воды через *обсадные колонны* скважин вызывает нежелательное загрязнение подземных водоносных горизонтов.

На нефтяных месторождениях способы очистки и утилизации сточных вод предусматривают выделение основной массы нефтепродуктов и твердых примесей, содержащихся в сточных водах, в резервуарах-отстойниках.

В зависимости от свойств сточных вод основными рекомендованными

способами очистки служат следующие: механический, химический, физико-химический и биохимический.

Промысловые сточные воды различных нефтяных месторождений имеет разнообразный характер и качество которых зависит от геологических свойств нефти, технической оснащенности и метода очистки стоков на очистных сооружениях. Основную массу сточных вод (85 %) нефтепромыслов составляют пластовые воды. Количество пластовой воды, отделяемой от нефти, зависит от обводненности нефти в продуктивном пласте. На старых, давно разрабатываемых нефтепромыслах обводненность нефти может достигать 70 – 80 % и более. От 2 до 10 % сточных вод нефтепромыслов составляют ливневые воды, которые в большинстве случаев состоят из пресных технических и дождевых вод. Эти воды загрязнены в основном нефтепродуктами и механическими примесями, содержание которых изменяется соответственно от 100 до 2000 мг/л и от 100 до 5000 мг/л.

При закачке сточных вод в нефтяные пласты под высоким давлением они могут просачиваться в верхние пресноводные горизонты по затрубному пространству обсадных колонн из-за просадки цемента или из-за некачественного цемента. Все это может привести в полную негодность для употребления в хозяйственно - бытовых и питьевых целях ближайшие водоемы и питьевые колодцы. Так при нарушении эксплуатации одной из поглощающих скважин был осолонен Бишиндинский каптаж — один из источников водоснабжения г. Туймазы. Водозабор отключался от питания города.

Нефтепромысловые сточные воды могут оказать отрицательное влияние на состояние водоснабжения населения. Обнаружено, например, что частые аварийные порывы водоводов сточных вод цехов ППД, подготовки и перекачки нефти в местах водопользования населения пос. Шкапово, Озеровка, Мелисоново и других районов размещения ПО «Башнефть» привели к попаданию стоков в подземные воды и резко ухудшили состав воды в колодцах и родниках населенных пунктов.

На практике были случаи загрязнения и осолонения колодезных вод из-за перелива сточных вод из насосных станций.

В ОАО Оренбургнефть мероприятия по охране водных ресурсов при добыче и бурении осуществляются по трем направлениям: сокращение использования пресных вод при технологических процессах; предотвращение сбросов промстоков в водоемы и уменьшение концентрации вредных веществ в сбрасываемых водах; использование сточных вод других предприятий в системах водоснабжения нефтедобывающих объектов.

14.7 Охрана природных вод

К природным водам относятся поверхностные воды (реки, ручьи, озера, болота и т.д.), а также подземные воды пресных водоносных горизонтов.

Обустройство и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений сопровождаются неизбежным техногенным воздействием на объекты окружающей среды.

По данным Госкомэкологии РФ, ежегодный сброс *неочищенных* сточных вод составляет почти 1/3 часть от общего сброса. На долю предприятий нефтегазового комплекса приходится приблизительно 10 % от общего сброса.

Уменьшение сброса загрязняющих веществ возможно:

- ◆ при рациональном водопользовании;
- ◆ за счет повышения уровня очистки сбрасываемых вод;
- ◆ за счет применения замкнутых систем водоснабжения (бессточные технологии).

Последнее направление следует считать приоритетным в системе мер по охране водных объектов от загрязнения.

Технология очистки сточных вод

Основная цель водоохраных мероприятий на предприятиях нефтегазового комплекса — минимизация вредного воздействия на водную среду путем эффективной очистки бытовых и производственных сточных вод.

(Схема водоснабжения предприятия.) Водоочистные сооружения включают сбор, очистку сточных вод, контроль качества очистки и сброс очищенных вод.

Еще раз отметим: циркуляция воды позволяет уменьшить количество воды, забираемой из внешнего источника; свести к минимуму объемы сбрасываемых стоков, то есть организовать экологически более совершенную систему.

Существует большое разнообразие технологий очистки стоков и, соответственно, очистных сооружений. Эффективность их различна.

Выбор метода очистки зависит от типа загрязняющих веществ.

Механические методы очистки сточных вод используют гравитационные и центробежные силы для очистки сточных вод от загрязняющих веществ.

Мелкодисперсные загрязняющие частицы отделяются фильтрованием.

Грубодисперсные загрязняющие вещества (минеральные и органические) выделяют отстаиванием и разделением в поле центробежных сил на гидроциклонах или центрифугах.

К оборудованию, использующему метод отстаивания, относятся песколовки, буферные резервуары, нефтеловушки, отстойники или пруды.

Физико-химические методы очистки сточных вод. К ним относятся методы флотации, коагуляции. Физико-химические методы позволяют интенсифицировать отделение взвешенных частиц минеральных и органических загрязняющих веществ, позволяют извлекать из стоков необходимые компоненты (экстракция, сорбция и др.).

Флотация, как способ удаления из сточных вод загрязняющих веществ, за счет прилипания частиц примесей к пузырькам воздуха и выносу загрязненных веществ вместе с ними.

Биологические методы очистки. Для удаления из сточных вод растворенных органических веществ часто применяют биологическое окисление в природных или искусственных условиях

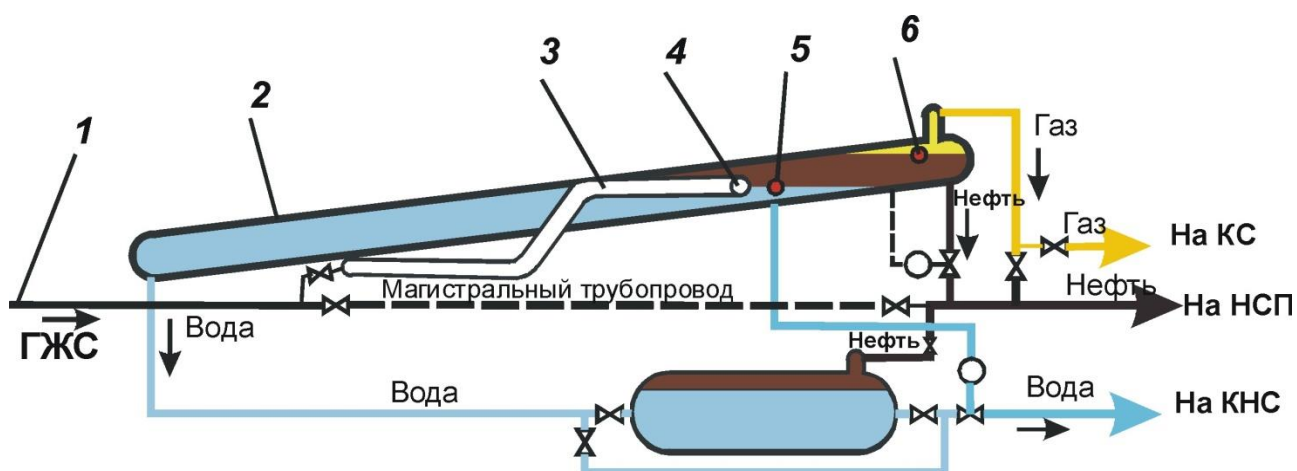
Биохимическую очистку проводят на станциях биохимической очистки, имеющих пропускную способность 50 – 100 м³/сут, после механической и физико-механической очистки.

Могут быть испытаны различные микроорганизмы-деструкторы (аэробные бактерии), иммобилизованные на твердых частицах, способные «поедать» органические вещества, содержащиеся в сточных водах.

Технология путевого сброса воды. В технологическом плане специалисты АНК Башнефть предлагают осуществлять путевой сброс воды, то есть осуществлять отбор воды во всех точках технологической схемы, где она выделяется в виде свободной фазы — в сборных коллекторах, на пониженных участках трассы, где скапливается вода, сепараторах на ДНС, вблизи кустовых насосных станций системы ППД (рисунок 14.2).

Это приводит к уменьшению коррозии, снижению нагрузки на отстойники, печи, предотвращает возможность повторного диспергирования, что позволяет облегчить подготовку и повысить качество воды для закачки в пласт.

В качестве водоотделителей при путевом сбросе воды используются трубные водоотделители (ТВО) (сброшенная вода используется непосредственно на месторождении).



1 — нефтегазопровод; 2 — трубный разделитель; 3 — успокоительный коллектор; 4 — вход успокоительного коллектора в трубный разделитель; 5, 6 — датчики уровня; 7 — отстойник воды

Рисунок 14.2 — Принципиальная схема установки путевого сброса воды

Степень очистки воды от нефти: до 20 – 60 мг/л. Для более глубокой очистки воды трубные водоотделители применяются в сочетании с отстойниками воды.

Способы борьбы с нефтезагрязнением водных объектов

В настоящее время применяют следующие методы ликвидации нефтяных загрязнений водных объектов: механические; физико-химические; химические; биологические.

Механические методы удаления нефти

К ним относятся различные методы сбора нефти с водной поверхности, начиная от ручного вычерпывания нефти до машинных комплексов нефтемусоросборщиков. Первоначально должно быть осуществлено концентрирование и ограждение находящейся на водной поверхности нефти при помощи плавающих бонов.

Конструкция бонового заграждения (рисунок 14.3) состоит из плавучей, экранирующей и балластной частей. Плавучая часть может быть выделена в виде отдельных поплавков (1) прямоугольного или круглого сечения.

Экранирующая часть представляет собой гибкую или жесткую пластину (2), присоединенную к плавучей части бона и нагруженную для придания устойчивости балластной цепью, трубой или растяжками (3).

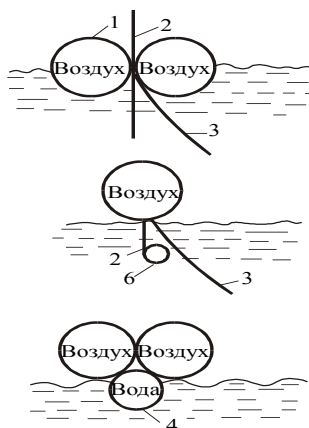


Рисунок 14.3 — Конструкция бонового заграждения

Предлагается устраивать заграждение подводного типа в виде пневматического барьера, принцип работы которого заключается в создании препятствий на поверхности воды при непрерывной подаче воздуха через перфорированную трубу, уложенную на дно водоема под определенным углом к направлению течения.

В Канаде общество по борьбе с пролитой нефтью и служба охраны окружающей среды предложила испытать дивертор воздушных пузырьков, когда насосы и скорость течения делают невозможным испытание плавучих бонов. Дивертор представляет собой стальную оцинкованную трубу диаметром 6 см, перфорированную, состоит из звеньев. Собирается на берегу

и укладывается с помощью лебедки на дно реки под углом 15° - 30° к течению. Через перфорацию компрессором подается сжатый воздух. За счет расположения дивертора под углом нефть клином направляется к берегу, где она может быть собрана ковшом. Максимальная длина 134 м, якорь не требуется.

Во ВНИИСПТнефти (ИПТЭР) разработан и испытан образец устройства для сбора нефти с поверхности воды при аварийных разливах на подводных переходах магистральных нефтепроводов через судоходные реки. Принцип работы – эффект вихревой воронки. Испытания на р. Белой показали, что производительность нефтесборщика по нефти зависит от толщины пленки плавающей нефти и при толщине 3.5 мм составляет $30 \text{ м}^3/\text{ч}$. Чем больше толщина пленки, тем больше производительность.

Один из запатентованных методов США предлагает использовать транспортер, установленный на плавучей платформе, нижняя часть движущейся ленты которого погружена в воду. При движении ленты через поверхность раздела вода – воздух нефть прилипает к ней и переносится вверх, где снимается с ленты специальным очистителем и переносится в накопитель. Для увеличения захвата нефти лента покрыта специальным волокнистым материалом.

В бывшем СССР предложено устройство следующей конструкции: в конце длинной фермы с емкостями на концах для плавучести, установлен сепаратор. С помощью направляющих экранов нефть подается к сепаратору, откуда загрязненная вода и нефть поступают в специальные емкости.

Большое число методов и устройств предлагается для удаления нефти с больших акваторий (реки, моря). Французские специалисты, например, запатентовали устройство для обработки верхнего слоя жидкости, представляющей собой плоскодонное судно длиной 70 м, шириной 20 м, высотой 6 м. В носовой части корпуса расположены отверстия для забора загрязненной нефтью воды. Жидкость поступает в центральный отсек (внутри судна), где разделяется на нефть и воду. Производительность такого типа устройств высокая: 150 т/ч , существует и более высокая производительность — до $6000 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Физико-химические методы удаления нефти

К ним следует отнести, в первую очередь, применение адсорбирующих материалов: пенополиуретан, угольная пыль, резиновая крошка, древесные опилки, пемза, торф, торфяной мох и т.п.

Губчатый материал из полиуретановой пены хорошо впитывает нефть и продолжает плавать после адсорбции. По расчетным данным 1 м^3 полиуретанового пенопласта может адсорбировать с поверхности воды приблизительно 700 кг нефти. Адсорбенты органического и неорганического происхождения перед применением могут гранулироваться (порошкообразные) и пропитываться гидрофобизаторами.

Технология применения заключается в распылении их на нефтяную пленку. Перспективно применение гранулированных адсорбентов и

жидкостей, обладающих магнитными свойствами, которые после адсорбции нефти легко удаляются магнитом.

Американская фирма разработала технологию применения для сбора нефти магнитной жидкостью, придающей нефти магнитные свойства и позволяющая убирать ее даже в виде тонких пленок.

Для удаления нефти возможно применение минерального сырья — в частности перлитового. Попадая на поверхность воды, материал адсорбирует нефть и образует густую плотную массу, удобную для сбора обычными средствами, в том числе частыми траловыми сетями.

Патент Канады предусматривает сбор разлитой по поверхности воды нефти с помощью *диатомовой земли* при соотношении объемов земли и нефти от 3:1 до 1:1. Образующийся глинообразный материал опускается на дно водоема. Смесь диатомной земли с сеном, соломой, торфом в сочетании с адсорбированной нефтью плавает на поверхности не меньше недели.

Химические методы удаления разливов нефти.

Удаление нефти с помощью химических соединений (детергентов) нашло применение при разливах нефти на море. Следует отметить, что токсичность детергентов для морских организмов часто выше, чем самой нефти и поражающее действие нефтяного загрязнения на гидробионты может быть только усилено. Эстонские авторы предлагают испытать модифицированный термообработкой торф. Им наполняют пористые капроновые бобы, что значительно упрощает технологию сбора и удаления нефтепродукта с поверхности воды. Немцы (ФРГ) для связывания нефти в нефтевоздушные суспензии предлагают испытать высокодисперсную аморфную гидрофобную кремнекислоту(силикагель), являющийся сорбентом для нефти.

Микробиологическое разложение нефти.

Это перспективное направление предотвращения загрязнения водоемов нефтепродуктами. Для некоторых бактерий нефть является питательной средой. Микробиологическая активность в большей степени зависит от температуры: скорость микробиологических процессов удваивается при увеличении температуры на 10 °С. На развитие микроорганизмов большое влияние оказывает содержание высоколетучих алифатических компонентов нефти. Введение в воду незначительных количеств нитратов и фосфатов увеличивает степень разрушения нефти на 70 %.

Число органических соединений, используемых микроорганизмами в качестве источников углерода очень велико. Можно считать, что для каждого углеводородного соединения, существующие микроорганизмы способны его разложить.

Рассмотренные методы удаления нефти с водных поверхностей показали, что наиболее эффективными средствами являются **физико-химическая сорбция** и **микробиологическое разложение**. Эти методы наиболее перспективны для борьбы с нефтяными загрязнениями окружающей среды и при строительстве скважин.

14.8 Охрана земельных ресурсов

Нефтяная промышленность является одним из ведущих потребителей земельного фонда, так как разведка, добыча, промысловая подготовка и транспортировка УВ сырья требуют размещения многочисленных нефтепромысловых объектов: скважин, кустовых насосных станций, нефтесборных пунктов, технологических установок, магистральных трубопроводов. На нефтяную промышленность приходится более 20 % земель, которые ежегодно выводятся из сельскохозяйственного оборота.

ОАО Оребургнефть охране земельных ресурсов уделяет достаточное внимание, максимально сокращается отвод сельскохозяйственных земель для промышленности с рекультивацией, ведется контроль за загрязнением почв ингредиентами нефтепродуктов в специальных лабораториях, на Покровских головных сооружениях построена установка по переработке шламов производительностью 5000 т/год. Если в 1990 году было отведено и рекультивировано 1278 га, то в 1997 году 217 га земель сельскохозяйственного фонда. Надежность внутрипромысловых нефтепроводов, где основное количество аварий приходится на изношенные коммуникации, которые эксплуатируются десятки лет и подвержены коррозии.

Интенсивная разведка и многолетняя эксплуатация нефтяных месторождений вызывает деформации земной коры, которая сопровождается вертикальными и горизонтальными смещениями горных пород. Геодинамические процессы, протекающие в толщах, связаны с понижением пластового давления и, как следствие, изменением коллекторских свойств вмещающих пород.

Под влиянием проседания почвы происходит заболачивание и подтопление территории, наблюдается искривление стволов скважин, деформация обсадных колонн и разрушение объектов промыслового обустройства. Оседание земной поверхности наблюдается в основном при разработке месторождений, характеризующихся аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД). При их эксплуатации пластовое давление резко снижается, что определяет деформацию поверхности на значительных площадях. Искривление стволов скважин наблюдается на ОНГКМ при смятии колонн при прохождении через мощные соляные толщи пород.

Оседание грунта отмечается и на территории отдельных районов нефтедобычи в бывшем СССР. На Апшеронском полуострове наблюдается опускание площадей нефтепромыслов с интенсивностью от 11,5 до 31,5 мм/год при максимальной величине 504,8 мм. По прогнозным данным, на некоторых участках месторождений в Западной Сибири ожидаются вертикальные смещения земной поверхности от 0,2 до 1,5 м.

При буровых работах проводится отвод земель площадью от 0,5 до 3,5 га на одну скважину в зависимости от целевого назначения, планируемой глубины проходки и типа буровой установки.

На Южно-Талакановкой площади (Западная Сибирь) под площадку одной скважины было отведено 4,8 га, где был вырублен хвойный лес 150 летнего возраста, извлечен грунт в 93 м³, осыпка площадки проведена грунтом в 1580 м³. Шламовый амбар является составляющей частью каждой площадки скважины. Конструкция его представляет собой выемку в насыпном основании площадок, в форме усеченной пирамиды, прямоугольной в плане, имеющую обваловку из минерального грунта.

Практика показывает, что потери продуктивных земель в процессе разведки и освоения месторождений нефти неизбежны, а возврат их в хозяйственное использование зависит от местоположения района работ и технических возможностей производственной организации.

Для оценки эффективности восстановления земель используется коэффициент рекультивации, отражающий отношение рекультивируемых земель к общему количеству изъятых из оборота площадей. Для районов Украины, Прибалтики, Молдавии и Закавказья его величина достаточно высока и находится в пределах 0,6 – 0,9. Наиболее низкие значения этого коэффициента (0,3) отмечаются при разведке и эксплуатации нефтяных месторождений Сибири и севера Европейской территории России. Коэффициент рекультивации земель в Оренбургской области составил 0,56.

На осваиваемых нефтегазоносных площадях происходит механическое нарушение почвенно-растительного покрова, а также его загрязнение нефтью и нефтепродуктами. Интенсивность техногенного нарушения зависит от местоположения скважины и времени проведения буровых работ. Степень негативного воздействия от строительства и проходки скважин определяется схемой размещения технических и хозяйственно-бытовых сооружений, возможностью развития эрозионных процессов и масштабом использования гусеничной техники. Наблюдения показывают, что минимальные нарушения фиксируются на площадях в замкнутых понижениях (котловинах), а максимальные характерны для буровых, размещенных на берегах рек или вершинах холмов.

Для предотвращения и устранения последствий негативного воздействия техногенных факторов на почвенно-растительный покров применяются мероприятия, которые подразделяются применительно к поисково-разведочным работам и добыче нефти на промыслах (рисунок 14.4).

Такое разграничение довольно условно, так как бурение скважин, строительство транспортных коммуникаций и рекультивация земель характерны для всего цикла геолого-разведочных и эксплуатационных работ. Использование автомобильного и гусеничного транспорта, строительство промышленных объектов и магистральных трубопроводов приводит к нарушению физико-механических, химических и биологических свойств почв, грунтов и в целом рельефа осваиваемых площадей.

Важным направлением при охране земель является бурение скважин кустовым методом. При этом снижаются удельные капитальные вложения на

каждую скважину, сокращается норма земельного отвода и уменьшается протяженность коммуникаций. Одновременно ограничивается циркуляция пластовых вод при их сборе в систему ППД, что благоприятно влияет на состояние окружающей среды.

В зависимости от интенсивности и продолжительности загрязнения почв и грунтов нефтепродуктами предусматривают техническую, химическую и биологическую рекультивацию. Первая из них включает работы по очистке территории, планировке нарушенных участков и механической обработке почвы (рыхление, дискование) для искусственной аэрации ее верхних горизонтов и ускоренного выветривания загрязнителя.

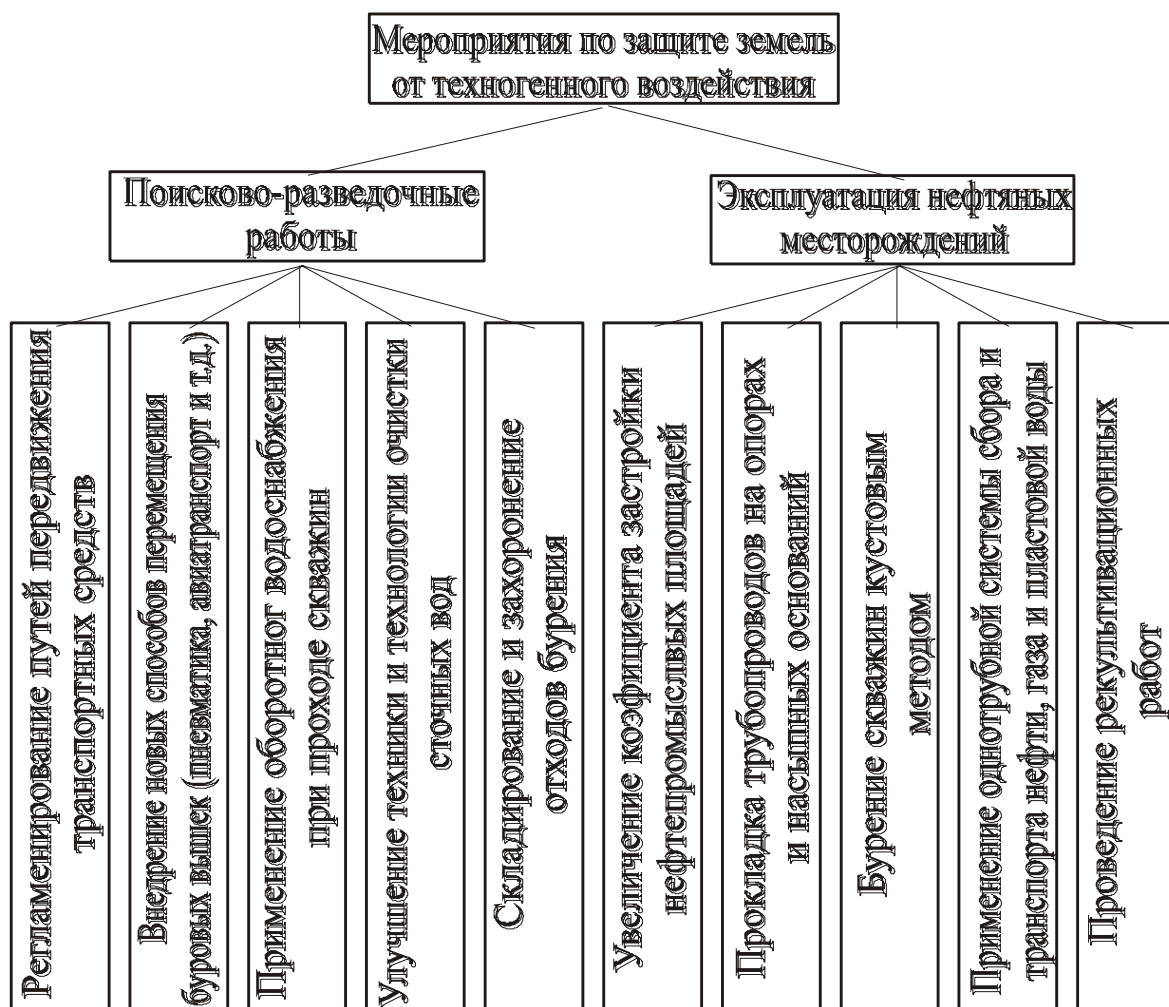


Рисунок 14.4 — Комплекс мероприятий по защите земельных ресурсов при разведке и эксплуатации нефтяных месторождений

Для восстановления продуктивности нефтепромысловых земель рекомендуется провести их глубокую вспашку и оставить для гелиотермической мелиорации, под влиянием которой усиливаются процессы деградации нефтепродуктов, улучшается водовоздушный режим и повышается биохимическая активность почв.

С целью создания оптимальных условий для жизнедеятельности бактериальных микроорганизмов, способных ассимилировать УВ, кислые почвы подвергаются известкованию. Для восстановления качества дерново-подзолистых почв, которые в результате нефтяного загрязнения трансформировались в техногенные солончаки, применяется гипсование совместно с искусственным увлажнением.

Особенно интенсивное изменение почвенного и растительного покрова происходит в районах распространения многомерзлых пород. Техногенное воздействие вызывает не только линейное изменение экосистем, но и их широкое площадное нарушение.

Первое связано с движением транспорта и строительством нефте-, газопроводов, второе — с бурением и эксплуатацией месторождений. Влияние техногенных факторов на почвенно-растительный покров в криолитозоне проявляется как непосредственно при механическом нарушении, так и косвенно — через глубину и интенсивность протаивания почвы.

Загрязнение растительного покрова нефтью сказывается на его теплоизоляционных свойствах. Глубина промерзания по сравнению с контрольными площадками имеет тенденцию к сокращению, что объясняется нарушением радиационного баланса на загрязненных территориях.

Разведка и добыча нефти на Крайнем Севере сопровождается нарушением теплофизического равновесия в условиях многолетней мерзлоты и проявлением эрозионных процессов на поверхности земли. Наиболее значительные техногенные изменения отмечаются на участках распространения сильно льдистых много мерзлых пород и залежей подземных льдов.

Строительство скважин в районах многолетней мерзлоты приводит к развитию термокарста и просадкам, что вызывает разрушение природных ландшафтов. Известны случаи аварий из-за протаивания мерзлых пород в прискважинной зоне под действием тепла в процессе бурения. В результате разрушения многолетнемерзлых пород может начаться интенсивное фонтанирование нефти и газа через устье или по заколонному пространству.

Практика освоения северных районов бывшего СССР показала, что деформация и разрушение сооружений и природных комплексов вызваны недостаточностью геоэкологической информации при проектировании и строительстве хозяйственно-бытовых и производственных объектов.

С целью сохранения сложившейся экологической обстановки или нанесения ей минимального ущерба при планировании производственных работ должно выполняться опережающее изучение гидрогеологических и инженерно-геологических условий территорий, перспективных для промышленного и хозяйственного освоения.

В ОАО Оренбургнефть при защите труб и нефтепромыслового оборудования от коррозии стали использовать в системе нефтесбора и ППД металлопластмассовые трубы и на основе этого проведена реконструкция

систем промысловых трубопроводов, что привело к экологическому оздоровлению объектов нефтепромыслов. Кроме того, первостепенное значение имеет в организации сокращение удельного расхода земель на строительство нефтепромысловых объектов.

14.9 Охрана атмосферы

Около 90 % всех видов загрязнения атмосферы являются результатом разработки месторождений и утилизации энергетических ресурсов.

Из-за низкого коэффициента использования добываемого минерального сырья значительная его часть безвозвратно теряется и поступает в виде отходов в окружающую среду. По ориентировочным оценкам, около 70 % всех отходов находится в атмосфере, причем основные источники загрязнения воздушного бассейна расположены в северном полушарии.

Концентрация большинства веществ в воздухе лимитируется санитарными требованиями, которые в настоящее время являются одним из действенных средств охраны окружающей среды (таблица 14.2)

Таблица 14.2 – Концентрация в воздухе загрязняющих веществ

Наименование вещества	ПДК в воздухе рабочей зоны	ПДК в воздухе населенных пунктов	
		максимальная разовая	Средне-суточная
1	2	3	4
Сероводород	10	0,008	0,008
Сероводород + углеводороды C ₁ - C ₅	3	—	—
Диоксид серы	10	0,5	0,05
Триоксид серы	1,0	0,5	0,05
Диоксид углерода CO ₂	9000	—	—
Оксид углерода CO	20,0	5,0	3,0
Диоксид азота NO ₂	2,0	0,085	0,04
Оксид азота NO	30,0	0,6	0,06
Аммиак	20,0	0,2	0,04
Хлор Cl ₂	1,0	0,1	0,03
Нефть и нефтепродукты	10,0	—	—
Углеводороды алифатические предельные	300	—	—
В пересчете на углерод			
Бензин топливный в пересчете на углерод	100	0,05	0,05
Сероуглерод CS ₂	10	0,03	0,005
Сажа (копоть)	—	0,15	0,05

В таблице перечислены основные загрязняющие вещества,

оказывающие негативное воздействие на качественный состав атмосферы в процессе добычи и переработки нефти и газа. ПДК устанавливаются как для каждого вещества в отдельности, так и для совместного присутствия определенного сочетания вредных веществ в атмосферном воздухе. Для сероводорода ПДК в рабочей зоне равняется 10 г/м³, а при совместном действии этого соединения с легкими углеводородами C₁ - C₅ этот показатель уменьшается до 3 г/м³.

При совместном присутствии в воздухе нескольких веществ их общая относительная концентрация не должна превышать единицы:

$$\frac{C_1}{ПДК_1} + \frac{C_2}{ПДК_2} + \dots + \frac{C_n}{ПДК_n} \leq 1,$$

где C₁, C₂, ..., C_n — фактические концентрации вредных веществ;

ПДК_i — соответствующие предельно допустимые концентрации этих веществ.

По степени экологической опасности вещества-загрязнители на объектах нефтяной промышленности можно расположить в следующей убывающей последовательности:



Сероводород, углеводород и сернистый ангидрид являются наиболее характерными компонентами для нефтяных объектов и преобладают как по токсикологическому воздействию, так и по объемам поступления в атмосферный воздух.

Существенный вклад в загрязнение воздушного бассейна вносит нефтяной газ, который ежегодно сжигается в факелах в объеме десятков миллиардов кубических метров. Потери нефтяного газа только в нашей стране составляют более 8 % общих мировых потерь этого ценного УВ сырья. Утилизация ресурсов нефтяного газа, в целом не превышает 75 %, что эквивалентно потере 80 млн.т нефти. Несмотря на то, что максимальная степень использования ресурсов нефтяного газа в старых нефтегазодобывающих районах Поволжья и Северного Кавказа достигает 90 – 96 %, его отрицательное воздействие на биосферу в ряде случаев является доминирующим среди существующих источников загрязнения.

В новых нефтедобывающих районах существует диспропорция между темпами добычи УВ сырья и вводом в действие систем сбора и переработки попутного газа. Только в Западной Сибири ежегодно сжигается в факелах более 10 млрд.м³. газа. При этом в воздушный бассейн поступает 7 млн.т токсичных соединений, а в Оренбуржье в районе Газзавода горят круглосуточно по 15 более факелов не использованного природного газа, загрязняется воздух и почва окружающих сел и деревень. Оценка территории по состоянию самоочищающей способности атмосферы воздушного бассейна неблагоприятная, оценочный бал минус 2.

Охрана воздушной среды в нефтяной промышленности проводится, главным образом, в направлении борьбы с потерями нефти за счет уменьшения испарения ее при сборе, транспортировке, подготовке и хранении. Для этого проектируются герметизированные системы сбора

нефти и антикоррозионные наружные и внутренние покрытия трубопроводов и емкостей, устанавливаются непримерзающие клапаны, расширяется применение резервуаров с понтонами или плавающими крышами и другие технические решения. С целью уменьшения вредных выбросов в атмосферу сокращается сжигание нефтяного газа в факелах.

14.10 Мониторинг нефтяного загрязнения

Мониторинг — система долгосрочных наблюдений, оценки, контроля и прогноза состояния и изменения объектов.

Производственный экологический мониторинг – это осуществляемый в рамках производственного экологического контроля мониторинг состояния и загрязнения окружающей среды, включающий долгосрочные наблюдения за состоянием окружающей среды, её загрязнением и происходящими в ней природными явлениями, а также оценку и прогноз состояния окружающей среды, её загрязнения на территории субъектов хозяйственной и иной деятельности (организаций) и в пределах их воздействия на окружающую среду. *Производственный экологический мониторинг* выполняется на всех стадиях производства работ: инженерная подготовка площадок (в том числе строительство шламовых амбаров), строительство скважин и эксплуатация шламовых амбаров, ликвидация скважин, рекультивация земель. Целью производственного экологического мониторинга является обеспечение организаций информацией о состоянии и загрязнении окружающей среды, необходимой им для осуществления деятельности по сохранению и восстановлению природной среды, рациональному использованию и воспроизводству природных ресурсов, предотвращению негативного воздействия при проведении проектных работ на окружающую среду и ликвидации его последствий. *Основными задачами производственного экологического мониторинга* являются:

- регулярные наблюдения за состоянием и изменением окружающей среды в районе расположения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду;
- прогноз изменения состояния окружающей среды в районе размещения объектов.

Поисково-разведочные работы на нефть и газ, добыча и первичная переработка углеводородов на промыслах сопровождаются нарушением естественного состояния природной среды и ее загрязнением. Масштабы техногенных изменений в нефтегазоносных районах зависят от природных условий и особенностей геологического строения, техники и технологии геолого-разведочных и эксплуатационных работ, продолжительности разработки месторождений.

Актуальной научно-практической задачей является разработка для

основных объектов нефтяной и газовой промышленности единой научно обоснованной системы контроля, которая позволяла бы контролировать и выявлять выделение вредных веществ — загрязнителей атмосферного воздуха и других природных объектов, связь количественных показателей выбросов с технологией, метеорологическими параметрами. Полученные при этом данные должны служить научной основой для:

- ✓ прогнозирования вероятности образования опасных концентраций вредных веществ в воздухе, воде и почве;
- ✓ определения размеров загрязненных участков, опасных зон, возможных последствий.

Мониторинг нефтяного загрязнения — это отдельный раздел системы управления качеством окружающей среды, включающий сбор и накопление информации о фактических параметрах основных компонентов окружающей среды и составление прогноза изменения их качества во времени.

Концепция мониторинга предусматривает специальную систему наблюдений, контроля, оценки, краткосрочного прогноза и определения долгосрочных тенденций в *состоянии* биосферы под влиянием техногенных процессов, связанных с разведкой и разработкой нефтяных месторождений.

Вопросы для саморазвития

- 1 Кто охраняет и от кого охраняются недра и окружающая среда в процессе разработки месторождений нефти и газа? Дискуссионный вопрос.
- 2 На каком расстоянии от поймы реки бурится скважина?
- 3 Что более экологично отапливать помещение газом или нефтью?
- 4 Какие мероприятия по охране пластовых вод в процессе разработки вы знаете?
- 5 Назовите основные экологические проблемы при добыче нефти и газа
- 6 Масштабы техногенной нагрузки на разных стадиях разработки месторождения
- 7 Охрана недр предусматривает осуществление комплекса мероприятий, направленных на предотвращение потерь нефти в ***
- 8 Охрана окружающей среды предусматривает мероприятия, направленные на обеспечение безопасности населенных пунктов, рациональное использование земель **** далее продолжить
- 9 Что понимается под экологической характеристикой нефтегазодобывающего производства.
- 10 Особенности нефтегазодобывающих предприятий с точки зрения экологичности : нефть-агрессивная среда, преобразования, необратимые земной коры, оборудования как источники повышенной опасности далее продолжить
- 11 В период эксплуатации наибольшую опасность для природной среды представляет загрязнение ***продолжить

12 Загрязнение поверхностных вод, растительности, рек, озер нефтью, другими агрессивными флюидами, хозяйственно-бытовыми и промышленными стоками, что вызывает опасные экологические последствия, какие ?

13 Загрязнение атмосферы — в результате сжигания попутного нефтяного газа (особенно в начальный период эксплуатации месторождения), при порывах и ремонтах газопроводов, испарении в резервуарах и т.д. продолжить

14 Среди комплекса природоохранных мер важная роль отводится мероприятиям по очистке, обезвреживанию и утилизации производственно-технологических отходов бурения, буровых сточных вод (БСВ), отработанных буровых растворов (ОБР) и выбуренной породы или бурового шлама (БШ) почему они опасны для природной среды ?

15 Разработка сероводородсодержащих нефтяных месторождений ставит ряд серьезных проблем, каких ?

16 Сероводород является особо опасным токсичным веществом, предельно допустимая концентрация которого в воздухе жилой зоны равна всего **** мг/м³.

17 Для транспорта нефти и газа строятся новые магистральные подземные и подводные трубопроводы, увеличиваются объемы танкерных перевозок, наметилась тенденция к чему ?

15 Учебно-методическое обеспечение дисциплины

15.1 Основная литература

1. Назаров, А.А. Нефтегазодобыча. Геология нефти и газа: учебное пособие/А.А.Назаров; Министерство образования и науки Российской Федерации, Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования « Казанский государственный технологический университет». -Казань: КГТУ, 2011.-Ч.1.-80с.:ил., URL://bibioclub.ru/index.php?page=book&id=259081

2. Арбузов, В.Н. Сборник задач по технологии добычи нефти и газа в осложненных условиях: Практикум /В.Н.Арбузов, Е.В.Курганова ; Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования « Национальный исследовательский Томский политехнический университет», Министерство образования и науки Российской Федерации.-Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2015.-68с.: ил.,табл.,схем.-Библиогр. в кн.; То же [Электронный ресурс].-URL://bibioclub.ru/index.php?page=book&id=442070.

3. Бутенин, Н.В. Теоретическая механика: учебное пособие/ Н.В.Бутенин, Я.Л. Лунц, Д.Р. Меркин :М.-Издательство «Лань», 2009.-736с. ISBN 978-5-8114-0052-2

Режим доступа : https://e.anbook.com/reader/book/34/*/

4. Бухгольц, Н.Н. Основной курс теоретической механики: учебник Ч.1 Кинематика, статика, динамика материальной точки /Н.Н. Бухгольц –М: Издательство «Лань», 2009.-480с. . ISBN 978-5-0919-8-Режим доступа : https://e.anbook.com/reader/book/32/*/

5. Бухгольц, Н.Н. Основной курс теоретической механики: учебное пособие Ч.2 Динамика системы материальных точек /Н.Н. Бухгольц-М: Издательство «Лань», 2016.-336с. . ISBN 978-5-8114-0926-6. Режим доступа: https://e.anbook.com/reader/book/32/*/

6. Дырдина, Е.В. Введение в инженерную механику: статика и кинематика твердого тела: учебное пособие/И.И.Мосалева, Е.В.Дырдина. – Оренбург: ОГУ, 2016 .-158с.

7. Покрепин, Б.В. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: учебник /Б.В. Покрепин.- Ростов-на-Дону: Феникс, 2015.-318с

8. Бочарников, В.Ф. Справочник мастера по ремонту нефтегазового технологического оборудования. Том 1.- Москва: Инфра-Инженерия, 2015. <http://znanium.com/bookread2.php?book=521189>

9. Савинкова, Л. Д. Практическое руководство по выполнению лабораторных работ по курсу "Нефтегазопромысловая геология" [Электронный ресурс] : лабораторный практикум для студентов, обучающихся по программам высшего образования по специальности 21.05.02 Прикладная геология / Л. Д. Савинкова; М-во образования и науки Рос. Федерации, Федер. гос. бюджет. образоват. учреждение высш. проф.

образования "Оренбург. гос. ун-т", Каф. геологии. - Оренбург : ОГУ. - 2015. – 223 с.

10. Савинкова, Л.Д. Подземная гидромеханика. Выполнение курсового проекта и лабораторных работ: учебно-методическое пособие/Л.Д.Савинкова –Оренбург:ОГУ, 2017.- 170с.[Электронный ресурс]

11. Савинкова ,Л.Д. Основы подземной нефтегазогидродинамики: учебное пособие/Л.Д.Савинкова –Оренбург:ОГУ,2017.-173 с .[Электронный ресурс]

15.2 Дополнительная литература

1. Дейк Л.П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений /Л.П. Дейк -М.: Премиум Инжиниринг,2009.-570 с. :ил.

2. Закиров С.Н.Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа /С.Н. Закиров, И.М. Индрупский, Э.С. Закиров, М.Т. Абасов, Р.Н. Фахретдинов, Д.П. Аникеев, И.В. Рощина, А.А. Контарев, Я.А. Северов, А.А. Роцин, Э.А. Мамедов, О.В. Брадулина, А.Р. Лукманов.- Москва - Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009.-484с.:ил ISBN 978-5-93972-725-9

3. Юшков, И.Р. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений : учеб.-метод. пособие / И.Р. Юшков, Г.П. Хижняк, П.Ю. Илюшин. – Пермь : Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2013. – 177 с. ISBN 978-5-398-00995-8

4. Поиск, разведка и разработка месторождений нефти и газа. Правила гидродинамических исследований скважин и пластов. Проект национального стандарта, Вестник ЦКР.- 2007. - № 2,

5. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.- 2015.-288с. ISBN 978-5-9360-578-8

6. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин: учебное пособие/М.И. Кременецкий, А.И. Ипатов.- М.: МАКС Пресс, 2008. - 476 с. ISBN 978-5-317-02630-1

7. Щуров В.И. Техника и технология добычи нефти: учебник для вузов/- М.: Альянс, 2005.- 510 с.

8. Муслимов Р.Х. Методы прогноза, поиска и разведки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие /Р.Х.Муслимов, В.В.Ананьев, В.М.Смелков, Р.К. Тухватуллин. – Казань: Изд-во Казанского государственного университета, 2007. – 320 с.

9. Желтов Ю.П. «Разработка нефтяных месторождений: учебн. для вузов.-2-е изд./Ю.П.Желтов.-М.:Недра,1998.-365с.:илISBN 5-247-03806-1

10 Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов: учеб. пособие для ВУЗов / И.П. Чоловский, М.М. Иванова, И.С. Гутман, С.Б. Вагин, Ю.И. Брагин – М.: ГУП изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. – 456 с.: ил.

11. Брагин Ю.И., Вагин С.Б. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов/Ю.И. Брагин, С.Б. Вагин.-: М.: Изд-во Недра – Бизнесцентр, 2004. – 459 с.
- 12.Малиновский И.Н., Денцкевич И.А. «Основы нефтегазопромысловой геологии» [Электронный ресурс]: учеб. пособие / И.Н.Малиновский, И.А.Денцкевич; М-во образования и науки Рос. Федерации, Федер. Агентство по образованию, Гос. образоват. Учреждение высш. проф. образования «Оренбург. Гос.ун-т». Электрон. текстовые дан. (1файл:10,6МБ).-Оренбург: ГОУ ОГУ, 2007.-AdobeAcrobatReader 5.0-Режим доступа: www.artlib.osu.ru.
13. Чарный, И. А. Подземная гидрогазодинамика: учеб. для вузов / И.А.Чарный. – М. : Ин-т компьютер. Исслед., 2006. – 436 с. – (Современные нефтегазовые технологии). – Прил.: с. 393-410 – ISBN 5-93972-591-0.
14. Геология и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений Оренбургской области /под ред. А.С. Пантелеева, П.В. Козлова.: Оренбургское книжное издательств,1999. 379с. ISBN 5-88788-058-9
15. Гутман И.С. Подсчет запасов нефти и газа/И.С.Гутман – М.: Недра, 1996. – 305 с.: ил
16. Справочник по геологии нефти и газа / ред. Н.А. Еременко. – М.: Недра, 1984. – 480 с: ил.
- 17.Пантелеев А.С., Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области/ А.С. Пантелеев, Н.Ф. Козлов [и др.]. - Оренбургское книжное издательство,1997.-270с.
18. Энциклопедия газовой промышленности / под ред. Басниева К.С.- М.: АО "Твант", 1994, 902 с.
19. Брусиловский, А.И. Фазовые превращения при разработке нефти и газа/А.И.Брусиловский.- М.: ИД "Граль", 2002.- 579 с.
20. Хасанов М.М. Моделирование процессов нефтегазодобычи /М.М. Хасанов, А.Х. Мирзаджанзаде, Р.Н. Бахтизин.- Москва-Ижевск: ИКИ, 2004.- 368 с.
21. Басниев, К.С. Нефтегазовая гидромеханика/ К.С. Басниев, Н.М. Дмитриев, Г.Д. Розенберг.- М.-Ижевск: ИКИ, 2005.- 544 с.
- 22.Эрлагер.Р Гидродинамические методы исследования скважин, одиннадцатое издание/ Р.Эрлагер; - перевод с английского, М., 2007.- 512 с.
23. Камартдинов, М.Р., Гидродинамические исследования скважин: Анализ и интерпретация данных/ М.Р. Камартдинов, Т.Е. Кулагина. – Томск, 2010.-201с.
24. Проект «Правила строительства, эксплуатации и ликвидации поисково-разведочных нефтяных и газовых скважин» НЦ РИТ, ЕАГО, ЦГЭ.- 2012
25. Чоловский И.П., Промыслово-геологический контроль разработки месторождений углеводородов: учебник для вузов/ И.П.Чоловский, Ю.И. Брагин.-М.:Изд-во «Нефть и Газ».-2002.-219с.

26. РД 39-0147035-214-86. Методическое руководство по расчету коэффициентов извлечения нефти из недр. - М.,1986
27. РД 155-39-007-96; Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений / Минтопэнерго РФ. - М.:ВНИИнефть,1996
- 28.Брагинский О.Б., Нефтегазовый комплекс мира/ О.Б. Брагинский .- М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина , 2006.-640с.
- 29.Петерсилье, В.И. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом/ под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Порокун, Г.Г. Яценко. - Москва-Тверь, ВНИГНИ, НПЦ, 2003.-261с.
30. Мероньо-Пелисер Л.Б, Анализ эффективности инвестиционного проекта: уч. пособие / Л.Б Мероньо-Пелисер, О.А Ларионова, под ред. В.Ф.Дунаева М.: ФГУП «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина,2005.-62 с.
- 31.Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата в России. – М: Институт ВНИГНИ,2000,189 с. (утверждено 16.06.2000 Научным Советом по совершенствованию количественной и экономической оценке ресурсов УВ).
- 32.Палий, А.О. Разработка нефтяных месторождений: учебник / А.О.Палий.- М.: - Издательский Центр «РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина»,2015.-319 с. ISBN978-5-91961-118-9
33. Ягофаров А.К. Разработка нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие / А.К.Ягофаров, И.И. Клещенко , Г.П. Зозуля, Ю.В. Зейгман, М.К.Рогачев, Г.А.Шлеин. – М.: Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет», 2010.-396 с. ISBN978-5-9961-0326-3.
34. Гидродинамические исследования скважин: анализ и интерпретация данных/ Т.А. Деева, М.Р. Камартдинов, Т.Е. Кулагина, П.В. Мангазеев. – Томск: изд-во ЦППС ИД ТПУ, 2009. – 241 с.
35. Ипатов, А.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов/ А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий. – М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2005. – 780 с.
36. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология: учебник для вузов/В.Г. Каналин, С.Б. Вагин, М.А. Токарев, Г.А. Ланчаков, А.И. Пономарев. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 372 с.
37. Технология и техника добычи нефти: учебник для вузов/ А.Х. Мирзаджанзаде, [и др.] под редакцией проф. А.Х. Мирзаджанзаде – М.: Недра, 1986. –382 с.
38. Петухов, А.В. Теория и методология изучения структурно-пространственной зональности трещинных коллекторов нефти и газа/А.В.Петухов. – Ухта: УГТУ, 2002. – 276 с.

39. Слюсарев, Н.И. Исследование нефтяных скважин и пластов: учеб. пособие/Н.И. Слюсарев, А.И. Усов. – СПб: СПГГИ (ТУ), 2002. – 67 с.
40. Справочник нефтяника/ Ю.В. Зейгман, Г.А. Шамаев. – Уфа: Тау, 2005. – 272 с.
41. Харин, А.Ю. Гидродинамические методы исследования нефтяных скважин: учебное пособие/ А.Ю. Харин, С.Б. Харина. – Уфа: изд-во УГНТУ, 2004. – 108 с.
42. Кулагин, В.А. Газогидродинамика: учебное пособие / В.А. Кулагин, Е.П. Грищенко. -Красноярск:ИПК СФУ,2009.-278с.
43. Квеско, Б.Б. Подземная гидромеханика: учебное пособие/ Б.Б. Квеско, Е.Г. Карпова.-Томск:-Издательство «Томский политехнический университет»,2012.-168с. ISBN 978-5-4387-0087-6.
44. Гиматулинов, Ш.К.Физика нефтяного и газового пласта: учебник/ Ш.К.Гиматулинов, А.И.Ширковский. - М.: Недра, 1982. -311с.
45. Нефтегазовая гидромеханика: учеб. пособие для вузов /К. С. Басниев, [и др.] ; под ред. С. С. Григоряна.- 2-е изд., доп. – М. : Ижевск, 2005. – 544 с. – (Современные нефтегазовые технологии). – Библиогр.: с. 538-543. – ISBN 5-93972-405-1.
46. Мирзаджанзаде, А.Х. Вопросы гидродинамики вязко-пластичных и вязких жидкостей в нефтедобыче/А.Х.Мирзаджанзаде. – Баку: Азнефтеиздат, 1959.-409с.
47. Журавлев, В.Ф. Основы теоретической механики /В.Ф.Журавлев. М.-Издательство «Физматлит»,2008.-304с.- ISBN 978-5-9221-0907-9.
48. Щуров, В.И. Техника и технология добычи нефти: учебник для вузов/В.И. Щуров. – М.: Недра, 1983. – 510 с.
49. Зотов, Г.А Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Г.А. Зотов, З.С. Алиев.. - М.: Недра, 1980
50. Шагиев, Р.Г. Исследование скважин по кривой восстановления давления/Р.Г.Шагиев. – М.: Недра,1998. – 304 с.
51. Щелкачев, В. Н. Подземная гидравлика: учебное пособие для студентов нефтегазовых специальностей университетов / В. Н. Щелкачев, Б. Б. Лапук. – Ижевск : НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2001. – 736 с.- ISBN 5-93972-081-1
52. Муфазалов, Р. Ш. Гидромеханика добычи нефти. Том 1.: учебное пособие /Р.Ш.Муфазалов. М.: - Московский государственный горный университет, 2008. -315 с- ISBN 978-5-98672-106-4
53. Акулышин А.Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин / А.Н . Акулышин - М.: Недра, 1889 г. 480 с.
54. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата. / Справочное руководство. В 2-х томах; Под ред. Ю.П. Коротаева, Р.Д. Маргулова. - М: Недра,1984.- 360 с.

55. Ишмурзин, А. А. Машины и оборудование системы сбора и подготовки нефти, газа и воды/А.А. Ишмурзин.- Уфа: Изд. Уфимск. Нефт. ин-та, 1981.- 90 с.
56. Коршак, А.А. Основы нефтегазового дела: учебник для вузов / А.А. Коршак. - Уфа.: ООО "ДизайнПолиграфСервис", 2001 -544 с.
57. Крец, В.Г. Нефтепромысловое оборудование: Комплект каталогов./ В.Г. Крец, В.А. Кольцов, В.Г. Лукьянов. - Томск: Изд. ТПУ, 1997.-822 С.
58. Крец, В.Г. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие/В.Г. Крец. Томск: Изд. ТПУ, 1992.- 112 с.
59. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти; под ред. Ш.К. Гиматулинова. - М: Недра, 1983. - 455с.
60. Середа Н.Г. Спутник нефтяника и газовика: справочник / Н.Г. Середа, В.А. Сахаров, А.Н. Тимашев. - М: Недра, 1986.- 325 с.
61. Техника и технология добычи нефти и газа/И. М. Муравьев, М. Н. Базлов, А. И. Жуков [и др.].- М.: Недра, 1971.
62. Требин, Ф.А. Добыча природного газа /Ф.А. Требин., Ю.Ф. Макогон, К.С. Басниев. - М.: Недра, 1976. – 607 с.
63. Техника и технология добычи нефти: учебник для вузов / А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Ахметов, А.М. Хасаев, В.И. Гусев; под ред. проф. А.Х. Мирзаджанзаде. - М.: Недра, 1986. -382 с.
64. Ширковский, А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений /А.И. Ширковский. - М: Недра,1987.- 347с.

15.3 Периодические издания

1. Орлов В.П. Проблемы оценки воспроизводства минерально-сырьевой базы» НТЖ «Минеральные ресурсы России./В.П. Орлов. – Экономика и управление, 2010, №3.-ISSN0869-3188
2. Герт, А (СНИИГГиМС), С.Е.Донской (МПР России), Система геолого-экономической и стоимостной оценки месторождений и участков недр, содержащих запасы и ресурсы нефти и газа, в структуре государственного управления недропользованием, НТЖ «Минеральные ресурсы России./ А. Герт.[и др].// Экономика и управление.- 2007-№1.- ISSN0869-3188
3. Геология нефти и газа: ежемес. научно-техн. журн. / учредитель: МингеоСССР.-1957, янв.-М.: Изд.-во ООО «Геоинформмарк»,-2010- №4 (73-83с); 2012, №1(98)-12(112). -ISSN 0016-7894
4. Нефтяное хозяйство: ежемес. науч.-техн. журн./ учредители : [Минэнерго РФ](#), [ОАО «НК «Роснефть»](#), [ОАО «Зарубежнефть»](#), [ОАО «Татнефть»](#), [ОАО «АНК «Башнефть»](#), РМНТК «Нефтеотдача», [НТО НГ им. акад. И.М. Губкина](#). - 1920, янв.-М.: изд-во ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство»,-2012,№6 -№12;2013,№1-№5. -ISSN 0028-2448.

5. Нефть, газ и бизнес: ежемес. информ.-аналит. журн. / учредители: Российский Государственный Университет нефти и газа им. И.М.Губкина, Союз нефтегазопромышленников России, ОАО "Газпром", Издательство «Нефть и газ», ОАО «РИТЭК», Минтопэнерго РФ, ЦДУ «Нефть» Минпромэнерго РФ, Фонд поддержки нефтегазового образования, ОАО "Нижневартовскнефтегаз", Сибнефтегазпереработка. -1994, июнь.-М.: Свидетельство регистрации №012679 от 16.06. 1998, -М. : Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина», - 2010, №1(88)-№5(147); 2012, №4 (103)-№5 (121); 2013, №1 (133)-№5 (121).

6. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений: ежемес. научно-техн. журн. / учредитель: ОАО "ВНИИОЭНГ".-1992, янв.-М.: Изд.-во ОАО «ВНИИОЭНГ», Свидетельство о регистрации средств массовой информации ПИ №77-12330:2011, №5 (4-10с).- ISSN 0234-1581

7. Нефтепромысловое дело: ежемес. науч.-техн. журн./ учредитель : Всероссийский Научно-исследовательский институт организации и управления и экономики нефтегазовой промышленности».-1965, мар.-М.,зарегистрирован в Министерстве Российской Федерации по делам печати, телерадиовещания и средств массовых коммуникаций РФ от 04.04.2002г. Рег. № ПИ-77-12336: изд-во ОАО «ВНИИОЭНГ», №8, 2011, (48-50с.). ISSN 0207-2331

8. Нефтегазовое дело: электронный научный журнал/ Свидетельство о регистр. средств массовой информации Эл №77-4426 от 19.03.2001, депозитарий электр. изданий НТЦ «Информрегистр» «Нефтегазовое дело» от 10.06.2002г: -2013.- №1.- (144-158с).-

Режим доступа :<http://www.orgbus.ru//autpors/savinkova/eva.1.pdf>

9. Neftegaz.ru: ежемес. научно-техн. журн. / учредитель: geoinform.-1957, янв.-М.: Изд.-во ООО «Геоинформмарк»,-2017- №7 , ISSN 2410-3837

10. Нефтяное хозяйство , научно-техн.журнал/2014 -№1 (8-11с),№1 (20-25с);№12 (92-104с); 2016 -№1 (10-15с);№2 (52-54с;56-59с)

15.4 Интернет-ресурсы

1. ИнфоТЭК – Консалт-справочная информация по добыче, бурению, нефтепромысловому оборудованию всех компаний России. – Режим доступа: <http://www.citek.ru>

2. Справочники по добыче нефти и газа в мире, странам, России, нефтегазовым компаниям. – Режим доступа: <http://press.lukoil.ru>

3. Новые методы увеличения нефтеотдачи. – Режим доступа: <http://www.kng.ru>

4. Инструкции по запасам углеводородов, методические пособия к проектным документам на разработку и подсчету запасов, регламенты и правила на разработку. – Режим доступа: <http://www.gkz.ru>

5. Федеральное хранилище «Единая коллекция цифровых образовательных ресурсов, единое окно библиотек всех вузов России». – Режим доступа: <http://school-collection.edu.ru>
6. Энциклопедии и словари. – Режим доступа: <http://enc-dic.com>
7. Российская Академия Наук. – Режим доступа: <http://www.ras.ru/publishing/issues.aspx>
8. Научная библиотека ОГУ. – Режим доступа: <http://artlib.osu.ru>
9. Геология нефти и газа. – Режим доступа: <http://www.geoinform.ru>
10. Геологическая библиотека. – Режим доступа: <http://www.geokniga.org.ru>
11. Книги по геологии и разработке месторождений нефти и газа. – Режим доступа: <http://geokniga.org.ru>

15.5 Программное обеспечение, профессиональные базы данных и информационные справочные системы современных информационных технологий

Для проведения презентации лекций и практических лабораторных занятий используется личный персональный компьютер преподавателя, пакет программ MicrosoftOffice, PhotoShop, CorelDraw 11.0, MicrosoftPowerPoint 97-2003, личные преподавателя профессиональные базы данных по дисциплине, электронные презентации лекций и нефтегазовому делу и другие современные информационный технологии

Учебное пособие

*Любовь Демьяновна Савинкова
Наталья Викторовна Черных*

ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

ISBN 978-5-7410-2032-6



9 785741 020326