



Министерство науки и образования Российской Федерации

Федеральное агентство по образованию

Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования

САМАРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
НЕФТЕТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ

Курс лекций по дисциплине:

«РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ»

Доцент кафедры РиЭНиГМ
Вишнякова Л.В.

АННОТАЦИЯ

В процессе изучения дисциплины, обучающиеся должны ознакомиться с классификацией систем разработки и размещения скважин эксплуатационного фонда, получить четкое представление о гидромеханических и физических процессах, происходящих в продуктивном пласте при извлечении нефти, о геофизических методах исследования и контроля в скважинах при эксплуатации месторождения; должны изучить и знать принципы и методы проектирования; знать и уметь использовать способы решения основных технологических задач, связанных с расчетами при различных режимах, в условиях разных пластов.

Дисциплина «Разработка нефтяных месторождений» является базовой для специальности 090600 «Разработка нефтяных месторождений» и одной из профилирующих дисциплин для специальности 080500. Она читается студентам на 4 курсе факультета геологоразведки и нефтегазодобычи по специальностям 080500 «Геология нефти и газа» и 090600 «Разработка нефтяных месторождений» после дисциплин естественнонаучного цикла (физика, математика, физика нефтяного пласта, подземная гидродинамика, литология, нефтегазопромысловая геология и др.).

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
Понятие о нефтяной залежи	7
1. РЕЖИМЫ РАБОТЫ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ	9
1.1 ИСТОЧНИКИ ПЛАСТОВОЙ ЭНЕРГИИ	9
Пластовые давления	9
Статическое давление на забое скважины	9
Статический уровень	9
Динамическое давление на забое скважины	9
Динамический уровень жидкости	9
Среднее пластовое давление	10
Пластовое давление в зоне нагнетания и отбора	11
Начальное и текущее пластовое давление	12
Приведенное давление	12
Приток жидкости к скважине	13
1.2. Механизм использования пластовой энергии при добыче нефти	17
1.3. Источники и характеристики пластовой энергии	18
1.4. Режимы разработки нефтяных месторождений	21
1.4.1. Водонапорный режим	22
1.4.2. Упругий режим	25
1.4.3. Режим газовой шапки	28
1.4.4. Режим растворенного газа	29
1.4.5. Гравитационный режим	32
1.5. Геологические условия проявления режима пластов	33
2. ОБЪЕКТЫ И СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ	35
2.1. Системы разработки месторождений	35
2.2. Системы разработки с воздействием на пласт	41
2.3. Системы разработки нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления	43
3. ТЕХНОЛОГИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ	54
4. МЕТОДИКИ РАСЧЕТОВ ФИЛЬТРАЦИИ ФЛЮИДОВ В НЕОДНОРОДНЫХ ПЛАСТАХ	60
5. РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИ УПРУГОВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ	65
6. РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИ РЕЖИМЕ РАСТВОРЕННОГО ГАЗА	69
7. РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЗАВОДНЕНИЯ	70
7.1. Механизм вытеснения нефти водой в пористой среде	72
8. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ДЕБИТОВ И ДАВЛЕНИЙ ПРИ ЖЕСТКОМ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ	75
9. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ДЕБИТОВ И ДАВЛЕНИЙ ПРИ ВНУТРИКОНТУРНОМ ЗАВОДНЕНИИ	79
9.1. Гидродинамические расчеты дебитов и давлений при рядных системах заводнения	79
9.2. Гидродинамические расчеты дебитов и давлений при площадных системах заводнения	82
10. ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗЛИЧНЫХ СИСТЕМ ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ	85
11. ВРЕМЯ НАЧАЛА ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ И УРОВЕНЬ ПОДДЕРЖАНИЯ ДАВЛЕНИЯ В ЗАЛЕЖИ	87
12. ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ИНТЕРВАЛОВ ПЕРФОРАЦИИ	90
13. НЕОДНОРОДНОСТЬ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ	92
14. ОПТИМАЛЬНОЕ ЧИСЛО И РАЗМЕЩЕНИЕ СКВАЖИН	95
14.1. Влияние прерывистости на плотность сетки скважин	97
15. ВЫДЕЛЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ НА МНОГОПЛАСТОВЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ	100
16. ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ	103
17. ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ	108
20. РАЗРАБОТКА ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТЫХ ПЛАСТОВ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ ВОДОЙ	127
21. РАЗРАБОТКА ВОДОНЕФТЯНЫХ ЗОН	131
22. ОТКЛЮЧЕНИЕ ОБВОДНЕННЫХ СКВАЖИН. ПРЕКРАЩЕНИЕ ЗАВОДНЕНИЯ	133
23. ПОТРЕБНОСТЬ И ПОДГОТОВКА ВОДЫ ДЛЯ ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ	134
СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	137

ВВЕДЕНИЕ

❖ Развитие нефтяной промышленности России в последние годы происходит на фоне заметного ухудшения структуры запасов нефти, что в основном связано со значительной выработкой многих уникальных и крупных высокопродуктивных месторождений и их высоким обводнением, а также открытием и вводом в разработку месторождений с трудно извлекаемыми запасами, приуроченными к коллекторам с высокой геологической неоднородностью, карбонатным породам со сложным строением пустотного пространства, газонефтяным залежам, залежам с высоковязкими нефтями и аномальными условиями залегания.

❖ Растет доля запасов нефти в низкопроницаемых коллекторах (с 29% в 1980 г. до 75 % в 1993 г.) с неблагоприятными условиями ее извлечения. Растет доля месторождений, расположенных на труднодоступных территориях, что требует увеличения капитальных вложений на их освоение, а также применения новых технологий и технических средств.

❖ Другой особенностью современного этапа является все возрастающий объем запасов, находящихся на поздней стадии разработки, с резким изменением их структуры. Выработанность активных запасов достигла величины 65.5 %, трудноизвлекаемых — 23 %.

Растет доля запасов нефти в низкопроницаемых коллекторах (с 29 % в 1980 г. до 75 % в 1993 г.) с неблагоприятными условиями ее извлечения. Растет доля месторождений, расположенных на труднодоступных территориях, что требует увеличения капитальных вложений на их освоение, а также применения новых технологий и технических средств.

Экономические трудности привели к сокращению разведочного и эксплуатационного бурения, объемов прироста запасов нефти, ввода новых нефтяных месторождений в промышленную разработку. Это дало возможность на длительный период сохранить стабильный уровень добычи нефти, обеспечивающий потребности страны.

Основными регионами ускоренного воспроизводства сырьевой базы является Западная и Восточная Сибирь с Республикой Саха, Тимано-Печорская провинция, наиболее крупные по запасам и ресурсам площади Арктического и Дальневосточного шельфа. Перспективной является и Российская часть Прикаспийской впадины.

ИСТОРИЧЕСКАЯ СПРАВКА

Несмотря на бурный рост числа разведочных и добывающих нефть скважин и объема добычи нефти, выработка недр в начале XX века осуществлялась путем нерегулируемой разработки месторождений на естественных режимах. В те годы еще не существовало научных основ добычи нефти, хотя над различными проблемами нефти, начиная с ее происхождения, геологии и разведки до транспорта, переработки и использования, работали многие крупнейшие ученые и инженеры России, в том числе Д.И. Менделеев, А.М. Бутлеров, И.М. Губкин, В.Г. Шухов.

В 20-х и в начале 30-х гг. этого века прогнозирование разработки нефтяных месторождений производилось в основном путем построения фактических зависимостей показателей разработки от времени, полученных в начальный период разработки, статистической обработки этих показателей и их экстраполяции на будущее.

Несмотря на значительный прогресс в области теории фильтрации нефти и газа и в ее применении для расчетов добычи нефти, достигнутый в конце 30-х и в начале 40-х гг., разработка нефтяных месторождений как самостоятельная инженерная дисциплина еще не оформилась.

Решающую роль в создании разработки нефтяных месторождений, как самостоятельной области науки и учебной дисциплины, сыграла основополагающая работа А.П. Крылова, Ч.М. Глоговского, М.Ф. Мирчинка, Н.М. Николаевского и Л.А. Чарного **“Научные основы разработки нефтяных месторождений”**, вышедшая в свет в 1948 г. В этой работе была дана первая формулировка основного принципа разработки, заложен фундамент проектирования разработки нефтяных месторождений, решен ряд важных задач подземной гидромеханики, а наука о разработке нефтяных месторождений представлена как комплексная область знаний, использующая достижения нефтяной геологии и геофизики, подземной гидродинамики, эксплуатации скважин и прикладной экономики.

Конец 40-х и 50-е гг. ознаменовались резким ростом числа исследований в области разработки нефтяных месторождений, развитием новых направлений в этой области. Было значительно продвинуто вперед решение проблемы разработки нефтяных месторождений при смешанных режимах — водонапорном и растворенного газа. Начали интенсивно развиваться методы определения параметров пластов с использованием гидродинамических исследований скважин. Были созданы методические основы расчета разработки нефтяных

месторождений с применением вероятностно-статистических моделей. Развивались также методы непосредственного учета неоднородности при фильтрации в нефтяных пластах.

В конце 50-х и начале 60-х гг. заводнение стало в СССР основным методом воздействия на нефтяные пласты. Однако в эти же годы стало ясным, что таким способом нельзя полностью решить проблему максимального извлечения нефти из недр, особенно при разработке высоковязких и высокопарафинистых нефтей. Были проведены фундаментальные исследования и даны инженерные решения, послужившие основой развития тепловых методов разработки нефтяных месторождений, связанных с закачкой в пласт теплоносителей и внутрипластовым горением. В эти же годы во всем мире огромное внимание было уделено развитию физико-химических методов извлечения нефти из недр, таких, как вытеснение нефти углеводородными растворителями, двуокисью углерода, полимерными и мицеллярно-полимерными растворами.

Разработка нефтяных месторождений — интенсивно развивающаяся область науки. Дальнейшее ее развитие будет связано с применением новых технологий извлечения нефти из недр, новых методов распознавания характера протекания внутрипластовых процессов, управлением разработкой месторождений, использованием совершенных методов планирования разведки и разработки месторождений с учетом данных смежных отраслей народного хозяйства, применением автоматизированных систем управления процессами извлечения полезных ископаемых из недр, развитием методов детального учета строения пластов и характера протекающих в них процессов на основе детерминированных моделей, реализуемых на мощных ЭВМ.

Разработка нефтяных месторождений связана с существенным вмешательством человека в природу и поэтому требует безусловного соблюдения установленных норм по охране недр и окружающей среды.

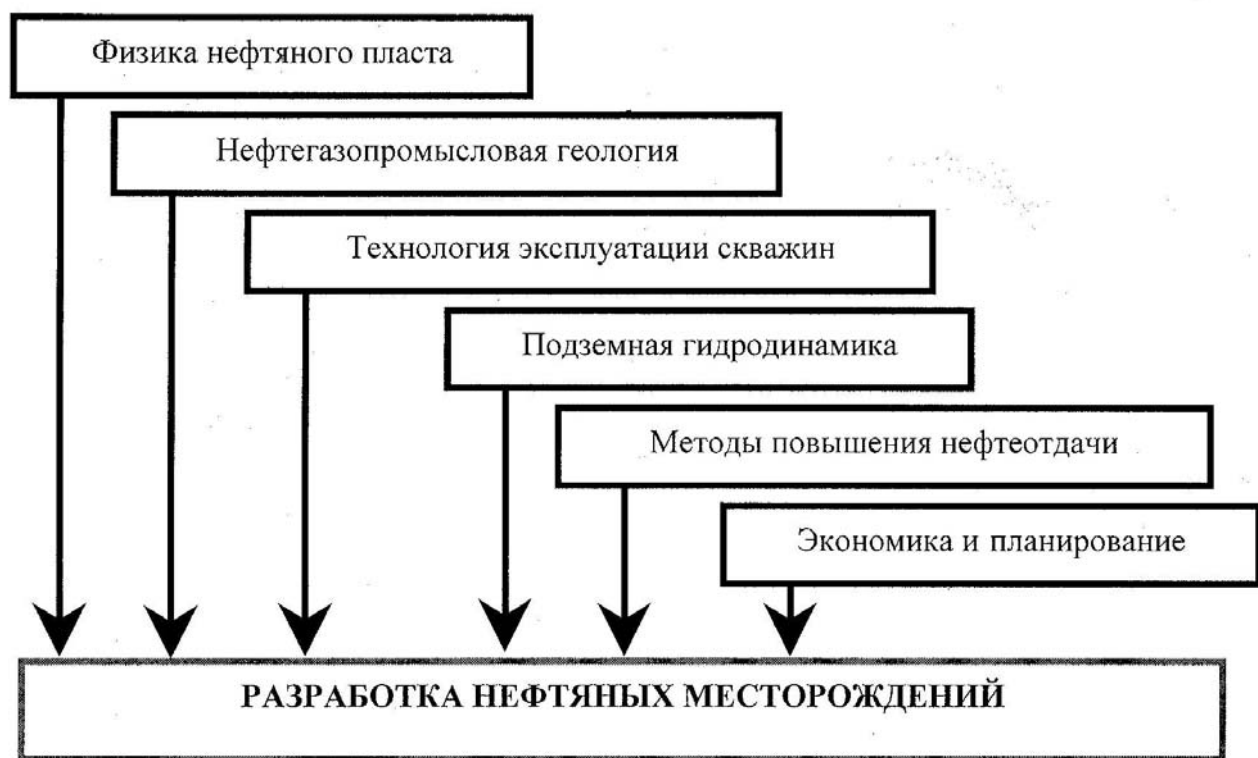
Во все проектные документы по разработке нефтяных месторождений обязательно включаются разделы, связанные с охраной земли, воды и воздуха путем использования замкнутых производственных циклов, предусматривающих герметичный сбор нефти, газа и воды, очистку добываемой воды и дальнейшее ее использование для закачки в пласт, утилизацию нефтяного газа, регенерацию химических веществ, применяемых для повышения нефтеотдачи пластов.

Наиболее полное извлечение нефти, газа и конденсата из месторождений — главное направление рационального использования недр.

Важное значение имеет осуществление во всех технологических процессах разработки нефтяных и газовых месторождений, энергосберегающих мероприятий. Необходимо стремиться к использованию таких технологий извлечения и таких вариантов подъема на дневную поверхность, подготовки и транспорта нефти и газа, которые характеризуются по возможности меньшими затратами энергии на тонну добываемых нефти и газа, ликвидировать потери и бессмысленное сжигание углеводородов.

Процессы, протекающие в нефтяных пластах во время их разработки, инженеры-разработчики могут распознавать количественно только по проявлениям этих процессов в скважинах путем решения так называемых обратных математических задач.

В курсе разработки нефтяных месторождений комплексно используют многие важные положения геологии, геофизики, физики пласта, подземной гидродинамики, механики горных пород, технологии эксплуатации скважин и систем добычи нефти, экономики и планирования.



Вместе с тем разработка нефтяных месторождений — это не конгломерат геологии, подземной гидромеханики, технологии добычи нефти и экономики, а самостоятельная комплексная область науки и инженерная дисциплина, имеющая свои специальные разделы, связанные с учением о системах и технологиях разработки месторождений, планированием и

реализацией основного принципа разработки, проектированием и регулированием разработки месторождений.

Процессы, протекающие в нефтяных пластах во время их разработки, могут распознаваться количественно только по проявлениям этих процессов в скважинах путем решения так называемых обратных математических задач. В связи с этим информация о нефтяных пластах имеется только в отдельных точках и в начальный период, когда месторождение еще не полностью разбурено, эта информация весьма ограничена. Инженер-разработчик не имеет непосредственного доступа к объектам своей деятельности – нефтяным пластам. Основным источником информации являются данные, полученные не путем непосредственных измерений, а на основе математической обработки данных геофизических и гидродинамических исследований скважин. Таким образом, инженер-разработчик имеет доступ к нефтяным пластам лишь в отдельных точках – скважинах, и в связи с этим он всегда имеет дело с весьма ограниченной, неточной информацией о своем объекте.

Наименьший объем информации имеет место в начальной стадии разработки, для нового, только что законченного разведкой нефтяного месторождения, на которое пробурено небольшое число разведочных скважин. По мере увеличения количества пробуренных на залежь скважин и накопления данных по истории разработки – количество и качество информации повышается, но ее приближенность и многозначность остается.

По мере разбуривания месторождения и увеличения количества скважин корректируются начальные представления о нефтяной залежи, уточняются ее запасы и продуктивные характеристики.

Понятие о нефтяной залежи

Нефтяная залежь представляет собой скопление жидких углеводородов в некоторой области земной коры, обусловленное причинами геологического характера. Часто нефтяная залежь имеет контакт с водяным пластом. При этом возможны два основных типа взаимного расположения. Если вода располагается ниже нефтяной залежи на всем ее протяжении, такую воду называют подошвенной. Если контакт с водой происходит в пониженных частях месторождения важно правильно определить тип залежи и оценить соотношение размеров областей, занятых нефтью и газом.

Статистические исследования данных о составе пластовых нефтей и газов большого числа месторождений показали, что состав и другие термодинамические и физико-химические характеристики добываемой продукции являются информативными в

отношении оценки типа залежи, соотношения нефти и газа в пласте, наличия аномально высоких пластовых давлений и других важных для разработки факторов. Использование этих данных позволяет на ранней стадии разведки и разработки получить дополнительную важную информацию о состоянии объекта к обычно используемой при геологических и промысловых исследованиях.

1.РЕЖИМЫ РАБОТЫ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

1.1 ИСТОЧНИКИ ПЛАСТОВОЙ ЭНЕРГИИ

Пластовые давления

Для правильного понимания всех технологических процессов и явлений, связанных с эксплуатацией нефтяных месторождений и скважин, необходимо уяснить ряд терминов для давлений, которые определяют или влияют на эти технологические процессы.

Статическое давление на забое скважины

Статическое давление - это давление на забое скважины, устанавливающееся после достаточно длительной ее остановки. Оно равно гидростатическому давлению столба жидкости в скважине высотой (по вертикали), равной расстоянию от уровня жидкости до глубины, на которой производится измерение. Обычно за такую глубину принимается середина интервала вскрытой толщины пласта. С другой стороны, это давление равно давлению внутри пласта, вскрытого скважинами, и поэтому оно называется пластовым давлением.

Статический уровень

Уровень столба жидкости, установившийся в скважине после ее остановки при условии, что на него действует атмосферное давление, называется статическим уровнем.

Если устье скважины герметизировано, то обычно в верхней части скважины скапливается газ, создающий некоторое давление на уровень жидкости. В этом случае уровень жидкости не называется статическим, хотя соответствует статическим условиям скважины, и давление на забое скважины равно сумме гидростатического давления столба жидкости и давления газа.

Динамическое давление на забое скважины

Это давление устанавливается на забое во время отбора жидкости или газа из скважины или во время закачки жидкости или газа в скважину. Динамическое давление на забое очень часто называют забойным давлением в отличие от статического, которое называют пластовым давлением. Однако и статическое, и динамическое давления в то же время являются забойными.

Динамический уровень жидкости

Уровень жидкости, который устанавливается в работающей скважине при условии, что

на него действует атмосферное давление (межтрубное пространство открыто), называется динамическим уровнем.

При герметизированном затрубном пространстве динамическое давление будет равно сумме гидростатического давления столба жидкости от уровня до забоя и давления газа, действующего на уровень. Высота столба жидкости измеряется по вертикали. Поэтому в наклонных скважинах при вычислении гидростатических давлений должна делаться соответствующая поправка на кривизну скважины.

Среднее пластовое давление

По среднему пластовому давлению оценивают общее состояние пласта и его энергетическую характеристику, обуславливающую способы и возможности эксплуатации скважин. Статические давления в скважинах, расположенных в различных частях залежи и характеризующие локальные пластовые давления, могут быть неодинаковыми вследствие разной степени выработанности участков пласта, его неоднородности, прерывистости и ряда других причин. Поэтому используют понятие среднего пластового давления. Среднее пластовое давление **P_{ср}** вычисляют по замерам статических давлений **P_i** в отдельных скважинах.

Среднее арифметическое давление из **m** измерений по отдельным скважинам

$$P_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i}{m} \quad (1.1)$$

Эта величина неточно характеризует истинное среднеинтегральное пластовое давление и может от него сильно отличаться, например, при группировке скважин в одной какой-либо части залежи.

Средневзвешенное по площади пластовое давление

$$P_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i f_i}{\sum_{i=1}^n f_i} \quad (1.2)$$

где **f_i** - площадь, приходящаяся на *i*-ю скважину, **P_i** - статическое давление в *i*-й скважине, **n** - число скважин.

Это давление полнее характеризует энергетическое состояние пласта, однако не учитывает того, что толщина пласта на различных участках различна. Поэтому вводится

понятие о средневзвешенном по объему пластовом давлении. Средневзвешенное по объему пласта давление учитывает не только площадь f_i , приходящуюся на каждую скважину, но и среднюю толщину пласта h_i в районе скважины. Таким образом,

$$P_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i f_i h_i}{\sum_{i=1}^n f_i h_i} \quad (1.3)$$

Среднее пластовое давление определяют по картам изобар (линий равных давлений). Для этого измеряют планиметром площадь между каждыми двумя соседними изобарами, рассчитывают среднее пластовое давление на этой площади, как среднее арифметическое из значений давлений двух соседних изобар, и, умножая его на площадь между изобарами, суммируют. Общую сумму делят на суммарную площадь, в пределах которой проводится вычисление. Определенное таким образом среднее давление ничем не отличается от того, которое получается по (1.2), и также является средневзвешенным по площади.

Если на карту изобар наложить карту полей равных толщин, то среднее пластовое давление можно вычислить как средневзвешенное по объему пласта, используя формулу (1.3). В этом случае f_i - часть площади между двумя изобарами с одинаковыми толщинами h_i , P_i - среднее давление между двумя изобарами. Этот способ дает наиболее объективную оценку среднего пластового давления.

Пластовое давление в зоне нагнетания и отбора

При поддержании пластового давления воду закачивают в нагнетательные скважины, которые располагают рядами. В зонах расположения нагнетательных скважин в пласте создается повышенное давление. Для характеристики процесса нагнетания и контроля за его динамикой пользуются понятием пластового давления в зоне нагнетания. С этой целью на карте изобар выделяют район размещения нагнетательных скважин, окружая их характерной изобарой, имеющей, например, значение первоначального пластового давления. В пределах этой изобары и определяют пластовые давления, как средневзвешенные по площади, используя формулу (2.2), или как средневзвешенные по объему, используя формулу (2.3) и дополнительно карту полей равных толщин.

За пределами площади, ограниченной характерной изобарой, т. е. в районе добывающих скважин, также определяют среднее пластовое давление одним из трех названных методов и называют его пластовым давлением в зоне отбора. Во всех случаях предпочтительнее пластовое давление определять как средневзвешенное по объему пласта.

Начальное и текущее пластовое давление

Среднее пластовое давление, определенное по группе разведочных скважин в самом начале разработки, называется начальным пластовым давлением.

В процессе разработки и эксплуатации пластовое давление меняется. Динамика пластового давления является важнейшим источником информации о состоянии объекта эксплуатации. Поэтому в различные моменты времени определяют среднее пластовое давление и строят графики изменения этого давления во времени. Это давление называют текущим пластовым давлением.

Приведенное давление

Для объективной оценки забойных давлений и возможности их сравнения вводится понятие приведенного давления. Измеренные или вычисленные забойные давления приводятся (пересчитываются) к условной горизонтальной плоскости, которой может быть принята любая плоскость в пределах залежи, абсолютная отметка которой известна.

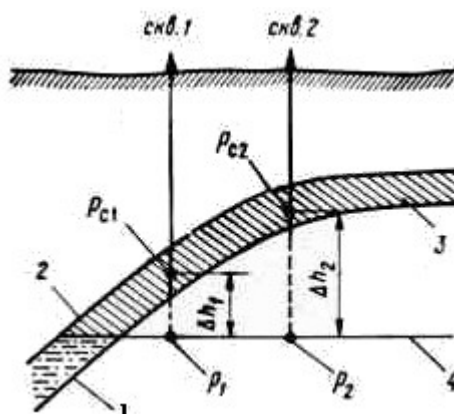


Рис. 1.1. Схема наклонного пласта: 1 - водонасыщенная часть пласта; 2 - первоначальный контакт; 3 - нефтенасыщенная часть; 4 - плоскость приведения

Обычно за плоскость приведения принимают плоскость, проходящую через первоначальный водонефтяной контакт, абсолютная отметка которого определяется при разведке месторождения. Если забои скважин сообщаются через проницаемый пласт, то в них устанавливаются одинаковые приведенные статические давления.

Приведенное давление (рис. 1.1) в скв. 1

$$P_1 = P_{c1} + \rho_n \cdot g \cdot \Delta h_1,$$

а приведенное давление в скв. 2 будет

$$P_2 = P_{c2} + \rho_n \cdot g \cdot \Delta h_2,$$

ρ_n - плотность нефти в пластовых условиях; g - ускорение силы тяжести; Δh_1 , Δh_2 -

разности гипсометрических отметок забоев скв. 1, 2 и плоскости приведения.

Если водонефтяной контакт поднялся на Δz , а плоскость приведения осталась прежней, то приведенные давления

$$\text{для скв. 1} \quad P_1 = P_{c1} + \rho_n \cdot g \cdot \Delta h_1 + \rho_v \cdot g \cdot \Delta z,$$

$$\text{для скв. 2} \quad P_2 = P_{c2} + \rho_n \cdot g \cdot \Delta h_2 + \rho_v \cdot g \cdot \Delta z.$$

Здесь Δh_1 и Δh_2 - разность отметок забоев скважин и текущего положения водонефтяного контакта; ρ_v - плотность воды в пластовых условиях.

Кроме перечисленных давлений необходимо знать также давления на линии нагнетания и на линии отбора. Определение этих понятий будет дано в 3 главе при изложении методов поддержания пластового давления.

Приток жидкости к скважине

Приток жидкости, газа, воды или их смесей к скважинам происходит в результате установления на забое скважин давления меньшего, чем в продуктивном пласте. Течение жидкости к скважинам исключительно сложно и не всегда поддается расчету. Лишь при геометрически правильном размещении скважин (линейные или кольцевые ряды скважин и правильные сетки), а также при ряде допущений (постоянство толщины, проницаемости и других параметров) удастся аналитически рассчитать дебиты этих скважин при заданных давлениях на забоях или, наоборот, рассчитать давление при заданных дебитах. Однако вблизи каждой скважины в однородном пласте течение жидкости становится близким к радиальному. Это позволяет широко использовать для расчетов радиальную схему фильтрации.

Скорость фильтрации, согласно закону Дарси, записанному в дифференциальной форме, определяется следующим образом:

$$v = -\frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dr}, \quad (1.4)$$

где k - проницаемость пласта;

μ - динамическая вязкость;

dp/dr - градиент давления вдоль радиуса (линии тока).

По всем линиям тока течение будет одинаковое. Другими словами, переменные, которыми являются скорость фильтрации и градиент давления, при изменении угловой координаты (в случае однородного пласта) останутся неизменными, что позволяет оценить объемный расход жидкости q как произведение скорости фильтрации на площадь сечения

пласта. В качестве площади может быть взята площадь сечения цилиндра $2\pi rh$ произвольного радиуса r , проведенного из центра скважины, где h - действительная толщина пласта, через который происходит фильтрация.

Тогда

$$q = 2\pi rhv = -2\pi rh \frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dr} . \quad (1.5)$$

$$\frac{kh}{\mu} = \varepsilon .$$

Обозначим

В общем случае предположим, что ε - гидропроводность - изменяется вдоль радиуса r , но так, что на одинаковых расстояниях от оси скважины вдоль любого радиуса величины ε одинаковые. Это случай так называемой кольцевой неоднородности.

Предположим, что ε задано в виде известной функции радиуса, т. е.

$$\frac{kh}{\mu} = \varepsilon(r) . \quad (1.6)$$

Вводя (1.6) в (1.5) и разделив переменные, получим

$$\frac{dr}{r\varepsilon(r)} = -\frac{2\pi}{q} \cdot dp . \quad (1.7)$$

Дифференциальное уравнение (1.7) с разделенными переменными может быть проинтегрировано, если задана функция $\varepsilon(r)$. В частности, если гидропроводность не зависит от радиуса и постоянна, то (1.7) легко интегрируется в пределах области фильтрации, т. е. от стенок скважины r_c с давлением P_c до внешней окружности R_k , называемой контуром питания, на котором существует постоянное давление P_k . Таким образом,

$$\int_{r_c}^{R_k} \frac{dr}{r\varepsilon(r)} = -\frac{2\pi}{q} \cdot \int_{P_c}^{P_k} dp , \quad (1.8)$$

При $\varepsilon = \text{const}$ будем иметь

$$\frac{1}{\varepsilon} \cdot (\ln R_k - \ln r_c) = \frac{2\pi}{q} \cdot (P_k - P_c) . \quad (1.9)$$

Решая (1.9) относительно q , получим классическую формулу притока к центральной скважине в круговом однородном пласте:

$$q = \frac{2\pi\varepsilon \cdot (P_k - P_c)}{\ln(R_k/r_c)} . \quad (1.10)$$

Если (1.8) проинтегрировать при переменных верхних пределах r и P , то получим формулу для распределения давления вокруг скважины:

$$\int_{r_c}^r \frac{dr}{r\varepsilon} = -\frac{2\pi}{q} \cdot \int_{P_c}^P dp \quad (1.11)$$

После интегрирования, подстановки пределов и алгебраических преобразований имеем

$$\frac{1}{\varepsilon} \cdot \ln \frac{r}{r_c} = \frac{2\pi}{q} \cdot (P - P_c) \quad (1.12)$$

Решая уравнение относительно $r(r)$ и подставляя (1.10) в (1.12), получим уравнение распределения давления вокруг скважины:

$$P(r) = P_c + (P_k - P_c) \cdot \frac{\ln \frac{r}{r_c}}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (1.13)$$

Если в (2.8) в качестве переменных пределов принять не верхние, а нижние пределы, то выражение для $r(r)$ можно записать в другом виде:

$$P(r) = P_k - (P_k - P_c) \cdot \frac{\ln \frac{R_k}{r}}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (1.14)$$

Подставляя в (1.13) или (1.14) R_k вместо переменного радиуса r , получим $P(R_k) = P_k$; при $r = r_c$ имеем другое граничное условие:

$$P(r_c) = P_c.$$

Таким образом, граничные условия выполняются. Из (1.13) и (1.14) следует, что функция $P(r)$ является логарифмической, т. е. давление вблизи стенок скважины изменяется сильно, а на удаленном расстоянии - слабо. Это объясняется увеличением скоростей фильтрации при приближении струек тока к стенкам скважины, на что расходуется больший перепад давления.

Рассмотрим случай радиального притока в скважину при произвольно изменяющейся вдоль радиуса гидропроводности.

Проинтегрируем в (1.8) правую часть и перепишем результат следующим образом:

$$q = \frac{2\pi \cdot (P - P_c)}{\int_{r_c}^{R_k} \frac{1}{r \cdot \varepsilon(r)} dr} \quad (1.15)$$

Подынтегральная функция

$$y(r) = \frac{1}{r\varepsilon(r)} \quad (1.16)$$

может быть построена графически по заданным значениям ε для различных радиусов и проинтегрирована в пределах от r_c до R_k любым методом приближенного интегрирования или измерением планиметром площади под кривой $y(r)$ в заданных пределах.

В некоторых случаях добывающая скважина дренирует одновременно несколько пропластков с различными проницаемостями, толщинами, вязкостями нефти, а также пластовыми давлениями. Однако приток в такой сложной системе будет происходить при одинаковом забойном давлении (приведенном). При этом некоторые пропластки с меньшим пластовым давлением, чем на забое скважины, способны поглощать жидкость. В любом случае общий приток такого многослойного пласта будет равен алгебраической сумме притоков из каждого пропластка:

$$q = q_1 + q_2 + \dots + q_n = \sum_{i=1}^n q_i \quad (1.17)$$

Формулы радиального притока, вследствие их простоты, часто используются в инженерных расчетах. При этом погрешности в оценке исходных параметров, таких как k , h , μ , $(P_k - P_c)$, непосредственно влияют на величину q . Что касается величин R_k и r_c , то, поскольку они находятся под знаком логарифма, в отношении их допустимы значительные погрешности.

Пример. Допустим истинное значение $R_k = 100$ м, а в расчете по ошибке было принято $R_k = 1000$ м, т. е. допущена 10-кратная ошибка. Тогда истинный приток

$$q_{\text{ист}} = \frac{2\pi k h \cdot (P_k - P_c)}{\mu \cdot \ln(100/0,1)} \quad (1.18)$$

где $r_c = 0,1$ м.

Расчетный приток

$$q_{\text{расч}} = \frac{2\pi k h \cdot (P_k - P_c)}{\mu \cdot \ln(1000/0,1)} \quad (1.19)$$

Сравнение производим при прочих равных условиях, деля (1.18) на (1.19):

$$\frac{q_{\text{ист}}}{q_{\text{расч}}} = \frac{\ln(10000)}{\ln(1000)} = \frac{4}{3} \quad (1.20)$$

Откуда $q_{\text{расч}} = 3/4 q_{\text{ист}}$. Т. е. расчетный дебит будет составлять 75% истинного дебита.

При применении формулы радиального притока для скважины, расположенной среди других добывающих скважин, за R_k принимают половину расстояния до соседних скважин или средневзвешенную по углу величину этого расстояния. Формула радиального притока часто используется для определения гидропроводности по известным дебиту и давлениям.

Поскольку формулы описывают радиальную фильтрацию в пласте, то в них необходимо подставлять значение вязкости нефти при пластовых условиях, то есть при пластовых температуре и давлении с учетом соответствующего количества растворенного газа. Вычисленный дебит q (объемный расход жидкости) также получается при пластовых условиях. Для перевода дебита к нормальным поверхностным условиям необходимо вычисленный дебит разделить на объемный коэффициент пластовой жидкости.

1.2. Механизм использования пластовой энергии при добыче нефти

Жидкость из пласта в скважину поступает под действием перепада давления между пластом и забоем скважины. Поэтому пластовое давление - основной фактор, определяющий текущее энергетическое состояние залежи. Точнее, следует говорить не об абсолютной величине этого параметра, а об его соотношении с нормальным пластовым давлением на глубине залегания данной залежи, которое равно давлению столба воды равной высоты. Различают залежи, у которых начальное пластовое давление превышает эту величину (аномально-высокое пластовое давление - АВПД) и залежи с более низким начальным давлением (аномально низкое пластовое давление - АНПД).

Аномалии начального пластового давления определяются различными причинами, в основном геологического характера. Анализ данных по большому числу нефтяных месторождений тяжелых нефтей показал, что существует корреляционная зависимость между удельным весом (содержанием тяжелых компонентов в нефти) и коэффициентом аномально высокого пластового давления, который равен отношению АВПД в залежи к нормальному пластовому давлению на соответствующей глубине. Именно, с ростом удельного веса нефти наблюдается тенденция к увеличению коэффициента аномальности. Таким образом, по составу нефти, определяемому по устьевым замерам, можно оценивать АВПД в залежи.

Другая причина проявления аномального пластового давления может быть обусловлена

особенностями гидростатики разноплотных жидкостей. Пусть, например, кровля нефтяного пласта находится на глубине 1000 м, водонефтяной контакт - на глубине 2000 м, а нижняя граница водной области - на глубине 3000 м. Так как давление в пластах распределяется по гидростатическому закону в соответствии с удельным весом воды, то на глубине 3000 м пластовое давление равно примерно 30 МПа, на отметке водонефтяного контакта - 20 МПа. Если принять удельный вес нефти 800 кг/м^3 , то на кровле нефтяного пласта давление будет равно $20 - 8 = 12 \text{ МПа}$, в то время как нормальное пластовое давление на этой глубине равно 10 МПа, т. е. коэффициент аномальности равен 1,2. При наличии газовой шапки этот эффект будет существенный. Можно решать и обратную задачу - по определенному распределению давления по глубине оценивать положение водонефтяного контакта.

Различают два типа источников пластовой энергии - естественные и искусственные. К естественным источникам относятся упругость пластовой системы, напор пластовых вод, наличие свободного газа (в виде газовой шапки), энергия растворенного газа, напор обусловленный силой тяжести. Пластовую энергию можно поддерживать искусственным способом - закачкой в пласт воды, пара или газа. В зависимости от того, какой источник пластовой энергии преобладает, формируется определенный режим разработки. Рассмотрим последовательно каждый из этих режимов.

В начальном состоянии пластовая система, под которой понимается вмещающий коллектор, нефтяная часть и контактирующий с ней водоносный бассейн, находится в сжатом состоянии, определяемом начальным пластовым давлением. Отбор нефти из залежи приводит к снижению там давления, в результате чего происходит расширение частиц породы, нефти и воды. А это, в свою очередь, уменьшает падение пластового давления. Таким образом, в процессе разработки начальная упругая энергия сжатия пластовой системы уменьшается. Метод разработки нефтяного месторождения, основанный на использовании запаса упругой энергии пластовой системы, называется разработкой на естественном режиме.

1.3. Источники и характеристики пластовой энергии

Энергия — это физическая величина, определяющая способность тел совершать работу. Работа, применительно к нефтедобыче, представляется как разность энергий или освободившаяся энергия, необходимая для перемещения нефти в пласте и дальше на поверхность. Различаем естественную и в случае ввода извне, с поверхности искусственную пластовые энергии. Они выражаются в виде потенциальной энергии как энергии положения и энергии упругой деформации.

Потенциальная энергия положения:

$$E_n = Mgh_{cm}, \quad (1.21)$$

где M — масса тела (пластовой или закачиваемой с поверхности воды, нефти, свободного газа); g — ускорение свободного падения; h — высота, на которую поднято тело по сравнению с произвольно выбранной плоскостью начала отсчета (для жидких тел это гидростатический напор).

Поскольку масса тела $M = V\rho$, $\rho gh_{cm} = p$, то энергия положения равна произведению объема тела V на создаваемое давление p :

$$E_n = V\rho gh_{cm} = Vp, \quad (1.22)$$

где ρ — плотность тела. То есть, чем больше масса тела и высота его положения (напор) или объем тела и создаваемое им давление, тем больше потенциальная энергия положения.

Потенциальная энергия упругой деформации:

$$E_\delta = P\Delta l, \quad (1.23)$$

где $P = pF$ — сила, равная произведению давления p на площадь F ; Δl — линейная деформация (расширение).

Так как приращение объема $\Delta V = F\Delta l$, то

$$E_\delta = p\Delta V \quad (1.24)$$

Приращение объема ΔV при упругой деформации можно представить, исходя из закона Гука, через объемный коэффициент упругости среды:

$$\beta = \frac{1}{V} \cdot \frac{\Delta V}{\Delta p}, \quad (1.25)$$

то

$$E_\delta = \beta V p \Delta p. \quad (1.26)$$

Следовательно, чем больше упругость и объем V среды (воды, нефти, газа, породы), давление и возможное снижение давления Δp , тем больше потенциальная энергия упругой деформации. Количество пластовой воды и свободного газа определяется соответственно

размерами водоносной области и газовой шапки, а количество растворенного в нефти газа — объемом нефти V_n и давлением P_n насыщения нефти газом (по закону Генри) или газосодержанием (газонасыщенностью) пластовой нефти Γ_0 (объемное количество растворенного газа, измеренного в стандартных условиях, которое содержится в единице объема пластовой нефти):

$$V_g = \alpha_p P_n V_n = \Gamma_0 V_n, \quad (1.27)$$

где α_p — коэффициент растворимости газа в нефти.

Отсюда следует, что основными источниками пластовой энергии служат:

- энергия напора (положения) пластовой воды (контурной, подошвенной);
- энергия расширения свободного газа (газа газовой шапки);
- энергия расширения растворенного в нефти газа;
- энергия упругости (упругой деформации) жидкости (воды, нефти) и породы;
- энергия напора (положения) нефти.

Энергии этих видов могут проявляться в залежи совместно, а энергия упругости нефти, воды, породы наблюдается всегда. В нефтегазовых залежах в присводовой части активную роль играет энергия газовой шапки, а в приконтурных зонах — энергия напора или упругости пластовой воды. В зависимости от темпа отбора нефти добывающие скважины, расположенные вблизи внешнего контура нефтеносности, могут создавать такой экранирующий эффект, при котором в центре залежи действует в основном энергия расширения растворенного газа, а на периферии — энергия напора или упругости пластовой воды и т.д.

Эффективность расходования пластовой энергии, т.е. количество получаемой нефти на единицу уменьшения ее величины, зависит от вида и начальных запасов энергии, способов и темпа отбора нефти.

На основании изложенного можно сказать, что значение пластовой энергии зависит от давления, упругости жидкости (нефти, воды) и породы, газосодержания, объемов воды и газа, связанных с нефтяной залежью. Искусственная энергия вводится в пласт при закачке в нагнетательные скважины воды, газа, пара и различных растворов.

Пластовая энергия расходуется на преодоление разного рода сил сопротивления, гравитационных, капиллярных сил при перемещении нефти и проявляется в процессе снижения давления, создания депрессии на пласт-коллектор Δp (разности между пластовым $P_{пл}$ и забойным P_z давлениями).

1.4. Режимы разработки нефтяных месторождений

Фильтрация жидкости по пласту к забоям скважин - к точкам наиболее низкого давления осуществляется за счет пластовой энергии. Жидкость под действием пластового давления находится в сжатом состоянии. В процессе эксплуатации месторождения, как правило, пластовое давление падает. Поэтому важно извлечь запасы нефти из пласта, до того как давление снизится и станет невозможно поддерживать необходимые депрессии.

За изменением пластового давления постоянно следят и при быстром его снижении применяют искусственные методы воздействия на залежь и, в частности, методы поддержания пластового давления. Темп снижения пластового давления, характеризующего энергетические ресурсы пласта, зависит от темпа отбора пластовой жидкости: нефти, воды и газа, который обусловлен проектом разработки месторождения, и от того осуществляется или нет поддержание пластового давления. Это искусственные факторы. С другой стороны, запас пластовой энергии, величина начального пластового давления и темп его снижения зависят и от природных - естественных факторов:

- наличия газовой шапки, энергия расширения которой используется при разработке месторождения;
- запаса упругой энергии в пластовой системе;
- содержания растворенного в нефти газа, энергия расширения которого приводит к перемещению пластовых жидкостей и газов к забоям скважин;
- наличия источника регулярного питания объекта разработки пластовой законтурной водой и интенсивность замещения этой водой извлекаемой из пласта нефти;
- гравитационного фактора, который эффективно может способствовать вытеснению нефти в пластах с большими углами падения.

Перечисленные факторы, определяющиеся природными условиями, связаны с процессом формирования месторождения и не зависят от технолога. Одни из этих факторов могут иметь определяющую роль в процессах разработки, другие подчиненную роль.

Капиллярно-поверхностные силы особенно существенны в пористых средах с большой удельной поверхностью способствуют, а чаще тормозят фильтрацию пластовой жидкости и

поэтому в совокупности с перечисленными факторами определяют интенсивность притока жидкости к забоям скважин.

Совокупность всех естественных и искусственных факторов, определяющих процессы, проявляющиеся в пористом пласте при его дренировании системой эксплуатационных и нагнетательных скважин, принято называть режимом пласта. Выделяют пять режимов:

- водонапорный (естественный и искусственный),
- упругий,
- газонапорный (режим газовой шапки),
- режим растворенного газа,
- гравитационный.

От правильной оценки режима дренирования зависят технологические нормы отбора жидкости из скважин, предельно допустимые динамические забойные давления, выбор расчетно-математического аппарата для прогнозирования гидродинамических показателей разработки, определения объемов добычи жидкости и газа, расчета процесса обводнения скважин, а также и тех мероприятий по воздействию на залежь, которые необходимы при разработке для достижения максимально возможного конечного коэффициента нефтеотдачи.

Однако определить режим залежи не всегда просто, так как в ряде случаев многие факторы, определяющие режим, проявляются одновременно.

Рассмотрим идеализированные условия, когда тот или иной режим проявляется в «чистом виде», т. е. когда изменения в залежи в процессе ее разработки обусловлены действием только одного режима, а проявление других режимов либо отсутствует вовсе, либо столь незначительно, что им возможно пренебречь.

1.4.1. Водонапорный режим

При этом режиме фильтрация нефти происходит под действием давления краевых или законтурных вод, имеющих регулярное питание (пополнение) с поверхности за счет талых или дождевых вод или за счет непрерывной закачки воды через систему нагнетательных скважин.

Условие существования водонапорного режима

$$P_{\text{пл}} > P_{\text{нас}},$$

где $P_{\text{пл}}$ - среднее пластовое давление, $P_{\text{нас}}$ - давление насыщения.

При этом условии свободного газа в пласте нет и фильтруется только нефть или нефть с водой. Проницаемый пласт 2 (рис.1.2) обеспечивает гидродинамическую связь области отбора нефти 1 с областью питания 3, которой может служить естественный водоем - русло

реки. В результате процессов складкообразования пористый и проницаемый пласты могут получить выход на дневную поверхность в районе, например, речного русла 3, из которого происходит непрерывная подпитка пласта водой при отборе нефти через скважины 4. Пласт-коллектор должен иметь достаточную проницаемость на всем протяжении от залежи до мест поглощения поверхностных вод. Это и обуславливает активность законтурной воды.

Как правило, пластовое давление в подобных залежах равно гидростатическому давлению столба воды высотой, равной глубине залегания пласта. Причем давление после некоторого снижения в начальной стадии разработки остается в дальнейшем практически постоянным при установленных темпах отбора жидкости (2 - 8 % от извлекаемых запасов в год).

При водонапорном режиме извлечение нефти сопровождается ее замещением законтурной или нагнетаемой водой, что объясняет достаточно стабильные во времени дебиты скважин,

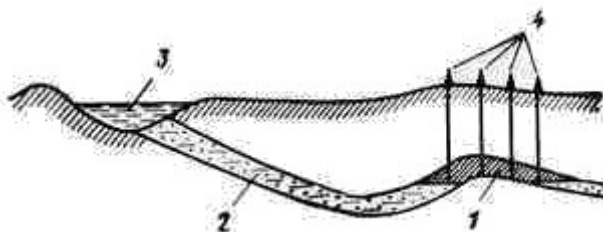


Рис. 1.2. Схема геологических условий существования естественного водонапорного режима

пластовое давление и газовый фактор. Стабильность газового фактора обусловлено еще и тем, что при $P_{пл} > P_{нас}$ выделения газа в пласте не происходит, поэтому с каждой тонной нефти добывают только то количество газа, которое было в ней растворено при пластовых условиях (рис. 1.3). Обводнение скважины происходит относительно быстро. Однако при сильной слоистой неоднородности пласта обводнение скважин может растягиваться во времени, так как по хорошо проницаемым прослоям пластовая вода быстро достигает забоев скважин, а по плохо проницаемым - медленно. При водонапорном режиме происходит достаточно эффективное вытеснение нефти и достигаются наиболее высокие коэффициенты нефтеотдачи.

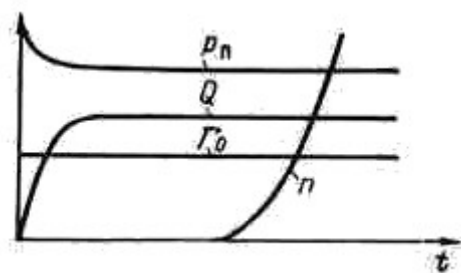


Рис. 1.3. Изменение во времени основных характеристик водонапорного режима

В отличие от естественного водонапорного режима при искусственном непрерывный напор воды, вытесняющей нефть, создают ее нагнетанием с поверхности через систему нагнетательных скважин. В таком случае пласт-коллектор не обязательно должен иметь выход на дневную поверхность для получения непрерывного питания.

При водонапорном режиме количество отобранной жидкости из залежи (нефть, вода) всегда равно количеству вторгшейся в залежь законтурной воды в пластовых термодинамических условиях.

Перераспределение давления в пласте, которое происходит при изменении отборов жидкости из скважин, должно при этом режиме происходить быстро (теоретически мгновенно), поэтому этот режим еще называют жестким. Депрессионная воронка вокруг скважины устанавливается также мгновенно. Этот режим теоретически изучен наиболее полно. В настоящее время более 80 % всей добываемой нефти получается из месторождений, разрабатываемых в условиях водонапорного режима (главным образом искусственного).

Эффективность водонапорного режима зависит от размеров водонапорной системы, коллекторских свойств пласта, насыщающих его флюидов и гипсометрической разности глубины залегания продуктивных пластов и высотой выхода их на поверхность. Ширина водонапорной системы при эффективном водонапорном режиме, как правило составляет 15-25 км, а проницаемость коллектора должна быть не менее 1 мкм^2 .

Коэффициент нефтеизвлечения пласта при активном водонапорном режиме может достигнуть значения 0,5-0,65. Интенсивность проявления данного режима зависит не только от природных факторов, но и от темпа отбора жидкости из пласта. Опыт разработки месторождений показывает, что естественные условия режима могут сохраняться при годовом отборе жидкости порядка 5-6% от геологических запасов нефти, вовлеченных в разработку. Эта цифра средняя и зависит, как от коллекторских свойств пласта, так и от свойств насыщающих его флюидов.

1.4.2. Упругий режим

При этом режиме вытеснение нефти происходит под действием упругого расширения самой нефти, окружающей нефтяную залежь воды и скелета пласта. Обязательным условием существования этого режима (как и водонапорного) является превышение пластового давления над давлением насыщения ($P_{пл} > P_{нас}$). Пласт должен быть замкнутым, но достаточно большим, чтобы его упругой энергии хватило для извлечения основных запасов нефти.

Объемный коэффициент упругости среды определяется как доля первоначального объема этой среды, на которую изменяется этот объем при изменении давления на единицу, т. е.

$$\beta = -\frac{\Delta V}{V \cdot \Delta P}, \quad (1.28)$$

где ΔV - приращение объема (за счет упругого расширения);

ΔP - приращение давления (понижение давления); V - первоначальный объем среды.

Поскольку отрицательному приращению давления соответствует положительное приращение объема, то впереди ставится знак минус.

Твердый скелет пористого пласта при изменении внутреннего давления деформируется вследствие изменения объема самих частиц оседания кровли пласта при уменьшении внутривещного давления, что приводит к уменьшению пористости и к дополнительному вытеснению жидкости. Из экспериментальных данных известно:

$$\text{для воды} \quad \beta_v = (2,7 \div 5) \cdot 10^{-10} \frac{1}{\text{Па}};$$

$$\text{для нефти} \quad \beta_n = (7 \div 30) \cdot 10^{-10} \frac{1}{\text{Па}};$$

$$\text{для породы} \quad \beta_p = (0,3 \div 2) \cdot 10^{-10} \frac{1}{\text{Па}}.$$

Обычно для оценки сжимаемости пласта пользуются приведенным коэффициентом сжимаемости, который называют коэффициентом упругости пласта. Это усредненный коэффициент объемной сжимаемости некоторой фиктивной среды, имеющей объем, равный объему реального пласта с насыщающими его жидкостями, совокупное упругое приращение которых равно упругому приращению объема фиктивной среды.

Согласно определению можно найти упругие приращения объемов воды, нефти и породы для единичного элемента объема пласта

$$\beta^* \cdot V \cdot \Delta P = \beta_v \cdot V_v \cdot \Delta P + \beta_n \cdot V_n \cdot \Delta P + \beta_p \cdot V_p \cdot \Delta P \quad (1.29)$$

где V - объем фиктивной среды, равный сумме объемов воды, нефти и твердого скелета пласта; V_p, V_v, V_n - общие объемы твердого скелета пласта и насыщающих его воды и нефти соответственно; β^* - приведенный коэффициент упругости пласта.

Обозначая m, α_v, α_n соответственно пористость, водо- и нефтенасыщенность пласта, можем вместо (1.29) записать

$$\beta^* \cdot V \cdot \Delta P = \beta_v \cdot V \cdot m \cdot \alpha_v \cdot \Delta P + \beta_n \cdot V \cdot m \cdot \alpha_n \cdot \Delta P + \beta_p \cdot V \cdot (1 - m) \cdot \Delta P \quad (1.30)$$

или

$$\beta^* = m \cdot (\beta_v \cdot \alpha_v + \beta_n \cdot \alpha_n) + \beta_p \cdot (1 - m) \quad (1.31)$$

Это и будет наиболее общее выражение для приведенного объемного коэффициента упругости пластовой системы.

Упругий режим, относящийся к режиму истощения, существенно неустановившийся. Давление в пласте по мере отбора жидкости падает. Для него характерны непрерывно разрастающаяся вокруг скважины воронка депрессии, систематическое падение дебита во времени при сохранении постоянства депрессии или систематическое увеличение депрессии во времени при сохранении дебита. Однако во всех случаях при упругом режиме газовый фактор должен оставаться постоянным по тем же причинам, что и при водонапорном режиме. Темп падения среднего пластового давления может быть различным в зависимости от общего запаса упругой энергии в пласте (от размеров окружающего залежь водного бассейна).

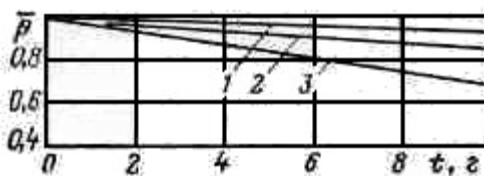


Рис. 1.4. Изменение во времени безразмерного среднеинтегрального пластового давления при упругом режиме

Несложно вывести приближенную формулу, описывающую падение безразмерного среднеинтегрального пластового давления P при упругом режиме во времени t , при постоянном темпе отбора жидкости ($q = \text{const}$). Можно получить аналогичную формулу при

переменном темпе отбора, когда функция изменения темпа отбора задана, например линейно возрастает или изменяется по любому другому закону. При $q = \text{const}$ изменение давления $P(t)$ соответствует прямолинейному закону, т.е. прямой линии, но не проходящей через начало координат. При переменном темпе отбора закон изменения среднеинтегрального давления в пласте будет криволинейный.

Геологическими условиями, благоприятствующими существованию упругого режима, являются:

- залежь закрытая, не имеющая регулярного питания;
- обширная водонасыщенная зона, находящаяся за пределами контура нефтеносности; отсутствие газовой шапки;
- наличие эффективной гидродинамической связи нефтенасыщенной части пласта с законтурной областью;
- превышение пластового давления над давлением насыщения.

Чтобы при приемлемом темпе снижения среднего давления в пласте $P_{\text{пл}}$ за разумные сроки отобрать запасы нефти, нужно иметь очень большое отношение объема упругой системы к геологическим запасам нефти.

При разработке залежи в условиях упругого режима быстрое понижение давления происходит в пределах самой залежи, а во всей системе, питающей залежь упругой энергией давления (в законтурной области), снижается медленно.

Из сказанного не следует, что упругий режим и связанные с ними процессы играют незначительную роль при добыче нефти. При определенных благоприятных условиях весь запас нефти может быть извлечен за счет упругого режима (при большой упруго-водонапорной системе). Последний играет существенную роль при переходных процессах, возникающих в результате изменения режимов работы скважин. При этом в пласте происходят затяжные процессы перераспределения давления, протекающие по законам упругого режима.

В замкнутых ограниченных пластах и запечатанных залежах развивается упругий или упруго-замкнутый режим. При таком режиме (при снижении давления на 10 МПа) можно извлечь из пласта за счет упругих сил не более 1,5- 2,5% содержащейся в залежи нефти, независимо от числа и размещения скважин.

Если нефтяная залежь хорошо связана с окружающей пластовой водонапорной системой, то развивается упруговодонапорный режим.

1.4.3. Режим газовой шапки

Этот режим проявляется в таких геологических условиях, при которых источником пластовой энергии является упругость газа, сосредоточенного в газовой шапке. Для этого необходимо, чтобы залежь была изолирована по периферии непроницаемыми породами или тектоническими нарушениями. Законтурная вода, если она имеется, не должна быть активной. Нефтяная залежь должна находиться в контакте с газовой шапкой. При таких условиях начальное пластовое давление будет равно давлению насыщения, так как дренирование залежи происходит при непрерывном расширении газовой шапки и нефть постоянно находится в контакте с газом.

Темп изменения среднего пластового давления при разработке такой залежи может быть различным в зависимости от темпов разработки и от соотношения объемов газовой шапки и нефтенасыщенной части залежи.

Такую залежь можно рассматривать как сосуд с жидкостью и газом, причем отбор жидкости сопровождается расширением газа. На рис. 2.6 представлены результаты расчетов поведения пластового давления во времени в процессе разработки залежи в режиме газовой шапки.

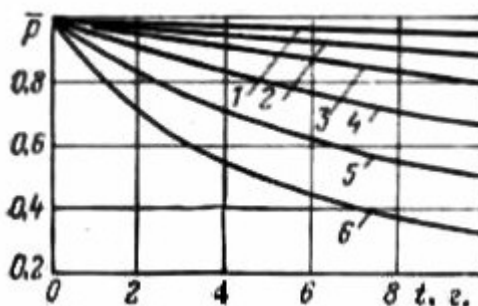


Рис.1.5. Изменение во времени безразмерного среднеинтегрального пластового давления при разных отношениях объема нефтяной оторочки и газовой шапки:

1 - $n = 0,25$; 2 - $n = 0,5$; 3 - $n = 1$; 4 - $n = 2$; 5 - $n = 4$; 6 - $n = 8$

Из рисунка видно, что изменение пластового давления происходит по криволинейному закону и темп падения давления тем больше, чем меньше объем газовой шапки по отношению к объему нефтяной части залежи (чем больше n). При объеме нефти в залежи, в четыре раза превышающем объем начальной газовой шапки, через десять лет давление снизится на 50 % ($\bar{p} = 0,5$). Тогда как при объеме нефти, составляющем 0,25 от объема газовой шапки, к тому же времени давление снизится только на 5,8 %.

Таким образом, разработка месторождения при режиме газовой шапки неизбежно

сопровождается падением пластового давления со всеми вытекающими из этого последствиями (уменьшение дебитов, сокращение периода фонтанирования, переход нефтяных скважин на газ и др.). В реальных условиях разработка такого месторождения может быть осуществлена в условиях смешанного режима с помощью искусственного поддержания пластового давления закачкой воды в законтурную область или закачкой газа в газовую шапку

Для этого режима характерен закономерный рост газового фактора и переход скважин на добычу чистого газа по мере выработки запасов нефти и расширения газовой шапки. Режим газовой шапки в общем имеет подчиненное значение и сравнительно небольшое распространение. Продукция скважин, как правило, безводная.

Благоприятными условиями для проявления этого режима являются высокая проницаемость коллектора, особенно вертикальная, большие углы наклона продуктивных пластов и малая вязкость нефти.

В слабопроницаемых малонаклонных пластах при больших депрессиях и вязкости нефти конечная нефтеотдача пласта не превышает 20-25%. Наблюдается быстрый прорыв газа, малый охват пласта процессом вытеснения. В высокопроницаемых пластах, при большом угле наклона и малых отборах жидкости (малых депрессиях), т.е. при условиях, благоприятных для гравитационного разделения нефти и газа, конечная нефтеотдача может достигать 40-50%.

1.4.4. Режим растворенного газа

Дренирование залежи нефти с непрерывным выделением из нефти газа и переходом его в свободное состояние, увеличением за счет этого объема газонефтяной смеси и фильтрации этой смеси к точкам пониженного давления (забои скважин) называется режимом растворенного газа. Источником пластовой энергии при этом режиме является упругость газонефтяной смеси.

Условия существования режима растворенного газа следующие:

- $P_{пл} < P_{нас}$ (пластовое давление меньше давления насыщения);
- отсутствие законтурной воды или наличие неактивной законтурной воды;
- отсутствие газовой шапки;
- геологическая залежь должна быть запечатана.

При этих условиях пластовая энергия равномерно распределена во всем объеме нефтенасыщенной части пласта. При таком режиме правилен принцип равномерного

размещения скважин по площади залежи.

Рассмотрим законы изменения среднего пластового давления в залежи в условиях режима растворенного газа. Примем, что начальное среднее пластовое давление равно давлению насыщения (абсолютному), т.е. $P_{нач} = P_{нас}$.

Полагая, что линейный закон растворимости газа Генри при изменении давления от $P_{нач}$ до P справедлив, можно определить объем выделившегося газа из объема нефти V_n при понижении давления.

$$V = \alpha \cdot (P_{нач} - P) \cdot V_n \quad (1.32)$$

где α - коэффициент растворимости, приведенный к стандартным условиям; V - объем выделившегося газа, также приведенный к стандартным условиям. Этот объем следует привести к пластовому текущему давлению P и температуре T , используя уравнение состояния.

Выделившийся свободный газ будет равномерно распределен в нефти, образуя газонефтяную смесь. Поскольку объем смеси будет больше объема пор пласта, то ее избыток будет фильтроваться к забоям скважин. Предположим, что в начальный момент поры пласта заполнены только нефтью, так что $V_{пор} = V_n$ (наличие связанной воды не меняет конечных результатов). Следовательно при снижении давления из общего объема пор пласта $V_{пор}$ должна выделиться смесь, объем которой $V_{вс}$ будет равен разности

$$V_{вс} = V_{см} - V_{пор} = V_n \cdot \left[1 + \frac{\alpha \cdot (P_{нач} - P) \cdot P_0 \cdot T \cdot z_p}{P \cdot T_0} \right] - V_n \quad (1.33)$$

Этот объем будет состоять из нефти и газа.

Определим долю нефти в смеси, как отношение объема всей нефти в пласте к объему всей образовавшейся смеси, т. е.

$$\alpha_n = \frac{V_n}{V_{см}} \quad (1.34)$$

Это среднее содержание жидкой фазы - нефти в смеси. Но необходимо различать: α_1 - долю жидкой фазы в выделившейся из пор смеси и долю жидкой фазы в смеси α_2 , остающейся в порах пласта на данной стадии разработки.

Доля нефти в выделившейся смеси (α_1) всегда значительно меньше доли нефти в остающейся смеси (α_2). Это объясняется следующим:

1. Вязкость газа значительно меньше вязкости нефти, поэтому, обладая большей подвижностью, он скорее достигает забоя скважины.
2. В результате дегазации нефти ее вязкость увеличивается, а следовательно,

уменьшается подвижность.

3. С увеличением газонасыщенности пористой среды фазовая проницаемость для газа возрастает, а для нефти уменьшается (согласно кривым фазных или относительных проницаемостей).

Перечисленные факторы приводят к уменьшению жидкой фазы в выделившейся из пор газожидкостной смеси, другими словами, к росту газового фактора. Предположим, что доля нефти в выделившейся смеси в k раз меньше, чем ее среднее значение. Продолжая выкладки, можно получить следующую формулу, описывающую изменение среднеинтегрального пластового давления во времени при эксплуатации месторождения на режиме растворенного газа:

$$\bar{P} = \frac{P}{P_{\text{нач}}} = \frac{\alpha \cdot P_0 \cdot T \cdot z_p \cdot (1 - k\eta\delta t)}{T_0 \cdot k\eta\delta t + \alpha \cdot P_0 \cdot T \cdot z_p \cdot (1 - k\eta\delta t)} \quad (1.35)$$

По формуле (1.28) произведем численную оценку безразмерного пластового давления \bar{P} и его изменение во времени. Результаты расчета представлены на рис. 1.6.

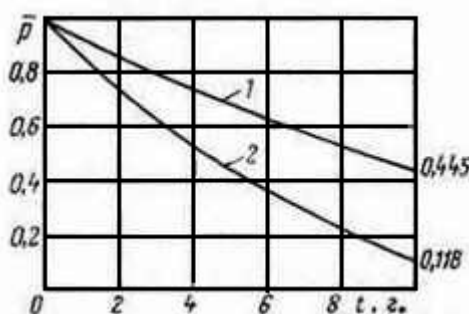


Рис. 1.6. Изменение во времени безразмерного среднеинтегрального пластового давления при режиме растворенного газа: 1 - $k = 2$; 2 - $k = 4$

Как видим, закон падения явления - криволинейный. К исходу 10 лет эксплуатации месторождения при $k = 2$ и отборе 5% от извлекаемых запасов в год пластовое давление должно упасть на 55,5 % и составить 44,5 % от первоначального, равного давлению насыщения (см. рис. 1.6, линия 1). За это время ($t = 10$ лет) будет отобрано 50% извлекаемых запасов, которые составляют 40% геологических (при $\eta = 0,4$). При $k = 4$ то же давление через 10 лет составит 11,8% от первоначального. Из формулы (1.35) следует также, что при больших t (время разработки) выражение, стоящее в круглых скобках, может стать отрицательным. Это означает, что пластовое давление P будет отрицательным. Физически это невозможно. Поэтому полное истощение месторождения наступает при $k\eta\delta t = 1$.

Режим растворенного газа характеризуется быстрым падением пластового давления и закономерным увеличением газового фактора, который на определенной стадии разработки

достигает максимума, а затем начинает падать в результате общего истощения и полной дегазации месторождения. Режим отличается самым низким коэффициентом нефтеотдачи, в редких случаях достигающим значений 0,25. Без искусственного воздействия на залежь (например, закачкой воды или другими методами) режим считается малоэффективным. Однако в начальные периоды разработки скважины бурно фонтанируют, хотя и непродолжительное время. При дренировании залежи в условиях режима растворенного газа (при отсутствии искусственного воздействия) вода в продукции скважин отсутствует.

Высоковязкие нефти имеют низкую газонасыщенность и минимальную нефтеотдачу пластов при РРГ (до 5-6%). Маловязкие нефти имеют газовый фактор до 150-200 м³/т и степень извлечения их за счет энергии растворенного газа в случае хороших коллекторских свойств пласта может превышать 20-25% от балансовых запасов даже при редких сетках скважин. Пластовое давление в процессе разработки при РРГ непрерывно снижается.

1.4.5. Гравитационный режим

Гравитационным режимом дренирования залежей нефти называют такой режим, при котором фильтрация жидкости к забоям скважин происходит при наличии «свободной поверхности». Свободной поверхностью называют поверхность фильтрующей жидкости или газонефтяной контакт, устанавливающийся в динамических условиях фильтрации, на котором давление во всех точках остается постоянным. Этот режим называют еще иногда безнапорным, хотя это принципиально не точно.

Гравитационный режим может возникнуть в любой залежи на последней стадии ее разработки как естественное продолжение режима растворенного газа. Наглядным и в то же время точным примером дренирования в условиях гравитационного режима может служить высачивание воды по периметру конической кучи песка, предварительно смоченного водой. При гравитационном режиме скважины имеют углубленный забой-зумф для накопления нефти и погружения в него насоса.

Из определения этого режима следует, что если в затрубном пространстве такой скважины существует атмосферное давление, то такое давление установится на всей свободной поверхности, разделяющей нефтенасыщенную и газонасыщенную части пласта, и фильтрация жидкости в скважину будет происходить только под действием разности уровней жидкостей в удаленной части пласта и непосредственно на стенде скважины. При избыточном давлении в затрубном пространстве скважины фильтрация жидкости по-прежнему будет происходить под воздействием разности уровней жидкости, так как это

давление устанавливается на всей свободной поверхности.

Гравитационный режим может иметь решающее значение при шахтных методах добычи нефти. В горизонтальных пластах его эффективность чрезвычайно мала. Скважины характеризуются очень низкими, но устойчивыми дебитами. Однако в крутопадающих пластах эффективность гравитационного режима увеличивается. Этот режим практического значения в процессах нефтедобычи по существу не имеет и важен только для понимания процессов, происходящих в нефтяных залежах при их разработке.

1.5. Геологические условия проявления режима пластов

Геологические условия оказывают значительное влияние на возможность создания того или иного режима пласта, а также определяют характер его проявления.

Особое влияние на характер режима пласта и его эффективность оказывают проницаемость коллектора и угол наклона пласта, расстояние до выхода пласта на дневную поверхность, структура порового пространства, начальная насыщенность нефтью, водой и газом, а также вязкость нефти и пластовой воды.

Хорошая проницаемость коллектора и малая вязкость нефти являются основными факторами, способствующими развитию напорных режимов: водонапорного, упруго-водонапорного и газонапорного. Следует, однако, учитывать, что эти факторы, взятые отдельно от других, не могут служить основанием для прогнозирования одного из напорных режимов. Так, например, если участок пласта с хорошей проницаемостью и малой вязкостью нефти изолирован от законтурной области дизъюнктивными нарушениями, то здесь невозможно осуществление водонапорного или упруговодонапорного режима.

Когда залежь нефти расположена недалеко от выхода пласта на дневную поверхность, где происходит полноценное питание пласта атмосферными и поверхностными водами, соблюдаются условия благоприятствующие развитию водонапорного режима. Когда же залежь нефти удалена на сотни километров от выхода пласта, как это часто наблюдается на месторождениях Волго-Уральской провинции, создаются условия для развития упруговодонапорного режима.

При усиленном отборе жидкости, приводящем к снижению пластового давления ниже давления насыщения нефти газом, при хорошей проницаемости коллектора возможен переход к газонапорному режиму или режиму растворенного газа. При крутом угле наклона пласта и малой вязкости нефти, пузырьки выделяющегося газа передвигаются в повышенную часть пласта, образуя там газовую шапку. При незначительном угле наклона

пласта газ перемещается к забоям эксплуатационных скважин, способствуя тем самым развитию режима растворенного газа. Истощение энергии газа приводит к переходу режима пласта в гравитационный.

В случае разработки залежей с невысокой проницаемостью коллектора и большой вязкостью нефти, как правило, с самого начала эксплуатации развивается режим растворенного газа, переходящий в гравитационный (после истощения энергии пласта).

Одним из основных критериев эффективности того или иного режима является величина конечной нефтеотдачи пласта, выражаемая отношением извлеченных запасов нефти за весь срок эксплуатации объекта к начальным балансовым (или геологическим) запасам нефти. Наибольшим коэффициентом нефтеизвлечения характеризуются режимы, связанные с активным продвижением краевых вод (водонапорный и упруговодонапорный), наименьшим – режим растворенного газа. Это обусловлено более эффективным вытеснением нефти водой по сравнению с вытеснением нефти газом.

Основной причиной смены режима в процессе эксплуатации залежей нефти является снижение пластового давления и как следствие – недостаток запаса энергии. В результате режим сменяется на менее эффективный и происходит потеря в достижении конечного коэффициента нефтеизвлечения. Для повышения эффективности процесса разработки применяется ввод в пласт дополнительной энергии путем закачки воды или газа. Так например, путем закачки воды в законтурные зоны пласта на таких крупнейших месторождениях Урало-Поволжья, как Туймазинское, Бавлинское, Ромашкинское, Зольный Овраг, удалось перевести упруго-водонапорный режим в режим вытеснения нефти водой. Полученный в свое время опыт разработки месторождений данного типа, был распространен и на месторождения Западной Сибири. (Ван-Еганское, Варь-Еганское). Достижимая конечная нефтеотдача при этом близка к нефтеотдаче при водонапорном режиме.

Разработку залежей на естественном режиме принято называть первичным методом, разработку при закачке через систему нагнетательных скважин воды или газа называют вторичными методами.

Как показывает опыт разработки месторождений, благодаря повышению давления в пласте возможно обеспечение более высоких дебитов, сокращение числа эксплуатационных скважин, сроков разработки объектов. Что в конечном итоге влечет за собой более высокие технико-экономические показатели разработки месторождений.

2. ОБЪЕКТЫ И СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ

2.1. Системы разработки месторождений

Нефтяные и нефтегазовые месторождения — это скопления углеводородов в земной коре, приуроченные к одной или нескольким локализованным геологическим структурам, т.е. структурам, находящимся вблизи одного и того же географического пункта.

Залежью называется естественное локальное единичное скопление нефти в одном или нескольких сообщающихся между собой пластах-коллекторах, т.е. в горных породах, способных вмещать в себе и отдавать при разработке нефть.

Залежи углеводородов, входящие в месторождения, обычно находятся в пластах или массивах горных пород, имеющих различное распространение под землей, часто — различные геолого-физические свойства. Во многих случаях отдельные нефтегазоносные пласты разделены значительными толщами непроницаемых пород или находятся только на отдельных участках месторождения. Такие обособленные или отличающиеся по свойствам пласты разрабатывают различными группами скважин, иногда при этом используют различную технологию.

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

Введем понятие об объекте разработки месторождения.

Объект разработки — это искусственно выделенное в пределах разрабатываемого месторождения геологическое образование (пласт, массив, структура, совокупность пластов), содержащее промышленные запасы углеводородов, извлечение которых из недр осуществляется при помощи определенной группы скважин или других горнотехнических сооружений.

В объект разработки могут быть включены один, несколько или все пласты месторождения.

Объекты разработки подразделяются на самостоятельные, т.е. разрабатываемые в настоящее время и возвратные, те, которые будут разрабатываться скважинами, эксплуатирующими другой объект.

Чтобы лучше усвоить понятие объекта разработки, рассмотрим пример. Пусть имеем месторождение, разрез которого показан на рисунке 1. Это месторождение содержит три

пласта, отличающиеся толщиной, областями распространения насыщающих их углеводородов и физическими свойствами. В таблице 2.1. приведены основные свойства пластов 1, 2 и 3, залегающих в пределах месторождения.

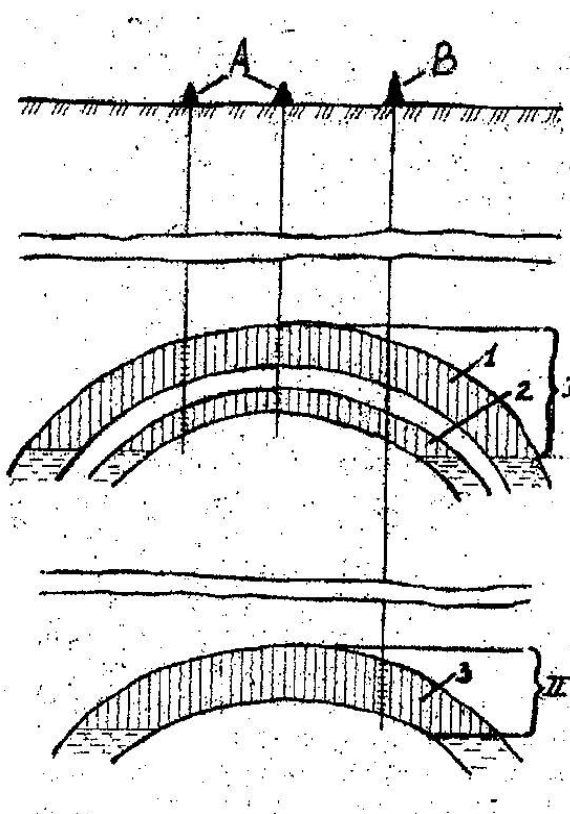


Рис. 2.1. Схематический разрез месторождения

Таблица 2.1.

Характеристика пластов

Геолого-физические свойства	Пласты		
	1	2	2
Извлекаемые запасы нефти, млн.т	200	70	50
Толщина, м	10	5	15
Проницаемость коллектора, мкм ²	100	150	500
Вязкость нефти, 10 ⁻³ Па*с	50	60	3

При этом расстояние между подошвой 1-го пласта и кровлей 2-го 15 м, а аналогичное расстояние между 2-м и 3-м пластами около 1000 м. Исходя из этого и данных табл.2.1, целесообразно выделить 2 объекта разработки, объединив 1 и 2 пласты, а 3-й разрабатывать самостоятельно. Объединение 1 и 2 пластов обусловлено близкими их характеристиками (проницаемость коллектора, вязкость нефти) и расположение их на небольшом расстоянии друг от друга по вертикали. Пласт 3, хотя и имеет меньшие запасы нефти, но содержит маловязкую нефть в высокопроницаемых коллекторах. Следовательно, скважины, вскрывшие этот пласт будут высокопродуктивными. Кроме того, он может разрабатываться при помощи обычного заводнения (маловязкая нефть), а при разработке пластов 1 и 2 с высоковязкой нефтью, необходимо применять иные технологии, например, закачка пара, горячей воды, либо растворы с загустителями (ПАА), для погашения вязкостной неустойчивости. Что это означает? У нас же фильтруются разные по вязкости жидкости: нефть и вода. Вода, как менее вязкая и более подвижная жидкость всегда имеет преимущество при прохождении по проницаемым каналам и тем самым быстрее достигает эксплуатационных скважин. Обводненность быстро вырастет.

Если мы, таким образом выделим на данном месторождении 2 эксплуатационных объекта, можно говорить об одновременно-раздельной эксплуатации месторождения.

Системой разработки нефтяного месторождения считается совокупность взаимосвязанных инженерных решений, определяющих объекты разработки; последовательность и темп их разбуривания и обустройства; наличие воздействия на пласт с целью извлечения нефти и газа; число, соотношение и расположение нагнетательных и добывающих скважин; число резервных скважин, управление разработкой месторождения, охрану недр и окружающей среды.

Важнейшим этапом создания систем разработки является выделение объектов разработки. Создание многопластовых объектов резко сокращает капитальные затраты на разработку месторождения, но объединение нескольких пластов в один объект может привести к значительному уменьшению коэффициента нефтеизвлечения.

При выделении эксплуатационных объектов необходимо учитывать следующие факторы:

1. Геолого-физические свойства пород-коллекторов нефти и газа. Резко отличающиеся по проницаемости, общей и эффективной толщине, а также неоднородности пласты во многих случаях нецелесообразно разрабатывать как один объект, поскольку они могут существенно отличаться по продуктивности, пластовому давлению в процессе их разработки и, следовательно, по способам эксплуатации скважин, скорости выработки

запасов нефти и изменению обводненности продукции. Для различных по площадной неоднородности пластов могут быть эффективными различные сетки скважин, так что объединять такие пласты в один объект разработки оказывается нецелесообразным. В сильно неоднородных по вертикали пластах, имеющих отдельные низкопроницаемые пропластки, не сообщающиеся с высокопроницаемыми, бывает трудно обеспечить приемлемый охват горизонта воздействием по вертикали вследствие того, что в активную разработку включаются только высокопроницаемые пропластки, а низкопроницаемые прослои не подвергаются воздействию закачиваемого в пласт агента (воды, газа). С целью повышения охвата таких пластов разработкой их стремятся разделить на несколько объектов.

2. Физико-химические свойства нефти и газа. Важное значение при выделении объектов разработки имеют свойства нефтей. Пласты с существенно различной вязкостью нефти бывает нецелесообразно объединять в один объект, так как их можно разрабатывать с применением различной технологии извлечения нефти из недр с различными схемами расположения и плотностью сетки скважин. Резко различное содержание парафина, сероводорода, ценных углеводородных компонентов, промышленное содержание других полезных ископаемых также может стать причиной невозможности совместной разработки пластов как одного объекта вследствие необходимости использования существенно различной технологии извлечения нефти и других полезных ископаемых из пластов.

3. Фазовое состояние углеводородов и режим пластов. Различные пласты, залегающие сравнительно недалеко друг от друга по вертикали и имеющие сходные геолого-физические свойства, в ряде случаев бывает нецелесообразно объединять в один объект в результате различного фазового состояния пластовых углеводородов и режима пластов. Так, если в одном пласте имеется значительная газовая шапка, а другой разрабатывается при естественном упруговодонапорном режиме, то объединение их в один объект может оказаться нецелесообразным, так как для их разработки потребуются различные схемы расположения и числа скважин, а также различная технология извлечения нефти и газа.

4. Условия управления процессом разработки нефтяных месторождений. Чем больше пластов и пропластков включено в один объект, тем технически и технологически труднее осуществлять контроль за перемещением разделов нефти и вытесняющего ее агента (водонефтяных и газонефтяных разделов) в отдельных пластах и пропластках, труднее осуществлять раздельное воздействие на пропластки и извлечение из

них нефти и газа, труднее изменять скорости выработки пластов и пропластков. Ухудшение условий управления разработкой месторождения ведет к уменьшению нефтеотдачи.

5. Техника и технология эксплуатации скважин. Могут быть многочисленные технические и технологические причины, приводящие к целесообразности или нецелесообразности применения отдельных вариантов выделения объектов. Например, если из скважин, эксплуатирующих какой-то пласт или группы пластов, выделенных в объекты разработки, предполагается отбирать настолько значительные дебиты жидкости, что они будут предельными для современных средств эксплуатации скважин. Поэтому дальнейшее укрупнение объектов окажется невозможным по технической причине.

Системы разработки нефтяного месторождения различают по двум наиболее характерным признакам:

1. Наличию или отсутствию методов воздействия на пласт с целью извлечения нефти из недр.
2. Расположению скважин на месторождении.

Наиболее применимыми параметрами характеризующими системы разработки считаются:

Параметр плотности сетки скважин S_c — площадь объекта разработки, приходящаяся на одну скважину. Если площадь нефтеносности месторождения равна S , а число добывающих и нагнетательных скважин на месторождении n , то

$$S_c = \frac{S}{n}. \quad (2.1)$$

Размерность S_c — м²/скв. В ряде случаев используют параметр $S_{сд}$ равный площади нефтеносности, приходящейся на одну добывающую скважину.

Удельный извлекаемый запас нефти или параметр А.П. Крылова $N_{кр}$ — отношение извлекаемых запасов нефти по объекту к общему числу скважин.

$$N_{кр} = \frac{N}{n}. \quad (2.2)$$

Размерность параметра $N_{кр}$ — т/скв.

Параметр $\bar{\omega}$ — отношение числа нагнетательных скважин к числу добывающих скважин, т.е. $\bar{\omega} = n_n / n_d$. Этот параметр, характеризует интенсивность системы заводнения.

Параметр ω_p — отношение числа резервных скважин к числу добывающих скважин основного фонда, т.е. $\omega_p = n_p / n_o$.

Резервные скважины бурят с целью вовлечения в разработку частей пласта, не охваченных разработкой в результате выявившихся в процессе эксплуатационного его разбуривания не известных ранее особенностей геологического строения этого пласта, а также физических свойств нефти и содержащих ее пород (литологической неоднородности, тектонических нарушений, неньютоновских свойств).

В многопластовом месторождении необходимо прежде всего выделить в разрезе объекты разработки (их еще могут называть – эксплуатационные объекты). Следующей задачей, которую необходимо решить при проектировании системы разработки, является порядок ввода объектов в разработку.

Существуют как бы две системы разработки многопластового месторождения:

- Система «сверху вниз», при которой каждый нижележащий пласт разрабатывается после разработки вышележащего.
- Система «снизу вверх», при которой нефтеносные пласты вводятся в разработку в порядке последовательности их залегания, начиная с нижнего. При этом вышележащие пласты могут вводиться в разработку до окончания выработки нижележащего.

Наиболее распространена в настоящее время система разработки «снизу вверх», как наиболее рациональная. Система «сверху вниз» применяется только при разработке неглубоко залегающих пластов, характеризующихся слабой проницаемостью.

Систему разработки «снизу вверх» начинают с нижнего, так называемого опорного горизонта. При этом опорный горизонт должен

1. *залегать на глубине, доступной для массового бурения эксплуатационных скважин*
2. *обладать высокой продуктивностью и качеством нефти*
3. *иметь достаточно хорошо разведанную значительную площадь, т.е. быть вполне подготовленным к разработке.*

Желательно также, чтобы опорный горизонт не имел подошвенной воды (заколонные перетоки при его обводнении).

Вышележащие пласты по значимости разделяются на пласты, являющиеся самостоятельными объектами разработки, либо возвратные объекты.

При разработке нижнего, опорного горизонта эксплуатационные скважины проходят

все продуктивные пласты. При этом имеется возможность полного их изучения путем отбора керна и при помощи геофизических методов. В процессе разбуривания опорного горизонта детально изучаются тектонические особенности месторождения и осуществляется подготовка к разработке всех вышележащих пластов.

Преимуществами системы разработки «снизу вверх» являются:

- *Уменьшение объема эксплуатационного бурения вследствие возврата с нижележащих горизонтов после их выработки на вышележащий путем перфорации.*
- *Ускорение темпов освоения нефтяных месторождений и определения их промышленной ценности.*
- *Облегчение геологической ориентировки в разрезе скважины, благодаря чему сокращается объем разведочного бурения. Этому способствует возможность возврата на вышележащий горизонт при получении неблагоприятных результатов в нижележащем.*
- *Уменьшение опасности глинизации нефтеносных пластов, приводящей к потере нефти.*

Особым преимуществом этой системы является возможность одновременной эксплуатации всех самостоятельных объектов разработки, благодаря чему значительно ускоряются темпы освоения месторождений.

В случае разработки многопластовых залежей применяется так называемая «комбинированная» система разработки. Сущность ее заключается в том, что каждый объект разбурируется самостоятельной сеткой скважин. Внутри каждого объекта пласты разрабатываются по системе «снизу вверх», а порядок разбуривания объектов может быть любой.

2.2. Системы разработки с воздействием на пласт

Теперь то, что касается непосредственно систем разработки. В первую очередь они классифицируются по способам использования энергии.

- **под действием естественного напора краевых вод**
- **путем заводнения**

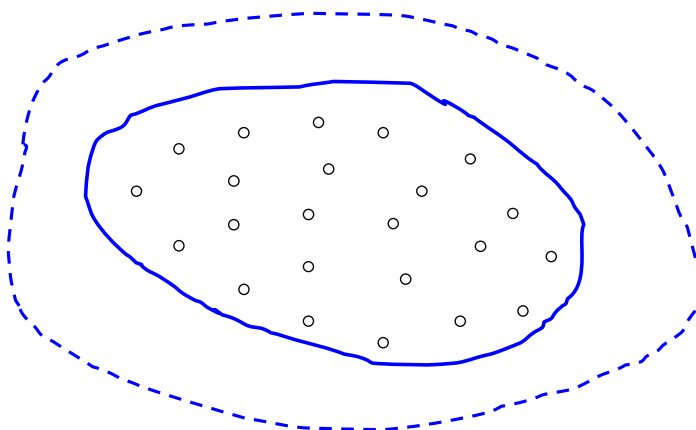


Рис.2.2 Схема размещения скважин при разработке под действием естественного напора краевых вод

При разработке с использованием естественного напора краевых вод добывающие скважины располагаются таким образом, чтобы фронту продвигающейся краевой воды противостоял фронт скважин. Для этого скважины размещают рядами параллельно контуру воды. Скважины обычно располагают в пределах внутреннего контура нефтеносности. По мере обводнения наружных рядов скважин их отключают.

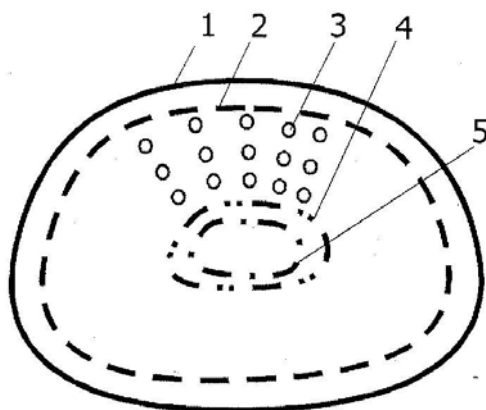


Рис.2.2 — Расположение скважин с учетом водонефтяного и газонефтяного разделов

1 — внешний контур нефтеносности; 2 — внутренний контур нефтеносности; 3 — добывающие скважины; 4 — внешний контур газоносности; 5 — внутренний контур газоносности

Согласно теории упруго-водонапорного режима изменение давления в пласте в зависимости от отбора жидкости и времени эксплуатации выражается уравнением:

$$\Delta P = \frac{Q \cdot \mu}{4 \pi k h} \operatorname{Lg} \frac{2,25 \chi \cdot t}{R_c^2}$$

ΔP – перепад давления, между давлением на контуре питания и давлением на разрабатываемой площади, кг/см²

$Q_{\text{ж}}$ – текущая добыча жидкости из пласта, см³/сек

μ – вязкость жидкости в пластовых условиях, мПа*с

k – проницаемость, мкм²

h – толщина пласта, см

χ – коэффициент пьезопроводности, см²/сек (характеризует скорость перераспределения давления в пласте)

$$\chi = \frac{k}{\mu (\beta_{\text{ж}} + \beta_{\text{п}})}$$

t – время эксплуатации, сек

R_c^2 – радиус разрабатываемой площади, см

Как следует из уравнения, величина депрессии давления зависит от вязкости, проницаемости, пьезопроводности и площади разработки (R_c^2). Причем, с возрастанием вязкости и пьезопроводности величина эта возрастает, с увеличением проницаемости и площади снижается. Следовательно, эффективная разработка пластовых нефтяных залежей с использованием естественного напора краевых вод возможна для пластов хорошей проницаемостью, малой вязкостью нефти и пьезопроводностью. (чем больше разница между давлением на КП и на площади, тем хуже для разработки – режим может перейти в менее эффективный – ниже давления насыщения, выделяется газ, что затрудняет приток нефти).

Разработка нефтяных залежей с использованием естественного напора контурных вод характеризуется непродолжительным временем постоянной добычи нефти, после чего она начинает снижаться. Коэффициент нефтеизвлечения при данной системе разработки не может быть высоким.

2.3. Системы разработки нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления

Поддержание пластового давления закачкой воды, кроме повышения нефтеотдачи обеспечивает интенсификацию процесса разработки. Это обусловливается приближением зоны повышенного давления, создаваемого за счет закачки воды в водонагнетательные скважины, к добывающим скважинам.

Для принятия решения о проведении поддержания пластового давления закачкой воды на конкретной залежи нефти последовательно прорабатывают следующие вопросы:

- определяют местоположение нагнетательных скважин;
- определяют суммарный объем нагнетаемой воды;
- рассчитывают число нагнетательных скважин;
- устанавливают основные требования к нагнетаемой воде.

Местоположение нагнетательных скважин определяется в основном особенностями геологического строения залежи нефти. Задача сводится к тому, чтобы подобрать такое расположение нагнетательных скважин, при котором обеспечивается наиболее эффективная связь между зонами нагнетания воды и зонами отбора с равномерным вытеснением нефти водой.

В настоящее время применяются следующие системы заводнения:

- 1)законтурное
- 2)приконтурное
- 3)внутриконтурное, путем разрезания залежи нефти рядами нагнетательных скважин на зоны самостоятельной разработки, различных размеров
- 4)сочетание законтурного и внутриконтурного
- 5)площадное
- 6)очаговое
- 7)избирательное

Рассмотрим основные особенности и критерии всех систем.

Законтурное заводнение. Здесь эксплуатационные скважины располагаются на нефтяной залежи так же, как и в случае разработки на естественном режиме, но в водоносной части пласта вдоль контура нефтеносности помещаются нагнетательные скважины. Начинает применяться, как правило, с момента, когда пластовое давление на залежи падает, продуктивность эксплуатационных скважин снижается. Применяется при разработке небольших по запасам залежей нефти (Рис.2.3).

Законтурное заводнение применяют для разработки залежей с небольшими запасами нефти. Применение законтурной системы разработки возможно тогда, когда водонефтяной контакт при достижимых перепадах давления может перемещаться. Практикой разработки нефтяных месторождений выявлены случаи, когда непосредственно у поверхности залежь нефти “запечатана” продуктами окисления нефти (асфальтены, смолы, парафин и другие) или продуктами жизнедеятельности бактерий. Кроме того, проектирование и реализация этой системы требует детального изучения законтурной части пласта. Иногда

характеристики законтурной части пласта, по пористости, проницаемости, песчанистости существенно отличаются от характеристик центральной части пласта.

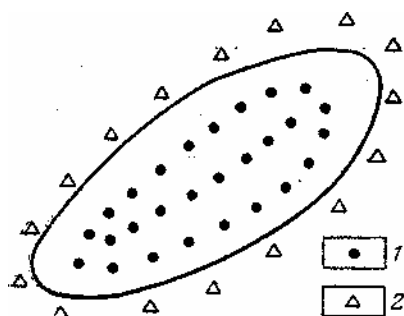


Рис.2.3.Схема размещения скважин для приконтурного заводнения

1-добывающие скважины

2-нагнетательные скважины

Здесь большую роль играет расстояние нагнетательных скважин от эксплуатационных. Если принять движение жидкости в пласте линейным, то перепад давления по закону Дарси определяется уравнением:

$$P_1 - P_2 = 0,15 \frac{\mu L * Q}{k * A}, \text{ где}$$

P_1 - давление в пласте на линии нагнетания, кГ/см^2

P_2 - давление в пласте в зоне отбора, кГ/см^2

μ – вязкость нефти, мПа*с

L – расстояние между рядами нагнетательных и добывающих скважин, м

Q – расход жидкости, $\text{м}^3/\text{сут}$

k – коэффициент проницаемости, мкм^2

A - поперечное сечение пласта, м^2

Отсюда следует, чтобы сохранить расход жидкости, при увеличении расстояния в 2 раза, необходимо в 2 раза увеличить перепад давления.

Законтурное заводнение наиболее эффективно для залежей с хорошей проницаемостью коллектора с низкой вязкостью нефти, шириной не более 5 км. Для условий малой проницаемости коллектора и высокой вязкости нефти, закачка воды может оказывать влияние только на ближайший ряд скважин.

Здесь можно максимально использовать разведочные скважины, попавшие за контур нефтеносности.

Следующим шагом в развитии заводнения было **приконтурное**. Здесь нагнетательные скважины располагаются вблизи внешнего контура нефтеносности в пределах водонефтяной зоны (рисунок). Применяется при тех же характеристиках, что и законтурное (с высокой проницаемостью коллектора ($0,4-0,5 \text{ мкм}^2$), для малой вязкости нефти (до $5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$) при небольшой ширине площади (до $4-5 \text{ км}$)), но при наличии плохой гидродинамической связи залежи с законтурной областью. Это может быть обусловлено ухудшением проницаемости пласта вблизи ВНК или наличием водонепроницаемого экрана, что характерно для карбонатных коллекторов.

Внутриконтурное заводнение наиболее распространенный вид заводнения. Здесь обширная по площади и большая по запасам залежь разрезается рядами нагнетательных скважин на самостоятельные площади разработки

Внутриконтурное заводнение не отрицает законтурное заводнение, а в необходимых случаях внутриконтурное заводнение сочетается с законтурным. Для крупных залежей нефти законтурное заводнение недостаточно эффективно, так как при нем наиболее эффективно работает 3—4 ряда нефтедобывающих скважин, располагаемых ближе к водонагнетательным.

Взять хотя бы Ромашкинское месторождение, по площади распространенное на большую часть Татарстана (рис.2.4).

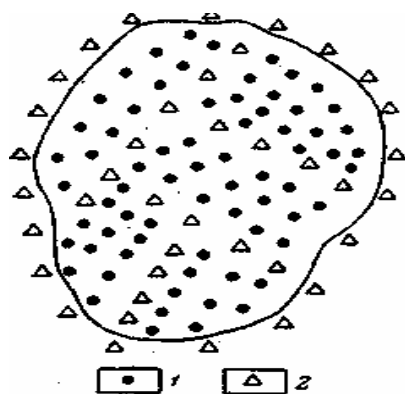


Рис.2.4. Схема размещения скважин при внутриконтурном заводнении

При разрезании месторождения на площади и блоки было учтено сложное литологическое строение основного по запасам пласта Д1, неравномерная геолого-физическая характеристика коллектора, высокая степень его неоднородности. Первоначальным проектом разработки, составленным ВНИИ, Ромашкинское месторождение рядами водонагнетательных скважин разрезалось на 23 участка самостоятельной разработки. В последующем отдельные площади дополнительно разрезались на более мелкие участки.

Расчленение нефтеносной площади на несколько площадей путем внутриконтурного заводнения позволяет ввести всю нефтеносную площадь в эффективную разработку одновременно. Для полноценного разрезания нефтеносной площади нагнетательные скважины располагают рядами. При закачке в них воды по линиям рядов нагнетательных скважин образуется зона, повышенного давления, которая препятствует перетокам нефти из одной площади в другую. По мере закачки очаги воды, сформировавшиеся вокруг каждой нагнетательной скважины, увеличиваются в размерах и, наконец, сливаются, образуя единый фронт воды, направленные на вытеснение нефти к забоям эксплуатационных рядов скважин.

С целью ускорения образования единого фронта воды по линии, ряда нагнетательных скважин, освоение скважин под нагнетание в ряду осуществляют “через одну”. В промежутках проектные нагнетательные скважины вводят в эксплуатацию как нефтедобывающие, осуществляя в них форсированный отбор. По мере появления в “промежуточных” скважинах закачиваемой воды, они переводятся под нагнетание воды.

Добывающие скважины располагают рядами параллельно рядам нагнетательных скважин. Расстояние между рядами нефтедобывающих скважин и между скважинами в ряду выбирают, основываясь на гидродинамических расчетах, с учетом особенностей геологического строения и физической характеристики коллекторов на данной разрабатываемой площади.

Большим преимуществом данной системы является возможность начать разработку крупного объекта с любой площади. И в первую очередь вводить в эксплуатацию наиболее богатые по запасам и высокодебитные площади с наилучшими геолого-промысловыми характеристиками.

Частным случаем внутриконтурного заводнения является поперечное разрезание залежей на полосы самостоятельной разработки. Это так называемая **блоковая система** заводнения.

Блоковые системы разработки находят применение на месторождениях вытянутой формы с расположением рядов нагнетательных скважин чаще в поперечном направлении. Принципиальное отличие блоковых систем разработки от системы внутриконтурного заводнения состоит в том, что блоковые системы предполагают отказ от законтурного заводнения. На рис.2.4 показана принципиальная схема разработки пласта А4 Кулешовского нефтяного месторождения (Самарская область). Как видно из схемы, ряды нагнетательных скважин разрезают единую залежь на отдельные участки (блоки) разработки.

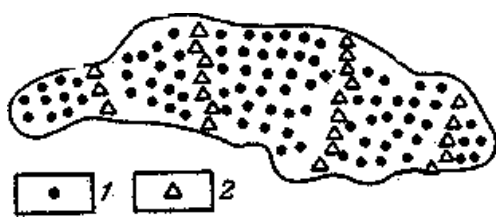


Рис.2.5. Схема разрезания залежей при использовании блоковой системы

При блоковой системе заводнения нефтяную залежь разрезают рядами нагнетательных скважин на блоки, в пределах которых размещают ряды добывающих скважин такого же направления. При вытянутой форме залежи ряды скважин размещают перпендикулярно к ее длинной оси.

При круговой форме залежи, особенно с большими площадями нефтеносности, направление рядов скважин располагают с учетом зональной неоднородности продуктивных пластов. А именно, поперек превалирующей ориентации зон с повышенной толщиной коллекторов и, как правило, с повышенной пористостью и проницаемостью. В результате достигается пересечение всех зон, содержащих основную часть запасов нефти, линиями разрезания, и следовательно наилучшим образом обеспечивается влияние закачиваемой в эти зоны воды.

Нагнетательные скважины перед пуском их под закачку находятся в отработке на нефть. Что дает возможность осуществить выработку запасов в этой зоне, снизить пластовое давление для освоения скважин под закачку воды. При чем, в начальный период скважины пускают под закачку через одну, продолжая в промежуточных добывать нефть до момента их обводнения.

Данные системы (с разрезанием на площади и блоки) предпочтительны для залежей с хорошими геолого-физическими характеристиками – средней или высокой проницаемостью, с вязкостью нефти до 15-20 мПа*с. Ширина полос должна быть более 5 км. Меньшая ширина рекомендуется для залежей нефти с низкой проницаемостью коллектора и высокой вязкостью нефти.

Очень важным элементом блоковой системы является ширина блока и количество рядов добывающих скважин в блоке. Ширина блока выбирается в зависимости от такого параметра, характеризующего фильтрационно-емкостные характеристики пласта, как гидропроводность:

$$\epsilon = k \cdot h / \mu, \text{ где}$$

k – проницаемость коллектора

h – толщина пласта

μ – вязкость пластовой нефти

Понятно, что уменьшение ширины полос при прочих равных условиях повышает активность системы заводнения благодаря возрастанию перепада давления на единицу ширины блока. С целью уменьшения потерь нефти в центральных частях блоков в пределах блока располагается обычно нечетное количество рядов добывающих скважин. При этом центральный ряд играет роль «стягивающего».

Расстояние между рядами эксплуатационных скважин и между скважинами в рядах устанавливаются с учетом особенностей геологического строения залежи и физической характеристики коллектора

При ширине полос 5 км целесообразно размещать пять рядов добывающих скважин, при меньшей ширине 3-1 ряд.

В зависимости от количества рядов добывающих скважин различают **однорядную, трехрядную, пятирядную** системы заводнения. Кроме ранее рассмотренных параметров, при характеристике рядных систем используются понятия – расстояние между рядами (L) и между скважинами (2σ).

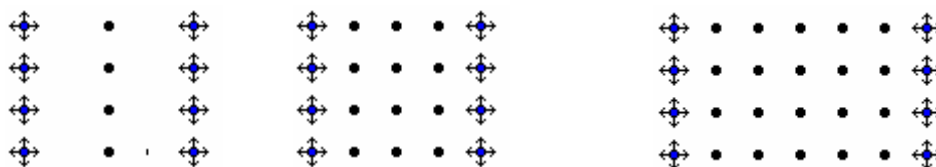


Рис.2.6. Схемы размещения скважин при блоковой системе разработки

Преимуществом систем разработки с блоковым заводнением является то, что они могут реализовываться, когда отсутствуют детальные сведения о конфигурации контуров нефтеносности. Применение этих систем дает возможность регулировать выработку запасов с помощью перераспределения объемов закачки воды.

Площадное заводнение - это так же один из видов разрезания залежи. В следствие того, что при этой системе добывающие скважины находятся под непосредственным влиянием нагнетательных, площадное заводнение является наиболее интенсивной системой воздействия, обеспечивает максимальные темпы разработки.

Площадное заводнение применяют при разработке пластов с очень низкой проницаемостью.

Здесь добывающие и нагнетательный скважины располагаются по правильным пяти-, семи- и девятиточечным схемам.

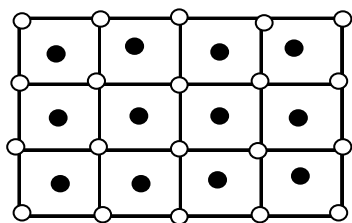


Рис.2.7. Пятискважинная схема (пятиточечная)

Скважины с одинаковым назначением размещаются в вершинах квадратов.

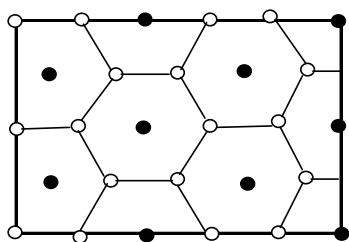


Рис.2.8. Семискважинная схема (семиточечная)

Добывающие скважины размещаются в вершинах правильных шестиугольников, а нагнетательные в центрах.

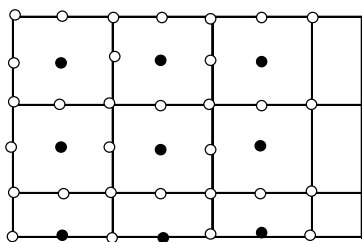


Рис.2.9. Девятискважинная схема (девятиточечная)

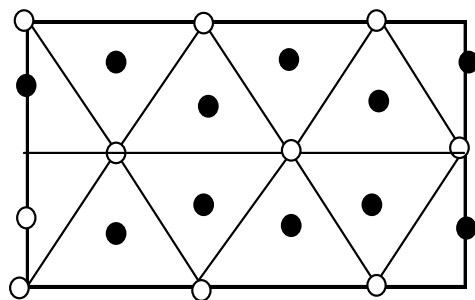


Рис.2.10. Четырехскважинная схема (четырёхточечная)

Является частным случаем семиточечной схемы, в которой нагнетательные и добывающие скважины меняются местами. По этой причине семиточечную систему часто называют «обращенной».

При площадной системе расположение скважин может быть также линейным, когда ряды нагнетательных и добывающих скважин чередуются при шахматном размещении

скважин в рядах.

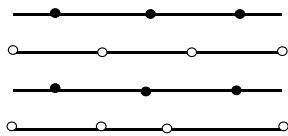


Рис.2.11. Линейная схема размещения

При этом ряды нагнетательных скважин чередуются с рядами добывающих. Обязательным условием данной схемы является чередование нагнетательных и добывающих скважин в шахматном порядке, но расстояния между скважинами в рядах могут быть отличными от расстояния между рядами скважин.

Рассмотренные нами схемы размещения отличаются соотношением числа нагнетательных и добывающих скважин. При линейной и пятиточечной схеме на одну нагнетательную в среднем приходится одна добывающая скважина. При семиточечной – две добывающие. При девятиточечной – три. Таким образом, при линейной и 5-точечной схеме закачка воды осуществляется более интенсивно.

Применяется для разработки терригенных и карбонатных коллекторов, с любой проницаемостью и повышенной вязкостью нефти.

Площадные системы заводнения предпочтительны для разработки залежей нефти, расположенных в сильно неоднородных коллекторах, т.к. они рассредоточены по всей площади нефтеносности и каждый элемент охвачен системой воздействия на пласт. Но с этим связан основной недостаток системы, т.к. выработка запасов нефти каждого элемента зависит от эффективности работы единственной нагнетательной скважины элемента.

Недостатком системы является также невозможность регулирования продвижения воды к разным добывающим скважинам путем перераспределения объемов закачиваемой воды. В связи с этим возникает вероятность преждевременного обводнения некоторых скважин.

Избирательная система заводнения применяется при разработке зонально неоднородных прерывистых залежей. Сущность ее заключается в целенаправленном выборе местоположения нагнетательных скважин, с учетом геологического строения пласта. При этом создаются максимальные условия для интенсификации процесса разработки и сводится к минимуму влияние зональной неоднородности, прерывистости пласта. Нагнетательные скважины располагаются в зонах максимальной продуктивности. Метод может эффективно применяться на месторождениях с резкой зональной неоднородностью коллектора, самыми разными геолого-физическими характеристиками, при всех типах коллекторов, в большом диапазоне вязкости нефти. А также при дизъюнктивных нарушениях.

Очаговое заводнение. По сути является разновидностью избирательного. Применяется, как правило, в дополнение к той или иной системе законтурного или внутриконтурного заводнения. Цель – интенсификация процесса разработки и увеличение нефтеотдачи. Очаговые нагнетательные скважины располагаются в участках залежи, которые либо в недостаточной степени охватываются основной системой заводнения, либо характеризуются ухудшенными свойствами и наименьшей выработкой запасов нефти. Выбираются из числа отработанных добывающих скважин. При детальном изучении геологического строения может применяться, как самостоятельная система заводнения с начала разработки залежи. Например, когда на залежи имеется значительное количество зон замещения коллекторов и организовать какую-то строго выдержанную систему не представляется возможным.

Головное заводнение. Это нагнетание воды в наиболее повышенные зоны залежей, тектонически или литологически экранированных в сводовых частях.

Барьерное заводнение. Применяется при разработке нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежей пластового типа с целью изоляции газовой или газоконденсатной части залежи от нефтяной. Кольцевой ряд скважин располагают в пределах газонефтяной зоны, вблизи внутреннего контура газоносности. В результате закачки образуется водяной барьер. Применение такого типа заводнения позволяет осуществлять одновременный отбор нефти и газа без консервации газовой шапки.

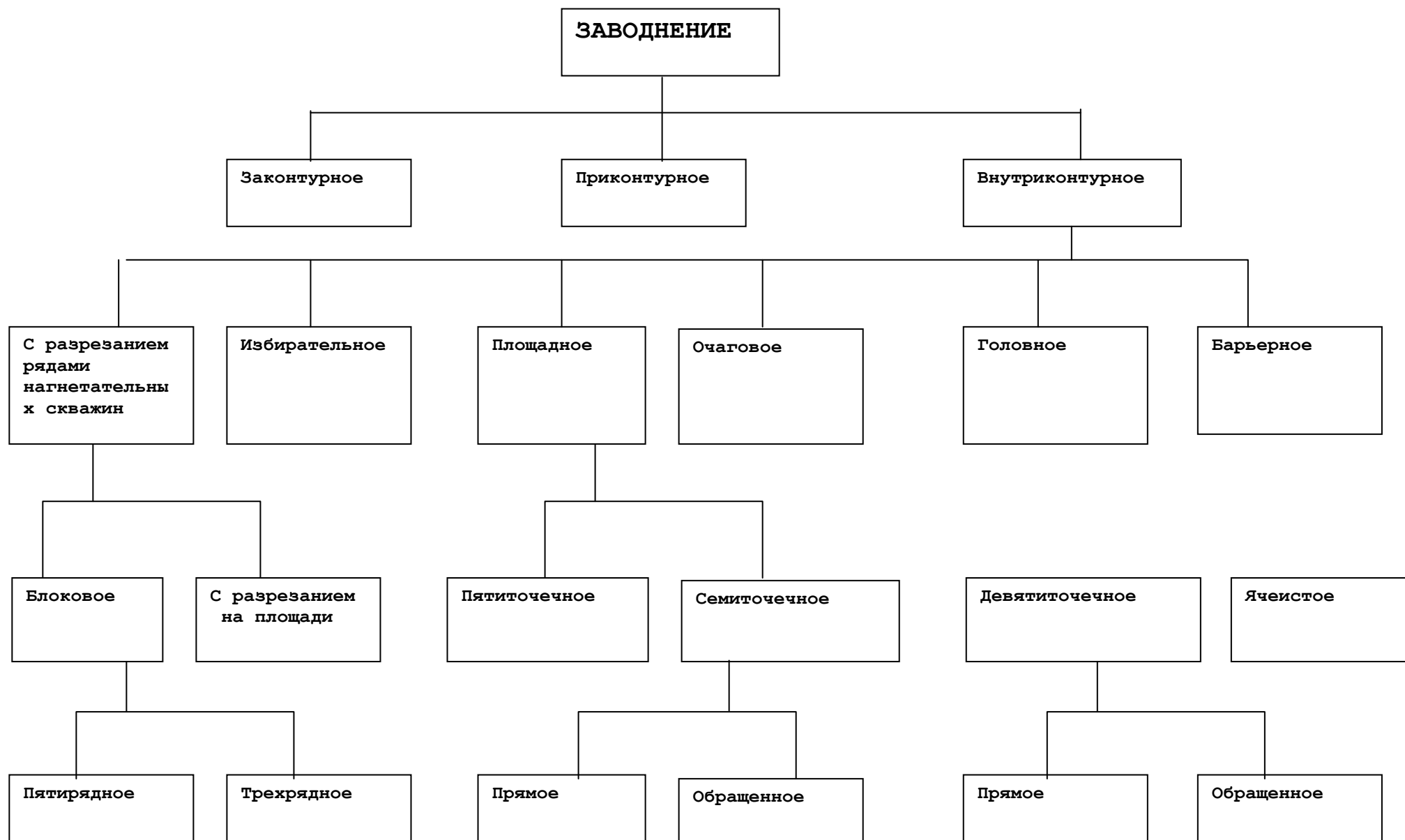
Впервые барьерное заводнение внедрялось на газонефтяном месторождении Карадаг Азербайджанской ССР.

Таким образом, при проектировании систем разработки для залежи могут быть выбрано несколько типов. Выбор той или иной системы заводнения определяют в конечном итоге в результате гидродинамических и технико-экономических расчетов.

Обобщая все вышесказанное, следует отметить, что основными элементами систем заводнения являются:

- размер площади, полосы или блока, находящихся под воздействием
- расстояние от линии нагнетания до первого ряда добывающих скважин
- количество рядов и соотношение между числом добывающих и нагнетательных скважин
- плотность сетки скважин
- перепад давления между забоями добывающих и нагнетательных скважин

Разновидности методов заводнения



3.ТЕХНОЛОГИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ

Технологией разработки нефтяных месторождений называется совокупность способов, применяемых для извлечения нефти из недр.

Разработка каждого нефтяного месторождения характеризуется определенными технологическими показателями:

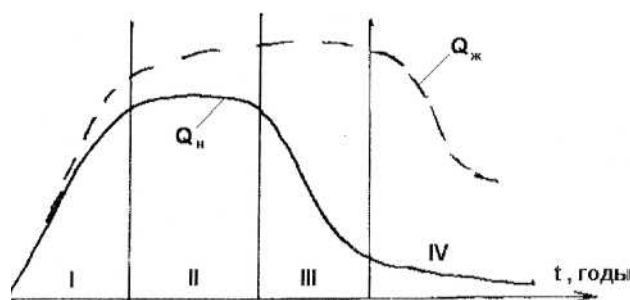


Рис.3.1. Стадии разработки пласта

Процесс разработки нефтяных месторождений можно условно разделить на 4 стадии:

1-я стадия - это период нарастания добычи нефти в процессе разбуривания залежи, обустройства месторождения, ввода скважин и промысловых сооружений в эксплуатацию.

2-я стадия - характеризуется устойчивой максимальной добычей нефти. Именно в этот период уровень добычи нефти и темп отбора от ПИЗ характеризует разработку месторождения.

3-я стадия - характеризуется резким падением добычи нефти и значительным ростом обводненности продукции скважин. Эта стадия часто называется поздней стадией разработки.

4-я стадия - называется также конечной стадией разработки нефтяного месторождения. Для нее характерно сравнительно медленное, постепенное падение добычи нефти, высокая обводненность продукции скважин.

Основные показатели разработки графически представлены на рис.3.1.

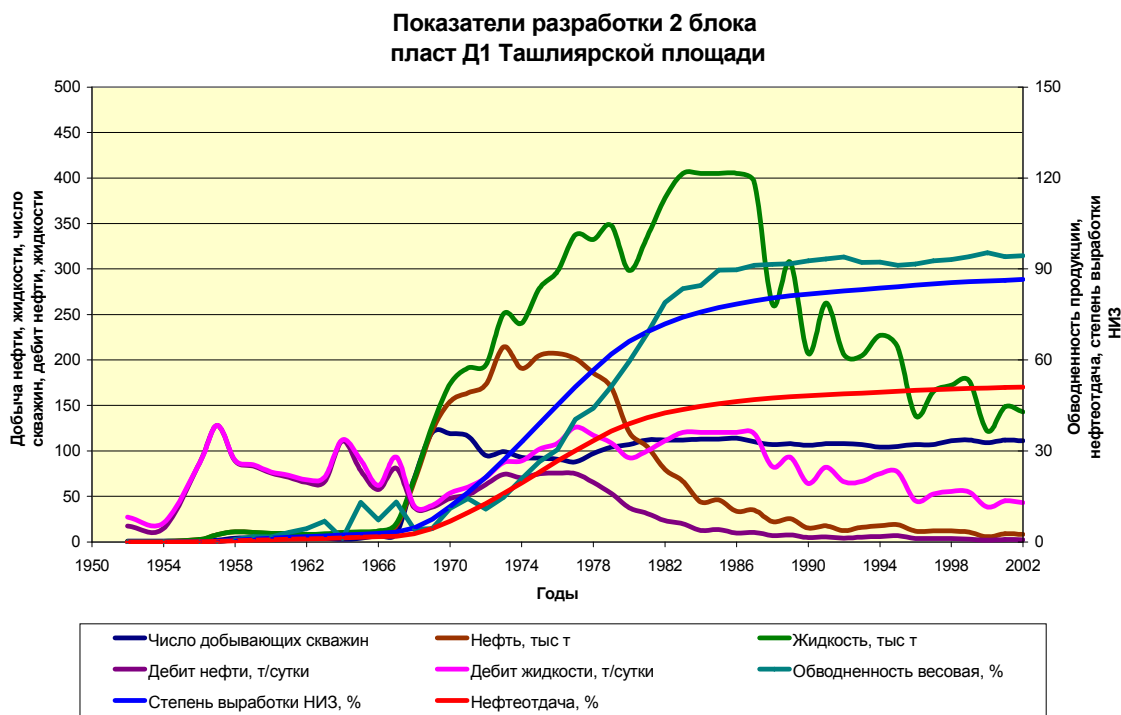


Рис.3.2. Показатели разработки

1. *Добыча.* При разработке нефтяного месторождения вместе с нефтью и газом из пласта добывается вода. Добыча жидкости - это суммарная добыча нефти и воды.

$$Q_{ж} = Q_{н} + Q_{в},$$

Добыча жидкости всегда больше добычи нефти. На 3-й и 4-й стадии разработки добыча жидкости в несколько раз превышает добычу нефти.

В нашей стране добыча нефти и жидкости измеряется в весовых единицах - тоннах. За рубежом - в объемных — m^3 . В США, Великобритании и в Канаде и ряде других стран - в баррелях, $1 \text{ баррель} = 159 \text{ литров}$, в $1 m^3 = 6,29 \text{ баррелей}$.

Существуют понятия текущая и накопленная добыча нефти, воды и жидкости. В свою очередь текущая добыча может быть: годовая и добыча за месяц. Накопленная добыча – это сумма с начала эксплуатации объекта.

2. *Обводненность* добываемой продукции измеряется в %:

$$F_{в} = \frac{q_{в}}{q_{ж}} * 100\%$$

3. *Водонефтяной фактор* – отношение добытой воды к нефти. Текущий и накопленный

$$ВНФ = \frac{q_{в}}{q_{н}}, \quad ВНФ = \frac{\sum q_{в}}{\sum q_{н}}$$

4. *Фонд скважин.* Скважины представляют собой основную составляющую системы

разработки нефтяных месторождений, из них добывается нефть и попутные компоненты, они служат для получения всей информации о залежи, для управления процессом разработки.

Скважины по своему назначению подразделяются на следующие основные группы: добывающие, нагнетательные, специальные и вспомогательные.

Добывающие скважины составляют наибольшую часть фонда скважин. Предназначены для добычи нефти, газа и попутных компонентов.

Нагнетательные скважины предназначены для закачки в пласт различных агентов (воды, газа, пара) с целью обеспечения эффективной разработки залежей нефти.

Специальные скважины предназначены для проведения различного рода исследования с целью изучения параметров и состояния разработки залежей месторождений. Среди них выделяют две подгруппы - оценочные и контрольные. Первые бурят для оценки нефтегазонасыщенности пластов. Вторые подразделяются на пьезометрические и наблюдательные.

Вспомогательные скважины подразделяют на водозаборные и поглощающие.

Фонд скважин каждого эксплуатационного объекта находится в постоянном движении. Изменяется общее количество добывающих скважин: на I, II стадиях - растет, на III, IV - уменьшается.

Количество нагнетательных скважин увеличивается по мере развития системы заводнения. Скважины могут переходить из одной группы в другую.

5. Темп отбора от НИЗ. Из курса геологии вам известно такое понятие, как извлекаемые запасы нефти. При анализе разработки любого объекта используются такие показатели, как темп отбора от НИЗ и степень выработки НИЗ. Темп разработки $Z(t)$, изменяющийся во времени t , равен отношению текущей добычи нефти $Q_H(t)$ к извлекаемым запасам месторождения

$$Z(t) = \frac{Q_H}{Q_{извл}} * 100\%$$

Из формулы видно, что изменение во времени темпа разработки происходит аналогично изменению добычи нефти. Для характеристики системы разработки очень часто используется понятие максимального темпа разработки Z_{max}

$$Z_{max} = \frac{Q_{H \max}}{Q_{извл}} * 100\%$$

, где

$Q_{H \max}$ - обычно добыча нефти во II период разработки.

Аналогично определяется темп отбора жидкости

$$Z_{\text{ж}} = \frac{Q_{\text{ж}}}{Q_{\text{извл}}} * 100\%$$

Темп разработки является мерой активности системы разработки.

6. *Степень выработки начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ)* – отношение накопленной добычи нефти к НИЗ. При чем сопоставление величины текущей обводненности продукции скважин со значением степени выработки запасов может нам косвенно указывать на то, достаточно ли благополучно разрабатывается объект. Что это значит: при равенстве этих показателей можно говорить о корректной разработке объекта. Если степень выработки отстает по своей величине от обводненности продукции скважин, то необходимо применять меры по устранению этого. Анализ показателей разработки во времени позволит сделать нам вывод либо для применения технологий по интенсификации добычи нефти, либо о масштабном воздействии той или иной технологией на изменение динамики разработки.

7. *Нефтеотдача* Величина запасов нефти той или иной залежи связана со степенью извлечения нефти из недр, которая представляет собой отношение возможной суммарной добычи нефти к балансовым (геологическим) запасам нефти в пласте. Это отношение, называемое коэффициентом нефтеизвлечения или нефтеотдачи, имеет вид:

$$\eta_{\text{пр}} = \frac{Q_{\text{извл}}}{Q_{\text{бал}}}, \quad \eta = \frac{\sum Q_{\text{н}}}{Q_{\text{бал}}}, \text{ где}$$

$\eta_{\text{пр}}$ – проектный коэффициент нефтеизвлечения

η – текущий или фактический коэффициент нефтеизвлечения

Различают текущую и конечную нефтеотдачу. Под *текущей нефтеотдачей* понимают отношение количества извлеченной из пласта нефти на данный момент разработки пласта к ее начальным запасам. *Конечная нефтеотдача* - отношение количества добытой нефти в конце разработки начальным запасам.

$Q_{\text{извл}}$ – извлекаемые запасы нефти

$Q_{\text{бал}}$ – балансовые запасы нефти

$\sum Q_{\text{н}}$ – накопленный отбор нефти

В идеальном случае коэффициент нефтеотдачи стремится достичь величины коэффициента вытеснения, т.е. того значения, которое максимально возможно извлечь из пласта с конкретными геолого-физическими характеристиками. Но так как процесс вытеснения нефти зависит от многих факторов: структуры и характеристики коллектора, неоднородности, свойств, насыщающей его нефти, системы размещения скважин, сетки скважин, то нефтеотдачу можно представить в виде:

$$\eta = \beta_{\text{выт}} \beta_{\text{охв зав}} \cdot \beta_{\text{охв выт}}$$

где:

Коэффициент вытеснения – отношение количества нефти, вытесненной при длительной интенсивной промывке порового пространства, куда проник рабочий агент (вода) к начальном количеству нефти в том же объеме. Определяется экспериментально на керне.

Коэффициент охвата заводнением – отношение количества нефти, вытесненного из промытого объема порового пространства, в который прошла закачиваемая или законтурная вода при промывке его до заданной обводненности продукции скважин, к количеству нефти, вытесненному из того же объема при полной его промывке, т.е. к количеству нефти, определяемому коэффициентом вытеснения.

Коэффициент охвата пласта процессом вытеснения – это отношение суммы объемов коллекторов, охваченных процессом вытеснения нефти, к общему объему коллекторов, содержащих нефть.

Нефтеотдача определяется не только для одного пласта, объекта, но и для месторождения в целом, для группы месторождений и даже по нефтедобывающему региону и по стране.

Конечная нефтеотдача определяется не только возможностями технологии разработки нефтяных месторождений, но и экономическими условиями.

8.Добыча газа. Она зависит от содержания газа в пластовой нефти, характеризуется газовым фактором.

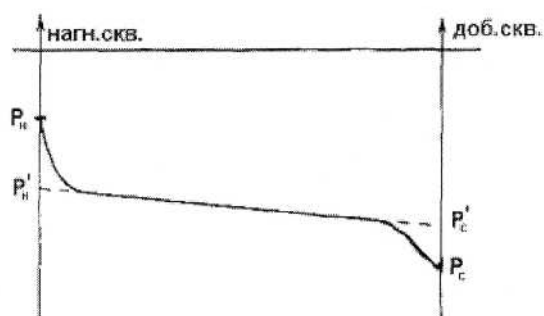
Газовый фактор — отношение объема добываемого газа, приведенного к стандартным условиям, к добыче дегазированной нефти в единицу времени. Он измеряется в м³/т и в м³/м³. При водонапорном режиме величина газового фактора является постоянной

$$\Gamma_{\phi} = \frac{Q_{\Gamma}}{Q_{H}}$$

9.Дебит нефти, воды и жидкости – соответственно отношение добычи нефти, воды или жидкости ко времени работы скважины за месяц или за год. Рассчитывается, как на отработанное время, так и на календарное. Единица измерения – т/сут.

10.Расход нагнетаемых в пласт агентов и их извлечение вместе с нефтью (и газом). При осуществлении различных технологических процессов извлечения нефти и газа из недр в пласт закачивается вода, вода с добавками химреагентов, газ и другие вещества. Расход этих веществ может применяться в процессе разработки месторождения.

11.Распределение давления в пласте. В процессе разработки нефтяных месторождений давление в пласте постоянно изменяется. На отдельных участках пласта оно будет различным. В районе нагнетательных скважин будет повышенное давление, в районе добывающих - пониженное.



Для оценки используют среднее или средневзвешенное по площади давление. В качестве показателей разработки используют давления в характерных точках пласта - на забоях нагнетательных скважин - P_n , на забоях добывающих скважин — P_n . На линии нагнетания P_n' на линии отбора P_c' .

Важно определять также перепады давлений между забоями нагнетательных и добывающих скважин, как разность $P_n - P_c = dP$.

12. Давление на устье добывающих скважин. Задается исходя из требований обеспечения сбора и транспорта нефти, газа и воды от устья скважин к нефтепромысловым установкам.

13. Пластовая температура. Это природный фактор. Может изменяться за счет закачки в пласт больших объемов холодной воды или наоборот теплоносителей пара, горячей воды.

Все показатели, присущие данной технологии извлечения нефти из недр взаимосвязаны между собой, изменение одних показателей разработки влечет за собой изменение других.

4. МЕТОДИКИ РАСЧЕТОВ ФИЛЬТРАЦИИ ФЛЮИДОВ В НЕОДНОРОДНЫХ ПЛАСТАХ

Процесс разработки нефтяных месторождений описывается системой дифференциальных уравнений с начальными и граничными условиями. Процедуры расчетов на основе моделей называются методиками расчетов.

Дифференциальные уравнения, описывающие процессы разработки нефтяных месторождений основаны на использовании двух фундаментальных законов природы — закона сокращения вещества и закона сохранения энергии, а также на целом ряде специальных законов фильтрации. Эти законы используются в виде уравнений неразрывности потока или в виде уравнений материального баланса.

Основным законом фильтрации является *закон Дарси*. Все известные законы фильтрации базируются на этом законе.

$$v = -\frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dr}, \text{ где}$$

V – скорость фильтрации жидкости, м/сек

k – проницаемость, м²

μ – вязкость жидкости, мПа*с

$\frac{dP}{dx}$ – градиент давления в рассматриваемой точке **x**

Физический смысл скорости фильтрации линейно и прямо пропорционально зависит от градиента давлений.

При фильтрации неоднородной жидкости или смеси жидкости и газа справедлив закон двухфазной фильтрации. Например, в случае совместной фильтрации нефти и воды формула закона фильтрации для прямолинейного движения записывается в следующем виде:

$$V_n = \frac{-kk_n(S)}{\mu_n} \cdot \frac{dP_n}{dx}$$

$$V_v = \frac{-kk_v(S)}{\mu_v} \cdot \frac{dP_v}{dx},$$

Где V_n, V_v – вектор скорости фильтрации нефти и воды

$k_n(S), k_v(S)$ – относительные проницаемости для нефти и воды, зависящие от водонасыщенности **S**

P_n, P_v – давление для нефти и воды

График относительных фазовых проницаемостей имеет вид:

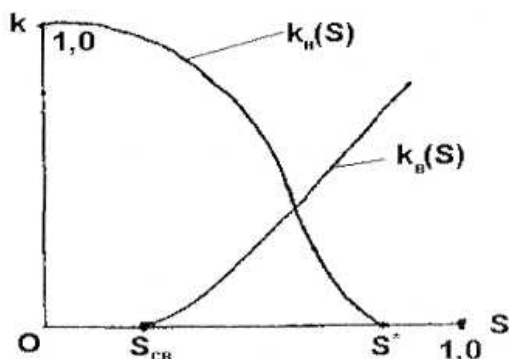


Рис.4.1. Относительные фазовые проницаемости

На оси абсцисс есть две характерные точки: $S_{св}$ и S^* . В точке $S=S_{св}$ относительная проницаемость для воды равна нулю, а в точке $S=S^*$ относительная проницаемость для нефти равна нулю $k_n(S)=0$.

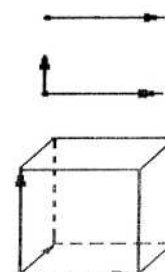
Вода, содержащаяся в пласте при $S=S_{св}$, диспергирована, раздроблена, занимает преимущественно углы между зернами породы, тупиковые поры. Такое же положение занимает остаточная нефть при $S=S^*$ и вытесняться из пласта не может.

Аналогичные зависимости имеются для двухфазной фильтрации жидкости и газа. Наиболее сложным является процесс трехфазной фильтрации, когда в пласте происходит одновременная фильтрация нефти, воды и газа.

Методики расчетов в зависимости от количества фильтрующихся фаз подразделяются на: а) однофазные; б) двухфазные; в) трехфазные.

В зависимости от формы выделенного расчетного элемента методики гидродинамических расчетов делятся на:

- а) одномерные;
- б) двумерные;
- в) трехмерные.

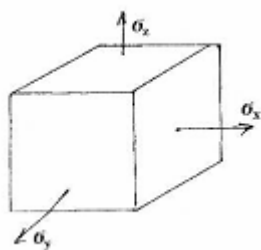


Современные методики расчетов бывают, как правило, двумерные трехфазные или трехмерные трехфазные. Возможность их применения зависит от надежности и полноты исходных данных и цели выполняемого гидродинамического расчета.

Некоторые свойства горных пород, пластовых жидкостей и газов, учитываемые при моделировании

При выполнении гидродинамических расчетов используются параметры, которые характеризуют свойства горных пород, пластовых жидкостей и газов. Эти свойства определяют путем исследований глубинных образцов пород керна, отобранных из пластов глубинных проб нефти и газа. Кроме того, эти свойства можно определить путем отработки данных геофизических и гидродинамических исследований и других исследованиях.

Горные породы, залегающие в земной коре, и в том числе породы, слагающие нефтеносные пласты, находятся постоянно в напряженном состоянии.



σ_z – вертикальное горное давление P_Γ ;

$$P_\Gamma = \gamma H, \quad \text{где}$$

γ – удельный вес горных пород;
 H – глубина залегания пласта;

σ_x, σ_y – боковое горное давление P_σ .

$$P_\sigma = \alpha P_\Gamma, \quad \text{где}$$

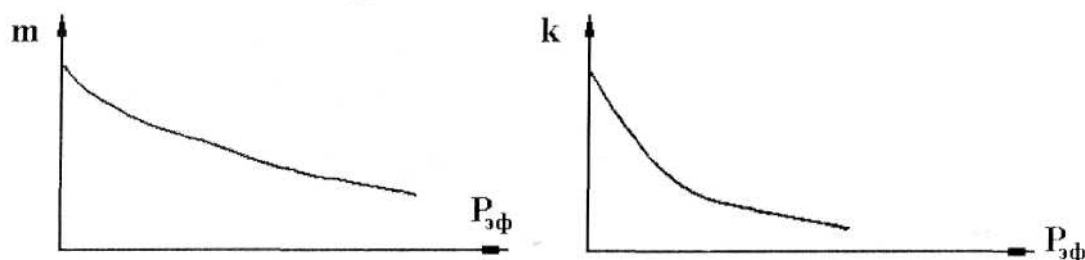
α – коэффициент бокового горного давления

$$0 \leq \alpha \leq 1.$$

В нефтегазоносных пластах, пористых и насыщенных жидкостями или газами, скелет породы находится под действием эффективного напряжения:

$$P_{эф.} = P_\Gamma - P_{пл.}$$

Экспериментально доказано, что такие важнейшие свойства горных пород как пористость (m) и проницаемость (k) зависят от величины эффективного напряжения.



Пластовые нефти — это сложные смеси углеводородов и других веществ. При добыче из нефтяных месторождений нефти фазовое состояние насыщающих пласт углеводородов изменяется - из нефти начинает выделяться газ.

Газ растворяется в нефти по закону Генри:

$$\frac{V_{gp}}{V_{но}} = \alpha p, \text{ где}$$

V_{gp} — объем растворенного газа;

$V_{но}$ — объем дегазированной нефти;

α - коэффициент пропорциональности;

p — давление

Если начальное содержание пластовых углеводородов таково, что на объем дегазированной нефти $V_{но}$ приходится ограниченный объем растворенного газа V_{gp} , то при некотором давлении $P_{нас}$ весь газ будет растворен в нефти. Это давление называется давлением насыщения нефти газом.

$$P_{нас} = \frac{V_{gp}}{\alpha V_{но}}$$

При разработке нефтяных месторождений очень важен разрыв между $P_{пл.нач}$ и $P_{нас}$. При наличии газовой шапки $P_{нас}$ близко к $P_{пл.нач}$.

Важнейшим свойством пластовых жидкостей является их *вязкость* (μ), влияющая, согласно закону Дарси, на темпы извлечения из пласта нефти и газа. Вязкость нефти уменьшается с ростом температуры. Вязкость газов также изменяется в связи с изменением температуры и давления, хотя и не столь значительно, как вязкость нефти.

Вязкость нефти снижается при увеличении объема растворенного в ней газа. При наиболее распространенном водонапорном режиме, когда нефть вытесняется из пласта водой, на эффективность процесса оказывает очень большое влияние соотношение вязкостей нефти μ_n и воды μ_e

$$\mu_o = \frac{\mu_n}{\mu_e}$$

При разработке нефтяных месторождений широко используется ряд комплексных характеристик пластов, учитывающих одновременно 2-3 основных свойства продуктивного

коллектора, оказывающих влияние на процесс разработки: проницаемость, пористость, вязкость, упругоёмкость, толщину пласта.

1. Коэффициент гидропроводности

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu}, \text{ где}$$

k – проницаемость пласта;

h – эффективная (работающая) толщина пласта;

μ – вязкость жидкости и газа.

Гидропроводность или коэффициент гидропроводности представляет собой наиболее емкую характеристику продуктивного пласта, определяющую его производительность.

2. Коэффициент проводимости или подвижности нефти, характеризующий подвижность жидкости в пластовых условиях в зависимости от ее вязкости (μ) и проницаемости пласта k :

$$\alpha = \frac{k}{\mu}$$

3. Коэффициент пьезопроводности:

$$\chi = \frac{k}{\mu(m\beta_{ж} + \beta_c)}$$

m – пористость пласта;

$\beta_{ж}$ и β_c – коэффициенты сжимаемости пластовой жидкости и пористой среды.

Коэффициент пьезопроводности характеризует скорость перераспределения давления в пласте.

5. РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИ УПРУГОВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Если нефтяные месторождения разрабатываются без поддержания пластового давления и это месторождение окружено обширной водоносной областью с достаточно хорошей проницаемостью пород в этой области, то отбор нефти из месторождения и понижение пластового давления в нем вызовут интенсивный приток воды из законтурной области в нефтяную часть разрабатываемого пласта. Источником энергии, вызывающим движение жидкости по пласту будут упругие силы, в основном водоносной области, т.к. ее размеры во много раз превышают размеры нефтяной залежи. При упруговодонапорном режиме давление в залежи поддерживается выше давления насыщения и в пласте фильтруется только нефть и вода.

После пуска или остановки добывающей скважины изменение давления в самой скважине описывается известной формулой упругого режима:

$$\Delta P = -\frac{q\mu_n}{4\pi kh} \varepsilon_i \left[\frac{-r^2}{4\chi t} \right], \quad \text{где}$$

ΔP – изменение давления в скважине, ат;

q – дебит пущенной в эксплуатацию (или остановленной) скв. см³/сек;

μ_n – вязкость нефти в пласт. условиях, сПг (МПа·сек);

h – толщина пласта в пределах которого осуществляется процесс фильтрации, см;

R_c – радиус скв., см;

t – время с начала пуска или остановки скв., сек;

k – проницаемость пласта, Дарси;

χ – пьезопроводность пласта, см²/сек.

$$\chi = \frac{k}{\mu_n \beta^*},$$

β^* – упругоемкость в ат⁻¹ характеризует количество нефти в долях элемента объема залежи, вытекающей из этого элемента при снижении пластового давления в нем на 1 ат.

$$\beta^* = (1 - S_g) m\beta_n + S_g m\beta_g + \beta_n, \text{ где}$$

m – пористость пласта, доли ед.;

$\beta_n, \beta_g, \beta_n$ – коэффициенты сжимаемости нефти, воды и пористой среды;

S_g – водонасыщенность пласта, доли ед.

Символ ε_i – интегральная показательная функция, табулированная во многих справочниках.

При малых значениях рассматриваемой функции равно:

$$\varepsilon_i \left[\frac{r^2}{4\chi t} \right] - 0,5772 + \ln \frac{r^2}{4\chi t} - \frac{r^2}{4\chi t}$$

Характерная динамика пластового давления в районе пущенной (или остановленной) скважины показана на рис.6.1.

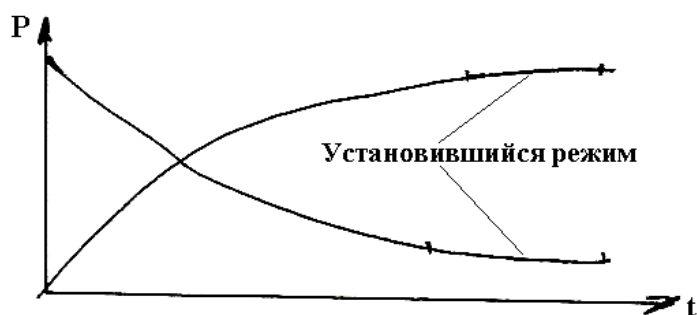


Рис.5.1.

Сначала давление в скважине изменяется быстро, затем все медленнее. Режим пласта становится установившимся или стационарным.

Предел применимости формулы упругого режима для пласта с конечными размерами области питания можно установить по критическому значению параметра Фурье:

$$F_o = \frac{\chi t}{R_k^2} \leq 0,3, \text{ где}$$

χ – коэффициент пьезопроводности пласта;

R_k – радиус контура питания;

t – время, прошедшее с начала разработки.

Одной из важнейших задач при проектировании разработки нефтяных месторождений при естественном упруговодонапорном режиме, которую необходимо решить, является прогнозированное изменение давления на контуре нефтяного месторождения. Решение этой задачи необходимо для определения возможности эксплуатации залежи без поддержания пластового давления, или времени, когда оно все же понадобится, чтобы не допустить возникновения малоэффективного режима растворенного газа, или времени прекращения фонтанирования скважин.

Для этого все скважины на нефтяной залежи и залежь в целом представляются как некоторая укрупненная скважина радиусом

$$R = \frac{\sqrt{S}}{\pi}, \text{ где}$$

S - площадь залежи.

Для расчета используется та же формула упругого режима, только вместо обычного радиуса скважины r , берется радиус укрупненной скважины R . Так как упругие процессы происходят в окружающей нефтяную залежь обширной водоносной области, то при расчетах необходимо использовать вязкость воды μ_e , а величина k и h должны представлять среднее значение проницаемости и толщины пласта в водоносной части. Так как параметры законтурной области обычно не известны, то эти значения (k и h) принимают по нефтяной части залежи, что дает определенную погрешность при расчетах.

Результаты расчетов наносят на график, здесь же приводятся данные по фактической динамике $P_{пл}$ по скважинам, расположенным вблизи контура нефтеносности. В связи с неточным значением k и h , между расчетной и фактической динамикой пластового давления всегда наблюдается разница. Из формулы упругого режима видно, что перепад давлений ΔP обратно пропорционален толщине h , поэтому можно записать:

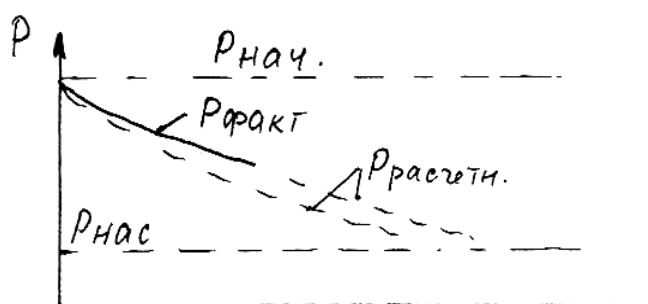
$$\frac{\Delta P_1}{\Delta P_2} = \frac{h_2}{h_1}, \text{ где}$$

ΔP_1 - фактическое снижение пластового давления от начального на контуре нефтеносности;

ΔP_2 - расчетное снижение пластового давления от начального, полученное расчетным путем при использовании толщины h_2 .

h_1 - истинное значение толщины пласта в пластовой водонапорной системе.

$$h_1 = \frac{\Delta P_2 h_2}{\Delta P_1}$$



Расчет повторяют, используя величину h_1 при этом фактическая и расчетная динамика пластового давления совпадут. Такая процедура, когда для уточнения гидродинамических расчетов используется фактическая динамика пластового давления называется *адаптацией*. Разработка нефтяных месторождений при естественном упруговодонапорном режиме весьма эффективна, так как при этом не нужно затрачивать большие средства на создание и осуществление системы поддержания пластового давления, используется природная энергия

пластовой водонапорной системы. Но осуществление полной выработки извлекаемых запасов только при такой системе возможно лишь на небольших залежах или при наличии очень мощной пластовой водонапорной системы.

6. РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИ РЕЖИМЕ РАСТВОРЕННОГО ГАЗА

При снижении пластового давления ниже давления насыщения в разрабатываемом пласте развивается режим растворенного газа. При этом режиме движение нефти к скважинам обуславливается энергией выделившегося из нефти газа. При РРГ процесс разработки пласта можно изучать по поведению одной скважины, т.к. при равномерном размещении скважины и одинаковых параметрах пласта все скважины имеют одинаковые области дренирования. Расчет эксплуатации залежи при РРГ сводится к рассмотрению неустановившегося процесса развития режима растворенного газа в пределах области, окружающей отдельную скважину. Для определения технологических показателей разработки необходимо иметь экспериментальные данные о зависимости вязкости μ_n и μ_g , плотностей ρ_n и ρ_g , объемного коэффициента β и количества растворенного в нефти газа S от давления P .

Связь между дебитом q_n и перепадом давлений в заданный момент времени определяется по формуле:

$$q_n = \frac{2\pi k h (H_\kappa - H_c)}{\ln \frac{r_\kappa}{r_c} - \frac{1}{2}}, \text{ где}$$

q_n – дебит скважины в м³/сек;

k – проницаемость пласта в м³;

h – толщина пласта в м;

r_κ – радиус контура дренирования, м;

r_c – радиус скважины, м;

$(H_\kappa - H_c)$ – разность обобщенной функции Христиановича, Па при значениях давления на контуре области дренирования P_κ и давления на забое скважины P_c .

$$H_\kappa - H_c = \int_{P_c}^{P_\kappa} \frac{F_n(S)}{\mu_n(P)\beta(P)} dP, \text{ где}$$

$F_n(S) = \frac{\bar{k}_n}{k}$ – отношение фазовой проницаемости для нефти к проницаемости пласта, являющейся функцией насыщенности нефтью порового пространства.

μ_n – вязкость нефти, зависящая от давления, в Па·с.

β – объемный коэффициент, зависящий от давления.

Интеграл вычисляют приближенным методом, либо используются различные приближенные формулы. Кроме того, используются специальные таблицы, в которых используются зависимости $\varphi(S) = F_2(S)$ и $F_H(S)$.

7. РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЗАВОДНЕНИЯ

Заводнение нефтяных месторождений самый распространенный вид воздействия на пласт.

Широкое распространение заводнения нефтяных месторождений во всем мире обусловлено следующими факторами:

- доступностью и невысокой стоимостью воды;
- относительной простотой технологии нагнетания воды;
- простотой технологического обслуживания;
- относительно высокой эффективностью вытеснения нефти водой.

В связи с этим заводнение нефтяных месторождений еще длительное время будет одним из ведущих методов воздействия на пласты. Заводнение применяется с целью вытеснения нефти водой, поддержания при этом пластового давления на заданном уровне, позволяет увеличить конечную нефтеотдачу пластов по сравнению с режимом растворенного газа во всем диапазоне геолого-физических условий.

Эффективность процесса вытеснения нефти водой из нефтеносных пластов зависит от их геолого-физических свойств, от свойств воды и нефти, и условий извлечения. Наибольшее влияние на показатели извлечения нефти из пластов при заводнении оказывают следующие факторы:

- соотношение вязкостей нефти и воды;
- неоднородность пластов по проницаемости, средняя проницаемость и расчлененность пласта;
- температура пласта;
- относительные размеры водонефтяных зон;
- микрон неоднородность пористой среды, нефтенасыщенность и капиллярные силы;
- плотность сетки скважин;
- система заводнения.

Заводнение применяется в самых различных геолого-физических условиях. Продуктивные пласты отличались по проницаемости в сотни раз (от 0,005 до 2,5 дарси), вязкость нефти — 0,5 до 250 мПа*с. Заводнение применялось в кварцевых однородных песчаниках, глинистых алевролитах, полимиктовых, карбонатных и пористо-кавернозных, трещиноватых коллекторах.

Применялись самые различные виды заводнения - от законтурного до самого интенсивного площадного пятиточечного. Нефтяные залежи характеризовались различными условиями залегания нефти — чисто нефтяные, нефтегазовые, с обширными водонефтяными зонами, с углами наклона пластов от 1° до 15°. Эффективность применения заводнения

изменялась в очень широких пределах, однако, до сих пор практически не установлено ни одного конкретного случая, где было бы зафиксировано отрицательное влияние на эффективность извлечения нефти закачки воды.

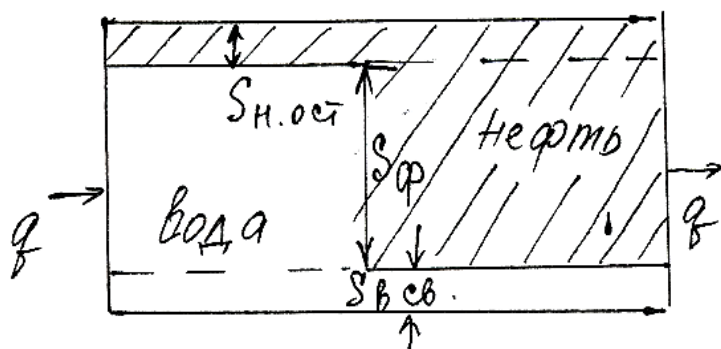
На основе разнообразного опыта заводнения нефтяного месторождения Сазоновым Б.Ф. составлена сводная таблица факторов благоприятных и неблагоприятных для реализации какого-либо вида заводнения нефтяного месторождения (Табл.7.1).

Таблица 7.1.

Показатели	Благоприятные свойства	Неблагоприятные свойства
Глубина	Не ограничивается	
Толщина пласта	3-25 м и более	менее 3 м
Угол наклона пласта, °	1,5-5°	более 5°
Проницаемость, мкм ²	Более 0,1-0,15	менее 0,025
Тип коллектора	Крупно-поровый, порово-кварцевый	Трещиноватый
Состав пород	Песчаники, полимикты, известняки	Алевриты, доломиты
Смачиваемость пород	Гидрофильные	Гидрофобные
Тип залежи	Чисто нефтяная, нефтегазовая, водонефтяная	Нефтяные оторочки малой толщины с газовой шапкой
Строение пласта	Монолитное	Линзовидное
Пластовое давление	Гидростатическое	Аномально высокое и низкое
Нефтенасыщенность, %	Более 70%	менее 50%
Температура, °С	Более 50° С	менее 20° С
Вязкость нефти, мПа*с	Менее 5	более 25
Система заводнения	Блоковая, рядная, площадная	Законтурная осевая
Число рядов	1-5	более 5
Плотность сетки га/скв.	16-64	более 65-80
Режим нагнетания	Циклический, ИНФП	Стабильный
Пластовое давление в зоне отбора	Равно давлению насыщения нефти газом P_n или ниже на 20-25%	Сильное разгазирование нефти в пласте

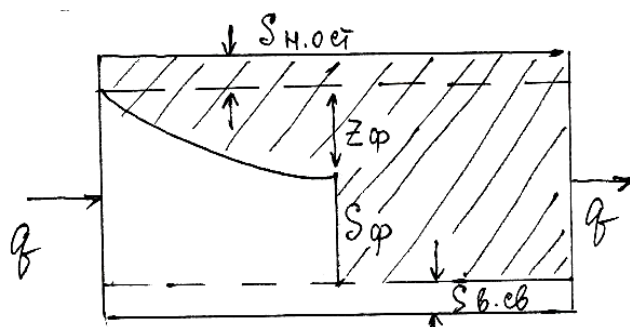
7.1. Механизм вытеснения нефти водой в пористой среде

При заводнении нефтяных залежей, а также при естественно водонапорном режиме происходит вытеснение из пласта нефти водой. Различают два вида вытеснения нефти водой в пористой среде - поршневой и непоршневой. В соответствии с этим существуют модели поршневого и непоршневого вытеснения.



В соответствии с моделью поршневого вытеснения нефти водой остаточная нефтенасыщенность в заводненной области остается постоянной, равной $S_{н.ост}$, движение нефти за фронтом вытеснения отсутствует, насыщенность водою на фронте вытеснения $S_{ф}$ - постоянна.

Более полно и точно описывает механизм вытеснения нефти водой в пористой среде модель непоршневого вытеснения.



В соответствии с этой моделью насыщенность нефтью за фронтом вытеснения переменна, часть нефти продолжает двигаться в направлении вытеснения. Распределение водонасыщенности в пласте изменяется по мере продвижения в глубь пласта фронта вытеснения таким образом, что значения водонасыщенности на фронте вытеснения $S_{ф}$ и на входе в пласт остаются неизменными. Таким образом, кривая распределения водонасыщенности как бы «растягивается» оставаясь подобной себе. Такое распределение водонасыщенности называется *автомодельным*. При непоршневом вытеснении добыча нефти из пласта продолжается и после прорыва фронта вытеснения к концу пласта.

На практике при разработке нефтяных месторождений из добывающих скважин сначала

получают практически чистую нефть, т.е. безводную продукцию, а затем, по мере роста закачиваемой в пласт воды начинают вместе с нефтью добывать воду.

Текущая обводненность добываемой продукции f_v измеряется в долях единицы или в % и равна

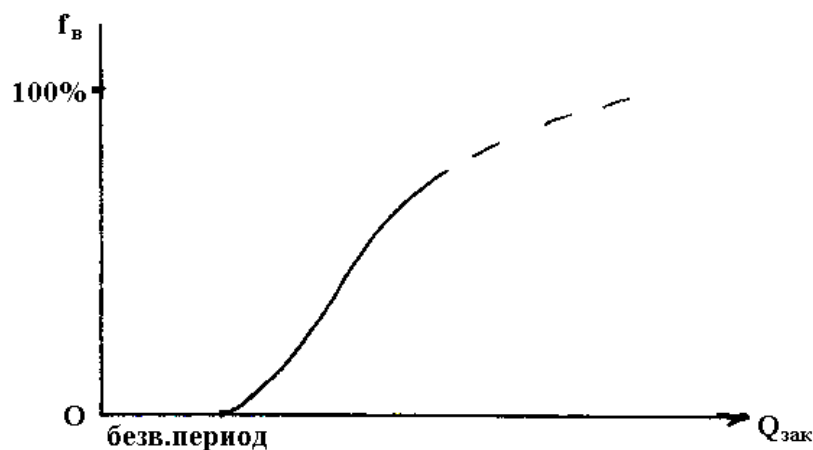
$$f_v = \frac{q_e}{q_e + q_n} = \frac{q_e}{q_{жс}}, \text{ где}$$

q_n количество добываемой из пласта нефти в единицу времени (или дебит);

q_e - дебит воды;

$q_{жс}$ - дебит жидкости.

Типичная динамика текущей обводненности нефтяной залежи имеет вид:



Основным показателем разработки нефтяных месторождений является нефтеотдача. Применительно к условиям водонапорного режима коэффициент нефтеотдачи можно выразить как произведение коэффициента вытеснения η_1 на коэффициент охвата η_2

$$\eta = \eta_1 \cdot \eta_2$$

Коэффициентом вытеснения нефти водой η_1 при разработке нефтяных месторождений с применением заводнения называется отношение извлеченной из пласта нефти к ее запасам, первоначально находившимся в части пласта, занятого внедрившейся в залежь водой. При схеме неподвижного вытеснения однородного пласта коэффициент вытеснения можно определить по следующему уравнению:

$$\eta_1 = \frac{Q_{нак}}{mV(1 - S_{св} - S_{он} - \frac{2}{3}Z_{\phi})}, \text{ где}$$

$Q_{нак}$ — накопленная добыча нефти из пласта;

m — пористость пласта, V — объем нефтяной залежи;

$S_{св}$ — насыщенность пласта связанной водой;

$S_{он}$ – остаточная нефтенасыщенность пласта;

Z_ϕ – насыщенность пор пласта подвижной нефтью на фронте вытеснения.

Значение Z_ϕ можно определить из следующего уравнения:

$$Z_\phi^2 [1,5 (1-S_{св}-S_{он}-Z_\phi)] - 0,01 \mu_0 = 0,$$

где $\mu_0 = \frac{\mu_n}{\mu_s}$.

Коэффициент охвата пласта воздействием η_2 называется отношение запасов нефти, первоначально находившейся в части пласта, занятого внедрившейся в залежь водой, к геологическим запасам нефти в залежи. При схеме непоршневого вытеснения для однородного пласта коэффициент охвата можно определить по следующему соотношению:

$$\eta_2 = \frac{1 - S_{св} - S_{он} - \frac{2}{3} Z_\phi}{1 - S_{св}}.$$

В условиях неизменной системы и технологии разработки нефтяных месторождений коэффициент вытеснения в течение всей разработки остается постоянным, а коэффициент охвата непрерывно возрастает.

Коэффициент вытеснения зависит от физических свойств пласта, его микронеоднородности и характеристик вытеснения нефти из пористой среды. Его величина определяется в лабораторных условиях путем физического моделирования вытеснения нефти водой. Коэффициент охвата пластов воздействием определяется степенью микронеоднородности месторождения, системой разработки, свойствами вытесняющей и вытесняемой жидкостей, условиями эксплуатации скважин.

8.ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ДЕБИТОВ И ДАВЛЕНИЙ ПРИ ЖЕСТКОМ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

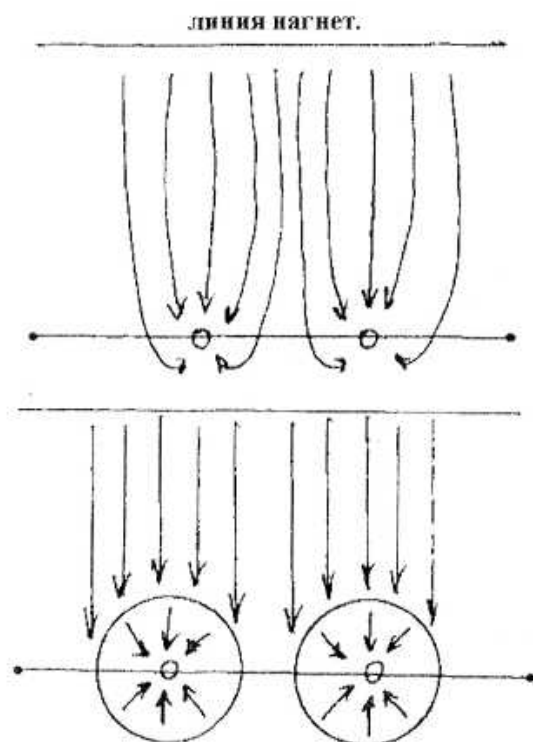


Рис.8.1.Кинематика фильтрационных потоков

При фильтрации к системе добывающих скважин наблюдается сложная кинематика фильтрационных потоков. Исследованиями Ю.П. Борисова показано, что эту сложную кинематику можно с большой степенью точности представить как сумму двух видов потоков плоскопараллельного и радиального вблизи добывающих скважин.

Принято называть фильтрационное сопротивление между контуром питания и линией расположения скважин - *внешним сопротивлением*, а фильтрационное сопротивление при радиальной фильтрации вблизи скважин *внутренним сопротивлением* призабойной зоны скважин.

Формулы гидродинамических расчетов дебитов и давлений выведены при следующих упрощающих предпосылках:

1. Скважины в каждом ряду находятся на одинаковом друг от друга расстоянии, но эти расстояния в разных рядах могут быть различны.
 2. Забойные давления во всех скважинах одного и того же ряда одинаковы!
 3. Радиусы всех скважин одного и того же ряда одинаковы.
 4. Расстояние от контура питания до скважин первого ряда и расстояние между рядами больше расстояния между скважинами в ряду.
- Вследствие этих условий дебиты скважин одного и того же ряда будут одинаковы.

Между гидродинамическими и электрическими процессами существует аналогия, которая

выражается в следующем:

1.изменение напряжения между узлами электрической сетки аналогично распределению давления в пласте

$$U_1 - U_2 = P_1 - P_2 \text{ или } \Delta U = \Delta P$$

2.электрическое сопротивление участка электрической цепи пропорционально (аналогично) гидродинамическому сопротивлению участка моделируемого пласта

$$R_э = \Omega + \omega$$

3.сила тока, протекающего между узлами сетки, пропорциональна (аналогична) количеству жидкости, протекающему через участок моделируемой цепи

$$I = Q$$

При этом справедлив закон Кирхгофа, по которому суммарное падение напряжения в сети равно сумме падений напряжений на отдельных участках:

$$\Delta U = \sum_{i=1}^n I \cdot R_э$$

$$\Delta P = \sum_{i=1}^n Q(\Omega + \omega)$$

На основании правила о неразрывности течения, аналогично первому закону Кирхгофа в электротехнике и применив правило, аналогичное второму закону Кирхгофа, получим систему уравнений для расчета дебитов и давлений гипотетической нефтяной залежи.

На рис.8.2 изображена схема полубесконечного пласта с прямолинейным односторонним контуром питания, который разрабатывается двумя параллельными цепочками скважин (n_1 и n_2). Скважины имеют одинаковые радиусы (R_{c1} и R_{c2}) и забойные давления (P_{c1} и P_{c2}). Суммарные дебиты цепочек (рядов) составляют Q_1 и Q_2 .

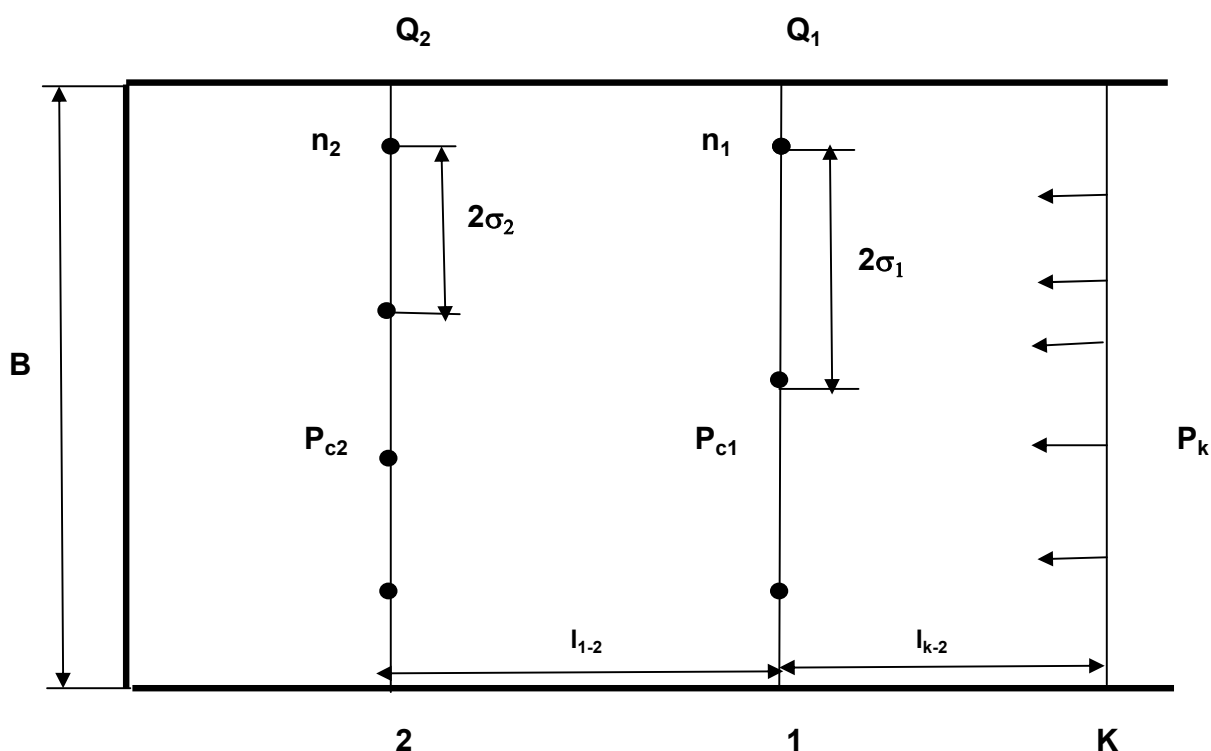


Рис.8.2. Схема пласта с односторонним контуром питания

Для составления системы уравнений используют схему эквивалентных фильтрационных сопротивлений, когда система расположения скважин может быть представлена, как система внутренних и внешних сопротивлений.

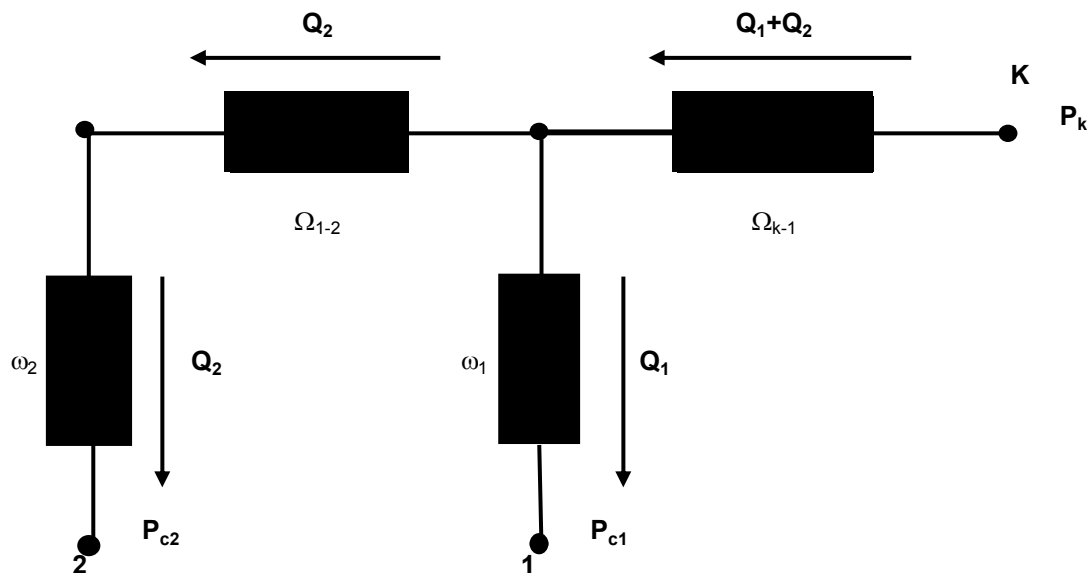


Рис.8.3.Схема эквивалентных фильтрационных сопротивлений

Согласно закону Кирхгофа, запишем в гидродинамических символах систему уравнений, мысленно перемещаясь вдоль условного контура из точки K в точку 1 , а затем из точки 1 в точку 2 :

$$P_k - P_{c1} = (Q_1 + Q_2) * \Omega_{k-1} + Q_1 \omega_1$$

$$P_{c1} - P_{c2} = -Q_1 * \omega_1 + Q_2 * \Omega_{1-2} + Q_2 * \omega_2 \quad (1)$$

При этом внешние фильтрационные сопротивления будут равны:

$$\Omega_{k-1} = \frac{\mu * l_{k-1}}{B * k * h}, \quad \Omega_{1-2} = \frac{\mu * l_{1-2}}{B * k * h}$$

Внутренние фильтрационные сопротивления будут равны:

$$\omega_1 = \frac{\mu}{2\pi * k * h * n_1} Lq \frac{\sigma_1}{\pi R_{c1}},$$

$$\omega_2 = \frac{\mu}{2\pi * k * h * n_2} Lq \frac{\sigma_2}{\pi R_{c2}}.$$

Из системы уравнений (1) можно определить дебиты рядов скважин Q_1 и Q_2 , если заданы забойные давления, или забойные давления P_{c1} и P_{c2} , если заданы дебиты скважин.

9. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ДЕБИТОВ И ДАВЛЕНИЙ ПРИ ВНУТРИКОНТУРНОМ ЗАВОДНЕНИИ

9.1. Гидродинамические расчеты дебитов и давлений при рядных системах заводнения

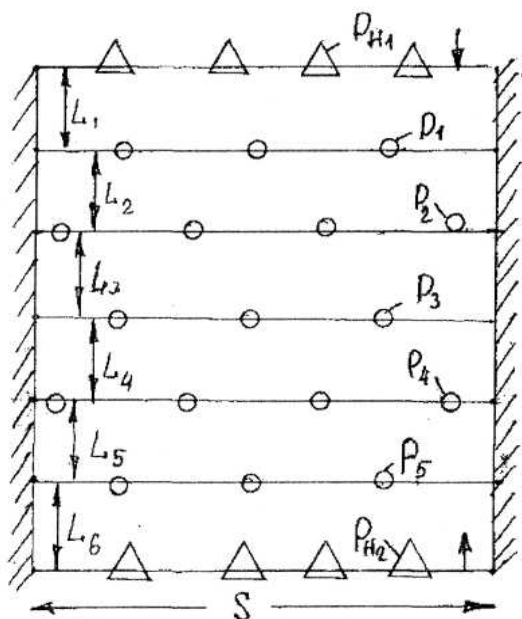


Рис.9.1. Схема полосообразной залежи с разрезанием на блоки

где : $P_{н1}$ и $P_{н2}$ – давления на забое нагнетательных скважин;

P_1, P_2, P_3, P_4, P_5 – давления на забое добывающих скважин;

$P_{н1}, P_{н2}, P_1, P_5$ – средние давления на линиях нагнетательных и добывающих скважин.

Для полосообразной залежи, где размещены два разрезающих нагнетательных ряда и пять эксплуатационных рядов, при условии равенства отбора и закачки систему уравнений для определения дебита эксплуатационных рядов Q_1, Q_2, Q_3, Q_4, Q_5 и нагнетательных рядов $Q_{н1}$ и $Q_{н2}$ можно записать в следующем виде:

$$\begin{aligned} \frac{P_{н1} - P_1}{\omega_{н1}} + \frac{P_1 - P_1}{\omega_1} + \frac{P_2 - P_1}{\Omega_2} &= 0 \\ \frac{P_1 - P_2}{\Omega_2} + \frac{P_2 - P_2}{\omega_2} + \frac{P_3 - P_2}{\Omega_3} &= 0 \\ \frac{P_2 - P_3}{\Omega_3} + \frac{P_3 - P_3}{\omega_3} + \frac{P_4 - P_3}{\Omega_4} &= 0 \\ \frac{P_3 - P_4}{\Omega_4} + \frac{P_4 - P_4}{\omega_4} + \frac{P_5 - P_4}{\Omega_5} &= 0 \\ \frac{P_4 - P_5}{\Omega_5} + \frac{P_5 - P_5}{\omega_5} + \frac{P_{н2} - P_5}{\Omega_{н2} + \Omega_6} &= 0 \end{aligned}$$

Выражения для внешних сопротивлений имеют вид:

$$\Omega_1 = \frac{\mu_n L_1}{Shk}; \quad \Omega_2 = \frac{\mu_n L_2}{Shk}; \quad \Omega_3 = \frac{\mu_n L_3}{Shk};$$

$$\Omega_4 = \frac{\mu_n L_4}{Shk}; \quad \Omega_5 = \frac{\mu_n L_5}{Shk}; \quad \Omega_6 = \frac{\mu_n L_6}{Shk}.$$

Для внутренних сопротивлений:

$$\omega_{n1} = \frac{\mu_6}{Shk} \frac{\sigma_{n1}}{\pi} \ln \frac{\alpha_{n1}}{\pi r_{n1}}; \quad \omega_{n2} = \frac{\mu_6}{Shk} \frac{\sigma_{n2}}{\pi} \ln \frac{\alpha_{n2}}{\pi r_{n2}};$$

$$\omega_1 = \frac{\mu_n}{Shk} \frac{\sigma_1}{\pi} \ln \frac{\sigma_1}{\pi r_1}; \quad \omega_4 = \frac{\mu_n}{Shk} \frac{\sigma_4}{\pi} \ln \frac{\sigma_4}{\pi r_4};$$

$$\omega_2 = \frac{\mu_n}{S_{kh}} \frac{\sigma_2}{\pi} \ln \frac{\sigma_2}{\pi r_2}; \quad \omega_5 = \frac{\mu_n}{Shk} \frac{\sigma_5}{\pi} \ln \frac{\sigma_5}{\pi r_5};$$

$$\omega_3 = \frac{\mu_n}{Shk} \frac{\sigma_3}{\pi} \ln \frac{\sigma_3}{\pi r_3};$$

Из приведенной системы уравнений определяются средние давления на линии рядов добывающих скважин $\bar{P}_1, \bar{P}_2, \bar{P}_3, \bar{P}_4, \bar{P}_5$.

После этого можно определить дебиты рядов скважин:

$$Q_1 = \frac{\bar{P}_1 - P_1}{\omega_1}; \quad Q_2 = \frac{\bar{P}_2 - P_2}{\omega_2}; \quad Q_3 = \frac{\bar{P}_3 - P_3}{\omega_3}; \quad Q_4 = \frac{\bar{P}_4 - P_4}{\omega_4}; \quad Q_5 = \frac{\bar{P}_5 - P_5}{\omega_5}.$$

В пятирядную систему добывающих скважин от каждого из разрезающих нагнетательных рядов скважин поступает только половина закачиваемой воды, поэтому:

$$Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 = 0,5 Q_{n1} + 0,5 Q_{n2}$$

При учете изменения фильтрационных сопротивлений в зоне замещения нефти водой при внутриконтурном заводнении можно считать, что вначале вокруг каждой нагнетательной скважины образуется круговая зона с радиусом r_ϕ и нефтенасыщенностью $z_\phi + S_{0H}$, где S_{0H} - остаточная нефтенасыщенность при бесконечно долгой промывке. Величина z_ϕ определяется по известной формуле:

$$z_\phi = 0,1 \sqrt{\frac{\mu_0}{1,5(1 - S_{он} - S_{св}) - z_\phi}}$$

Зависимость дебита скважин от перепада давления $P_n - P_9$ между нагнетательными и добывающими скважинами определяется по следующей формуле:

$$\frac{2\pi kh(P_n - P_э)}{\mu_э q} = 12z_\phi + 25z_\phi^2 + 1,7 \ln \frac{r_\phi}{r_{сн}} + \frac{\pi L \mu_0}{2\sigma} + \mu_0 \ln \frac{\sigma^2}{\pi^2 r_{сэ} r_\phi}$$

L – расстояние между нагнетательными и эксплуатационными рядами;

2σ – расстояние между скважинами в ряду;

r_ϕ – текущее положение фронта нагнетательной воды;

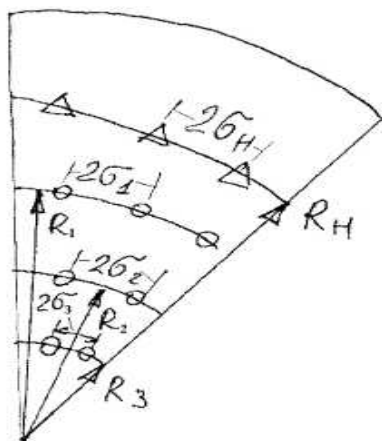
$r_{сн}, r_{сэ}$ – радиусы нагнетательных и эксплуатационных скважин.

Внутриконтурный разрезающий ряд нагнетательных скважин для быстроты освоения процесса заводнения может быть вначале введен в эксплуатацию при освоении половины нагнетательных скважин под закачку жидкости и половины – под отбор. Поэтому до формирования сплошного фронта заводнения на линии нагнетания будет работать ряд чередующихся добывающих и нагнетательных скважин. При условии их равнодебитности дебит каждой из скважин или период давления между ними можно определить по формуле:

$$\frac{2\pi kh(P_n - P_э)}{\mu_э q} = 1,7 \ln \frac{r_\phi}{r_{сн}} + 12z_\phi + 25z_\phi^2 + \mu_0 \ln \frac{2\sigma^2}{\pi^2 r_\phi r_{сн}}, \text{ где}$$

$2\sigma^2$ – расстояние между скважинами в нагнетательном ряду.

Для круговой залежи, работающей при законтурном и внутриконтурном заводнении при размещении рядов скважин соответственно схеме, осуществляется тот же порядок расчетов для определения дебитов, как и в предыдущем случае. Изменяются только выражения для внешних сопротивлений.



$$\Omega_1 = \frac{\mu_n}{2\pi kh} \ln \frac{R_n}{R_1};$$

$$\Omega_2 = \frac{\mu_n}{2\pi kh} \ln \frac{R_1}{R_2};$$

$$\Omega_3 = \frac{\mu_n}{2\pi kh} \ln \frac{R_2}{R_3}.$$

Для внутренних сопротивлений следует заменить S на периметр соответствующего кругового ряда $2\pi R_i$.

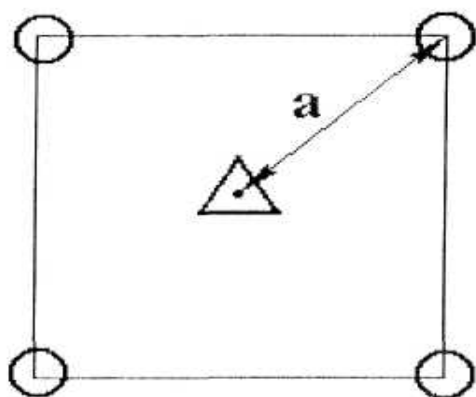
При работе отдельной нагнетательной скважины (очаговое заводнение) внешнее сопротивление определяется по формуле:

$$\Omega = \frac{\mu_e}{2\pi kh} (1,7 \ln \frac{r_\phi}{r_c} + 12z_\phi + 25z_\phi^2)$$

9.2. Гидродинамические расчеты дебитов и давлений при площадных системах заводнения

Площадное заводнение, как более интенсивное, применяется для разработки залежей нефти с низкими значениями соотношения K/μ_n . Основные виды площадных систем заводнения рассмотрены ранее.

Пятиточечная система заводнения



При этой системе $n_3/n_n = 1$. Расстояние между добывающими скважинами при площади элемента F равно $\sqrt{2F}$, а расстояние между нагнетательными и добывающими скважинами равно \sqrt{F} . Дебит добывающей скважины определяется по формуле:

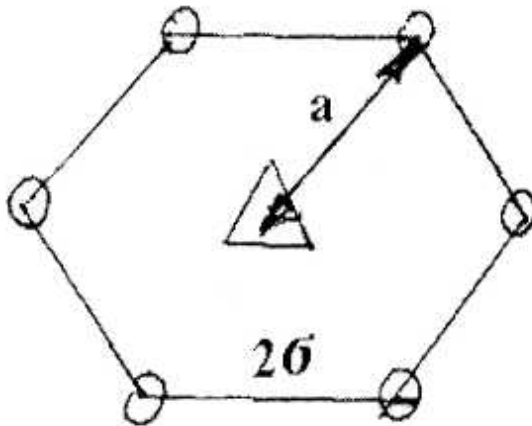
$$q = \frac{\pi kh(P_n - P_3)}{\mu_n (\ln \frac{a}{r_{c3}} - 0,619)}$$

Если учитывать изменение фильтрационных сопротивлений в зоне замещения нефти водой, то дебит нефти или перепад давлений определяется по формуле:

$$\frac{2\pi kh(P_n - P_{\text{э}})}{\mu_{\text{с}} q} = 12z_{\varphi} + 25z_{\varphi}^2 + 1,7 \ln \frac{r_{\varphi}}{r_{\text{сн}}} + \mu_0 \ln \frac{a^2}{4r_{\text{сэ}} r_{\varphi}}, \quad \text{где}$$

r_{φ} фронт.

Семиточечная система площадного заводнения



При этой системе $n_{\text{э}}/n_n=2$. Расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами одинаково и при площади элемента F равно:

$$a = 1,07\sqrt{F}$$

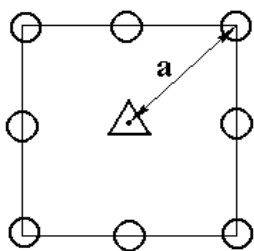
Дебит добывающей скважины определяется формулой:

$$q = \frac{\pi kh(P_n - P_{\text{э}})}{\mu_n \left(\ln \frac{a}{r_{\text{сэ}}} - 0,854 \right)}$$

При учете изменения фильтрационных сопротивлений:

$$\frac{\pi kh(P_n - P_{\text{э}})}{\mu_{\text{с}} q} = 12z_{\varphi} + 25z_{\varphi}^2 + 1,7 \ln \frac{r_{\varphi}}{r_{\text{сн}}} + \mu_0 \ln \frac{a}{r_{\varphi}} + \frac{\mu_0}{2} \ln \frac{a}{6r_{\text{сн}}}$$

Девятиточечная система площадного заводнения



При этой системе $n_{\text{э}}/n_{\text{н}}=3$. Расстояние между добывающими скважинами равно $0,5\sqrt{F}$. Расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами в углах квадрата $a = \sqrt{\frac{F}{2}}$, в середине стороны – $0,5\sqrt{F}$.

Дебит нагнетательной скважины определяется по формуле:

$$q = \frac{2,63kh\Delta P}{\frac{1+R}{2+R} \left[\ln \frac{L}{r_c} - 0,273 \right] - \frac{0,694}{2+R}}$$

R – отношение дебита угловой эксплуатационной скважины к дебиту боковой.

При учете изменения фильтрационных сопротивлений:

$$\frac{\pi kh(P_{\text{н}} - P_{\text{э}})}{\mu_{\text{с}} q} = 12z_{\varphi} + 25z_{\varphi}^2 + 1,7 \ln \frac{r_{\varphi}}{r_{\text{сн}}} + \mu_0 \left(\ln \frac{4a}{\pi r_{\varphi}} + \frac{1}{3} \ln \frac{a}{2\pi r_{\text{сэ}}} \right)$$

10. ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗЛИЧНЫХ СИСТЕМ ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

Первоначально в нашей стране применение заводнения связывалось в основном с закачкой воды в нагнетательные скважины, расположенные в законтурной части месторождения - законтурное заводнение. Впервые законтурная система заводнения была запроектирована в 1948 г. на Туймазинском месторождении при разработке девонских пластов Д₇ и Д₈. Законтурное заводнение в принципе может быть более эффективно, чем внутриконтурное, так как при этом нефть вытесняется пластовой совместимой водой. Однако опыт разработки показал, что у этой системы заводнения есть много недостатков. Из-за плохих свойств, пластов в приконтурных зонах и повышенной вязкости нефти в зоне ВНК приходилось бурить много липших нагнетательных скважин. На крупных месторождениях при законтурном заводнении не удавалось отбирать более 2,5% нефти в год от начальных извлекаемых запасов. Оно характеризуется также значительными оттоками воды за контур нефтеносности.

Развитием законтурного заводнения явилось создание системы внутриконтурного заводнения. В этом случае месторождение рядами нагнетательных скважин «разрезается», а отдельные полосы, блоки или площади самостоятельной разработки и нефть вытесняется нагнетаемой водой. Впервые внутриконтурная система разработки была запроектирована в 1955 г. на Ромашкинском месторождении.

В начале 60-х годов были созданы блоковые или рядные системы внутриконтурного заводнения для разработки обычных нефтяных залежей. При этих системах требуется разрезать нефтяные месторождения на блоки оптимальных размеров, и число рядов добывающих скважин между двумя батареями нагнетательных скважин выбирается в зависимости от конкретной геолого-физической характеристики нефтяной залежи и необходимых темпов разработки. Чем меньше размеры блоков и число рядов добывающих скважин, тем выше интенсивность системы разработки нефтяной залежи. По сравнению с системами законтурного заводнения блоковые системы позволяют в 2-3 раза увеличить темпы добычи нефти, снизить расход нагнетаемой воды за счет уменьшения утечек ее в законтурную зону, ускорить ввод месторождения в разработку, сократить территорию промысла, подлежащую обустройству,

Исследование эффективности процесса заводнения с использованием многофакторного корреляционного анализа более чем по 50 эксплуатационным объектам Урало-Поволжья показало, что внутриконтурное заводнение улучшает текущие показатели разработки и повышает конечную нефтеотдачу пластов не менее чем на 5% по сравнению с законтурным заводнением.

Опыт разработки нефтяных месторождений показывает, что блоковые системы целесообразно применять при ширине залежей более 4-5 км, а также при меньшей их ширине, если залежи характеризуются пониженной проницаемостью коллекторов, резкой

зональной неоднородностью продуктивных пластов, повышенной вязкостью нефти или ухудшением условий фильтрации на границах залежи.

Высокая эффективность блоковых систем разработки обусловила широкое распространение их во всех нефтедобывающих районах страны.

Площадное заводнение особенно эффективно применять при разработке малопроницаемых и сильно прерывистых пластов. Площадные системы заводнения примерно в 2 раза интенсивнее пятирядной системы. Следовательно, применение площадной системы обеспечивает темп добычи пятирядной системы значительно меньшим числом пробуренных скважин. В настоящее время площадные системы осуществляются на многих месторождениях Западной Сибири, Удмуртии.

При заводнении нефтяных месторождений большое значение имеет вопрос о числе добывающих рядов между разрезающими рядами нагнетательных скважин. При низкой гидропроводности и большой прерывистости пластов наиболее рационально применение площадной и однорядной систем заводнения с самого начала разработки. В случае более высокой гидропроводности целесообразно осуществить трехрядную систему, имея в виду ее интенсификацию в дальнейшем созданием очагов заводнения. Это позволит в конечном итоге создать систему заводнения, наиболее полно отвечающую конкретным геолого-физическим особенностям строения залежи, причем интенсивность этой системы будет близкой к интенсивности площадной или однорядной.

Применение пятирядных систем целесообразно лишь при достаточно хорошей характеристике продуктивных пластов. Однако и в этом случае следует предусматривать возможность интенсификации системы разработки дополнительными разрезающими месторождения, применением очагового заводнения. Многорядные системы обеспечивают более высокую нефтеотдачу только в однородных, слабопрерывистых пластах.

В системах площадного заводнения, в которых центральная скважина элемента является нагнетательной, каждая из добывающих скважин расположена на границах элемента и одновременно дренирует несколько элементов системы площадного заводнения, от 2-х до 4-х. Соответственно добыча этих пограничных скважин складывается из притоков из 2-3-4-х элементов.

Интенсивность разработки каждого из элементов определяется приемистостью и объемом закачки в центральную скважину элемента. Исследования показали, что чем выше асинхронность, т.е. скорость разработки различных элементов площадного заводнения, тем быстрее обводняются добывающие скважины и ниже эффективность разработки залежи при площадном заводнении. Поэтому, стремятся чтобы темпы разработки каждого из элементов системы площадного заводнения были примерно одинаковы.

11.ВРЕМЯ НАЧАЛА ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ И УРОВЕНЬ ПОДДЕРЖАНИЯ ДАВЛЕНИЯ В ЗАЛЕЖИ

В нашей стране в подавляющем большинстве случаев заводнение нефтяных месторождений осуществляется с самого начала разработки. Период, при котором нефтяное месторождение работает при естественных режимах обычно бывает кратковременным и определяется сроком строительства нефтепромысла и создания системы нагнетания воды. Это позволяет иметь устойчивые дебиты скважин, расширяет возможности регулирования процесса разработки, увеличивает срок фонтанирования скважин, улучшает условия работы штанговых и погружных насосов при сравнительно невысоких и постоянных газовых факторах.

В США заводнение нефтяных месторождений в большинстве случаев применяется на сравнительно поздней стадии разработки. Нефтяные фирмы США осуществляют сначала добычу нефти на естественных режимах (первичная добыча) и после значительного истощения природной энергии осуществляется заводнение нефтяной залежи (вторичная добыча).

В период первичной добычи из пласта извлекалось обычно 5-10% от геологических запасов нефти, затем внедрялись, как правило, площадные системы искусственного заводнения. Такой подход к разработке месторождений в США обусловлен тем, что нефтяные компании стремятся не вкладывать дополнительного капитала на создание системы заводнения, пока месторождения выгодно разрабатывались на истощение и таким образом получать необходимую прибыль на вложенный начиная в кратчайший период. Особенно это важно, когда работы по освоению нефтяного месторождения ведутся на ссуду банка, за которые приходится выплачивать определенный процент. Разработка месторождений на истощение пластовой энергии обеспечивает вначале высокие темпы разработки и быструю окупаемость капитальных вложений. Кроме того, разработка залежей на истощение позволяет изучить строение пластов и приступить к осуществлению заводнения при более полной информации о продуктивном пласте. При этом более полно используется природная пластовая энергия.

Однако конечные показатели разработки месторождения при заводнении с начала разработки обычно более высокие, хотя они требуют значительных капитальных вложений в обустройство системы заводнения в более ранний начальный период разработки месторождения.

Следует отметить, что в последние десятилетия в США также многие новые месторождения стали вводиться в разработки с применением заводнения с начала разработки, а в России, вследствие ограниченности инвестиций и внедрения принципов рыночных отношений, наоборот, заводнение стало осуществлять в более поздние сроки.

Если нефтяная залежь обладает АВПД, то заводнение всегда осуществляется после снижения давления в залежи по крайней мере до гидростатического.

С вопросом о времени начала заводнения нефтяных залежей тесно связан вопрос о роли частичного разгазирования нефти в пласте при снижении давления в пласте ниже давления насыщения. Следует подчеркнуть, что режим нефтяного пласта при этом будет водонапорный, но вытеснение нефти будет происходить в присутствии 3-ей фазы. Исследования, выполненные в нашей стране и в США, показали, что целесообразно допускать частичное разгазирование нефти в пласте при снижении давления на 10-20% ниже давления насыщения нефти газом. Разгазирование нефти в пласте способствует уменьшению *водонефтяного фактора* и снижению продуктивности высокопроницаемых пропластков за счет уменьшения фазовой проницаемости для воды.

Кроме того, за фронтом вытеснения часть остаточной нефти оказывается замещенной пузырьками газа.

За счет этих факторов можно получить увеличение нефтеотдачи на 5-10%.

Величина оптимального снижения давления в пласте ниже давления насыщения зависит от характера изменения физических свойств нефти при ее разгазировании. Если при разгазировании ее вязкость возрастает значительно, то допустимо лишь незначительное (до 10%) снижение давления, если вязкость возрастает незначительно, то допустимо снижение давления до 20% от давления насыщения.

Рациональный уровень давления в пласте при его разработки один из важных вопросов технологии разработки нефтяной залежи.

Поддержание пластового давления в залежи близким к первоначальному пластовому давлению имеет свои преимущества. При этом удастся значительную часть добываемой нефти извлечь наиболее экономичным фонтанным способом, держать на устье скважин высокое давление, что позволяет применить наиболее эффективные системы сбора и внутрипромыслового транспорта нефти, не допускать снижения проницаемости пласта. Но высокое давление в пласте имеет и свои недостатки. В зонах нагнетания приходится держать давление выше первоначального, за счет этого появляются утечки воды в законтурную область и в другие пласты, а также возможно вытеснение нефти за контур нефтеносности, скважины во время ремонта приходится глушить соленой водой, что снижает их продуктивность, создаются проблемы бурения дополнительных скважин и при бурении скважин на нижележащие пласты, при этом мы отказываемся от возможного увеличения нефтеотдачи за счет частичного разгазирования нефти в пласте.

Наоборот, разработка залежей нефти при низких пластовых давлениях имеет то преимущество, что мы немного увеличиваем нефтеотдачу за счет частичного разгазирования

нефти в пласте, обходимся без глушения скважин во время их подземного ремонта, но при этом приходится эксплуатировать скважины механизированным способом, возможно, некоторое снижение проницаемости пласта за счет больших эффективных напряжений на скелет коллектора, усложняется система сбора нефти из скважин.

В каждом конкретном случае необходимо изучить все плюсы и минусы эксплуатации залежи при высоких и низких давлениях в пласте для данного конкретного случая и выбрать оптимальный уровень давления в пласте, которое необходимо поддерживать в процессе эксплуатации.

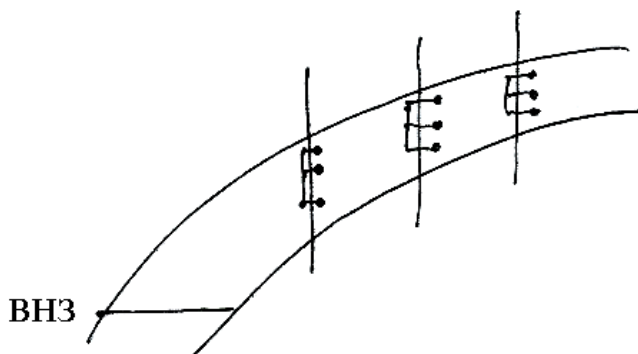
На эффективность вытеснения нефти водой влияет не только газонасыщенность пласта, но и начальная насыщенность пластов нефтью. Высокопроницаемые нефтеносные терригенные пласты насыщены нефтью на 90-92%. Практически на всех месторождениях Западной Сибири и Западного Казахстана полимиктовые коллекторы насыщены нефтью лишь на 60-65%. Известны месторождения с начальной насыщенностью лишь 50-55%, при которой вместе с нефтью сразу же поступает вода.

Остальные известные нефтяные месторождения, в том числе и с карбонатными пластами, характеризуются промежуточными насыщенностями коллекторов нефтью и водой.

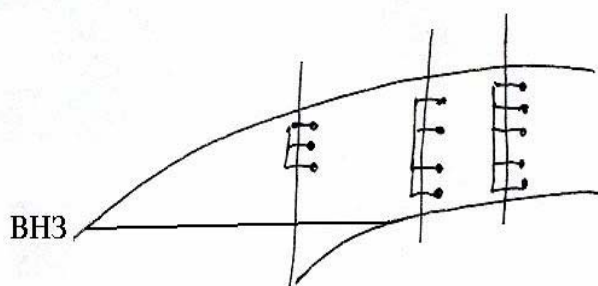
Такое широкое различие насыщенностей пластов нефтью и связанной водой обусловлено разной их удельной поверхностью и распределением размера пор. Чем выше значение начальной водонасыщенности, тем ниже эффективность разработки таких нефтяных залежей.

12.ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ИНТЕРВАЛОВ ПЕРФОРАЦИИ

Положение интервалов перфорации в действующих скважинах в значительной мере определяет характер движения флюидов по продуктивным пластам при их разработке. Путем выбора интервалов перфорации или их переноса можно регулировать степень охвата объема залежи разработкой, создавать более благоприятные условия для движения нефти, сокращать количество попутно добываемой воды.

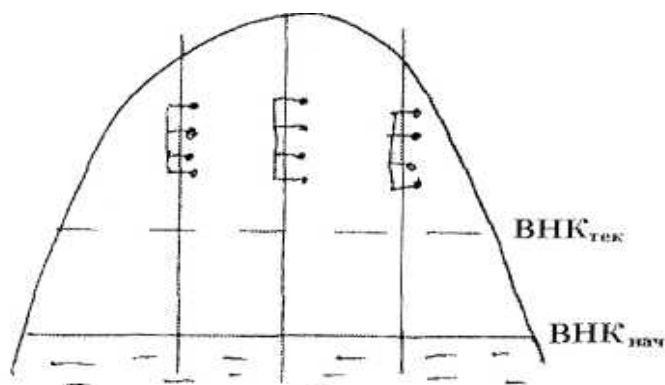


В однопластовых объектах разработки с узкой водонефтяной зоной скважины, как правило, перфорируются по всей толщине. В скважинах внешних рядов для продления безводного периода их эксплуатации целесообразно перфорировать только верхнюю часть пласта.



В однопластовых объектах разработки с широкой водонефтяной зоной во всех добывающих скважинах, расположенных в чисто нефтяной зоне, кроме самых ближних к внутреннему контуру, перфорируют пласты по всей толщине. Для продления безводного периода работы скважин, расположенных в пределах водонефтяной зоны, интервалы перфорации в них располагают на некотором удалении от поверхности ВНК (на 2-4 м). Чем выше вертикальная проницаемость пласта и чем он однороднее, тем на большем расстоянии от ВНК необходимо

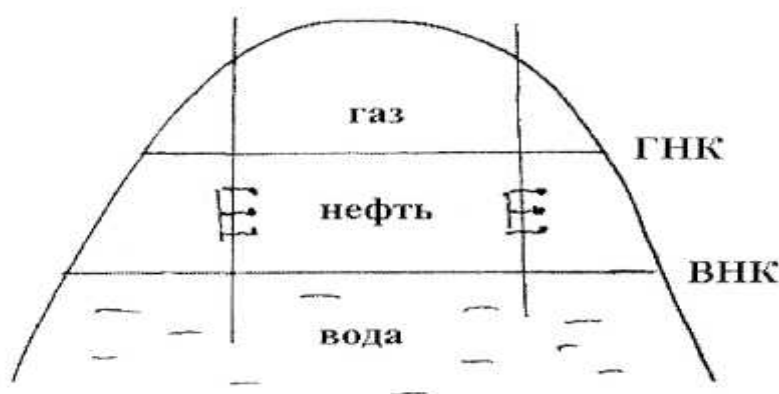
располагать нижние перфорационные отверстия. При наличии на уровне ВНК или несколько выше непроницаемого пропластка со значительной площадью распространения, пласт перфорируют до кровли нижнего непроницаемого прослоя.



В многопластовом объекте разработки в пределах внутреннего контура нефтеносности перфорируются все нефтенасыщенные прослои, в водонефтяной зоне перфорируются полностью нефтенасыщенные прослои, а частично нефтенасыщенные только в том случае, если нефть на этом участке не подстигается водой, не может быть вытеснена из прерывистого пласта.

Массивная залежь с большим этажом нефтеносности разрабатывается обычно скважинами, в которых осуществляется последовательный перенос интервалов перфорации при разработке. Сначала в скважине перфорируют интервал толщиной 20-40 м в нижней части залежи, удаленный от начального ВНК на 10-15 м. Эксплуатация скважин л продолжается до ее обводнения в результате подъема ВПК. После этого обводненный интервал изолируют и перфорируют следующий вышележащий интервал с некоторым отступлением от текущего ВНК. Количество переносов интервалов перфорации в каждой скважине зависит от высоты залежи, положения скважины на структуре, характера и степени неоднородности продуктивного разреза.

В редких случаях, когда пласт - коллектор характеризуется однородным строением, высокой проницаемостью по вертикали, допустима перфорация только самой верхней части залежи.



В сводовой газонефтяной залежи, подстилаемой водой, в каждой скважине должно выбираться оптимальное положение интервала перфорации, при котором нижние перфорационные отверстия находятся на определенном удалении от ВНК, а верхние от ГНК. Обоснование оптимального положения интервала перфорации обычно производится расчетным или опытным путем.

13. НЕОДНОРОДНОСТЬ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Размеры пор в продуктивных пластах весьма разнообразны. Выделяются капиллярные и субкапиллярные поры. К первым относятся поры размером больше 0,001 мм (>1 мкм), а по вторым - поры диаметром меньше 0,001 мм (мкм). Жидкость движется только по капиллярным порам, в субкапиллярных каналах она остается в неподвижном состоянии вследствие взаимодействия молекулярных сил в твердой и жидкой фазах. Движения жидкости может ее быть и в капиллярных порах, если они со всех сторон блокированы субкапиллярными порами.

В продуктивных пластах часто наблюдается трещиноватость, чаще в *карбонатных коллекторах*. Трещины имеют различную протяженность - от 0,01 - 0,15 до 10 - 20 м, раскрытость - от нескольких микрон до сантиметра, направленность - от бессистемных горизонтальных, наклонных до четко прослеживаемых по площади залежи вертикальных трещин и густоту - от 1 до 10 трещин на 1 м и более.

Очень важная характеристика коллекторов удельная поверхность пористой среды - отношение площади поверхности пор к объему или массе пористой среды. Для высокопористых, высокопроницаемых коллекторов удельная поверхность не превышает $500-1000 \text{ см}^2/\text{см}^3$ породы, а для алевролитов, полимиктов и слабопроницаемых карбонатов достигает $10000-30000 \text{ см}^2/\text{см}^3$.

Одна из самых важных характеристик микроструктуры пористых сред нефтеносных пластов — смачиваемость их поверхности. Подавляющая часть продуктивных пластов преимущественно гидрофильна т.е. смачиваема водой. Однако, под действием некоторых компонентов нефти асфальтенов, происходит частичная гидрофобизация поверхности пор. Поэтому считается, что нефтегазоносные пласты обладают смешанной (частично гидрофильной, частично гидрофобной) смачиваемостью. Изменчивость, размеров пор и как следствие, ее изменчивость удельной поверхности пористой среды и смачиваемость называются макронеоднородностью. Это основной фактор, определяющий полноту вытеснения нефти водой и другими рабочими агентами.

Макронеоднородность нефтяных пластов, часто называемая просто неоднородностью

нефтяных пластов, представляет собой свойство нефтяного пласта коллектора, обусловленное изменением его литологических свойств и изменчивостью его параметров по объему продуктивного пласта. Различаются три основных вида неоднородности пластов - коллекторов - расчлененностью пластов непроницаемыми проиластками и линзами, изменчивостью проницаемости по объему пласта и неравномерностью свойств пласта по простиранию.

Нефтеносные пласты, в силу изменившихся условий отложения осадке в при их образовании, представляют собой бессистемное чередование проницаемых нефтенасыщенных песчаных (терригенных) или известняковых и непроницаемых глинистых или доломитовых слоев, линз и пропластков. (Демонстрированы профили). Расчлененность пластов бывает столь велика, что в пределах разреза одной скважины в пласте выделяется до 10 20 пропластков. Из этого видно, насколько сложно строение нефтяных залежей и как трудно обеспечить полное дренирование всего объема залежи, особенно полный охват вытеснением нефти водой через нагнетательные скважины в добывающие.

Для определения макронеоднородности строят различные карты, профили и схемы, наглядно характеризующих степень площадной и объемной неоднородности пласта. Основные из них - карты распространения зональных интервалов или слоев, выделяемых в продуктивном пласте на основании детальной корреляции, а также геологические профили, построенные в различных направлениях и увязанные с упомянутыми картами.

На них можно выделить три группы участков: непрерывную часть пласта, иолулинзы и линзы. Под линзами подразумеваются изолированные участки распространения зонального интервала, окруженные со всех сторон непроницаемыми породами.

Полулинзами называют участки зонального интервала, открытые для поддержания пластового давления только с одной стороны. Непрерывная часть пласта имеет не менее двух выходов к контуру питания. Графическое отображение неоднородности пласта в виде карт распространения зональных интервалов дает возможность наглядно оценивать степень неоднородности пласта.

Расчлененность пластов принято также выражать различными коэффициентами - песчанистости, расчлененности и др.

Коэффициент расчлененности K_p представляет собой отношение числа проницаемых прослоев во всех скважинах n к числу скважин N :

$$K_p = \frac{\sum n}{N}$$

Коэффициент песчанистости K_n - это отношение суммы толщин проницаемых пропластков h к сумме общих толщин пласта во всех скважинах H : $K_n = \frac{\sum h_i}{\sum H_i}$

Коэффициент распространенности – K_s коллектора характеризует изменчивость продуктивных слоев по площади залежи:

$$K_s = \frac{S_k}{S}$$

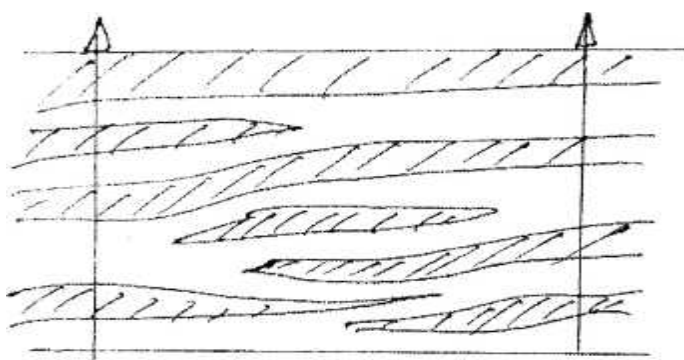
где S_k – площадь коллектора, на которой встречается пропласток;

S – общая площадь пласта;

Коэффициент литологической связанности $K_{св}$ — отношение суммарной площади всех зон слияния $S_{св}$ - к общей нефтенасыщенной площади S_o пласта;

$$K_{св} = \frac{S_{св}}{S_o}$$

Эти характеристики неоднородности пластов, определяемые обычно по геофизическим данным, показывают, насколько сильно нефтенасыщенные



пласты пронизаны непроницаемыми пропластками.

Важнейшим следствием расчлененности пласта является прерывистость. Отдельные проницаемые пропластки в продуктивных пластах иногда замещаются непроницаемыми породами и не прослеживаются между нагнетательными и добывающими скважинами. Это явление называется прерывистостью продуктивных пластов и оказывает огромное влияние на показатели работы нефтяных месторождений.

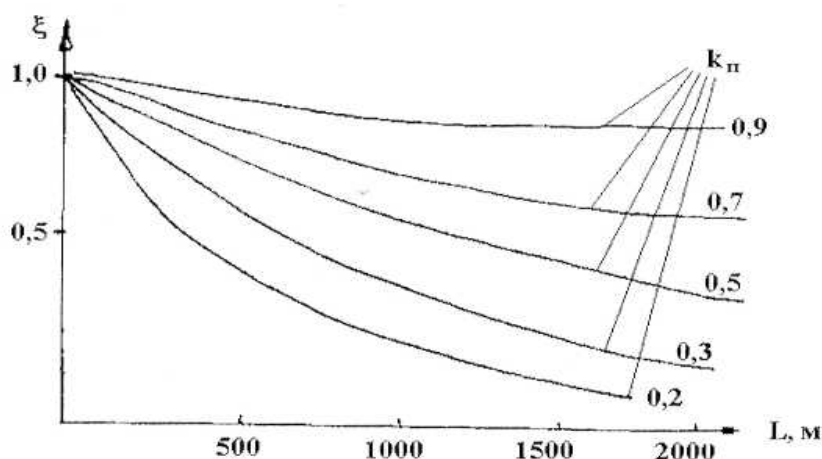
В качестве показателей прерывистости продуктивного пласта используются доли отношения объема непрерывной части пласта ($V_{непр}$), объема линз ($V_{линз}$), объема полулинз ($V_{п/линз}$) к общему объему ($V_{общ}$).

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

Кроме того, степень прерывистости в зависимости от принятой системы разработки, местоположения скважин (нагнетательных и добывающих) и характера распространения пласта оценивается ~ коэффициентом воздействия и коэффициентом охвата процессом вытеснения или коэффициентом дренирования.

Через коэффициент дренирования ξ учитывается прерывистость пласта и его влияние на дебиты скважины.

Коэффициент дренирования ξ является характеристикой не только прерывистости продуктивного пласта, но и учитывает системы разработки залежи, поскольку его величина зависит от расстояния между скважинами и расстоянием между фронтами закачки и отбора.



Коэффициент дренирования определяется путем статистического анализа геолого-литологических профилей и карт распространения отдельных пропластков, определяется рабочая толщина при различных расстояниях между добывающими и нагнетательными скважинами, рассчитывается коэффициент песчаности $Kп$.

L - расстояние между фронтом отбора и закачки.

14.ОПТИМАЛЬНОЕ ЧИСЛО И РАЗМЕЩЕНИЕ СКВАЖИН

Проблема оптимальной плотности сетки скважин, обеспечивающей наиболее эффективную разработку месторождений, была самой острой на всех этапах развития нефтяной промышленности.

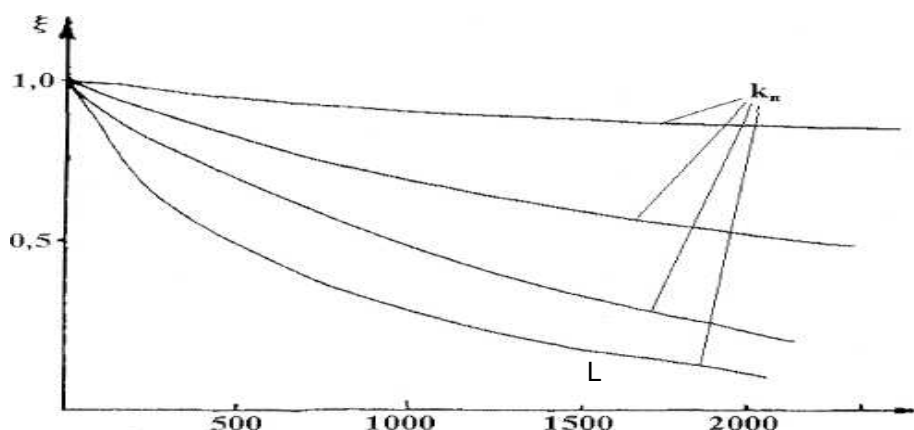
До 30-х годов, когда физика и гидродинамика нефтяного пласта только начинали развиваться, размещение скважин и определение их числа осуществлялось практически без учета законов фильтрации жидкостей и особенностей дренирования неоднородных пластов.

Считалось, что суммарная добыча нефти из каждой скважины обратно пропорциональна корню квадратному из площади ее дренирования (правило Котлера). Это приводило к чрезмерному уплотнению сетки скважин, которая на практике достигала 0,5-1 га/ск. и менее.

Наиболее ярким примером бесполезного уплотнения сетки скважин в мировой нефтяной промышленности является крупнейшее месторождение в США Ист-Тексас с извлекаемыми запасами около 1 млрд.т. На нем при очень хороших коллекторских свойствах было пробурено около 30000 скважин с плотностью сетки менее 2 га/скв., из которых более 25000 были просто лишними. Аналогичная плотность сетки скважин в те годы применялась на месторождениях Старо-Грозненского района и Азербайджана.

В конце 30-х годов на основе промысловых исследований скважин М. Маскстом (США) и В.Н. Щелкачевым была развита теория пластовых водонапорных систем и интерференции (взаимодействия) скважин при дренировании нефтеносных пластов. Согласно этой теории, скважины, дренирующие гидродинамически единый пласт, взаимодействуют между собой, вследствие чего увеличение их сверх некоторого числа на ограниченной площади мало повышает отбор жидкости (нефти) из пласта. В 1945 г. в США Бакли и Крейз проанализировали данные по 103 американским месторождениям, разрабатываемым на системе растворенного газа (44) и водонапорном режиме (59). Они не установили заметной зависимости нефтеотдачи от плотности сетки скважин в пределах 1,4-16 га/скв. Исходя из теории интерференции скважин в 1946 г. А.П. Крылов, впервые в нашей стране и в мире для Туймазинского месторождения запроектировал сетку добывающих скважин 20 га/скв. (400х500 м). Это был беспримерный качественный скачок в проблеме размещения скважин и методах разработки нефтяных месторождений. Вслед за Туймазинским месторождением аналогичная сетка скважин (20-24 га/скв.) была реализована на многих месторождениях Урало-Поволжья (Бавлинское, Шкаповское, Мухановское и др.). Положительный опыт разработки этих месторождений послужил основанием для еще более решительного шага по разрежению сетки скважин и применению внутриконтурного заводнения. На Ромашкинском месторождении была запроектирована первоначальная плотность сетки 52 га/скв., в 60-70-х годах для месторождений Западной Сибири первоначальная сетка плотностью 49-56 га/скв. оказалась наиболее распространенной. Вместе с тем практика разработки нефтяных месторождений редкими сетками скважин и искусственным заводнением оказалась значительно сложнее и труднее, чем предполагалось. Проведенными исследованиями было установлено: для гидродинамически единых однородных пластов наблюдается очень слабая зависимость нефтеотдачи от плотности сетки скважин. В нефтеносных пластах, обладающих сложно выраженной зональной неоднородностью, прерывистостью, линзовидностью, расчлененностью и многопластовостью наблюдается значительная зависимость нефтеотдачи пластов от плотности сетки скважин, причем эта зависимость тем сильнее, чем выше неоднородность продуктивного пласта. Наиболее важным показателем неоднородности является прерывистость продуктивного пласта.

14.1. Влияние прерывистости на плотность сетки скважин



На рисунке показана зависимость между коэффициентом дренирования и расстоянием между фронтами отбора и закачки. Так как в принципе всегда можно приблизить фронт закачки до расстояния между скважинами, эти зависимости можно рассматривать как влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу.

Принципиальной трудностью при определении оптимальной плотности сетки скважин и оптимального размещения скважин является то, что решить достаточно надежно эту задачу можно только зная достаточно точно неоднородность продуктивного пласта, а это можно узнать только при разбуривании пласта достаточно большим количеством скважин. Неточность и неопределенность информации о пластах ее ограниченность, при окончании разведки месторождения и вводе нефтяного месторождения в разработку заставляют применять двухстадийное, а иногда и многостадийное разбуривание месторождений - бурение первоначальных редких сеток скважин и последующего их избирательного уплотнения с целью повышения охвата неоднородных пластов заводнением, увеличения конечной нефтеотдачи и стабилизации добычи нефти.

Первичная схема скважин устанавливается очень ориентировочно практически произвольно, поэтому она никогда не будет оптимальной. Однако ошибка в сторону принятия более редкой сетки, по сравнению с оптимальной, легко устраняется путем бурения дополнительных скважин, а ошибка в сторону принятия более плотной сетки - непоправима. Следовательно, корректировка сетки скважин возможна только в сторону ее уплотнения, поэтому первичная сетка должна быть достаточно редкой. Она должна обеспечивать ввод эксплуатационного объекта в разработку и достижение достаточно высокого темпа отбора извлекаемых запасов нефти. Добывающие и нагнетательные скважины первичной сетки скважин образуют соответствующую систему разработки, которая и обеспечивает планируемый отбор нефти. Первичная сетка скважин должна удовлетворять следующим

требованиям:

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

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

- а) уплотнение первичной сетки скважин с целью приближения к «оптимальной», устанавливаемой по тому или иному критерию оптимальности (как правило, технико-экономический);
- б) необходимость разукрупнения эксплуатационных объектов, если оказывается, что выбранный в первой технологической схеме разработки эксплуатационный объект не обеспечивает эффективную выработку запасов нефти из отдельных пластов и пропластков. При этом, разукрупнение может происходить или только в сфере нагнетания, путем организации отдельной закачки по отдельным элементам эксплуатационного объекта, или одновременно в сфере добычи, т.е. выделение того или иного элемента объема разработки в самостоятельный;
- в) необходимость ввода в разработку оставшихся не разбуренными малопродуктивных участков пласта, решение о вводе в разработку которых по разным причинам (главным образом, экономическим) не было принято. При составлении технологической схемы разработки из-за отсутствия информации невозможно выяснить целесообразность разработки подобных, «сомнительных» участков, и решение об их разработке, как правило, откладывается до следующих проектных документов. К таким участкам обычно относятся зоны малых толщин, водонефтяные зоны, подгазовые зоны, зоны ухудшенной проницаемости и т. д.;
- г) необходимость создания окончательной системы заводнения нефтяного пласта, обеспечивающий отбор пластовых объемов жидкости из пласта и

охват процессом вытеснения всех элементов эксплуатационного объекта;

д) получение дополнительной информации о нефтяных залежах и, что особенно важно, о характере выработки запасов из отдельных элементов эксплуатационного объекта.

Таким образом, дополнительные скважины решают одновременно две задачи - интенсификацию добычи нефти и увеличение нефтеотдачи пласта. Дополнительные скважины, которые должны, в основном, увеличивать нефтеотдачу пласта называются резервными скважинами, они обычно составляют 20-30% от числа скважин первичной сетки.

Примерные рекомендации по выбору плотности сетки скважин (га/скв.) на ранних стадиях проектирования разработки нефтяных залежей с учетом прерывистости пластов и вязкости нефти даны в таблице 14.1:

Таблица 14.1

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

15. ВЫДЕЛЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ НА МНОГОПЛАСТОВЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Под эксплуатационным объектом следует понимать пласт или группу пластов, предназначенных для разработки одной серией добывающих скважин при обеспечении возможности регулирования разработки каждого из пластов отдельно.

Эксплуатационный объект, в который объединяются несколько пластов одной залежи или несколько залежей различных продуктивных пластов, называется многопластовым эксплуатационным объектом.

Объединение нескольких пластов в один эксплуатационный объект существенно сокращает сроки ввода месторождения в разработку и капиталовложения на бурение скважин, строительство и обустройство нефтепромысла. С другой стороны, как показывает практика, при этом возникают значительные трудности с сохранением требуемых текущих уровней добычи нефти, достижением высоких конечных коэффициентов нефтеотдачи и регулированием процесса разработки многопластовых эксплуатационных объектов.

Неоднородность многопластового объекта всегда выше неоднородности оставляющих его отдельных пластов, поэтому для его разработки нужны более плотные сетки скважин, чем при разбуривании отдельных пластов самостоятельными сетками скважин. Наконец установлено, что среднее значение коэффициентов продуктивности скважин $K_{пр.совм}$ эксплуатирующих несколько пластов совместно, меньше суммы средних значений коэффициентов продуктивности скважин, эксплуатирующих те же пласты отдельно:

$$K_{пр.совм} < \sum_{i=1}^n K_{пр.i} ,$$

где $K_{пр.i}$ - среднее значение коэффициентов продуктивности скважин, эксплуатирующий только i -й пласт, n - число пластов, объединяемых в эксплуатационный объект.

Причиной снижения коэффициента продуктивности $K_{пр.совм}$ является взаимовлияние пластов, обусловленное распределением давления по объему многопластового эксплуатационного объекта, зависящего от изменения геолого-промысловых параметров по площади и по размеру пластов, а также от характера работы насосного оборудования в скважинах.

При выделении эксплуатационных объектов на многопластовых нефтяных месторождениях необходимо учитывать большое число геолого -промыслов факторов.

Должна учитываться литологическая характеристика продуктивных пластов. Нецелесообразно объединять в один эксплуатационный объект пласты с песчаниковым и карбонатным коллектором.

Должны учитываться коллекторские свойства пластов по керну и промыслово-геофизическим данным. Нецелесообразно объединять в один объект пласты резко различающиеся по своей проницаемости. Желательно, чтобы нижний пласт эксплуатационного объекта обладал более высокой проницаемостью, чтобы обеспечить его опережающую выработку.

Должны учитываться физико-химические свойства нефти и газа. Нецелесообразно объединять в один объект пласты с резко различными вязкостями нефти в пластовых условиях, включать в объект пласт с высоким содержанием сероводорода.

Желательно, чтобы мощность промежуточных толщ между продуктивными пластами была невелика. Желательно также, чтобы соотношение площадей отдельных залежей в пределах внешних контуров нефтеносности не слишком различались или площадь нефтеносности нижнего пласта была меньше.

Нецелесообразно объединять в один эксплуатационный объект пласты, которые будут разрабатываться при различных режимах.

Обязательным условием при выборе эксплуатационных объектов является учет способа эксплуатации. Не рекомендуется объединять в один объект эксплуатации пласты с различными способами эксплуатации, например, фонтанным и глубинно-насосным.

Многопластовые эксплуатационные объекты часто требуют диаметра эксплуатационных колонн в скважинах большего, чем при самостоятельном разбуривании пластов. На практике, проектируя систему разработки нефтяного месторождения, рассматривают различные варианты выделения эксплуатационных объектов, определяют технологические и технико-экономические показатели разработки и на основании этих расчетов выбирают наиболее рациональный вариант выделения эксплуатационного объекта.

Очень часто в процессе разработки многопластовых эксплуатационных объектов нефтяных месторождений осуществляют принцип разработки «снизу-вверх», при этом осуществляется опережающая разработка нижнего пласта эксплуатационного объекта с его последующей изоляцией. В принципе может осуществляться изоляция и вышележащих пластов, путем наложения пластыря на интервал перфорации.

Эффективность разработки многопластовых эксплуатационных объектов сильно зависит от успешности контроля за эксплуатацией каждого из отдельных пластов объекта. Для контроля используют целый ряд специальных приборов:

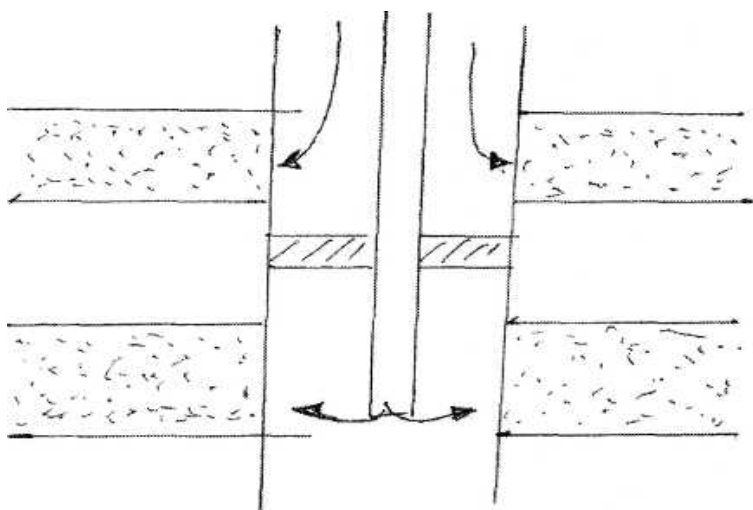
Дебитомеры — позволяют выявить величину притока из каждого пласта объекта в отдельности.

Расходомеры - позволяют установить величину закачки в каждый пласт объекта в отдельности.

Термометры - позволяют установить профиль притока или поглощения в совместных скважинах.

Влагометры - позволяют установить интервалы притока воды в скважине. Кроме того, широко используются специальные геофизические исследования. С целью контроля за разработкой обычно на многопластовом объекте бурят специальные скважины, эксплуатирующие только один из пластов объекта.

При разработке многопластового эксплуатационного объекта осуществляется комплекс мер по регулированию его разработки. Одним из важнейших способов регулирования многопластового эксплуатационного объекта является раздельная закачка. Она может осуществляться как через самостоятельные нагнетательные скважины на каждый пласт объекта, так и через скважины оборудованные для одновременно - раздельной закачки. Простейшим оборудованием является пакер. Иногда в одну скважину спускаются две или три колонны насосно-компрессорных труб, на которых устанавливаются асимметрические пакера. Иногда (Дацин, Китай) устанавливаются ограничительные штуцера, при давлении закачки, необходимой для наименее продуктивного пласта.



Другим эффективным методом регулирования разработки многопластового объекта является применение одновременно раздельной эксплуатации (ОРЭ). Имеется очень много различных конструкций для ОРЭ, наиболее простые из них для условий фонтанной эксплуатации отдельных пластов. Для условий насосной эксплуатации конструкции довольно сложные и в промысловых условиях часто выходят из строя. Высоконадежных конструкций до сих пор не создано ни у нас, ни за рубежом.

16.ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Эффективность процесса вытеснения нефти водой из нефтеносных пластов зависит от их геолого-физических свойств, его свойств нефти и воды, и условий извлечения. Как показывает опыт разработки нефтяных месторождений, на показатели извлечения нефти из пластов при заводнении наиболее сильное влияние оказывают:

- соотношение вязкостей нефти и воды $\mu_0 = \frac{\mu_n}{\mu_v}$
- неоднородность пластов по проницаемости, средняя проницаемость и расчлененность;
- гидропроводность пласта $\frac{Kh}{\mu}$
- h - толщина пласта;
- температура пласта;
- относительные размеры водонефтяных зон;
- микрон неоднородность пористой среды, нефтенасыщенность и капиллярные силы;
- плотность сетки скважин;
- система заводнения.

По основным месторождениям Урало-Поволжья методом многофакторного корреляционного анализа было изучено влияние этих факторов на нефтеотдачу пластов при их заводнении. Эти объекты, приуроченные к терригенным коллекторам, находились на поздней стадии разработки с высокой обводненностью продукции и разрабатывались на водонапорном режиме. Из 50 исследованных объектов 18 разрабатывались при внутриконтурном заводнении, 15 - при законтурном заводнении и 17 - в условиях естественного водонапорного режима. Средняя плотность сетки скважин в пределах начального контура нефтеносности по разным объектам составила от 10 до 70 га/скв.

Относительное влияние различных геолого-физических и технологических факторов на нефтеотдачу пластов при характерных для месторождений Урало-Поволжья диапазонах изменения этих параметре в показано ниже:

Таблица 16.1

Влияние некоторых факторов на нефтеотдачу пласта

Фактор	Его влияние на нефтеотдачу, %
Соотношение вязкостей нефти и воды $1 \rightarrow 25$	-21,1
Средняя проницаемость $0,15 \rightarrow 2,5 \text{ мкм}^2$	+15,4
Температура $25 \rightarrow 75^\circ\text{C}$	+7,0
Эффективная нефтенасыщенная толщина $3 \rightarrow 20 \text{ м}$	+6,0
Коэффициент песчанистости $0,55 \rightarrow 0,95$	+6,0
Относительные запасы водонефтяной зоны $25 \rightarrow 100\%$	-5,6
Нефтенасыщенность $0,75 \rightarrow 0,95$	+3,6
Плотность сетки скважин $10-60 \text{ га/скв.}$	-3,0
Система заводнения (естественное заводнение \rightarrow блоковая система)	+2,2
Темп разработки (добыча жидкости от геологических запасов) $2,5 \rightarrow 7,5\%$	+0,6

Из таблицы видно, что в абсолютном выражении наиболее сильно влияют на величину нефтеотдачи соотношение вязкостей нефти и воды, и увеличение средней проницаемости пласта. Значительно влияет также на повышение нефтеотдачи увеличение температуры, эффективной нефтенасыщенной толщины и коэффициента песчанистости, значение которого тесно связано с величиной прерывистости продуктивного пласта. Существенно снижает значение нефтеотдачи сосредоточение значительной доли запасов в водонефтяных зонах.

Из таблицы также видно, что самое большое влияние на нефтеотдачу оказывают природные факторы, роль технологических факторов менее значительна. Это значит, что возможность повысить эффективности разработки применяя обычные технологические приемы ограничена.

Влияние геолого-физических и технологических факторов существенно различно на различных стадиях разработки, одни факторы значительно влияют вначале разработки нефтяной залежи, роль других особенно велика в поздней стадии разработки.

Таблица 16.2

Факторы	Отбор жидкости из пласта	
	0,5 от объема пор.	1,5 от объема пор.
Соотношение вязкости нефти и воды	-40,6	-18,5
Средняя проницаемость	+20,0	+21,3
Плотность сетки	-5,0	-8,1
Песчанистость	+19,0	+36,8
Водонефтяные зоны	-6,3	-10,4
Средняя толщина пласта	-	+4,9

Из таблицы видно, что роль относительной вязкости нефти на первых двух стадиях разработки является доминирующей. В завершающей стадии разработки роль вязкости нефти снижается, но остается значительной. Роль коэффициента песчаности, связанного с прерывистостью пластов и косвенно выражающего неоднородность пласта, наоборот, возрастает к а поздних стадиях разработки.

Следует отметить, что сравнительно небольшое влияние на нефтеотдачу плотности сетки скважин объясняется тем, что нефтяные залежи, использованные для многофакторного корреляционного анализа характеризовались сравнительно однородными высокопроницаемыми терригенными пластами, содержащими большей частью маловязкие нефти. При анализе эксплуатационных объектов с разными коэффициентами песчаности (прерывистости) пластов устанавливается значительно большее влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу пластов сложного строения. Аналогичную тенденцию следует ожидать и с увеличением вязкости пластовой нефти.

Следовательно, неблагоприятные природные условия залежей, снижающие конечную нефтеотдачу, частично можно компенсировать применением более плотных сеток скважин.

С помощью многофакторного анализа также установлено, что блоковые системы заводнения по сравнению с законтурными увеличивают нефтеотдачу пластов незначительно (на 2-2,5%), но темпы разработки повышают в 1,5-2 раза.

Зная влияние геолого-физических и технологических факторов на эффективность заводнения нефтяных залежей можно уже на ранней стадии изучения нефтяного месторождения осуществить прогноз эффективности заводнения по специальным статистическим моделям, полученным методом многофакторного корреляционного анализа.

Для нефтяных месторождений Урало-Поволжья и некоторых месторождений Западной Сибири с терригенными коллекторами рекомендуется следующая статистическая модель:

$$\eta = 0,195 - 0,0078\mu_o + 0,082\lg K + 0,00146t_o + 0,0039h + 0,180K_n - 0,054Q_{внз} + 0,275S_n - 0,00086S.$$

Здесь $\mu_o = \frac{\mu_n}{\mu_g}$,

K - средняя проницаемость в дарси,

t_o - начальная пластовая температура в °С,

h - средняя эффективная нефтенасыщенная толщина пласта в м,

K_n - коэффициент песчаности, доли единицы,

$Q_{енз}$ - отношение балансовых запасов нефти в водонефтяной зоне к балансовым запасам всей залежи,

S_n - начальная нефтенасыщенность пласта,

S - плотность сетки скважин, выражена через отношение общей площади залежи к числу всех пребывавших в эксплуатации скважин.

Коэффициент множественной корреляции приведенного статистического уравнения равен 0,886. Показатели, включенные в это уравнение контролируют 78,6% фактической изменчивости нефтеотдачи пластов. Средняя квадратичная погрешность определения коэффициента нефтеотдачи пластов составляет $\pm 0,04$.

Для месторождений Урало-Поволжья с карбонатными коллекторами имеется следующая статистическая модель:

$$\eta = 0,405 - 0,0028\mu_n + 0,052\lg K \cdot 10^3 + 0,139K_n - 0,15K_p - 0,00022S$$

В этом уравнении

K_p - коэффициент расчлененности,

μ_n - вязкость нефти в пластовых условиях, сп;

остальные обозначения прежние.

Наиболее важными факторами являются проницаемость и вязкость пластовой нефти. Часто это два фактора объединяют в один – отношение $\frac{K}{\mu}$ которое называется подвижностью нефти.

Для выбора системы разработки с учетом геолого-физической характеристики залежи можно пользоваться следующей таблицей 17.3:

Таблица 16.3

Выбор системы разработки по основным геолого-физическим характеристикам залежи

Основные геолого-физические характеристики			Система разработки		
Вязкость нефти в пл. усл. мПа*с	Подвижность мкм²/мПа*с К/μн	Песчан истость пласта	Плотность сетки скв. га/скв.	Размещение скважин	Система заводнения
0,5-5,0	До 0,1	0,5-0,65	<u>16-32</u> 24	Рядная, площад. 1-3 ряда, 5-7 точ.	Линейная с очаговой, площадная
		0,65-0,80	<u>20-36</u> 28	Рядная, 3 ряда	Линейная с очаговой
		более 0,80	<u>24-40</u> 32	Рядная, 3-5 рядов	Линейная с очаговой
	Более 0,1	0,5-0,65	<u>24-40</u> 22	Рядная, 3 ряда	Линейная с очаговой
		0,65-0,80	<u>28-40</u> 36	Рядная, 5 рядов	Линейная с очаговой
		Более 0,80	<u>33-49</u> 42	Рядная, 5 рядов	Линейная с очаговой
5,0-40,0	До 0,1	0,5-0,55	<u>12-24</u> 18	Площадное, 5-7-9 точечное	Площадная
		0,65-,80	<u>18-28</u> 23	Рядное, 1-3 ряда. Площадное, 5-7-9 точечное	Линейная с очаговой. Площадная
		Более 0,80	<u>22-33</u> 24	Рядное, 3 ряда. Площадное, 5-7-9 точечное	Линейная с очаговой. Площадная
	Более 0,1	0,5-0,65	<u>16-28</u> 22	Рядное, 1-3 ряда. Площадное, 5-7-9 точечное	Линейная с очаговой. Площадная
		0,65-0,80	<u>22-32</u> 27	Рядное, 1-3 ряда.	Линейная с очаговой
		Более 0,80	<u>26-36</u> 31	Рядное, 1-3 ряда.	Линейная с очаговой

17.ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Эффективность процесса вытеснения нефти водой по промысловым данным выражается так называемыми характеристиками вытеснения нефти водой, представляющими собой зависимости нефтеотдачи от объема внедрившейся в залежь воды. Характеристика вытеснения для нефтяной залежи более полно характеризует эффективность разработки нефтяной залежи, чем, например, коэффициент нефтеотдачи. Характеристика вытеснения по нефтяной залежи отражает историю разработки нефтяной залежи, отчетливо показывая эффективность процесса вытеснения в любой момент разработки и является очень удобной формой для изучения характера и особенностей разработки и обводнения нефтяной залежи. Характеристика вытеснения показывает не только достигнутую нефтеотдачу по залежи, но и при каком расходе рабочего агента (воды) получена достигнутая нефтеотдача.

Характеристики вытеснения нефти водой могут быть выражены в различных модификациях.

Основными характеристиками можно считать зависимости:

Вид характеристики	Авторы
1. $Q_{ж}/Q_n = A + B * Q_v$	Назаров, Сипачев
2. $Q_n = A + B/Q_{ж}$	Камбаров
3. $Q_n = A + B/\sqrt{Q_{ж}}$	Пирвердян
4. $Q_n = A + B * (Q_{ж})^c$	Казаков
5. $Q_n = A + B q_n/q_v$	Черепяхин, Мовмыга
6. $Q_n = A + B * \ln Q_{ж}$	Сазонов
7. $Q_n = A + B * \ln Q_v$	Максимов
8. $Q = A + B * \ln(q/q)$	Гарба, Цимерман
9. $\ln(Q_v/Q_n) = A + B * Q_n$	Французский институт нефти
10. $Q_{ж}/Q_n = A + B * Q_{ж}$	Сипачев, Пасевич
11. $(Q_{ж}/Q_n)^2 = A + B * (Q_{ж})^2$	Захаров
12. $Q_v/Q_n = B(Q_n - A)/(C - Q_n)$	Борисов
13. $Q_n = A + B * (Q_v/Q_{ж})$	Давыдов
14. $Q_n = A[1 - B * \exp(-C * Q_{ж})]$	Шавалиев

Здесь большие буквы, накопленные значения нефти, воды, жидкости, маленькие – текущие значения.

Коэффициенты, А, В, С – постоянные коэффициенты, определяемые путем обработки фактических данных методами математической статистики.

С помощью этих зависимостей можно:

1. Определить ожидаемые извлекаемые запасы нефти и сравнить их с утвержденными.
2. Определить эффективность от внедрения различных физико-химических и

гидродинамических методов, направленных на повышение нефтеотдачи пластов и интенсификацию добычи нефти.

Для всех характеристик строится зависимость между параметрами, входящими в уравнение, которая на последнем участке аппроксимируется прямой линией. Далее экстраполируют эту прямую, в предположении, что прямолинейность сохраняется.

Рассмотрим некоторые, наиболее часто применяемые более подробно.

Характеристика вытеснения Максимова. Они выражаются уравнением показательной кривой:

$$Q_n = B + A * Q_e$$

где Q_n и Q_e - накопленное количество добытой из залежи соответственно нефти и воды, A и B - параметры, величина которых зависит от природных условий нефтяных залежей, а также от технологии их разработки.

В полулогарифмических координатах характеристика вытеснения превращается в прямую линию, что подтверждается тем, что при логарифмировании уравнения, она обращается в линейную функцию.

Характеристика вытеснения Максимова может быть представлена также в следующем виде:

$$\eta = \frac{\lg \left[\frac{1}{2,3b \lg a} \frac{q_{жс} - q_n}{q_n} \right]}{Q_{зан} \lg a}$$

Или

$$\eta = \frac{\lg \left[\frac{1}{2,3b \lg a} \frac{f_e}{(1 - f_e)} \right]}{Q_{зан} \lg a}, \text{ где}$$

η – текущая нефтеотдача пласта;

$Q_{зан}$ – геологические (балансовые) запасы нефти в залежи;

$q_{жс}$ и q_n – текущая добыча соответственно жидкости и нефти;

f_e – текущая обводненность продукции, доли единицы.

Характеристика вытеснения Сазонова. Она также выражается уравнением показательной функции:

$$Q_n = A + B * Lg Q_{жс}, \text{ где}$$

$Q_{жс}$ - накопленное количество добытой из залежи жидкости, остальные обозначения прежние. В полулогарифмических координатах она также превращается в прямую линию. Аналогично, характеристики вытеснения Сазонова можно представить в следующем виде:

$$\eta = \frac{\lg \left[\frac{l}{2,3b \lg a} \frac{q_{жс}}{q_n} \right]}{Q_{зан} \lg \alpha}$$

или

$$\eta = \frac{\lg \left[\frac{l}{2,3b \lg a} \frac{l}{(1-f_s)} \right]}{Q_{зан} \lg \alpha}$$

В характеристиках вытеснения Максимова и Сазонова величина $\lg a = tga$ - угловому коэффициенту прямой в системе координат Q_n и $\lg Q_e$ или $\lg Q_{жс}$. Эта величина называется показателем эффективности процесса вытеснения, lgb - отрезок, отсекаемый на оси абсцисс.

Характеристика вытеснения Назарова-Сипачева. Она также основана на наличии зависимости накопленной добычи нефти (жидкости) от накопленной добычи

воды. В системе координат $\frac{Q_{жс}}{Q_n}$ и $Q_{в}$ эта зависимость представляет собой прямую линию.

$$\frac{Q_{жс}}{Q_n} = a + bQ_{в}$$

Поскольку величина углового коэффициента b равна:

$$\frac{1}{b} = Q_{зан} : \eta ,$$

то характеристику вытеснения Назарова можно представить в следующем виде:

$$\eta = \frac{Q_{в} \cdot Q_n}{Q_{зан} (Q_{жс} - Q_n)}$$

Характеристика вытеснения Камбарова. Она выражается следующим уравнением гиперболического типа:

$$Q_n = a + \frac{b}{Q_{жс}}$$

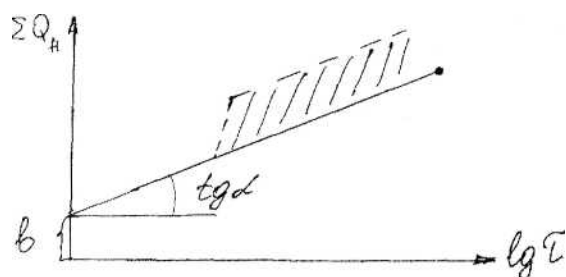
т.е. тоже основана на наличии зависимости накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости. Относительно текущей нефтеотдачи зависимость выражается следующим образом:

$$\eta = \frac{a}{Q_{зап}} + \frac{b}{Q_{жс} \cdot Q_{зап}}$$

Имеются и другие виды характеристик вытеснения. Все они легко строятся по фактическим данным, а также их можно получить теоретическим путем, используя различные методики расчета процесса вытеснения нефти водой в пористой среде. На осях абсцисс может откладываться значение добытой жидкости или воды, или закачка воды, выраженная в объеме пор залежи, или в объеме пор активных запасов нефтяной залежи (безразмерное время).

Характеристики вытеснения используются для прогноза добычи и динамики обводненности по нефтяным залежам. При этом могут быть два случая. В первом случае нефтяная залежь находится в разработке и имеется начальный участок характеристики вытеснения. В этом случае производится экстраполяция характеристики вытеснения в системе координат, где она является линейной, или используются вышеприведенные формулы. Во втором случае, нефтяная залежь еще не вступила в разработку или начальный участок очень мал. В этом случае, исходя из μ_0 новой залежи, выбирается прогнозная характеристика вытеснения и расчеты выполняются по этой характеристике вытеснения.

Характеристики вытеснения используются для подсчета извлекаемых запасов нефти по залежи. Запасы могут быть определены по приведенным формулам, если значения f_g при расчете принять за конечную обводненность, определенную из экономических соображений.



Характеристики вытеснения используются также для определения эффективности и дополнительной добычи нефти за счет различных геолого-технических мероприятий, новых технологий, методов увеличения нефтеотдачи пласта и т.д. Если геолого-

техническое мероприятие способствует получению дополнительной добычи нефти, то это вызывает отклонение характеристики вытеснения в сторону оси координат. Дополнительная добыча нефти определяется как разница фактических и расчетных показателей, полученных

линейной экстраполяцией на одинаковый объем жидкости или воды.

Характеристики вытеснения также широко используются для анализа разработки нефтяной залежи, так как в характеристиках вытеснения находит отражение весь сложный и многогранный процесс вытеснения нефти водой в пористой неоднородной среде в систему скважин.

Совершенно очевидно, что все эти зависимости не могут одинаково корректно использоваться для разных условий месторождений. Были неоднократные попытки установить пределы применимости каждой зависимости и автоматизации выбора наиболее приемлемой для конкретных геолого-физических и промысловых условий объекта. Ряд характеристик может применяться на средней стадии разработки месторождений, другие на поздней. В частности, учеными института Гипровостокнефть, делались работы по установлению пределов применимости характеристик вытеснения по обводненности например. Так, на основании обработки большого промыслового материала по месторождениям Урало-Поволжья, были сделаны выводы, что характеристика Сазонова может применяться при обводненности продукции 60-70%, Максимова 80%. Была создана программа, позволяющая осуществить автоматический переход с одной характеристики на другую при достижении обводненности перехода. Но надо иметь в виду, что каждый конкретный объект должен рассматриваться индивидуально, т.к. только статистическая выборка промысловых данных не может дать корректной оценки процесса разработки. Не случайно ни в одном руководящем документе нет однозначных рекомендаций по использованию той или иной характеристики. На точность прогноза влияют: геолого-физические параметры, стадия разработки, количество точек на кривой на участке аппроксимации.

Недостатками характеристик вытеснения являются:

1. все они получены эмпирическим путем на основе обобщения промысловых данных ограниченного количества месторождений
2. к каждому пласту необходимо подбирать свою характеристику
3. достоверность прогноза зависит от временного интервала в предпрогнозный период, четких критериев выбора оптимального периода не существует
4. отсутствует надежный механизм разделения эффекта от нескольких разновременных мероприятий по ПНП (пример).

Несколько рекомендаций для применения характеристик вытеснения с целью определения эффективности мероприятий по ПНП и ИДН:

1. Практически все характеристики вытеснения работают при обводненности от 50%. Применение их на более ранней стадии необоснованно.
2. Для построения аппроксимационной зависимости выбирается прямолинейный участок кривой, но не менее 5-6 и не более 10-12 точек.

3. Т.к. объективных критериев отбора характеристик не существует, расчет ведется как минимум по 3 зависимостям, по которым коэффициент детерминации (или корреляции) наиболее близок к 1.
4. Определение эффекта – средняя по нескольким рассчитанным зависимостям.

18.ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ

Итак, метод характеристик вытеснения не обеспечивает необходимую надежность и точность анализа и, соответственно, прогноза показателей разработки. Поэтому все больше стали использоваться методики, базирующиеся на использовании математических моделей.

Математические модели должны отвечать определенным требованиям:

1. Должны учитывать все особенности геологического строения пласта, влияющие на прогнозные показатели, свойства флюидов, насыщающих пласт и вытесняющих агентов, их изменение во времени
2. Результаты расчетов должны с достаточной точностью описывать процессы, происходящие в пласте, с тем, чтобы не исказить фактические показатели разработки.
3. Использовать в качестве исходных данных только доступную геолого-промысловую информацию или обладать возможностью ее адаптации по данным истории разработки.
4. Осуществлять ввод исходных данных и расчет показателей в автоматическом режиме и в режиме диалога с программой.
5. Модель не должна быть громоздка по объему используемого машинного времени, т.к. часто требуется проводить многовариантные расчеты.

На основе анализа разработки с использованием гидродинамических моделей пласта осуществляется прогноз показателей работы залежи на перспективу.

Гидродинамическая модель разработки – это система взаимосвязанных количественных представлений о разработке залежи, которая состоит из модели пласта и модели процесса извлечения нефти.

Модели пластов подразделяются на детерминированные (обусловленные) и вероятностно-статистические.

Детерминированные – это модели, в которых стремятся воспроизвести как можно точнее фактическое строение и свойства пластов. При расчете процесса разработки в этом случае всю площадь залежи разбивают на ячейки, каждой из которых придают свойства, присущие ей в данной области. Дифференциальные уравнения разработки месторождений заменяются на конечно-разностные соотношения (Все дифуравнения точно решить невозможно, т.к. они имеют как правило больше переменных в своем составе. И решение их осуществляют методом конечных разностей, т.е. какие-то из них заменяются константами, уравнение упрощается), а затем производят расчет с помощью ПК.

Вероятностно-статистические модели не отражают детальные особенности строения и свойств пластов, но количественно характеризуют их основные особенности. К их числу относятся модели однородного, слоистого, трещиноватого и трещиновато-пористого пласта..

На модель пласта накладывается модель вытеснения нефти рабочим агентом (вытеснение поршневое или непоршневое, смешивающееся или несмешивающееся) и осуществляется расчет.

Например, методика института «Гипровостокнефть» основана на использовании одномерной слоисто-вероятностной двухфазной модели пласта. Позволяет учитывать следующие факторы:

Неоднородность коллекторских свойств по проницаемости, пористости, нефтенасыщенности, различие вязкостей и фазовой проницаемости для нефти и воды, характер вытеснения (поршневой или непоршневой) нефти водой, наличие водонефтяных зон, систему разработки.

Модель пласта представляет собой совокупность изолированных трубок тока, с разными фильтрационными свойствами. Каждая трубка тока состоит из нескольких разных по проницаемости элементов. Неоднородность пласта учитывается с помощью функции распределения проницаемости.

В процессе расчета происходит адаптация параметров модели к фактической динамике разработки по таким параметрам, как степень неоднородности пласта, соотношение подвижностей нефти и воды, так как они оказывают наибольшее влияние на показатели разработки.

В результате расчетов получается зависимость «нефтеотдача от безразмерного времени». Для перехода к размерным величинам: добыча нефти, жидкости необходимы балансовые или активные запасы нефти.

Модель позволяет получить количественные показатели разработки, но не позволяет учитывать мероприятия по конкретным скважинам.

Примером современной постоянно действующей гидродинамической моделью является программы трехмерной трехфазной фильтрации ECLIPSE 100 фирмы Schlumberger и MORE фирмы Roxar. Они основаны на использовании дифференциальных уравнений потока жидкости, которые решаются достаточно сложно и занимают большой объем машинного времени. Особенно когда есть необходимость в многовариантных расчетах. Ни одна из этих программ не позволяет использовать их для прогноза показателей разработки с применением различных технологий.

Очень часто для инженерных расчетов нет достаточно большого количества данных, требуемых к использованию в этих моделях. Да и стоят они недешево. Поэтому предпринимаются попытки создания моделей адекватных в конечном продукте, но более простых в использовании. Так например, методика компании «СК Нефтеотдача». Она основана на подборе через процедуру адаптации модельной кривой, наиболее адекватно описывающей процесс вытеснения нефти из пласта.

Геологическая модель пласта программы «EOR-модель» представляет из себя слоисто-неоднородный пласт. Каждый пропласток характеризуется собственными значениями:

- *проницаемости;*
- *толщины;*
- *пористости;*
- *нефтенасыщенности,*
- *вязкости воды и нефти;*
- *начальной нефтенасыщенностью;*
- *коэффициентом вытеснения нефти.*

В качестве показателя, характеризующего вертикальную неоднородность пласта используется коэффициент вертикальной неоднородности по Дикстра-Парсонсу.

Основными движущими флюиды силами в пласте, учитываемые в программе «EOR-модель» являются вязкостные. Их влияние оценивается величиной соотношения подвижностей нефти и воды (α):

$$\alpha = \frac{\alpha_{\text{воды}}}{\alpha_{\text{нефти}}} = \frac{K_{o\text{воды}} / \mu_{\text{воды}}}{K_{o\text{нефти}} / \mu_{\text{нефти}}}$$

где:

K_o воды – относительная проницаемость воды за фронтом вытеснения;

μ воды – вязкость воды;

K_o нефти – относительная проницаемость нефти перед фронтом вытеснения;

μ нефти – вязкость нефти.

Кроме того, в данной гидродинамической модели учитывается охват процессом вытеснения по площади через задание текущей системы расстановки скважин.

Таким образом, данная методика построения базового варианта учитывает как историю разработки объекта, так и особенности его геологического строения, свойства породы коллектора и насыщающих пласт флюидов. В ней используются только основные влияющие параметры, информация по которым практически всегда доступна.

Построение базового варианта проводится с использованием адаптации модельных кривых, полученных путем многовариантных расчетов к фактическим данным в координатах: «Обводненность-КИН» по геолого-физическим характеристикам пласта – Коэффициенту вертикальной неоднородности, соотношению подвижностей нефти и воды, коэффициенту вытеснения нефти, с учетом расстановки скважин.

Данная методика может быть использована, как для прогноза варианта разработки при

сложившейся системе, так и для прогноза и оценки эффективности при использовании технологии закачки химреагентов, направленных на изменение фильтрационных характеристик пласта.

Для изучения динамики разработки нефтяной залежи используются другие виды графических зависимостей. Это могут быть различные гистограммы распределения показателей разработки: дебитов нефти, жидкости, обводненности продукции по скважинам, выработка удельных и остаточных запасов нефти. Также неперенным является построение различных карт, как геологических: остаточных нефтенасыщенных толщин, распределения остаточных запасов нефти, нефтенасыщенности, гидропроводности и т.д, так и технологических. К ним относятся: карты разработки с нанесением текущих и накопленных отборов нефти, обводненности продукции, коэффициентов продуктивности по скважинам. При чем современные графические средства позволяют строить эти карты не в виде традиционных кругов вокруг скважины, а как распределение этих параметров по площади залежи. Анализ и сопоставление всех обработанных данных позволяет сделать выводы о целесообразности разработки объекта при сложившейся системе разработки, или о необходимости корректировки проектных показателей и своевременности проведения мероприятий, направленных на повышение нефтеотдачи пласта и интенсификацию отборов.

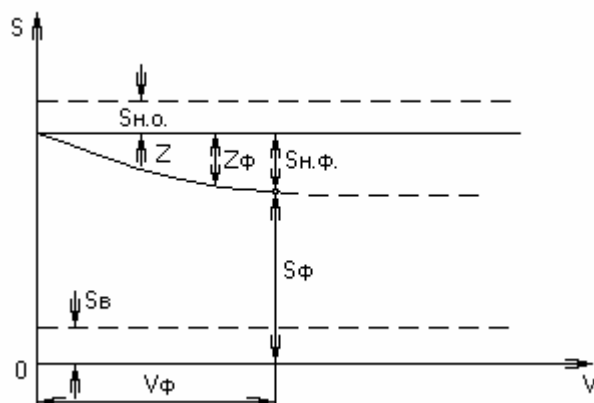
19.МЕТОДИКИ ПРОГНОЗА ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ

19.1.Расчёты технологических показателей неоднородности пластов по методике ВНИИнефть (Борисов)

Борисов предложил метод расчётов показателей разработки нефтяных месторождений с учётом их неоднородности по проницаемости. Метод Борисова послужил основой для большинства применяемых в настоящее время аналитических методов расчёта нефтяных залежей. В качестве расчётной модели принимался пласт, состоящий из набора параллельно работающих трубок тока одинакового поперечного сечения. Трубки тока имеют различную проницаемость и вероятностно распределены в объёме пласта. В первом приближении принимается, что число трубок тока определяется эмпирической кривой распределения проницаемости построенным по данным керна или по данным ГИС. Предполагается, что расход жидкости через трубку тока в каждый момент времени пропорционален её проницаемости. Ряды эксплуатационных скважин рассматриваются как эквивалентная галерея с дополнительным внутренним фильтрационным сопротивлением. Очень важный фактор, что не происходит поршневого вытеснения нефти водой за контур вытеснения, остаётся остаточная нефтенасыщенная толщина, которая уменьшается по

мере прокачки жидкости и учитывается при образовании спектра распределения трубок тока.

Непоршневой характер вытеснения можно выразить эпюрой:



Z – насыщенность породы подвижной нефтью за фронтом вытеснения;

$Z_{ф}$ – насыщенность породы подвижной нефтью на фронте вытеснения;

$S_{в}, S_{н.о.}$ – насыщенность породы связанной водой и остаточной нефтью;

$S_{н.ф.}$ – общая нефтенасыщенность на фронте вытеснения;

$V_{н.}$ – объём пласта за фронтом подвижной воды.

Непоршневая часть эпюры в методике Борисова – рассматривается как объём пласта, в котором трубки тока обладают дополнительной неоднородностью по проницаемости. Эта проницаемость изменяется по закону соответствующему распределению, насыщенному в заводнённом объёме пласта, в котором трубки тока обладают дополнительной неоднородностью по проницаемости. Эта проницаемость изменяется по закону соответствующему распределению насыщения в заводнённом объёме пласта, может быть рассчитана из соотношения:

$$Z = \sqrt{\frac{m \cdot \mu_0 \cdot V}{150 \cdot Q(t)}} \quad (1)$$

m, μ_0 – пористость и соотношение вязкостей;

V – объём пласта;

$Q(t)$ – количество вторгшейся в пласт жидкости.

Уравнение (1) получено Борисовым на основании обработки кривых фазовой проницаемости Эфросом и уравнением Баклея-Левретта и справедливо для соотношения вязкостей:

$$1 \leq \mu_0 \leq 10$$

Насыщенность на фронте вытеснения определяется из уравнения:

$$Z_{\phi} = 0,1 \cdot \sqrt{\frac{\mu_0}{1,5 \cdot (1 - S_{\text{св}} - S_{\text{н.о.}}) - Z_{\phi}}} \quad (2)$$

Z_{ϕ} находят методом итераций или последовательного приближения.

Схема расчёта процесса вытеснения из такого преобразованного пласта строится путём определения характеристик вытеснения по каждой отдельной трубке тока, в которой вытеснение считается поршневым. Затем суммируются результаты, и мы получаем характеристику вытеснения по моделируемой залежи. Дальнейшие расчёты технологических показателей разработки выполняются или при заданных перепадах давления, или при заданных дебитах для различных систем заводнения. Для однорядной системы заводнения при условии равных дебитов эксплуатационных и нагнетательных скважин, дебит одной скважины или перепад давления определяется из уравнения:

$$\frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h (P_{\text{н}} - P_{\text{э}})}{\mu_{\text{в}} \cdot g} = 12 \cdot r_{\phi} + 25 \cdot r_{\phi}^2 + 17 \cdot \ln \frac{r_{\phi}}{r_{\text{н}}} + \mu_0 \cdot \ln \frac{d}{r_{\phi}} + \frac{\mu}{2} \cdot \ln \frac{d}{6 \cdot r_{\text{с}}} \quad (3)$$

$r_{\text{с}}, r_{\text{н}}$ – радиусы добывающих и нагнетательных скважин;

r_{ϕ} – радиус фронта вытеснения;

d – расстояние от нагнетательной скважины до ближайшей эксплуатационной скважины.

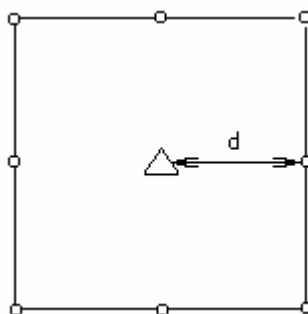
Время для соответствующих положений радиуса и фронта определяется из уравнения:

$$t = \frac{m \cdot \delta \cdot \mu_{\text{в}} \cdot r_{\phi}^2}{2 \cdot k \cdot (P_{\text{н}} - P_{\text{э}})} \cdot \left[12 \cdot z_{\phi} + 25 \cdot z_{\phi}^2 + \mu_0 \cdot \ln \frac{2 \cdot d^2}{\pi \cdot r_{\text{с}} \cdot r_{\text{н}}} + (1,7 - \mu_0) \cdot \ln \frac{r_{\phi}}{r_0 \cdot \sqrt{e}} \right] \quad (4)$$

δ - средний коэффициент использования объёма пор в пределах водонефтяной зоны, который равен:

$$\delta = 1 - S_{\text{св}} - S_{\text{о.н.}} - \frac{2}{3} \cdot z_{\phi}$$

Для девяти точечной площадной системы заводнения дебит одной нагнетательной скважины (приемистость) или трёх эксплуатационных можно рассчитать по формуле:



$$\omega = \frac{n_{\text{д}}}{n_{\text{н}}} = 3$$

$$\frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (P_{\text{н}} - P_{\text{э}})}{\mu_{\text{в}} \cdot g} = 12 \cdot r_{\phi} + 25 \cdot r_{\phi}^2 + 1,7 \cdot \ln \frac{r_{\phi}}{r_{\text{н}}} + \mu_0 \cdot \left(\ln \frac{4 \cdot d}{\pi \cdot r_{\phi}} + \frac{1}{3} \cdot \ln \frac{d}{2 \cdot \pi \cdot r_{\text{с}}} \right) \quad (5)$$

И соответственно время для соответствующего положения фронта вытеснения можно рассчитать по формуле:

$$t = \frac{m \cdot \delta \cdot \mu_{\text{в}} \cdot r_{\phi}^2}{2 \cdot k \cdot (P_{\text{н}} - P_{\text{э}})} \cdot \left[12 \cdot r_{\phi} + 25 \cdot r_{\phi}^2 + \mu_0 \ln \frac{4 \cdot d}{\pi \cdot r_{\text{с}}} + \frac{\mu_0}{3} \ln \frac{d}{2 \cdot \pi \cdot r_{\text{с}}} + (1,7 - \mu_0) \cdot \ln \frac{r_{\phi}}{r_{\text{с}} \cdot \sqrt{e}} \right] \quad (6)$$

При проектировании разработки неоднородно прерывистых пластов, технологические показатели могут рассчитываться двумя способами: по схеме прерывистого пласта и по схеме

непрерывного пласта, но с использованием дополнительных коэффициентов, учитывающих прерывистость и линзовидность.

По схеме прерывистого пласта объём пласта схематизируется серией объёмов линз и полулинз различной длины. Данные о протяжённости линз и полулинз по отношению к направлению фильтрации жидкости получают в результате обработки зональных карт распространённых прослоек и составленного при этом ранжированного ряда длин и объёмов линз и полулинз. Расчётной схемой является набор пластов различной длины из которого исключены все линзы.

19.2. Расчёты технологических показателей разработки неоднородных пластов УФНИИ (Саттаров)

В УФНИИ предложен метод расчёта показателей разработки нефтяных пластов с учётом их неоднородности по проницаемости. Метод предполагает, что неоднородный непрерывный пласт моделируется серией прослоек, границы которых сориентированы параллельно линиям тока. Прослойки различной проницаемости распределены по толщине вероятно, а проницаемость (k) и функция $F(k)$ распределения проницаемости описывается распределением Максвелла:

$$f(k) = \frac{2}{\pi} \cdot e^{\frac{-k+q}{k_0}} \sqrt{\frac{k+a}{k_0}} \cdot \frac{1}{k_0} \quad (1)$$

$$F(k) = e \cdot r \cdot f \cdot \sqrt{\frac{k+a}{k_0}} - \frac{2}{\pi} \cdot e^{\frac{-k+q}{k_0}} \cdot \sqrt{\frac{k+a}{k_0}} \quad (2)$$

$$\operatorname{erf}(x) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \cdot \int_0^x e^{-\xi^2} \cdot d\xi$$

k – проницаемость пласта;

a, k_0 – параметры распределения.

Вытеснение нефти принимаем поршневым по каждому прослою, но учитываем снижение фазовой проницаемости для воды в промытой зоне. Принимается, что течение жидкости направлено к проницаемым эксплуатационным галереям с дополнительным фильтрационным сопротивлением, а скорость движения жидкости пропорциональна проницаемости пропластков. Схема расчёта процесса обводнения строится аналогично схеме расчётов по методу Борисова.

Рассчитываются характеристики вытеснения по каждому отдельному прослою, которые затем суммируются. Доля нефти в потоке жидкости находят из уравнения:

$$f_n = \frac{1}{1 + \frac{\mu_n}{\mu_b} \cdot \frac{k_\phi}{k} \cdot \frac{\bar{k}_b}{\bar{k}_n}} \quad (3)$$

$\frac{k_\phi}{k}$ – отношение проницаемости для воды в заводнённой зоне

пласта (обычно берётся по кривым фазовой проницаемости

Березина или принимается равным в пределах 0,3÷0,5);

\bar{k}_b, \bar{k}_n – средняя проницаемость зоны занятой водой к моменту времени t_n .

С учётом функции распределения проницаемости (2) k_b и k_n находят из соотношения:

$$\bar{k}_b = \frac{3}{2} \cdot \frac{k_0}{1 - F\left(\frac{a}{k_0}\right)} \cdot \left[\frac{2}{\sqrt{\pi}} \cdot e^{-\frac{a}{k_0}} \cdot \sqrt{\frac{a}{k_0}} \cdot \left(1 - \frac{2}{3} \cdot \frac{a}{k_0}\right) \right] - \bar{k}_n \quad (4)$$

$$\bar{k}_n = \frac{3}{2} \cdot \frac{k}{1 - F\left(\frac{a}{k_0}\right)} \cdot \left\{ \left(1 - \frac{2}{3} \cdot \frac{a}{k_0}\right) \cdot \left[-F\left(\frac{k_m + a}{k_0}\right) - F\left(\frac{a}{k_0}\right) \right] - \frac{4}{3 \cdot \sqrt{\pi}} \cdot \left[e^{-\frac{(k_m + a)}{k_0}} \cdot \left(\sqrt{\frac{k_m + a}{k_0}}\right)^3 \cdot e^{-\frac{a}{k_0}} \cdot \left(\frac{a}{k_0}\right) \right] \right\} \quad (5)$$

Коэффициент охвата пласта заводняется к моменту времени t_n прорыва воды по пропласткам с проницаемостью k_m рассчитывается из уравнения:

$$\beta_{\text{оXB}} = [1 - F(k_m)] + \frac{\bar{k}_n}{\bar{k}_b} \quad (6)$$

$F(k_m)$ – значение интегральной функции распределения проницаемости в сечении пропластка.

Затем вводится безразмерное время разработки равное суммарному отбору жидкости в долях от активных запасов:

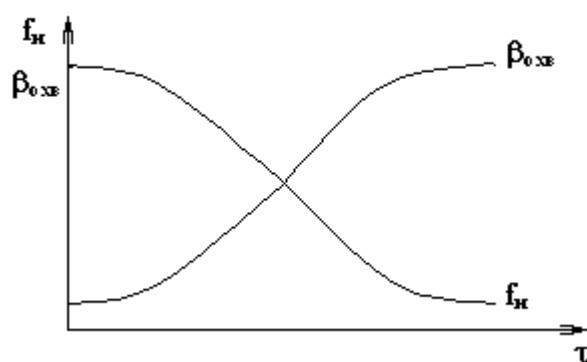
$$\tau = \frac{q_{\text{ж}} \cdot t}{Q_{\text{А}}} = \beta_{\text{охв}} + \mu_0 \cdot \left[\frac{\bar{k}_{\text{в}}}{k_{\text{м}}} - 1 + F(k_{\text{м}}) \right] \quad (7)$$

$q_{\text{ж}}$ — дебит просоя по жидкости ($\text{м}^3/\text{ч}$);

t — время (года);

$Q_{\text{А}}$ — активные запасы.

Устанавливается зависимость между долей нефти в потоке жидкости ($f_{\text{н}}$) и коэффициента охвата ($\beta_{\text{охв}}$) и безразмерного времени (τ). Они положены в основу дальнейших расчётов.



19.3. Расчёт обводнённости неоднородных пластов по методики ГИПРОВОСТОКнефть (Ковалёв, Сургучев М.А., Сазонов)

Метод расчёта процесса обводнения нефтяных пластов по методики ГВН является дальнейшим развитием метода Борисова и Сатарова. В методике предусмотрен более полный учёт неоднородности коллектора по проницаемости, пористости, нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения. Метод так же предусматривает учёт величины начальных водонефтяных зон (W):

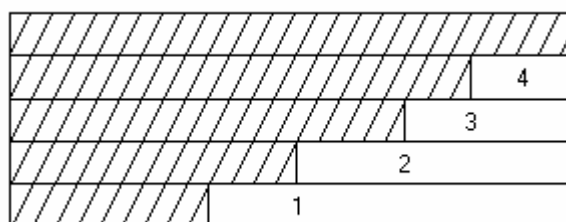
$$W = \frac{L_2 - L_1}{L_2 - L_1}$$

L_1, L_2 – расстояние от эксплуатационной галереи или ряда эксплуатационных скважин до внутренних и внешних контуров нефтеносности.

W – изменяется от 0 до 1.

Если водонефтяная зона отсутствует, т.е. залежь запечатана, то $W = 0$. Если залежь по всей площади нефтеносности подстиляется водой, то $W = 1$.

При расчёте процесса вытеснения принимается слоистая модель пласта:



Пласт состоит из изолированных прослоек с различной проницаемостью, пористостью и начальной нефтенасыщенностью. При этом для каждого прослоя принимается своя величина коэффициента вытеснения нефти водой. Истинная скорость перемещения фронта вытеснения, а следовательно и время обводнения каждого прослоя зависит от ряда параметров.

$$V_i = \frac{k_i \cdot \Delta P}{\mu \cdot \Delta L \cdot m_{эф}} = \frac{\Delta P \cdot \omega_i}{\mu \cdot \Delta L}$$

$$m_{эф} = m_i \cdot \rho_i \cdot \eta_i.$$

m_i – пористость i -го прослоя;

ρ_i – начальная нефтенасыщенность i -го прослоя

η_i – коэффициент вытеснения нефти водой i -го прослоя;

k_i – проницаемость i -го прослоя.

$$\omega = \frac{k}{m_{эф i}}$$

Из одинаковых по объёму пропластков с различной $m_{эф}$ можно получить не одинаковое количество жидкости. В методике ГВН при характеристике неоднородных продуктивных пластов рассматривается их комплексная неоднородность выраженная параметрами ω и $m_{эф}$. Зависимости между проницаемостью и другими параметрами пласта были установлены по результатам изучения физико-геологических свойств продуктивных отложений Урало-Поволжья. В общем виде эти зависимости записываются следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} m(k) &= a_1 \cdot k^{B_1} \\ \rho(k) &= a_2 \cdot k^{B_2} \\ \eta(k) &= a_3 \cdot k^{B_3} \\ m_{эф}(k) &= a_4 \cdot k^{B_4} \\ m_{эф}(\omega) &= a \cdot \omega^B \end{aligned} \right\}$$

a_n, B_n – постоянные коэффициенты, определяемые для каждого месторождения по результатам исследования керна и геофизических данных.

Распределение параметра ω количественно оценивается коэффициентом вариации и описывается γ -распределение, плотность которого имеет вид:

$$f(\omega) = \frac{c^{B_1+1}}{\Gamma(B_1+1)} \cdot \left(\frac{\omega}{\omega_{cp}} \right)^{B_1} \cdot e^{-c \cdot \frac{\omega}{\omega_{cp}}} \cdot \frac{1}{\omega_{cp}}$$

$$B_1 = \frac{1}{g^2}; \quad c = \frac{B_1 + 1}{\omega_{cp}}.$$

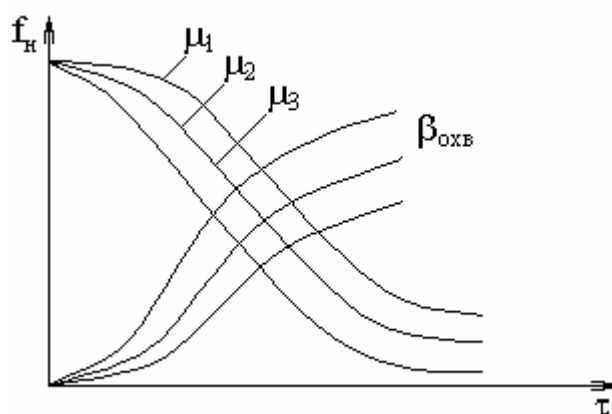
g – коэффициент вариации. ω_{cp} – среднее значение параметра ω , γ – функция имеет вид:

$$\Gamma(B_1 + 1) = \int_0^{\infty} e^{-t} \cdot t^{B_1} \cdot dt$$

Для расчётов используют 15 распределений с коэффициентом вариации 30 – 88 %. Расчёты также могут проводиться с применением логарифмически нормального закона распределения ω . Плотность распределения имеет вид:

$$f(\omega) = \frac{1}{\sqrt{2 \cdot \pi \cdot \delta \cdot \omega}} \cdot e^{-\frac{(\ln \omega - \ln \omega_{cp})^2}{2 \cdot \delta}}$$

Соотношение для определения характеристик распределения доли нефти определяется как для поршневого, так и с учётом непоршневого характера вытеснения. Для поршневого вытеснения расчёты ведутся с учётом зависимости соотношения вязкостей нефти и воды $\mu_0 = \mu_n / \mu_v$ из скачкообразного изменения проницаемости в промытой зоне пласта.



Методика полностью автоматизирована, и расчёты проводятся в следующем порядке:

- 1) Изучается геологическое строение залежи и выбирается плотность сетки скважин в определённом диапазоне (500x500).
- 2) Выбирается система разработки, количество добывающих и нагнетательных скважин для каждого варианта разработки.
- 3) Определяется средний дебит одной скважины по жидкости, по результатам опробованной скважины и по гидродинамическим исследованиям.
- 4) Рассчитывается параметр W .
- 5) Определяется соотношение нефти и воды (μ_0).
- 6) Выбираем закон распределения.
- 7) Рассчитываются активные запасы.

$$Q_A = Q_{бал} \cdot \eta_{выт};$$

- 8) По отдельной методике рассчитывается предельный дебит фонтанирования добывающей скважины.
- 9) Выбирается зависимость выбытия добывающей скважины при достижении предельной обводнённости.
- 10) Принимается коэффициент компенсации отбора жидкости закачкой.

$$k = \frac{Q_{\text{зак}}}{Q_{\text{жид}}} \approx 1,15.$$

- 11) Делается распределение ввода добывающих и нагнетательных скважин по годам.
- 12) Проводится расчёт для каждого варианта по выбранной кривой до предельной обводнённости продукции (99 %).
- 13) С учётом экономических показателей определяются достигаемые коэффициенты нефтеизвлечения.

Все рассмотренные методики расчёта технологических показателей называются аналитическими. Эти методики так же используются для определения достигаемого коэффициента нефтеизвлечения, что позволяет при достижении предельной обводнённости уточнить извлекаемые запасы нефти.

20. РАЗРАБОТКА ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТЫХ ПЛАСТОВ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ ВОДОЙ

Помимо песчанистых продуктивных пластов, большие запасы нефти приурочены к карбонатным коллекторам. Большая часть карбонатных коллекторов порового типа мало чем отличаются от коллекторов представленных песчаниками. В карбонатных коллекторах, как правило, более сильная трещиноватость. В тех случаях, когда сами породы низкопористы и плохо проницаемы, трещины - это главные каналы, по которым движется нефть к забоям добывающих скважин при разработке этих пород, на что обычно указывает несоответствие проницаемости кернов и проницаемости, определенной в результате гидродинамических исследований скважин.

Мы уже рассматривали ранее модели трещиноватого и трещиновато порового пласта. Этим двум моделям соответствуют два типа коллектора:

1. Трещинный тип коллектора, когда нефть содержится только в трещинах и фильтрация жидкости идет только по трещинам, матрица непроницаема.
2. Трещиновато-поровый тип коллектора, когда нефть содержится и в трещинах и в матрице, фильтрация и вытеснение нефти происходит из трещин и из матрицы, проницаемость матрицы отлична от нуля.

Разработка чисто трещинных коллекторов обычно не вызывает проблем, вода вытесняет нефть из трещин с высокой эффективностью, однако чисто трещинные коллектора очень малоемкие, поскольку объем трещин очень мал. Обычно пористость трещинных коллекторов не превышает 1-2%.

Значительно сложнее разработка трещинно-пористых пластов.

В процессе разработки трещиновато-пористых пластов (их еще называют системами с двойной пористостью) при упругом режиме изменение давления быстрее распространяется по системе трещин, в результате чего возникают перетоки жидкости между трещинами и блоками (матрицами) пород, приводящие к характерному для таких пород запаздыванию перераспределения давления по сравнению с соответствующим перераспределением давления в однородных пластах при упругом режиме.

На разработку трещиноватых и трещиновато-пористых пластов может оказывать существенное влияние резкое изменение объема трещин при изменении давления жидкости, насыщающей трещины в результате деформации горных пород.

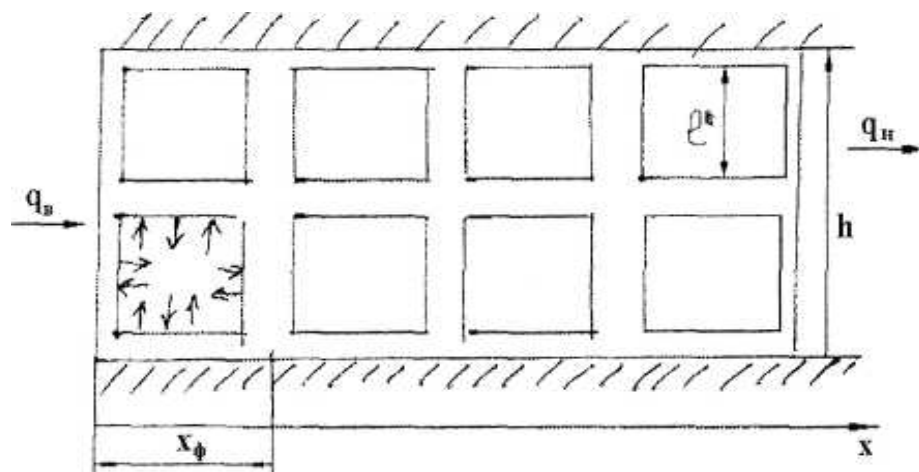
Один из наиболее сложных вопросов разработки трещиновато-пористых пластов связан с применением процессов воздействия на них путем закачки различных веществ, и в первую очередь с использованием обычного заводнения.

Возникает опасение, что закачиваемая в такие пласты вода быстро прорвется по системе трещин к добывающим скважинам, оставив нефть в блоках породы. При этом, по данным экспериментальных исследований и опыта разработки, известно, что из самой системы трещин нефть вытесняется довольно эффективно и коэффициент вытеснения достигает 0,8-0,85. Опыт также показывает, что и из матриц трещиновато-пористых пластов при их заводнении нефть вытесняется, хотя коэффициент нефтевытеснения сравнительно невелик, составляет 0,20-0,30.

Вытеснение нефти из матрицы происходит под действием, в основном, двух сил. Первая - это градиенты давления в системе трещин, воздействующие и на блоки породы.

Другая сила связана с разностью капиллярного давления в воде и нефти, насыщающей матрицу. Действие этой силы приводит к возникновению капиллярной пропитки пород, т.е. к замещению нефти водой в них под действием указанной разности капиллярного давления.

Капиллярная пропитка оказывается возможной, если породы преимущественно гидрофильны. Капиллярная пропитка матрицы или блоков трещиновато-пористых пластов вполне объяснима и с энергетической точки зрения, так как минимум поверхностной энергии на границе нефти с водой будет достигнут, когда нефть соберется в трещинах, а не будет насыщать поры матрицы обладая слоистой, сильно разветвленной поверхностью.



Рассмотрим процесс вытеснения нефти водой из трещиновато-порового пласта, состоящего из множества блоков породы. Будем полагать, что эти блоки матрицы можно представить кубами с длиной грани l^* . Поскольку вытеснение нефти водой начинается с границы пласта $x=0$, то первые блоки, находящиеся у входа в пласт, будут пропитаны водой больше, чем удаленные. Весь расход воды q , закачиваемый в прямолинейный пласт, уходит в определенное число блоков породы, так что в каждый момент времени пропитка их происходит в области $0 \leq x \leq x_\phi$, где x_ϕ - фронт капиллярной пропитки.

Этот фронт будет перемещаться в пласте со скоростью v_ϕ . Скорость пропитки исчисляется с момента λ , в который к блоку с координатой $x_\phi(\lambda)$ подошел фронт впитывающейся в блоки воды. Пусть в течение времени $\Delta\lambda$ «вступило» в пропитку некоторое число блоков породы. Расход воды Δq , входящий в эти блоки и, соответственно, равный ему объем вытесненной о матрицы нефти составит:

$$\Delta q = \frac{bh\phi(t-\lambda)v_\phi(\lambda)\Delta\lambda}{l^{3*}}.$$

Суммируя приращения расходов Δq и устремляя $\Delta\lambda \rightarrow 0$, приходим к следующему уравнению:

$$q = \frac{bh}{l^{3*}} \int_0^t [\phi(t-\lambda)v_\phi(\lambda)d\lambda].$$

В этих уравнениях b и h - ширина и толщина пласта, $\phi(t-X)$ - скорость капиллярной

пропитки.

Обычно бывает задан расход q и необходимо найти скорость продвижения фронта пропитки $v_f(\lambda)$. Тогда приходится решать указанное интегральное уравнение.

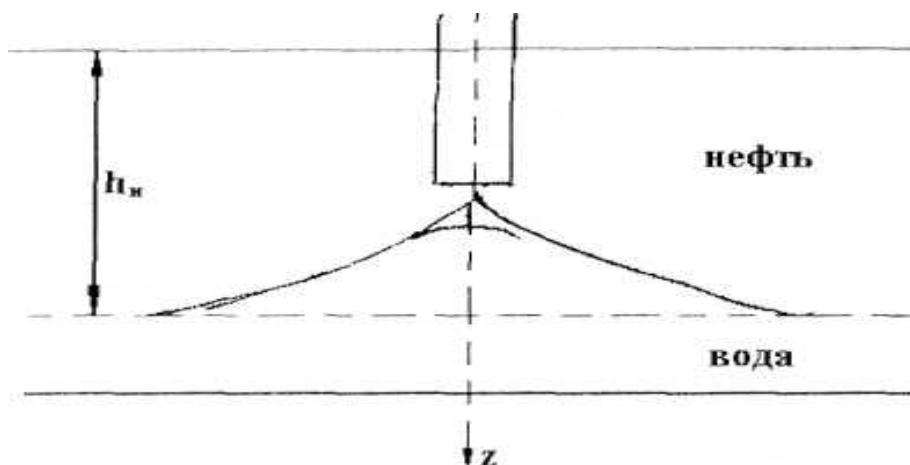
Достаточно подробные и точные расчеты процесса разработки трещиновато-пористых пластов при вытеснении нефти водой возможны только с помощью ЭВМ.

Трещиноватость коллектора существенно увеличивает проницаемость продуктивного пласта. Особенно велико значение трещиноватости в призабойной зоне скважин, где наблюдаются наибольшие гидродинамические сопротивления притоку жидкости к скважине. Поэтому в нефтепромысловой практике широко применяется гидравлический разрыв пласта (ГРП) технологический процесс увеличения проницаемости призабойной зоны путем создания новых или расширения естественных трещин. Сущность ГРП заключается в нагнетании в призабойную зону жидкости под высоким давлением. Давление, при котором происходит разрыв пласта, как правило, ниже горного давления для глубоких скважин и равно или несколько выше, чем горное давление для скважин небольшой глубины. В большинстве случаев давление разрыва на забое превышает в 1,5-2 раза гидростатическое давление. Сохранение трещин в открытом состоянии при снижении давления в скважине обеспечивается закачкой в них вместе с жидкостью отсортированного кварцевого песка.

ГРП применяется для увеличения продуктивности и дебитов нефтяных скважин и для увеличения приемистости нагнетательных скважин. Максимальный эффект от ГРП обеспечивается наибольшей шириной создаваемых в пласте трещин и распространением трещин по пласту на максимальное расстояние от забоя скважины. Эффект в большой степени зависит от соотношения гидродинамических характеристик удаленной части продуктивного пласта и его призабойной зоны.

21. РАЗРАБОТКА ВОДОНЕФТЯНЫХ ЗОН

Значительная часть запасов нефти месторождений сосредоточена в водонефтяных зонах. Доля запасов в ВНЗ колеблется от 15 до 100%, т.е. имеются нефтяные залежи, которые всюду подстилаются подошвенной водой. Практика разработки показала, что эффективность разработки месторождения в целом во многом зависит от эффективности



разработки водонефтяных зон.

Отличительная особенность процесса разработки водонефтяных зон в монолитных пластах - то, что течение нефти и воды в них носит сложный пространственный характер. Подошвенная вода поднимается в виде конуса к интервалу перфорации, ввиду чего имеет место обводнение скважин до предельной обводненности при слабой выработке пластов. Разработка ВНЗ требует также особых технологических условий по сравнению с разработкой чисто нефтяных частей залежи - надежного вскрытия пластов, хорошей изоляции заколоса! о пространства скважины, установления ограниченных депрессий или дебитов па пласт.

Если принять, что вскрытая часть пласта равна половине его нефтенасыщенной толщины, то предельный безводный дебит скважины определяется по следующей формуле:

$$q_{np} = \frac{\pi K h_n^2 (\gamma_v - \gamma_n)}{\mu_n \ln \frac{R_k}{r_c}}, \text{ где}$$

K — проницаемость;

h_n — толщина слоя нефти в пласте;

γ_v, γ_n — плотность воды и нефти в пластовых условиях;

μ_n — вязкость нефти в пластовых условиях;

R_k — половина расстояния между скважинами;

r_c — радиус скважины.

Приведенная формула пригодна только для однородного пласта. Однако, подавляющее

большинство продуктивных пластов обладает свойством анизотропности, т.е. их проницаемость вдоль напластования значительно больше, чем поперек напластования. За счет анизотропности q_{np} могут быть значительно больше. Еще более важную роль играет расчлененность пласта непроницаемыми пропластками. Если между нижней дырой фильтра и ВПК расположен глинистый пропласток, то процесс конусообразования становится невозможным. Поэтому в ВНЗ перфорацию скважины всегда осуществляют таким образом, что иметь непроницаемый пропласток между ВНК и фильтром.

Эффективность разработки нефтяных залежей, имеющих обширные ВНЗ, значительно ниже, чем у залежей с небольшими ВНЗ. Из ВНЗ добываются, как правило, большие объемы попутной воды, а конечная нефтеотдача оказывается более низкой, чем для чисто нефтяных зон.

При разработке ВНЗ необходимо стремиться обеспечить эти зоны автономным воздействием, обеспечивающим преобладание послойного течения жидкостей в условиях неоднородных расчлененных коллекторов.

Выделяются следующие типы нефтяных залежей с ВНЗ и рекомендуемые для них системы разработки:

- залежи с относительно малыми ВНЗ, не более 20-25% площади, они не требуют бурения специальных добывающих скважин в ВНЗ;
- залежи с большой ВНЗ, до 40-50% площади, на которых необходимо размещать самостоятельные добывающие скважины без специального заводнения их;
- залежи, имеющие обширные ВНЗ, более 50% площади. Это обычно такие нефтяные залежи, размеры ВНЗ которых требуют специального подхода к их разработке. На этих залежах отдельные участки ВНЗ должны быть отрезаны от нефтяной части залежи и разработка их должна производиться самостоятельно.

Практика показала, что разработка обширных ВНЗ самостоятельной сеткой скважин и со своей системой заводнения позволяет значительно улучшить показатели извлечения нефти, но показатели остаются все же ниже, достигаемых на чисто нефтяных участках залежей.

Следует также отметить, что в сильно расчлененных продуктивных пластах в качестве ВНЗ следует выделять лишь небольшие участки в пропластках, где нефть непосредственно контактирует с пластовой водой.

22. ОТКЛЮЧЕНИЕ ОБВОДНЕННЫХ СКВАЖИН. ПРЕКРАЩЕНИЕ ЗАВОДНЕНИЯ

При вытеснении нефти из пластов водой обводнение продуктивных скважин - явление естественное и неизбежное. Вместе с тем отбор больших объемов воды из добывающих скважин во всех отношениях нежелателен. В связи с этим встает вопрос о величине обводненности скважин внешних рядов, выше которой эксплуатировать скважины нецелесообразно.

Анализ характеристик вытеснения показывает, что отключение наиболее обводненных скважин улучшает ход характеристик вытеснения, т.е. повышает эффективность процесса вытеснения. Однако, опыт разработки нефтяных месторождений показал, что при выключении малообводненных скважин внешних рядов в сильно неоднородных прерывистых пластах скважины стягивающих рядов не могут обеспечить эффективного дренирования их зон, вследствие чего остаются нефтяные целики. Поэтому в настоящее время, при применении пяти и трехрядных систем разработки, рекомендуется эксплуатацию скважин внешних рядов продолжать до обводненности 80-90%, а внутренних - до предельной (97-99%). Только если продуктивный пласт сравнительно однороден, непрерывен и обладает высокой продуктивностью, а залежь содержит нефть невысокой вязкости в пластовых условиях, допустима консервация внешних рядов добывающих скважин при малой степени обводненности добываемой продукции. Такое прекращение эксплуатации скважин при малой обводненности позволяет значительно сократить количество добываемой из пласта воды. Примерами такой разработки служат пласт Д-II Дмитриевского месторождения Самарской области и пласт Б₈ Самотлорского месторождения Западной Сибири.

При искусственном заводнении месторождений возникает вопрос о том, когда надо его прекращать: в самом конце разработки месторождений вместе с прекращением добычи нефти или раньше? Практически по большинству нефтяных месторождений заводнение залежей, особенно внутриконтурное, продолжается до конца их разработки, так как отбор высокообводненной жидкости из скважин при низких пластовых давлениях весьма затруднен. Кроме того, на конечной стадии разработки обычно является весьма эффективным форсированный отбор жидкости из пласта, что также требует поддержания высоких пластовых давлений. Лишь в редких случаях оказывается технически возможно и экономически эффективно прекращать в поздней стадии разработки заводнение месторождения и продолжать эксплуатацию при низких пластовых давлениях, вплоть до частичного разгазирования нефти в пласте. Это возможно, если технические средства позволяют эксплуатировать обводненные скважины со свободным газом на их забоях и поддерживать экономически рентабельный темп добычи нефти.

23. ПОТРЕБНОСТЬ И ПОДГОТОВКА ВОДЫ ДЛЯ ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Нефтедобывающая промышленность - крупнейший потребитель воды. Только в России и США в пласты закачивается более 3 млрд. м³ воды ежегодно.

В начале разработки нефтяной залежи вода закачивается пласт из поверхностных источников через специальные скважины под большим давлением (5-30 МПа). Вода, закачанная в пласты, вытесняя нефть к добывающим скважинам, прорывается в них по высокопроницаемым слоям, а затем длительное время отбирается вместе с нефтью в постоянно растущих объемах. За весь период разработки нефтяных месторождений при заводнении из пластов обычно извлекается воды в несколько раз больше, чем нефти. А для поддержания давления в пластах объем закачиваемой воды должен компенсировать не только извлекаемую нефть, но и воду.

Объем закачиваемой в пласты воды для обеспечения водонапорного режима разработки вначале возрастает до уровня, в 1,7-2,0 раза превышающего максимальный отбор нефти, а затем снижается вместе с падением добычи нефти. К моменту достижения предела экономической рентабельности разработки месторождения воды в пласт закачивается в 3-5 раз больше, чем отобрано нефти из пластов, а воды извлекается в 2-4 раза больше, чем нефти.

Отношение $\frac{V_{зак}}{V_n + V_e}$ называется текущей *компенсацией отбора жидкости закачкой*

Здесь $V_{зак}$, V_n , V_e - соответственно объем закачки, отбор нефти и воды в пластовых условиях, так как вода практически несжимаема, то в пластовые условия приводится только нефть. Необходимо, чтобы текущая компенсация отбора закачкой была равна единице, а с учетом потерь закачиваемой воды 1,1-1,3. Иногда пользуются еще понятием суммарной компенсации

добычи жидкости закачкой, равной $\frac{\sum V_{зак}}{\sum V_n + \sum V_e}$

В настоящее время, воду, добываемую вместе с нефтью, стали соответствующим образом обрабатывать и вновь закачивать в нефтеносные пласты для поддержания давления. В результате этого потребности в воде резко сократились.

В принципе потребность в воде для заводнения нефтяных месторождений, составляющую 1,5-2,0 объема добытой нефти, уменьшить нельзя. Этот объем требуется для замещения нефти в пластовых условиях и будет необходим при любом самом эффективном методе разработки.

Очищенную от примесей воду с помощью насосов закачивают в нагнетательные скважины. Воду нагнетают одновременно в несколько скважин (куст), поэтому и насосные

станции называют кустовыми насосными станциями. К качеству воды, закачиваемой в пласт, предъявляют следующие требования. Принято, что количество взвешенных частиц в ней не должно превышать 5 мг/литр для низко-проницаемых пластов и 20 мг/литр для высокопроницаемых.

Система подготовки воды обычно включает следующие системы:

- фильтровальную для удаления из воды механических примесей;
- обескислороживания воды и удаления других коррозионно-активных газов;
- химической бактерицидной обработки воды для подавления бактерий;
- солевой обработки воды, которая должна предотвращать возможность образования нерастворимых осадков.

Добываемые из пласта воды в большинстве случаев требуют только очистки от эмульгированной нефти и взвешенных частиц.

Давление на устье нагнетательных скважин в процессе заводнения пластов поддерживают обычно на уровне 5-10 МПа, а в ряде случаев - 15-30 МПа. Так как проницаемость в призабойных зонах отдельных скважин неодинаковы, при одном и том же давлении на устье расход закачиваемой в различные скважины воды, так называемая приемистость скважин, различна.

Согласно закону Дарси, приемистость скважин должна быть пропорциональна перепаду давления. Средняя приемистость нагнетательной скважины:

$$q_{\text{наг}} = \frac{20\pi K_{\text{в}} h (P_{\text{зн}} - P_{\text{н}})}{\mu_{\text{в}} \xi \ln \frac{R_{\text{н}}}{\pi r_{\text{с}}}}$$

$K_{\text{в}}$ - фазовая проницаемость для воды в призабойной зоне нагнетательной скважины, мкм² (обычно $K_{\text{в}} = 0,5 \sim 0,6K$, где K - абсолютная проницаемость);

h - толщина пласта, см;

$P_{\text{зн}}$, $P_{\text{н}}$ - соответственно давление на забое нагнетательной скважины и среднее давление на линии нагнетания, МПа.

$$P_{\text{зн}} = P_{\text{нас}} + \frac{H}{100} - P_{\text{тр}}, \text{ где}$$

H - средняя глубина скважины, м;

$P_{\text{нас}}$ ~ давление на выкиде насосов;

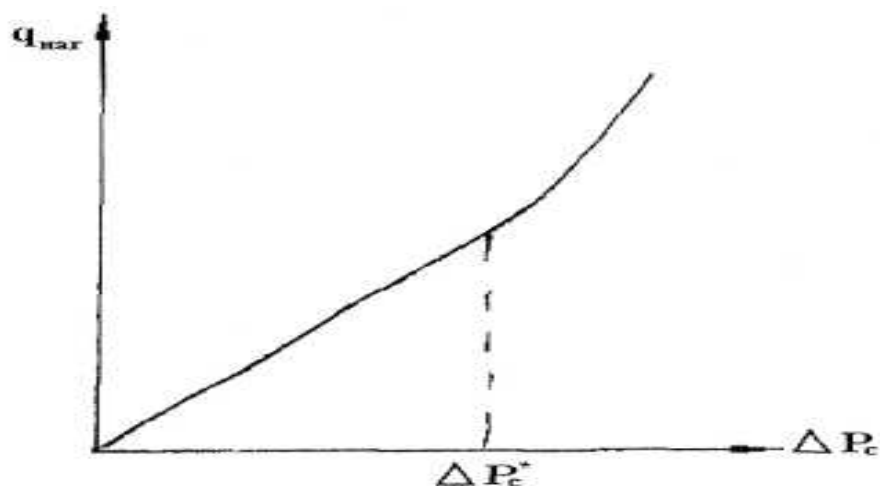
$P_{\text{тр}}$ - потери давления на трение в водоводах и стволе скважины, МПа;

μ_v - вязкость нагнетаемой воды;

γ - коэффициент, учитывающий загрязнение призабойной зоны;

r_c - приведенный радиус нагнетательной скважины;

R_H - расстояние между нагнетательными скважинами.



Однако, на практике приемистость нагнетательных скважин часто не подчиняется линейному закону Дарси. Обычно, при небольших перепадах давления зависимость приемистости

от перепада давления близка к линейной, но при некотором перепаде давления ΔP_c^* приемистость начинает резко увеличиваться. Это происходит по той причине, что при перепаде давления ΔP_c^* в призабойной зоне скважины раскрываются трещины и эффективная проницаемость пласта в этой зоне резко возрастает.

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Максимов М.И. – Геологические основы разработки нефтяных месторождений, «Недра»
2. Жданов М.А., Гординский Е.В, Ованесов М.Г. – Основы промысловой геологии газа и нефти, «Недра»
3. Жданов М.А. – Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа, «Недра»
4. Сургучев М.Л. – Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов, «Недра»
5. Донцов К.М. – Разработка нефтяных месторождений, «Недра»
6. Желтов Ю.П. – Разработка нефтяных месторождений, «Недра»
7. Мищенко И.Т., Кондратюк А.Т. – Особенности разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, «Нефть и газ»
8. Желтов Ю.В., Кудинов В.И., Малофеев Г.Е. – Разработка сложнопостроенных месторождений вязкой нефти в карбонатных коллекторах, «Нефть и газ»
9. Эксплуатация и технология разработки нефтяных и газовых месторождений, под ред. Гиматулинова Ш.К.
10. И.П.Чоловский – Геолого-промысловый анализ при разработке нефтяных месторождений, «Недра», 1977
11. Сургучев М.Л. – Методы контроля и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений, «Недра»