

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

О. О. Луценко, Н. В. Еремина

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ЭФФЕКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕДР

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

Специальность 21.05.02 – Прикладная геология

Специализация «Геология нефти и газа»

Квалификация выпускника – Горный инженер-геолог

Ставрополь
2016

УДК 550.8 (075.8)
ББК 26.3 я 73
Л 87

Печатается по решению
редакционно-издательского совета
Северо-Кавказского федерального
университета

Рецензенты:

канд. геол.-минерал. наук **М.В. Нелепов**
(ООО «НК «Роснефть»-НТЦ),

канд. геол.-минерал. наук, вед. специалист **А.А. Папоротная**
(ООО «НК «Роснефть»-НТЦ)

Луценко О. О., Еремина Н. В.
Л 87 **Геологические основы эффективного использования
недр:** учебное пособие. – Ставрополь: Изд-во СКФУ, 2016. –
194 с.

Пособие составлен в соответствии с федеральным государственным образовательным стандартом высшего образования, с рабочим учебным планом и программой дисциплины; представляет курс лекций, в котором рассматриваются системы разработки залежей углеводородов в зависимости от геолого-физических особенностей месторождений, методы контроля, анализа и регулирования разработки нефтяных и газовых месторождений.

Предназначено для студентов, обучающихся по специальности 21.05.02 – Прикладная геология.

УДК 550.8 (075.8)
ББК 26.3 я 73

© ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский
федеральный университет», 2016

ВВЕДЕНИЕ

Знание современных концепций и принципов, лежащих в основе разработки месторождений нефти и газа, является необходимой и достаточной теоретической базой для будущих специалистов нефтегазового профиля. В современных условиях, в условиях падения нефте- и газодобычи, высока актуальность использования в учебном процессе курса лекций по дисциплине «Геологические основы эффективного использования недр» и значимо привитие навыков работы с ним в процессе систематизации и анализа геолого-промыслового материала. Это будет способствовать объективной оценке будущим специалистом исходной информации, что повлечет за собой своевременное совершенствование системы разработки месторождений нефти и газа.

Целью освоения дисциплины является формирование набора компетенций будущего специалиста в области обучения, воспитания и развития, соответствующим целям ОП ВО специальности 21.05.02 – Прикладная геология.

Для освоения дисциплины поставлены следующие *задачи*:

- изучение принципов выделения объектов разработки на многопластовом месторождении;
- геологическое обоснование эффективного способа воздействия на пласт;
- геологическое обоснование системы разработки;
- оценка текущего состояния разработки залежей углеводородов;
- составление программы контроля за разработкой залежей;
- обоснование мер по контролю и регулированию разработки залежей углеводородов.

Данная дисциплина относится к профессиональному СЗ циклу вариативной части (СЗВ.ДВ.1.1). Ее освоение происходит в 7 и 8 семестрах. Опирается дисциплина на содержательную базу таких дисциплин, как: "Нефтегазопромысловая геология", "Подсчет запасов нефти и газа", "Геология и геохимия нефти и газа", "Теоретические основы и методы поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений".

В ходе самостоятельной работы использование курса лекций студентом способствует развитию у обучающегося набора компетенций и способности к самообразованию.

При изучении дисциплины формируются следующие компетенции:

обобщать, анализировать, воспринимать информацию, ставить цели и выбирать пути ее достижения (ОК-1);

осознавать социальную значимость своей будущей профессии, высокую мотивацию к выполнению профессиональной деятельности (ОК-11);

организовывать свой труд, самостоятельно оценивать результаты своей деятельности, владеть навыками самостоятельной работы, в том числе в сфере проведения научных исследований (ПК-4);

применять основные принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды (ПК-17);

уметь подготавливать и согласовывать геологические задания на разработку проектных решений (ПК-18);

уметь проводить технические расчеты по проектам, технико-экономический и функционально-стоимостной анализ эффективности проектов (ПК-20);

уметь обрабатывать и интерпретировать вскрытые глубокими скважинами геологические разрезы (ПСК-3.2);

уметь интерпретировать гидродинамические исследования скважин и пластов для оценки комплексных характеристик пластов и призабойных зон скважин (ПСК-3.3);

уметь выделять породы-коллекторы и флюидоупоры во вскрытых скважинами разрезах, на сеймопрофилях, картировать природные резервуары и ловушки нефти и газа (ПСК-3.6);

уметь применять знания физико-химической механики для осуществления технологических процессов сбора и подготовки продукции скважин нефтяных и газовых месторождений (ПСК-3.7).

Изучение дисциплины позволит ознакомиться с системами разработки залежей углеводородов в зависимости от геолого-физических особенностей месторождений, методами контроля, анализа и регулирования разработки нефтяных и газовых месторождений.

РАЗДЕЛ 1. ПОДГОТОВКА НЕФТЯНЫХ, ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ К РАЗРАБОТКЕ

ЛЕКЦИЯ 1

Общие положения и задачи разведки месторождения, исходные данные для проектирования разработки

План лекции

1. Общие положения и задачи разведки месторождения.
2. Источник информации, используемой для проектирования разработки (комплекс работ и решаемые задачи).
3. Геологические данные для проектирования разработки залежей (месторождений).

Общие положения и задачи разведки месторождения. Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ (далее – Временное положение) составлено в соответствии с Законом Российской Федерации «О недрах» и «Положением о порядке лицензирования пользования недрами», утвержденном в 1992 году.

Общие положения

1. Временное положение определяет последовательность проведения геологоразведочных работ на нефть и газ в Российской Федерации, связанных с изучением нефтегазоносности, поисками, оценкой, разведкой и разработкой месторождений (залежей) нефти и газа, независимо от их ведомственной принадлежности, подчинения и форм собственности.

2. Совокупность взаимосвязанных, применяемых в определенной последовательности работ по изучению недр, обеспечивающих подготовку разведанных запасов нефти, газового конденсата и природного газа для промышленного освоения, далее по тексту именуется «геологоразведочный процесс».

3. Деление геологоразведочного процесса на этапы и стадии имеет целью установление рациональной последовательности выполнения различных видов работ и общих принципов оценки их результатов на единой методической основе для повышения эффективности и использования недр.

4. Виды, объёмы работ методы исследований применяемые на отдельных этапах и стадиях, должны составлять рациональный комплекс, обеспечивающий решение основных геолого-экономических задач с минимальными затратами сил и средств в конкретных геологических и географических условиях и соответствовать утверждённым нормативам, инструкциям и руководством, регламентирующим их проведение.

Комплекс исследований и работ, выполняемый в скважинах различных категорий определяется в соответствии с «Классификацией скважин, бурящихся при геологоразведочных работах и разработке нефтяных и газовых месторождений (залежей)».

5. Геологоразведочные работы осуществляются по проектам, которые составляются и утверждаются в соответствии с действующими инструкциями и нормативными документами.

6. Геологоразведочные работы на нефть и газ в зависимости от стоящих перед ними задач, состояния изученности нефтегазоносности недр подразделяются на:

- региональный;
- поисково-оценочный;
- разведочный.

Разведочный этап

1. Целью этапа является изучение характеристик месторождений (залежей), обеспечивающих составление технологической схемы разработки (проекта опытно-промышленной эксплуатации) месторождения (залежи) нефти или проекта опытно-промышленной эксплуатации месторождения (залежи) газа, а также уточнение промысловых характеристик эксплуатационных объектов в процессе разработки.

2. Объектами проведения работ являются месторождения (залежи) нефти и газа.

3. В процессе разведки решаются следующие вопросы:

- уточнение положения контактов газ-нефть-вода и контуров залежей;
- уточнение дебитов нефти, газа, конденсата, воды, установление пластового давления, давления насыщения и коэффициентов продуктивности скважин;
- исследование гидродинамической связи залежей с законтурной областью;

- уточнение изменчивости ёмкостно-фильтрационных характеристик коллекторов;
- уточнение изменчивости физико-химических свойств флюидов по площади и разрезу залежи;
- изучение характеристик продуктивных пластов, определяющих выбор методов воздействия на залежь и призабойную зону с целью повышения коэффициентов извлечения.

4. Типовой комплекс работ включает:

- бурение разведочных, а в ряде случаев и опережающих эксплуатационных скважин;
- переинтерпретацию геолого-геофизических материалов с учётом данных по новым пробуренным скважинам,
- проведение детализационных геолого-геофизических работ на площади и в скважинах,
- проведение пробной эксплуатации залежи.

5. Рациональная степень разведанности, необходимый объем работ и методы исследования определяются проектом разведки, составляемым и утверждаемым в установленном порядке

6. По результатам геологоразведочных работ с учетом данных пробной эксплуатации проводится:

- уточнение геологических и извлекаемых запасов углеводородов, а так же сопутствующих компонентов разведанных и выявленных залежей (месторождений) по категориям C_1 и частично C_2 .
- подготовка геолого-геофизических материалов, необходимых для составления проектных документов по разработке залежей (технологической схемы разработки месторождений нефти и проекта опытно-промышленной эксплуатации месторождений газа);
- подготовка геолого-геофизических материалов для выбора и обоснования методов повышения коэффициентов извлечения нефти и газа.

7. Этап разведки месторождения (залежи) завершается получением информации, достаточной для составления технологической схемы разработки (проекта опытно-промышленной эксплуатации) месторождения (залежи) нефти или проекта опытно-промышленной эксплуатации месторождений (залежи) газа.

8. По результатам работ на этапе разведки проводится систематизация геолого-геофизических материалов и составляются:

- отчёт по подсчету запасов нефти, конденсата, природного газа и попутных компонентов;

- технико-экономическое обоснование величин коэффициентов извлечения нефти и конденсата.

Источник информации, используемой для проектирования разработки (комплекс работ и решаемые задачи). Основным источником информации о продуктивных пластах при подготовке залежей нефти, газа, газоконденсата к разработке являются бурящиеся или уже пробуренные скважины. В скважинах должен быть выполнен комплекс геологических, геофизических, геохимических, гидрогеологических и гидродинамических исследований, обеспечивающий получение исходных данных для решения следующих задач:

- изучение геологического строения и нефтегазоносности разреза;

- подсчет запасов углеводородов и сопутствующих компонентов выявленных залежей;

- проектирование разработки залежей.

В соответствии с Временным положением типовой комплекс работ, выполняемых на стадии поиска и оценки залежей (месторождений) поисково-оценочного этапа включает:

1) бурение и испытание поисково-оценочных скважин;

2) детализационную скважинную и наземную (морскую) сейсморазведку;

3) специальные работы и исследования по изучению геологического разреза, положения контуров залежи и элементов её залегания.

В единичных скважинах может проводиться пробная эксплуатация с целью уточнения промысловых характеристик пород-коллекторов.

При подготовке материалов для проектирования разработки важнейшим комплексом проводимых работ является промышленная оценка исследуемых залежей. Для этого рекомендуется предусматривать следующие стадии исследования пластов:

1. В поисково-оценочных и разведочных скважинах проводится испытание в течение 2-х, 3-х дней для установления нефтегазоносности и получения примерных дебитов скважин;

2. В разведочных и опережающих эксплуатационных скважинах проводится пробная (опытная) эксплуатация в течение нескольких месяцев для изучения изменения дебитов, величин газового фактора, проявления краевых (подошвенных) вод, отложения солей и др. условий и факторов, которые могут ограничивать работу скважин из продуктивных пластов.

Геологические данные для проектирования разработки залежей (месторождений). В результате обобщения исходной информации, полученной при проведении вышеуказанного комплекса пород в поисково-оценочных, разведочных и опережающих эксплуатационных скважинах составляется модель залежи, в основе которой лежат следующие графические материалы:

- геолого-геофизические разрезы скважин;
- схемы детальной корреляции продуктивных пластов;
- средненормальные (типовые или сводные) разрезы месторождений;
- геологические профильные разрезы;
- структурные карты кровли и подошвы продуктивных горизонтов (объектов разработки);
- схемы обоснования ВНК, ГВК, ГНК (схемы опробования скважин);
- карты толщин (общие, эффективные, эффективные нефте- и газонасыщенные);
- карты распределения фильтрационно-емкостных свойств (открытой пористости, нефтегазонасыщенности, проницаемости);
- карты неоднородности продуктивных пластов;
- подсчетные планы по продуктивным горизонтам.

По результатам пробной эксплуатации обязательно составляются карты разработки и графики разработки.

Геологические модели залежей и месторождения в целом помимо комплекса графического материала содержат также цифровые данные в виде таблиц, графиков зависимостей между отдельными параметрами залежей, включают также текстовое описание.

Вывод по лекции

Подготовка месторождения к разработке осуществляется на стадиях промышленной оценки и опытно-промышленной эксплуа-

тации месторождения нефти или газа. Круг решаемых вопросов определяется задачами разведочного этапа, направленного на детальное изучение и составление характеристик продуктивных горизонтов, включающих все сведения, необходимые для подсчета запасов нефти и газа и проектирования рациональной системы разработки.

Вопросы для самопроверки

1. Что представляет собой геологическая модель месторождения нефти и газа?
2. Какова цель разведочного этапа?
3. Что включает в себя типовой комплекс работ на разведочном этапе?
4. Какие данные необходимы для проектирования разработки залежей нефти и газа?

ЛЕКЦИЯ 2

Геологическое обоснование конструкций забоев скважин и выбора интервалов перфорации эксплуатационной колонны

План лекции

1. Геологическое обоснование конструкций забоев скважин.
2. Геологическое обоснование выбора интервалов перфорации эксплуатационной колонны.
3. Геологическое обоснование плотности дыр перфорации эксплуатационной колонны.

Геологическое обоснование конструкций забоев скважин.

В зависимости от положения забоев скважин по отношению к границам залежи и геолого-физических свойств пласта применяются различные конструкции забоев скважин:

1) *Со сплошной заливкой затрубного пространства цементом:* продуктивный пласт и породы над ним вскрывают долотом одного диаметра. В скважину до забоя спускают эксплуатационную колонну и цементируют методом сплошной заливки затрубного пространства цементом (рис. 2.1а). Связь скважин с пластом восстанавливается путём последующей перфорации эксплуатационной колонны. Метод широко применяется при строительстве поисково-оценочных и разведочных скважин, так как не требует точного знания разреза продуктивных отложений. В эксплуатационных скважинах этот метод применяется, если пласт представлен устойчивыми породами, а так же если цементирование эксплуатационной колонны не окажет на продуктивный пласт существенного отрицательного влияния.

2) *С манжетным цементированием:* продуктивный пласт и вышележащие породы вскрываются одним и тем же долотом. В скважину спускается эксплуатационная колонна, нижняя часть которой представляет собой фильтр, как правило, это патрубок с просверленными заранее круглыми отверстиями (рис. 2.1б). Цементный раствор закачивается двумя пробками в затрубное пространство через специальные отверстия, просверленные в трубах несколько выше упорного кольца (350 мм). Упорное кольцо уста-

навливается в эксплуатационной колонне в месте перехода фильтра к сплошным трубам.

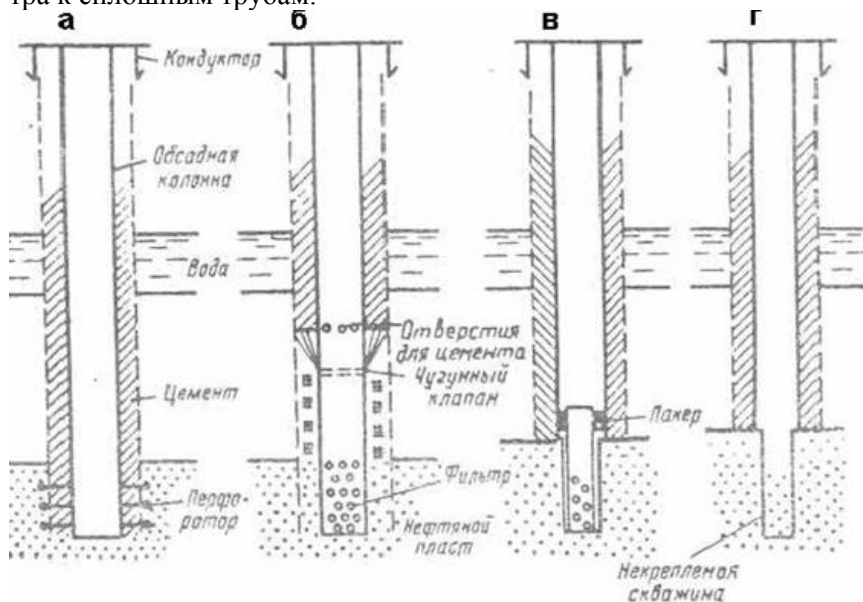


Рисунок 2.1. Типовые конструкции скважин

а - со сплошной заливкой затрубного пространства;

б - с манжетным цементированием;

в, г - с предварительным цементированием обсадной колонны над эксплуатационным горизонтом

Применяется при хорошей изученности продуктивного горизонта, достаточно устойчивых слагающих его пород, когда пласт допускается вскрывать на той же промывочной жидкости, на которой бурился весь ствол скважины. Однако цементирование эксплуатационной колонны может привести к резкому снижению фильтрационно-емкостных свойств пласта и производительности скважины.

3) *С предварительным цементированием эксплуатационной колонны над эксплуатационным горизонтом:* скважина бурится до продуктивного пласта, спускается эксплуатационная колонна и цементируется. Вскрытие продуктивного пласта производится после цементации колонны долотом меньшего диаметра. Выделяют две разновидности конструкций забоев скважин:

а) Если продуктивный пласт представлен рыхлыми неустойчивыми породами, то на забой скважины спускают специальный фильтр на хвостовике, верх которого входит внутрь обсадной колонны (рис. 2.1в). Пространство между хвостовиком и колонной изолируется с помощью пакера для предотвращения попадания песка в скважину.

б) Если пласт представлен устойчивыми плотными породами, то ствол скважины на забое оставляют незакреплённым (рис. 2.1г). Применяется в эксплуатационных скважинах при хорошей изученности продуктивных пластов.

Геологическое обоснование выбора интервалов перфорации эксплуатационной колонны. Для восстановления сообщения скважины с продуктивным пластом после спуска обсадной колонны и её последующего цементирования производится перфорация обсадной колонны. Выбор интервалов перфорации определяется различными геологическими факторами (степень однородности пласта, тип структуры, наличие активных контурных вод, тип породы-коллектора, степень и характер насыщения его флюидами, наличие газовой шапки и т.д.). Для достижения высокой степени совершенства скважины желательно перфорировать всю нефте- или газонасыщенную толщину пласта. Однако нередко перфорации подвергается не весь продуктивный пласт, а лишь отдельные его интервалы.

Рассмотрим особенности выбора интервалов перфорации в эксплуатационной колонне для разных геологических условий:

1. *Пласты, не полностью насыщенные нефтью или газом* (рис. 2.2) и представляющие собой:

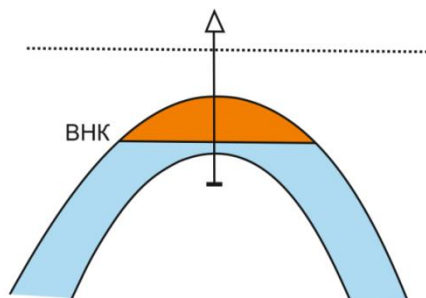


Рисунок 2.2. Пример пласта, не полностью насыщенного нефтью

1.1. Песчаные неоднородные пласты: нижние дыры интервала перфорации должны быть расположены на расстоянии не менее 4 м от ВНК, что с большей вероятностью обеспечит избежание быстрого обводнения скважины, т.е. длительный период безводной эксплуатации (рис. 2.3а). Это расстояние может быть меньше, если над ВНК есть прослой глины, который может служить экраном на пути воды к нижним дырам перфорации.

1.2. Монолитные песчаные пласты значительной толщины с хорошими коллекторскими свойствами: перфорацию желательно проводить на значительном расстоянии от ВНК, рекомендуется проводить прострел $1/3$ нефтенасыщенной части пласта (рис. 2.3б). Это значительно продлит безводный период эксплуатации скважины, при этом хорошие коллекторские свойства обеспечат равномерный подъём ВНК в процессе эксплуатации скважины.

1.3. Карбонатные пласты: нижние дыры интервала перфорации следует располагать от ВНК несколько выше, чем в песчаных пластах, на расстояние 6-10 м от ВНК в зависимости от толщины продуктивного пласта (рис. 2.3в). Это особенно необходимо учитывать для пластов с низкими коллекторскими свойствами, так как при освоении и эксплуатации таких пластов проводят соляно-кислотную обработку или гидроразрыв, поэтому уменьшение расстояния приведёт к быстрому обводнению скважины в процессе интенсификации притока.

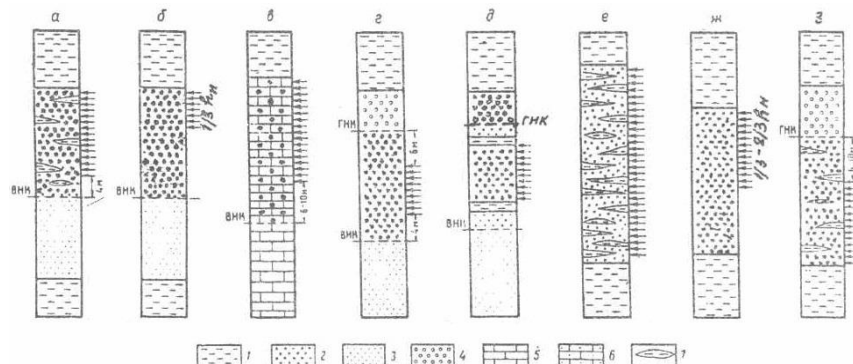


Рисунок 2.3 – Выбор мест перфорации продуктивного пласта:

1 - аргиллит, песчаник; 2 - нефтеносный; 3 - водоносный; 4 - газоносный; известняк; 5 - чистый; 6 - нефтеносный; 7 - прослой аргиллита.
Стрелками указаны участки перфорации

1.4. *Пласты значительной толщины, содержащие газонефтяные залежи.* Эксплуатационная скважина может вскрыть часть пласта, насыщенную сверху газом, среднюю часть, насыщенную нефтью и в подошвенной части – водой. Интервал перфорации должен располагаться в середине нефтенасыщенной части пласта. Нижние и верхние дыры интервала перфорации должны находиться на соответствующих расстояниях от ВНК и ГВК.

Так, расстояние от ВНК до нижних дыр перфорации должно составлять не менее 4 м. Верхние дыры перфорации должны быть удалены от ГНК на 6-10 м, то есть больше чем от ВНК. Это обусловлено большой подвижностью газа, который быстрее, чем вода может продвигаться к интервалу перфорации (рис. 2.3г). При активных подошвенных водах нижние дыры интервала перфорации желательно располагать над маломощными толщами плотных пород (если такие встречаются в нижней части пласта). Верхние дыры интервала перфорации рекомендуется располагать под плотными прослоями, установленными ниже ГНК. Такие меры способствуют предупреждению прорыва воды или газа в скважину при её эксплуатации (рисунок 2.3д).

2. *Пласты полностью насыщенные нефтью или газом* (рис. 2.4).

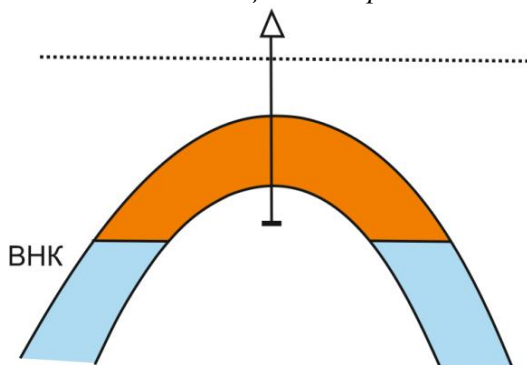


Рисунок 2.4. Пример пласта, полностью насыщенного нефтью

2.1 *Неоднородные сильно расчленённые пласты* следует перфорировать на всю его толщину (рис.2.3е).

2.2 *Моноклинальные пласты с хорошими коллекторскими свойствами и водонапорным режимом* следует перфорировать на 1/3-2/3 верхней части пласта (рис. 2.3ж). Это обеспечит продление

безводного периода эксплуатации скважины. Опыт разработки залежей такого типа показал, что процесс разработки осуществляется достаточно равномерно по площади при равномерном подъеме ВНК по всей площади.

2.3 Пласты, содержащие газонефтяные залежи: перфорации подлежит нижняя нефтенасыщенная часть пласта, при этом верхние дыры интервала перфорации должны быть удалены от ГНК на расстояние 6-10 м. Величина этого расстояния зависит от коллекторских свойств пласта, степени неоднородности и наличия непроницаемых прослоев (рис. 2.3з).

Геологическое обоснование плотности дыр перфорации эксплуатационной колонны. Плотность перфорации эксплуатационной колонны выбирается в зависимости от типа коллектора и характера его однородности:

- *хорошо проницаемые продуктивные пласты:* рекомендуется пробивать 4-6 отверстиями на 1 м интервала перфорации пулевым или кумулятивным перфоратором. При торпедной перфорации рекомендуется делать не более 4-8 дыр на 1 м эксплуатационной колонны;

- *сравнительно неоднородные песчаные или карбонатные пласты:* рекомендуется пробивать до 20 дыр на 1 м интервала перфорации;

- *неоднородные пласты с низкими коллекторскими свойствами:* рекомендуется пробивать до 30-40 дыр на 1 погонный метр.

Вывод по лекции

Выбор конструкций забоев скважин и интервалов перфорации эксплуатационной колонны определяется положением забоя или интервала перфорации скважин по отношению к границам залежи и геолого-физическими свойствами пласта.

Вопросы для самопроверки

1. Перечислите виды конструкций забоев скважин.
2. От чего зависит выбор интервалов перфорации продуктивного пласта?
3. От чего зависит выбор плотности дыр перфорации эксплуатационной колонны?

ЛЕКЦИЯ 3

Подготовка скважин к эксплуатации

План лекции

1. Вскрытие нефтегазоносных пластов в процессе бурения скважин.
2. Освоение скважин.
3. Опробование скважин.
4. Пробная эксплуатация.
5. Гидродинамические исследования скважин и установление технологического режима эксплуатации. Продуктивность залежей и скважин.
6. Технологический режим работы эксплуатационных скважин. Геолого-промысловые факторы, определяющие выбор технологического режима эксплуатации скважин.

Вскрытие нефтегазоносных пластов в процессе бурения скважин. Под вскрытием продуктивного пласта понимается пересечение его скважиной в процессе бурения. Вскрытие продуктивных пластов в скважинах различных категорий должно производиться с учётом геолого-физических особенностей коллектора и физико-химической характеристики насыщающих его флюидов. Выбранные методы вскрытия продуктивных пластов должны удовлетворять следующим основным условиям:

1) При вскрытии пласта должны быть сохранены его фильтрационные свойства. С целью предотвращения отрицательного влияния на коллекторские свойства продуктивного пласта проникающего в него фильтрата промывочной жидкости при вскрытии пласта необходимо: снижать водоотдачу промывочной жидкости; добавлять в промывочную жидкость ПАВ; применять буровые растворы, приготовленные на нефтяной основе; применять в качестве промывочной жидкости при вскрытии пластов двухфазовые, трёхфазовые пены; применять местную циркуляцию и т. д.

2) При вскрытии пласта должно быть обеспечено предотвращение открытого фонтанирования.

Вскрытие пластов с низким пластовым давлением. При вскрытии пластов с низким пластовым давлением особое внимание следует уделить качеству промывочной жидкости для предот-

вращения глинизации продуктивного пласта и проникновения в него воды. При $P_{пл} \ll P_{гидростат}$ вскрытие продуктивных пластов необходимо производить путём бурения с местной циркуляцией, либо применять газообразные агенты или аэрированные растворы пониженной плотности.

Вскрытие пластов с высоким пластовым давлением. При вскрытии пластов с высоким пластовым давлением применяются высоко глинистые растворы с добавлением утяжелителей. При этом особое внимание должно уделяться обустройству устья скважины, обеспечивая безаварийное ведение буровых работ в продуктивном интервале разреза. Для сохранения естественной проницаемости пласта и полного предотвращения поступления в него глинистого раствора с утяжелителем вскрытие должно проводиться в условиях равновесия между пластовым и гидростатическим давлениями.

3) В разрезе пласта должны быть вскрыты интервалы, обеспечивающие максимально длительную и безводную эксплуатацию скважины.

Обеспечение вышеприведённых условий проводится путём выбора соответствующей техники и технологии вскрытия пласта.

Освоение скважин. Освоение скважины для передачи ее в эксплуатацию проводится по установленному плану. Выбор способа освоения зависит:

- от характера продукции, которую рассчитывают получить из скважины (нефть, газ);
- назначения скважины (эксплуатационная, нагнетательная);
- литолого-физической характеристики объекта освоения (песчаники, алевролиты, карбонатные породы, проницаемость, трещиноватость, плотность, сцементированность пород и др.);
- пластового давления;
- свойств бурового раствора, используемого при вскрытии пласта.

Все способы освоения нефтяных (газовых) скважин основаны на создании перепада между пластовым и забойным давлениями. Если объекты освоения характеризуются высоким пластовым давлением (значительно превышающий гидростатическое), то фонтанный приток нефти может иметь место непосредственно после перфорации пласта в скважине без проведения каких-либо меро-

приятый по снижению забойного давления. В большинстве же случаев, чтобы вызвать приток нефти (газа), необходимо снизить забойное давление. Этого добиваются различными способами:

- снижением плотности жидкости в скважине, путем постепенной замены ее жидкостью с меньшей плотностью или путем аэрации;

- снижением уровня жидкости в скважине свабированием, нагнетанием сжатого воздуха или газа с помощью компрессора.

При освоении скважин, где продуктивные пласты характеризуются высоким давлением, слабой цементированностью или содержат подошвенную воду, необходимо выбрать способ, обеспечивающий плавное снижение забойного давления во избежание выбросов, выноса частиц породы и быстрого обводнения продукции (подтягивание воды из подошвенной части пласта). При вскрытии пластов на глинистом растворе можно в принципе осуществлять любой из указанных выше способов освоения. При освоении пластов, вскрытых раствором на неводной (нефтяной, битумной) основе, промывку скважин водой производить не рекомендуется.

При освоении карбонатных пластов или пластов с карбонатным цементом очень часто возникает потребность в увеличении их проницаемости для интенсификации притока, что может быть достигнуто кислотной или термокислотной обработкой призабойной зоны скважины. Для искусственного увеличения проницаемости низкопроницаемых и поэтому малопродуктивных пластов нередко в процессе освоения осуществляется гидроразрыв пласта.

При освоении объектов с высоковязкой нефтью в последнее время используют различные методы термической обработки забоев скважин с целью получения промышленных притоков.

Освоение водяной скважины в принципе мало отличается от освоения нефтяных и газовых скважин. Однако если такую скважину осваивают под нагнетание, то иногда применяется способ продавливания воды в пласт под большим давлением. Это позволяет значительно повысить приемистость пласта (объекта) в скважине, так как при продавке под высоким давлением лучше очищается призабойная зона и увеличивается ее проницаемость (по сравнению с той, которая была после выхода скважины из бурения).

Опробование скважин. Опробование – это выявление фактических показателей продуктивности объекта, осваиваемого в нефтяной (газовой) скважине. При получении притока нефти, воды, газа необходимо, прежде всего, установить величину этого притока, т. е. дебит скважины, который обычно измеряется в т/сут или м³/сут. Дебиты скважин и газовые факторы желательно измерять на нескольких режимах, т.е. при разных пластовых и забойных давлениях. При этом особенно ценны данные замеров пластовых давлений глубинными манометрами, ибо пересчет замеренных устьевых давлений на забойные (и соответственно пластовые) нередко приводит к значительным погрешностям в оценке величин пластовых давлений (особенно в нефтяных скважинах). Если скважины фонтанируют при освоении, следует указывать диаметры штуцеров, так как изменение режима работы такой скважины (т. е. дебитов и давлений) обычно достигается установкой штуцеров различного диаметра.

Измерение дебитов нефти скважин (и газовых факторов) на разных режимах дает возможность более достоверно оценить продуктивность и характер ее изменения. При регистрации дебитов нефти и газа фиксируется вынос песка, частиц породы, процент воды в продукции, содержание газоконденсата и т. п. Для газовых скважин особое значение приобретают исследования на конденсатность, поскольку они позволяют, наряду с другими данными, решить вопрос о том, какую залежь вскрыла скважина — газовую или газоконденсатную.

В процессе опробования (и особенно пробной эксплуатации) необходимо отобрать пластовые (герметичные) пробы нефти, газа, воды и определить такие основные физико-химические свойства пластовых флюидов (температура, плотность, вязкость, газонасыщенность и др.).

В качестве основных химических свойств нефти в этом случае кроме группового состава определяют сернистость, парафинистость, наличие смол, асфальтенов и др. При анализе газа важно установить, наряду с групповым углеводородным составом, содержание таких компонентов, как сернистые соединения (особенно сероводород), азот, аргон, гелий и др., при анализе пластовой воды — основное внимание уделяют солевому составу, особенно

содержанию йода, брома и других ценных элементов, включая и радиоактивные.

Пробная эксплуатация. Для более достоверного определения промышленной ценности разбуриваемого нефтегазоносного объекта необходимо помимо опробования организовать пробную эксплуатацию скважин.

В процессе пробной эксплуатации удастся провести более полный комплекс исследовательских работ в течение относительно продолжительного срока работы скважин. Сроки пробной эксплуатации в зависимости от категории и назначения скважин, а также от конкретных геологических условий и технического обустройства участка обычно изменяются от нескольких суток до десятков суток, для газовых скважин сроки пробной эксплуатации меньше.

За время пробной эксплуатации должен быть осуществлен комплекс гидродинамических и других промысловых глубинных исследований в целях уточнения и дополнения результатов опробования. Пробная эксплуатация позволяет существенно уточнить оценку добычных возможностей исследуемых объектов (месторождений), ускоряет ввод их в разработку.

Гидродинамические исследования скважин и установление технологического режима эксплуатации. Продуктивность залежей и скважин. При подготовке объекта к промышленной оценке и освоению помимо отбора и исследования керна, глубинных проб нефти, газа и воды, геофизических и ряда других исследований важную информацию дают гидродинамические (газодинамические) исследования (ГДИ) в скважинах. Гидродинамические исследования позволяют, в частности, определить или уточнить такие геолого-физические параметры, как проницаемость, пьезопроводность, продуктивность, гидропроводность, наличие экранирующих участков в пласте между скважинами (литологическое замещение, выклинивание или разрывное нарушение). К этим исследованиям относятся прежде всего исследования на приток при различных режимах работы, исследования кривых восстановления забойного давления и исследования на гидродинамическое взаимодействие между скважинами.

Гидродинамические исследования значительно уточняют и углубляют знание физических свойств пласта. Такой важный показатель, например, как проницаемость, определяется по керну (в лаборатории) и с помощью геофизических исследований (в скважинах). Как известно, керн отбирается не во всех скважинах и по техническим причинам не из всего продуктивного разреза.

Геофизические исследования позволяют судить о проницаемости всей призабойной зоны пласта в скважине. Гидродинамические же исследования дают информацию о пласте как в призабойной зоне скважины, так и на некотором, иногда значительном удалении от нее.

Исследования нефтяных скважин

Исследования на приток – метод пробных откачек или установившихся отборов заключается в изучении дебитов и забойных давлений на нескольких установившихся режимах эксплуатации скважины. Ряд таких замеров позволяют установить зависимость дебита от забойных давлений и составить уравнение притока. При наличии замера пластового давления вместо забойного давления можно использовать депрессии ($P_{пл} - P_{заб} = \Delta P$). График, построенный в координатах депрессии ΔP и дебита Q , называется индикаторной диаграммой. Метод установившихся отборов позволяет, не прекращая работы скважин, исследовать все скважины независимо от способа эксплуатации и количества выделяющегося газа, проводить исследования скважины примерно в тех же условиях, в которых она будет в дальнейшем эксплуатироваться.

По форме индикаторные линии могут быть прямыми, выпуклыми и вогнутыми относительно оси дебитов. Форма индикаторной кривой определяется естественным режимом работы пласта, режимом фильтрации, физическими свойствами пласта и движущихся жидкостей и т.д.

Прямая индикаторная линия указывает на то, что в пласте установилось движение однородного флюида по линейному закону, что может свидетельствовать о проявлении в пласте водонапорного, упруговодонапорного и других разновидностей режимов, когда $P_{пл} > P_{нас}$. В промысловой практике чаще встречаются индикаторные кривые, выпуклые по отношению к оси дебитов. Индикаторная линия, вогнутая по отношению к оси дебитов, может

быть получена в результате измерений неустановившихся забойных давлений и дебитов скважины (рис. 3.1–3.2).

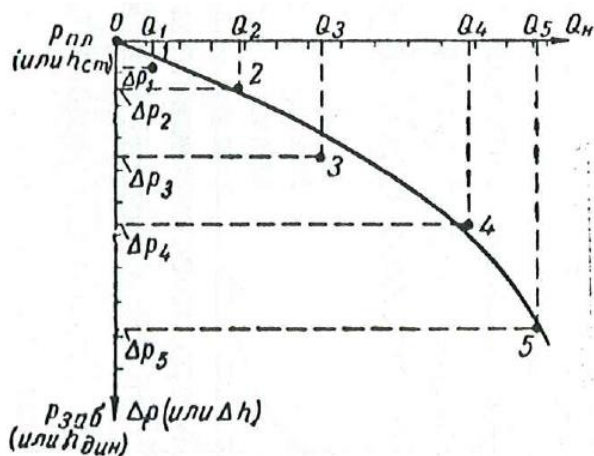


Рисунок 3.1. Индикаторные кривые

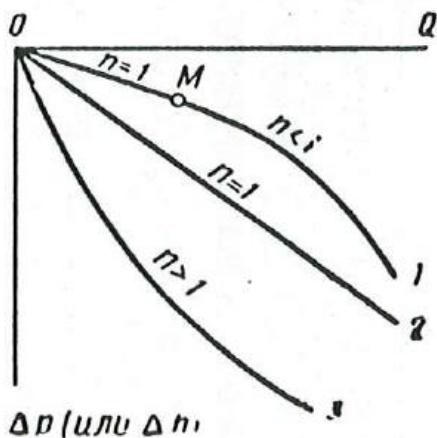


Рисунок 3.2. Формы индикаторных линий

Линия 1 выпуклая к оси дебитов: на начальном участке она прямая ($n=1$), после точки М искривляется ($n<1$); линия 2 прямая на всем протяжении ($n=1$); линия 3 вогнута к оси дебитов ($n>1$), дефектная линия

Индикаторные линии почти всегда имеют вид параболы и для них может быть найдено одно общее уравнение (3.1) вида:

$$Q = \eta \cdot (p_{пл} - p_{заб})^n = \eta \Delta p^n, \quad (3.1)$$

где Q – дебит скважины; $P_{пл}$ и $P_{заб}$ – соответственно пластовое и забойное давления; η – коэффициент продуктивности скважины; ΔP – депрессия на пласт; n – коэффициент, характеризующий режимы фильтрации.

При соблюдении линейного закона фильтрации уравнение принимает вид:

$$Q = \eta \cdot (p_{пл} - p_{заб}) \quad (3.2)$$

Кроме коэффициента продуктивности по индикаторным кривым можно определить коэффициент проницаемости пласта. Для определения коэффициента проницаемости по данным исследования скважины на приток используется прямолинейный участок индикаторной линии, по которому определен коэффициент продуктивности. Определение коэффициента проницаемости достаточно просто, если скважина чисто нефтяная или чисто водяная и забойное давление выше давления насыщения. Если к скважине притекает газированная жидкость, определение абсолютной проницаемости усложняется, и индикаторную диаграмму строят в других координатах.

Таким образом, при исследовании скважин способом установившихся отборов можно определить естественный режим работы залежи и режим фильтрации, коэффициенты продуктивности, проницаемости и гидропроводности $((K_{пр} \cdot H)/\mu)$.

В промысловой практике широкое распространение получили исследования по кривым восстановления давления, основанные на изучении неустановившихся процессов перераспределения давления после остановки скважины до практически полного восстановления давления. Скорость восстановления зависит от физических параметров пластовых жидкостей и самого пласта, что дает возможность, исходя из теории упругого режима, определить эти параметры. Кривые восстановления давления записываются чаще всего глубинными манометрами и имеют вид кривой (рис.3.3).

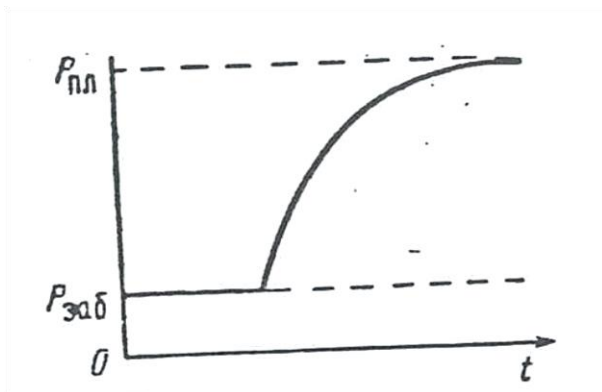


Рисунок 3.3. Исследование нефтяной скважины
(кривая восстановления пластового давления)

Перед остановкой скважина должна выйти на установившийся режим работы и по ней необходимо тщательно замерить дебит. Кривые восстановления давления не рекомендуется снимать в малодебитных насосных скважинах, потому что такие кривые трудно расшифровываются.

Есть ряд методов, с помощью которых, исследуя характер (параметры) кривой восстановления давления, можно определить:

1. Гидропроводность, пьезопроводность призабойной и удаленной зон пласта (и соответственно коэффициенты проницаемости призабойной и удаленной зон);
2. Тип коллектора (пористый, трещиноватый);
3. Загрязненность (закупорка) призабойной зоны;
4. Расстояние до тектонического экрана (разрывного нарушения, зон выклинивания или замещения коллектора);
5. Величину давления насыщения нефти газом, а также ряд других коэффициентов, характеризующих геолого-физические свойства пласта и насыщающих его флюидов.

Описанные исследования скважин на приток являются необходимыми при подготовке месторождения к освоению, но они не всегда дают достаточно полное представление о геологическом строении пласта между скважинами в сложных геологических условиях (например, при наличии частых литологических замещений, выклинивания разрывных нарушений). Для получения более

детальных геологических сведений о пласте используются другие методы исследований.

Одним из них является *метод гидропрослушивания или гидро-разведки*. Он заключается в наблюдении за изменением статического давления в простаивающих скважинах, при изменении отбора жидкости из соседних скважин, вскрывших тот же пласт (объект). По величине и характеру изменения давления в реагирующей скважине, по времени прихода возмущенной волны можно судить о многих геолого-физических свойствах пласта и, в частности, о гидро- и пьезопроводности.

Очевидно, скважины, отделенные от возмущающей непроницаемыми участками в пласте, не будут реагировать на изменения давления или будут реагировать с запаздыванием и слабо, если непроницаемая граница не замкнута. Таким образом, гидропрослушивание дает дополнительную информацию о геологическом строении пласта между пробуренными скважинами и, в частности, о расположении непроницаемых (литологических или тектонических) экранов в пласте.

В последнее время при исследованиях для промышленной оценки объекта, особенно при пробной эксплуатации, получают *распространение способы измерения профилей отдачи перфорированной части продуктивного интервала глубинными дебитометрами*. С помощью этих измерений можно получать дополнительные сведения об эффективной мощности продуктивных интервалов. Дебитометры во многих случаях позволяют определить, какая часть перфорированного продуктивного интервала отдает нефть, т. е. позволяют определить так называемую «работающую мощность». Кроме того, с помощью глубинных дебитометров можно оценить дифференциацию притоков по отдельным исследуемым интервалам разреза.

Экспресс-методы исследования нефтяных скважин применяются для определения параметров пласта, когда длительная эксплуатация нежелательна или невозможна по техническим причинам, что особенно часто имеет место при поисково-разведочных работах. Все экспресс-методы являются модификациями методов восстановления давления. По точности они равноценны или несколько уступают методу восстановления давления. Как и метод восстановления давления, экспресс-методы позволяют определить

гидро- и пьезопроводность пласта, а значит, его продуктивность и проницаемость.

Технологической особенностью экспресс-методов является то, что общее количество жидкости, притекающее из пласта или поглощаемое им, может быть невелико и не превышать, в частности, объема скважины. Это дает возможность исследовать пласты в условиях недостаточной обустроенности (на поисково-разведочных площадях). Для возбуждения скважины применяется способ подкачки газа и способ «мгновенного подлива».

Способом подкачки газа могут возбуждать как непереливающие скважины, так и переливающие. При этом в герметично закрытую скважину через колонну насосно-компрессорных труб или по затрубному пространству подкачивается сжатый газ (воздух) с таким расчетом, чтобы уровень жидкости был снижен. Темп подкачки может быть произвольным. Важно лишь, чтобы по данным наблюдений можно было определить характеристики $\Delta p_{\text{заб}}(t)$ и $v(t)$, где v – объемный дебит скважины в пластовых условиях.

Способ «мгновенного подлива» применим для непереливающих скважин. Возбуждение скважины осуществляется путем быстрого погружения под уровень специальных баллонов, в результате чего уровень резко, почти мгновенно, поднимается на величину:

$$\Delta h = \frac{V_0}{F}, \quad (3.3)$$

где V_0 – общий объем погруженных под уровень баллонов и сопутствующих приспособлений; F – площадь сечения обсадной колонны. Уровень жидкости после подъема снижается до своего первоначального положения.

Исследование нагнетательных скважин

Исследование нагнетательных скважин проводится для определения геолого-физических свойств пласта – коэффициента приемистости, коэффициента проницаемости и т.д. Кроме того, исследуются профили приемистости, выявляется герметичность колонны и цементного кольца (устанавливаются перетоки закачиваемой жидкости по негерметичному цементному кольцу в выше- или нижезалегающие пласты).

Коэффициент приемистости нагнетательных скважин по аналогии с коэффициентом продуктивности для нефтяных скважин

определяется по кривым падения давления. Ход этих кривых имеет обратный характер по сравнению с соответствующими кривыми для нефтяных скважин (рис. 3.4).

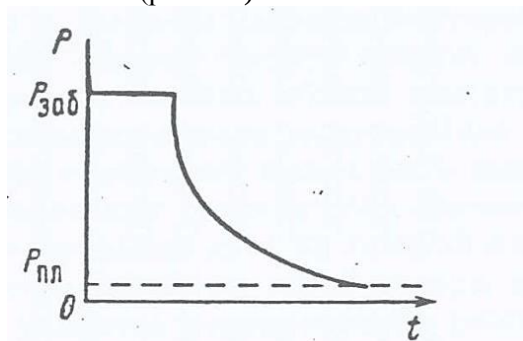


Рисунок 3.4. Исследование нагнетательной скважины (кривая восстановления пластового давления)

Для нагнетательной скважины характерны два показателя, которые необходимо замерять в процессе эксплуатации и исследования. Это рзак — давление закачки, замеренное на устье скважины, и рбуф — установившееся давление на устье скважины после ее остановки; при этом $r_{заб} = r_{зак}$, а $r_{пл} = r_{буф}$.

Большую роль при исследовании нагнетательных скважин играют расходомеры глубинные дистанционные (РГД). С их помощью определяются места нарушений колонны, но главное — ими исследуются профили приемистости. В многопластовых разрезах профили приемистости дают картину распределения закачки по пластам, а в отдельных пластах — характер распределения закачки по пропласткам. Исследование профилей приемистости позволяет оценить часть мощности перфорированной части эксплуатационного объекта, принимающую воду в той или иной нагнетательной скважине.

Исследование газовых скважин

При исследовании газовой скважины необходимо, прежде всего, выявить продуктивную характеристику и коллекторские свойства пласта. Под продуктивной характеристикой понимается совокупность сведений о пласте, полученных как при установившемся, так и при неустановившемся притоках газа. Сюда входят; дебит (в том числе абсолютно свободный и свободный), депрессия на пласт, давление на устье закрытой и эксплуатируемой скважины.

Уравнение притока для газовых скважин выражается формулой:

$$p_{пл}^2 - p_{заб}^2 = aq + bq^2, \quad (3.5)$$

где a и b – коэффициенты, зависящие от геологических параметров пласта и конструкции забоя скважины; q – дебит газа (рис. 3.5).

При проведении испытания скважины одновременно исследуют на появление частиц породы, конденсата, воды и т. д. Продуктивную характеристику определяют испытанием скважин как в условиях практически стационарного движения газа при различных режимах работы скважины, так и в условиях нестационарного движения газа. При этом снимают кривые изменения давления при остановке скважины, кривые стабилизации давления и дебита после открытия скважины, кривые изменения дебита газа при постоянном давлении на буфере и кривые изменения забойного давления при постоянном дебите газа.

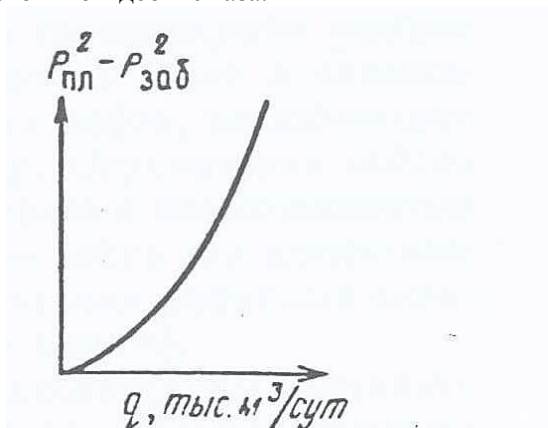


Рисунок 3.5. Исследование газовой скважины
(кривая восстановления пластового давления)

К особенностям проведения исследований газовых скважин следует отнести:

1. Продувку скважины для очистки забоя от жидкости или твердых частиц;
2. Установку сепараторов перед прибором, измеряющим дебит газа, для точного определения дебита газа и измерения количества и состава жидкости и твердых частиц, выносимых им при испытании скважин на различных режимах;

3. Проведение исследований скважины, дважды (до и после продувки), если скважина характеризуется выносом значительного количества песка и твердых примесей.

При исследованиях газовых скважин в процессе подготовки объекта к промышленной оценке и освоению полезно осуществлять измерение профилей притока глубинными дебитомерами. Глубинное дебитометрирование (как и в случае нефтяного объекта) позволяет определить «работающую мощность» и тем самым уточнить фактическую эффективную мощность при осуществляемом режиме эксплуатации газовой скважины.

Анализ геолого-промысловых данных, полученных в процессе освоения (опробования) пробной эксплуатации и гидродинамических исследований скважин, позволяет уточнить представления о коллекторских свойствах объекта разбуривания, условиях залегания и свойствах нефти, газа, воды, продуктивности, естественном режиме и т.п. Только после получения притока и изучения его характеристики можно с достоверностью судить о том, является ли объект коллектором или нет и отвечают ли его свойства промышленным кондициям.

Характер притока (нефть, газ, вода) и положение разделов вода-нефть, газ-вода, газ-нефть во многих случаях становятся очевидными также после освоения (пробной эксплуатации). Лишь после прямой оценки (по пластовым пробам) давления насыщения нефти газом, газонасыщенности, температуры и глубинных замеров пластовых давлений можно сколько-нибудь определенно судить о фактическом естественном режиме работы залежи.

Таким образом, данные освоения (опробования) и особенно пробной эксплуатации дают возможность существенно уточнить предварительные геологические построения: геологические профили, структурные карты, карты начальных контуров нефтегазонасыщенности, зональные карты, карты эффективных нефте- и газонасыщенных мощностей, карты коллекторских свойств и т.п.

Технологический режим работы эксплуатационных скважин. Геолого-промысловые факторы, определяющие выбор технологического режима эксплуатации скважин. Установление технологического режима работы скважин – важнейшая геолого-промысловая задача, от правильного решения которой зави-

сит выполнение плановых заданий по добыче нефти и газа и обеспечение эффективных мер по охране недр.

Установить технологический режим скважины – это значит создать такие условия работы ее подъемного механизма, которые позволяют обеспечить максимальный дебит при заданной депрессии на пласт ($\Delta p = p_{пл} - p_{заб}$).

В общем случае максимальный дебит скважины должен быть, очевидно, при $p_{заб} = 0$, т. е. при максимальной депрессии. Такой максимальный дебит называется потенциальным.

Потенциальный дебит обеспечить невозможно по техническим (опасность смятия и слома колонны и т. п.) и геологическим (образование песчаных пробок, разрушение пластов в призабойной зоне) причинам. Во многих скважинах приходится ограничивать отбор жидкости и газа, чтобы обеспечить нормальные условия эксплуатации. Для этого необходимо установить норму отбора жидкости (газа) по скважинам.

При определении технической нормы добычи из нефтяной скважины надо учитывать следующие факторы:

1. Литолого-физическую характеристику пласта (объекта), данные о положении скважины относительно контуров нефтеносности, о свойствах нефти, газа и воды в пластовых условиях;

2. Конструкцию скважины и способ вскрытия пласта, а также техническое оборудование забоя;

3. Результаты исследования пласта в скважине (пластовое и забойное давления, давление насыщения нефти газом, газовый фактор, коэффициент продуктивности, дебиты нефти, газа и воды и их изменение за период исследования);

4. Сведения о пробкообразовании, выносе песка, отложении парафина и других факторах, осложняющих нормальную эксплуатацию;

5. Сведения о проектируемой системе разработки;

6. Данные о продвижении контактов газ – нефть, вода – нефть;

7. Данные об эксплуатационном оборудовании скважины, способе эксплуатации.

Неустойчивое залегание и наличие слабо сцементированных (рыхлых) пород может вызвать при необоснованно высоких депрессиях на пласт разрушение призабойной зоны и вынос частиц породы из скважины. Вынос песка нарушает нормальную работу лифта скважины, может привести к захвату эксплуатационных

труб, преждевременному износу эксплуатационного оборудования и т.п. В этих случаях опытным путем устанавливают допустимую депрессию, при которой обеспечивается необходимое для нормальной эксплуатации состояние призабойной зоны.

Наличие или близость подошвенных и законтурных вод может привести к преждевременному обводнению скважины при высоких депрессиях и отборах.

Прочность обсадной колонны (опасность смятия ее при значительном снижении забойного давления в скважине), мощность и технический уровень эксплуатационного оборудования являются важными факторами, определяющими техническую норму добычи.

Устанавливая техническую норму добычи нефти, следует учитывать характер проявления энергетических свойств залежи. Так, при режиме растворенного газа увеличение газового фактора может явиться причиной ограничения дебита в отдельных скважинах с высоким газовым фактором. При газонапорном режиме (режиме газовой шапки) следует ограничивать дебит в скважинах, расположенных вблизи контакта газ – нефть, во избежание непроизводительного выпуска газа из недр. Ограничение отбора по этим скважинам может быть связано также с необходимостью регулирования продвижения контакта газ – нефть для предотвращения прорывов газа из газовой шапки к забоям нефтяных скважин (что влечет за собой потери нефти в пласте).

В условиях водонапорного режима приходится ограничивать отбор из скважин, расположенных вблизи от контуров водоносности, для обеспечения регулируемого продвижения воды в непродуктивную часть. Отборы приходится также ограничивать и в скважинах с низким пластовым давлением, чтобы не допустить дальнейшего снижения давления ниже давления насыщения (и, тем самым, предотвратить значительное разгазирование нефти в пласте).

В процессе разработки нефти нормы отбора устанавливаются по скважинам, как правило, ежемесячно. Данные эксплуатации каждой скважины заносятся в ежемесячную карточку режимов, в которой, исходя из рассмотренных выше условий и планов добычи нефти, а, также учитывая текущее состояние разработки залежи (пластовое давление, обводненность, газовый фактор и т. п.), устанавливают ежемесячную норму отбора жидкости.

При установлении технологического режима работы нагнетательной скважины исходят из общих для объектов планов по закачке воды (газа). Объем закачки, приемистость скважины ограничиваются геолого-техническими условиями эксплуатации скважины и возможностями оборудования для закачки (т. е. возможностями создания высоких давлений нагнетания). При прочих равных условиях, приемистость с ростом давлений закачки растет. Однако увеличение приемистости нередко приводит к увеличению неравномерности охвата разреза закачкой воды. Поэтому при выборе оптимального режима работы нагнетательных скважин целесообразно подбирать величину давления таким образом, чтобы наряду с высокой приемистостью был обеспечен максимальный охват объекта заводнением по мощности. Для этого весьма полезно учитывать данные глубинных исследований – профилей приемистости. Определения «работающей» (принимающей) мощности глубинными расходомерами при различных давлениях закачки позволяют выбрать оптимальную величину этого давления, т. е. величину давления, соответствующую максимальной «принимающей» мощности.

Специфика эксплуатации газовых скважин, в отличие от нефтяных, заключается, как известно, в неразрывности процесса добычи газа из скважин и его транспортировки до мест потребления, иногда расположенных весьма далеко от месторождения.

Поэтому эксплуатация всей системы (включая скважины и наземные сети) должна проводиться так, чтобы наиболее экономичным способом подавать под давлением газ из скважины к конечному пункту (непосредственно потребителю), либо к ближайшей компрессорной станции. Устанавливая технологический режим работы газовой скважины, стремятся получить возможно больший дебит с минимальными затратами пластовой энергии. При контроле за эксплуатацией газовой скважины необходимо учитывать следующие основные факторы:

1. Максимально допустимый отбор газа, зависящий от геолого-технического состояния скважины;

2. Режим работы скважины и величину давления на головке (для обеспечения ее нормальной работы при подключении в газосборочную сеть);

3. Отклонения дебита и давления в процессе эксплуатации от заданного режима работы;

4. Приток воды, нефти, конденсата и вынос частиц породы в процессе эксплуатации;

5. Состав газа (плотность, влажность, содержание азота, углекислоты, серы, газолиновой фракции) и конденсата.

Правильно установленный режим работы газовой скважины должен обеспечить:

1. Предотвращение разрушения призабойной зоны пласта вследствие выноса частиц цементирующего материала породы;

2. Недопущение преждевременного подтягивания к скважине конуса подошвенной воды;

3. Предотвращение угрозы смятия колонны при малых противодавлениях на пласт;

4. Устранение вибрации оборудования на устье, скважины при весьма больших дебитах газа.

Если пласт представлен несцементированным или слабо сцементированным песком, то возникает необходимость ограничить дебит газа во избежание разрушения газоносного коллектора в призабойной зоне и предохранения оборудования от разрушающего воздействия на него песка. Когда газоносный пласт представлен устойчивыми породами – известняками, доломитами, песчаниками, опасность выноса частиц породы уменьшается и дебит газа при соблюдении прочих условий можно не ограничивать. В скважинах, пробуренных в зоне газоводяного контакта, ограничение дебита газа необходимо для борьбы с преждевременным обводнением продукции.

Вывод по лекции

Успешная эксплуатация скважин после окончания их бурения зависит от качества вскрытия продуктивных пластов и качества геолого-промысловой информации, получаемой в процессе освоения, опробования, пробной эксплуатации и исследований.

Вопросы для самопроверки

1. Каким основным требованиям должны удовлетворять методы вскрытия продуктивного пласта?

2. Дать определение термину «опробование скважин».

3. От чего зависит выбор способа освоения скважин?

4. С какой целью проводится пробная эксплуатация скважин?

5. Дать характеристику гидродинамических исследований нефтяных и газовых скважин.

6. Что такое технологический режим работы эксплуатационных скважин?

РАЗДЕЛ 2. РЕЖИМЫ РАБОТЫ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

ЛЕКЦИЯ 4

Особенности разработки залежей нефти и газа на разных режимах

План лекции

1. Характеристика понятия «природный режим залежи».
2. Основные показатели, характеризующие процесс разработки эксплуатационного объекта.
3. Краткая геолого-эксплуатационная характеристика режимов разработки нефтяных залежей.
4. Краткая геолого-эксплуатационная характеристика режимов разработки газовых залежей.

Характеристика понятия «природный режим залежи». Природным режимом залежи называют совокупность естественных сил (видов энергии), которые обеспечивают перемещение нефти или газа в пласте-коллекторе к забоям добывающих скважин.

В нефтяных и газовых залежах к основным источникам пластовой энергии, способствующим перемещению нефти в пластах-коллекторах, относятся:

- напор краевых (подошвенных) пластовых вод – *водонапорный режим (жестководонапорный)*;
- упругие силы нефти, воды и вмещающих их пород – *упруго-водонапорный режим*;
- упругие силы расширяющегося газа, растворенного в нефти – *режим растворенного газа*;
- упругие силы свободного газа в газовой залежи и газовой шапке газонефтяных залежей – *газонапорный (режим газовой шапки)*;
- сила тяжести самой нефти – *гравитационный режим*.

Как правило, каждая нефтяная залежь обладает совокупностью природных источников пластовой энергии. Однако в каждый конкретный период разработки залежи главную роль в вытеснении нефти к забоям добывающих скважин принадлежит какому-то одному, иногда нескольким видам пластовой энергии. Название режимам принято давать по доминирующей форме энергии в пласте в

определенный период разработки. В пределах отдельных участков залежи могут одновременно проявляться несколько режимов разработки. При одновременно действующих двух и более видов пластовой энергии режим работы нефтяной залежи будет смешанным.

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).

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 с изменяющейся ролью напора вод и потенциальной энергии 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.

Режим работы залежи определяет не все, а лишь наиболее характерные особенности поведения залежи в процессе разработки. В процессе разработки нефтяной залежи непрерывно изменяются термобарические условия пласта, физические свойства породы-коллектора, свойства нефти, газа, воды; изменяются технологические условия разработки, на смену одним главным видам пластовой энергии могут прийти другие.

Изменения характера движущих сил в пласте приводит к изменению режима залежи и переводу его в другой режим, в том числе искусственным путем закачки воды или газа. Поэтому заключение о режиме работы нефтяной залежи может быть сделано на основе комплексного изучения геологических (природных) факторов и динамики основных показателей ее разработки.

В настоящее время нефтяные залежи разрабатывают с использованием природных видов энергии в основном в тех случаях, когда они обладают водонапорным или достаточно активным упруговодонапорным режимом, т. е. когда за счет природных сил нефтеотдача может достигать 40 % и более. Малоэффективные природные режимы в самом начале разработки нефтяных залежей преобразуют в более эффективные путем искусственного воздей-

ствия на пласт. Поэтому природный режим нефтяных залежей должен устанавливаться уже ко времени составления первого проектного документа на разработку залежи для обоснования системы разработки, в том числе для решения вопроса о необходимости воздействия на пласт и для выбора метода воздействия. К этому времени по нефтяной залежи обычно еще не бывает данных о ее эксплуатации, достаточных для того, чтобы судить о природном режиме. Поэтому вид режима определяют на основе изучения геологических и гидрогеологических особенностей водонапорной системы в целом и геолого-физической характеристики самой залежи.

По изучаемой залежи должны быть получены данные о ее размерах, степени сообщаемости залежи с законтурной областью, о строении и свойствах пласта-коллектора в пределах залежи, фазовом состоянии и свойствах пластовых нефти и газа, термобарических условиях продуктивного пласта.

Введенные ранее в разработку залежи того же горизонта с близкой геолого-физической характеристикой, для которых природный режим установлен достаточно надежно, могут быть использованы в качестве аналога при определении режима новой залежи. В комплексе перечисленные данные обычно бывают остаточными для определения природного режима новой залежи.

В случаях, когда косвенных геологических данных оказывается недостаточно, необходим ввод нефтяной залежи или ее части в непродолжительную пробную (опытную) эксплуатацию с организацией контроля за изменением пластового давления в самой залежи и в законтурной области, за поведением промыслового газового фактора, обводненностью скважин, их продуктивностью. Особое внимание следует уделять изучению взаимодействия залежи с законтурной областью и активностью последней путем наблюдения за давлением в законтурных (пьезометрических) скважинах. При расположении их на разном удалении от залежи может быть выявлен не только сам факт этого взаимодействия, но и характер общей воронки депрессии в пласте. Для получения нужных сведений в относительно короткий срок отборы нефти из залежи должны быть достаточно высокими, поэтому кроме разведочных скважин для пробной эксплуатации бурят опережающие добывающие скважины.

Газовые залежи разрабатывают без искусственного воздействия на пласт, поэтому промышленная добыча газа может быть начата,

когда возможный режим залежи по косвенным геологическим и другим данным установлен лишь предварительно. Вместе с тем правильное определение природного режима и энергетических возможностей газовых залежей имеет огромное значение для обоснования динамики добычи газа, пластового давления, масштабов и закономерностей обводнения скважин и соответственно для решения вопросов обустройства месторождения, выбора количества скважин и принципов их размещения, выбора интервалов перфорации и др. Исходя из этого, для определения природного режима используют данные начального периода разработки залежи.

В этот период устанавливают характер кривой, отражающей зависимость ($R_{пл}/Z$) от накопленной добычи газа. Учитывая, что прямолинейную зависимость не всегда можно однозначно истолковать в пользу газового режима, необходимо одновременно обеспечивать получение дополнительных данных. Так, следует организовать контроль за поведением ГВК с помощью геофизических методов и путем наблюдения за обводнением скважины. Обязателен контроль за поведением давления в пьезометрических скважинах, вскрывших водоносную часть пласта за контуром нефтеносности и под ГВК. Неизменность пластового давления в этих скважинах указывает на то, что значительные отборы газа из залежи не оказывают влияния на водонапорную систему и что залежи свойствен газовый режим. Снижение давления в пьезометрических скважинах, наоборот, свидетельствует о наличии гидродинамической связи с законтурной областью и о внедрении воды в залежь, т. е. об упруговодогазонапорном режиме последней.

Проявление того или иного вида пластовой энергии при разработке каждой конкретной залежи зависит от совокупности геологических и технологических факторов.

Основные показатели, характеризующие процесс разработки эксплуатационного объекта. Разработка каждого нефтяного месторождения характеризуется определенными показателями. Рассмотрим общие показатели, присущие всем технологиям разработки.

Добыча нефти q_n – основной показатель, суммарный по всем добывающим скважинам, пробуренным на объект в единицу времени, и среднесуточная добыча q_n приходящаяся на одну скважину. Характер изменения во времени этих показателей зависит не только от свойств пласта и насыщающих его жидкостей, но и от

технологических операций, осуществляемых на месторождении на различных этапах разработки.

Добыча жидкости $q_{ж}$ – суммарная добыча нефти и воды в единицу времени. Из скважин в чисто нефтеносной части залежи в течение какого-то времени безводного периода эксплуатации скважин добывают чистую нефть. По большинству месторождений рано или поздно продукция их начинает обводняться. С этого момента времени добыча жидкости превышает добычу нефти.

Добыча газа q_g . Этот показатель зависит от содержания газа в пластовой нефти, подвижности его относительно подвижности нефти в пласте, отношения пластового давления к давлению насыщения, наличия газовой шапки и системы разработки месторождения. Добычу попутного газа характеризуют с помощью *газового фактора*, т. е. отношения объема добываемого из скважины за единицу времени растворенного в нефти газа, приведенного к стандартным условиям, к добыче за ту же единицу времени дегазированной нефти. Средний газовый фактор как технологический показатель разработки определяют по отношению текущей добычи газа к текущей добыче нефти.

При разработке месторождения с поддержанием пластового давления выше давления насыщения газовый фактор остается неизменным и поэтому характер изменения добычи газа повторяет динамику добычи нефти. Если же в процессе разработки пластовое давление будет ниже давления насыщения, то газовый фактор изменяется следующим образом. Во время разработки на режиме растворенного газа средний газовый фактор вначале увеличивается, достигает максимума, а затем уменьшается и стремится к нулю при пластовом давлении, равном атмосферному. В этот момент режим растворенного газа переходит в режим гравитационный.

Рассмотренные показатели отражают динамическую характеристику процесса извлечения нефти, воды и газа. Для характеристики процесса разработки за весь прошедший период времени используют интегральный показатель – *накопленную добычу*. Накопленная добыча нефти отражает количество нефти, добытое по объекту за определенный период времени с начала разработки, т. е. с момента пуска первой добывающей скважины.

В отличие от динамических показателей накопленная добыча может только увеличиваться. Со снижением текущей добычи темп увеличения соответствующего накопленного показателя уменьша-

ется. Если текущая добыча равна нулю, то рост накопленного показателя прекращается, и он остается постоянным.

Помимо рассмотренных абсолютных показателей, выражающих количественно добычу нефти, воды и газа, используют и относительные, характеризующие процесс извлечения продуктов пласта в долях от запасов нефти.

Темп разработки $z(t)$ – отношение годовой добычи нефти к извлекаемым запасам, выражается в процентах:

$$z(t) = \frac{q_n(t)}{N}, \quad (4.1)$$

Этот показатель изменяется во времени, отражая влияние на процесс разработки всех технологических операций, осуществляемых на месторождении, как в период его освоения, так и в процессе регулирования.

Обводненность продукции B – отношение дебита воды к суммарному дебиту нефти и воды. Этот показатель изменяется во времени от нуля до единицы:

$$B = \frac{q_v}{q_v + q_n}, \quad (4.2)$$

Темп отбора жидкости – отношение годовой добычи жидкости в пластовых условиях к извлекаемым запасам нефти, выражается в % в год.

Если динамика темпа разработки характеризуется стадиями, то изменение темпа отбора жидкости во времени происходит следующим образом. На протяжении первой стадии отбор жидкости по большинству месторождений практически повторяет динамику темпа их разработки. Во второй стадии темп отбора жидкости по одним залежам остается постоянным на уровне максимального, по другим – уменьшается, а по третьим – возрастает. Такие же тенденции в еще большей степени выражены в третьей и четвертой стадиях. Изменение темпа отбора жидкости зависит от водонефтяного фактора, расхода нагнетаемой в пласт воды, пластового давления и пластовой температуры.

Водонефтяной фактор – отношение текущих значений добычи воды к нефти на данный момент разработки месторождения, измеряется в $\text{м}^3/\text{т}$. Этот параметр, показывающий, сколько объемов воды добыто на 1 т полученной нефти, является косвенным показателем эффективности разработки и с третьей стадии разработки начинает быстро нарастать. Темп его увеличения зависит от темпа отбора жидкости.

Расход нагнетаемых в пласт веществ. При осуществлении различных технологий с целью воздействия на пласт используют различные агенты, улучшающие условия извлечения нефти из недр. Закачивают в пласт воду или пар, углеводородные газы или воздух, двуокись углерода и другие вещества. Темп закачки этих веществ и их общее количество, а также темп их извлечения на поверхность с продукцией скважин – важнейшие технологические показатели процесса разработки.

Пластовое давление. В процессе разработки давление в пластах, входящих в 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 изменением пластового давления используют средневзвешенную по площади или объему пласта величину. Для определения средневзвешенных их значений используют карты изобар, построенные на различные моменты времени. 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.

Пластовая температура. В процессе разработки этот параметр изменяется в результате дроссельных эффектов в призабойных зонах пласта, закачки в пласт теплоносителей, создания в нем движущегося фронта горения.

Краткая геолого-эксплуатационная характеристика режимов разработки нефтяных залежей. Согласно современным представлениям по преобладающему виду пластовой энергии выделяют следующие режимы работы нефтяных залежей:

- водонапорный;
- упруговодонапорный;
- упругий или упруго-замкнутый;
- газонапорный или газовой шапки;
- растворенного газа;
- гравитационный.

Геолого-эксплуатационная характеристика водонапорного режима. При водонапорном режиме основным видом пластовой энергии является напор краевых (подошвенных) вод, которые внедряются в залежь и относительно быстро полностью компенсируют в объеме залежи отбираемое количество нефти пластовой водой. Ее запасы постоянно пополняются за счет атмосферных осадков и источников поверхностных водоемов.

В процессе эксплуатации залежи в ее пределах происходит движение всей массы нефти. Объем залежи постепенно сокращается за счет подъема ВНК (рис. 4.1а). Эксплуатация нефтяных скважин прекращается, когда краевые воды достигают забоя тех из них, которые находятся в наиболее высоких частях пласта, и вместо нефти начинает добываться только вода. При этом режиме с целью уменьшения отборов попутной воды из пласта в скважинах, пробуренных вблизи ВНК или в его пределах, нижнюю часть нефтенасыщенного пласта обычно не перфорируют.

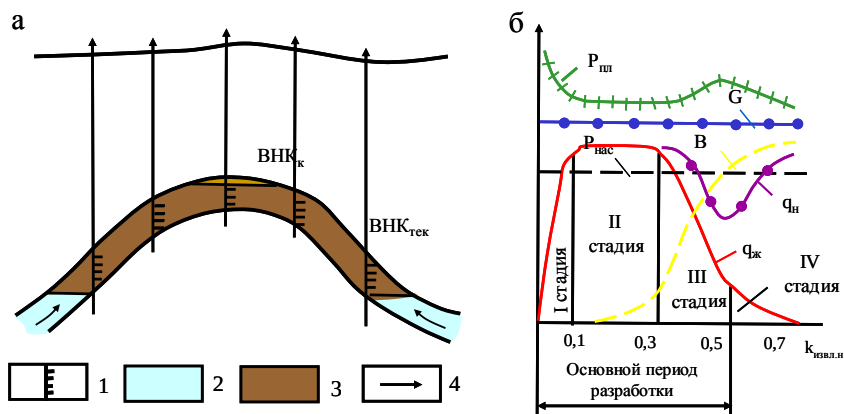


Рисунок 4.1. Пример разработки нефтяной залежи при природном водонапорном режиме:

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, $ВНК_{кон}$ конечное; давление: $P_{пл}$ пластовое, $P_{нас}$ насыщение; годовые отборы: $q_н$ нефти, $q_ж$ жидкость; B обводненность продукции; G промысловый газовый фактор; $k_{извл.н}$ коэффициент извлечения нефти

На практике всегда есть еще один промежуточный этап разработки нефтяных месторождений, когда одновременно с нефтью добывается вода. Это связано с тем, что из-за неоднородности пласта по проницаемости и сравнительно высокой вязкости нефти в пластовых условиях по отношению к вязкости пластовой воды происходит прорыв краевых и подошвенных вод к забою скважин. При жестководонапорном режиме давление в пласте настолько велико, что скважины фонтанируют. Но отбор нефти и газа не следует производить слишком быстро, поскольку иначе темп притока воды будет отставать от темпа отбора нефти и давление в пласте будет падать, фонтанирование прекратиться.

Режим свойственен залежам, приуроченным к инфильтрационным водонапорным системам, при хорошей гидродинамической связи залежи с законтурной зоной пласта и областью питания. Эти предпосылки обеспечиваются при следующих геологических условиях: 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; отсутствии тектонических нарушений, затрудняющих движение воды в системе; низкой вязкости пластовой нефти; при небольших размерах залежи и соответственно умеренных отборах жидкости из продуктивного горизонта, благодаря чему они могут полностью компенсироваться внедряющейся в залежь водой. Одна из важнейших предпосылок действия водонапорного режима значительная разница между начальным пластовым давлением и давлением насыщения, обеспечивающая в сочетании с другими факторами превышение текущего пластового давления над давлением насыщения на протяжении всего периода разработки и сохранение газа в растворенном состоянии.

Водонапорный режим отличают следующие особенности динамики показателей разработки (рис. 4.16):

- тесная связь поведения динамического пластового давления с величиной текущего отбора жидкости из пласта относительно небольшое снижение его при увеличении отбора, неизменная величина при постоянном отборе, увеличение при уменьшении от-

бора, восстановление почти до начального пластового давления при полном прекращении отбора жидкости из залежи; область снижения давления обычно ограничивается площадью залежи;

- практически неизменные на протяжении всего периода разработки средние значения промыслового газового фактора;
- достигаемый высокий темп годовой добычи нефти в период высокой стабильной добычи нефти, называемый II стадией разработки, до 8–10 % в год и более от начальных извлекаемых запасов (НИЗ); отбор за основной период разработки (за первые три стадии) около 85–90 % извлекаемых запасов нефти;
- извлечение вместе с нефтью в период падения добычи нефти попутной воды, в результате чего к концу разработки отношение накопленных отборов воды и нефти (водонефтяной фактор ВНФ) может достигать 0,5–1.

При водонапорном режиме достигается наиболее высокий коэффициент извлечения нефти до 0,6–0,7. Это обусловлено способностью воды, особенно пластовой минерализованной, хорошо отмывать нефть и вытеснять ее из пустот породы-коллектора, а также сочетанием исключительно благоприятных геолого-физических условий, в которых действует рассматриваемый режим. Водонапорным режимом характеризуются отдельные залежи в терригенных отложениях Грозненского района, Куйбышевской, Волгоградской и Саратовской областей и некоторых других районов.

Геолого-эксплуатационная характеристика упруговодонапорного режима. Режим, при котором нефть вытесняется из пласта под действием напора краевой воды, но в отличие от водонапорного режима основным источником энергии при этом служит упругость пород-коллекторов, сжатых в недрах под действием горного давления и насыщающей их жидкости.

Отличительной особенностью упруговодонапорного режима является то, что водонасыщенная часть пласта значительно больше нефтенасыщенной (границы водонасыщенной части отстоят от контура нефтеносности на 100 км и более). При этом режиме отбор жидкости не полностью компенсируется внедряющейся в залежь водой. В результате снижение давления в пласте постепенно

распространяется за пределы залежи и захватывает большую область водоносной части пласта. В этой области происходит соответствующее расширение породы и пластовой воды. Коэффициенты упругости воды и породы незначительны, однако при больших размерах области сниженного давления, во много раз превышающих размеры залежи, упругие силы пласта служат источником значительной энергии. Коэффициент нефтеотдачи также может достигать 0,7. Упруговодонапорный режим может проявляться в различных геологических условиях. Им могут обладать залежи инфильтрационных водонапорных систем, имеющие слабую гидродинамическую связь (или не имеющие ее) с областью питания вследствие большой удаленности от нее, пониженной проницаемости и значительной 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.

Упруговодонапорный режим характерен для всех залежей, приуроченных к инфильтрационным водонапорным системам. Проявлению упруговодонапорного режима способствует залегание пласта-коллектора на большой площади за пределами залежи. Так же, как и при водонапорном режиме, обязательным условием является превышение начального пластового давления над давлением насыщения (рис. 4.2).

Процесс вытеснения нефти водой из пласта аналогичен водонапорному режиму, однако, вследствие менее благоприятных геолого-физических условий доля неизвлекаемых запасов по сравнению с водонапорным режимом несколько возрастает. Динамика показателей разработки при упруговодонапорном режиме (рис. 4.2) имеет и сходства с динамикой с динамикой водонапорного режима, и отличия от нее. *Основное сходство* состоит в том, что на протяжении всего периода разработки промысловый газовый фактор остается постоянным вследствие превышения пластового давления над давлением насыщения.

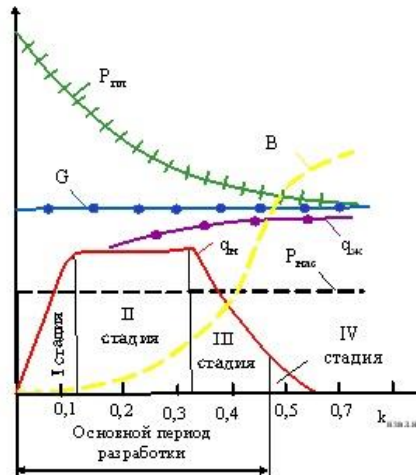


Рисунок 4.2. Динамика основных показателей разработки нефтяной залежи при упруговодонапорном режиме

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

Отличия заключаются 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 рис. 4.3 соответствует случаю, когда упруговодонапорная система имеет большие размеры. Кривая 2 отражает случай с относительно небольшой законтурной областью, что характерно для продуктивных горизонтов, в которых или проницаемость резко снижается в законтурной области, или имеются дизъюнктивные нарушения на небольшом удалении от залежи. Зависимость, представленная прямой линией 3, 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.

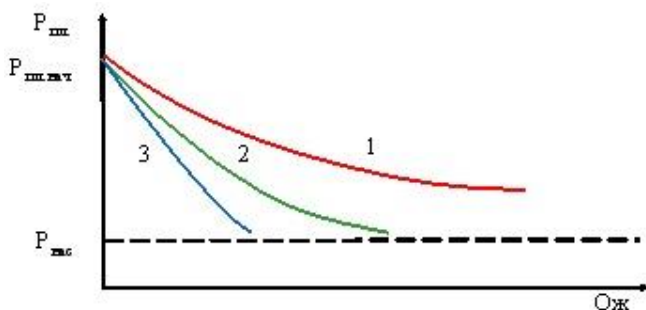


Рисунок 4.3. Зависимость динамического пластового давления $P_{пл}$ от накопленной добычи жидкости $Q_{ж}$ при упруговодонапорном режиме нефтяной залежи с начала ее разработки размеры законтурной области: 1 – большие; 2 – небольшие; 3 – законтурная область практически отсутствует

При эллизионном характере водонапорной системы, когда залежь обладает СГПД, упруговодонапорный режим, соответствует кривой 2. При высокой продуктивности залежей режим может обеспечивать значительные коэффициенты извлечения нефти и темпы разработки.

Темп добычи нефти при упруговодонапорном режиме во II стадии разработки обычно не превышает 5–7 % в год от НИЗ. К концу основного периода разработки обычно отбирается около 80 % извлекаемых запасов. Добыча нефти сопровождается более интенсивным обводнением продукции, 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. В связи со значительными различиями в активности режима диапазон значений относительных годовых и конечных показателей разработки при нем довольно широк.

Природный упруговодонапорный режим, сохраняющийся до конца разработки, характерен для верхнемеловых залежей Грозненского района, Восточной Украины и других районов.

Геолого-эксплуатационная характеристика упругого режима. Упругий (замкнуто-упругий) режим проявляется в нефтяных залежах, приуроченных к изолированным резервуарам (литологически ограниченные и тектонически экранированные залежи). Водонасыщенная часть этих резервуаров имеет ограниченные размеры или практически полностью отсутствует. Залежи в этих условиях харак-

теризуются аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД), т. е. $R_{пл}$ нач на много больше давления насыщения ($R_{нас}$), повышенными температурами и содержат легкую, маловязкую подвижную нефть с большим содержанием растворенного в ней газа. Вытеснение нефти из пласта-коллектора в этих условиях происходит за счет упругой энергии пласта и насыщающей его жидкости.

Упругий режим может проявляться в начальный период разработки залежей в условиях упруговодонапорного режима, если залежь имеет большие размеры, в результате чего происходит длительный процесс перераспределения пластового давления. Поэтому до тех пор, пока воронка депрессии не коснется контура залежи, в ней будет проявляться и господствовать упругий режим. При большом расстоянии от контура нефтеносности до кровли коллектора, перемещение нефти осуществляется только за счет упругих сил самой нефти, воды и вмещающих их пород.

В процессе разработки залежи на упругом режиме непрерывно падает пластовое давление, при этом темп падения пластового давления зависит от величины отборов нефти. В связи с низкой активностью пластовых вод положение ВНК не изменяется ($H_{ВНК} = \text{const}$, $R_{пл \text{ тек}} \neq R_{пл \text{ нач}}$), также неизменной остается величина газового фактора.

Для упругого режима характерно постоянство добычи нефти, приходящейся на единицу снижения $R_{пл}$ ($\Delta Q_{ни}/\Delta R_{пл i} = \text{const}$). В этих условиях объем нефти (V_n), который может быть вытеснен из залежи определяется следующим образом:

$$\Delta V_n = V_{зал} \cdot \beta \cdot \Delta P, \quad (4.3)$$

где ΔV_n – количество нефти, которое может быть добыто за счет действия упругих сил, м³; $V_{зал}$ – объем залежи, м³; β – коэффициент упругой емкости пласта насыщающих его флюидов ($\beta = K_p \cdot \beta_{ж} + \beta_p$); K_p – коэффициент открытой пористости, д.ед.; $\beta_{ж}$ – коэффициент сжимаемости жидкости, МПа⁻¹; β_p – коэффициент сжимаемости породы-коллектора, МПа⁻¹; ΔP – разность пластового и забойного давлений.

Геолого-эксплуатационная характеристика газонапорного режима. Газонапорный режим (режим газовой шапки) – это режим нефтяной части газонефтяной залежи, при котором нефть вытесняется из пласта под действием напора газа, заключенного в газовой шапке. Чем ее размер больше, тем дольше снижается давление в ней. В месторождениях, работающих в газонапорном режиме, процесс вытеснения нефти расширяющимся газом обычно сопровождается гравитационными эффектами. Газ, выделяющийся

из нефти, мигрирует вверх, пополняя газовую шапку и оттесняя нефть в пониженную часть залежи. По мере понижения уровня газонефтяного контакта происходит прорыв газа к нефтяным скважинам, находящимся ближе к контуру газонасыщенности и их эксплуатация прекращается, т.к. в противном случае расходование энергии расширения газа газовой шапки будет нерациональным.

С целью предотвращения преждевременных прорывов газа перфорируют нижнюю часть нефтенасыщенной толщины, т. е. отступают от ГНК. Объем нефтяной части залежи при ее разработке сокращается в связи с опусканием ГНК. Размер площади нефтенасыщенности остается постоянным (рис. 4.4а).

Режим в чистом виде может действовать в залежах, не имеющих гидродинамической связи с законтурной областью, или при весьма слабой активности краевых вод. 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 др.

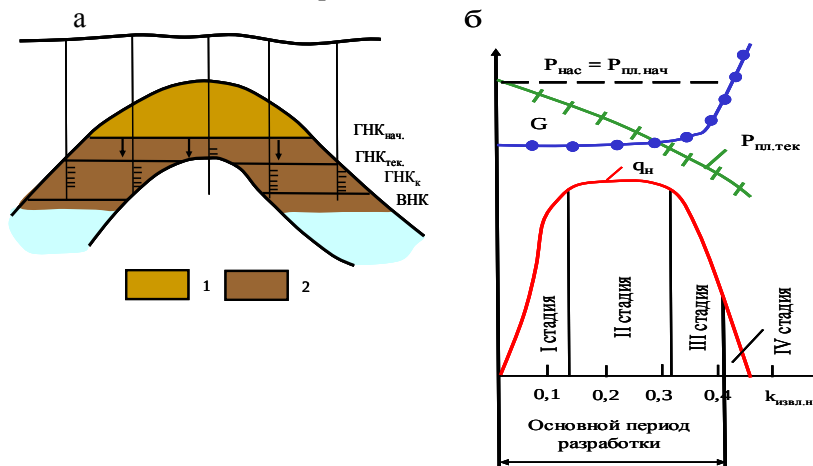


Рисунок 4.4. Пример разработки нефтяной залежи при природном газоконденсатном режиме: а – изменение объема залежи в процессе разработки; 1 – газ; 2 – запечатывающий слой на границе ВНКнач; положение ГНК: ГНКнач начальное, ГНКтек текущее, ГНКк конечное; б – динамика основных показателей разработки; давление: $P_{пл}$ – пластовое, $P_{нас}$ – насыщения; годовые отборы: q_k – нефти, $q_{ж}$ – жидкость; B – обводненность продукции; G – промысловый газовый фактор; $k_{извл.н}$ – коэффициент извлечения нефти

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).

При разработке залежи в условиях газонапорного режима пластовое давление постоянно снижается (рис.4.4б). Темпы его снижения зависят от соотношения объемов газовой и нефтяной частей залежи и от темпов отбора нефти из пласта. Темпы годовой добычи нефти в процентах от НИЗ во II стадии могут быть довольно высокими примерно такими же, как и при водонапорном режиме. Однако следует учитывать, что в этом случае темпы рассчитывают, исходя из меньших извлекаемых запасов, поскольку коэффициент извлечения нефти при газонапорном режиме достигает около 0,4. Поэтому при равных балансовых запасах и равных темпах разработки абсолютная величина годовой добычи при газонапорном режиме меньше, чем при водонапорном. Сравнительно невысокое значение коэффициента извлечения нефти объясняется неустойчивостью фронта вытеснения (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 примерно 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.

Геолого-эксплуатационная характеристика режима растворенного газа. Режим нефтяной залежи, при котором пластовое давление падает в процессе разработки ниже давления насыщения, в результате чего газ выделяется из раствора и пузырьки газа, расширяясь, вытесняют нефть к скважинам. Режим в чистом виде проявляется 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. 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 этом режиме имеет следующие особенности (рис. 4.5). Пластовое давление интенсивно снижается на протяжении всего периода разработки, в результате чего разница между значениями давления насыщения и текущим пластовым давлением со временем нарастает. Промысловый газовый фактор некоторое время остается постоянным.

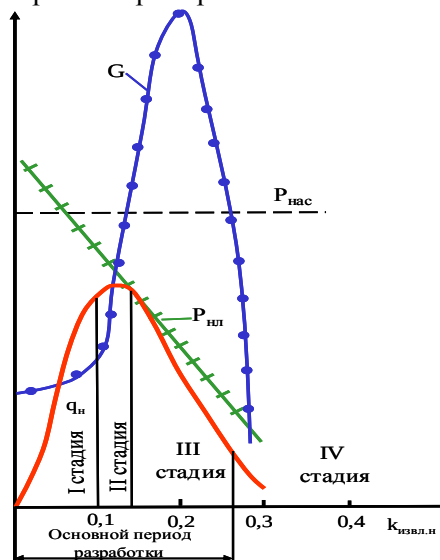


Рисунок 4.5. Динамика основных показателей разработки нефтяной залежи при режиме растворенного газа
давление: $P_{пл}$ – пластовое, $P_{нас}$ – насыщение; годовые отборы: q_k – нефти, $q_{жс}$ – жидкость; B – обводненность продукции; G – промысловый газовый фактор; $k_{извл.н}$ – коэффициент извлечения нефти

Затем с увеличением количества выделяющегося газа фазовая проницаемость для него возрастает и значение промыслового газового фактора увеличивается до значений, в несколько раз превышающих пластовое газосодержание. Это обусловлено 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 существенно-му повышению ее вязкости. Позже вследствие дегазации пластовой нефти происходит уменьшение и промыслового газового фактора – до нескольких кубометров на 1 м³. В общей сложности за весь период разработки среднее значение промыслового газового фактора namного (в 4–5 раз и более) превышает начальное газосодержание пластовой нефти. Добыча нефти после достижения ее максимального уровня сразу же начинает снижаться, т.е. II стадия разработки продолжается обычно всего один-два года. Нефть добывают практически без воды.

Для режима характерно образование возле каждой скважины узких воронок депрессии, что вызывает необходимость размещения добывающих скважин более плотно, чем при режимах с вытеснением нефти водой. Конечный коэффициент извлечения нефти не превышает 0,2–0,3, а при небольшом газосодержании нефти имеет и меньшие значения – 0,1–0,15. Рассматриваемый режим отмечался на целом ряде залежей Северного Кавказа, Сахалина и др.

Особенности проявления гравитационного режима. Гравитационный режим – это режим, при котором нефть перемещается в пласте к скважинам под действием силы тяжести самой нефти. Этот вид энергии может действовать в тех случаях, когда давление в нефтяном пласте снизилось до атмосферного, а имеющаяся в нем нефть не содержит растворенного газа. При этом режиме нефть стекает в скважину под действием силы тяжести, а оттуда она откачивается механизированным способом. Режим может быть природным, но чаще проявляется после завершения действия режима растворенного газа, т. е. после дегазации нефти и снижения пластового давления. Его проявлению способствует 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 присводовых скважин постепенно уменьшается в результате "осушения" пласта. По той же причине сокращается объем залежи. Динамика годовой добычи нефти при этом режиме показана на рис. 4.6. 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 течении длительного времени может быть достигнут высо-

кий коэффициент извлечения нефти – с учетом коэффициента извлечения, полученного при предшествующем режиме растворенного газа, вплоть до 0,5. Пластовое давление при рассматриваемом режиме обычно составляет десятые доли мегапаскалей, газосодержание пластовой нефти единицы кубометров в 1 м³.

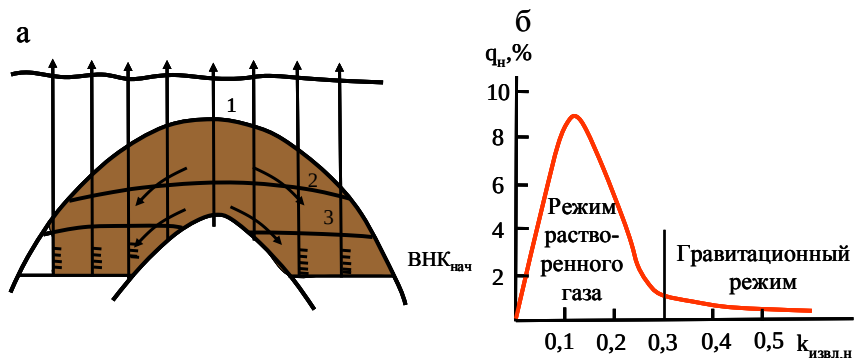


Рисунок 4.6. Пример разработки нефтяной залежи при природном гравитационном режиме: а – изменение объема залежи в процессе разработки; б – динамика годовых отборов нефти q_n : 1-3 – последовательные границы нефтенасыщения пласта (в результате "осушения" верхней части залежи); стрелками показано направление фильтрации нефти

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

Краткая геолого-эксплуатационная характеристика режимов разработки газовых залежей. В газовых и газоконденсатных залежах источниками пластовой энергии, вызывающей движение газа в пласте и обуславливающей его приток к скважинам в процессе разработки, являются напор краевых (подошвенных) пластовых вод, упругие силы газа, воды и вмещающих их пород. Соответственно различают *водонапорный* (встречается редко), *упруговодонапорный* (упруговодогазонапорный) и *газовый* режимы.

Особенности проявления водонапорного режима. Геологические условия проявления этого режима аналогичны условиям проявления водонапорного режима в нефтяных залежах, т. е. необходимо существование следующих условий: активные пластовые воды; высокие коллекторские свойства продуктивного пласта; наличие хорошей гидродинамической связи залежи с законтурной областью; низкие темпы отбора газа.

Основным источником пластовой энергии является напор краевых (подошвенных) вод. В процессе разработки газовой залежи на газовом режиме происходит компенсация газа объемами внедрившейся в залежь воды, при этом $R_{пл}$ не изменяется ($R_{пл} = \text{const}$), а ГВК постепенно поднимается за счет действия подошвенных вод.

Если темпы отбора газа (количество газа в единицу времени) увеличиваются, то $R_{пл}$ начинает резко уменьшаться и в залежи может, наряду с водонапорным режимом, на отдельных участках проявляться упруговодонапорный и даже газовый режим.

В естественных условиях водонапорный режим в газовых залежах встречается редко, например, на месторождении Дагестанские Огни (Республика Дагестан), где выявлено небольшое газовое скопление, расположенное близко от области питания.

Особенности проявления упруговодонапорного режима. Упруговодогазонапорный режим – это режим, при котором в процессе разработки залежи отмечается подъем ГВК, т.е. происходит внедрение в залежь краевой воды. При этом режиме напор краевой воды всегда сочетается с действием упругих сил газа. При этом режиме при прочих равных условиях пластовое давление снижается медленнее, чем при газовом. Для упруговодонапорного режима характерен следующий характер зависимости $(R_{пл}/Z) - \Sigma Q$, где Z – коэффициент сжимаемости газа; ΣQ – накопленная с начала эксплуатации добыча газа (рис. 4.7).

Различать газовый и упруговодонапорный режимы при прямолинейной зависимости $(R_{пл}/Z) - \Sigma Q$ в начальный период разработки можно лишь в том случае, если есть дополнительная информация (данные изменения уровня воды в пьезометрических скважинах; результаты ядерно-геофизических исследований скважин, вскрывших ГВК путем прослеживания положения ГВК в

процессе разработки; данные, полученным при обводнении и после гидрохимического анализа воды, добываемой с газом).

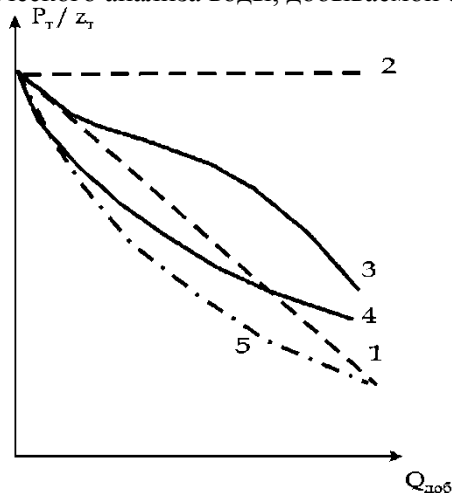


Рисунок 2.7. Изменение отношения $P_{пл}/Z_v$ зависимости от накопленной добычи:

Режимы: 1 – газовый; 2 – жестководонапорный (для газоконденсатных залежей); 3 – газоводонапорный; 4 – переток газа (давление занижено, т.к. оно не было учтено в неразрабатываемых частях залежи, либо при неполном учете добываемого газа (аварийное фонтанирование); 5 – кривая зависимости $P_{пл}$ от Q (если не учитывать коэффициент сжимаемости, то режим ошибочно принимается за газонапорный)

Интенсивность падения давления возрастает при невысокой активности законтурной области (при приуроченности залежи к элизионной водонапорной системе, при пониженной проницаемости коллекторов и др.), с увеличением темпов добычи газа и под влиянием других причин.

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.

Действие упруговодогазонапорного режима сопровождается постепенным обводнением части скважин, в связи с чем они рано (в то время, когда залежь еще имеет высокое пластовое давление) выходят из эксплуатации. Возникает необходимость бурения вместо них дополнительных 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 коэффициенты извлечения газа 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.

Особенности проявления газового режима. При газовом режиме (режиме расширяющегося газа) приток газа к забоям скважин обеспечивается за счет потенциальной энергии давления, под которым находится газ в продуктивном пласте. Ее запас обычно оказывается достаточным для довольно полной выработки залежи (сжимаемость газа на три порядка более сжимаемости воды и породы). Режим формируется при отсутствии влияния законтурной области и может иметь место в условиях как инфильтрационной, так и элизионной водонапорной системы.

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 $(R_{пл}/Z)-\Sigma Q$. Таким образом, удельная добыча газа на 0,1 МПа снижения пластового давления при газовом режиме обычно постоянна на протяжении всего периода разработки (рис. 4.7). Следует отметить, 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 %/о

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.

Вывод по лекции

Режим работы залежи определяет не все, а лишь наиболее характерные особенности поведения залежи в процессе разработки. В процессе разработки залежи непрерывно изменяются термобарические условия пласта, физические свойства породы-коллектора, свойства нефти, газа, воды; изменяются технологические условия разработки, на смену одним главным видам пластовой энергии могут прийти другие.

Вопросы для самопроверки

1. Перечислите основные показатели, характеризующие разработку месторождений нефти и газа.
2. Дайте характеристику режимов работы нефтяных залежей.
3. Дайте характеристику режимов работы газовых залежей.
4. Каким образом оценивается эффективность режима разработки?

РАЗДЕЛ 3. СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ, ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

ЛЕКЦИЯ 5

Понятия о системах и принципах разработки

План лекции

1. Понятие «системы разработки».
2. Целевое назначение скважин разных категорий.
3. Принципы разработки многопластовых (многозалежных) месторождений.
4. Понятия об эксплуатационном объекте и этаже разработки. Принципы их выделения.

Понятие «системы разработки». Под *системой разработки месторождений (залежей)* понимается совокупность технических и технологических мероприятий, обеспечивающих эффективную разработку нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Система разработки считается рациональной, если она обеспечивает максимально возможное извлечение нефти и газа из недр в кратчайший срок при минимальных затратах.

При проектировании разработки рассчитывают несколько вариантов таких систем, а затем путём их всестороннего анализа выбирают рациональную систему. В настоящее время различают системы разработки для месторождения в целом и отдельных объектов в его разрезе.

Целевое назначение скважин разных категорий. Месторождения нефти и газа разрабатываются по научно-обоснованным проектным документам, которые составляются на основании данных о геологическом строении месторождения и характеристик продуктивных пластов, полученных в процессе поисковых, разведочных работ и пробной эксплуатации скважин.

Разработка нефтяного, газового, газоконденсатного месторождения – это выполнение на месторождении комплекса работ по

управлению процессом движения жидкости и газа в пласте к забоям скважин и извлечению флюидов из недр на поверхность.

Разработка месторождений нефти и газа включает в себя:

1. Эксплуатационное бурение.
2. Добычу нефти и газа.
3. Исследовательские работы.
4. Мероприятия по воздействию на пласт.

Разработка залежей нефти, газа и газоконденсата ведётся в основном эксплуатационными скважинами. При проектировании и разработке нефтяных месторождений выделяют следующие группы эксплуатационных скважин:

1. *Опережающие эксплуатационные скважины*: бурятся на разрабатываемую или подготовленную к опытной эксплуатации залежь нефти (газа) с целью уточнения параметров и режима работы пласта, выявления и уточнения границ продуктивных полей, а также оценки выработки отдельных участков залежи для дополнительного обоснования рациональной системы разработки и эксплуатации залежей.

2. *Собственно эксплуатационные скважины*: бурятся для извлечения нефти, газа, газоконденсата и других сопутствующих компонентов из залежи. В зависимости от способа подъема жидкости эксплуатационные (добывающие) скважины подразделяются на фонтанные, газлифтные и насосные.

3. *Нагнетательные скважины*: бурятся с целью воздействия на эксплуатируемый пласт с помощью закачки воды, газа и других рабочих агентов. В процессе разработки в нагнетательные скважины могут переводиться добывающие скважины, а часть нагнетательных скважин может временно использоваться в качестве добывающих (при соответствующей конструкции скважин). Вместе с эксплуатационными скважинами составляют основной фонд скважин.

4. *Резервный фонд скважин*: предусмотрен для вовлечения в разработку отдельных линз, зон выклинивания и застойных зон, которые не вовлекаются в разработку скважинами основного фонда в пределах контура их размещения. Количество резервных скважин обосновывается в проектных документах с учетом характера и степени неоднородности продуктивных пластов, плотности сетки скважин основного фонда и т. д.

5. *Контрольные скважины* – это обобщающий термин для наблюдательных и пьезометрических скважин, которые не числятся в основном (эксплуатационном) фонде. Их количество и расположение определяется в проектных документах на разработку.

Наблюдательные скважины: бурят (или переводятся из других категорий) для осуществления систематического наблюдения за изменением давления, положения межфлюидных контактов, перемещением фронта нагнетаемой воды и др. агентов, изменением нефте-, водо-, газонасыщенности и других параметров в процессе эксплуатации залежи. Такие скважины располагаются в пределах залежей нефти и газа, но в процессе эксплуатации залежи не участвуют.

В наблюдательных скважинах в нефтяных залежах для контроля за изменением положения ВНК используются нейтронные методы (нейтронный гамма-каротаж), позволяющие получать информацию как в обсаженных, так и необсаженных интервалах исследования. При этом в скважинах такого типа эксплуатационную колонну не перфорируют, в отдельных случаях интервал исследования оставляют необсаженным, либо обсаживают неметаллическими трубами (например, стекловолокном). В газовых залежах наблюдательные скважины служат для точных замеров давления и наблюдением за продвижением ГВК, при наличии нефтяной оторочки – за ГНК и ВНК.

Пьезометрические скважины: располагаются в газовой шапке, законтурной или приконтурной частях залежи, могут и в нефтяной части пласта, служат для наблюдения за положением в них уровня воды или определения пластового давления по высоте столба воды. Как правило, такие скважины выбирают из числа разведочных скважин, расположенных за пределами залежи, или эксплуатационных, обводнившихся в процессе разработки залежи. На крупных газовых месторождениях пьезометрические скважины могут быть пробурены специально. Иногда пьезометрические скважины оборудуют пьезографами для постоянной регистрации в них уровня жидкости.

6. *Оценочные скважины:* бурятся на разрабатываемых или подготавливаемых к пробной эксплуатации месторождениях (залежах) с целью уточнения параметров и режима работы пластов, выявления и уточнения границ обособленных продуктивных по-

лей, оценки выработки запасов нефти отдельных участков залежи в пределах границ запасов промышленных категорий.

7. *Специальные (водозаборные, поглощающие и т.д.) скважины*: бурятся при эксплуатации нефтяных и газовых месторождений для решения следующих основных задач:

- проведение специальных исследований;
- сброс промысловых вод в поглощающие пласты (поглощающие скважины);
- ликвидация открытых фонтанов нефти и газа;
- подготовка подземных хранилищ УВ и закачивание газа и жидких УВ;
- строительство установок для захоронения промышленных стоков;
- разведка и добыча технических вод;
- водоснабжение при бурении скважин, а также систем поддержания пластового давления в процессе разработки (водозаборные скважины) и т. д.

8. *Скважины-дублеры*: необходимы для замены фактически ликвидированных из-за старения (физического износа) или по техническим причинам (например, авария) добывающих и нагнетательных скважин. Их количество и размещение обосновывается в проектах и уточненных проектах разработки, возможно и в технологических схемах с учетом возможной добычи нефти из скважин-дублеров, на многопластовых месторождениях – с учетом использования вместо них *скважин возвратного фонда* с нижележащих объектов.

Возвратными считаются скважины эксплуатационного фонда, используемые для разработки (доработки) верхних объектов, путем их возврата с нижележащих продуктивных пластов.

При проектировании конструкций параметрических, поисковых и разведочных скважин должна быть предусмотрена возможность использования их для эксплуатации залежей нефти и газа.

Все перечисленные скважины и проводимые в них мероприятия по управлению процессом движения флюидов должны составлять единую систему, обеспечивающую эффективную разработку месторождения углеводородов.

Принципы разработки многопластовых (многозалежных) месторождений. Разбуривание отдельных продуктивных пластов

(горизонтов) и добыча нефти и газа из них производится в определённом порядке. По очередности ввода в разработку продуктивных пластов различают следующие системы разработки:

- «сверху вниз»;
- «снизу вверх»;
- «комбинированная».

Система разработки «сверху вниз»

Предполагает введение в разработку в первую очередь верхнего горизонта, открытого первым (рис. 5.1). После разбуривания этого горизонта эксплуатационными скважинами или одновременно с эксплуатационным бурением производятся поиски залежей в нижележащих горизонтах, их поочерёдная разведка и разработка. Такая система разработки применялась на первых этапах развития нефтяной промышленности и связана с ударным способом бурения. В те времена это была единственно возможная система разработки нефтяных месторождений.

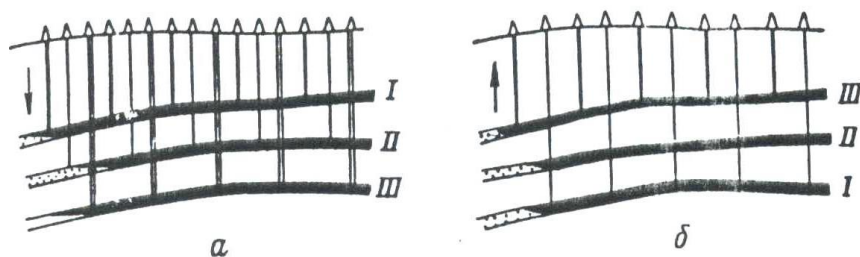


Рисунок 5.1. Схема систем разработки: а – система «сверху вниз»; б – система «снизу вверх». Римские цифры – порядок разбуривания пластов

Недостатки:

- задержка разведки и разработки месторождения в целом;
- невозможность быстрого наращивания добычи нефти и газа ввиду чрезвычайно медленных темпов ввода месторождения в разработку;

- значительное увеличение объёмов бурения эксплуатационных скважин, так как на каждый продуктивный горизонт бурится своя система эксплуатационных скважин и исключается возможность возврата скважин с нижнего истощённого горизонта для

эксплуатации верхних горизонтов. Всё это приводит к большому увеличению затрат средств и материалов.

При современном состоянии науки и техники система разработки «сверху вниз» не позволяет эффективно использовать имеющуюся технику и технологию бурения скважин, поэтому экономически не целесообразна.

Система разработки “снизу вверх”

Заключается в том, что в первую очередь эксплуатационными скважинами разбуривается нижний продуктивный горизонт, затем последовательно в разработку вводятся вышележащие продуктивные горизонты (рисунок 5.1). При этом на каждый продуктивный горизонт бурится своя система эксплуатационных скважин. Преимущества:

- скважины вскрывают весь разрез месторождения в целом до наиболее глубокого продуктивного горизонта, что позволяет дать промышленную оценку всего разреза уже на первом этапе разведки и последующей разработки месторождения;

- нижние продуктивные горизонты, являясь наиболее продуктивными, обеспечивают возможность быстрого наращивания добычи нефти;

- возможность оперативного перехода скважин одного продуктивного горизонта на другой в процессе разработки месторождения.

Недостатки:

- большой объём эксплуатационного бурения, затрачиваемого на разработку, так как каждый продуктивный горизонт эксплуатируется своей сеткой скважин;

- задерживается разработка вышележащих продуктивных горизонтов.

В чистом виде система разработки «снизу вверх» применяется для месторождений, имеющих три-четыре продуктивных горизонта.

Комбинированная система разработки

Обычно применяется при разработке многопластовых месторождений. Месторождение разбуливается двумя-тремя системами эксплуатационных скважин, каждой из которых вводится в разработку группа пластов (два-три и более выдержанных по простиранию и удаленных по разрезу). При этом выделяются эксплуатационные объекты и этажи разработки. На каждый этаж разработки бурится своя система эксплуатационных скважин. Применение комбинированной системы даёт возможность:

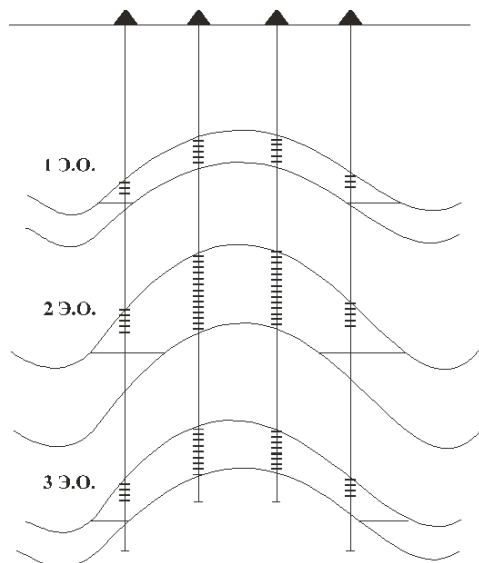
- быстро достичь максимального уровня добычи нефти на месторождениях за счёт ввода в разработку в первую очередь наиболее продуктивных горизонтов. Этот уровень затем поддерживается путём возврата в каждом этаже разработки обводившихся скважин на вышележащий продуктивный горизонт;

- даёт возможность эффективно осуществлять контроль за разработкой месторождения и применять мероприятия по охране недр.

Понятия об эксплуатационном объекте и этаже разработки. Принципы их выделения. Эксплуатационным объектом называется один или несколько продуктивных пластов (горизонтов), разрабатываемых совместно одной сеткой эксплуатационных скважин (рис. 5.2).

В один эксплуатационный объект разработки обычно объединяют пласты, имеющие низкую или среднюю продуктивность. Высокопродуктивные пласты объединять не рекомендуется. Каждый из них необходимо разрабатывать самостоятельно. Объединять в один объект разработки можно продуктивные пласты, имеющие следующие особенности:

- схожие коллекторские свойства;
- близкие по составу и свойствам нефти;
- имеющие один и тот же режим, схожую продуктивность и близкие пластовые давления.



*Рисунок 5.2. Схема выделения эксплуатационных объектов разработки:
э.о. – выделенные в разрезе многопластового месторождения
эксплуатационные объекты*

Только при соблюдении всех этих условий объединение отдельных продуктивных горизонтов в один объект разработки позволит обеспечить их равномерную выработку одной сеткой скважин.

Этаж разработки – это один или группа эксплуатационных объектов, разрабатываемых одной самостоятельной сеткой скважин по системе «снизу вверх» (рис. 5.3). При этом разделять нефтенасыщенную толщу на этажи разработки рекомендуется таким образом, чтобы в нижней части этажа разработки располагался наиболее продуктивный эксплуатационный объект, с которого необходимо начинать разработку этажа.

Нижний объект в этаже разработки называется базисным, остальные, менее продуктивные объекты в этаже вводятся в разработку во вторую очередь путём возврата с нижнего объекта и называются возвратными.

Этажи разработки, как правило, вводятся в разработку по системе «снизу вверх», но могут вводиться и по системе «сверху вниз», либо разрабатываться одновременно все вместе или отдель-

но. В пределах одной нефтегазонасыщенной толщи обычно выделяют не более трёх этажей разработки.

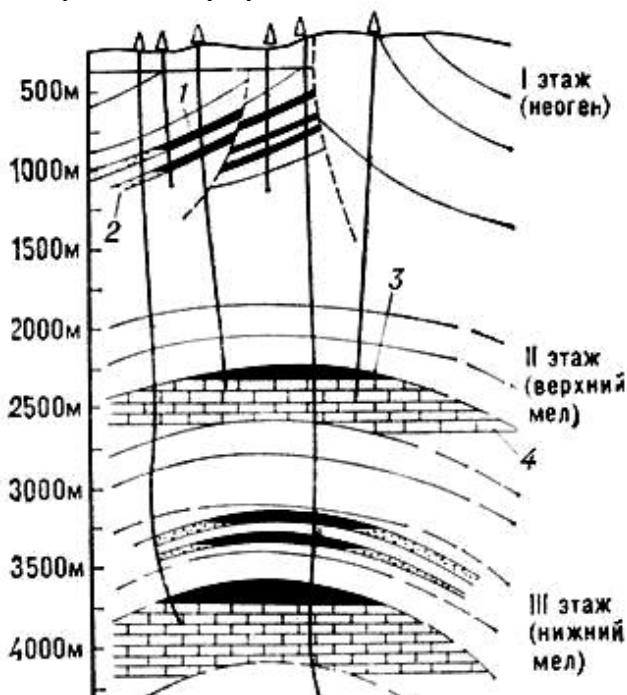


Рисунок 5.3. Этажи разработки: римские цифры – выделенные в разрезе многопластового месторождения этажи разработки

Вывод по лекции

Выбор и обоснование системы разработки месторождения является важнейшим этапом, определяющим на долгие годы стратегию и последовательность ввода в эксплуатацию отдельных продуктивных пластов в совокупности с методами их вскрытия.

Вопросы для самопроверки

1. Охарактеризовать понятие «системы разработки».
2. Дать определение термину «эксплуатационный объект».
3. Какие факторы влияют на выбор системы разработки залежей нефти и газа?
4. Какие существуют категории эксплуатационных скважин?
5. Какие существуют системы по очередности их ввода в разработку?

ЛЕКЦИЯ 6

Системы разработки отдельного эксплуатационного объекта

План лекции

1. Характеристика основных элементов разработки залежей нефти на естественных режимах;
2. Геологические условия, определяющие использование различных элементов в системе разработки нефтяных залежей

Характеристика основных элементов разработки залежей нефти на естественных режимах. Выбор системы разработки нефтяной залежи определяется следующими основными факторами:

1. Режим залежи.
2. Форма и размеры залежи.
3. Параметры продуктивного пласта.

Основными элементами системы разработки отдельного эксплуатационного объекта являются:

1. Метод воздействия на пласт.
2. Размещение эксплуатационных скважин (форма сетки скважин, расстояние между скважинами).
3. Размещение нагнетательных скважин.
4. Темп и порядок разбуривания залежи эксплуатационными и нагнетательными скважинами и ввода скважин в эксплуатацию.

Залежь может разрабатываться на естественном режиме (без воздействия на пласт). В этом случае все остальные элементы системы разработки выбираются в зависимости от характера пластовых сил, вытесняющих нефть и газ из пласта к забоям скважин.

Если с целью повышения эффективности разработки принято решение о применении методов воздействия на пласт путём закачки рабочего агента (вода, газ, пар и т.п.), то принятый метод поддержания пластового давления (ППД) будет обуславливать остальные элементы системы разработки.

Без ППД можно осуществлять разработку только при условии активного проявления естественных режимов, позволяющих получить высокий коэффициент извлечения нефти, а также при разработке нефтяных залежей, имеющих небольшие размеры, когда применение метода ППД экономически нецелесообразно.

Под *размещением эксплуатационных скважин* понимают способ их размещения на месторождении (форма сетки) и расстояние между эксплуатационными скважинами. Выделяют два способа размещения эксплуатационных скважин *по форме сетки*:

1. *По равномерной (геометрической) сетке скважин*, при этом вся площадь залежи равномерно покрывается сеткой эксплуатационных скважин. Система размещения скважин по равномерной сетке целесообразна при режимах работы пласта с неподвижными контурами (режим растворенного газа, гравитационный режим), т.е. при равномерном распределении по площади пластовой энергии. 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 (рис. 6.1).

Сетки по форме бывают квадратными и треугольными. Треугольная сетка обеспечивает более равномерный дренаж залежи, т. к. более 90 % объёма залежи подвержено влиянию эксплуатационных скважин. Однако при такой сетке количество скважин на 15,5 % больше, чем при квадратной сетке. При квадратной сетке дренированием будет охвачено лишь 79 % объема залежи.

Размещение скважин по равномерной сетке в настоящее время применяется лишь при естественном режиме растворенного газа, однако, и в этом случае равномерные сетки нередко нарушаются и переходят на неравномерные. Причинами этого являются геолого-промысловые характеристики продуктивного пласта: проницаемость, толщина, кроме того некоторые особенности его вскрытия (при значительном искривлении ствола несоответствие забоя и положения устья скважины).

2. *По неравномерной сетке скважин*, т. е. рядами или батареями вдоль напорного контура при режимах работы пласта с подвижными контурами (водо-, газонапорный, напорно-гравитационный и смешанный режимы) (рис. 6.2).

В этом случае эксплуатационные скважины располагаются рядами, параллельными первоначальному контуру нефтеносности. Такую систему начали применять у нас впервые в 1930 г. на Новогрозненском, затем на Туймазинском ($20 \cdot 104 \text{ м}^2/\text{скв}$ при расстоянии между рядами 500 м и между скважинами в рядах 400 м), Усть-Балыкском ($42 \cdot 104 \text{ м}^2/\text{скв}$), Мегионском ($64 \cdot 104 \text{ м}^2/\text{скв}$),

Самотлорском ($64 \cdot 104 \text{ м}^2/\text{скв}$) и других месторождениях. При современном проектировании первоначальная расстановка скважин почти всегда равномерная.

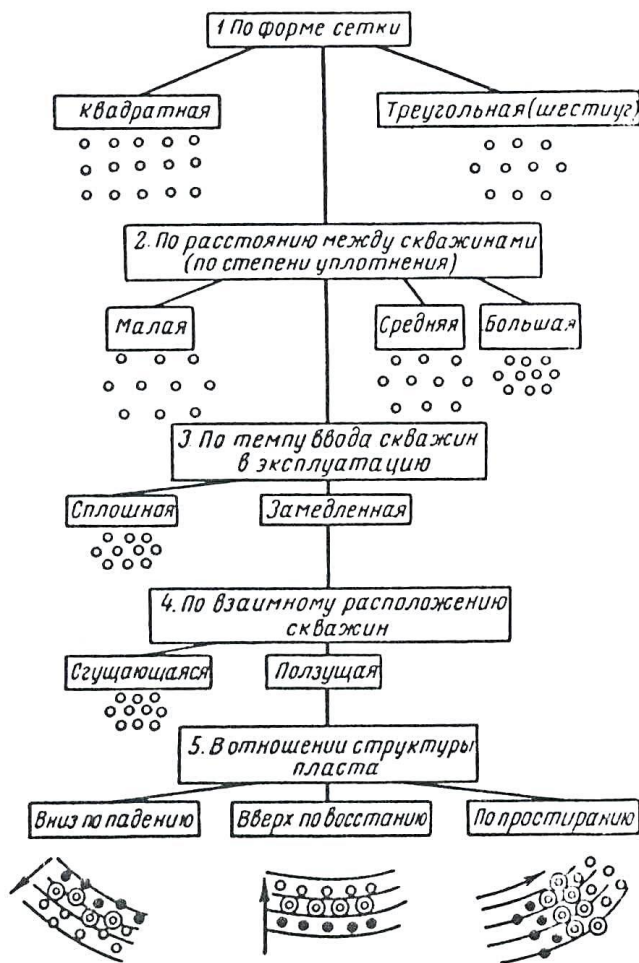


Рисунок 6.1. Системы размещения эксплуатационных скважин по равномерной сетке

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 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.

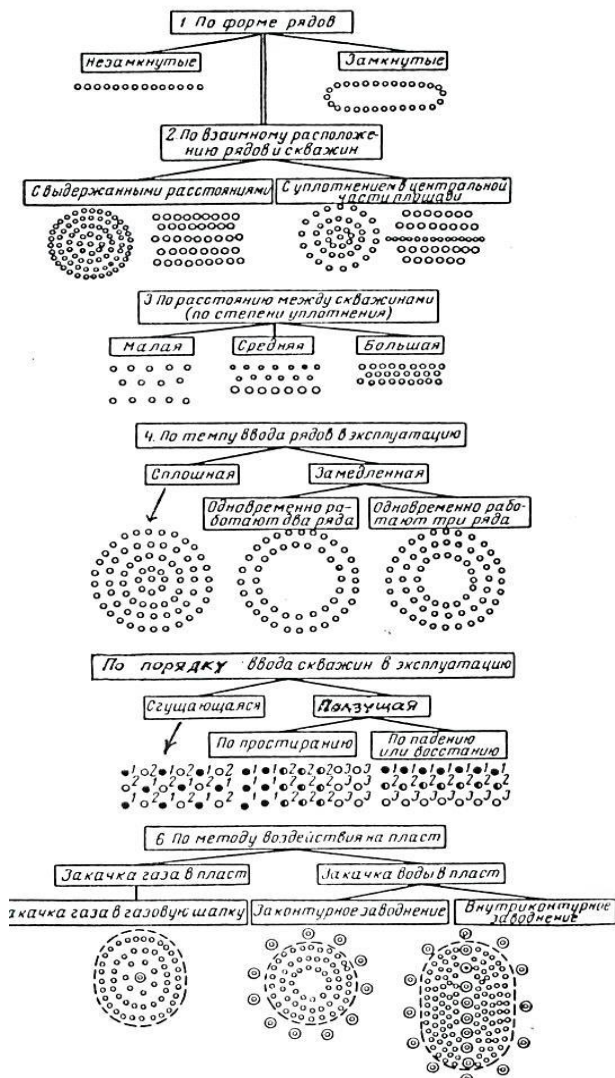


Рисунок 6.2. Системы размещения эксплуатационных скважин рядами

Для характеристики сетки скважин используют два основных понятия:

- расстояние между скважинами и рядами скважин (в метрах);
- удельная площадь залежи, приходящаяся на одну скважину (плотность сетки или размещения скважин).

Расстояние между эксплуатационными скважинами обусловлено количеством скважин на месторождении, определяющим величину удельной площади залежи, приходящейся на одну скважину. Это один из важнейших элементов системы разработки, т.к. количество скважин определяет капитальные затраты на разработку.

В настоящее время при разработке нефтяных месторождений в РФ при расстановке скважин рядами расстояние между скважинами составляет 400–600 м, а на более крупных месторождениях при искусственном заводнении достигает 800 м.

При характеристике расстояния между эксплуатационными скважинами используют следующие понятия:

1. Плотность сетки скважин (ρ , га/скв или км²/скв) – проектное количество эксплуатационных скважин, расположенных в пределах начальной площади нефтеносности, т.е. проектный параметр, представляющий собой отношение площади нефтеносности к числу добывающих скважин по проекту.

2. Плотность размещения скважин (ρ_r , га/скв или км²/скв) – определяется фактическим количеством скважин, пробуренных на начальной площади нефтеносности, т.е. фактический параметр. Нередко в это понятие вкладывают разное содержание:

- 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.

По величине плотности выделяют 4 группы сеток основного фонда скважин:

1. *Весьма редкая сетка скважин* (60–42 га/скв или 0,6–0,42 км²/скв, расстояние между скважинами от 750х800 до 600х700 м) применяется в особо благоприятных геологических условиях:

- залежи массивного строения;
- высокопроницаемые монолитные пласты;
- порода-коллектор представлена карбонатами трещинного типа;

- в залежи содержится маловязкая нефть ($\mu_o = \mu_n/\mu_v < 1$, где μ_o – относительная вязкость, μ_n – вязкость нефти, μ_v – вязкость воды).

2. *Редкая сетка скважин* (30–40 га/скв или 0,3–0,4 км²/скв, расстояние 600х650 – 500х600 м) применяется в следующих геологических условиях:

- залежь, как правило, пластового типа, приурочена к сравнительно однородным продуктивным пластам;

- проницаемость выше 0,4–0,5 мкм²;

- в залежи содержится нефть с относительной вязкостью $\mu_o = 2-3$, т.е. вязкость нефти в 2–3 раза больше вязкости воды.

3. *Средняя сетка скважин* (28–16 га/скв или 0,28–0,16 км²/скв, расстояние 500х550 – 400х400 м) применяется в следующих геологических условиях:

- нефтяная залежь приурочена к геологически неоднородным продуктивным пластам с пониженной проницаемостью;

- в залежи содержится нефть с повышенной относительной вязкостью до 15–20, даже при повышенной проницаемости.

4. *Плотная сетка скважин* (<16 га/скв или <0,16 км²/скв, расстояние между скважинами 300х400 – 200х300 м) применяется в следующих геологических условиях:

- при разработке залежей, приуроченных к неоднородным породам-коллекторам, содержащим высоковязкие нефти ($\mu_o = 25-30$);

- при разработке водоплавающих залежей или пластовых, имеющих большую площадь нефтеносности и требующих ограничения отбора жидкости из скважин в связи с возможным образованием конусов воды или газа при создании перепада давления, т.е. вода прорывается в скважину через интервал перфорации;

- при разработке нефтяных залежей, приуроченных к породам-коллекторам неустойчивым и склонным к разрушению. В этом случае сетку скважин уплотняют с целью уменьшения перепада давления, т.е. с целью неразрушения породы-коллектора.

В нашей стране применяют двухстадийное разбуривание. 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. Число резервных скважин может составлять до 30 % основного фонда скважин.

Практикой разработки и исследованиями установлено, что в неоднородных пластах плотность сетки скважин влияет на нефтеотдачу: влияние тем больше, чем более неоднородны и прерывисты продуктивные пласты, хуже 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. В каждом конкретном случае выбор плотности сетки должен определяться с учетом конкретных геологических условий.

Темп ввода скважин в эксплуатацию – один из элементов системы разработки, имеющий две разновидности: сплошную и замедленную.

В случае применения сплошной системы вся площадь залежи разбурируется одновременно эксплуатационными скважинами и также одновременно эксплуатационные скважины вводятся в эксплуатацию в течение одного-трех лет разработки объекта. При большом сроке ввода в эксплуатацию система считается замедленной.

Порядок ввода скважин в эксплуатацию: при замедленной системе разработки по порядку ввода скважин в эксплуатацию выделяют сгущающуюся и ползущую системы разработки (рис. 6.1–6.2). Сгущающуюся систему целесообразно применять на объектах со сложным геологическим строением. При этой системе эксплуатационный объект разбуривается в первую очередь по разреженной сетке скважин, равномерно расположенных по всей площади залежи. Затем в промежутках между разбуриванием скважин закладываются скважины второй очереди, а далее (при необходимости) третьей очереди. Такое сгущение уплотнение сетки скважин

может производиться два-три раза вплоть до достижения конечной принятой проектным документом степени уплотнения. Возможны два способа уплотнения сетки скважин – для квадратной и треугольной сеток скважин.

При ползущей системе в первую очередь разбуривается какая-либо часть залежи до конечной принятой степени уплотнения. При этом эксплуатационные скважины располагают в одном и том же ряду, затем в направлении от разбуренной части к неразбуренной закладываются последние ряды эксплуатационных скважин. Различают следующие разновидности ползущей системы разработки:

- 1) Система, ползущая по простиранию;
- 2) Система, ползущая вниз по падению – ряды скважин последовательно наращиваются в направлении падения продуктивного пласта;
- 3) Система, ползущая вверх по восстанию продуктивного пласта – ряды эксплуатационных скважин последовательно наращиваются в направлении восстания продуктивного пласта.

Геологические условия, определяющие использование различных элементов в системе разработки нефтяных залежей.

При разработке высокопродуктивных однородных пластов наиболее благоприятной является сплошная система, применение которой позволяет быстро ввести весь фонд эксплуатационных скважин и, таким образом, обеспечить равномерную выработку продуктивного пласта.

При разработке залежей, приуроченных к значительно неоднородным пластам, либо к пластам со сложным геологическим строением из-за тектонических нарушений более рациональной является замедленная система разработки со сгущающим порядком разбуривания. Применение такой системы предполагает разбуривание залежи сначала по разреженной сетке скважин. Это дает возможность выявить все особенности геологического строения пласта и принять решение о необходимой плотности сетки эксплуатационных скважин.

При разработке залежей с активным водонапорным режимом применяется ползущая система вверх по восстанию пласта. В этом случае в первую очередь разбуриваются ряды скважин вдоль водонапорного контура, а затем производится наращивание

рядов эксплуатационных скважин в направлении к сводовой части структуры.

При газонапорном режиме (режим газовой шапки) применяют систему разработки, ползущую вниз по падению пласта. В этом случае разбуривают в первую очередь скважины первого ряда, расположенные вдоль газонапорного контура, а затем наращивают вниз по падению.

При разработке залежей, имеющих большие площади нефтеносности, когда одновременное бурение всех скважин невозможно, по технико-экономическим соображениям наиболее эффективной является система, ползущая по простиранию и впоследствии сгущающаяся.

Вывод по лекции

Рациональность и эффективность разработки месторождений нефти и газа определяется выбором системы и плотности расположения эксплуатационных скважин, последовательности их разбуривания в совокупности с методами воздействия на залежь.

Вопросы для самопроверки

1. Охарактеризовать основные элементы разработки залежей нефти на естественных режимах.
2. Перечислите геологические условия, определяющие использование различных элементов в системе разработки нефтяных залежей.
3. Какие существуют системы разработки по порядку ввода скважин в эксплуатацию?
4. Разновидности равномерной сетки скважин.

ЛЕКЦИЯ 7

Системы разработки залежей нефти с поддержанием пластового давления

План лекции

1. Системы разработки залежей нефти с поддержанием пластового давления путем заводнения. Геологическое обоснование выбора вида заводнения, размещения и плотности сетки скважин.
2. Системы разработки нефтяных залежей с закачкой газа в пласт.
3. Особенности разработки нефтегазовых залежей.
4. Особенности разработки газовых и газоконденсатных залежей.
5. Особенности разработки месторождений на море.

Системы разработки залежей нефти с поддержанием пластового давления путем заводнения. Геологическое обоснование выбора вида заводнения, размещения и плотности сетки скважин. Опыт разработки нефтяных месторождений показывает, что наиболее полное и эффективное извлечение нефти происходит в залежах, работающих на естественно-собственных водонапорных режимах. Однако в условиях упруговодонапорного режима происходит непрерывное снижение пластового давления, т. к. не происходит полной компенсации отборов нефти объемами проникнувшей в залежь воды. В результате наблюдается падение добычи нефти. Большее снижение основных показателей разработки нефтяных залежей проявляется в случае других, менее эффективных режимов. Поэтому при недостатке пластовой энергии повышение эффективности разработки нефтяных залежей может обеспечено лишь путем ввода в пласт дополнительной энергии.

В настоящее время в РФ большинство залежей со значительными запасами разрабатывается с поддержанием пластового давления (ППД), которое осуществляется путем закачки воды (газа) в пласт. Воду с целью ППД закачивают в водонасыщенную часть пласта или непосредственно в нефтенасыщенную часть пласта в пределах залежи. Газ с целью ППД закачивают в газовую шапку, в сводовую часть структуры с образованием искусственной газовой шапки равномерно по всей площади залежи.

Заводнение нефтяных залежей в процессе их разработки может быть естественным (собственно водонапорный режим) или искусственным.

Естественное заводнение (рис. 7.1–7.2) является эффективным в том случае, если нефтяная залежь приурочена к высокопроницаемому (превышает 1 мкм^2) монолитному продуктивному пласту, обладающему мощной водонапорной системой; нефть легкая, маловязкая (относительная вязкость 5–6). При этих условиях могут быть достигнуты коэффициенты извлечения нефти 0,7–0,8 д.ед. В этом случае эксплуатационные скважины располагаются рядами, параллельно контуру нефтеносности.

Опыт разработки нефтяных залежей в условиях естественного заводнения показал, что наиболее эффективно работают скважины первых четырех рядов, при этом скважины уже четвертого ряда являются значительным экраном для напора краевых вод, а работа более удаленных от контура нефтеносности скважин при значительных размерах залежей будет неэффективной, т.к. центральная часть залежи не будет охвачена естественным заводнением.

Искусственное заводнение. Научное обоснование методов ППД было проведено в СССР и впервые внедрено в промышленных масштабах в девонских пластах Туймазинского месторождения в Башкирии (1948 г.), где было проведено законтурное заводнение.

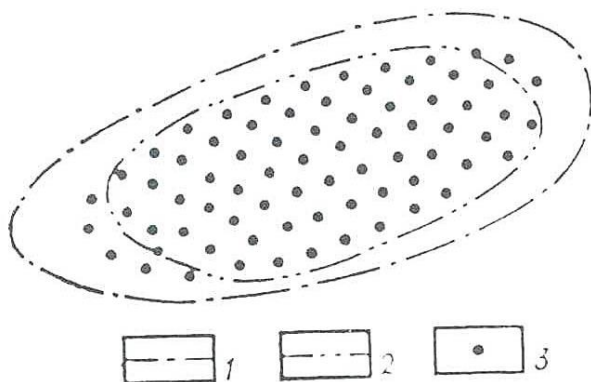


Рисунок 7.1. Система разработки нефтяной залежи с использованием напора краевых вод. Контурсы нефтеносности: 1 – внешний; 2 – внутренний; 3 – добывающие скважины

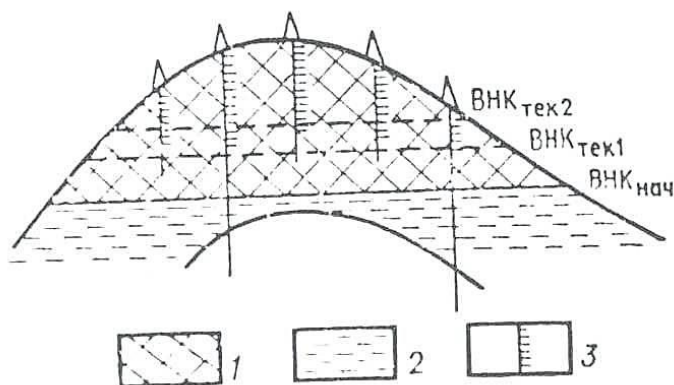


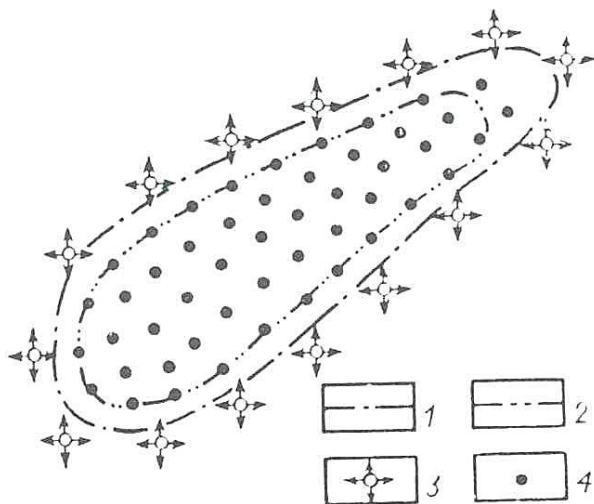
Рисунок 7.2. Разновидность системы разработки нефтяной залежи с использованием напора подошвенных вод:

1 – нефть; 2 – вода; 3 – интервал перфорации; положение ВНК:
ВНК_{нач} – начальное, ВНК_{тек} – текущее

Позже (1952–1955 гг.) была разработана и экспериментально доказана целесообразность внутриконтурного заводнения на Ромашкинском нефтяном месторождении (пласт Д₁).

Системы разработки с искусственным заводнением пластов могут осуществляться по следующим основным вариантам:

1. *Законтурное заводнение* (рис. 7.3), при котором воду закачивают в ряд нагнетательных скважин, расположенных за внешним контуром нефтеносности (иногда непосредственно на внешнем контуре нефтеносности) на расстоянии 100–300 м (возможно и более). Расстояние между нагнетательными скважинами выбирается в зависимости от необходимых объемов закачки воды и приемистости скважин. Обычно это расстояние принимается в 1,5–2 раза больше расстояния между эксплуатационными скважинами. Для наиболее равномерного продвижения контура нефтеносности нагнетательные скважины располагают не против эксплуатационных скважин, а со смещением наполовину расстояния между эксплуатационными скважинами первого ряда.



*Рисунок 7.3. Система разработки нефтяной залежи
с законтурным заводнением:
Контуры нефтеносности: 1 – внешний; 2 – внутренний;
скважины: 3 – нагнетательные; 4 – добывающие*

Эксплуатационные скважины располагают параллельными рядами вдоль контура нефтеносности, при этом скважины каждого последующего ряда смещаются по отношению к скважинам предыдущего ряда наполовину расстояния, принятого между эксплуатационными скважинами. Последний ряд эксплуатационных скважин располагается в наиболее повышенной части залежи. К этому ряду будет стянут контур нефтеносности к концу разработки залежи. Скважины в эксплуатационных рядах располагают на расстоянии меньшем, чем расстояние между рядами.

Его применяют на объектах с мало расчлененными по толщине продуктивными пластами, обладающими сравнительно высокой гидропроводностью, при небольшой ширине залежей (4–5 км, а при наиболее благоприятном строении пластов и более). Эффективность законтурного заводнения зависит во многом от соотношения объемов закачки воды и отбора жидкости. При меньшем объеме закачки, по сравнению с отбором нефти (жидко-

сти), эта система малоэффективна. При закачке больших объемов воды такая система ППД непроизводительна, т. к. часть воды может уйти в законтурную область.

Отрицательные стороны законтурного заводнения:

- в контуре нефтеносности могут проявляться вторичные процессы, приводящие к резкому ухудшению проницаемости пласта вплоть до полной закупорки пор и изоляции нефтяной залежи от законтурной области;

- заложенные нагнетательные скважины на значительном расстоянии от внешнего контура нефтеносности не учитывают возможного выклинивания пластов (резкое ухудшение проницаемости), в этом случае вся вода уйдет в законтурную область и полезные работы по вытеснению совершаться не будут.

Для правильного расположения нагнетательных скважин необходимо знать точное положение ВНК и иметь представление о коллекторских свойствах продуктивного пласта вне залежи, что требует детальной разведки законтурной части продуктивного пласта.

2. *Приконтурное заводнение* (рис. 7.4), когда нагнетательные скважины размещают в водонефтяной зоне вдоль внутреннего контура нефтеносности. Это основное отличие от законтурного заводнения, в остальном обе системы подобны. Первый ряд эксплуатационных скважин располагают на расстоянии в 2 раза превышающее расстояние между эксплуатационными скважинами. Приконтурное заводнение применяют при отсутствии хорошей гидродинамической связи между водонасыщенной и нефтенасыщенными частями продуктивного пласта (сниженная проницаемость пласта в законтурной зоне) или в залежах с проявлением так называемого «барьерного эффекта» на водонефтяном разделе. Гидродинамическая связь законтурной и нефтеносной частей может ухудшиться вследствие окисления тяжелых фракций нефти на водонефтяном разделе (физико-химические процессы взаимодействия нефти с пластовыми водами в зоне ВНК), разрывных нарушений, литологической изменчивости продуктивного пласта и др.

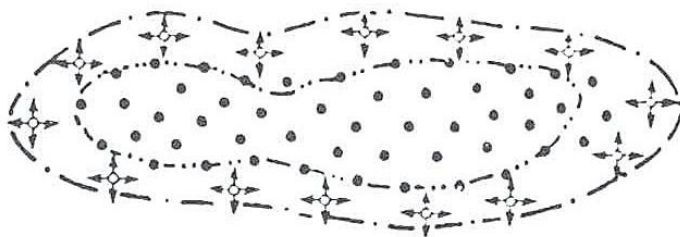


Рисунок 7.4. Система разработки нефтяной залежи с приконтурным заводнением

3. *Внутриконтурное заводнение* (рис. 7.5) применяют в основном на объектах с большими площадями нефтеносности (сотни квадратных километров и более), когда воду нагнетают в скважины, расположенные непосредственно на площади нефтяной залежи.

Разновидности внутриконтурного заводнения следующие:

1) *разрезание залежи нефти рядами нагнетательных скважин* на отдельные площади (блоки) самостоятельной разработки: такая система разработки получила широкое распространение на нефтяных месторождениях РФ при разработке крупных нефтяных залежей. Необходимость применения этой системы обусловлена тем, что большие размеры площади нефтеносности не позволяют осуществлять разработку с применением лишь законтурного или приконтурного заводнения. Эта система ППД применяется с целью сокращения сроков разработки месторождения в целом.

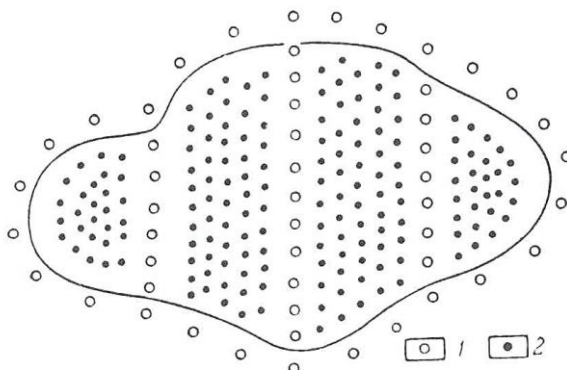


Рисунок 7.5. Система разработки нефтяной залежи с внутриконтурным заводнением: скважины: 1 – нагнетательные; 2 – эксплуатационные

При законтурном заводнении одновременно может работать не более трех рядов скважин вследствие экранирования работы внутренних рядов внешними, поэтому для обеспечения отбора нефти также из центральной части залежи крупные объекты с помощью разрезающих рядов нагнетательных скважин делят на отдельные разрабатываемые участки – эксплуатационные поля или блоки (рис. 7.6).

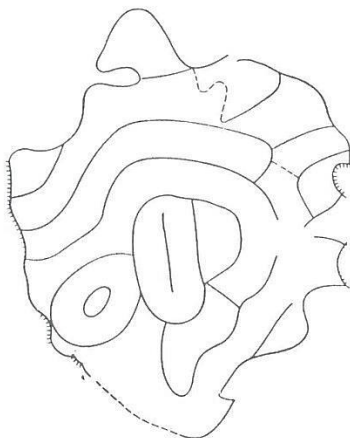


Рисунок 7.6. Схема расчлененности Ромашкинского месторождения на отдельные площади самостоятельной разработки

Для каждого поля (блока) составляется свой проект разработки, что позволяет уже на начальном этапе ввести в разработку центральные, наиболее продуктивные части месторождения. Ряды нагнетательных скважин располагают в местах развития пород с хорошими коллекторскими свойствами. Это позволяет произвести закачку воды в больших объемах и обеспечивает эффективность процесса разработки.

Разрезание крупных залежей проводится таким образом, чтобы между двумя рядами нагнетательных скважин располагалось не более 3–5 рядов эксплуатационных скважин (5 – хорошая проницаемость, 3 – низкая). Расстояние между рядами эксплуатационных скважин и между скважинами в рядах устанавливается с учетом особенностей геологического строения и коллекторских свойств пород. Разрезание крупных залежей в случае необходимости сочетается с законтурным или приконтурным заводнением.

На крупных залежах также применяют поперечное разрезание их рядами нагнетательных скважин на блоки – *блоковое (блочное) заводнение* (рис. 7.7). Эта система разработки широко распространена в районах Западной Сибири. Сущность этой системы ППД заключается в расчленении залежей поперечными рядами «разрезающих» нагнетательных скважин на отдельные полосы (блоки) определенной ширины, что особенно удобно на многопластовых месторождениях (например, Западной Сибири, где предусмотрено кустовое бурение на все эксплуатационные объекты). Это позволяет вводить в разработку все залежи, содержащиеся в разрезе, при этом разрезающие ряды нагнетательных скважин по всем объектам должны совпадать в плане.

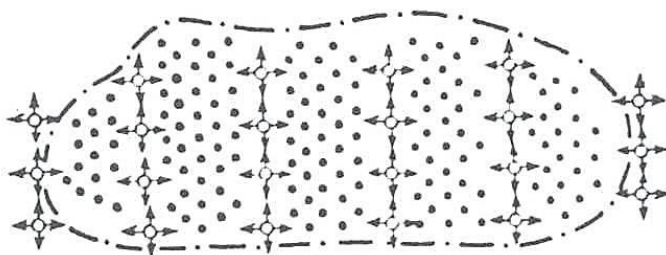


Рисунок 7.7. Система разработки нефтяной залежи с блоковым заводнением

Ширина площадей и блоков выбирается с учетом соотношения вязкостей и прерывистости пластов (наличие литологического замещения) в пределах до 3–4 км: при небольшой вязкости нефти (до 3–5 мПа·с) для объектов с относительно однородным строением пластов – блоки шириной до 3,5–4 км; для ухудшенных условий – ширина блоков уменьшается до 2–3 км и менее.

Блоковая система заводнения применяется в двух видах: с пятью и тремя рядами размещения эксплуатационных скважин между линиями нагнетания. При однородных пластах с продуктивностью выше 50 т/(сут·МПа) оправдали себя пятирядные системы, а при продуктивности 10–50 т/(сут·МПа) – трехрядные.

Применение этой системы позволяет вовлечь в разработку блоки с наибольшими запасами нефти, обеспечит быстрый рост добычи.

Внутри блоков между линиями нагнетания размещают нечетное число рядов добывающих скважин (в основном не более 5).

Отрицательные стороны блоковой системы заводнения:

- неучет геологической неоднородности пластов;
- возможность появления пластовой воды в скважинах уже в первые годы эксплуатации на всей площади залежи.

2) *сводовое заводнение*: ряд нагнетательных скважин размещают на своде структуры или вблизи него (рис. 7.8). Если размеры залежи превышают оптимальные, это заводнение сочетают с законтурным.

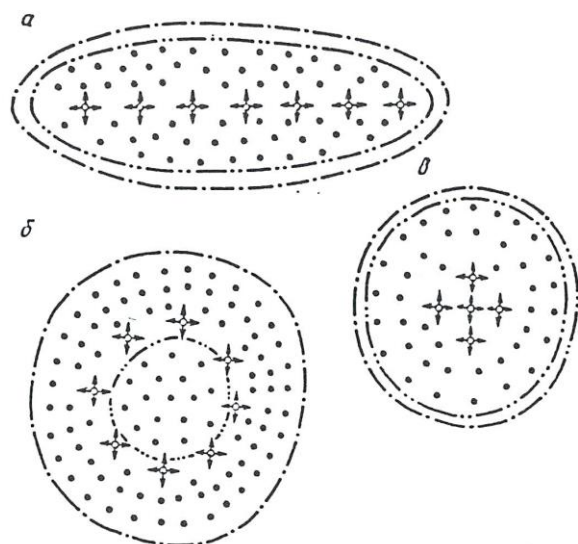


Рисунок 7.8. Системы разработки нефтяных залежей со сводовым заводнением: Заводнение: а – осевое; б – кольцевое; в – центральное

Сводовое заводнение подразделяют на:

а) осевое (рис. 7.8а): нагнетательные скважины размещают по оси структуры, применяется при ухудшении проницаемости или в случае выклинивания продуктивного пласта в периферийной зоне или в законтурной части залежи. Широкого внедрения не получил ввиду того, что нефть из наиболее нефтенасыщенной части залежи, расположенной высоко гипсометрически вытесняется в направлении падения пластов, т.е. в относительно худшие геологические условия и в зоны более высоких пластовых давлений.

б) кольцевое (рис. 7.8б): нагнетательные скважины располагаются по кольцу, огибающему свод структуры, кольцевой ряд нагнетательных скважин с радиусом, приблизительно равным 0,4 радиуса залежи, разрезает залежь на центральную и кольцевую площади. Применяется для увеличения влияния заводнения на центральную часть залежи в комбинации с приконтурным или законтурным заводнением.

в) центральное (рис. 7.8в): является разновидностью кольцевого заводнения, нагнетательные скважины в количестве 4–6 располагают в самом центре залежи вдоль окружности радиусом 200–300 м. Такая окружность охватывает площадь, содержащую не более 5 % запасов нефти. Внутри ее имеется одна или несколько добывающих скважин.

В чистом виде центральное заводнение применяется:

- при низкой проницаемости продуктивного пласта в приконтурной части залежи с однородными коллекторскими свойствами, размеры которой требуют проектирования трех-четырех рядов эксплуатационных скважин;

- если необходимо бурение от 4–7 рядов эксплуатационных скважин, то одновременно могут быть применены законтурное и центральное заводнение.

3) *очаговое заводнение* может применяться в качестве самостоятельного при разработке залежей нефти в резко неоднородных и прерывистых пластах и в качестве вспомогательного заводнения в сочетании с законтурным и особенно внутриконтурным заводнением для выработки запасов нефти из участков, не охваченных основными системами разработки.

Высокая степень неоднородности продуктивного пласта приводит к невыработке запасов нефти на отдельных участках залежи. Для повышения пластового давления на таких участках выбирают дополнительные нагнетательные скважины из числа высокопродуктивных эксплуатационных скважин, которые вскрыли продуктивный пласт в зоне повышенных коллекторских свойств. При закачке воды в такие скважины обеспечивается быстрое восстановление давления на всем участке, который ранее не был подвержен закачке влияния воды. Количество очагов заводнения в значительной мере зависит от размеров площади залежи нефти.

4) *площадное заводнение*: характеризуется закачкой рабочего агента в залежь равномерно по всей ее площади. Также равномерно по всей площади залежи располагаются и эксплуатационные скважины. Применяется при разработке нефтяных залежей:

- приуроченных к неоднородным продуктивным пластам с низкими коллекторскими свойствами. Для таких продуктивных пластов малоэффективно не только законтурное заводнение, но и закачка воды разрезающими рядами скважинами;

- содержащих вязкую нефть, что позволит увеличить коэффициент извлечения нефти по сравнению с разработкой на режиме истощения;

- залегающих на небольших глубинах, т.к. создать достаточно плотную сетку скважин можно лишь в случае их малой стоимости.

При площадной системе заводнения применяются следующие формы сеток размещения скважин: четырех-, пяти-, семи- и девяти точечные (в центре добывающая скважина) и линейные системы.

Линейная система – это однорядная система, причем скважины размещают не друг против друга, а в шахматном порядке (ряды нагнетательных и ряды эксплуатационных скважин). Расстояние между скважинами в рядах может отличаться от расстояний между рядами. Отношение нагнетательных и добывающих скважин составляет 1:1.

Пятиточечная система симметрична и за элемент можно брать также обратное размещение скважин с нагнетательной скважиной в центре (обращенная пятиточечная система). В девятиточечной системе на одну добывающую скважину приходится три нагнетательных (соотношение скважин 3:1), так как из восьми нагнетательных скважин по четыре скважины приходится соответственно на два и четыре соседних элемента.

5) *избирательное* (рисунок 7.9):разновидность площадного и очагового заводнения. Применяется для нефтяных залежей, приуроченных к продуктивным пластам с резко выраженной неоднородностью и резким изменением коллекторских свойств. Сущность избирательного заводнения: на первом этапе вся площадь нефтяной залежи разбуривается скважинами по равномерной квадратной сетке без деления на эксплуатационные и нагнетательные скважины; на втором этапе все скважины запускают в эксплуатацию и после их исследования из числа наиболее продук-

тивных скважин выбирают нагнетательные. Такая система позволяет выбрать наиболее эффективные нагнетательные скважины, благодаря чему при минимальном их числе реализуется максимально эффективная система заводнения. Избирательное заводнение применяется либо самостоятельно, либо как дополнение к уже существующей системе заводнения (рис. 7.9).

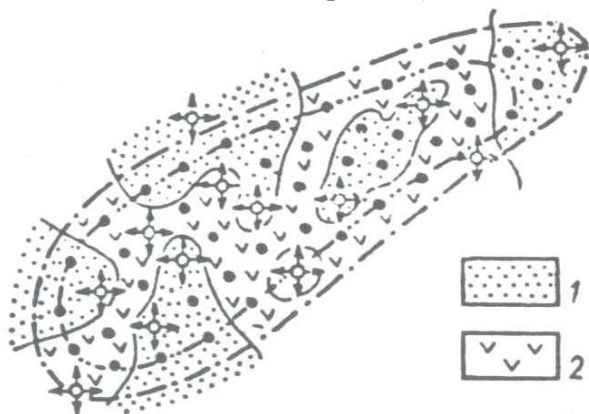


Рисунок 7.9. Система разработки нефтяных залежей с избирательным заводнением: Зоны пласта с проницаемостью: 1 – высокой; 2 – низкой

Требования, предъявляемые к свойствам воды, закачиваемой в пласт

Существенное влияние на эффективность применяемой системы ППД помимо геологических особенностей продуктивного пласта оказывают свойства нефти, в частности, ее вязкость. Поэтому к свойствам воды, закачиваемой в пласт с целью ППД, предъявляются следующие требования:

1) Если относительная вязкость нефти ($\mu_o = \mu_n / \mu_v$) не превышает 30 мПа*с, то для закачки в пласт применяется необработанная вода, либо вода, обработанная поверхностно-активными веществами (ПАВ).

2) Если относительная вязкость нефти составляет 30–60 мПа*с, то для закачки в пласт применяется вода, обработанная специальным загустителем или химическими реагентами, снижающие соотношение вязкости нефти и воды.

3) Если относительная вязкость нефти превышает 60 мПа*с, то применение ППД путем заводнения не целесообразно.

Системы разработки нефтяных залежей с закачкой газа в пласт. В ряде регионов России при разработке нефтяных залежей применяется система закачки в пласт сухого газа. Однако этот метод поддержания пластового давления широкого распространения не получил, он оказался менее эффективным, по сравнению с системой разработки путем закачки воды в пласт. Тем не менее, в отдельных случаях при определенных геологических условиях применение этого метода целесообразно:

1) При разработке нефтяных залежей с газовыми шапками, работающих в условиях газонапорного режима, либо в условиях благоприятных для развития режима растворенного газа.

2) При наличии малоактивных пластовых вод.

3) Небольшая разница между пластовым и давлением насыщения.

Закачка газа в пласт с целью ППД наиболее эффективна в следующих геологических условиях: однородность породы-коллектора, малая вязкость нефти, значительные углы падения (более 12–15) продуктивного пласта.

Закачка газа осуществляется через 1–2 нагнетательные скважины, расположенных в сводовой или присводовой частях залежи. Закачивают, как правило, попутный нефтяной газ, либо газ из чисто газовых залежей данного или соседнего месторождения. Не рекомендуется в газовую шапку воздух, т.к. смесь газа с воздухом является взрывоопасной.

Перед закачкой в пласт газ подвергают сжатию (компрессирование) под давлением выше давления в газовой шапке или в сводовой части структуры. Это давление должно быть на 15–20 % превышать пластовое давление и под этим давлением газ подается в скважину, что значительно снижает экономическую эффективность закачки газа, по сравнению с закачкой воды. На некоторых месторождениях РФ ППД достигается путем естественного перепуска газа из газовых залежей в нефтяные. При этом давление в газовой залежи должно быть выше пластового давления в нефтяной залежи (перекачка газа из области высокого в область пониженного давления).

Этот метод имеет определенные преимущества в связи с тем, что сухой газ увлажняется в пластовых условиях жидкими УВ, превращаясь по мере движения к добывающим скважинам в жир-

ный газ. В основе данной системы лежит сайклинк-процесс – растворение нефти в газе. Необходимо достичь в пласте высокого давления, тогда жидкие УВ растворяются в газе.

Особенности разработки нефтегазовых залежей. Нефтегазовые залежи могут разрабатываться с использованием естественной энергии пласта, либо с вводом дополнительной энергии в пласт.

При разработке нефтегазовых скважин на естественных режимах продвижение нефти к забоям скважин происходит:

1. За счет расширения газовой шапки;
2. За счет внедрения в нефтяную часть залежи пластовых вод, при этом доля нефти, которая добывается под действием того или иного источника пластовой энергии зависит от следующих геологических условий:

- 1) от соотношения объемов нефтяной части залежи и газовой шапки – по данным ВНИИ нефти, если объем нефтяной залежи в 3 раза больше объема газовой шапки, то за счет внедрения пластовых вод может быть извлечено до 74 % пластовой нефти;

- 2) от величины начального пластового давления;

- 3) от активности пластовых вод – если объем газовой шапки превышает объем нефтяной части в 3 раза, то за счет продвижения воды может быть извлечено до 51 % нефти;

- 4) от проницаемости продуктивного пласта – если объем газовой шапки превышает объем нефтяной части в 7 раз, то за счет продвижения пластовых вод может быть извлечено до 33 % нефти.

Таким образом, при разработке нефтегазовых залежей на естественном режиме необходимо повысить долю нефти за счет вытеснения ее пластовыми водами, т.е. в процессе разработки следует сохранять неподвижным положение ГНК (рис. 7.10). Осуществляется контролируемая добыча газа из газовой шапки.

При разработке значительных по запасам нефтегазовых залежей осуществляется воздействие на пласт путем законтурного заводнения, при этом эта система разработки аналогична законтурному заводнению, применяемому при чисто нефтяной залежи. Особенностью является то, что запасы газа в газовой шапке консервируются до полной выработки нефтяной части залежи, т. к. положение ГНК остается постоянным.

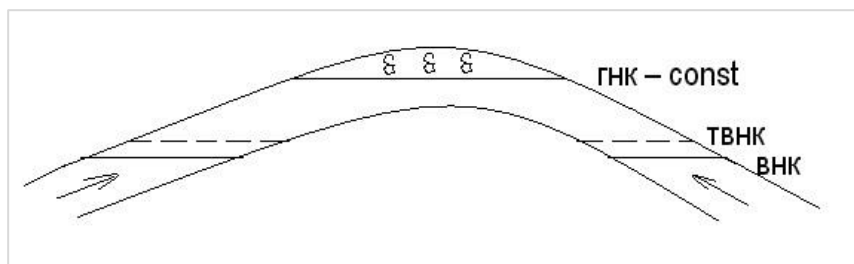


Рисунок 7.10. Схематический разрез нефтегазовой залежи

Для проведения одновременной добычи нефти и газа из залежи, а также с целью предотвращения прорыва газа из газовой шапки применяют внутриконтурное (барьерное) заводнение (рис. 7.11). Для чего в ряд нагнетательных скважин, расположенных вдоль или вблизи внутреннего контура газоносности, осуществляется нагнетание воды.

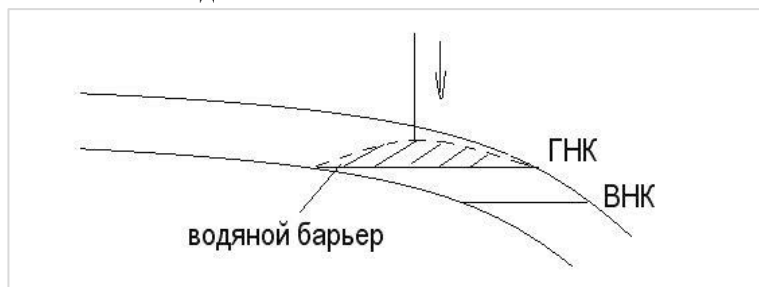


Рисунок 7.11. Барьерное заводнение

Особенности разработки газовых и газоконденсатных залежей. Существенное различие между фазовым состоянием и физическими свойствами нефти и газа является основой для выделения специфических особенностей газовых залежей по сравнению с нефтяными:

1. Большая упругость газа, его большая подвижность, а также незначительная вязкость по сравнению с нефтью позволяет осуществлять разведку газовых залежей значительно меньшим количеством скважин. Расстояние между эксплуатационными скважинами в РФ колеблется в пределах от 700 до 250 м, в США до 1000м.

2. В условиях собственно водонапорного или упруговодонапорного режима эксплуатационные скважины закладываются ря-

дами параллельно контуру газоносности. При газовом режиме, либо массивном типе газовой залежи, неактивных пластовых водах, в запечатанных залежах эксплуатационные скважины располагают по равномерной сетке.

3. При составлении проектов разработки газовых залежей дебиты эксплуатационных скважин принимаются близкими к максимальным и ограничиваются лишь при неустойчивых породах-коллекторах (с неустойчивыми физическими свойствами), а также при наличии активных пластовых вод.

4. Давление на устьях добывающих скважин не должны быть более 4–5 МПа, если добываемый газ подается в магистральный газопровод. В других случаях газ подается на головную компрессорную станцию, где давление искусственно повышают.

5. При газовом режиме скважин эксплуатация до полного прекращения фонтанирования скважин, т. е. до тех пор, пока пластовое давление не снизится до атмосферного плюс давление веса столба газа в стволе скважины.

5. При водонапорном и упруговодонапорном режиме скважины эксплуатируются до полного заводнения.

Разработка газовых залежей, имеющих нефтяную часть, как правило, осуществляется после полной выработки нефтяной части залежи. Газ может извлекаться из газовой шапки лишь при условии одновременного снижения пластового давления в нефтяной и газовой части залежи.

Если нефтяная оторочка имеет непромышленное значение, то такая залежь разрабатывается как чисто газовая.

6. Принципы разработки многопластовых месторождений газа аналогичны при разработке залежей нефти, т.е. в разрезе наблюдаются этажи разработки, эксплуатационные объекты, на каждый этаж бурят свою систему скважин.

7. Разработка газовых месторождений становится возможной лишь при наличии потребителя газа или магистрального газопровода. При их отсутствии залежь остается в консервации.

Газоконденсатными называются залежи, содержащие в пластовых условиях растворенные в газе жидкие УВ. От чистых газовых месторождений газоконденсатные отличаются тем, что при давлении и температуре выше критических для данной смеси УВ, изотермическое повышение давление приводит к испарению тяжелых компонентов

смеси (выше пропана) – обратное испарение. Изотермическое понижение давления приводит к конденсации более тяжелых компонентов, которую называют обратной или ретроградной конденсацией.

Наличие этих явлений приводит к тому, что в пластовых условиях УВ-смесь может находиться в одном или двухфазном состояниях. В частности, газоконденсатные залежи, залегающие на глубине более 1,5 км при давлении выше 20–30 МПа и температуре свыше 900 находятся только в однородном состоянии – это газовая фаза с растворенными в ней жидкими УВ. при разработке такой залежи по мере падения пластового давления из газа будет выпадать жидкая фаза, т. е. газоконденсат.

Если газоконденсат будет выпадать в пласте, это приведет к его безвозвратной потере. Для предотвращения потерь конденсата необходимо осуществить поддержание пластового давления, для чего используется метод обратной закачки сухого газа в пласт или сайклинг – метод рециркуляции.

Особенности разработки месторождений на море. В настоящее время существует несколько методов освоения морских месторождений нефти:

1. Осушение дна моря сплошной засыпкой нефтяной области, либо построение заградительной дамбы с последующей откачкой воды (нефтяной промысел Ильича с 1911г. и до настоящего времени – засыпка, в Голландии – построение дамб);

2. Строительство эстакад, связанных с берегом, или автономных эстакад. Применяется, если геологическая структура, начавшись на суше, продолжается на море (нефти в районе Апшеронского полуострова);

Устанавливают сваи, над сваями однопролетное строение типа дороги. Охватывается таким образом вся площадь разработки. Эстакада необходима для сообщения с сушей, для подъездных путей (рис. 7.12).

3. Строительство искусственных островков, с которых бурят куты скважин при большом удалении от берега, строительство эстакады невозможно, в среднем до 200 м и более (рис. 7.13). Устанавливают опоры для основания (металлические, бетонные), составляется блочная конструкция, устанавливается буровая установка или даже несколько, т.к. площадь необходимо экономить, поэтому бурится до 32 стволов.

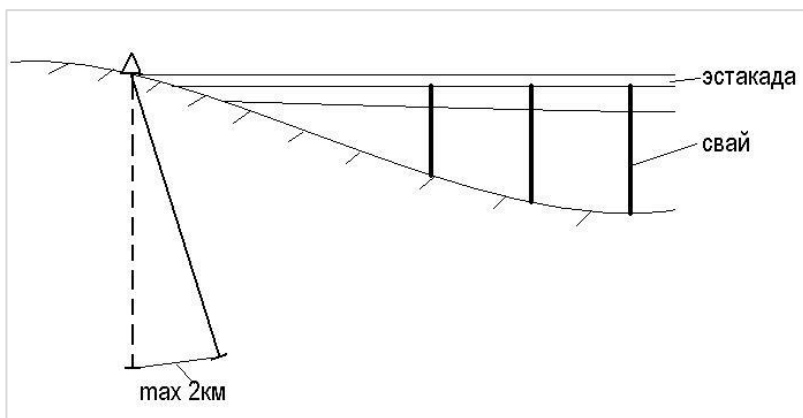


Рисунок 7.12. Метод освоения морских месторождений нефти (эстакады)

4. Бурение эксплуатационных скважин со специальных платформ, погруженных или полупогруженных, или со специального судна при очень больших глубинах (несколько км) (судно Челленджер с Баренцевом море – платформа фиксируется с помощью якорей и система компьютера обеспечивает баланс платформы – полупогруженная платформа).

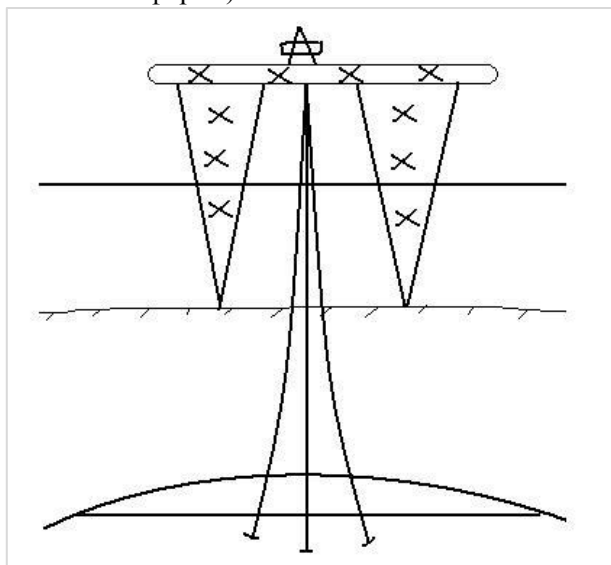


Рисунок 7.13. Метод освоения морских месторождений нефти (искусственный островок)

Геологические особенности разработки месторождений на море следующие:

1. В разработку вводятся высокодебитные нефтяные месторождения и залежи с большими запасами;
2. Морские залежи и месторождения должны быть полностью разведаны и оконтурены до начала разработки;
3. При разбуривании морских месторождений широко применяется кустовое бурение наклонно направленных стволов скважин;
4. С целью сокращения сроков разработки нефтяных месторождений на море разбуривание всех объектов необходимо проводить одновременно, при этом наиболее рациональной является система, ползущая вниз по простиранию пласта;
5. Морские нефтяные залежи должны разрабатываться в кратчайший срок, т. к. металлические и бетонные конструкции не могут существовать в воде (из-за коррозии металла);
6. При разработке морских нефтяных месторождений широко применяется поддержание пластового давления путем закачки воды в пласт, при этом используется морская вода, имеющая высокую жесткость и плохие вымывающие свойства. Для улучшения этих свойств в пласте создается щелочная оторочка, которая в последующем проталкивается морской водой, предварительно подогретой и обработанной поверхностно-активными веществами (ПАВ).

Вывод по лекции

Опыт разработки нефтяных месторождений показывает, что наиболее полное и эффективное извлечение нефти происходит в залежах, работающих на естественно-собственных водонапорных режимах. Однако в условиях упруговодонапорного режима происходит непрерывное снижение пластового давления. Поэтому при недостатке пластовой энергии повышение эффективности разработки нефтяных залежей может обеспечено лишь путем ввода в пласт дополнительной энергии.

В настоящее время в РФ большинство залежей со значительными запасами разрабатывается с ППД, которое осуществляется путем закачки воды (газа) в пласт. Воду с целью ППД закачивают в водонасыщенную часть пласта или непосредственно в нефтенасыщенную часть пласта в пределах залежи. Газ с целью ППД закачивают в газовую шапку, в сводовую часть структуры с образова-

нием искусственной газовой шапки равномерно по всей площади залежи.

Вопросы для самопроверки

1. Перечислить особенности разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных залежей.

2. Охарактеризовать основные варианты искусственного заводнения продуктивных пластов.

3. Перечислить особенности разработки месторождений нефти и газа на море.

4. Описать системы разработки нефтяных залежей с закачкой газа в пласт.

РАЗДЕЛ 4. РАЗРАБОТКА НИЗКОПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ. ДОРАЗРАБОТКА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ НА СТАРЫХ ПЛОЩАДЯХ

ЛЕКЦИЯ 8

Методы повышения производительности скважин

План лекции

1. Вторичные методы разработки нефтяных залежей. Геологические основы их применения.
2. Методы интенсификации добычи нефти (газа). Геологические основы их применения.
3. Геологические условия применения нетрадиционных методов увеличения нефтеизвлечения из продуктивных пластов.
4. Шахтный способ добычи нефти. Добыча нефти открытым (карьерным) способом.

Для увеличения добычи нефти и газа применяют различные методы повышения производительности скважин, которые выбираются, исходя из специфических условий конкретного продуктивного пласта-коллектора, и направлены на увеличение проницаемости пород призабойной зоны пласта (ПЗП) за счет создания или увеличения числа и размеров дренажных каналов, очистки их от грязи, асфальтено-смолистых веществ, парафинов, нерастворимых солей. В настоящее время при разработке низкопродуктивных горизонтов и доработке продуктивных пластов на старых площадях применяют 3 основные группы методов повышения нефтеотдачи:

1. Методы поддержания пластового давления (ППД) – закачка воды (газа) в пласт, начиная с начальной стадии разработки месторождения (см. лекцию 7).
2. Вторичные методы разработки нефтяных залежей – воздействие на истощенные пласты путем закачки воды (газа) на поздней стадии разработки месторождения.
3. Методы интенсификации добычи нефти (газа) – воздействие на ПЗП с целью повышения дебита скважин.

К современным методам повышения нефтеотдачи пластов можно также отнести мероприятия по улучшению техники и технологии вскрытия продуктивного пласта и усовершенствованию оборудования, используемого при эксплуатации скважин.

Вторичные методы разработки нефтяных залежей. Геологические основы их применения. Применяются при разработке нефтяных залежей, которые в процессе первичной эксплуатации без ППД значительно истощились. С этой целью осуществляется закачка в залежь воды (газа). Поскольку запасы пластовой энергии в таких залежах ограничены, то повышение пластового давления путем закачки в пласт воды (газа) локализуется ограниченным расстоянием вокруг нагнетательных скважин.

Это требует интенсивного ввода дополнительной энергии в продуктивный пласт, что может быть обеспечено по средством площадного заводнения, либо площадной закачки газа. При этом наиболее целесообразно для получения большего эффекта размещение нагнетательных скважин по правильным геометрическим сеткам, таким образом, чтобы на одну нагнетательную скважину приходилась одна-две эксплуатационные. Такое заводнение, когда нагнетательные скважины размещают равномерно по всей площади залежи, называется площадным (см. лекцию 7).

Наиболее распространенными схемами площадного заводнения являются:

1. Линейная система заводнения, которая представляет собой поперечно чередующиеся прямолинейные и параллельные ряды эксплуатационных и нагнетательных скважин (рис. 8.1).

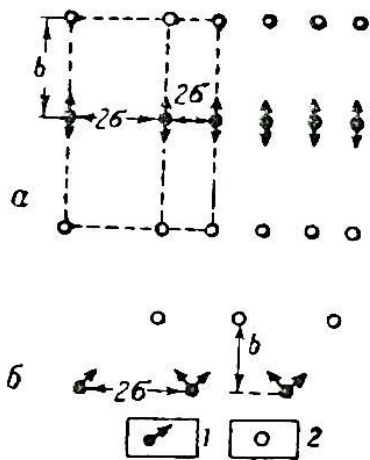


Рисунок 8.1 – Линейная система заводнения: а – простая; б – шахматная. Скважины: 1 – нагнетательные; 2 – эксплуатационные

2. Пятиточечная система, при которой каждая эксплуатационная скважина окружена с четырех сторон нагнетательными, отношение числа эксплуатационных скважин к числу нагнетательных скважин равно 1 (рис. 8.2).

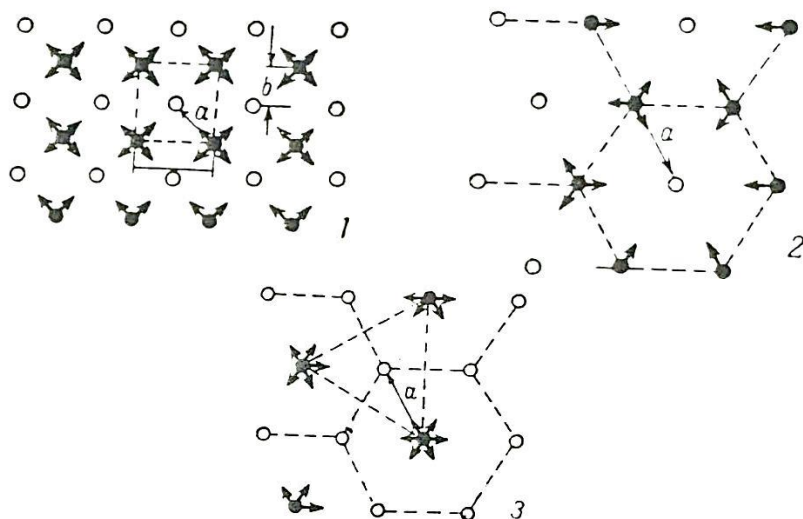


Рисунок 8.2 – Площадные системы заводнения:
1 – пятиточечная; 2 – четырехточечная; 3 – семиточечная

3. Семиточечная система, при которой каждая эксплуатационная скважина окружена шестью нагнетательными, а каждая нагнетательная скважина обслуживает три эксплуатационные; отношение числа эксплуатационных скважин к числу нагнетательных скважин равно 0,5 (рис. 8.2).

4. Четырехточечная – аналогична семиточечной, но отношение числа эксплуатационных скважин к числу нагнетательных скважин равно 2. В этом случае каждая нагнетательная скважина, расположенная в центре правильного шестиугольника, окружена шестью эксплуатационными скважинами, находящимися в углах шестиугольника, а каждая эксплуатационная скважина расположена в центре треугольника, составленного нагнетательными скважинами (рис. 8.2).

Если площадное заводнение осуществляется после разработки залежи при режиме растворенного газа, то в процессе площадного заводнения можно выделить два основных этапа:

- период безводной добычи, когда нагнетаемая вода идет на заполнение пустот, занятых газом низкого давления, и на замещение вытесняемой остаточной нефти;

- период прогрессирующего обводнения эксплуатационных скважин, когда к моменту прорыва воды в эксплуатационные скважины все поровое пространство в пласте будет занято жидкой фазой, поэтому дальнейший процесс заводнения будет установившимся: количество добываемой в сутки жидкости равно суточному объему закачиваемой воды.

Закачка газа при равномерном размещении нагнетательных скважин по площади называется методом Мариэтта или методом проталкивания нефти газом. При применении этого метода в пластах с неравномерной проницаемостью наблюдается более быстрое продвижение газа по более проницаемым пропласткам, что вызывает загазирование эксплуатационных скважин прежде, чем нефть будет полностью вытеснена из менее проницаемых пропластков.

При прорывах газа в случае применения метода Мариэтта в нагнетательные скважины вместе с газом следует некоторое время закачивать воду. Это создает трехфазную систему (нефть – газ – вода) в пропластках, по которым прорвался газ, благодаря чему пропласток становится малопроницаемым для газа. Место прорыва газа закупоривается пузырьками газа и воды, что создает повышенное сопротивление движению газа через более проницаемые пропластки.

Методы интенсификации добычи нефти (газа). Геологические основы их применения. Методы интенсификации добычи нефти (газа) классифицируются следующим образом (рис. 8.3).

В настоящее время наиболее часто в практике добычи нефти и газа применяют следующие методы интенсификации добычи нефти (газа):

- кислотные обработки;
- обработки ПЗП поверхностно-активными веществами (ПАВ);
- тепловые обработки ПЗП;
- гидродескоструйная перфорация;

- гидравлический разрыв пласта;
- разрыв пласта с использованием пороховых газов;
- разрыв пласта с использованием ударной волны;
- торпедирование скважин и др.



Рисунок 8.3. Классификация методов воздействия на ПЗП

Соляно-кислотная обработка ПЗС. Применяется для улучшения производительности продуктивных горизонтов представленных карбонатными, либо гранулярными коллекторами с карбонатным цементом. Данный метод основан на способности соляной (HCl) кислоты вступать в реакцию с карбонатными породами с образованием солей (хлористые кальций и магний), воды и углекислого газа. Полученная соль растворяется в воде кислотного раствора, к которой добавляется вода, образовавшаяся при реакции. Скорость реакции зависит от температуры и давления – повышение давления и понижение температуры уменьшают скорость реакции. Существует несколько способов проведения кислотных обработок: кислотная ванна, простая, массированная и направленная кислотная обработка. Выбор вида обработки зависит от минерального состава и свойств пласта, цели и очередности проведения кислотной обработки.

Кислотная ванна. Кислотная ванна проводится для очищения забоя от глинистой корки. Кислотная ванна может проводиться без давления и под давлением. Без давления кислотная ванна проводится следующим образом: скважина тщательно промывается во-

дой, водным раствором ПАВ, конденсатом и т.п., затем кислотный раствор закачивается в интервал вскрытия скважины. После реакции скважина снова промывается. Если кислотная ванна производится в заполненной газом скважине, то требуемый объем раствора закачивается в насосно-компрессорные трубы, а затем устье скважины соединяют с затрубным пространством. По окончании работ скважина продувается на факел. Кислотная ванна под давлением проводится в скважинах, заполненных жидкостью. В этом случае технология аналогична технологии кислотной обработки.

Простая кислотная обработка. Простая кислотная обработка производится для воздействия на пласт кислотой в радиусе зоны проникновения буровых растворов или их фильтрата в следующей последовательности. Сначала промывают забой с целью предварительной очистки. Затем проводят кислотную ванну для удаления глинистой корки, после чего забой снова промывают. Далее закачивают в пласт запланированный объем кислоты. После выдержки требуемой продолжительности для реакции кислоты с породой осваивают скважину.

Массированная кислотная обработка. Массированная кислотная обработка отличается от простой тем, что объем кислотного раствора, закачиваемого в пласт, должен обеспечить кислотой зоны радиусом в десятки метров. Технология аналогична технологии простой обработки.

Направленная кислотная обработка. Направленная кислотная обработка проводится в случае, когда из всей вскрытой толщины необходимо обработать определенный интервал. Технология проведения следующая. После загущения скважины башмак фонтанных труб устанавливают у подошвы запланированного к обработке интервала. Затем заполняют продуктивную часть скважины и фонтанные трубы низко фильтрующейся жидкостью. Продавливают вязкую жидкость кислотным раствором через фонтанные трубы при открытой задвижке затрубного пространства. Кислотный раствор закачивается до заполнения фонтанных труб и ствола скважин в выбранном для обработки интервале. Расчетное количество кислоты закачивается в пласт при закрытой задвижке затрубного пространства вязкой низко фильтрующейся жидкостью. Выдерживают время, необходимое для реакции кислоты с породой, а затем вязкую жидкость замещают промывочной и осваивают скважину.

Направленную кислотную обработку можно проводить путем выделения интервала для обработки двоянными пакерами, изоляция ниже интервала обработки песчаной пробкой, а сверху – пакером, стимулирования поглощения кислотного раствора давлением, создаваемым струйными перфораторами. Иногда, в целях повышения эффективности кислоту подогревают и такая обработка называется термокислотной.

Для подогрева кислоты в скважине на забой опускают специальное устройство (реакционный наконечник), которое несет в себе некоторое вещество, выделяющее тепло при соприкосновении с соляной кислотой. Таким веществом может быть едкий натр.

Обработка ПЗС поверхностно-активными веществами (ПАВ). Применяется в тех случаях, когда в продуктивном пласте или на забое остается промывочная жидкость или её фильтрат. В этом случае в призабойную зону через НКТ закачивают концентрированный раствор ПАВ, а затем слабokonцентрированный. Скважину закрывают и выдерживают 2–3 суток.

Тепловая обработка ПЗС. Применяется в том случае, когда в нефти содержится большое количество смол и асфальтенов. Подогрев ПЗС осуществляется разогретой при помощи электро- или газонагревателей на устье водой или нефтью. В результате ощутимо увеличивается проницаемость пород-коллекторов в призабойной зоне скважины.

Гидропескоструйная перфорация. Применяется для пород-коллекторов с плохими коллекторскими свойствами или при наличии за колонной цементного кольца значительной толщины. Разрушение колонны и кольца осуществляется за счет струи воды и песка, выходящей из форсунки гидроперфоратора. В отличие от пулевой перфорации более эффективна, т. к. не деформирует структуру породы и гарантированно вскрывает пласт.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП). Применяется для продуктивных пластов с низкими коллекторскими свойствами в ПЗС. Осуществляется путем создания в призабойной зоне давления, превышающего гидростатическое. Для создания высокого давления в скважину закачивают специальные жидкости, например: сырая нефть, мазут или его смеси, дизельное топливо, загущенные нефтяные растворы соляной кислоты и др.

Для предотвращения смыкания трещин, вместе с жидкостью закачивают крупнозернистый песок. В карбонатных горных породах для проведения ГРП применяют эмульсию нефти растворенной в соляной кислоте. Соляную кислоту используют при ГРП для дополнительного разрушения внутритрещинного пространства на относительно удаленных участках продуктивной зоны.

Разрыв пласта с помощью пороховых газов. При использовании этого метода на глубину залегания продуктивного пласта опускают аппарат с камерами, заполненными порохом. Порох поджигается, в результате чего повышается давление, с образованием разрыва продуктивного пласта.

Разрыв пласта с помощью ударной волны. В скважину на проволоке спускают стеклянный баллон, в котором сформирован вакуум. Этот баллон устанавливают в интервале перфорации. С помощью специального устройства баллон разрушают с образованием депрессионной зоны. Вакуум провоцирует резкое движение из пласта в скважину.

Торпедирование. Метод заключается в создании в ПЗС сети трещин, путем взрыва торпеды напротив продуктивного пласта. Торпеда спускается на кабеле с электродетонатором.

Геологические условия применения нетрадиционных методов увеличения нефтеизвлечения из продуктивных пластов.

К нетрадиционным методам увеличения нефтеизвлечения из продуктивных пластов относятся создание в пласте передвижного очага горения; вытеснение нефти сухим газом высокого давления, оторочкой сжиженных газов, жирным попутным или обогащенным газом, газоводяными смесями, путем закачки в пласт двуокиси углерода.

Создание в пласте передвижного очага горения. Создание подвижного фронта горения непосредственно в пласте сокращает потери теплоты и поднимает эффективность теплового воздействия. В пористой среде, насыщенной частично коксоподобными остатками нефти, возможно непрерывное горение при подаче в пласт воздуха в необходимых количествах.

В результате горения в пласте происходит термическая перегонка нефти и унос продуктов разложения в зону перед фронтом горения. Коксоподобные остатки термической перегонки нефти в

пористой среде и являются топливом, которое поддерживает очаг горения. Зона горения перемещается от стенок нагнетательной скважины в радиальном направлении. Образующиеся горячие газы проталкивают нефть и воду к добывающим скважинам. В результате создания теплового фронта, температура которого достигает 450 – 500 °С, происходит следующее:

1. Переход в газовую фазу некоторых (наиболее легких) компонентов нефти, насыщающей породу перед фронтом горения.
2. Расщепление (крекинг) некоторых углеводородов, составляющих нефть.
3. Горение коксоподобного остатка, образовавшегося в результате крекинг-процесса.
4. Плавление парафинов и асфальтенов в порах породы.
5. Переход в паровую фазу пластовой воды, находящейся перед фронтом.
6. Уменьшение вязкости нефти перед фронтом в результате ее нагревания и смешивания с легкими фракциями нефти, переносимыми потоком газов от фронта горения.
7. Конденсация продуктов перегонки нефти и образование подвижной зоны повышенной нефтенасыщенности перед фронтом горения по мере снижения температур.

Образование сухой выгоревшей массы пористой породы часто с разрушенными связями между твердыми частицами вследствие термического воздействия за фронтом горения.

Термодинамический и гидродинамический расчеты процесса внутрипластового горения представляют сложную задачу, но в специальной литературе имеются приближенные методы расчета параметров процесса. Горение в пласте происходит в результате выгорания коксоподобного остатка, крекинга и разгонки нефти, на что расходуется от 5 до 15 % запасов пластовой нефти. Это количество зависит от пластовых параметров, химического состава нефти и других факторов. Экспериментально определяется количество коксового остатка на единицу объема пласта. Затем расчетным путем или также экспериментально определяется количество окислителя (воздуха), необходимого для сжигания единицы массы коксового остатка. При этом считается, что не весь кислород воздуха используется на процесс, а только часть. Это учитывают введением коэффициента использования воздуха, равного 0,8 – 0,9. По

мере расширения фронта горения в пласте количество нагнетаемого воздуха соответственно должно увеличиваться.

Шахтный способ добычи нефти. Добыча нефти открытым (карьерным) способом.

Шахтный способ добычи нефти применяется при разработке:

- залежей с высоковязкими нефтями, негазированными и не имеющими напорной воды (коэффициент извлечения нефти не более 1 – 2 % от геологических запасов);
- залежей легкой масляной нефти, эксплуатация которых скважинами достигла экономически выгодного предела, но залежь содержит достаточные остаточные запасы нефти;
- залежей истощенных и расположенных на небольшой глубине с малым содержанием газа и воды.

Существуют разные варианты шахтной разработки:

- *дренирование пласта галереями*, пройденными непосредственно по нефтяному пласту: впервые такой способ добычи был использован во Франции, где на первом этапе из залежи было извлечено 17 % запасов, на втором этапе началась шахтная разработка (двухэтажная система разработки): нефтяной пласт был пройден системой галерей, в которые нефть из пласта поступала по стенкам, кровле и подошве этих выработок, затем стекала в нижнюю часть шахты (зумпф), откуда откачивалась стандартным способом. Извлекалось более чем 40 % от начальных геологических запасов;

- *дренирование пласта скважинами*, пробуренными из горизонтальных горных выработок, расположенных ниже подошвы или выше кровли пласта: впервые применен в Коми и состоял в том, что нефтяной пласт дренируется при помощи сетки наклонных скважин, пробуренных из камер, расположенных на 30–35 м ниже подошвы нефтяного пласта. Камеры проходятся со штреков. Нефть собирается в подземных емкостях и откачивается на поверхность (рис. 8.4). Этот способ более эффективен, по сравнению с дренированием пласта галереями, т.к. сокращает объем горных работ и улучшает условия труда;

- *дренирование пласта специальными камерами* (применяется в настоящее время), расположенными в кровле или подошве пласта, на расстоянии 600–700 м друг от друга, из которых бурятся пологопадающие или восстающие рудничные скважины длиной 300–350 м. Устья скважин в камерах расположены вплотную. Рас-

стояния между забоями скважин на периферии достигают 2,5–3 м. Возможно также применение паротеплового воздействия на пласт путем передачи пара через скважину, что увеличивало нефтеизвлечение (до 60 %) и темпы отбора. Такая система значительно сокращает объем горных работ, увеличивает производительность и эффективность шахтного способа разработки.

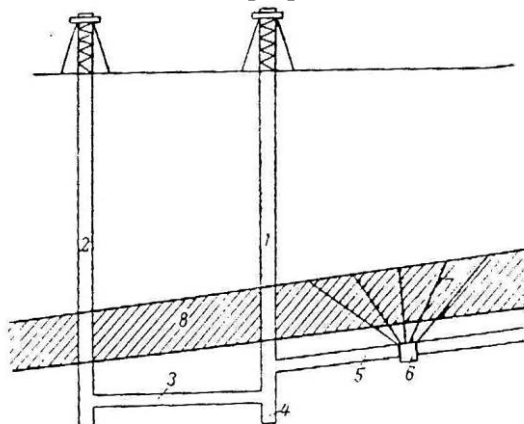


Рисунок 8.4. Схема шахтного способа добычи нефти:

1 – главный ствол; 2 – вентиляционный ствол; 3 – вентиляционная сбойка; 4 – зумфы; 5 – штрех; 6 – камера; 7 – дренажные скважины; 8 – нефтяной пласт

Положительные стороны шахтного способа разработки нефти:

- максимальное использование гравитационных сил самой нефти;
- достижение максимального коэффициента извлечения нефти путем паротеплового воздействия на пласт;
- работа в шахте не зависит от климата и непогоды, что актуально для Крайнего Севера и Заполярья;
- минимальная проходка по пустым породам, ограниченные размеры промысловой площади, коммуникаций;
- большая экономия металлических труб и штанг (обсадных, насосно-компрессорных);
- непосредственное наблюдение за строением нефтяного пласта.

Недостатки шахтного способа разработки нефти:

- более тяжелые и опасные условия труда в нефтяной шахте (особенно, если в газе содержится сероводород);

- большой расход крепежного материала (древесины);
- вложение больших начальных капитальных затрат, высокая себестоимость.

Добыча нефти открытым (карьерным) способом проводилась в нефтенасыщенных пластах (нефтесодержащие пески), близко подходящих к поверхности или выходящих на неё. Разработка таких месторождений весьма схожа с разработкой угля, руды и т. д. Нефтесодержащие породы извлекаются экскаватором и отправляются на переработку. Наибольшее применение этот метод получил в Канаде при разработке песков Атабаска в провинции Альберта и в Азербайджане на Апшеронском полуострове.

Разработка открытым способом возможна до глубины 500 м (по С.Л. Заксу). Наиболее сложной частью добычи нефти открытым способом является извлечение её из песка (руды), добытого на поверхность. Существует два способа извлечения нефти из руды:

1. Экстракционный (разработан в Канаде). Отделение нефти от породы происходит путем её экстракции органическим растворителем типа керосина в совокупности с отмывкой в центрифугах и последующей термической переработкой для регенерации растворителя и легкого крекинга. В частности:

- после обогащения и измельчения руда смешивается с растворителем типа керосина и загружается в первый сепаратор – центрифугу, где отделяется основная часть нефти;

- порода смешивается с водой и загружается во вторую центрифугу, в которой отделяется оставшаяся нефть (извлекается около 90 % нефти) и часть воды;

- третья центрифуга, в которой отделяется часть воды и большая часть механических примесей, снизу заполняется отгоном из второй центрифуги, а сверху – отгоном из первой. В результате третьего центрифугирования получается пульпа (смесь растворителя нефти, воды и механических примесей), которая подвергается дополнительной переработке в специальных печах, предназначенных для регенерации растворителя и легкого крекинга. Конечными продуктами являются растворитель, бензино-лигроиновая фракция, битум и остаточная жидкость.

2. Термический способ переработки песков в псевдосжиженном состоянии в кипящем слое (разработан в СССР).

Вывод по лекции

Для увеличения добычи нефти и газа применяют различные методы повышения производительности скважин, которые выбираются, исходя из специфических условий конкретного продуктивного пласта-коллектора, и направлены на увеличение проницаемости пород призабойной зоны пласта за счет создания или увеличения числа и размеров дренажных каналов, очистки их от грязи, асфальтено-смолистых веществ, парафинов, нерастворимых солей. В настоящее время при разработке низкопродуктивных горизонтов и доразработке продуктивных пластов на старых площадях применяют разные методы повышения нефтеотдачи.

Вопросы для самопроверки

1. Перечислите основные методы интенсификации добычи нефти и газа.
2. Геологические основы применения вторичных методов разработки нефтяных залежей.
2. Описать соляно-кислотную обработку призабойной зоны пласта.
3. Перечислите особенности добычи нефти карьерным способом.
4. Перечислите особенности добычи нефти шахтным способом.
5. Какие нетрадиционные методы увеличения нефтеизвлечения из продуктивных пластов вы знаете?
6. Какие существуют разновидности кислотной обработки призабойной зоны пласта?

РАЗДЕЛ 5. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

ЛЕКЦИЯ 9

Стадии разработки месторождений углеводородов

План лекции

1. Стадии процесса разработки нефтяных месторождений.
2. Стадии процесса разработки газовых и газоконденсатных месторождений.

Стадии процесса разработки нефтяных месторождений.

Во всём длительном процессе разработки по комплексу характеристик выделяют четыре стадии:

1. Стадия промышленного освоения залежи или объекта. На этой стадии объект активно разбуривается эксплуатационными и нагнетательными скважинами. Стадия характеризуется резким ростом добычи нефти при относительно небольшой обводнённости. Эксплуатация – фонтанная, с одновременным поддержанием пластового давления путем закачки воды. Стадия завершается при выходе залежи на максимальный уровень добычи. По времени продолжается от 1 до 7 лет.

2. Стабилизация достигнутых максимальных уровней. Добыча осуществляется полученным фондом или продолжается разбуривание согласно схеме разработки. Эксплуатация в основном фонтанная. В добываемой продукции появляется вода. В связи с этим фонтанный способ уступает место механизированному. Пластовое давление стабилизируется за счёт поддержания пластового давления. К концу стадии может быть добыто 40–70 % извлекаемых запасов.

3. Стадия снижения темпов добычи. Характеризуется прогрессивным обводнением и сокращением действующего фонда скважин. Фонтанирующие скважины переводят на механизированный способ добычи. Ежегодные потери в добыче составляют 10–15 %. С уменьшением отборов пластовое давление продолжает оставаться стабильным, а при эффективной закачке может увеличиваться. К концу стадии из залежи добывают 80–90 % запасов.

4. Завершающая. Характерны низкие дебиты, которые непрерывно снижаются во времени. Высокая обводненность. Все скважины переводят на механизированный способ эксплуатации. По времени стадия может продолжаться несколько десятков лет.

2 и 3 стадии выделяются по темпам отбора, т.е. когда годовая добыча нефти отличается от максимального уровня добычи не более чем на 10 %.

Стадии процесса разработки газовых и газоконденсатных месторождений. В зависимости от степени выработки залежи, срока разработки и динамики отборов газа во времени выделяют три стадии разработки:

1. Ранняя стадия (период высоких пластовых давлений и нарастающей добычи).

2. Основная стадия (период средних пластовых давлений и стабильной добычи).

3. Поздняя стадия (падающая добыча).

Иногда, по аналогии с нефтяными залежами выделяется 4 стадия – завершающая (период значительного падения добычи).

В целом при газовом режиме выделение стадий носит условный характер. Продолжительность той или иной стадии зависит от темпов отбора и объёмов запасов.

1. Ранняя стадия совпадает с периодом отборов. В этот период идёт разбуривание площади, наращивание фонда скважин. Вывод месторождения на максимальную производительность. Обычно газ из пласта под действием пластового давления доходит до магистрального газопровода, а там подкачивается дожимной насосной станцией. В условиях водонапорного, упруговодонапорного и газового режима пластовое давление снижается, но не сразу и зависит от темпов и динамики отбора. Первая стадия продолжается примерно до тех пор, пока из скважин не будет добыто 10–15 % газа.

2. Является основной, соответствует промышленному периоду разработки залежи. Темпы отбора достигают максимума, соответствующего проекту. Суммарный отбор – 10–15 % на начале основной стадии, до 50–60 % в её конце. В этот период отбираются основные запасы газа. Вместе с отборами идёт постоянное приращение фонда, за счёт бурения эксплуатационных скважин. Иногда, к концу второй стадии в результате падения пластового давления возникает необходимость оборудования месторождения компрессорными станциями.

3. Завершается период разработки, когда темпы добычи резко снижаются, а суммарный отбор составил более 60 % от начальных запасов.

Основными признаками является:

- пластовое давление и дебиты скважин составляют от 30 до 40 % от начальных;
- темпы отбора снижаются во времени;
- необходимость подкачки газа для транспортировки до магистрального газопровода;

4. Выделяется на крупных месторождениях с большими запасами газа. Иногда 4 стадия на месторождениях с уникальными запасами по продолжительности соизмерима с первыми тремя.

При разработке газоконденсатных месторождений без применения ППД так же выделяются описанные стадии. Если при разработке газоконденсатных месторождений применяется ППД (обратная закачка сухого газа) выделяют период консервации запасов газа, т.к. природный газ как товарный продукт используется для стабилизации пластового давления и не поставляется из-за пределов месторождения.

Вывод по лекции

Основой проектирования разработки месторождений нефти и газа является выделение стадий разработки, которые определяют последовательность ввода эксплуатационных скважин и темпов отбора нефти или газа в зависимости от выбранной системы разработки и режима работы залежи.

Вопросы для самопроверки

1. Охарактеризовать стадии разработки нефтяных месторождений.
2. Охарактеризовать стадии разработки газовых и газоконденсатных месторождений.

ЛЕКЦИЯ 10

Стадийность проектирования разработки месторождений углеводородов

План лекции

1. Стадийность проектирования разработки нефтяных месторождений.
2. Стадийность проектирования разработки газовых и газоконденсатных месторождений.

Стадийность проектирования разработки нефтяных месторождений. Периоды составления каждого проектного документа рассматриваются как стадии проектирования разработки месторождения (залежи). Причем в нефтегазодобывающей отрасли сложилась вполне определенная стадийность проектирования, закреплённая различными межведомственными документами.

Проектные документы. Разработка нефтяных месторождений направляется и регулируется рядом проектных документов. В отечественной практике в настоящее время применяется принцип многостадийного проектирования: сначала проект пробной эксплуатации, затем технологическая схема, проект разработки и проект до разработки. В ходе эксплуатации залежи, в запроектированную систему разработки постоянно вносятся существенные изменения, обусловленные получением дополнительной промысловой информации, уточнением уровней добычи нефти и основных показателей разработки по мере детализации геологического строения эксплуатационного объекта.

В нефтяной промышленности России установлен единый порядок составления проектных документов по разработке нефтяных месторождений и единые требования к их основному содержанию. При этом принята следующая номенклатура проектных документов:

1. Принципиальная схема разработки. Ее составляют для месторождений, содержащих значительное количество объектов или самостоятельных площадей разработки (более 5–7 объектов или площадей разработки).
2. Технологическая схема разработки. Ее составляют для всех месторождений, вводимых в разработку.
3. Проект разработки. Его выполняют для всех месторождений, введенных в разработку.

4. Уточненный проект разработки. Его составляют для месторождений, представление о характеристиках которых изменились в процессе их разбуривания и начальной разработки или при необходимости резкого изменения уровней добычи углеводородов из месторождения.

5. Технологическая схема или проект опытно-промышленной разработки. Их составляют для испытания новой технологии извлечения углеводородов из месторождения.

При необходимости составляют проектные документы по пробной эксплуатации месторождений, устанавливают объекты и систему разработки месторождений, основные положения технологии разработки, определяют максимальный уровень добычи нефти и срок выхода на этот уровень.

В принципиальной и технологической схемах для вновь вводимых в разработку месторождений, устанавливают объекты и систему разработки месторождений, основные положения технологии разработки, определяют максимальный уровень добычи нефти и срок выхода на этот уровень. Определяется соответствующий набор технико-экономических и экономических показателей, оценивается текущая нефтеотдача и обводненность продукции, общие и капитальные удельные вложения, себестоимость, приведенные затраты.

В принципиальной схеме отражают общую совокупность систем разработки отдельных крупных объектов разработки, оптимальное распределение капитальных вложений в эти объекты, последовательность их ввода в разработку, общий уровень добычи углеводородов из месторождения и срок выхода на этот уровень.

В технологической схеме разработки обосновывается вид воздействия, система заводнения, схема размещения и плотность сети скважин, оцениваются добывные возможности пластов (эксплуатационного объекта), решаются задачи, связанные с проектированием внешних коммуникаций, мощностей первичной обработки нефти, обустройства промыслов и т. д.

В проекте разработки сопоставляют проектные показатели разработки месторождения, полученные в результате выполнения принципиальной и технологической схем, с фактическими показателями разработки месторождения в начальной стадии; уточняют исходные данные для составления проекта; уточняют и согласовы-

вают с планирующими органами уровень добычи углеводородов из месторождения; изменяют в случае целесообразности и возможности систему и технологию разработки месторождения. В проекте более основательно прорабатывают вопросы эксплуатации скважин, сбора, подготовки и транспорта нефти и газа, мероприятия по охране недр и окружающей среды.

Проект опытно-промышленных работ по испытанию нового метода извлечения нефти из недр содержат, помимо обычных расчетов и решений, касающихся выбора объектов разработки, схемы расположения скважин, технологии воздействия на пласт, также основные результаты исследований, посвященных осуществлению данного нового метода разработки в конкретных пластовых условиях месторождения, для которого составлен проектный документ. Особое внимание уделяется в нем точному определению технологических показателей, чтобы получить достоверные сведения об эффективности испытываемого метода извлечения из недр и сравнить его с традиционными методами разработки. Уточненный проект разработки по содержанию не отличается от обычного, кроме анализа причин несоответствия результатов прежнего проекта результатам фактической разработки, если такое несоответствие имело место.

Стадийность проектирования разработки газовых и газоконденсатных месторождений.

Газовые месторождения. Процесс разработки газового месторождения в последнее время подразделяется на два этапа: опытно-промышленной эксплуатации и промышленной разработки залежи.

В связи с названными периодами разработки выделяют два этапа в проектировании разработки газового месторождения: первый этап – составление проекта опытно-промышленной эксплуатации месторождения, второй этап – составление проекта разработки.

Проект опытно-промышленной эксплуатации составляется на основе небольшого объема геолого-промысловой информации при утвержденных по категориям C_1 и C_2 запасах газа. Этим проектом предусматривается проведение геолого-геофизических, газогидродинамических и специальных (например, термодинамических,

акустических и др.) исследований скважин и пластов. Для решения этих задач проектом предусматривается бурение эксплуатационных и наблюдательных скважин, обосновывается их размещение в области газоносности, водоносности и на структуре.

Для проведения опытно-промышленной эксплуатации предусматривается 2–3 года, но в некоторых случаях целесообразно увеличивать этот срок.

Опытно-промышленная эксплуатация не выясняет всех вопросов, относящихся к последующей рациональной разработке месторождения, но она должна обеспечивать получение максимума информации для составления проекта разработки.

Газоконденсатные месторождения. В проекте промышленной разработки предусматривается бурение большого числа скважин. Каждая скважина уточняет, а иногда и меняет представление о месторождении.

При реализации процесса разработки ведется контроль за процессами, происходящими в пласте. Обобщаются геолого-геофизические и другие промысловые данные. В настоящее время в России все газоконденсатные месторождения разрабатываются на режиме истощения, что обуславливает:

- низкие коэффициенты конденсатоотдачи из-за ретроградных потерь конденсата в пластах;
- большие затраты на подготовку газа к дальнему транспорту из-за необходимости строительства ДКС;
- ограниченность периода постоянной добычи газа.

При проектировании системы разработки газовых и газоконденсатных месторождений на режиме истощения практически можно планировать режим постоянной добычи не более чем на $K_g = 50\%$ геологических запасов газа. Для уникальных и одиночных месторождений это обуславливает необходимость ориентироваться при технико-экономических расчетах на оценку максимальной годовой добычи и в период постоянной добычи практически также лишь 50 % от геологических запасов газа, поскольку недогрузка магистральных газопроводов большой протяженности в проектный срок их эксплуатации приведет к резкому повышению приведенных затрат на газ, добываемый из таких месторождений. В связи с этим, с одной стороны, возникает проблема доразработки месторождений на режиме падающей добычи, которая будет особен-

но существенной для наиболее удаленных и крупных месторождений, с другой стороны, создаются объективные предпосылки к длительной консервации газа и установлению годовых отборов на уровне, не превышающем 3 % начальных. Такие отборы не всегда оптимальны и для получения высокого коэффициента газоотдачи.

Падение пластового давления в залежах в большинстве случаев вызывает снижение продуктивности скважин при рабочих депрессиях. Это приводит к необходимости вести большой объем дополнительного эксплуатационного бурения, что весьма сложно в труднодоступных районах. Опережающее эксплуатационное бурение не всегда оправдано в случае проявления активного водонапорного режима и при малой изученности эксплуатационных объектов, так как может привести к заложению скважин в зонах, отбор из которых будет затруднен при избирательном обводнении залежи.

В мировой практике при эксплуатации газоконденсатных месторождений с содержанием конденсата более 25 см³/м³ наряду с эксплуатацией их на режиме истощения применяется сайклинг-процесс, позволяющий существенно повысить коэффициент конденсатоотдачи. Сайклинг-процесс широко применяется на месторождениях с содержанием конденсата более 100 см³/м³ и при запасах газа от 10 млрд. м³ и более при близости начального пластового давления и давления начала конденсации. Однако принципиально поддержание пластового давления при эксплуатации газоконденсатных залежей весьма целесообразно.

Вывод по лекции

Периоды составления каждого проектного документа рассматриваются как стадии проектирования разработки месторождения (залежи). Причем в нефтегазодобывающей отрасли сложилась вполне определенная стадийность проектирования, закреплённая различными межведомственными документами.

Вопросы для самопроверки

1. Перечислить проектные документы, составляемые при разработке нефтяных месторождений.
2. Перечислить проектные документы, составляемые при разработке газовых месторождений.
3. Перечислить проектные документы, составляемые при разработке газоконденсатных месторождений.

РАЗДЕЛ 6. МЕТОДЫ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОГО КОНТРОЛЯ И АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ, ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ЛЕКЦИЯ 11

Понятие о геолого-промысловом контроле процесса разработки залежей углеводородов

План лекции

1. Понятие «геолого-промысловый контроль».
2. Виды исследований и измерений по контролю за разработкой и периодичность их проведения.
3. Геолого-промысловые исследования при разработке залежей нефти, газа и газоконденсата. Комплекс методов геолого-промыслового контроля за разработкой.

Понятие «геолого-промысловый контроль». Геолого-промысловый контроль – это получение и первичная обработка информации о характере и динамике изменения в процессе промышленной разработки условий извлечения нефти, газа, газоконденсата в пласте по отдельным скважинам. Результаты контроля являются основой геолого-промыслового анализа разработки.

Целью контроля разработки в общем виде – получение в необходимом объеме геологической, промыслово-геофизической, гидродинамической и другой информации, достаточной для принятия эффективных технологических решений, направленных на более полное и эффективное извлечение нефти. При этом, как цели, так и задачи контроля определяются и формируются в зависимости от стадии разработки залежей углеводородов и по мере их освоения претерпевают определенные изменения и направленность. В процессе контроля за разработкой залежей (объектов разработки) изучаются:

- динамика изменения текущей и накопленной добычи нефти, попутной воды и газа, а также закачки рабочих агентов по месторождению в целом, отдельным участкам (пропласткам) и скважинам;
- охват запасов разработкой, характер внедрения вытесняющего агента (воды, газа и др.) по отдельным пластам (пропласткам), участкам залежи с оценкой степени охвата пластов заводнением;

- энергетическое состояние залежи, динамика изменения пластового и забойного давлений в зонах отбора, закачки и бурения;
- изменение коэффициентов продуктивности пласта в районе и приемистости скважин;
- изменение гидропроводности пласта в районе действующих скважин;
- состояние герметичности эксплуатационных колонн, взаимодействие продуктивного горизонта с соседними по разрезу горизонтами и наличие перетоков жидкости и газа между пластами разрабатываемого объекта и соседними объектами;
- изменение физико-химических свойств добываемой жидкости (нефти и воды) и газа в пластовых и поверхностных условиях в процессе разработки;
- фактическая эффективность осуществляемых мероприятий по увеличению производительности скважин;
- динамика зависимости текущего коэффициента нефтеизвлечения из пласта от текущей обводненности продукции.

В процессе промышленного разбуривания и эксплуатации залежей накапливаются новые данные, уточняющие и дополняющие представления о геологическом строении эксплуатационных объектов. Необходимо проводить регулярный учет этих данных для детализации геологического строения эксплуатационных объектов в течение всего срока разработки.

Виды исследований и измерений по контролю за разработкой и периодичность их проведения. Контроль за разработкой любого нефтяного месторождения осуществляется на протяжении всего периода добычи нефти и проводится для того, чтобы получить надежную информацию, необходимую для решения следующих основных задач:

- планирование изменений и уточнений принятой системы разработки;
- проектирование геолого-технических мероприятий (ГТМ) по регулированию осуществляемой системы разработки;
- контроль за освоением скважин;
- контроль за степенью выработанности запасов;
- контроль энергетического состояния залежей;
- контроль технического состояния скважин, затрубного пространства и скважинного оборудования;

- контроль технологических параметров работы скважин;
- оптимизация режимов работы добывающих и нагнетательных скважин;
- контроль за перемещением контуров нефте-, газоносности;
- контроль за текущей нефтенасыщенностью;
- контроль физико-химических свойств нефти, газа и воды;
- контроль за направлением, скоростью фильтрационных потоков;
- контроль эффективности внедрения ГТМ по регулированию и интенсификации процессов разработки (переноса нагнетания, обработки ПЗП, изменения режимов работы скважины, ремонта скважин и т.д.).

Эффективное решение этих задач может быть осуществлено только на основе комплексного использования первичной геологической информации по каждой скважине и информации по контролю за разработкой. Первичная геологическая информация обычно включает сведения по каждой пробуренной скважине о геологическом строении залежи (характеристика пород, глубина их залегания, строение и мощность продуктивных отложений, их коллекторские свойства и т.п.), начальных термобарических условиях пластов, свойствах нефти, газа и воды, о конструкции скважины (глубина пробуренного и искусственного забоев, размеры обсадных колонн, глубина интервала перфорации и т.п.).

Информация по контролю за разработкой накапливается в результате проведения комплекса промысловых, гидродинамических и геофизических исследований и измерений в скважинах.

Мероприятия по контролю за разработкой месторождения производятся в соответствии с РД «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и газовых месторождений».

Обязательные комплексы исследований и измерений по контролю за разработкой должны охватывать равномерно всю площадь объекта разработки и весь фонд наблюдательных скважин, при этом должны содержать следующие виды работ:

- замеры пластового давления по контрольным и пьезометрическим скважинам;

- замеры пластового и забойного давлений, дебитов скважин по жидкости, газовых факторов и обводненности продукции по добывающим скважинам;
- замеры устьевых давлений нагнетания и объемов закачки по нагнетательным скважинам;
- гидродинамические исследования добывающих и нагнетательных скважин на стационарных и нестационарных режимах;
- исследования по контролю за ВНК (ГВК), нефтегазонасыщенности, технического состояния ствола скважины промыслово-геофизическими методами;
- отбор и исследования глубинных проб нефти, поверхностных проб продукции скважин (нефти, газа, воды);
- специальные исследования, предусмотренные проектным технологическим документом на разработку.

Вышеперечисленные комплексные исследования и измерения должны предусматривать проведение как единичных (разовых), так и систематических (периодических) замеров. Единичные замеры проводятся в каждой вновь пробуренной скважине, а также до и после осуществления какого-либо технологического мероприятия и смены оборудования в старых скважинах. К ним относятся, например, определение начальных характеристик скважин (дебит, обводненность, коэффициент продуктивности, забойное и пластовое давления, профиль притока или поглощения), отбор и анализ проб нефти, газа и воды; определение эксплуатационных характеристик скважин до и после ремонтных работ и т. п.

Систематические исследования включают измерения дебитов, обводненности, газового фактора, количества взвешенных частиц в закачиваемой воде, забойных и пластовых давлений, выявление работающих (отдающих нефть, воду, газ в добывающих скважинах и принимающих воду в нагнетательных скважинах) и неработающих пластов, установление интервалов притока воды и обводненных пластов и т. п.

Одни и те же виды исследований и измерений в одних случаях необходимы для контроля начальных или конечных характеристик объектов или процессов (разовые), в других – для характеристики течения процессов (систематические), причем для различных процессов или задач может потребоваться разная их периодичность проведения, которая определяется комплексом исследо-

ваний и измерений и утверждается на нефтедобывающем предприятии на конкретный срок и является обязательной.

Примерная периодичность и виды гидродинамических и промыслово-геофизических исследований и измерений по контролю за разработкой нефтяных месторождений приводится ниже.

Частота замеров дебитов или приемистости скважин зависит от величины дебитов. Для низкодебитных скважин (до 5 т/сут) – 1 раз в 2 недели, для среднедебитных (5–25 т/сут) – 1 раз в неделю, для высокодебитных (более 25 т/сут) – 2 раза в неделю. Разовые замеры дебита осуществляются до и после проведения таких ГТМ, как смена скважинного оборудования, изменение режима эксплуатации, воздействие на ПЗП и т.п.

Обводненность в высокообводненных скважинах (более 90 %) замеряют 1 раз в две недели, в малообводненных (особенно в начальный период обводнения) – до 1–2 раз в неделю.

Замеры газового фактора в условиях, когда пластовое давление превышает давление насыщения, выполняют 1 раз в год, а при увеличенном газовом факторе, когда пластовое давление ниже давления насыщения, замеры учащают до ежеквартальных или ежемесячных.

Замеры пластовых давлений (статистических уровней) выполняются не реже 1 раза в полугодие, в пьезометрических и контрольных скважинах – ежеквартально. Разовые замеры осуществляются до и после проведения ГТМ в скважинах. Замеры забойного давления (динамических уровней) в добывающих и нагнетательных скважинах осуществляются не реже 1 раза в квартал, а также до и после ГТМ.

Гидродинамические исследования методом восстановления давления выполняются 1 раз в два года. По фонтанным и газлифтным скважинам исследования проводятся методом установившихся отборов.

Необходимо следить за качеством закачиваемой воды. Замеры содержания в ней взвешенных частиц, окиси железа и нефтепродуктов должны выполняться в каждую рабочую смену. Контроль герметичности и технического состояния обсадных колонн нагнетательных скважин проводится не реже 1 раза в год.

Обязательные комплексы гидродинамических и промыслово-геофизических по контролю разработки месторождений нефти и

газа разрабатываются научно-исследовательскими организациями. Сами исследования осуществляются предприятием, геофизическими службами и научно-исследовательскими организациями.

Геолого-промысловые исследования при разработке залежей нефти, газа и газоконденсата. Комплекс методов геолого-промыслового контроля за разработкой. Задача геолого-промысловых исследований при разработке – обоснование изменений в системе разработки, распределение отборов нефти (газа, жидкости), закачки воды (газа) из различных участков залежи в зависимости от их геолого-промысловых характеристик.

Геолого-промысловые исследования включают геолого-промысловый контроль за разработкой и геолого-промысловый анализ полученных при контроле данных.

Существует много методов исследования скважин и технических средств для их осуществления. Все они предназначены для получения информации об объекте разработки, условиях и интенсивности притока нефти, воды и газа в скважину, об изменениях, происходящих в пласте в процессе его разработки. Существуют комплексы промыслово-геофизических (ПГИ), гидродинамических (ГДИС), гидрохимических исследований (ГХИ) скважин, применение которых обеспечено глубинными приборами и аппаратурой (рис. 11.1).

Целью комплексных ПГИ, ГДИС, ГХИ является получение информации о динамических фильтрационных характеристиках пласта для создания модели пластовой системы, достоверно описывающей реальный пласт, с целью формирования адекватного представления о процессе разработки и принятия своевременных корректирующих мер для обеспечения достаточно высоких текущих показателей разработки и максимально возможного извлечения нефти, газа, газоконденсата из недр.

Контроль за разработкой промыслово-геофизическими методами. Геофизические методы исследования скважин и геологического разреза на стадиях бурения этих скважин, их заканчивания, а также текущей эксплуатации дают обильную информацию о состоянии горных пород, их параметрах и об их изменениях в процессе эксплуатации месторождения и часто используются при осуществлении не только геологических, но и чисто технических

мероприятий на скважинах. В силу своей специфичности, необходимости знания специальных предметов, связанных с физикой земли, горных пород, а также с ядерными процессами, эти методы исследования, их теория, техника осуществления и интерпретация результатов составляют особую отрасль знаний и выполняются геофизическими партиями и организациями, имеющими для этой цели специальный инженерно-технический персонал, оборудование и аппаратуру.

Типы комплексных исследований		Виды измерений и исследований скважин																
		Промысловые гидрогеологические методы исследования скважин																
		Текущая промысловая информация										ГДИ					ГИС	
		Дебит жидкости		Обводн. продук.		Газовый фактор ГФ		ГДИ		ГДИ		ГДИ		ГДИ		ГДИ		ГПС
Категории и виды скважин		Низкодеб. (до 5 т/сут)	Среднедеб. (5-25 т/сут)	Высокодеб. (более 25 т/сут)	до 20% обводн. 90%	2-90%	Прир. р-н. н.е.	Прир. р-н. н.е.	Буферное и межтрубное движение, Рбуф., Рнат.	Забойное давление, Рзб	Плстовое давлени. Рпл.	Метод восстановления давления	Метод установившихся	Профиль притока, источник и ин-ты обводн.	Плстовая температура	ВНС и оценка изменения нергетичности	Контр. ГТК	Положения ГТК
Действующие добывающие																		
в т. ч. фонтанные		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
оборудованные ЭЦН		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
оборудованные ШГН		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
При проведении ремонта или ГТМ:																		
С изменением режима эксплуатации или сменой оборуд.	До начала работ	V	V	V	V	V			V		V	V	V	V	V			
	После работ	V	V	V	V	V	V	V	V		V	V	V	V	V			
С изменением состояния ПЗ	До начала работ	V	V	V	V	V	V	V	V		V	V	V	V	V			
	После работ	V	V	V	V	V	V	V	V		V	V	V	V	V			
С изъятием или приобщением пластов	До начала работ	V	V	V	V	V	V	V	V		V	V	V	V			V	V
	После работ	V	V	V	V	V	V	V	V		V	V	V	V			V	V

Условные обозначения: Δ - один раз в месяц; V - разовые исследования; С-один раз в сутки; □ - один раз в 3 дня; ■ - один раз в 7 дней; ■ - два раза в месяц; ★ - один раз в квартал; ● - один раз в полугодие; ○ - один раз в год; ● - один раз в 2 года; П - профилактические; ● - 1-я стадия / для второй стадии.

Рисунок 11.1. Пример комплекса ПГИС и ГДИС по контролю за разработкой месторождения

Геофизические исследования скважин – это различного рода каротажи, т. е. прослеживание за изменением какой-либо величины вдоль ствола скважины с помощью спускаемого на электрокабеле специального прибора, оснащенного соответствующей аппаратурой.

В скважинах, обсаженных эксплуатационной колонной, выполняются геофизические исследования с решением задач, направленных на изучение целостности и герметичности эксплуатационной колонны, качества цементирования, следующими методами: ГК, ЛМ, АКЦ, ЦМ, СГДТ, термометрия. Предусматривается проведение исследований, обеспечивающих контроль за качеством

испытания и освоения скважин (определение фактических интервалов перфорации, дебита и его состава, профиля притока и проницаемости, мест заколонных перетоков), следующими методами: радиоактивные (НКТ, ГК); магнитным локатором муфт; термометрия; дебитометрия; резистивиметрия; шумометрия; барометрия.

Одна из приоритетных задач промышленной геофизики – идентификация интервалов притока в зависимости от типа и структуры эффективной емкости коллектора, представленного порами, трещинами и кавернами. Учитывая то обстоятельство, что изменение депрессии влияет на продуктивность скважины, планируется проведение исследований по определению профиля протока на разных режимах, позволяющих оценить характер происходящих в пласте изменений для выбора наиболее оптимальных режимов работы скважины.

Контроль за техническим состоянием колонны, как отдельная задача, проводится по мере необходимости.

Методы ПГИ решают следующие вопросы контроля за разработкой месторождения:

- контроль за выработкой пластов при вытеснении нефти (определение профиля притока, оценка состава притока, определение текущего или остаточного нефтенасыщения пласта, оценка параметров вытеснения для вырабатываемых толщин);
- проведение технологического контроля работы скважины (оценка работы подземного оборудования, оценка состояния продукции в стволе работающей скважины, определение межпластовых перетоков);
- технический контроль состояния скважины (уточнение положения элементов конструкции, оценка состояния труб вне продуктивных интервалов, выявление негерметичности колонн и уточнение границ фильтра, контроль качества цементажа);
- контроль интенсификации (оценка эффективности очистки забоя, оценка эффективности вскрытия пласта, оценка эффективности очистки ПЗП, оценка эффективности других мероприятий по изменению технического состояния скважины).

Методы ПГИ включают все исследования, выполняемые в скважинах с использованием каротажного кабеля и регистрирующей аппаратуры каротажной станции, и проводятся в скважинах: вышедших из бурения, обсаженных колонной, до их перфорации;

добывающих при освоении; добывающих, эксплуатирующихся фонтанным или механизированным способом; добывающих после проведения ГТМ.

Геофизические методы, применяемые для исследования скважин с целью контроля разработки, классифицируются по объектам исследования следующим образом:

- оценка характера насыщенности коллектора (нейтронные методы, гамма-каротаж, углеродно-кислородный каротаж (СО);
- оценка скорости потока и состава жидкости в стволе скважины (плотнометрия, резистивиметрия, влагометрия, гидродинамическая и термокондуктивная расходометрия);
- определение качества изоляции заколонного пространства (акустическая и гамма-цементометрия, термометрия), контроль за разработкой залежей и месторождений (определение герметичности эксплуатационной колонны, работающих интервалов, наличие заколонных перетоков, контроль положения ВНК, профиля притока и приемистости и т. д.).

Контроль за разработкой гидродинамическими методами. Они основаны на изучении параметров притока жидкости или газа к скважине при установившихся или при неустойчивых режимах ее работы. К числу таких параметров относятся дебит или его изменение и давление или его изменение. Поскольку при гидродинамических методах исследования процессом охватывается вся зона дренирования, то результаты, получаемые при обработке этих данных, становятся характерными для радиусов, в сотни раз превышающих радиусы охвата при геофизических методах.

Гидродинамические методы исследования выполняются техническими средствами и обслуживающим персоналом нефтедобывающих предприятий. Они разделяются на исследования при установившихся режимах работы скважины (так называемый метод пробных откачек) и на исследования при неустойчивых режимах работы скважины (метод прослеживания уровня или кривой восстановления давления). КВД на забое скважины записывается регистрирующим скважинным манометром с автономной или дистанционной записью показаний. Такой манометр, спускаемый на забой скважины до ее остановки.

Исследование при установившихся режимах позволяет получить важнейшую характеристику работы скважины – зависимость

притока жидкости от забойного давления или положения динамического уровня. Без этой зависимости невозможно определить обоснованные дебиты скважины и технические средства для подъема жидкости. Параметры пласта, определенные по КВД описанным методом, характерны для удаленных зон пласта. Аналогично методом неустановившихся режимов исследуются нагнетательные скважины. Поскольку в нагнетательных скважинах ствол полностью заполнен жидкостью, то погрешности, связанные с явлениями последующего притока, в данном случае не возникают. Кроме того, отсутствие газированного столба жидкости в скважине позволяет измерять давления непосредственно на устье, добавляя к этим показаниям гидростатическое давление столба жидкости в скважине.

Для снятия КВД нагнетательной скважины, работавшей длительное время с дебитом Q , в принципе достаточно на устье закрыть задвижку, т. е. прекратить закачку и снять кривую падения давления $\Delta P = f(t)$ на устье. Величина ΔP определяется как разность между давлением на устье при установившемся режиме закачки, т. е. давлением нагнетания, и текущим давлением на устье после прекращения закачки.

Аналогичные приемы используются и для так называемого гидропрослушивания пласта. В этом случае в одной скважине вызывается возмущение, т.е. пуск или остановка (начало закачки или прекращение), а в другой – удаленной или в нескольких скважинах – реагирующих, фиксируется изменение давления во времени. Поскольку на подобные возмущения удаленные скважины реагируют слабо, то при гидропрослушивании в реагирующих скважинах измеряют изменения статического уровня с помощью опускаемых приборов – пьезографов.

Исследование при неустановившихся режимах позволяет определить пьезопроводность, а также некоторые особенности удаленных зон пласта, такие как ухудшение или улучшение гидропроводности на периферии или выклинивание проницаемого пласта.

Техника для гидродинамических исследований скважин зависит от способа эксплуатации (фонтан, газлифт, ПЦЭН, ШСН), который накладывает известные технические ограничения на возможности этого метода.

Контроль за разработкой гидрохимическими методами. Методы основаны на наблюдении за химическим составом попутных вод. Они проводятся одновременно с контролем за обводненностью. При этом определяют минерализацию, плотность и характерные компоненты состава попутной воды, а так же содержание искусственных индикаторов, если они подаются в закачиваемую через нагнетательные скважины в пласт воду.

Вывод по лекции

Контроль за разработкой любого месторождения нефти и газа осуществляется на протяжении всего периода добычи и проводится для того, чтобы получить надежную информацию о текущем состоянии разработки объекта.

Вопросы для самопроверки

1. Применяемые методы геолого-промысловых исследований при разработке залежей нефти.
2. Дать характеристику понятию «геолого-промысловый контроль».
3. Какие существуют виды исследований и измерений по контролю за разработкой залежей нефти и газа?
4. Какова периодичность проведения исследований?

ЛЕКЦИЯ 12

Геолого-промысловый контроль за разработкой отдельных эксплуатационных объектов

План лекции

1. Контроль за фондом скважин при разработке месторождения.
2. Контроль за дебитами и приемистостью скважин, обводненностью продукции, газовым фактором. Контроль за энергетическим состоянием залежи.
3. Контроль за перемещением ВНК и заводнением нефтяных пластов. Контроль за текущей нефтеотдачей.
4. Контроль за разработкой отдельных эксплуатационных объектов и залежей со сложным геологическим строением.
5. Особенности геолого-промыслового контроля при разработке газовых и газоконденсатных месторождений.

Контроль за фондом скважин при разработке месторождения. Фонд скважин каждого действующего объекта находится в постоянном движении. Изменяется общее количество добывающих скважин: обычно на I, II стадиях разработки, а иногда и на III стадии оно постепенно возрастает, на IV стадии – уменьшается. Количество нагнетательных скважин по мере развития системы заводнения возрастает.

Скважины могут переходить из одной группы в другую, например, после обводнения добывающей скважины ее переводят в нагнетательные.

В процессе разработки залежей (месторождений) нефти и газа изменяется состояние скважин, в частности, в основном они должны находиться в работе, но могут быть в ремонте или простаивать по различным причинам.

Для регистрации движения фонда скважин на конец каждого квартала и года по эксплуатационному объекту и месторождению в целом составляется отчет «Фонд скважин» раздельно для фондов нефтяных и газовых скважин. В фонде скважин выделяется *эксплуатационный фонд и другие группы скважины* (рис. 12.1).

Эксплуатационный фонд – основная часть фонда, включающая скважины для добычи из них продукции:

- *действующие добывающие*, давшие продукцию в последнем месяце отчетного периода;

- *бездействующие добывающие*, ранее эксплуатировавшиеся на нефть (газ), но не давшие продукцию в последнем месяце отчетного периода;

- *находящиеся в капитальном ремонте после эксплуатации*, т.е. выбывшие из действующих скважин, на которых на конец месяца проводились работы по ремонту;

- *находящиеся в ожидании капитального ремонта*, т.е. которые простаивали в течение календарного месяца;

- *осваиваемые или ожидающие освоения после бурения*, принятые после бурения для последующей их эксплуатации на нефть (газ), а также скважины, переведенные для этой цели из числа нагнетательных, специальных, законсервированных и др., если они ранее никогда продукции не давали и др.

№ п/п	Состав фонда	Число скважин
<i>Эксплуатационный фонд</i>		
1	Дающие нефть (газ)	
2	Остановленные в последнем месяце отчетного квартала из числа давших добычу в этом месяце	
3	В том числе находящиеся в ремонте	
4	Итого действующих (1+2)	
5	Выбывшие из действующих в отчетном году	
6	Выбывшие из действующих в предыдущие годы	
7	В том числе находящиеся в ремонте	
8	Итого бездействующих (5+6)	
9	Осваиваемые и ожидающие освоения после бурения	
10	В том числе находящиеся в работах по освоению	
11	Всего эксплуатационный фонд скважин (4+8+9)	
<i>Другие группы скважин</i>		
12	Нагнетательные	
13	В том числе действующие	
14	Специальные (контрольные оценочные)	
15	Водозаборные и дающие иодобромную и техническую воду	
16	Поглощающие для сброса сточных вод и прочие	
17	Находящиеся в консервации	
18	Находящиеся в ожидании ликвидации	
19	Ликвидированные после эксплуатации	
20	Ликвидированные после бурения	

Рисунок 12.1. Форма отчета по фонду скважин

В другие группы скважин входят скважины, не предназначенные и не используемые для эксплуатации на нефть или газ и включают скважины:

- *нагнетательные*;
- *находящиеся в консервации*, которые в какой либо период не могут быть использованы ни для какой цели и на которые в связи с этим оформлено разрешение консервации на определенный срок;
- *находящиеся в ожидании ликвидации*, на которых проводят работы по ликвидации, или скважины, документы на ликвидацию которых направлены в соответствующие органы;
- *ликвидированные*, ликвидация которых оформлена в соответствующем порядке и ликвидационные работы, на которых уже выполнены, делятся на ликвидированные после эксплуатации и после бурения и др.

Контроль за дебитами и приемистостью скважин, обводненностью продукции, газовым фактором. Контроль за энергетическим состоянием залежи.

При разработке месторождений нефти и газа обязателен высокий уровень организации контроля за дебитами скважин по нефти, газу и жидкости, их продуктивностью, обводненностью скважин, газовым фактором (по нефтяным скважинам), приемистостью нагнетательных скважин.

Дебит скважины по жидкости (безводной – по нефти, обводненной – по нефти и воде) измеряется в т/сут с помощью автоматизированных групповых установок типа "Спутник". Пользование такими установками позволяет устанавливать отдельно количество нефти и попутной воды в общем дебите скважины по жидкости. В результате определяют обводненность продукции скважины, т.е. содержание воды в жидкости. При недостаточно надежной работе системы "Спутник" обводненность продукции скважин определяют по пробам жидкости, отобранным 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 – турбинным счетчиком или дифференциальным манометром с дроссельным устройством, устанавливаемым на выходе из трапа. В последнее время появляются новые более совершенные замерные устройства отечественных и иностранных производителей.

Промысловый газовый фактор (в м³/т) вычисляют как отношение дебита попутного газа к дебиту сепарированной нефти.

Приемистость водонагнетательной скважины (в м³/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.

Дебиты скважин при добыче природного газа измеряют на групповых или централизованных газосборных пунктах с помощью расходомеров разных конструкций, часто называемых дифманометрами, – поплавковыми, мембранными, сильфонными. 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).

При разработке многопластовых эксплуатационных объектов или объектов большой толщины большое значение имеет определение рассмотренных показателей раздельно по пластам и интервалам пласта. В добывающих и нагнетательных скважинах эту задачу решают, главным образом, применяя аппарат для глубинной потокометрии и термометрии.

Вопросы техники, технологии контроля за рассмотренными показателями работы скважин и пластов в них, а также приемы интерпретации получаемых замеров излагаются в инструкциях 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).

Контроль за энергетическим состоянием залежи. Энергетические ресурсы залежи на каждом этапе ее разработки характеризуются значением *пластового давления Р_{пл}*. С началом эксплуата-

ции 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, устанавливающееся 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 – важная часть контроля за разработкой залежи. Для оценки динамики изменения пластового и забойного давлений в зонах отбора и закачки, необходимо произвести надежные замеры начальных пластовых давлений в скважинах перед пуском их в регулярную эксплуатацию.

Для определения пластового давления необходимо производить замеры ежеквартально. Наряду с проведением гидродинамических исследований методами ИК, КВД, а также в зависимости от конструкции скважин, способа её эксплуатации, технического состояния установленного оборудования, контроль за энергетическим состоянием залежи (замер забойного и пластового давления) осуществляется:

- по данным прямого измерения глубинными манометрами непосредственно на забое скважины. Прямые измерения забойного, пластового давления и температуры проводятся в скважинах фонтанного, механизированного фонда стандартными или малогабаритными глубинными манометрами;

- по данным замеров динамического и статического уровня жидкости, устьевого давления и последующего их пересчета.

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 – оно 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:

$$P_{пл.пр.} = P_{пл.з.} \pm \rho gh, \quad (12.1)$$

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.

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.

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.

Контроль за перемещением ВНК и заводнением нефтяных пластов. Контроль за текущей нефтеотдачей. Контроль разработки продуктивных пластов предусматривает непрерывный на протяжении всей разработки сбор и обобщение данных о характере внедрения воды в пласты эксплуатационного объекта.

К задачам контроля заводнения относятся:

- установление на определенную дату (обычно на начало каждого года) положения границ той части залежи, из которой нефть вытеснена водой, т.е. определение текущего положения ВНК, контуров нефтеносности и положения границ раздела между закачиваемой водой и нефтью;

- определение скорости передвижения воды в пластах;

- определение коэффициента нефтеизвлечения в заводненном объеме.

Эти задачи решаются на основе данных исследования скважин. В настоящее время нет универсального метода, позволяющего фиксировать положение текущих границ внедряющейся в залежь воды. Поэтому необходимо применять комплекс методов и обобщать полученные результаты. Для каждой залежи, исходя из геологических предпосылок, необходимо применять свою систему контроля.

Наиболее эффективными методами контроля за перемещение ВНК и заводнением нефтяных пластов являются:

- 1. Контроль по данным обводнения скважин:* предусматривает определение границ внедрения воды на основе систематического наблюдения за обводнением добывающих скважин. Этот метод прост и не требует применения глубинных приборов. Обводненность продукции определяется путем исследования проб жидкости, отбираемой на устье скважины.

- 2. Гидрохимические методы контроля:* основаны на наблюдении за химическим составом попутных вод. Они проводятся одновременно с контролем за обводненностью. При этом определяют

минерализацию, плотность и характерные компоненты состава попутной воды, а так же содержание искусственных индикаторов, если они подаются в закачиваемую через нагнетательные скважины в пласт воду.

3. *Промыслово-геофизические методы*: можно разделить на две большие группы – электрометрические и радиометрические. В скважинах при помощи электрометрических методов (БКЗ, СП, ГМ, ИНГМ) достаточно уверенно определяют текущее положение ВНК или выделяют интервалы пластов, заводненные минерализованными водами.

Основными промыслово-геофизическими методами определения заводнения пластов служат нейтронные методы, широко применяются методы НГМ и ННМ. Они дают возможность отличать интервалы пластов, насыщенных нефтью или пресной водой, от интервалов, насыщенных пластовой минерализованной водой.

Появление воды, вытесняющей нефть, вытесняющей нефть в ранее безводных скважинах может означать следующее. Если скважина расположена в водонефтяной зоне и в ней перфорирована верхняя часть нефтенасыщенной толщины пласта, то начало её обводнения связано с подъемом ВНК и совпадает с моментом, когда ВНК достигает нижних перфорированных отверстий.

Для определения текущего положения ВНК в пределах интервала перфорации по данным о доле воды в продукции скважины предложены различные формулы и эмпирические зависимости. Однако точность определения ВНК очень низка. Поэтому показатели обводненности пригодны только для качественных заключений. Если обводненность низкая, то считают, что текущий ВНК расположен в нижней части интервала перфорации, если обводненность высокая, то ВНК находится ближе к верхним перфорационным отверстиям.

Появление пластовой воды в скважине, расположенной в пределах внутреннего контура нефтеносности, указывает на перемещение этого контура в связи с подъемом ВНК. Зная моменты прохождения текущего контура через определенные скважины, можно фиксировать его положение на различные даты и определять скорость движения на различных участках залежи.

На основе полученных данных строятся карты заводнения пласта на определенную дату (например, на начало года).

Контроль за разработкой отдельных эксплуатационных объектов и залежей со сложным геологическим строением.

Рассмотренные выше виды исследований в эксплуатационных или нагнетательных скважинах не всегда достаточны для обеспечения полноценного контроля за разработкой месторождений нефти. И прежде всего, рассмотренный комплекс исследовательских работ не обеспечивает контроль за разработкой группы пластов, объединенных в один объект разработки с целью эксплуатации их единой системой скважин. Определенные этими методами дебиты и соответствующие им забойные, пластовые давления и другие параметры работы скважин при эксплуатации нескольких пластов, объединенных в один объект разработки, характеризуют объект в целом.

Однако каждый пласт в зависимости от коллекторских свойств, состава нефти и других особенностей проявляет себя в эксплуатации самостоятельно (разные темпы падения пластового давления, добыча). Не учёт индивидуальных особенностей пластов в отдельности может приводить к их неравномерной выработке. Так, пласты с лучшими коллекторскими свойствами и высокой продуктивностью лучше отдают нефть (вырабатываются быстрее), по этим пластам в первую очередь происходит обводнение эксплуатационных скважин, в отличие от пластов с низкими коллекторскими свойствами, содержащими значительные остаточные запасы нефти.

Неравномерная выработка запасов нефти может наблюдаться и в одном мощном неоднородном пласте, в котором нефть в первую очередь поступает в скважину из части пласта с лучшими коллекторскими свойствами и к прорыву закачиваемой воды к эксплуатационным скважинам. Вышеперечисленные явления имеют место и при разработке газовых месторождений.

Для контроля за разработкой месторождений сложного строения (особенно многопластовых) необходимо не только детальное изучение их геологического строения и своевременное проведение исследований обычными методами, но и применение более совершенных видов исследований, таких как:

1. Метод радиоактивных изотопов: применяется для выявления пластов, принимающих воду в нагнетательных скважинах. Состоит в том, что в нагнетаемую воду добавляют радиоактивное вещество, часть которого адсорбируется на породе принимающих ее пластов. В результате на диаграммах гамма-каротажа (ГК), сня-

тых после закачки изотопов, эти пласты выделяются резкими радиоактивными аномалиями. Сравнивая диаграммы ГК до и после закачки изотопов, можно с большой степенью надежности выделить работающие и неработающие пласты (рис.12.2).

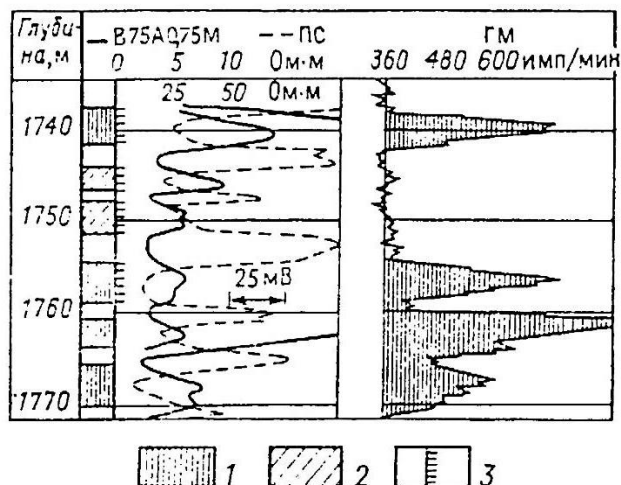


Рисунок 12.2. Результаты исследования нагнетательной скважины радиоактивными изотопами
Пласты: 1 – работающие; 2 – неработающие; 3 – интервал перфорации

Принимающие воду пласты также выделять путем закачки вместе с водой веществ, обладающих аномально высоким сечением захвата тепловых нейтронов и фиксируемых в пластах методом импульсного нейтронного каротажа (ИНК).

Недостаток метода: обеспечивает только качественную картину приемистости пластов, отсутствие количественного выражения, поэтому метод применяется ограниченно.

2. *Метод механической потокометрии:* применяется в нагнетательных и добывающих скважинах весьма широко с целью изучения пластов, для этого используются механические регистрирующие приборы – глубинные расходомеры и дебитомеры, спускаемые в скважину, перемещаемые вдоль перфорированного интервала и фиксирующие скорость потока по стволу скважины. Основным узел прибора – датчик турбинного типа (вертушка), реже поплавкового, дискового или других типов. Частота вращения вертушки пропорциональна расходу жидкости, проходящей через сечение

скважины в точке установки прибора. Перемещая прибор по стволу скважины и замеряя скорость вращения вертушки, устанавливают количество жидкости, перемещающейся на разных глубинах.

Такой вид исследования позволяет определить приток жидкости вдоль интервала вскрытия в добывающих скважинах (профили притока) и интенсивность поглощения в нагнетательных скважинах (профили поглощения). Эти исследования, как правило, дополняются одновременным измерением влагосодержания потока (% воды), давления, температуры и их распределением вдоль ствола скважины.

Данные замеров представляются в виде интегральных кривых, показывающих изменение по глубине ствола скважины суммарного дебита (расхода), или в виде дифференциальных профилей притока (расхода), показывающих дебиты (приемистость) каждого пласта.

Все гидродинамические и дебитометрические исследования сравнительно легко осуществляются в фонтанных, газлифтных и нагнетательных скважинах, так как при этом доступ к забою через НКТ открыт и спуск приборов на забой не составляет больших технических трудностей. При других способах эксплуатации (ПЦЭН, ШСН) спуск измерительного прибора через НКТ невозможен, поэтому исследование таких скважин (а их подавляющее большинство) связано с техническими трудностями и имеет особенности.

На рис. 12.3 показан профиль притока по добывающей скважине, в которой перфорировано три пласта, а дебитомер фиксирует приток жидкости только из двух верхних пластов. На рисунке 12.4 приведен профиль приемистости нагнетательной скважины, в которой перфорировано три пласта. Из них воду принимает только нижний, наиболее мощный высокопроницаемый пласт.

3. *Метод термокондуктивной потокометрии:* основан на зависимости температуры специального датчика глубинного прибора от скорости проходящего потока жидкости. Термодатчиком служит резистор, нагреваемый током до температуры выше окружающей среды. Результаты измерений в скважинах, проводимых термокондуктивными дебитомерами-расходомерами, также представляются обычно в виде кривых, характеризующих профиль притока (расхода) в продуктивном интервале.

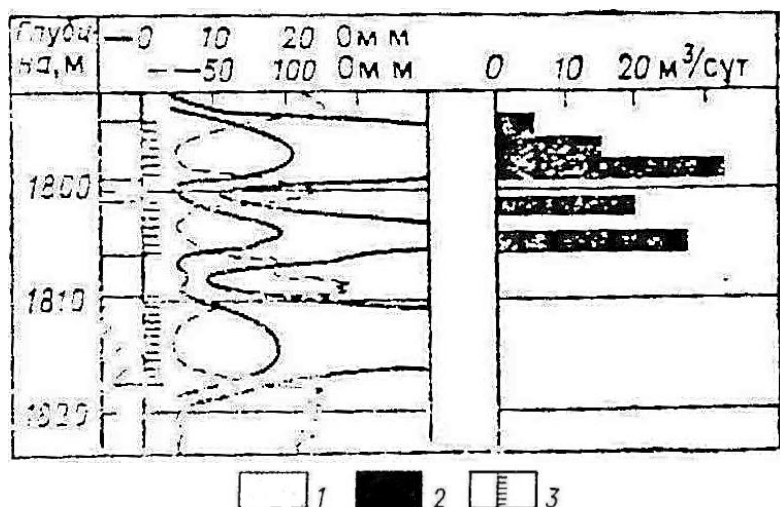


Рисунок 12.3. Профиль притока в добывающей скважине по данным исследования глубинным дебитомером
Пласты: 1 – неработающие; 2 – работающие; 3 – интервал перфорации

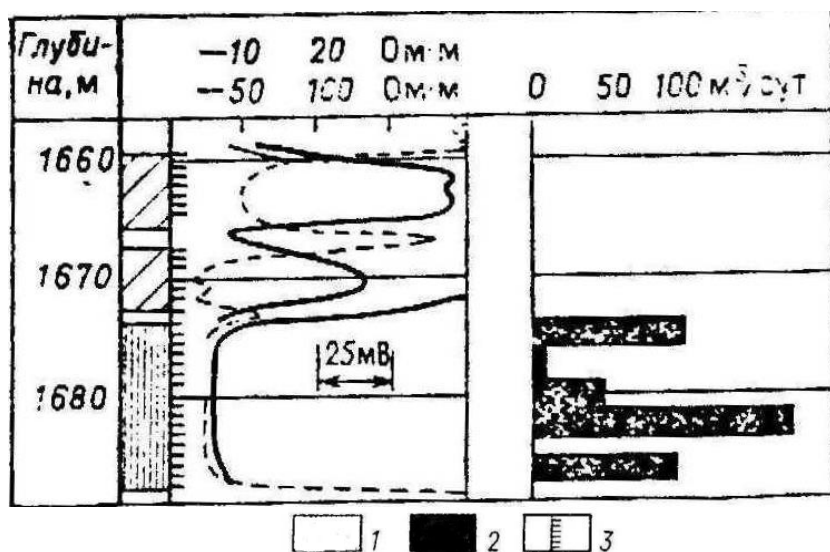


Рисунок 12.4. Профиль приемистости нагнетательной скважины по данным исследования глубинным расходомером
Пласты: 1 – неработающие; 2 – работающие; 3 – интервал перфорации

Этот метод в отличие от метода механической потокометрии менее точен и может быть использован для качественной оценки, т.е. для выделения работающих и неработающих пластов.

4. *Термометрический метод*: основан на снятии температурных кривых в продуктивной части разреза для выделения работающих и неработающих пластов. Более эффективен в нагнетательных скважинах. Предполагает, что в стволе нагнетательной скважины устанавливается наведенный тепловой режим, отличающийся от природного, и температурная кривая приобретает вид почти вертикальной линии с характерным изломом против подошвы нижнего поглощающего пласта. После прекращения закачки напротив не принимающих воду интервалов разреза происходит быстрое восстановление температуры, а напротив поглощающих интервалов температура длительное время остается сниженной. На температурной кривой, снятой при остановке скважины, поглощающие пласты четко фиксируются отрицательными аномалиями температуры.

На рис.12.5 приведена термограмма нагнетательной скважины, снятая через некоторое время после прекращения закачки, где видно, что из трех перфорированных пластов в скважине воду принимает только один – средний. Выделение работающих пластов по термограммам в добывающих скважинах, полученным при их работе, менее надежно, так как распределение температуры по ее стволу определяется рядом факторов: дроссельным эффектом, калориметрическим смешиванием жидкости, поступающей в скважину из пластов с разной температурой, теплообменов восходящего потока с окружающими ствол скважины горными породами.

Дроссельный эффект – изменение температуры в разрезе скважины напротив работающего пласта при отсутствии подвода или отвода от него тепла, используется в промысловой практике для установления зон притока нефти, воды и газа. При поступлении нефти и воды наблюдается разогрев работающего интервала, а при поступлении газа – охлаждение.

Дроссельный эффект также наблюдается при наличии в скважине затрубной циркуляции и прорыве газа или жидкости в ствол скважины через отверстия.

Термограмма действующей скважины с одним работающим пластом имеет простой вид: напротив подошвы работающего пла-

ста за счет проявления дроссельного эффекта наблюдается сдвиг температурной кривой T на величину Δt по сравнению с естественной геотермой (T_0) (рис. 12.6). Кровля работающего пласта на термограмме не выделяется.

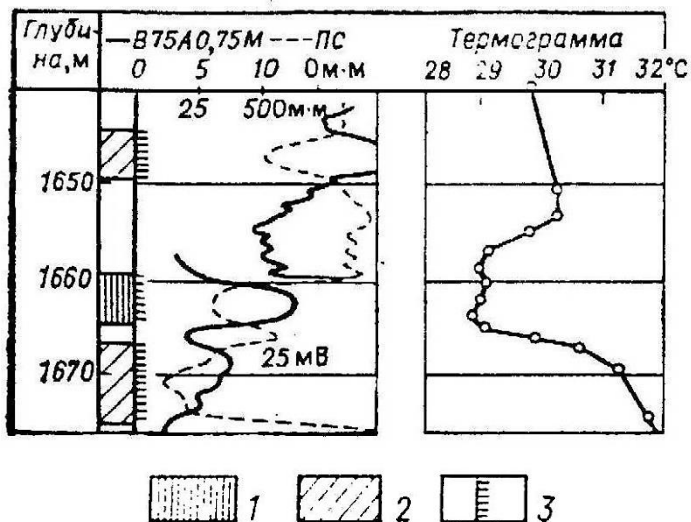


Рисунок 12.5. Термограмма нагнетательной скважины
Пласты: 1 – работающие; 2 – неработающие; 3 – интервал перфорации

В добывающей скважине с несколькими работающими пластами поступление жидкости из верхних пластов отмечается скачкообразным изменением угла наклона термограммы к оси глубин, связанным с калориметрическим смешиванием двух потоков – восходящего и притекающего из пластов (рис. 12.7).

5. *Метод фотоколориметрии нефти:* основан на определении коэффициента светопоглощения нефти ($K_{сп}$), зависящего от содержания в нефти окрашенных веществ (смола и асфальтенов). Этот коэффициент определяют путем исследования пробы нефти, отобранной на устье скважины с помощью фотоколориметра.

Величина $K_{сп}$ изменяется в широких пределах по площади и толщине, увеличиваясь от свода к периферии залежи и от кровли к подошве пласта: из скважин добывается «меченая» нефть, обладающая определенными свойствами в каждой точке пласта.

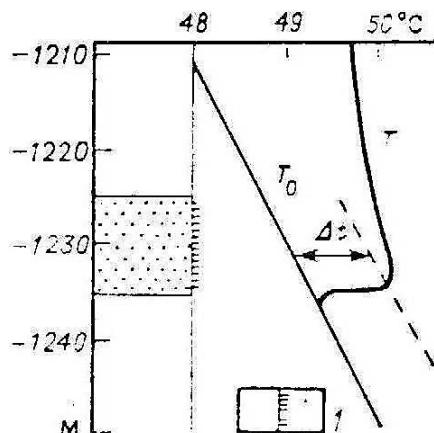


Рисунок 12.6. Проявление дроссельного эффекта на термограмме действующей добывающей скважины с одним работающим пластом
1 – интервал перфорации; T_0 – геотерма; T – термограмма

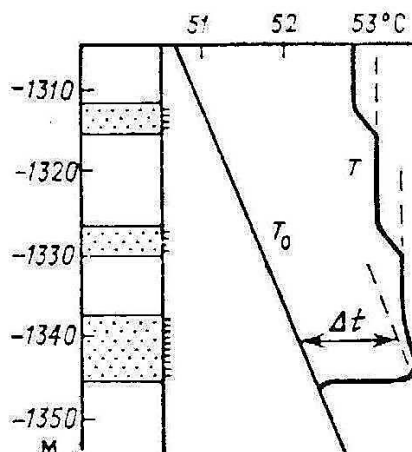


Рисунок 12.7. Термограмма действующей добывающей скважины с дроссельным эффектом напротив нижнего пласта и эффектом калориметрического смешивания жидкости напротив двух верхних пластов
 T_0 – геотерма; T – термограмма

Путем периодического построения карт значений $K_{сп}$ нефти в изолиниях и их сопоставления можно судить о направлении линии тока жидкости в пласте и скорости ее движения. Учитывая резкое

различие Ксп нефтей разных пластов, по величине Ксп можно судить, какие пласты работают на дату замера.

6. Метод, основанный на использовании нейтронного каротажа, с помощью которого также выделяют работающие и неработающие пласты. Принцип метода – в ПЗП остается фильтрат промывочной жидкости, попавшей при бурении или ремонте скважин, эта зона на диаграммах НГМ – ННМт выделяется как водоносная. Если скважина дает безводную нефть, значит, эти пласты не участвуют в работе скважины.

На рис. 12.8 приведен пример выделения работающих и неработающих пластов в безводной эксплуатационной скважине нейтронными методами (комплекс НГМ – ННМт), где верхние три просоя выделяются как нефтеносные (работающие). Нижний, нефтеносный по данным электрометрии, перфорированный пласт, не работает, т.к. на диаграммах радиометрии он выделяется как водоносный. Поскольку скважина работает безводной нефтью, можно полагать, что пласт загрязнен фильтратом раствора, а это указывает, что приток из него не вызван.

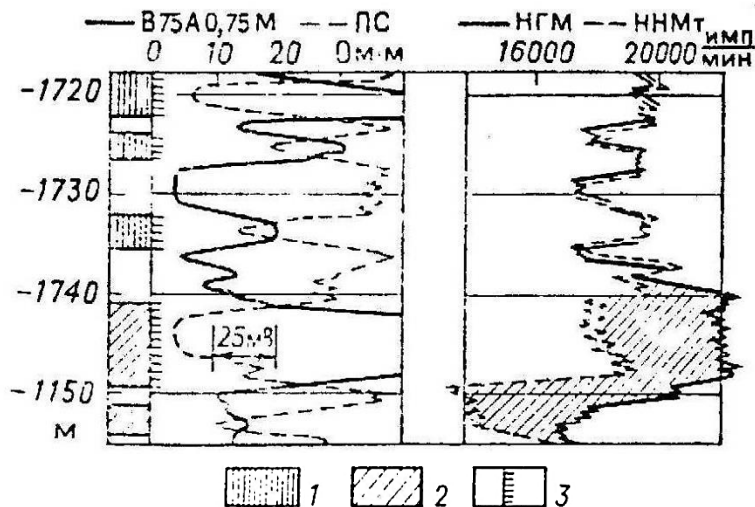


Рисунок 12.8. Определение неработающих пластов в добывающей скважине по данным комплекса НГМ – ННМт
Пласты: 1 – работающие; 2 – неработающие; 3 – интервал перфорации

7. Метод гидропрослушивания пласта: основан на установлении степени гидродинамической связи в пластах по скорости передачи изменения давления, которое достигается путем резкой остановки какой-либо высокопродуктивной скважины. После этого на другом участке пласта в ранее остановленной скважине фиксируется давление, время и степень реакции на остановку этой высокопродуктивной скважины. Этим методом устанавливается гидродинамическая связь между отдельными участками нефтяной залежи, а также между законтурной и нефтяной частями пласта, связь между двумя пластами. В последнем случае для этого используют импульс изменения давления, создаваемый в одном пласте и следят за изменением давления в скважинах, работающих с выше- или нижерасположенным пластом. Так удается установить наличие слияния двух продуктивных пластов по так называемым литологическим окнам, по которым возможны межпластовые перетоки и преждевременное обводнение продуктивных пластов.

Особенности геолого-промыслового контроля при разработке газовых и газоконденсатных месторождений. Комплекс параметров, контролирующихся в процессе разработки газовых или газоконденсатных месторождений определяется:

1. *Стадией разработки залежи*, в частности, на ранней стадии разработки, совпадающей с периодом опытно-промышленной эксплуатации контролируются и уточняются следующие параметры, необходимые для составления проекта разработки залежи:

- начальные запасы газа, газоконденсата;
- режим работы залежи;
- геологическое строение продуктивного горизонта (неоднородность, коллекторские свойства и др.);
- условия, определяющие оптимальные дебиты скважин.

На второй (основной) стадии, которая совпадает с периодом промышленной эксплуатации, контролируются и уточняются следующие параметры:

- начальные запасы газа, газоконденсата;
- величина текущей и конечной газо- и конденсатоотдачи;
- геологическое строение продуктивного горизонта и водонапорного бассейна;
- режим работы залежи;

- темп и характер внедрения в залежь пластовых вод.

Контроль за продвижением (внедрением) пластовых вод осуществляется замерами количества извлекаемых с газом воды, геофизическими методами (термометрия, ИННК, дебитометрия), а также геохимическими методами – наблюдения за изменением минерализации, в частности, содержанием ионов хлора в добываемой с газом воде. Момент появления пластовой воды фиксируется резким всплеском кривой минерализации (содержания ионов хлора в воде) во времени. В конденсационных и смешанных (конденсационные и пластовые) водах минерализация (содержание ионов хлора) характеризуется невысокими величинами. В газоконденсатных залежах началу обводнения скважин предшествует период повышенного содержания газоконденсата в добываемом газе.

Совмещая положения текущих контуров газоносности с картой изопахит можно оперативно подсчитать обводненный объем залежи и оценить остаточную газонасыщенность за пределами фронта внедряющихся вод.

На третьей (поздней) стадии разработки, когда уже выявлены особенности геологического строения, режимы работы залежи и характер внедрения пластовых вод контролируются снижение темпов отбора газа, положение и размеры локализованных газонасыщенных зон. Такой контроль необходим для выяснения целесообразности бурения скважин.

Таким образом, если рассматривать процесс разработки газового или газоконденсатного месторождения в целом, то можно отметить, что геолого-промысловый контроль позволяет решать следующие основные задачи:

- установление режима работы залежи;
- оценка текущего коэффициента извлечения газа и прогноз извлекаемых запасов;
- изучение характера и интенсивности продвижения пластовых вод;
- изучение характера выработанности продуктивного пласта и выявление участков залежи, не охваченных разработкой.

2. *Сложностью геологического строения продуктивного горизонта.*

3. *Режимом работы залежи:* для установления режимов работы газовых и газоконденсатных залежей строят графики разра-

ботки, при этом при газовом режиме по графику разработки можно определить извлекаемые запасы газа.

4. Особенности водонапорной системы.

Вывод по лекции

В процессе выработки запасов нефти и газа условия в залежах и скважинах изменяются. Скважины обводняются, пластовое давление снижается, газовые факторы могут изменяться. Это заставляет постоянно получать непрерывно обновляющуюся информацию о скважинах, пласте или нескольких пластах, являющихся объектом разработки. От наличия такой достоверной информации зависит правильность принимаемых решений по осуществлению на скважинах или на объекте разработки или на отдельных частях такого объекта тех или иных геолого-технических мероприятий.

Вопросы для самопроверки

1. Дать определение понятию «фонд скважин».
2. Как осуществляется контроль за фондом скважин?
3. Как осуществляется контроль за дебитами и приемистостью скважин фондом скважин?
4. Как осуществляется контроль за обводненностью продукции и газовым фактором?
5. Как осуществляется контроль за энергетическим состоянием залежей углеводородов?
6. Как осуществляется контроль за контролем за перемещением ВНК и заводнением нефтяных пластов?
7. Методы контроля за разработкой отдельных эксплуатационных объектов и залежей со сложным геологическим строением.
8. Перечислите особенности геолого-промыслового контроля при разработке газовых и газоконденсатных месторождений.

ЛЕКЦИЯ 13

Анализ, обобщение и систематизация геолого-промысловой информации

План лекции

1. Геолого-промысловая документация по добыче нефти, газа и попутных компонентов.

2. Промыслово-геологический анализ состояния разработки залежей. Обобщение и систематизация геолого-промысловой информации.

Геолого-промысловая документация по добыче нефти, газа и попутных компонентов. 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) 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.

Различается геолого-промысловая документация отдельно по скважинам и объектам разработки в целом. Все стороны процесса эксплуатации каждой скважины систематически отражаются в следующих документах:

- эксплуатационная карточка (карточка добывающей скважины);
- карточка нагнетательной скважины;
- карточка по исследованию скважины;
- паспорт скважины.

В *эксплуатационной карточке* (рис.13.1) добывающей скважины отмечаются: 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 и фиксируются: добыча нефти; добыча воды; обводненность месячной продукции; число часов работы и про-

стоя; среднесуточные дебиты скважины по жидкости и нефти; значения среднего газового фактора.

В *карточке нагнетательной скважины* (рис. 13.2) 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 нагнетания воды.

Месторождение Начало бурения Глубина скважин
Скважина № Конец бурения Искусственный забой
Пласт Вступление в эксплуатацию

Год и месяц	Добыча за месяц, т		Добыто сначала эксплуатации, тыс. т		/% воды	Добыча газа, тыс. м ³	Газовый фактор, м ³ /т	Способ эксплуа- тации
	исфти	воды	нефти	воды				
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Рисунок 13.1. Форма эксплуатационной карточки

В *карточку по исследованию скважины* вносят: дату и вид исследования (замера); данные о режиме работы скважины и внутрискважинного оборудования в период исследования; глубину и продолжительность замера; тип прибора; результаты проведенных замеров.

Месторождение Скважина № Глубина
Диаметр колонны Альтитуда
Начало нагнетания Удлинение

Год	За год			С начала нагнетания		Давление наг- нетания, МПа	Примечание
	Среднесуточ- ная закачка, м ³	Объем закач- ки, м ³	Продолжи- тельность работы, сут	Объем закач- ки, м ³	Продолжи- тельность работы, сут		
1	2	3	4	5	6	7	8

Рисунок 13.2. Форма карточки нагнетательной скважины

Паспорт скважины – основной документ, отражающий всю историю скважины с начала ее бурения до ликвидации и содержащий следующие данные:

- общие сведения (назначение скважины; ее 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 ГИС; схема конструкции скважины; характеристика кривизны);

- характеристику продуктивных пластов и фильтра (глубина кровли и подошвы; интервалы перфорации; характеристика открытого забоя, 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 (описание пород; коэффициенты пористости; проницаемости; нефтегазоводонасыщенности; положение ВНК (ГНК, ГВК);

- результаты исследования нефти (плотность, вязкость, объемный коэффициент, содержание парафина, серы, смол и асфальтенов, место взятия проб), газа (содержание метана, этана, пропана, бутана, высших УВ, углекислого газа, сероводорода, азота, кислорода, плотность при стандартных условиях);

- характеристику способов эксплуатации (период 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, интервалах перфорации, положении искусственного забоя).

Паспорт содержит сводную таблицу работы скважины; месячные и годовые показатели (из карточки скважины); суммарные показатели с начала эксплуатации скважины.

Имея документацию по каждой скважине, обобщаются результаты эксплуатации по всему объекту разработки:

- составляется *эксплуатационная карточка в целом по объекту* (рис.13.3);

- формируется *геологический отчет по эксплуатации скважин*: составляется ежемесячно, состоит из двух частей – по добывающим и нагнетательным скважинам, причем скважины группи-

руют 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 т.д., а в конце отчета приводят итоговые данные по каждому объекту и предприятию в целом;

- составляется *технологический режим работы скважин*: в документе по каждой из действующих скважин среднесуточные показатели фактической работы скважин и показатели, рекомендуемые на предстоящий период;

- составляется *паспорт объекта разработки*, где отражаются показатели добычи нефти (газа) в целом по объекту. В этом документе приводятся сведения, аналогично, как и по отдельным скважинам в паспортах скважин, только указываются средние величины параметров в целом для объекта. Однако приводятся еще и данные о начальных и остаточных запасах нефти (газа), коэффициент извлечения нефти, проектные (по последнему утвержденному проектному документу) и фактические показатели разработки в целом по объекту. С принятием нового проекта проектные показатели на последующие годы корректируются.

Месторождение						Пласт						
Год	Добыча за год, тыс. т		Добыто с начала эксплуатации				Закачано воды, тыс. м ³		Фонд действующих скважин		Число пробуренных скважин	
	нефти	воды	тыс. т		% от запасов нефти		за год	с начала закачки	добывающих	нагнетательных	добывающих	нагнетательных
			нефти	воды	Q _н	Q _в						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Рисунок 13.3. Форма эксплуатационной карточки в целом по эксплуатационному объекту

Названные документы используют для обоснования мероприятий по регулированию разработки залежей нефти и газа.

Промыслово-геологический анализ состояния разработки залежей. Обобщение и систематизация геолого-промысловой информации. Анализ и обобщение результатов исследования экс-

плуатационных, нагнетательных и других скважин дает возможность провести анализ состояния разработки залежи нефти (газа) и принять меры по обеспечению более эффективной их эксплуатации.

Анализ состояния разработки залежей нефти и газа производится периодически на базе систематических исследований скважин и учета добычи нефти, газа, воды.

Задачи анализа разработки следующие:

1. Обработка результатов геофизических, гидродинамических и специальных исследований скважин и пластов.
2. Анализ данных по контролю за разработкой месторождения. Сопоставление и анализ проектных и фактических показателей.
3. Анализ результатов работ по интенсификации добычи.
4. Корректирование отдельных положений проекта разработки или доработки месторождения.

Накопление и обобщение обширной промыслово-геологической информации о месторождении, критический анализ и уточнение этой информации позволяют эффективно корректировать отдельные положения проекта разработки, в частности:

- комплекс исследовательских работ на скважинах и очередность их проведения;
- методы контроля за разработкой;
- необходимое число и местоположение скважин различного назначения;
- комплекс работ по интенсификации добычи.

Основными показателями, определяющими эффективность осуществляемой системы разработки является темп отбора нефти и коэффициент извлечения (нефтеотдача) нефти. В процессе разработки по результатам анализа могут быть выявлены несоответствия между проектными и фактическими показателями разработки, которые обусловлены различными причинами, связанными с разными стадиями разработки месторождения:

- невыполнение плана по эксплуатационному разбуриванию и обустройству месторождения (на первой и частично второй стадиях разработки);
- снижение дебитов скважин из-за быстрой обводненности скважин (третья, четвертая стадии разработки);
- более низкие фактические дебиты скважин из-за резкой неоднородности продуктивных пластов;

- снижение дебитов скважин при ухудшении фильтрационных свойств пласта в ПЗП;

- снижение дебитов при истощении энергетических ресурсов пласта (резкое снижение пластового давления).

Комплексный геолого-промысловый анализ разработки залежи (месторождения) позволяет установить истинные конкретные причины несоответствия между фактическими и проектными показателями и разработать мероприятия по устранению этих несоответствий.

Для систематизации и анализа всего фактического материала, полученного в процессе контроля за разработкой залежи, необходимо составлять следующие графические материалы:

- *карта разработки (карта суммарных отборов)*: составляют обычно один раз в год (на конец года). Для построения карты используют план расположения точек пересечения скважин с кровлей объекта. Точка, обозначающая добывающую скважину, служит центром круга, площадь которого у каждой скважине соответствует в определенном масштабе суммарной добыче нефти и воды из пласта за весь период разработки, т.е. накопленную с начала эксплуатации скважин при разных способах эксплуатации.

В круге выделяется сектор, соответствующий обводненности продукции (1 % обводненности – $3,6^\circ$). Для наглядности части круга закрашивают разными цветами: нефть и газ обычно показывают в желто-коричневых тонах с дифференциацией окраски по способам эксплуатации, попутную и нагнетательную воду – в сине-зеленых тонах с дифференциацией окраски по характеру воды (пластовая, нагнетаемая, чужая). 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 раздельно для каждого пласта. У нагнетательных скважин строится диаграмма закачки воды.

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.

- *карта текущей эксплуатации пласта (карта текущего состояния разработки)*: обычно строят ежеквартально, строится аналогично карте разработки, однако, отличается тем, что на ее диаграммах отображен среднесуточный дебит скважин по жидкости (газу) за последний месяц квартала на дату составления карты. Условные обозначения применяют те же, что и на карте разработки (рис. 13.4);

- *карта изобар*: является одним из важнейших документов, отражающих состояние разработки залежи. О составлении и значении карты изобар при анализе разработки подробно говорилось выше;

- *карта газового фактора*: строится по данным замера этого параметра в эксплуатационных скважинах в виде изолиний периодически (раз в квартал или в полугодие). По этим построениям легко анализировать состояние газового фактора в залежи: зоны аномальных максимальных значений газовых факторов обычно соответствуют частям залежи, где пластовое давление снизилось ниже давления насыщения, поэтому анализ карт газовых факторов следует выполнять совместно с картами изобар. В вышеприведенном случае с целью повышения давления в аномальной зоне необходимо сократить отбор нефти (или даже прекратить эксплуатацию скважин с высокими газовыми факторами) и увеличить закачку воды в пласт;

- *карта обводненности*: строится по данным анализа содержания воды в нефти в изолиниях обводненности (в %), рекомендуется выполнять построение систематически (раз в квартал) с нанесением начального и текущего положения внешнего и внутреннего контуров нефтеносности. Анализ карт обводненности в динамике позволяет установить направление продвижения воды;

- *графики эксплуатации по отдельным скважинам*: строятся в прямоугольной системе координат и представляют кривые изменения во времени добычи нефти (газа), пластового и забойного давлений, обводненности, газового фактора и других параметров, по оси абсцисс откладывают время в годах и месяцах, а по оси ординат – параметры. Рекомендуется кривые по скважине показывать на одном рисунке (графике) с несколькими осями ординат для разных параметров для выявления зависимости изменения одного параметра от другого (рис. 13.5);

- *график разработки залежи*: составляется для эксплуатационного объекта (или месторождения в целом) и представляет со-

бой комплекс кривых, отражающих в масштабе динамику основных годовых (квартальных, месячных) показателей разработки в прямоугольной системе координат (рис. 13.6).

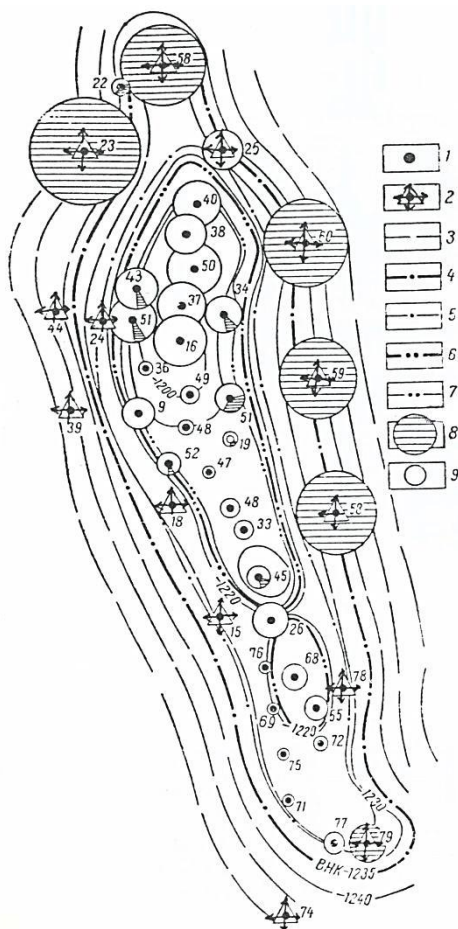


Рисунок 13.4. Пример карты текущей эксплуатации
Скважины: 1 – эксплуатационные; 2 – нагнетательные; 3 – изогипсы кровли пласта; 4 – первоначальный внешний контур нефтеносности; 5 – первоначальный внутренний контур нефтеносности; 6 – текущий внешний контур нефтеносности; 7 – текущий внутренний контур нефтеносности; 8 – доля воды; 9 – доля нефти

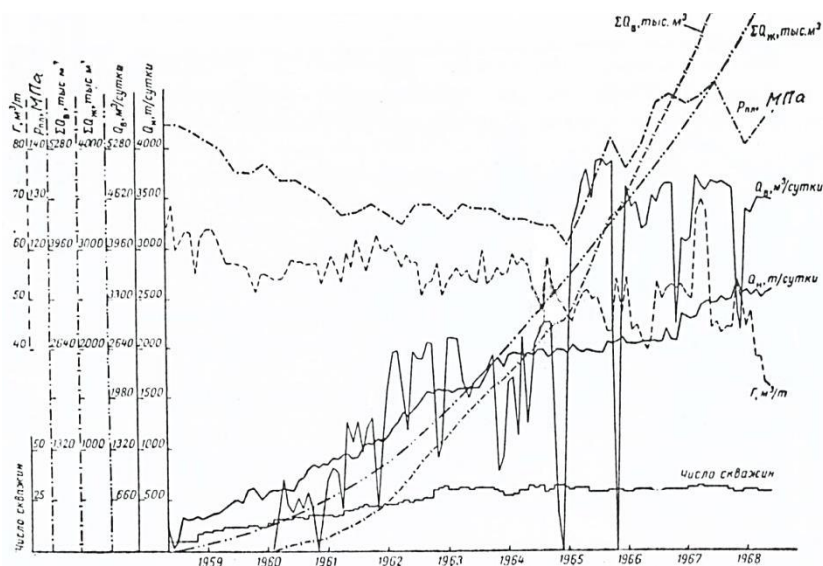


Рисунок 13.6. Пример графика разработки месторождения

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 (бурение дополнительных скважин, увеличение темпов закачки, очаговое заводнение и т. д.).

Вывод по лекции

Анализ и обобщение результатов исследования эксплуатационных, нагнетательных и других скважин дает возможность провести анализ состояния разработки залежи нефти (газа) и принять меры по обеспечению более эффективной их эксплуатации.

Вопросы для самопроверки

1. Что представляет собой график разработки?
2. Какая информация отражается в паспорте скважины?
3. Перечислите геолого-промысловую документацию по добыче нефти, газа и попутных компонентов.
4. Что собой представляет промыслово-геологический анализ состояния разработки залежей нефти и газа?

РАЗДЕЛ 7. ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЕ ОБОСНОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ

ЛЕКЦИЯ 14

Основы управления процессом разработки

План лекции

1. Геологические основы управления процессом разработки. Понятие о регулировании разработки.
2. Основные цели и задачи применения мероприятий по регулированию на разных стадиях разработки залежей. Принципы регулирования разработки в зависимости от природной геолого-физической характеристики эксплуатационных объектов.

Геологические основы управления процессом разработки.
Понятие о регулировании разработки. Проектный документ на процесс разработки является некоторой моделью, приближенно отражающей действительные условия и процессы, происходящие в недрах. Поэтому при анализе состояния разработки месторождений, в авторских надзорах за внедрением технологических схем и проектов разработки, в работах оперативного порядка фактические и проектные показатели разработки не всегда совпадают.

Существуют три основные группы причин, вызывающих расхождения проектных и фактических показателей:

1. Ошибки в исходных данных при проектировании, обусловленные ограниченным количеством фактического материала, невысокой достоверностью принятых значений параметров пластов, насыщающих их флюидов и т.д. Относительное влияние ошибок этого типа уменьшается по мере накопления дополнительной информации и учета изменения представлений о пласте (объекте разработки) в последующих проектных документах. Практически избежать этих ошибок нельзя. Их можно уменьшить путем совершенствования методов изучения пластов, увеличения количества и качества исходной геолого-промысловой информации.
2. Несовершенство применяемых моделей и расчетов. Избежать этой ошибки теоретически нельзя. Никакая модель (математическая, физическая, геологическая, гидродинамическая) не мо-

жет полностью отразить и учесть реальные природные условия подземного резервуара и сложные условия фильтрации жидкости в неоднородных средах. Точность моделей можно повысить путем:

- унификации существующих методов расчетов и выбора наиболее приемлемых из них для конкретных условий эксплуатационного объекта;

- развитием существующих и созданием новых расчетных методик и методов, наиболее полно учитывающих реальные особенности пласта и условия фильтрации в них жидкостей при различных системах воздействия;

- создания и внедрения более гибких систем разработки, обеспечивающих как возможность полного использования естественной энергии пластов, так и позволяющих без значительных затрат средств и времени осуществлять дополнительные мероприятия по совершенствованию разработки и увеличению коэффициентов извлечения нефти.

3. Организационно-технические причины. Невыполнение или несвоевременное выполнение нефтедобывающими предприятиями рекомендаций проекта, запаздывание сроков разбуривания месторождения, ввода скважин в эксплуатацию, организации системы ППД, отставание с объемами закачки воды при заводнении и др. Эти недостатки объясняются отставанием в обустройстве промыслов, нехваткой буровых станков, отсутствием необходимых мощностей обессоливающих и деэмульсионных установок, некомплектностью насосного оборудования, трудностями транспорта нефти и т. д.

Перечисленные причины играют доминирующую роль на ранних стадиях разработки месторождений. Они вызывают существенные отклонения фактических показателей разработки от проектных.

При расхождении проектных и фактических показателей разработки принимаются необходимые мероприятия с целью обеспечения или удержания основных проектных показателей разработки объекта (уровень добычи нефти (газа), коэффициент извлечения нефти (газа), экономическая эффективность). Совокупность этих мероприятий и является регулированием разработки залежи (месторождения), которое можно проводить комплексом различных технических и технологических методов по управлению процес-

сом извлечения нефти (газа) без изменения или с частичным изменением системы разработки.

В этих случаях в проектные документы вносятся соответствующие коррективы, которые призваны обеспечить:

1. Равномерную выработанность продуктивного пласта и наиболее полное вытеснение из пласта углеводородов.

2. Повышение темпов добычи или их стабилизацию.

Проектные решения по разработке каждого нефтяного месторождения готовят в нескольких вариантах. Из числа возможных наиболее эффективных выбирают три основных варианта, различающиеся уровнями добычи нефти, нефтеотдачей, материальными, денежными и трудовыми затратами. Указанные варианты могут отличаться системами и технологиями разработки месторождения.

Наряду с предлагаемыми в проектном документе описывают также вариант разработки методом, которым разрабатывались ранее аналогичные месторождения. Такой вариант называется *базовым*. Его используют для сравнения эффективности разработки месторождения с предлагаемым и ранее применявшимся методом. Вариант, наиболее удовлетворяющий решению задачи перспективного развития нефтяной промышленности страны и имеющий лучшие технико-экономические и экономические показатели, принимают к реализации.

Основные цели и задачи применения мероприятий по регулированию на разных стадиях разработки залежей. Принципы регулирования разработки в зависимости от природной геолого-физической характеристики эксплуатационных объектов. Целью регулирования процесса разработки является обеспечение или удержание основных проектных показателей разработки залежи (месторождения).

Задачи регулирования процессом разработки определяются особенностями геологического строения конкретного объекта разработки и насыщающих флюидов. Так, рассмотрим *основные задачи регулирования процессом разработки залежей разных типов.*

1. *Разработка нефтяных залежей:*

- 1.1. Однопластовый объект однородного строения работает в условиях естественного водонапорного режима или законтурного (приконтурного) заводнения. *Основная задача* заключается в обес-

печении равномерного перемещения контуров нефтеносности или фронта закачиваемой воды, таким образом, чтобы в процессе разработки залежей было предотвращено образование конусов обводнения (рис.14.1).

1.2. Однопластовый объект, характеризующийся зональной неоднородностью, разрабатываемый в условиях водонапорного режима, законтурного (внутриконтурного) заводнения или разрезания залежи рядами нагнетательных скважин. Основные задачи разработки заключаются в ускоренной выработке высокопроницаемых зон с последующим переводом под нагнетание обводнившихся эксплуатационных скважин для выработки запасов из менее проницаемых участков залежи.

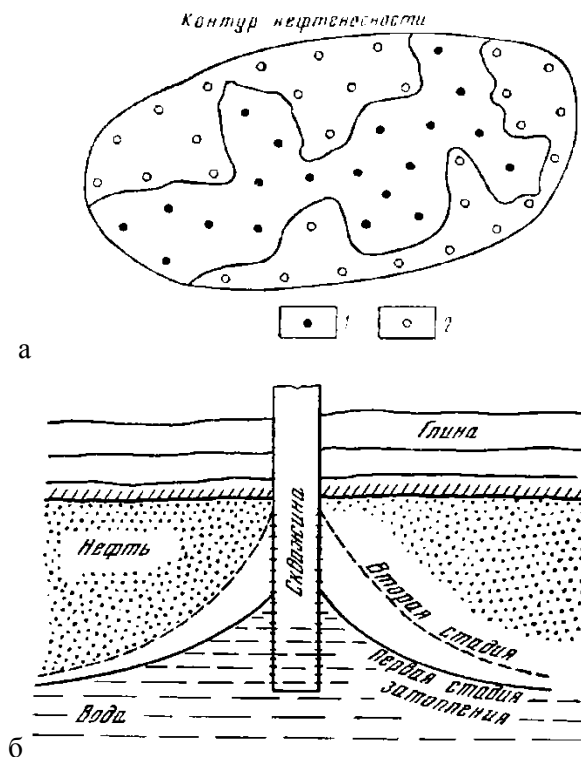


Рисунок 14.1. Схема образования конусов обводнения:
а – в плане: 1 – скважины, из которых добывается безводная нефть;
2 – обводнившиеся скважины; б – в разрезе скважины

1.3. Многопластовый объект однородного строения с близкими по величине запасов и одинаковой продуктивностью отдельных пластов при водонапорном режиме или с закачкой воды с целью ППД. *Основная задача* заключается в равномерном передвижении контуров нефтеносности во всех пластах и одновременной выработки всех пластов.

1.4. Многопластовые объекты неоднородного строения, имеющие близкие по величине запасы и продуктивность отдельных пластов. *Основная задача* заключается в обеспечении одинаковых темпов выработки всех пластов и максимально возможное вовлечение их в разработку.

1.5. Многопластовый объект неоднородного строения, содержащий разные по величине запасы и имеющий разную продуктивность. *Основная задача* заключается в опережающей выработке наиболее продуктивного пласта, имеющего основные запасы нефти.

2. Разработка газонефтяных залежей:

2.1. В условиях водонапорного или упруговодонапорного режимов, законтурного (приконтурного) заводнения. *Основная задача* заключается в равномерном перемещении контуров нефтеносности при неизменном положении газонефтяного контакта.

2.2. В условиях газонапорного режима *основная задача* заключается в обеспечении рационального использования энергии газовой шапки: в процессе разработки должно быть исключено увеличение газового фактора за счет прорыва газа из газовой шапки.

2.3. В условиях совместной разработки газовой и нефтяной частей залежи с применением барьерного заводнения *основная задача* заключается в обеспечении непрерывного водяного барьера между нефтенасыщенной и газонасыщенной частями пласта.

3. Разработка газовых залежей:

3.1. В условиях газового режима *основная задача* заключается в обеспечении равномерности снижения пластового давления во всем объеме залежи.

3.2. В условиях упруговодонапорного режима *основная задача* заключается в равномерном перемещении газоводяного контакта.

Вывод по лекции

При расхождении проектных и фактических показателей разработки принимаются необходимые мероприятия с целью обеспе-

чения или удержания основных проектных показателей разработки объекта (уровень добычи нефти (газа), коэффициент извлечения нефти (газа), экономическая эффективность). Совокупность этих мероприятий и является регулированием разработки залежи (месторождения), которое можно проводить комплексом различных технических и технологических методов по управлению процессом извлечения нефти (газа) без изменения или с частичным изменением системы разработки.

Вопросы для самопроверки

1. Какова основная цель применения методов регулирования процесса разработки залежей нефти и газа?
2. Дать определение понятию «регулирование разработки».
3. Перечислите принципы регулирования разработки в зависимости от природной геолого-физической характеристики эксплуатационных объектов.

ЛЕКЦИЯ 15

Характеристика основных методов регулирования разработки залежей (месторождений)

План лекции

1. Методы регулирования в рамках действующей системы разработки.
2. Методы регулирования путем совершенствования или изменения системы разработки.

В настоящее время методы регулирования разработки залежей УВ могут быть условно разделены на 2 основные группы, которые в процессе разработки могут совмещаться:

1. Методы регулирования в рамках действующей системы разработки, т. е. с использованием имеющегося фонда пробуренных скважин.
2. Методы регулирования, предусматривающие совершенствование или изменение системы разработки, т.е. методы, связанные с бурением новых скважин, сменой способа эксплуатации скважин.

Методы регулирования в рамках действующей системы разработки. Методы регулирования в рамках действующей системы разработки при эксплуатации месторождений:

1. *Регулирование путем выбора интервала перфорации в скважинах.* В основном применяется в условиях собственно-водонапорного и упруго-водонапорного режимов, а также при законтурном (приконтурном) заводнении. Этот метод позволяет вовлечь в разработку недренируемые запасы нефти (газа) и включает перестрел ранее перфорированных интервалов пласта, дострел не прострелянных ранее нефтенасыщенных пропластков, переход на другие горизонты (дострелы других пластов), т.е. позволяет увеличить гидродинамическое совершенство скважин.

При использовании этого метода регулирования решаются две основные задачи, которые решаются одновременно, но, по сути, противоречат друг другу:

- Обеспечение максимально возможного вскрытия пласта.
- Обеспечение максимально возможного сокращения объема поступления попутно-отбираемой воды.

2. *Регулирование установившегося режима скважины.* Для обеспечения равномерного перемещения ВНК и высоких добычных возможностей скважин, в эксплуатационных скважинах, расположенных в зонах активного продвижения вод, уменьшают, а в зонах слабого движения вод увеличивают нормы отбора жидкости. При этом суммарная добыча по эксплуатационному объекту должна соответствовать проектной величине. Основным показателем эффективности этого метода является стабильность пластового давления.

Режим работы нагнетательных скважин выбирают таким образом, чтобы объемы отбираемой жидкости компенсировались объемом закачиваемой в продуктивный пласт воды.

3. *Регулирование воздействием на призабойную зону скважины (ПЗС).* В эксплуатационных скважинах может осуществляться обработка ПЗС, при этом возможна селективная обработка ПЗС в интервалах, не отдающих (слабоотдающих) нефть (газ). В этих целях используются следующие методы обработки:

- кислотные обработки;
- ГРП;
- гидropескоструйная перфорация;
- снижение забойного давления, т.е. увеличение депрессии на пласт;
- раздельная эксплуатация пластов одной системой скважин под дифференцированным давлением (рис.15.1), т.е. одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ).

Эти методы позволяют включить в работу дополнительные продуктивные пропластки, проницаемость которых изначально была ниже или искусственно снизилась в процессе строительства скважин.

В нагнетательных скважинах для увеличения приемистости используют:

- повышение давления нагнетания, т.е. существенное повышение репрессии (разность забойного и пластового давления) на пласт, что позволяет ввести в работу малопроницаемые пласты;
- уменьшение приемистости высокопроницаемых прослоев путем закачки в скважину: высоковязких полимеров, образующие твердые осадки в пластах с аномальной приемистостью; специальных пен; воды с механическими добавками; воздуха (периодиче-

ски); а также раздельная закачка воды по пластам через одну систему скважин под дифференцированным давлением (рис. 15.2), т.е. одновременно-раздельная закачка (ОРЗ).

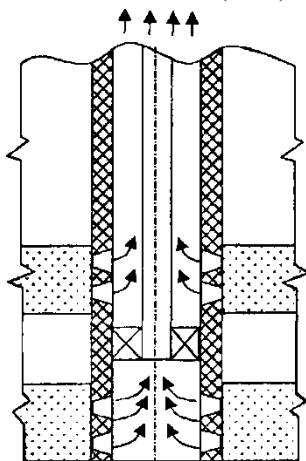


Рисунок 15.1. Схема одновременно-раздельной эксплуатации пластов

4. *Регулирования путем ограничения отборов воды.* Вода в продукции скважин может быть обусловлена некачественным цементированием и обводнением пластов или их части в процессе разработки залежи нефти. В первом случае ограничение осуществляется путем ликвидации водопритока в скважину из затрубного пространства путем установки цементного моста для отсекаания нижних дыр перфорации и проведения дополнительной перфорации выше по разрезу.

Во втором случае изолируются нижние обводненные пласты (или их части) и переносятся выше интервал перфорации. На заключительных этапах проводят *своевременное отключение обводнившегося пласта в случае многопластового объекта*, при этом, если:

- обводненный пласт располагается в нижней части объекта разработки, то его отключение осуществляют путем установки цементного моста – заливки цементным раствором нижних дыр;
- обводненный пласт располагается над нефтенасыщенным пластом, то его изолируют путем селективного отключения с помощью полимеров или специальных смол, затвердевающих только в водной среде.

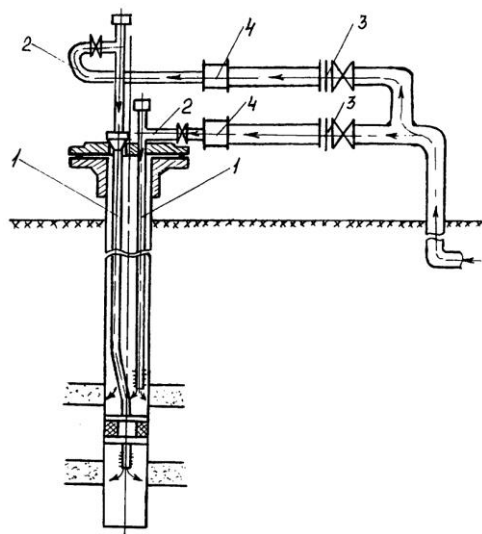


Рисунок 15.2. Схема одновременно-раздельной закачки воды:
 1 – параллельная колонна труб, 2 –отдельные линии водовода,
 3 – индивидуальный штуцер, 4 – расходомер

5. *Форсированный отбор жидкости (ФОЖ) из продуктивного пласта.* Форсированный отбор заключается в поэтапном увеличении дебитов добывающих скважин и, следовательно, темпов отбора жидкости в отдельных скважинах. Сущность метода состоит в создании высоких градиентов давления в прискважинной зоне пласта путем уменьшения забойного давления. Основное назначение – регулирование темпов движения ВНК (ГВК).

Условия эффективного применения: обводненность продукции не менее 80 – 85 % (начало завершающей стадии разработки); высокие коэффициенты продуктивности скважин и забойные давления; возможность увеличения дебитов (коллектор устойчив, нет опасения прорыва воды, эксплуатационная колонна герметична и в хорошем техническом состоянии).

Форсированный отбор жидкости достаточно эффективен в залежах, полностью подстилаемых водой (например, на месторождениях Западной Сибири) и в пределах водонефтяных зон (ВНЗ), где имеются выдержанные глинистые перемычки между разнонасыщенными частями продуктивного разреза.

6. *Циклическое (нестационарное) заводнение.* Заключается в периодическом изменении расходов закачиваемой воды при непрерывной или периодической добыче нефти из залежи. В результате такого нестационарного воздействия на пласты в них проходят волны повышенного и пониженного давления. Физическая сущность процессов состоит в том, что при повышении давления в залежи в первой половине цикла (в период нагнетания воды) нефть малопроницаемых прослоев сжимается и в них входит вода. При снижении давления в залежи во второй половине цикла (за счет уменьшения расхода или прекращения закачки воды) вода удерживается капиллярными силами в малопроницаемых прослоях, а нефть выходит из них. Циклическое заводнение означает, что в общем случае каждая из нагнетательных и добывающих скважин работает в режиме периодического изменения забойного давления.

7. *Изменение направления фильтрационных потоков жидкости по площади и разрезу.* Технология метода заключается в том, что закачка воды прекращается в одних скважинах и переносится на другие. В результате чего обеспечивается изменение направления фильтрационных потоков до 90 градусов. Физическая сущность процесса: во-первых, при обычном заводнении, вследствие неустойчивости процесса вытеснения, образуются целики нефти, обойденные водой; во-вторых, при вытеснении нефти водой водонасыщенность вдоль направления вытеснения уменьшается.

При переносе фронта нагнетания в пласте создаются изменяющиеся по величине и направлению градиенты гидродинамического давления. Нагнетание воды внедряется в застойные малопроницаемые зоны и вытесняет из них нефть. Изменение направления фильтрационных потоков достигается за счет дополнительного разрезания залежи на блоки, очагового заводнения или перераспределения отборов и закачки между скважинами, а также использования следующих химических методов для увеличения (перераспределения) охвата заводнением пласта:

- осадкообразующие технологии: на участках с повышенной обводненностью производится закачка осадкообразующих композиций на основе древесной муки. Данная технология в малых толщинах пласта не применяется, в ходе ее наблюдается необратимый процесс изменения фильтрационных свойств в пласте (остается

нерастворимый осадок). Данная технология применима для изоляции притока пластовых вод.

- гелеобразующие технологии: сущность метода закачки гелевых композиций (гелеобразующие технологии на основе полиакриламида (ПАА), силиката натрия) состоит в образовании геля при определенных условиях (температура пласта, пластовое давление). Гель тампонирует наиболее проницаемые пропластки, перераспределяя потоки воды в менее промытые нефтенасыщенные пласты.

- эмульсионно-дисперсионные технологии: применяются для избирательного снижения проницаемости продуктивных коллекторов в участках наибольшего заводнения. Происходит выравнивание профиля приемистости, увеличивается охват пласта заводнением. Композиции имеют высокую, регулируемую в широком диапазоне вязкость, гидрофобизируют породу пласта, разрушаются при разбавлении нефтью, термостойки (до 85–90°C).

- комплексные технологии (сочетание из ранее перечисленных композиций): обеспечивают повышение охвата пласта заводнением без снижения приемистости скважины. Закачиваются в нагнетательные скважины, где приемистость не высока (200–300 м³), но обводненность реагирующих добывающих скважин высокая (более 70 %).

- нефтеотмывающие технологии (например, кислотные микроэмульсии (КМЭ) и кислотный поверхностно-активный состав (КПАС) и т. д.). Данные технологии увеличивают приемистость нагнетательных скважин и способствуют доотмыву нефти. Эффект достигается за счет значительного снижения поверхностного натяжения воды на границе с нефтью и твердой поверхностью, частичного растворения минералов породы, осадков химического взаимодействия жидкостей и пород пласта, осадков высокомолекулярных компонентов нефти, появляющихся в связи с изменением термодинамического равновесия в пласте, водонефтяной эмульсии.

Метод требует небольшого резерва и мощности насосных станций и наличия активной системы заводнения (поперечные разрезающие ряды, комбинация приконтурного и внутриконтурного заводнения и др.). Он позволяет поддерживать достигнутый уровень добычи нефти, снижать текущую обводненность и увеличивать охват пластов заводнением. Более эффективен при повышенной неоднородности пластов, в залежах с высоковязкой нефтью и применяется в первой трети основного периода разработки.

Методы регулирования путем совершенствования или изменения системы разработки. Применяются в тех случаях, когда в рамках действующей системы разработки управление движением нефти и газа в продуктивном пласте становится невозможным. В этом случае применяют следующие методы регулирования:

1. Создание дополнительной системы (линии) нагнетания при внутриконтурном заводнении.

2. Переход к более активным видам заводнения нефтяных залежей. Иногда увеличивают количество нагнетательных скважин при внутриконтурном заводнении, могут от законтурного перейти к внутриконтурному заводнению или сочетать их.

3. Уплотнение сетки эксплуатационных скважин.

4. Применение новейших методов воздействия на пласт (закачка газа высокого давления, сжиженного газа, обогащенного газа, создание очагов внутрипластового горения и т. д.).

Вывод по лекции

Для достижения максимального извлечения нефти и газа из пласта необходимо не только осуществления наиболее оптимального и утвержденного проекта разработки, но и организация оптимальных условий эксплуатации залежи путем подбора режимов эксплуатации скважин, способствующих достижению равномерного продвижения контуров нефтегазоносности и оптимальных темпов отбора флюида. С этой целью применяются различные мероприятия по регулированию разработки.

Вопросы для самопроверки

1. Какие существуют методы регулирования разработки залежей нефти и газа?

2. Перечислите методы регулирования в рамках действующей системы разработки.

3. Перечислите методы регулирования путем совершенствования или изменения системы разработки.

4. Охарактеризуйте метод регулирования путем ограничения отборов воды.

РАЗДЕЛ 8. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

ЛЕКЦИЯ 16

Охрана недр и окружающей среды при бурении скважин и разработке залежей нефти и газа

План лекции

1. Охрана недр при бурении скважин.
2. Охрана недр при разработке залежей.
3. Охрана окружающей среды.

Экологическая обстановка на нашей планете в последние 10–15 лет стремительно ухудшалась как следствие быстрого нарастания промышленной и хозяйственной деятельности человечества. В настоящее время признается, что дальнейшее обострение экологической ситуации может привести к глобальной катастрофе. Поэтому у нас в стране, как и во всем мире, вопросы экологии отнесены к важнейшим, требующим безотлагательного решения.

Проблема охраны недр и окружающей среды в полной мере касается и горнодобывающего производства, неотъемлемой частью которого является нефтегазодобывающая промышленность. Это связано с тем, что геологическая среда составляет единое целое со всей средой обитания человека, поскольку литосфера представляет собой минеральную основу биосферы и поэтому нуждается в охране, как и вся природа. Ведь ведение горных работ любого характера, в том числе и добыча нефти и газа, обычно сопровождается нарушением экологического равновесия, приводит к загрязнению окружающей среды отходами горного производства и самими полезными ископаемыми, деградацией почв, нарушением сложившихся биологических и геохимических связей.

Охрана недр в широком смысле – это обеспечение научно-обоснованного, рационального использования земной коры и содержащихся в ней полезных ископаемых, наибольшей технически возможной и экономически целесообразной полноты извлечения их из недр, комплексного использования месторождений и добытого минерального сырья на всех стадиях его переработки, недопущения его неоправданных потерь, выполнения условий сохран-

ности близрасположенных ископаемых, поверхностных вод, почв, лесов, воздушного бассейна и т. п.

Предприятия, разрабатывающие месторождения полезных ископаемых, обязаны снимать, хранить и наносить плодородный слой почвы на рекультивированные земли, на малопродуктивные угодья. Все воды (водные объекты) подлежат охране от загрязнения, засорения и истощения во избежание причинения вреда здоровью населения и других неблагоприятных явлений вследствие изменения физических, химических и биологических свойств воды.

При использовании недр должно обеспечиваться:

- полное и комплексное изучение недр;
- соблюдение установленного порядка предоставления недр в пользование и недопущение самовольного пользования недрами;
- наиболее полное извлечение из недр и рациональное использование запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и содержащихся в них компонентов;
- недопущение вредного влияния работ, связанных с использованием недрами, на сохранность запасов полезных ископаемых;
- охрана месторождений полезных ископаемых от затопления, обводнения, пожаров (все для твердых полезных ископаемых) и от других факторов, снижающих качество полезных ископаемых и промышленную ценность месторождений или осложняющих их разработку;
- предупреждение необоснованной и самовольной застройки площадей залегания полезных ископаемых и соблюдения установленного порядка использования этих площадей для других целей;
- предотвращение вредного влияния работ, связанных с использованием недрами, на сохранность эксплуатируемых и находящихся на консервации горных выработок и буровых скважин, а также подземных сооружений;
- предотвращения загрязнения недр при подземном хранении нефти и газа или иных веществ и материалов, захоронении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод.

С целью усиления государственного контроля за использованием природных ресурсов, обеспечения гласности сведений о качестве природной среды был образован Республиканский Государственный комитет по охране природы (Госкомприрода). На Госкомприроду, в частности, возложено осуществление комплексного

управления природоохранной деятельностью в стране разработка и проведение единой научно-технической политики в области охраны природы и рационального использования природных ресурсов, координация деятельности предприятий и организаций в части экологии.

Большую роль в деле государственного надзора за охраной недр имеет Государственный комитет по надзору за безопасным ведением работ в промышленности и горному надзору (Госгортехнадзор), который, в частности, имеет своей задачей обеспечение соблюдения установленного порядка пользования недрами, выполнения обязанностей по охране недр и проведение профилактической работы. Госгортехнадзор контролирует правильность разработки месторождений полезных ископаемых в части полноты выемки запасов и комплексного изучения основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых, соблюдение установленного порядка учета запасов полезных ископаемых на предприятиях, правильность и своевременность списания ими запасов, а также правильность ликвидации и консервации нефтяных и газовых скважин.

Вопросы охраны недр и окружающей среды на нефтегазодобывающих предприятиях возлагаются на геологическую службу этих предприятий. Типовым Положением о ведомственной геологической службе на нее возлагается осуществление ведомственного контроля за соблюдением установленного порядка пользования недрами, правильного ведения работ по геологическому изучению недр, за выполнением требований по охране недр и других правил и норм, определяющих деятельность геологической службы.

Охрана недр при бурении скважин. Вредные явления, которые могут привести к ухудшению, как общего физико-химического состояния недр, так и условий пользования недрами, при бурении возникают вследствие нарушения целостности массива горных пород, вскрываемого скважиной; использования в процессе бурения материалов и веществ, чуждых недрам и обладающих агрессивными свойствами; возникновения аварийных ситуаций и некачественного проведения работ (с нарушением технологических требований): проведения исследований в пробуренных скважинах с отклонениями от принятого комплекса при низком качестве интерпретации результатов исследований. Указанные

причины могут вызвать целый ряд отрицательных последствий, за которые несет ответственность в первую очередь геолог.

Нарушение целостности массива горных пород влечет за собой нарушение естественной разобщенности, изолированности нефтегазоносных и водоносных горизонтов и пластов, а также создает возможность возникновения связи глубоких недр с атмосферой. Появляется опасность взаимодействия пластов через ствол необсаженной скважины, по затрубному пространству обсаженной скважины при некачественном цементировании или вследствие негерметичности обсадной колонны. В результате такого взаимодействия в водоносные пласты могут попасть УВ, а нефтегазоносные пласты могут подвергнуться нежелательному и неконтролируемому обводнению. Свободная циркуляция флюидов по стволу скважины может принести вред залежам других полезных ископаемых, присутствующих в разрезе месторождения нефти или газа (например, калийных солей, пресных или целебных минеральных вод и т. п.).

Свободное сообщение с атмосферой может послужить причиной открытого фонтанирования скважины нефтью или газом, что нередко приводит к большим потерям УВ и загрязнению окружающей среды. Кроме того, открытое фонтанирование, как и переток нефти или газа в другие пласты, влечет за собой снижение пластового давления в залежах, создает условия для выделения в пласте газа, растворенного в нефти, или конденсата. Все это осложняет процесс извлечения нефти и газа и приводит к большим потерям их в недрах, т. е. к снижению коэффициентов нефте-, газо- и конденсатоизвлечения.

Может также возникнуть самоизлив скважин водой из подземных горизонтов, приводящий к неоправданным потерям пресных или ценных минерализованных вод.

К аварийным ситуациям при бурении, наносящим недрам наибольший вред, относятся катастрофический уход промывочной жидкости, открытое фонтанирование, обвалы ствола скважины в процессе бурения. Эти ситуации, как правило, возникают вследствие несоблюдения технологии бурения, использования промывочной жидкости, качество которой не соответствует геологическим условиям.

В результате катастрофических уходов промывочной жидкости в недра попадают применяемые при приготовлении буровых

растворов органические вещества, такие как гуматный порошок, нефть, графит, полифенольный лесохимический реагент (ПФЛХ), карбоксилметилцеллюлоза (КМЦ), сульфит-спиртовая барда (ССБ) и др., а также минеральные вещества – барит, каустическая сода, кальцинированная сода, известь и др. Эти вещества могут привести к изменению микробиологической обстановки в недрах, отравлению пресных вод и т. п.

Применение некачественных промывочных жидкостей (например, с высокой водоотдачей) приводит к проникновению в нефтегазоносные пласты фильтрата этих жидкостей, глинизации коллекторов и тем самым – к резкому ухудшению условий освоения добывающих и нагнетательных скважин, иногда оканчивающегося полной неудачей.

Некомплектность исследований в пробуренных скважинах и низкое качество интерпретации их результатов нередко служат причиной пропуска ранее неизвестных нефтегазоносных пластов, что влечет за собой большие потери нефти и газа в неоткрытых залежах.

Некачественная интерпретация может оказаться также причиной неверного (с недопустимо большими погрешностями) определения значений параметров нефтегазоносных пород, положения ВНК, ГВК, ГНК, а, следовательно, и размеров залежей нефти и газа. Это в свою очередь приводит к неправильной оценке запасов, некачественному составлению проектов разработки и в конечном итоге – к неправильной оценке народнохозяйственного значения залежи, к большим потерям нефти и газа в недрах.

Мероприятия по охране недр при бурении предусматриваются в геолого-техническом наряде (ГТН), который составляется для каждой скважины, подлежащей бурению. ГТН составляется геологической службой бурового предприятия и служит основным документом для буровой бригады, обязанной руководствоваться им до конца работ.

ГТН содержит геологическую и техническую части. В геологической части наряда приводятся: ожидаемый геологический разрез скважины; литологическая характеристика пород с указанием категорий их крепости; углы падения пластов; глубины, на которых возможны осложнения и аварийные ситуации; интервалы отбора керна и шлама, проведения геофизических исследований (и

их обязательный комплекс); конструкция скважины с указанием работ, направленных на оценку продуктивности отдельных пластов; пласты, против которых должна быть произведена перфорация колонны; положение и характеристика водоносных горизонтов; данные об ожидаемых пластовых давлениях и др.

В технической части наряда в соответствии с данными геологической части должны быть предусмотрены технология бурения и качество промывочной жидкости, обеспечивающие предотвращение обвалов, газо-, нефте- и водопроявлений, нарушений нормальной циркуляции промывочной жидкости и глинизации вскрываемых нефтегазоносных пород.

Чтобы избежать открытого фонтанирования в процессе бурения и при вскрытии нефтеносных или газоносных пластов с высоким давлением, применяют соответствующие утяжеленные растворы при обязательной установке на устье скважины превентора. При вскрытии скважинами пористых и сильно дренированных пород следует применять промывочную жидкость с удельным весом, минимально допустимым в данных геологических условиях, с высокой вязкостью, тиксотропией и низкой водоотдачей. Для предупреждения поглощения или ухода промывочной жидкости следует пользоваться профилактическими растворами, обработанными соответствующими реагентами.

При бурении скважин на эксплуатируемом месторождении для предотвращения уходов промывочной жидкости в пласты со сниженным пластовым давлением необходимо ограничить эксплуатацию скважин, ближайших к бурящейся скважине, до окончания бурения или перекрыть эксплуатируемый пласт промежуточной колонной.

К важным мероприятиям по охране недр при бурении скважин относится правильная и прочная изоляция нефтегазоносных и водоносных пластов друг от друга. Для этого необходимо строго выполнять все правила цементирования скважин, предусмотренные соответствующей инструкцией.

Перед началом работ по креплению скважины геолог вместе с инженером-буровиком должны разъяснить буровой бригаде особенности крепления и опробования данной скважины, указать интервалы проработки, длительность промывки, параметры промывочной жидкости. Нельзя допускать разрыва во времени между

перфорацией интервала залегания продуктивного пласта и освоением скважины. Это может привести к снижению проницаемости пород в результате воздействия промывочной жидкости и к искажению представлений об истинной продуктивности пласта. В случае вынужденного простоя скважины до освоения ее ствол должен быть заполнен пластовой жидкостью.

После цементирования каждую скважину следует испытать на герметичность обсадной колонны в соответствии с действующими правилами и нормами. Испытание на герметичность эксплуатационных колонн осуществляют опрессовкой или (при высоких пластовых давлениях) опрессовкой и снижением уровня. Если результаты испытания неудовлетворительны, скважина должна быть передана либо на изоляционно-ремонтные, либо на изоляционно-ликвидационные работы.

Скважины, пришедшие в аварийное состояние в процессе бурения или вследствие неустранимой негерметичности колонны, могут создавать угрозу недрам и окружающей среде на поверхности. Иногда в таких скважинах некоторая часть ствола или весь ствол остаются необсаженными и их ликвидация представляет значительные трудности. Ликвидация аварийных скважин – сложный процесс, поэтому следует добиваться безаварийной работы, что значительно легче, чем проведение ликвидационных работ. Эти работы также надо проводить качественно, соблюдая установленные правила и нормы. Особенно внимательно нужно относиться к аварийным скважинам, вскрывшим нефтеносные, газоносные или водоносные пласты. В таких скважинах обязательно должны быть проведены работы по изоляции указанных пластов.

Охрана недр при разработке залежей. При разработке месторождений полезных ископаемых необходимо выполнять следующие требования охраны недр:

- применение наиболее рациональных и эффективных методов добычи основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и извлечения содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение; недопущение сверхнормативных потерь, а также выборочной отработки богатых и легкодоступных участков месторождений, приводящей к необоснованным потерям балансовых запасов;

- осуществление доразведки месторождений и иных геологических работ, проведение маркшейдерских работ и ведение необходимой предусмотренной правилами геолого-технической документации;

- учет состояния, движения запасов и потерь полезных ископаемых;

- недопущение порчи разрабатываемых и рядом расположенных месторождений полезных ископаемых, а также сохранение полезных ископаемых, консервируемых в недрах;

- сохранение и учет попутно добываемых, но временно не используемых полезных ископаемых, а также отходов производства, содержащих полезные ископаемые.

Вредные явления, отрицательно сказывающиеся на уровне использования запасов нефти и газа, условиях пользования недрами, а также на общем физико-химическом состоянии недр при разработке залежей УВ, возникают вследствие низкой адекватности структур технической и геологической компонент ГТК, обусловленной дефицитом информации о строении залежей и их свойствах; организации разработки залежей или их частей, приводящей к вредному воздействию на другие залежи или соседние части тех же залежей; выбора режимов эксплуатации скважин и залежей, не соответствующих геологическим условиям залегания и фазовому состоянию УВ в недрах; эксплуатации неисправных скважин (с неисправным цементным кольцом, негерметичной колонной и т. п.); сброса промысловых сточных вод в поглощающие горизонты, не отвечающие требованиям, предъявляемым к таким горизонтам; отставания строительства промысловых сооружений и коммуникаций; отсутствия технологий и предприятий для комплексного использования всех полетных компонентов, добываемых вместе с нефтью и газом.

Адекватность структур технической и геологической компонент ГТК должна обеспечиваться проектами и схемами разработки. Практическая реализация этого, как и всех других требований охраны недр, базируется на результатах детального геолого-промыслового анализа данных разведки и подсчета запасов, а для разрабатываемых залежей – на результатах анализа разработки. Прежде всего, здесь необходим определенный объем информации соответствующего качества. Только на такой основе возможно со-

здание моделей процесса разработки, достаточно полно учитывающих реальные условия, позволяющих выявлять текущее и прогнозировать будущее состояние залежи и извлечение запасов из недр. Особенно это важно при проектировании применения новых методов повышения нефтеотдачи, связанных с использованием чуждых недрам химических веществ и физических воздействий. Поэтому применение описанных в учебнике методов изучения свойств и структуры залежей, их геометризации, определения различных параметров и оценки их точности, современных способов накопления и обработки больших объемов информации, методов анализа разработки, ее контроля и регулирования, другими словами, всего методологического и методического арсенала нефтегазопромысловой геологии, должно обеспечивать выполнение задач рациональной разработки залежей нефти и газа и связанных с ней вопросов охраны недр.

Во избежание нанесения ущерба другим залежам эксплуатационные объекты следует разбуривать при условии соблюдения всех необходимых для этого мер. Если в первую очередь осваиваются нижележащие пласты, то должны быть предусмотрены мероприятия, предотвращающие нефтяные или газовые выбросы, открытые фонтаны, глинизацию верхних пластов и обеспечивающие сохранение естественной проницаемости последних.

При разработке эксплуатационных объектов, состоящих из нескольких сообщающихся пластов, возможны межпластовые перетоки нефти, газа или воды. Для предотвращения этих явлений, осложняющих разработку и затрудняющих контроль за выработкой отдельных пластов, необходимо на возможно более ранней стадии разработки выявлять участки слияния пластов, оценивать масштабы перетоков и устанавливать такие режимы разработки смежных пластов, которые исключали бы перетоки или сводили их к минимуму. Необходим постоянный контроль за изменением пластового давления, дебитов скважин, обводнения их продукции в зоне связи пластов с целью своевременного установления перетоков и их интенсивности.

Иногда в пластах с хорошей гидродинамической характеристикой интенсивная разработка одних залежей оказывает влияние на соседние залежи, еще не введенные в разработку. При этом наблюдается явление смещения неразрабатываемых залежей в

сторону эксплуатируемых, а иногда и перетоки нефти или газа из одних залежей в другие. Это нарушает сохранность залежей и приводит к потерям нефти.

При разработке газонефтяных залежей отбор газа из газовой шапки может привести к снижению в ней давления, в результате чего газонефтяной контакт продвинется в газовую залежь, сухие породы пропитаются нефтью, которая будет безвозвратно потерянной.

Для предотвращения указанных выше явлений, наносящих вред недрам и приводящих к потерям нефти и газа, необходимы постоянный контроль за гидродинамической обстановкой в районе разрабатываемых залежей и на самих залежах, и в отдельных случаях – применение специальных мероприятий вплоть до создания искусственных барьеров на путях фильтрации нефти или газа. Добыча газа из газовой шапки допускается при условии, что давление в ней в процессе всего периода эксплуатации не будет падать ниже давления в нефтяной части. На эксплуатируемых месторождениях необходимо вести достоверный учет добычи нефти и газа из каждого пласта, группы пластов, отдельных скважин для контроля за степенью использования извлекаемых запасов или за достигнутой величиной коэффициента текущей нефтегазоотдачи. На каждый пласт (а где необходимо – на группу пластов) необходимо иметь систему контрольных скважин, расположенных в различающихся по продуктивности частях залежи. Данные учета добычи и результатов контрольных наблюдений должны служить основой для корректировки и распределения добычи нефти между пластами, частями залежей, скважинами и т. д.

Если условия эксплуатации залежей не соответствуют фазовым состояниям УВ, то в залежах при изменении начальных пластовых условий (снижение давления, температуры) могут происходить такие явления, как выделение газа, растворенного в нефти; выпадение конденсата из газа, парафина из нефти; выпадение солей при взаимодействии закачиваемой и пластовой воды; бактериальное заражение залежи и т. п. В таких случаях системы разработки должны учитывать реальную геолого-физическую обстановку и предусматривать мероприятия, которые должны исключить или снизить до безопасного уровня последствия указанных выше явлений. Специальный контроль за ходом разработки позво-

лит принять своевременные меры по ликвидации или локализации начинающихся нежелательных процессов.

При разработке залежей в карбонатных отложениях следует проявлять осторожность при применении солянокислотных обработок пласта. Во избежание образования путей для ускоренного подъема подошвенных вод и обводнения скважин нельзя закачивать кислоты в зоны, близкие к ВНК.

При разработке месторождений, расположенных в районах распространения многолетнемерзлых пород, необходимо изучать распределение этих пород по разрезу и площади, температуру, льдистость (относительное содержание льда в объеме породы) и другие характеристики, с тем чтобы не допускать нарушения естественного режима недр, а также качественно выполнять другие правила и нормы ведения работ в районах распространения многолетней мерзлоты.

Эксплуатация неисправных добывающих скважин с нарушенной герметичностью эксплуатационной колонны, цементного кольца и т. п. допускается по согласованию с органами Госгортехнадзора в случаях, когда установленные технологическим режимом отборы жидкости из них не приводят к нарушению требований охраны недр. Эксплуатация дефектных нагнетательных скважин не допускается.

При проведении мероприятий по повышению производительности добывающих нефтяных скважин путем воздействия на призабойную зону пласта должна быть гарантирована сохранность колонны обсадных труб и цементного кольца выше и ниже продуктивного пласта. Нельзя проводить такие мероприятия в скважинах с нарушенным цементным кольцом.

Отставание строительства промысловых сооружений и коммуникаций влечет за собой ряд отрицательных последствий, которые могут принести вред недрам. Отставание строительства установок промысловой подготовки нефти требует преждевременного отключения обводняющихся скважин, интенсивной эксплуатации наиболее богатых центральных частей залежей для компенсации потерь в добыче, что приводит к повышенным потерям нефти и газа в недрах.

Отставание строительства систем заводнения приводит к отрицательному балансу между отбором и закачкой, к потерям пластовой

энергии вследствие снижения пластового давления и проявлению нежелательных процессов выделения в пласте газа, выпадения парафина, конденсата и т. п., которые безвозвратно теряются.

Отставание строительства нефтегазосборных сетей влечет за собой вынужденную консервацию одних скважин и эксплуатацию с нарушением технологического режима других, что приводит к общему нарушению проектного порядка и темпов отработки залежей.

Таким образом, борьба за своевременную реализацию планов и проектов промыслового обустройства представляет собой немаловажное мероприятие по охране недр.

Отсутствие необходимых технологий, предприятий или сооружений для комплексного освоения месторождений также приводит к существенным потерям УВ и полезных компонентов, сопутствующих им.

Так, если на нефтепромысле нет специальной сети сооружений для сбора попутного газа, трубопровода для подачи его на бытовые или производственные нужды, газобензинового завода для его переработки, то добываемый вместе с нефтью газ вынужденно сжигается в факелах, что приводит к его потерям, вредному воздействию на почву и растительность и загрязнению атмосферы.

Отсутствие технологий для извлечения серы из природного газа служит причиной длительной консервации залежей газа с повышенным содержанием серы. По этой же причине такое ценное полезное ископаемое, как сопутствующий газу гелий, сжигается вместе с попутным углеводородным газом.

Для предотвращения таких потерь необходимы соответствующие мероприятия, направленные на комплексное освоение месторождений УВ. Примером перехода к комплексному освоению может служить Оренбургское газовое месторождение, где извлекают из газа серу, меркаптаны и гелий. Во многих районах полностью утилизируется попутный газ.

Проблема использования сточных вод нефтепромыслов – одна из важнейших при решении вопросов охраны недр и окружающей среды. При современной технологии разработки нефтяных месторождений, неотъемлемым элементом которой является поддержание пластового давления путем закачки в пласт воды, объемы закачки достигают огромных величин и имеют тенденцию к возрастанию. За счет заводнения пластов в СССР добывалось свыше 86

% нефти. При этом объемы закачки воды для поддержания пластового давления составляли около 2,8 млрд м⁵ в год. Весьма важно то, что из этих объемов расход только пресной воды превышал 1 млрд м⁵ и ожидалось дальнейшее увеличение потребления пресной воды на нужды нефтяной промышленности.

Соответственно количеству потребляемой воды растет и количество сточных вод, получаемых и добываемых на нефтепромыслах. Так, в 1984 г. на нефтяных промыслах было получено около 1750 млн м³ сточных вод.

Эти моря сточкой воды нужно куда-то девать. Как известно, в стоках нефтяных промыслов содержатся в значительных количествах загрязняющие вещества: нефть, нефтепродукты, конденсат, растворимые соли и такие токсичные ПАВ, как дисолван, диэтиленгликоль и др. Поэтому нерегулируемый сброс этих вод в недра может существенно загрязнить их, ухудшать и отравлять подземные пресные воды, уменьшая тем самым их запасы, и нарушать экологическое равновесие недр.

Для охраны недр и подземных пресных вод от загрязнения наиболее рационально сточные воды нефтепромыслов закачивать в нефтегазоносные пласты для поддержания пластового давления. Так, в 1987 г. в стране использовано для поддержания пластового давления 1,394 млн м³ сточных вод.

Закачка сточных вод в нефтегазоносные пласты более эффективна, чем пресных, так как эти воды ближе по составу к пластовым, находятся в физико-химическом, термодинамическом и биологическом равновесии с продуктивными пластами и насыщающими их пластовыми флюидами, характеризуются высокой минерализацией, вязкостью, наличием поверхностно-активных веществ, что обуславливает улучшение их нефтевытесняющих свойств. Таким образом, использование сточных вод для заводнения позволяет решать минимум три задачи охраны недр: повышать коэффициент нефтеотдачи, менее грубо вмешиваться в экологическую обстановку недр и экономить пресную воду, ограждая ее от загрязнения и сокращая использование на технологические нужды.

Другим способом избавления от сточных вод промыслов служит сброс их в поглощающие горизонты. Сбрасываются в поглощающие скважины довольно большие объемы сточных вод нефтепромыслов. Это мероприятие для недр также не всегда бывает

нейтральным. Поэтому сброс сточных вод в поглощающие горизонты допускается лишь в определенных гидрогеологических условиях, а именно: при достаточно большой толщине и значительной площади распространения поглощающего горизонта, большой глубине его залегания и высокой проницаемости, а главное – при наличии надежных водоупорных слоев, изолирующих поглощающий горизонт от других участков, в первую очередь от пластов, содержащих пресные или целебные минеральные воды. Район сброса сточных вод должен находиться на значительном расстоянии как от области питания, так и, что особенно важно, от области разгрузки поглощающего горизонта.

Охрана окружающей среды. Под загрязнением окружающей среды понимается всякое искусственное изменение физических, химических и биологических характеристик атмосферы, земли и воды, ухудшающее условия жизнедеятельности растительных и животных организмов немедленно или в будущем. В нефтегазодобывающей промышленности имеется множество объектов и технологических процессов, служащих источниками утечки УВ и других вредных влияний на окружающую среду.

1. К наиболее массовым загрязнениям атмосферы при добыче нефти и газа относятся диоксид серы, оксид углерода, оксиды азота, УВ и т. п. Опасность загрязнения атмосферы возникает уже в процессе бурения скважин. При разбурировании газовых месторождений в результате прорыва газа по трещинам в пластах, залегающих вблизи земной поверхности, возможно образование выходов газа в атмосферу (грифонообразование), иногда на очень больших расстояниях. Для предотвращения этого явления необходимо использовать специальные растворы (утяжеленные, химически обработанные).

Загрязнение атмосферы сернистыми соединениями происходит особенно интенсивно при сжигании газа в факелах. При эксплуатации нефтяных и газовых месторождений воздух загрязняется также вследствие неисправности элементов оборудования замерных установок, систем сбора продукции скважин, а также вследствие испарения нефти из емкостей, отстойников, резервуаров, открытых амбаров и др.

Для борьбы с указанными отрицательными явлениями необходимы утилизация сжигаемого газа и содержание промышленного оборудования в надлежащем состоянии.

2. Почвенный и растительный покров в процессе строительства буровой нарушается в результате расчистки и планировки площадки, копки траншей для циркуляционных систем и земляных амбаров. В этих амбарах скапливается значительное количество буровых сточных вод, загрязненных диспергированной глиной, смазочными материалами, химическими реагентами, выбуренной породой, солями и т. п. Значительную опасность представляют буровые растворы, особенно приготовленные на нефтяной основе. Загрязнение ими почв происходит обычно в результате переливов и выбросов из бурящихся скважин, сброса отработанных растворов в овраги и водоемы, притоков их по поглощающим горизонтам, имеющим выходы на поверхность и т. п.

При эксплуатации залежей основную опасность для почв и растительности представляют нефть и нефтепродукты, попадающие «а землю в результате аварий и потерь в системе их сбора и транспорта, а также промышленные сточные воды.

Загрязнение нефтью и нефтепродуктами приводит к значительному изменению физико-химических свойств почв. При этом ухудшается их азотный режим, нарушается корневое питание растений.

Загрязненный нефтью плодородный слой земли не восстанавливается в течение очень длительного времени. Загрязнение территорий сточными водами нефте- и газопромыслов происходит вследствие того, что они не в полном объеме используются для заводнения или сбрасываются в поглощающие горизонты, часть их теряется непосредственно на промысле, часть сбрасывается на так называемые поля испарения. Это приводит к заболачиванию территории промысла, отравлению почв и растительности в связи с высокой токсичностью сточных вод.

Сильнейшее воздействие оказывают и горящие факелы. Помимо загрязнения атмосферы в радиусе 200 – 250 м от факела полностью уничтожается всякая растительность, а на расстоянии до 3 км от факела деревья сохнут и сбрасывают листья.

Предотвращение вредного воздействия на почвы и растительность возможно при выполнении существующих правил и норм. При этом важнейшими мероприятиями следует считать:

- предотвращение переливов и выбросов буровых растворов в процессе бурения скважин;
- отделение шлама от буровых сточных вод и вывоз его в специально отведенные места; повторное использование буровых и промысловых сточных вод, улучшение их очистки;
- использование отработанного раствора для приготовления быстротвердеющих смесей, необходимых для борьбы с поглощениями при бурении, а также при производстве керамзитового гравия в качестве добавки к основному сырью;
- использование всех сточных вод для нужд заводнения; излишки должны либо полностью сбрасываться в поглощающие горизонты, либо очищаться до уровня, предусмотренного санитарными нормами;
- внедрение микробиологической очистки почв от загрязнения УВ;
- ускорение строительства систем сбора и переработки нефтяных газов и газоконденсата, содержание промыслового оборудования в исправном состоянии.

Важнейшим мероприятием, направленным на восстановление нарушенного плодородия почвы, является рекультивация земель.

Рекультивация предусматривает снятие и сохранение плодородного слоя почвы при подготовке площадки под буровую, транспортировку снятого слоя к месту временного хранения и возвращение его на место после окончания буровых работ. Работы по рекультивации земель выполняются в соответствии с Инструкцией по восстановлению (рекультивации) земель после окончания бурения скважин.

3. Водная среда при бурении скважин и добыче нефти и газа также подвергается загрязнению. К загрязняющим воду веществам относятся нефть и нефтепродукты, буровой шлам, утяжеленные промывочные растворы, сточные; воды, характеризующиеся не только повышенным содержанием различных химических примесей, но и высокой минерализацией. Эти отходы нефтегазодобывающей промышленности могут загрязнять пруды, озера, реки. В связи с интенсивным развитием разведки месторождений и добы-

чи УВ на континентальном шельфе подобная угроза нависает и над морскими акваториями.

Нефть и другие ядовитые вещества, попадая в водоемы, вызывают гибель растительного и животного мира в результате отравления, а также из-за прекращения притока кислорода вследствие образования на поверхности воды пленки нефти.

Защита водоемов от стоков промышленных предприятий предусмотрена Правилами охраны поверхностных вод от загрязнения сточными водами, а также другими документами.

К важнейшим мероприятиям, предотвращающим загрязнение вод, относятся следующие:

- широкое внедрение в районах добычи нефти замкнутых систем водоснабжения с ограниченным забором свежей пресной воды;
- внедрение эффективных методов подготовки нефти, газа и пластовых вод с целью снижения потерь УВ;
- использование передвижных металлических емкостей для сбора нефти при освоении, глушении и подземном ремонте скважин;
- использование эффективных диспергирующих средств для удаления нефти и нефтепродуктов с поверхности водоемов.

Осуществление указанных мероприятий, а также тех мер, которые направлены на охрану недр, почв, растительности и атмосферы, будет способствовать эффективной охране водных ресурсов.

Указать все факторы и ситуации, в которых может быть нанесен вред недрам и окружающей среде, практически невозможно. Деятельность по охране природы для геолога не должна сводиться лишь к пунктуальному выполнению требованиям существующих нормативных документов. Глубокое знание геологии района работ, структуры залежей нефти и газа, техники и технологии бурения и эксплуатации скважин, физико-химических свойств пород, пластовых и технологических жидкостей и газов должно служить геологу основой для понимания сути процессов взаимодействия человека с природой, что в свою очередь должно способствовать своевременному выявлению ситуаций, в которых может быть нанесен вред недрам или окружающей среде, и выбору эффективных мер для их предотвращения или ликвидации независимо от того, нашла данная ситуация отражение в том или ином нормативном документе или нет.

Вывод по лекции

Охрана недр в широком смысле – это обеспечение научно-обоснованного, рационального использования недр и содержащихся в них полезных ископаемых, наибольшей технически возможной и экономически целесообразной полноты их извлечения, комплексного использования месторождений и добытого минерального сырья на всех стадиях его переработки, недопущения его неоправданных потерь, выполнения условий сохранности близрасположенных ископаемых, поверхностных вод, почв, лесов, воздушного бассейна и т. п.

Вопросы для самопроверки

1. Особенности охраны недр при бурении скважин.
2. Какие требования необходимо выполнять при разработке месторождений нефти и газа?
3. Перечислить важнейшие мероприятия, предотвращающие загрязнение вод.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Дисциплина «Геологические основы эффективного использования недр» базируется на ряде смежных дисциплин («Нефтегазопромысловая геология», «Геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений» и т. д.). При изучении курса дается достаточный и необходимый информационный материал, позволяющий решать задачи, поставленные в рамках этой дисциплины.

Курс лекций содержит дополнительную информацию, способствующую усвоению основного материала, и вопросы для повторения тем.

В настоящее время специалисты нефтегазового профиля должны обладать большой научно-технической базой в области геологии, бурения скважин, технологии и техники разработки месторождений, геофизических и гидродинамических методов исследования скважин и пластов, подсчета запасов нефти и газа и др. направлениях, чтобы соответствовать современным требованиям и условиям, предъявляемым работодателями к кадровому составу предприятий нефтегазовой отрасли.

Курс лекций, проведение лабораторных и практических занятий (лекции-дискуссии, презентации) призваны:

- способствовать формированию теоретических знаний о разработке, достаточных для осуществления геологического сопровождения разработки залежей (месторождений) нефти и газа;
- формировать практические навыки у студентов на примере конкретных эксплуатационных объектов разработки;
- осуществлять контроль качества геолого-промысловых материалов, их обобщение, систематизацию и анализ с выдачей рекомендаций по усовершенствованию процесса разработки залежей нефти и газа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ерёмин Н. А. Современная разработка месторождений нефти и газа: Умная скважина. Интеллектуальный промысел. Виртуальная компания: учеб. пособие / Н. А. Ерёмин; РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. – М.: Недра, 2008. – 244 с.: ил.
2. Сизов В. Ф. Разработка нефтяных и газовых месторождений: учеб. пособие (курс лекций) / В. Ф. Сизов; ГОУ ВПО Сев.- Кав. гос. техн. ун-т. – Ставрополь: Изд-во СевКавГТУ, 2008. – 154 с.
3. Гладков В. И. Теория разработки газовых и газоконденсатных месторождений: учеб. пособие (курс лекций) / В. И. Гладков, В. Ф. Сизов; М-во образования и науки Рос. Федерации, ГОУ ВПО Сев.-Кав. гос. техн. ун-т. – Ставрополь: Изд-во СевКавГТУ, 2009.
4. Нефтегазопромысловая геология: Терминологический справочник / под ред. М. М. Ивановой. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: АО «ТВАНТ», 1994. – 280 с.
5. Чоловский И. П. Геолого-промысловый анализ при разработке нефтяных месторождений / И. П. Чоловский. – М.: Недра, 1977. – 208 с.
6. Чоловский И. П. Методы геолого-промыслового контроля разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие для вузов / И. П. Чоловский, В. А. Тимофеев. – М.: Недра, 1992. – 176 с.
7. Закиров С. Н. Проектирование и разработка газовых месторождений / С. Н. Закиров, Б. Б. Лапук. – М.: Недра, 1974. – 376 с.
8. Приказ МПР РФ от 07.02.2001 N 126 «Об утверждении временных положений и классификаций» с приложениями. Приложение 2: «Временная классификация скважин, бурящихся при геологоразведочных работах и разработке нефтяных и газовых месторождений (залежей)».
9. Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов: учеб. рек. МО / И.П. Чоловский, М.М. Иванова, И.С. Гутман, С.Б. Вагин, Ю.И. Брагин – М., 2002. – 456 с.
10. Иванова М. М. Нефтегазопромысловая геология: учебник для вузов / М. М. Иванова, И. П. Чоловский, Ю. И. Брагин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 414 с.
11. Иванова М. М. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа: учебник

для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. / М. М. Иванова, Л. Ф. Дементьев, И. П. Чоловский. – М.: Недра, 1992. – 383 с.

12. Приказ Минприроды России от 01.11.2013 N 477. "Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов" (Зарегистрировано в Минюсте России 31.12.2013 N 30943).

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
РАЗДЕЛ 1. ПОДГОТОВКА НЕФТЯНЫХ, ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ К РАЗРАБОТКЕ	5
Лекция 1. Общие положения и задачи разведки месторождения, исходные данные для проектирования разработки	5
Лекция 2. Геологическое обоснование конструкций забоев скважин и выбора интервалов перфорации эксплуатационной колонны	11
Лекция 3. Подготовка скважин к эксплуатации	17
РАЗДЕЛ 2. РЕЖИМЫ РАБОТЫ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ	36
Лекция 4. Особенности разработки залежей нефти и газа на разных режимах	36
РАЗДЕЛ 3. СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ, ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ	59
Лекция 5. Понятия о системах и принципах разработки	59
Лекция 6. Системы разработки отдельного эксплуатационного объекта	68
Лекция 7. Системы разработки залежей с поддержанием пластового давления	77
РАЗДЕЛ 4. РАЗРАБОТКА НИЗКОПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ. ДОРАЗРАБОТКА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ НА СТАРЫХ ПЛОЩАДЯХ	97
Лекция 8. Методы повышения производительности скважин	97
РАЗДЕЛ 5. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА	110
Лекция 9. Стадии разработки месторождений углеводородов	110
Лекция 10. Стадийность проектирования разработки месторождений углеводородов	113

РАЗДЕЛ 6. МЕТОДЫ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОГО КОНТРОЛЯ И АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ, ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	118
Лекция 11. Понятие о геолого-промысловом контроле процесса разработки залежей углеводородов	118
Лекция 12. Геолого-промысловый контроль за разработкой отдельных эксплуатационных объектов	129
Лекция 13. Анализ, обобщение и систематизация геолого- промысловой информации	148
РАЗДЕЛ 7. ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЕ ОБОСНОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ	158
Лекция 14. Основы управления процессом разработки	158
Лекция 15. Характеристика основных методов регулирования разработки залежей (месторождений)	164
РАЗДЕЛ 8. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	171
Лекция 16. Охрана недр и окружающей среды при бурении скважин и разработке залежей нефти и газа	171
Заключение	189
Литература	190

Учебное издание

Луценко Олеся Олеговна,
Еремина Наталья Владимировна

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ЭФФЕКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕДР

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

Технический редактор, компьютерная верстка М. И. Толмачёв

Подписано в печать 28.09.2016

Формат 60х84 1/16

Усл. печ. л. 11,28

Уч.-изд. л. 10,63

Бумага офсетная

Заказ 134

Тираж 15 экз.

Отпечатано в Издательско-полиграфическом комплексе
ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет»
355029, г. Ставрополь, пр-т Кулакова, 2