

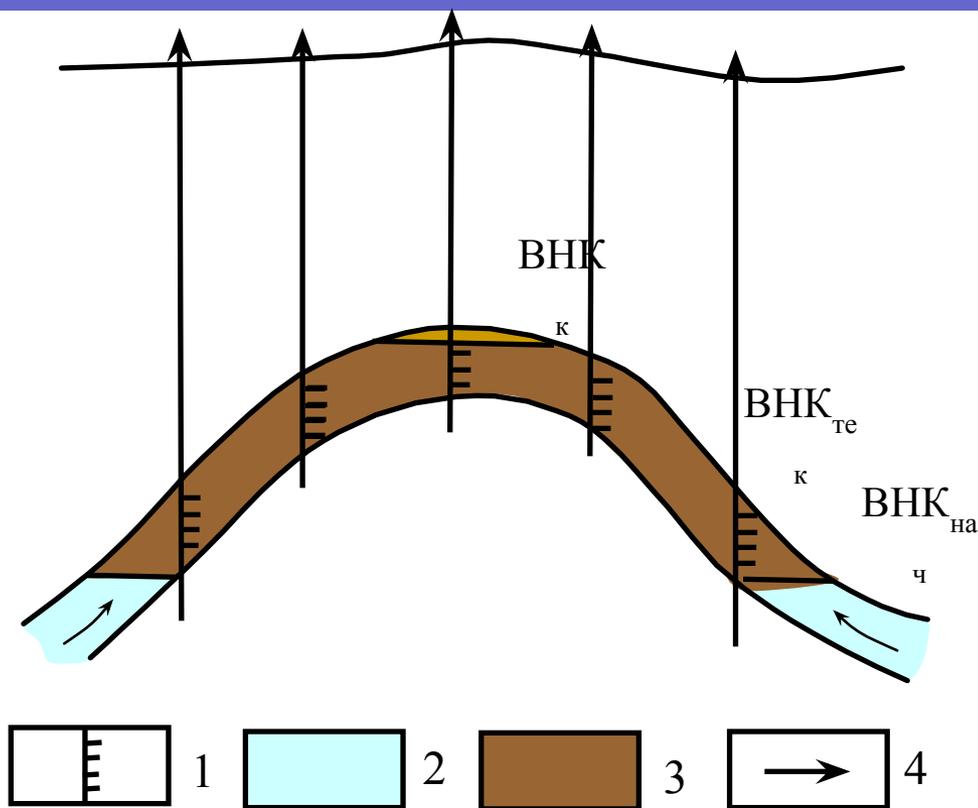
МЕТОДЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Режимы работы нефтегазовых залежей

определяются видом преимущественно проявляющейся энергии притока нефти:

Вид преимущественной энергии	Режимы работы месторождений
напор краевых вод	водонапорный
газа газовой шапки	газонапорный
газа, растворенного в нефти	растворенного газа
упругости сжатых пород	упругий (упруговодонапорный)
гравитационная энергией	гравитационный
	<i>смешанный</i>

ВОДОНАПОРНЫЙ РЕЖИМ



При водонапорном режиме основным видом энергии является напор краевой воды, которая внедряется в залежь и относительно быстро полностью компенсирует отбираемое количество нефти и попутной воды. В процессе эксплуатации залежи в ее пределах происходит движение всей массы нефти.

Объем залежи постепенно сокращается за счет подъема ВНК.

ИЗМЕНЕНИЕ ОБЪЕМА ЗАЛЕЖИ В ПРОЦЕССЕ:

1- интервалы перфорации; 2 - нефть; 3 - вода; 4- направление движения воды и нефти; положение ВНК: ВНК_{нач} - начальное, ВНК_к – конечное.

ВОДОНАПОРНЫЙ РЕЖИМ

Режим свойственен залежам, приуроченным к инфильтрационным водонапорным системам, при хорошей гидродинамической связи залежи с законтурной зоной пласта и с областью питания.

ЭТО ОБЕСПЕЧИВАЕТСЯ ПРИ СЛЕДУЮЩИХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ:

- больших размерах законтурной области;
- небольшой удаленности залежи от области питания,
- высокой проницаемости и относительно однородном строении пласта-коллектора как в пределах залежи, так и в водоносной области;
- отсутствии тектонических нарушений,
- низкой вязкости пластовой нефти;
- при небольших размерах залежи и соответственно умеренных отборах жидкости из продуктивного горизонта, благодаря чему они могут полностью компенсироваться внедряющейся в залежь водой.

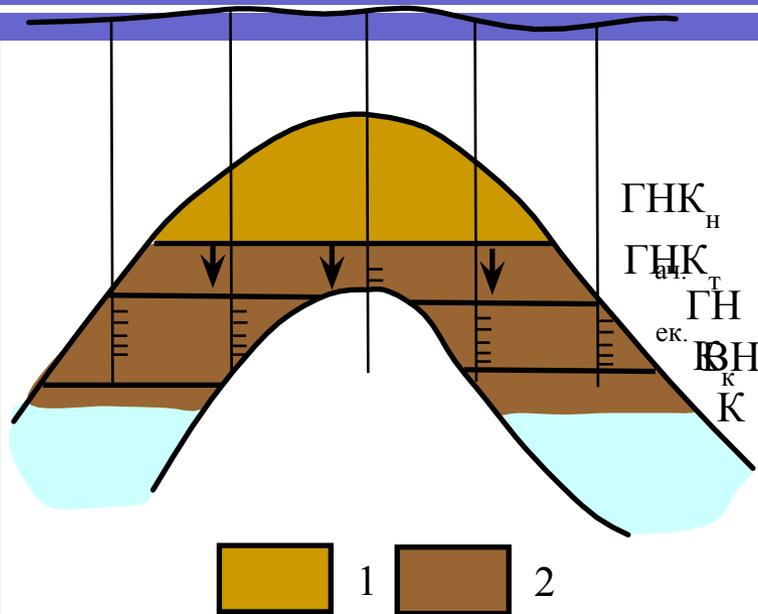
УПРУГОВОДОНАПОРНЫЙ РЕЖИМ

Режим, при котором нефть вытесняется из пласта под действием напора краевой воды, но в отличие от водонапорного режима основным источником энергии при этом служит упругость пород-коллекторов и насыщающей их жидкости

При этом режиме отбор жидкости не полностью компенсируется внедряющейся в залежь водой. В области снижения давления происходит соответствующее расширение породы и пластовой воды. Коэффициенты упругости воды и породы незначительны, однако при больших размерах области сниженного давления, во много раз превышающих размеры залежи, упругие силы пласта служат источником значительной энергии.

Упруговодонапорный режим может проявляться в залежах, имеющие слабую гидродинамическую связь (или не имеющие ее), с пониженной проницаемости и значительной неоднородности пласта, повышенной вязкости нефти.

ГАЗОНАПОРНЫЙ РЕЖИМ



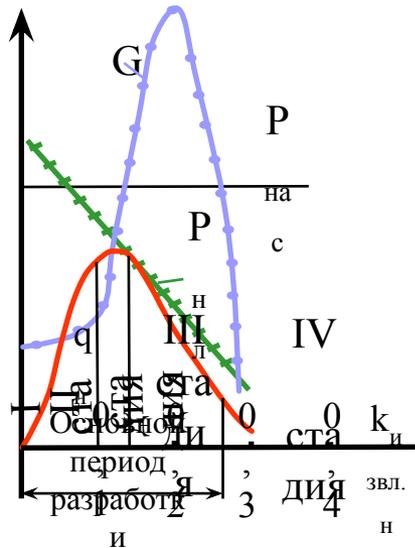
Изменение объема залежи в процессе разработки

1 – газ; 2 – запечатывающий слой на границе ВНКнач; положение ГНК: ГНКнач- начальное, ГНКтек- текущее, ГНКк- конечное;

Нефть вытесняется из пласта под действием напора газа, заключенного в газовой шапке. В результате снижения пластового давления в нефтяной части залежи происходит расширение газовой шапки и соответствующее перемещение вниз ГНК.

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

РЕЖИМ РАСТВОРЕННОГО ГАЗА



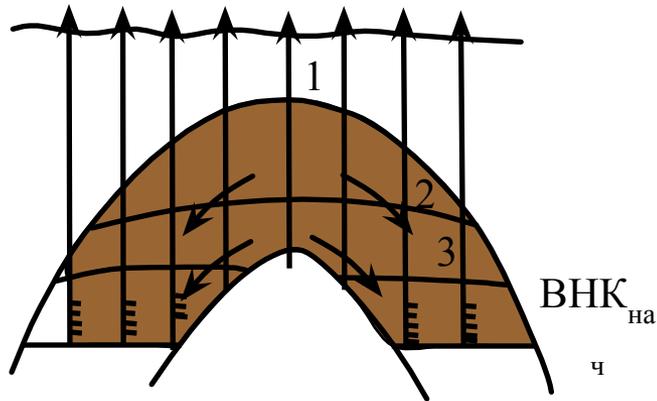
Динамика основных показателей разработки:

давление: $P_{пл}$ — пластовое, $P_{нас}$ — насыщение; годовые отборы: q_n — нефти, $q_{ж}$ — жидкость; W — обводненность продукции; G — промысловый газовый фактор; $k_{извл.н}$ — коэффициент извлечения нефти

Режим нефтяной залежи, при котором пластовое давление падает в процессе разработки ниже давления насыщения, в результате чего газ выделяется из раствора и пузырьки окклюдированного газа, расширяясь, вытесняют нефть к скважинам.

Режим в чистом виде проявляется при отсутствии влияния законтурной области, при близких или равных значениях начального пластового давления и давления насыщения, при повышенном газосодержании пластовой нефти, при отсутствии газовой шапки

ГРАВИТАЦИОННЫЙ РЕЖИМ



Изменение объема залежи в процессе разработки:

1- 3 - последовательные границы нефтенасыщения пласта (в результате "осушения" верхней части залежи);

стрелками показано направление фильтрации нефти

Дебит присводовых скважин постепенно уменьшается в результате "осушения" пласта. По той же причине сокращается объем залежи.

Нефть отбирается очень низкими темпами: менее 1-2% в год от начальных извлекаемых запасов.

Силы тяжести в пласте действуют очень медленно, но за их счет в течение длительного времени может быть достигнут высокий коэффициент извлечения нефти.

КИН — коэффициент извлечения нефти

- А) При водонапорном режиме
 $\eta < 60\%$.
- В) При режиме растворенного газа $\eta = 8\text{--}30\%$, обычно $15\text{--}20\%$.
- С) При газонапорном режиме
 $\eta = 0,6 - 0,7$.

Нефтеотдача зависит от:

- **Микро- и макронеоднородности пористой среды:**

Микронеоднородность приводит к прорывам флюидов по отдельным высокопроницаемым каналам, макронеоднородность – к образованию непромытых зон.

- **Удельной поверхности пород.**
- **Физико-химических свойств среды и флюидов.**
- **Условий вытеснения** (скоростей фильтрации, сетки скважин и т.д.)

Виды остаточной нефти:

- Капиллярно удержанная
- Пленочная
- В малопроницаемых участках, обойденных и плохо промытых агентом
- В линзах, не вскрытых скважиной.
- Задержанная у местных непроницаемых «экранов» (сбросы и перемычки).

II. Нефтеотдача пластов.

$$\eta = \frac{V_{\text{H}} - V_{\text{ост}}}{V_{\text{H}}}$$

$$\eta = \eta_{\text{вытесн.}} \cdot \eta_{\text{охвата агентом}} \cdot \eta_{\text{охв.сеткой скв.}} \cdot E$$

ЛИТЕРАТУРА

- Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. - М., Недра, 1982.
- Справочное руководство по проектированию и разработке нефтяных месторождений. Т.1
- Справочное руководство по проектированию и разработке нефтяных месторождений. Т.2
- Лысенко В.Д. Теория разработки нефтяных месторождений.– М., Недра, 1993.–312с.
- Сафонов Е.Н., Алмаев Р.Х. Методы извлечения остаточной нефти на месторождениях Башкирии. – Уфа, 1997.- 247с.
- Сургучев Л.М. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов
- Шелкачев В.Н. Сравнительный анализ нефтедобычи и разработки нефтяных месторождений по странам мира. – М., ВНИИЭНГ, 1996. – 120 с.
- Сургучев М.Л., Горбунов А.Т, Забродин Д.И. Методы извлечения остаточной нефти. -М., Недра, 1991.- 347с.
- Халимов Э.М., Леви Б.И. и др. Технология повышения нефтеотдачи пластов. - М., Недра, 1984.- 272с.

Общая классификация МУН, по которой они разделяются на:

- Первичные, связанные с методами поддержанием пластового давления (ППД) – законтурного, внутриконтурного и площадного заводнения.
- Вторичные - методы восполнения пластовой энергии
- Третичные – физико-химические, тепловые, биологические и т.д.

III. Методы увеличения нефтеотдачи (МУН)

Методы	Доп. добыча нефти, %	Основные МУН, входящие в группу
гидродинамические	10	Нестационарное заводнение, метод переменных потоков
тепловые	20	Закачка горячей воды, пара, внутрипластовое горение, электромагнитное воздействие
физико-химические	60	Применение осадкообразующих веществ, ПАВ. Импульсное изменение давления в скважинах на уровне пласта (имплозия, эксплозия), гидроразрыв пласта (ГРП), виброволновое воздействие
биологические	5	Воздействие на ПЗП и пласт бактериями

КЛАССИФИКАЦИЯ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

ГРУППА МЕТОДОВ		МЕТОДЫ	ГРУППА МЕТОДОВ		МЕТОДЫ
1.	Гидродинамические	Водоизолирующие, осадкообразующие и потокоотклоняющие технологии	4	Тепловые	Вытеснение нефти теплоносителем
		Гидравлический разрыв пласта			Внутрипластовый очаг горения (НРАГ)
		Виброволновое воздействие на ПЗП			ВЧ электромагнитное воздействие
2	Физико-химические	Закачка ПАВ	5	Микро-биологические	Введение в пласт бактериальной продукции (БП)
		Полимерное заводнение			Образование БП в пласте
		Щелочное заводнение			
		АСП			
Солянокислотная обработка ПЗП					
3	Газовые методы	Вытеснение нефти газом высокого давления и обогащенным газом	6	Методы разработки месторождений газовых гидратов	
		Закачка CO ₂ и растворителей			7
		Водогазовое воздействие			

План презентации (реферата)

1. Цель технологии
2. Физические основы
3. Результаты экспериментальных и промысловых исследований
4. Промысловый опыт (отечественный и зарубежный опыт)
5. Достоинства и недостатки метода.
6. Заключение
7. Литература
8. Вопросы для тестирования