

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ**
Федеральное государственное автономное учреждение высшего образования
"Казанский (Приволжский) федеральный университет"

Институт геологии и нефтегазовых технологий

Минханов И.Ф., Долгих С.А., Варфоломеев М.А.

**РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Учебно-методическое пособие

**Казань КФУ
2019 г.**

Рецензенты:

Зарипов А.Т. Доктор технических наук, действующий член Академии Горных наук РФ, Первый заместитель директора Татарского научно-исследовательского проектного института (ТатНИПИнефть) ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина

Губайдуллин Ф.А. Кандидат технических наук, доцент кафедры Разработки и эксплуатации месторождений трудноизвлекаемых углеводородов Казанского (Приволжского) федерального университета

Минханов, И. Ф., Разработка нефтяных и газовых месторождений [Текст] : учеб. пособие для вузов / И. Ф. Минханов, С. А. Долгих, М. А. Варфоломеев ; Казанский федеральный университет. – Казань, 2019. – 96с.

Учебно-методическое пособие для студентов бакалавров очной формы обучения направления 21.03.01 Нефтегазовое дело по дисциплине «Разработка нефтяных и газовых месторождений» и магистров 21.04.01 с непрофильным образованием.

Подготовка специалистов сегодня в учреждениях профессионального образования должна отвечать требованиям работодателей. Важной составляющей является введение в специальность и ознакомление студентов с объектами, составными частями, характерными особенностями и методологическими аспектами разработки нефтяных и газовых месторождений

В учебно-методическом пособии рассмотрены основные вопросы разработки и эксплуатации нефтяных и газовых скважин, сбора и подготовки нефти и газа на промыслах, рассмотрены конструкции типовых скважин, методы контроля процессов разработки, алгоритмы выполнения различных технологических расчетов, рассмотрены основные методы увеличения нефтеотдачи пластов, представлена современная классификация запасов, так же дана характеристика коллекторов и пластовых флюидов и показателей разработки залежей нефти.

Содержание

Введение.....	4
§ 1.Пластовые жидкости и газы.....	5
§2 Залежи углеводородов.....	10
§3 Конструкция скважины и добыча флюида.....	14
§4 Основные элементы система сбора скважинной продукции	25
§5 Система Разработки	32
§6 Классификация запасов.....	60
Практикум.....	75
Контрольные вопросы	94
Список использованных источников.....	96

Введение

В учебном пособии излагаются основные представления о флюидах месторождения и системах разработки нефтяных и газовых месторождений, последовательность работ по проектированию систем разработки, сбора и подготовки нефти и газа на промыслах, методах контроля процессов разработки, приведены данные о физических свойствах нефти газа и пластовых вод и выполнении различных технологических расчетов.

Цель дисциплины.

Целью изучения дисциплины «Разработка нефтяных и газовых месторождений» является изучение основных терминов и понятий, а также введение в специальность и ознакомление студентов с объектами, составными частями, характерными особенностями и методологическими аспектами разработки нефтяных и газовых месторождений,

§ 1. Пластовые жидкости и газы.

Для начала, давайте разберемся, какие флюиды мы добываем из земли.

Нефть – это полезное ископаемое, представляющее из себя маслянистую жидкость темного, красно-коричневого, иногда почти черного, цвета, состоящая преимущественно из углеводородных соединений метановой, нафтеновой и ароматической групп.

Свойства нефти в стандартных условиях:

1) **Плотность нефти** (обозначается ρ_n) (измеряется кг/м^3 или г/см^3).

2) **Температура застывания** – Температура застывания нефти зависит от ее состава – чем более парафиновая нефть, тем выше ее температура застывания при которой нефть теряет свою текучесть. Смолистые вещества оказывают противоположное влияние, с повышением их содержания, температура застывания понижается.

3) **Вязкость нефти** (обозначается μ) – это свойство жидких и газообразных веществ оказывать сопротивление взаимному перемещению соседних слоёв.

Величина обратная вязкости ($1/\mu$) называется **текучесть**.

Классификация нефтей:

1) по вязкости:

$0,5 \leq \mu_n \leq 10 \text{сПз}$ – маловязкие
 $10-30 \text{сПз}$ – среднейвязкости,
 $>30 \text{сПз}$ – высоковязкие

2) по количеству парафина:

малопарафинистые ($< 1,5 \%$);
парафинистые ($1,51 - 6 \%$);
высокопарафинистые ($> 6 \%$).

3) По содержанию серы:

малосернистые ($< 0,5 \%$);
сернистые ($0,51 - 2 \%$);
высокосернистые ($> 2 \%$).

4) По количеству смол:

малосмолистые ($< 5 \%$);
смолистые ($5 - 15 \%$);
высокосмолистые ($>15\%$)

5) По плотности при 20^0 и 0.1Мпа , г/см^3

До 0.830 – Особо легкая
 $0.831 - 0.850$ – легкая
 $0.851 - 0.870$ – средняя
 $0.871 - 0.895$ – тяжелая
Более 0.895 – битуминозная

Свойства нефти в пластовых условиях:

1) **Объёмный коэффициент нефти** – безразмерная величина, характеризующая изменение объёма нефти в поверхностных условиях по сравнению с пластовыми.

Когда нефть попадает на поверхность, происходит следующее:

- а) Потеря массы – газ переходит из растворенного состояния в свободное
- б) Снижение температуры – от пластовой температуры до 20 °С,
- в) Расширения – давление падает от пластового до атмосферного.

$$b_n = \frac{V_{пл}}{V_{дег}}$$

$$b_n = 1 + 0,00305 \cdot \Gamma_f, \text{ где}$$

$V_{пл}$ – Объём нефти в пласте

$V_{дег}$ – объём дегазированной нефти

Γ_f – газовый фактор

2) **Пересчетный коэффициент** – величина обратная объемному коэффициенту:

$$\theta = 1/b_n.$$

3) **Газовый фактор** – содержание газа в продукции нефтяной скважины. Измеряется в [$\text{м}^3/\text{м}^3$, $\text{м}^3/\text{т}$.] Объём газа при этом приводится к атмосферному давлению и t 20°С.

4) **Газонасыщенность (Газосодержание)** – отношение количества газа, растворенного в нефти, к количеству этой же нефти без газа.

$$\Gamma_f = V_{г}/V_{н.пл} [\text{м}^3/\text{м}^3 \text{ или } \text{м}^3/\text{т}], \text{ где}$$

$\Gamma_f < 50 \text{ м}^3/\text{т}$ – малое содержание газа в нефти

$\Gamma_f = 150-300 \text{ м}^3/\text{т}$ – повышенное содержание газа в нефти

$\Gamma_f = 300-600 \text{ м}^3/\text{т}$ – высокое содержание газа в нефти

$\Gamma_f \geq 800-900 \text{ м}^3/\text{т}$ – газоконденсатная система

Чем выше газосодержание нефти, тем выше её давление насыщения. **Давлением насыщения** ($P_{нас}$) - это давление, при котором из нефти начинает выделяться растворенный газ.

5) **Коэффициент сжимаемости нефти** (β_n) – показатель изменения единицы объёма пластовой нефти при изменении давления на 0,1 МПа.

$$\beta_n = \frac{(1/V)}{(\Delta V/\Delta p)} [1/\text{Па}, \text{ или } \text{Па}^{-1}], \text{ где}$$

V – исходный объём нефти;

ΔV – изменение объёма нефти;

Δp – изменение давления.

Как мы знаем идеальный газ - это газ, в котором можно пренебречь объёмом молекул и взаимодействием их между собой.

Уравнение состояние идеального газа

$$P = \rho RT$$

уравнение Менделеева-Клайперона:

$$PV = nRT, \text{ где}$$

n – число молей газа;

P – давление газа (например, в атм);

V – объем газа (в литрах);

T – температура газа (в кельвинах);

R – газовая постоянная (0,0821 л·атм/моль·К).

Но идеальный газ – это гипотетический флюид

Уравнение реального газа:

$$PV = ZRT, \text{ где}$$

Z – Коэффициент сверхсжимаемости это отношение объемов равного числа молей реального и идеального газов при одних и тех же термобарических условиях.

Газ – это природная смесь углеводородных и неуглеводородных соединений и элементов, природные углеводородные газы находятся в недрах земли или в виде самостоятельных залежей, образуя чисто газовые месторождения, либо содержится в нефти или воде в растворенном виде. Такие газы называются нефтяными или попутными, так как их добывают попутно с нефтью.

Различают:

1. свободный газ газовой залежи (метана-95-99 %)
2. газ газоконденсатной залежи, газ газовой шапки (метан – 70-90 %)
3. растворенный газ в нефти (метан – 30-70 %)

Свойства газа:

1) **Плотность газа** – существенно зависит от давления и температуры. Она может измеряться в абсолютных единицах (г/см³, кг/м³) и в относительных. При давлении 0,1 МПа и температуре 0⁰С плотность газов примерно в 1000 раз меньше плотности жидкости и изменяется для углеводородных газов от 0,0007 до 0,0015 г/см³ (в зависимости от содержания в газе легких и тяжелых углеводородов).

2) **Относительной плотностью газа** – это отношение плотности газа при атмосферном давлении (0,1 МПа) и стандартной температуре (обычно 0) к плотности воздуха при тех же значениях давления и температуры.

3) **Критическая температура** – это температура выше которой газ не может быть превращен в жидкость не при каком давлении.

4) **Критическое давление** – это давление при котором с повышением температуры нельзя испарить жидкость

5) **Коэффициент сверх сжимаемости** – отношение числа молей реального и идеального газов при одних и тех же термобарических условиях (пластовой температуре и давлении)

6) **Объемный коэффициент газа** – это коэффициент уменьшения

объема газа при переходе из поверхностных, в пластовые условия и определяется по формуле:

$$V_{\Gamma} = \frac{P_0}{T_0} \frac{T \cdot Z}{P} = 0,000375 \cdot \frac{T \cdot Z}{P}$$

7) **Пересчетный коэффициент** – увеличение объема газа при переходе из пластовых условий в поверхностные, величина обратная объемному коэффициенту:

$$\theta = \frac{1}{V_{\Gamma}}$$

8) **Вязкость** – сила внутреннего трения, возникающая между двумя слоями газа, перемещающимися параллельно друг другу с различными по величине скоростями.

Конденсат – смесь легких углеводородов, находящихся в газе в растворенном состоянии и выделяющиеся из них в результате снижения пластовых давлений (ниже давления начала конденсации) и температуры при эксплуатации газоконденсатных залежей

Газоконденсатными называются такие залежи, из газа которых при снижении давления выделяется жидкая углеводородная фаза – конденсат (газоконденсат).

Свойства конденсата (газоконденсата)

1) **Давление начала конденсации** – давление, при котором испаренный конденсат залежи начинает переходить из парообразного состояния в жидкое.

2) **Плотность конденсата** – отношение массы конденсата к его объему

3) **Конденсатный фактор** – отношение количества извлеченного из газа сырого конденсата к количеству (объему) добытого газа ($\text{см}^3/\text{м}^3$, $\text{г}/\text{м}^3$).

Сырой (насыщенный, нестабильный) **конденсат** – это жидкость, полученная в промысловых сепараторах при заданных давлении и температуре, состоит из жидких углеводородов при стандартных условиях (0,1 МПа и 20 °С), в которых растворено некоторое количество газообразных углеводородов.

4) **Классификация газа по содержанию конденсата:**

$K_{\text{ф}} < 75 \text{ г}/\text{м}^3$ – сухой газ,

$K_{\text{ф}} > 150 \text{ г}/\text{м}^3$ – жирный газ

Пластовая вода – вода, находящаяся в пласте.

Физические свойства пластовой воды:

1) Плотность воды = 1000 кг/м³.

2) Минерализация воды или концентрация солей в воде – суммарное содержание в воде растворенных ионов и солей, измеряется [кг/м³ или г/л]

Пластовая вода классифицируется на три группы:

- пресная вода $C < 1$ г/л,
- минерализованная (соленая) $C = 1 - 36$ г/л,
- рассолы – $C = 36 - 400$ г/л.

C – Концентрация солей в воде

3) **Коэффициент сжимаемости воды** (β_w) – показатель изменения единицы объема пластовой воды при изменении давления на 1 атм.

Модулем объемной упругости (модулем объемного сжатия) – величина обратная коэффициенту сжимаемости:

$$k = \frac{1}{\beta_w}$$

4) **Вязкость пластовой воды** (μ_w) – свойство воды проявлять возникновение силы трения при давлении, вязкость воды сильнее всего зависит от температуры.

5) **Газовый фактор** (газосодержание) – количество газа, растворенного в пластовой воде, газ очень плохо растворяется в воде, измеряется в $[m^3/t]$

6) **Электропроводность** воды зависит от ее минерализации.

-Дистиллированная вода не проводит электрический ток.

-Пресные воды плохо проводят или почти не проводят электрический ток.

-Минерализованные воды относятся к хорошим проводникам.

§2 Залежи углеводородов

Изучив подземные жидкости и газы мы должны выяснить где и как они залегают? строение пластов? Что такое залежь и какие режимы работы залежи что такое ловушки и какими бывают?

Месторождение – скопление углеводородов (нефти, газа и газоконденсата) в одной или нескольких залежах, связанных территориально, общностью геологического строения и нефтегазоносности.

Классификация месторождений нефти и газа по величине извлекаемых запасов:

Таблица 2.1

Полезное ископаемое	Единица измерения	Группы месторождений				
		уникальные	крупные	средние	мелкие	очень мелкие
Нефть	млн.т	>300	30 - 300	5 - 30	1-5	<1
Газ	млрд.м ³	>300	30 - 300	5 - 30	1 - 5	<1

По сложности геологического строения

Таблица 2.2

Тип месторождения (залежи)	Описание
Простого строения	Однофазные, связанные с ненарушенными или слабонарушенными структурами, продуктивные пласты характеризуются выдержанностью толщин коллекторов и фильтрационно-емкостных свойств по площади и разрезу;
Сложного строения	Одно – двухфазные, продуктивные пласты характеризуются невыдержанностью толщин коллекторов и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов по площади и разрезу или наличием литологических замещений коллекторов непроницаемыми породами, либо тектонических нарушений;
Очень сложного строения	Одно – двухфазные, продуктивные пласты характеризуются невыдержанностью толщин коллекторов и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов по площади и разрезу, наличием литологических замещений коллекторов непроницаемыми породами, развитием тектонических нарушений, а также коллекторами со сложной структурой порового пространства.

Залежь углеводородов – это естественное скопление нефти и газа в ловушке, образованной породой-коллектором под покрывкой из непроницаемых пород. Обычно, под залежью понимают промышленные

скопления нефти и газа.

По фазовому соотношению нефти и газа:

Нефтяные – содержащие только нефть, насыщенную в различной степени газом;

Газонефтяные – в которых основная часть залежи нефтяная, а газовая шапка не превышает по объёму условного топлива нефтяную часть залежи;

Нефтегазовые – к которым относятся газовые залежи с нефтяной оторочкой, в которой нефтяная часть составляет по объёму условного топлива менее 50%;

Газовые – содержащие только газ;

Газоконденсатные – содержащие газ с конденсатом;

Нефтегазоконденсатные – содержащие нефть, газ и конденсат.

Однофазными залежами являются:

- нефтяные, приуроченные пластам-коллекторам, содержащими нефть, насыщенную в различной степени газом;
- газовые, приуроченные к пластам-коллекторам, содержащими газ.
- газоконденсатные, приуроченные к пластам-коллекторам, содержащими газ с углеводородным конденсатом.

Двухфазными залежами являются залежи, приуроченные к пластам-коллекторам, содержащими нефть с растворенным газом и свободный газ над нефтью (нефтяная залежь с газовой шапкой или газовая залежь с нефтяной оторочкой). В отдельных случаях свободный газ таких залежей может содержать углеводородный конденсат. Двухфазные залежи классифицируются по отношению объема нефтенасыщенной части залежи к объёму всей двухфазной залежи (V) и подразделяются на следующие виды:

- нефтяные с газовой или газоконденсатной шапкой ($V > 0,75$);
- газонефтяные или газоконденсатнонефтяные ($0,50 < V < 0,75$);
- нефтегазовые или нефтегазоконденсатные ($0,25 < V < 0,50$);
- газовые или газоконденсатные с нефтяной оторочкой ($V < 0,25$).

Нефтяная оторочка – нефтяная часть газонефтяной или газоконденсатно–нефтяной залежи, размеры и геологические запасы которой намного меньше газовой части двухфазной залежи.

Вместилищем для воды, нефти или газа в недрах земной коры служат породы – коллекторы, окруженные полностью или частично плохо проницаемыми породами. Такие коллекторы называют природными резервуарами.

Коллекторы – горные породы, которые могут вмещать и отдавать жидкости и газы при наличии перепада давлений т.е. породы, характеризующиеся пористостью и проницаемостью.

Геологическая неоднородность коллекторов – изменчивость природных характеристик нефтегазонасыщенных пород в пределах

залежи, одна из важнейших характеристик модели пласта, залежи или всего объекта разработки различают микронеоднородность и макронеоднородность.

Микронеоднородность – это изменчивость коллекторских свойств среды (пористости, проницаемости, нефтенасыщенности, а также фациально – литологических свойств, таких как глинистость, карбонатность, степень цементации, гранулометрический и минеральный состав зерен, структура порового пространства).

Макронеоднородность – это пространственное распределение коллекторов и неколлекторов внутри продуктивного горизонта

Существует ряд количественных показателей, характеризующих макро-неоднородность коллектора по разрезу и площади

1) коэффициент песчаности – это отношение эффективной толщины пласта к общей толщине пласта, прослеживаемой в разрезе данной скважины. Он показывает, какую долю $h_{эф}$ занимают коллекторы в общем объеме продуктивного горизонта:

$$K_{песч} = \frac{\sum h_{эф}}{\sum h_{общ}}, \text{ где}$$

$h_{эф}$ и $h_{общ}$ – средние значения эффективной и общей толщины пород.

2) Коэффициент расчлененности – отношение числа песчаных прослоев, суммированных по всем скважинам, к общему количеству скважин, вскрывших коллектор:

$$K_{р=} = \frac{\sum n}{N}, \text{ где}$$

n – число прослоев коллекторов в каждой скважине;

N – общее количество скважин, вскрывших коллектор.

3) Анизотропия – это различие свойств коллекторов в вертикальном и горизонтальном направлении

$$-a = \sqrt{\frac{K_y}{K_x}}$$

4) Коэффициент макро-неоднородности отношение числа проницаемых прослоев n_i продуктивного пласта, суммируемого по всем скважинам, к общей суммарной эффективной толщине пропластков в этих же скважинах:

$$K_m = \frac{\sum n_i}{\sum h_{эф}}$$

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов:

1) Пористость(m) – наличие пор в горной породе [%]

2) Проницаемость(k) – способность горной породы пропускать через себя флюиды при перепаде давлений [m^2 ; Дарси]

3) Кавернозность горных пород обуславливается существованием в них вторичных пустот в виде каверн. Кавернозность свойственна карбонатным коллекторам.

4) Трещиноватость горных пород (трещинная емкость) обуславливается наличием в них трещин, не заполненных твердым веществом. Залежи, связанные с трещиноватыми коллекторами, приурочены большей частью к плотным карбонатным коллекторам, а в некоторых районах – и к терригенным отложениям.

Коллекторы дифференцируются по составу образующих пород:

Терригенные коллекторы – это коллекторы терригенного типа состоят из зерен минералов и обломков пород разных размеров, сцементированных цементами различного типа. Обычно эти породы представлены в разной мере сцементированными песчаниками, алевролитами, а также в виде смеси их с глинами и аржиллитами. Для характеристики терригенных коллекторов большое значение имеет их минералогический и гранулометрический составы.

Карбонатные коллекторы – это коллекторы карбонатного типа состоят в основном из известняков и доломитов.

На эффективность разработки нефтяных месторождений и степень извлечения нефти из пластов самое большое влияние оказывает макронеоднородность пластов, нефтенасыщенность коллектора, условия залегания и вязкость нефти, микронеоднородность, вещественный состав и смачиваемость пористой среды

Если все осадочные породы состояли бы из коллекторов, то нефть и газ не могли бы скопиться в залежь. Они бы поднимались вверх, всплывая. Следовательно, необходимое условие образования залежи – присутствие в толще породы пласта или пластов, непроницаемых для нефти и газа, пород – экранов, способных задерживать вертикальное движение жидкости и газа к поверхности земли. Такие практически непроницаемые породы получили название покрышек.

Другое необходимое условие образования залежи нефти и газа – наличие ловушки, т.е. пласта особой формы, попав в который нефть и газ оказываются как бы в тупике. Таким образом, ловушкой называется часть природного резервуара, в которой скопились нефть и газ.

Ловушки различают:

- Сводовая ловушку (Антиклинальная)
- Тектонически экранированная
- соляной купол
- Стратиграфически экранированная

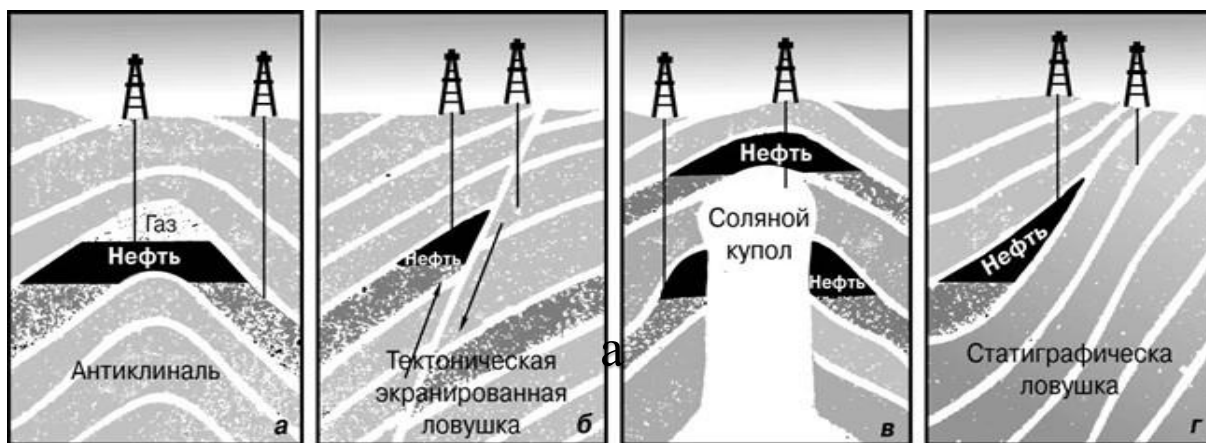


Рисунок 2.1 Разновидность ловушек

а – сводовая ловушка б-тектонически экранированная в-соляной купол г-стратиграфически экранированная

§3 Конструкция скважины и добыча флюида

После того как мы уже разобрались с пластовыми жидкостями и газами и тем как они залегают пришло время разобраться с вопросами: Что такое скважина? Какие они бывают в нефтяной промышленности? Разберем типовую конструкцию скважин, категории скважин назначению, а также какими свойствами обладают залежи? как происходит добыча?

Скважина – это горная выработка круглого сечения, без доступа в нее человека, диаметр которой намного меньше её глубины. Верхняя часть скважины называется **устье**, нижняя – **забой**. Стенки скважины – это **ствол** скважины.

Давайте разберем, как строят скважины и какова их типовая конструкция. Сначала бурят ствол большого диаметра глубиной порядка 30 метров. Спускают металлическую трубу диаметром 427 мм, которая называется **направление**, и цементируют пространство между стенками трубы и стенками горной породы. Направление нам необходимо для того, чтобы верхний слой почвы не размывался при дальнейшем бурении. Далее продолжают бурение ствола меньшим диаметром до глубины примерно 500-800 м. Снова спускают колонну труб диаметром 300-350 мм и также цементируют пространство между колонной труб и стенками породы по всей длине. Это называется **кондуктор**. До глубины порядка 500 метров расположена зона пресных вод с активным водообменом. Ниже глубины 500 м (глубина может быть различна для разных регионов) идет зона затрудненного водообмена с солеными водами, а также другими флюидами (нефтью, газами). Кондуктор нам необходим в качестве дополнительной защиты, предотвращающей возможность засоления пресных вод и попадания в них вредных веществ с нижележащих пластов. Далее бурение возобновляют и бурят скважину уже до целевой глубины.

Снова спускают колонну труб диаметром 146-168 мм, которая называется **эксплуатационной колонной**. Пространство между стенками труб и горной породой цементируется от забоя скважины и вплоть до устья. Между кондуктором и эксплуатационной колонной в некоторых случаях (например, при большой глубине скважины) спускают промежуточную (техническую) колонну.

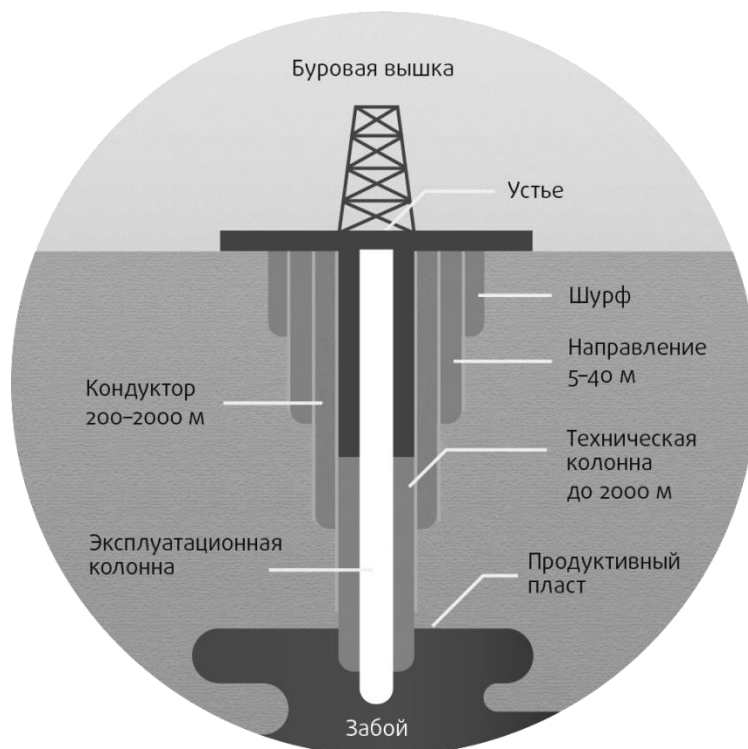


Рисунок 3.1 Конструкция скважины

Типы скважин

В зависимости от геологических условий нефтяного месторождения бурят различные типы скважин. Нефтяная скважина может быть пробурена как:

- вертикальная;
- наклонно-направленная;
- горизонтальная;
- многоствольная или многозабойная

На рисунке 3.2 наглядно продемонстрированы типы скважин



Рисунок 3.2 – Типы скважин

Вертикальная скважина – это скважина, у которой угол отклонения ствола от вертикали не превышает 5° .

Наклонно-направленная скважина – угол отклонения от вертикали больше 5° ,

Горизонтальной скважиной (или горизонтальным стволом скважины) называют скважину, у которой угол отклонения ствола от вертикали составляет $80-90^\circ$. Но здесь есть один нюанс. Так как «в природе нет прямых линий» и продуктивные нефтенасыщенные пласты залегают в недрах земли, как правило, с некоторым наклоном, а часто с довольно крутым наклоном, то на практике получается, что нет никакого смысла бурить горизонтальную скважину под углом приблизительно равным 90° . Логичнее пробурить ствол скважины вдоль пласта по наиболее оптимальной траектории. Поэтому в более широком смысле, под горизонтальной скважиной понимают скважину, имеющую протяженную фильтровую зону – ствол, пробуренный преимущественно вдоль напластования целевого пласта в определенном азимутальном направлении.

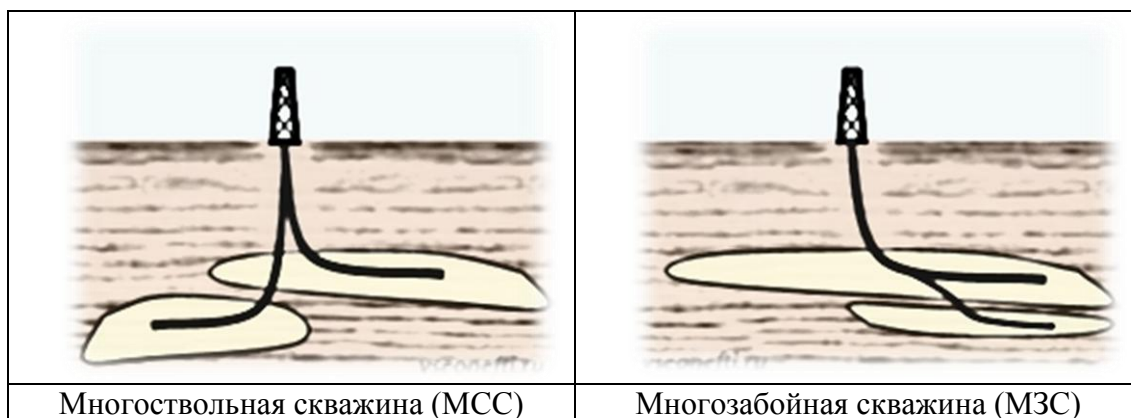
Скважины с двумя и более стволами называют **многоствольными (многозабойными)**.

Чем отличается многоствольная скважина от многозабойной?

Многоствольные скважины, также, как и многозабойные, имеют основной ствол и один или несколько дополнительных. Ключевым отличием является расположение точки разветвления стволов. Если точка находится выше продуктивного горизонта, на который пробурена скважина, то скважину называют многоствольной (МСС). Если же точка разветвления стволов находится в пределах продуктивного горизонта, то скважину называют многозабойной (МЗС).

Другими словами, если основной ствол скважины пробурен вплоть до продуктивного горизонта и уже в самом продуктивном горизонте из него пробурен один или несколько дополнительных стволов, то это многозабойная скважина (МЗС). В этом случае скважина пересекает верхнюю границу продуктивного горизонта только в одной точке.

Если же дополнительные стволы скважины забурены из основного ствола выше продуктивного горизонта и, таким образом, скважина имеет больше одной точки пересечения с продуктивным горизонтом или, как вариант, дополнительные стволы пробурены на разные горизонты, то это многоствольная скважина (МСС).



Категории скважин:

По своему назначению скважины подразделяются на следующие категории:

- поисковые;
- разведочные;
- эксплуатационные.

Поисковые скважины – это скважины, которые бурят с целью поиска новых залежей (месторождений) нефти и газа.

Разведочные скважины бурят на площадях с уже установленной нефтегазоносностью для уточнения запасов нефти и газа, а также для сбора и уточнения исходных данных, необходимых для составления проекта (технологической схемы) разработки месторождения.

При проектировании и разработке нефтяных месторождений выделяются следующие **группы эксплуатационных скважин**:

- основной фонд добывающих и нагнетательных скважин;
- резервный фонд скважин;
- контрольные (наблюдательные и пьезометрические) скважины;
- оценочные скважины;
- специальные (водозаборные, поглощающие и др.) скважины;
- скважины-дублеры.

Добывающие (нефтяные и газовые) скважины предназначены для извлечения из залежи нефти, нефтяного и природного газа, газоконденсата и других сопутствующих компонентов. В зависимости от способа подъема жидкости добывающие скважины подразделяются на фонтанные, газлифтные и насосные.

Нагнетательные скважины предназначены для воздействия на продуктивные пласты путем нагнетания в них воды, газа, пара и других рабочих агентов. В соответствии с принятой системой воздействия нагнетательные скважины могут быть законтурными, приконтурными и внутриконтурными. В процессе разработки в число нагнетательных скважин в целях переноса нагнетания, создания дополнительных и

развития существующих линий разрезания, организации очагового заводнения могут переводиться добывающие скважины. Часть нагнетательных скважин может временно использоваться в качестве добывающих.

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

Контрольные (наблюдательные и пьезометрические) скважины предназначаются:

- наблюдательные – для периодического наблюдения за изменением положения водонефтяного, газонефтяного и газоводяного контактов, за изменением нефтеводогазонасыщенности пласта в процессе разработки залежи;
- пьезометрические – для систематического измерения пластового давления в законтурной области, в газовой шапке и в нефтяной зоне пласта. Количество и местоположение контрольных скважин определяется в проектных документах на разработку.

Оценочные скважины бурятся на разрабатываемых или подготавливаемых к пробной эксплуатации месторождениях (залежах) с целью уточнения параметров и режима работы пластов, выявления и уточнения границ обособленных продуктивных полей, оценки выработки запасов нефти отдельных участков залежи.

Специальные скважины предназначаются для добычи технической воды, сброса промышленных вод, подземного хранения газа, ликвидации открытых фонтанов. К специальным относятся водозаборные, поглощающие скважины:

- водозаборные скважины предназначаются для водоснабжения при бурении скважин, а также систем поддержания пластового давления в процессе разработки.
- поглощающие скважины предназначены для закачки промышленных вод с разрабатываемых месторождений в поглощающие пласты.

Скважины-дублиеры предусматриваются для замены фактически ликвидированных из-за старения (физического износа) или по техническим причинам (в результате аварий при эксплуатации) добывающих и нагнетательных скважин.

Режимы работы залежи:

Какими же движущимися силами в пласте обуславливается приток флюидов к забоям добывающих скважин

1) Упругий, при котором в качестве единственного источника энергии используется энергия упругого расширения воды, нефти и горных пород.

2) Водонапорный, при котором используется только энергия гидростатического напора краевых вод. Нефть из пласта к забоям скважин движется под действием напора краевой воды. При водонапорном режиме давление воды действует на нефть снизу.

3) Упруговодонапорный – вытеснение нефти под действием упругости нефти, воды и пород коллекторов в результате снижения давления при эксплуатации

4) Газонапорный, при котором используется энергия сжатого газа, заключенного в газовой шапке (режим газовой шапки). Нефть вытесняется к забоям скважин под давлением расширяющегося газа, находящегося в свободном состоянии. При газонапорном режиме газ создает давление на нефть сверху.

5) Режим растворенного газа, при котором основным источником энергии является энергия выделяющегося и расширяющегося газа. Режим растворенного газа проявляется, если напор краевых вод слабый или в залежи отсутствует свободный газ. Нефть продвигается к пласту под действием энергии расширяющегося газа.

6) Гравитационный режим – нефть из пласта продвигается к забою под действием гравитационных сил (сил тяжести). При гравитационном режиме отсутствует напор краевых вод, газовой шапки и газа, растворенного в нефти. Приток нефти к забоям скважин происходит за счет сил гравитации, проявляющихся в залежи. Такой режим характерен для поздних стадий разработки месторождения.

При упругом расширении жидкости и породы рассматриваются также упругий и упруговодонапорный режимы. При искусственных режимах преобладающим видом энергии является энергия закачиваемых с поверхности земли в пласт вытесняющих – воды (жесткий водонапорный режим) или газа – и других агентов. Таким образом, выделяют следующие режимы работы нефтяных залежей: водонапорный, газонапорный (газовой шапки), режим растворенного газа, гравитационный. Учитывая влияние на работу пласта упругого расширения жидкостей и породы, рассматривают также упругий и упруговодонапорный режимы. При разработке залежей нефти в них проявляются одновременно различные движущие силы, т.е. различные режимы, но с преобладанием (доминированием) одного из них. Если два-три режима проявляются примерно в равной степени, говорят о смешанных режимах дренирования.

Водонапорный режим. При водонапорном режиме нефть движется в пласте к скважинам под действием напора наступающей краевой или подошвенной воды. В идеальном случае при этом режиме залежь постоянно пополняется водой из водоносного бассейна. Условием

существования водонапорного режима является связь продуктивного пласта с поверхностью земли. Если пропускная способность водоносной части пласта достаточно высокая и обеспечивает поступление воды в нефтяную часть в количестве, равном количеству отбираемой из пласта жидкости, в залежи устанавливается жесткий водонапорный режим (рисунок 3.2).

Зоны соприкосновения водонасыщенной части пласта с поверхностью могут находиться на расстоянии сотен километров от его нефтяной части. В залежи с водонапорным режимом водонефтяной контакт (ВНК) занимает горизонтальное положение, по мере отбора нефти ВНК постепенно поднимается, а контуры нефтеносности стягиваются к центру залежи.

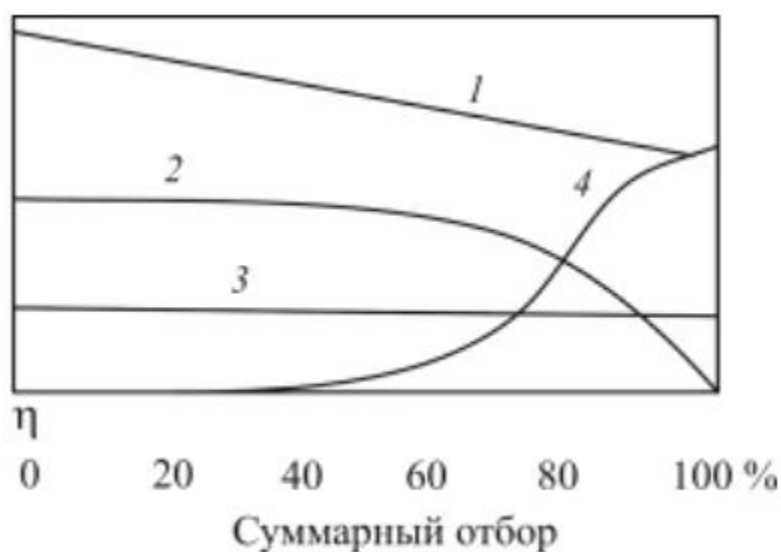


Рисунок 3.2. График разработки залежи при водонапорном режиме:

1 – пластовое давление; 2 – добыча нефти (текущая); 3 – газовый фактор; 4 – обводненность продукции

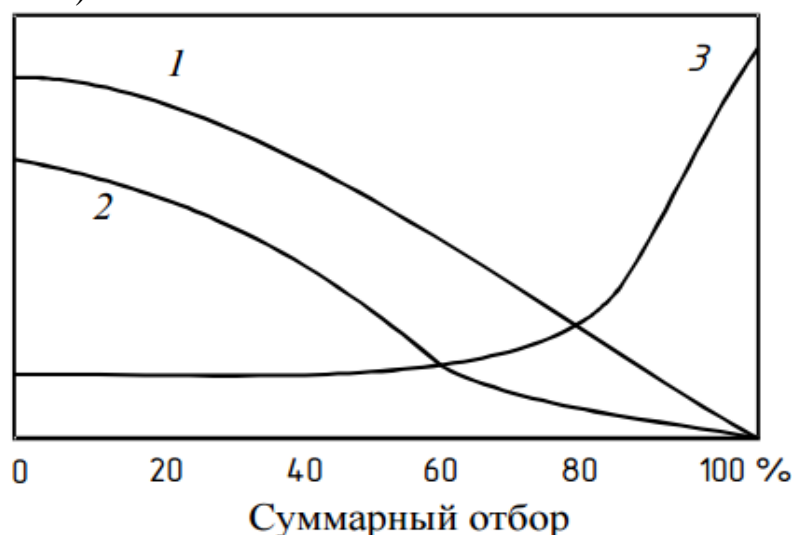
Сначала обводняются скважины, близко расположенные к контуру нефтеносности, а в дальнейшем и скважины, находящиеся в центре залежи. Нефтедержащие породы в абсолютном большинстве случаев неоднородны по своему составу и проницаемости, поэтому жидкость в пласте (нефть и вода) движется с большей скоростью в пропластках с более высокой проницаемостью. В результате контур воды может продвигаться к центру залежи неравномерно, что приводит к образованию «языков обводнения» и затрудняет планомерную эксплуатацию залежи. В зависимости от особенностей водонапорного режима нефтяных залежей благоприятными условиями для его осуществления являются:

- хорошая сообщаемость между нефтяной и водяной частями залежи;
- хорошая проницаемость и однородность строения залежи;
- небольшая вязкость нефти;

– соответствие темпов отбора нефти, воды и газа из залежи и интенсивности поступления в нее воды.

При этом режиме наиболее продолжительный период стабильно высокой и безводной добычи нефти с невысоким газовым фактором и достигается наибольший коэффициент нефтеотдачи (0,7–0,8).

При газонапорном режиме, или режиме газовой шапки, нефть вытесняется к скважинам под давлением расширяющегося газа, находящегося в свободном состоянии в повышенной части пласта. Этот процесс аналогичен процессу вытеснения нефти водой с той лишь разницей, что вода вытесняет нефть в повышенные части залежи, а газ – в пониженные. Объем газа, находящегося под давлением в газовой шапке, всегда меньше объема водонапорной системы, окружающей нефтяную залежь, поэтому запас энергии сжатого газа ограничен. В связи с низкой по отношению к нефти вязкостью газа могут происходить прорывы его к забоям добывающих скважин с оттеснением от них нефти, что существенно снижает нефтеотдачу при газонапорном режиме. Поэтому при газонапорном режиме необходимо тщательно контролировать процесс эксплуатации скважин, расположенных вблизи газовой шапки, ограничивать их дебит, а в случае резкого увеличения газа, выходящего из скважины вместе с нефтью, даже прекращать их эксплуатацию. Для повышения эффективности разработки нефтяной залежи с газовым режимом в ее повышенную часть следует нагнетать газ с поверхности, что позволяет поддерживать, а иногда и восстанавливать газовую энергию в залежи (рисунок 3.3).



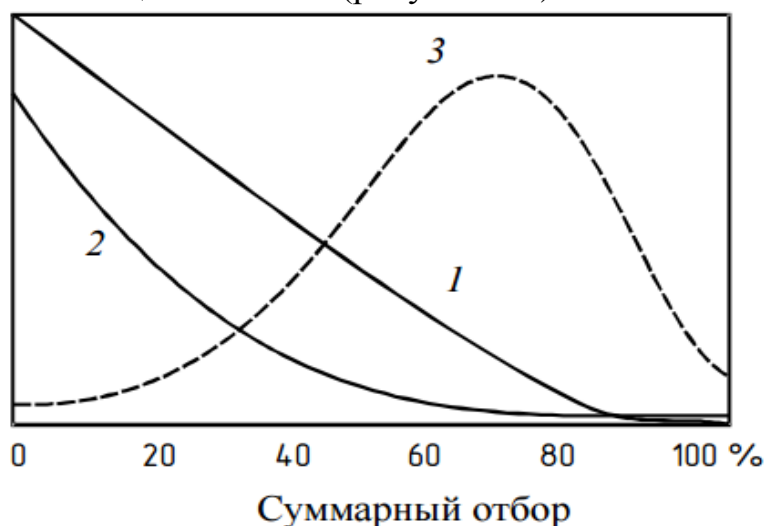
Суммарный отбор Рисунок 3.3. График разработки залежи при газонапорном режиме (режим газовой шапки):

1 – пластовое давление; 2 – добыча нефти (текущая); 3 – газовый фактор

Режим растворенного газа. При снижении давления в продуктивном пласте до давления насыщения нефти газом и выделении

последнего в свободную фазу произойдет переход к режиму растворенного газа, фактически – к смешанному режиму, при котором нефть вытесняется к добывающим скважинам расширяющимся газом и за счет продолжающегося расширения пластовых флюидов и горных пород. Режим растворенного газа характерен для залежей с пологим падением пластов при отсутствии свободного газа в залежи и слабом поступлении в нее нефтяную часть краевой воды.

Основной движущей силой является газ, растворенный в нефти или рассеянный в виде мельчайших пузырьков в пласте вместе с нефтью. Газовые образования в пористой среде, двигаясь в сторону более низкого давления, действуют на нефть как своеобразные поршни, а также увлекают ее за счет сил трения. Пластовое и забойные давления остаются ниже давления насыщения нефти газом. Газовый фактор по мере эксплуатации залежи на режиме растворенного газа увеличивается некоторое время быстрыми темпами, а затем, достигнув некоторого максимума, снижается вплоть до полного истощения пласта (рисунок 3.4).



Суммарный отбор Рисунок 3.4. График разработки залежи при режиме растворенного газа:

1 – пластовое давление; 2 – добыча нефти (текущая); 3 – газовый фактор

Упругий режим. При пуске в работу скважины (или группы скважин, которые можно рассматривать как одну укрупненную скважину) вокруг нее формируется воронка депрессии, среднее давление в которой ниже начального пластового давления в залежи. Приток жидкости (нефти) в скважину происходит за счет освобождения потенциальной энергии сжатых пород и флюидов и энергии напора краевых или подошвенных вод.

Граница воронки депрессии сохраняет свое положение при постоянном пластовом (контурном) давлении, водонефтяной контакт (контур нефтеносности) непрерывно перемещается в сторону добывающих скважин и сокращается, т.е. происходит уменьшение нефтенасыщенной

части пласта. Такое явление наблюдается достаточно редко, обычно воронка депрессии постепенно расширяется, захватывая водоносную часть пласта. Среднее давление в зоне отбора снижается, вызывая упругое расширение пластовых флюидов и горной породы. Поступление воды из законтурной зоны в нефтяную часть пласта отстает от отбора жидкости. Такой процесс, если в залежи искусственно не поддерживается пластовое давление за счет закачки воды или другого агента, продолжается до тех пор, пока давление в целом или в отдельных частях залежи не снизится до давления насыщения нефти газом. В указанных условиях залежь работает в режиме, называемом упруговодонапорным.

Пластовые жидкости и горные породы сжимаемы, они обладают запасом упругой энергии, освобождающейся при снижении пластового давления. Упругие изменения, отнесенные к единице объема, незначительны. Но если учесть, что объемы залежи и питающей ее водонапорной системы могут быть огромны, то упругая энергия пород, жидкостей и газов может оказаться существенным фактором, обуславливающим движение нефти к забоям нефтяных скважин. Чем больше объем пласта, тем больше масса жидкости, которая вовлекается в движение к скважине. Упругие свойства пласта передаются с некоторой скоростью

$$\chi: \chi = k / \mu (t \beta_{ж} + \beta_{п}) = k / \mu \beta^*, \text{ где}$$

χ – коэффициент пьезопроводности, м² /с; k – коэффициент проницаемости пласта, м²; μ – абсолютная, или динамическая, вязкость жидкости, Па·с; t – пористость, доли единицы; $\beta_{ж}$ – коэффициент сжимаемости жидкости, 1/Па; $\beta_{п}$ – коэффициент сжимаемости пористой среды, 1/Па; β^* – коэффициент упругоэластичности пласта, 1/Па:

$$\beta^* = m \beta_{ж} + \beta_{п}, \text{ где}$$

m – пористость горной породы; $\beta_{ж}$ – коэффициент объемной упругости пластовой жидкости, заполняющей поровое пространство; $\beta_{п}$ – коэффициент объемной упругости породы.

За счет освобождения упругой энергии пласта, расширения флюидов и горной породы, уменьшения при этом объема порового пространства из залежи добывается объем жидкости:

$$\Delta V_{ж} = \beta^* V_{зал} \cdot \Delta P, \text{ где}$$

$\Delta V_{ж}$ – упругий запас жидкости в объеме залежи при перепаде давления ΔP ; $V_{зал}$ – объем залежи.

Гравитационный режим. При полном истощении пластовой энергии единственной силой, заставляющей нефть двигаться по пласту, является сила тяжести самой нефти. В этом случае нефть из повышенных зон пласта будет перетекать в пониженную его часть и скапливаться в ней. Режим работы таких пластов называется гравитационным (от слова «гравитация», что означает «сила тяжести»). Гравитационный режим проявляется тогда, когда давление в пласте упало до минимума, напор

контурных вод отсутствует, газовая энергия полностью истощена. Если при этом залежь имеет крутые углы падения, то продуктивными будут те скважины, которые вскрыли пласт в его пониженных зонах. Графики изменения пластового давления и газового фактора при разработке нефтяных залежей приведены на рис. 3.1–3.3. При водонапорном режиме в первый период разработки залежи пластовое давление существенно снижается, затем сохраняется близким к начальному (жесткий водонапорный режим) или постепенно уменьшается (упруговодонапорный режим). Газовый фактор остается постоянным. При газонапорном режиме пластовое давление со временем снижается примерно с постоянным темпом, пока не начинаются прорывы газа в добывающие скважины, после чего снижение давления ускоряется. Газовый фактор в первый период постоянно увеличивается, во втором периоде происходит его резкое увеличение во времени. При режиме растворенного газа пластовое давление интенсивно уменьшается в течение всего периода разработки, газовый фактор сначала резко возрастает, достигая некоторого максимума, затем также резко уменьшается. По промысловым и лабораторным данным, коэффициенты нефтеизвлечения при разных режимах достигают следующих значений:

водонапорный режим.....	0,5–0,8
упруговодонапорный	0,5–0,8
газонапорный режим.....	0,4–0,7
режим растворенного газа	0,15–0,3
гравитационный режим	0,1–0,2

Напорные режимы отличаются более высокими темпами отбора нефти из залежи и, соответственно, меньшими сроками выработки извлекаемых запасов.

Методы добычи нефти:

Извлечение нефти из недр земли осуществляется за счет энергии двух видов – естественной энергии пласта и энергии, подаваемой в скважину тем или иным способом.

Способ эксплуатации нефтяной скважины, при котором используется энергия пласта, называется **фонтанным**.

Фонтанный способ применяется в начальный период эксплуатации, когда пластовое давление залежи достаточно велико. Фонтанный способ наиболее экономичен. Скважины, эксплуатирующиеся фонтанным способом, оборудуют специальной арматурой, которая позволяет герметизировать устье скважины, регулировать и контролировать режим работы скважины, надежно обеспечивать полное закрытие скважины под давлением.

Способы добычи, при которых нефть поднимается на земную поверхность за счет подводимой извне энергии, называют **механизированными**. Существуют две разновидности

механизированного способа эксплуатации—газлифтный и насосный. При газлифтном методе в скважину компрессором закачивают газ, который смешивается с нефтью. Плотность нефти снижается, забойное давление становится ниже пластового, что вызывает движение жидкости к поверхности земли. При насосном способе эксплуатации на определенную глубину спускают насосы, которые приводятся в действие за счет энергии, передаваемой различными способами.

§4 Основные элементы система сбора скважинной продукции

После того как нефть одним из способов подняли из скважины на поверхность, она попадает в систему сбора и подготовки продукции. Вся эта система представляет собой довольно сложный комплекс нефтепромыслового оборудования, состоящий из трубопроводов, запорно-регулирующей аппаратуры, замерных установок, сепараторов, резервуаров. Формируется система сбора и подготовки нефти в соответствии с Проектом обустройства месторождения.

Система сбора и подготовки скважинной продукции предназначена и должна обеспечивать:

- 1) Автоматическое измерение нефти, газа и воды
- 2) Герметизированный сбор нефти, газа и воды на всем пути движения.
- 3) Доведения нефти газа и воды на технологических установках до норм товарной продукции
- 4) Утилизацию природного газа не менее 95%
- 5) Надежность эксплуатации технологических установок и возможность их полной автоматизации
- 6) Изготовление основных узлов системы сбора и оборудование технологических в блочном или модульном исполнении с полной автоматизацией

Технологическая модель системы сбора промысловой продукции, транспорта и подготовки нефти и воды состоит из девяти элементов, которые представлены на (рисунок 4.1).

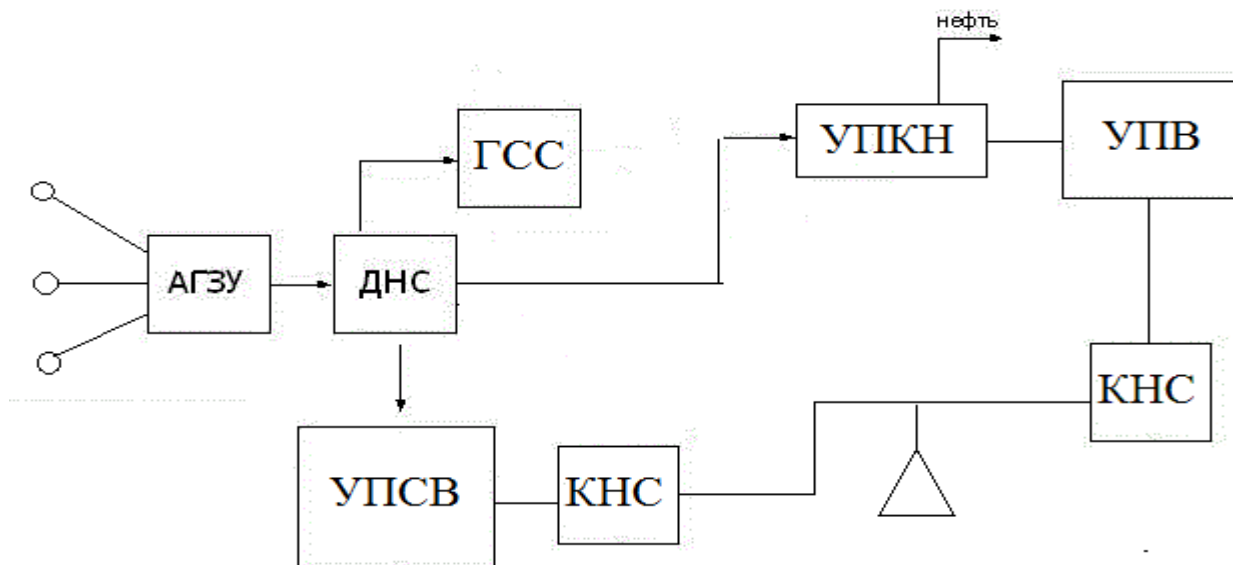


Рисунок 4.1 Технолог модель системы сбора

Элемент 1. Участок от устья добывающих скважин до групповых замерных установок (ГЗУ), здесь продукция скважин в виде трехфазной смеси (нефть, газ, вода) по отдельным трубопроводам перекачивается до узла первичного замера и учета продукции.

Элемент 2. Включает участок от ГЗУ до дожимных насосных станций (ДНС), где продукция скважин разделяется на жидкую и газовую фазы (первая ступень сепарации). На данном участке возможно образование достаточно высокодисперсной водогазонефтяной эмульсии, стойкость которой будет зависеть от физико-химических характеристик конкретной нефти и воды.

Элемент 3. ДНС – газосборная сеть (ГСС). В этом элементе нефтяной газ из булитов (емкостей), являющихся первой ступенью сепарации, отбирается в газосборную сеть под давлением узла сепарации.

Элемент 4. ДНС – УКПН. Данный элемент включает участок от ДНС до установки комплексной подготовки нефти (УКПН). В некоторых нефтяных регионах такой узел называют «центральный пункт сбора продукции (ЦПС)».

Элемент 5. ДНС – установка предварительного сброса воды (УПСВ). Часто данный элемент бывает совмещенным с одновременным отделением газа первой ступени сепарации; затем вода проходит доочистку до нужного качества.

Элемент 6. УПСВ – КНС. Отделившаяся вода необходимого качества и количества из емкостей УПСВ (отстойные аппараты) силовыми насосами подается на кустовую насосную станцию (КНС) для нагнетания в пласт.

Элемент 7. УКПН – установка подготовки воды (очистные сооружения). Этот элемент также является совмещенным, так как одна из ступеней используется для отделения и очистки водной фазы, а вторая – для разделения и разрушения эмульсии промежуточного слоя, которая

накапливается в резервуарах товарного парка.

Элемент 8. Установка подготовки воды – КНС. Вся водная фаза (как сточная вода) с узла подготовки воды по отдельному трубопроводу транспортируется в этом элементе до кустовой насосной станции.

Элемент 9. КНС – нагнетательная скважина (пласт). На этом участке очищенная от механических примесей и нефтепродуктов сточная вода силовыми насосами КНС закачивается в нагнетательную скважину и далее в пласт.

Трубопроводы, ведущие от устья скважин до групповых замерных установок, называют **выкидными линиями**. А от групповых установок к сборным пунктам – **коллекторами**.

Выбор системы сбора осуществляется следующими исходными данными:

1) Сетка размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин, а также их число

2) Динамика добычи нефти, нефтяного газа и пластовой воды по годам (до конца разработки месторождения)

3) Динамика устьевого давления фонтанных скважин по годам

4) Динамика пластового давления и температуры в течении разработки

5) Размеры и пространственная форма месторождения

6) Физико-химические свойства нефти, газа и пластовой воды

7) Климатические условия

8) Источники воды, электроэнергии, а также наличие железных и шоссейных дорог

9) Изменение температуры по стволу скважины

Характеристика элементов системы сбора скважинной продукции

Сборные нефте-газопроводы прокладываются, как правило, подземным способом. Пропускную способность, диаметры трубопроводов, необходимое давление в начале нефтепроводов определяют в результате проведения гидравлических расчетов. Диаметры труб для сборных трубопроводов на участках от скважин до сепарационных установок первой ступени и ДНС не превышают 300 мм, диаметры нефтесборных коллекторов (от ДНС до центральных пунктов сбора) могут достигать 500–700 мм.

Установки по измерению дебитов размещаются вблизи скважин (десятки, сотни метров). Расход отсепарированной жидкости может измеряться с помощью расходомера TOP-1. Он состоит из турбинного счетчика жидкости и блока индикации для выдачи показаний на месте и передачи ее на расстояние. Принцип действия счетчика основан на измерении числа оборотов крыльчатки, обтекаемой потоком жидкости,

расход которой измеряется.

Автоматический замер продукции скважин обеспечивается с помощью технологических схем «Спутник» различных модификаций. В конструкции предусмотрены автоматическое переключение скважин на замер и определение их дебита. Они снабжены автоматическим влагомером, непрерывно определяющим содержание воды и нефти, а также количество отсепарированного газа.

В настоящее время применяются в основном автоматизированные групповые или индивидуальные установки. Измеряются объемный или массовый расход жидкости (нефть+вода), объемный расход газа. При измерении объемного расхода продукция измеряемой скважины предварительно разделяется на фазы (газ и жидкость).

Одним из первых этапов обработки является отделение пластовой жидкости от газа или газа от конденсата при помощи сепараторов. Эффективность работы сепаратора определяется содержанием газа в жидкости, выходящей из сепаратора, и содержанием жидкости в газе, отводимом в трубопровод для сбора газа. По принципу работы сепараторы можно разделить на гравитационные, центробежные и химические (адсорбционные). На промыслах используются горизонтальные и вертикальные конструкции сепараторов. Обычно сепараторы состоят из четырех секций. В основной секции происходит выделение наибольшей доли газа; в осадительной секции выделяются пузырьки газа, вышедшие из основной секции; перед выводом из сепаратора нефть собирается в отдельной каплеуловительной секции, где происходит улавливание капель жидкости, уносимых газом из сепаратора.

В вертикальном сепараторе (рисунок 4.2) фазы разделяются за счет сил гравитации. Нефтегазовая смесь попадает в основную секцию I по патрубку 1 к раздаточному коллектору 2, снабженному по образующей цилиндра щелью.

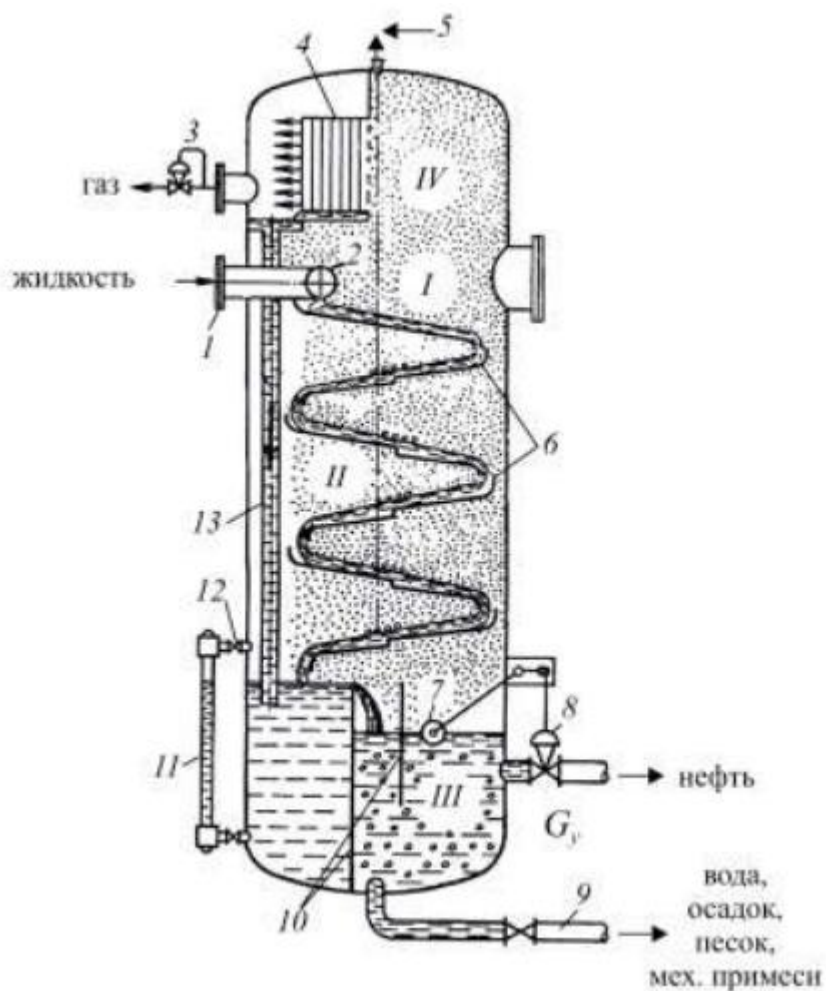


Рисунок 4.2. Устройство вертикального сепаратора:

1 – ввод продукции скважин; 2 – раздаточный коллектор; 3 – регулятор уровня; 4 – каплеуловительная насадка; 5 – предохранительный клапан; 6 – наклонные плоскости; 7 – датчик регулятора уровня поплавкового типа; 8 – исполнительный механизм; 9 – патрубок; 10 – предохранительные перегородки; 11 – водомерное стекло; 12 – кран; 13 – дренажная трубка

Вытекающая из щели плоской струей смесь попадает на ряд наклонных плоскостей (6). Стекая по ним, жидкость дегазируется, поскольку пузырьки газа поднимаются через тонкий слой жидкости.

В верхней части сепаратора располагается каплеуловительная секция IV, состоящая из насадок (4), имеющих форму жалюзи. Поток газа, проходя по каналам, образованным деталями (4), непрерывно меняет свое направление, в силу чего капли жидкости, обладающие большей инерцией, ударяются о жалюзи и стекают в поддон, а оттуда по дренажной трубке (13) в секцию сбора нефти III. Секция сбора нефти объединена с осадительной секцией II, и в ней происходит выделение пузырьков газа, не успевшего выделиться на наклонных плоскостях (13).

В нижней части корпуса сепаратора установлен регулятор уровня (7, 8)

обеспечивающий постоянную высоту слоя жидкости и не допускающий, таким образом, прорыва газа в линию сбора нефти. Для удаления отстоя, состоящего из песка, окалины, сточной воды, механических примесей и т.п., осаждающегося внизу корпуса, имеется трубопровод (9).

Сепарационные установки первой степени размещаются на расстояниях до 1–2 и более километров от скважин. Отделяемый в сепараторах газ по газопроводам направляется к газокompрессорной станции (ГКС), жидкость транспортируется на ЦСП (центральный сборный пункт), где от нее отделяется оставшийся газ (вторая степень сепарации). При значительных расстояниях до ЦСП (километры, десятки километров) после сепарационной установки первой степени размещается ДНС. Газ из сепараторов второй степени направляется к ГКС, жидкость – к установке по подготовке нефти.

Система сбора продукции скважин может включать специальные емкости для сбора и временного хранения нефти в виде вертикальных цилиндрических стальных резервуаров (РВС) объемом до 3; 5; 10 и более тыс. м³.

Промысловая подготовка нефти

При промысловой подготовке нефти в соответствии с необходимыми нормами и качеством нефть может проходить три основных технологических процесса: обезвоживание, обессоливание, стабилизация. Наиболее сложным является обезвоживание нефти. Трудность заключается в том, что нефть и вода склонны к образованию эмульсий обратного типа (т.е. вода в нефти), при этом содержание воды может достигать 80–90 %. Данные эмульсии достаточно трудно разбиваются. Частицы воды имеют размеры 1–10 микрон, при таком их размере силы тяжести и силы трения примерно равны, и тем самым разделение за счет разности плотностей практически отсутствует. Вокруг частиц воды возникает бронирующий слой из АСПВ, который проявляет поверхностно-активные свойства. Со временем такая эмульсия упрочняется. Механизм разрушения эмульсий основан на процессах коагуляции (слипания) и коалиценции (слияния) глобул воды.

Для проведения данных процессов применяют в основном тепловые и химические методы. Тепловой метод: жидкость подогревается в печах до температуры 35–70 °С и отправляется в отстойники. В процессе нагрева снижается вязкость жидкости, а значит, и силы внутреннего трения, увеличивается объем и снижается плотность, причем плотность нефти снижается значительно больше плотности воды, а, следовательно, увеличивается разность плотностей воды и нефти. Большие глобулы воды начинают догонять маленькие, пробивают бронирующий слой и объединяются. Химические методы: предполагают разбить ПАВ или убрать их с поверхности глобул воды. Добавляют реагенты, которые усиливают сродство АСПВ к нефти или к воде, таким образом добиваясь их ухода в

нефть или в воду. Главное не ошибиться в расчетах и дозировке, иначе подобные действия могут привести к усилению эмульсии. Наиболее хорошие деэмульгаторы – ПАВ неионогенного типа (которые не диссоциируют на ионы в воде). Также применяются такие методы, как электродеэмульсация, центрифугирование, фильтрация или их совокупность.

Обессоливание: обеспечивается добавлением в нефть пресной воды, которая забирает на себя часть солей. Также существуют установки по электрообессоливанию нефти.

Стабилизация: регулирует давление насыщенных паров. Если нефть не стабилизировать, она будет терять легкие УВ везде, где есть контакт с атмосферой. Легкие УВ отделяют, но не выкидывают в атмосферу. Для этого нагретую нефть прогоняют через сепаратор или проводят ректификацию нефти (процесс массообмена жидко-паровой фазы при температуре 230 °С).

Требования к качеству товарной нефти определяют необходимость проведения ее промысловой подготовки. Продукция скважин после отделения газа поступает на пункты сбора в виде нефтяной эмульсии – механической смеси нефти и попутно добываемой воды. Образующаяся при перемешивании в скважинах и сборных нефтепроводах дисперсная система (нефтяная эмульсия) характеризуется определенной стойкостью и требует для разделения (деэмульсации) применения специальных средств и технологий. Частичное разрушение эмульсий происходит в нефтесборных коллекторах за счет ввода в скважинную продукцию специальных реагентов (деэмульгаторов) и обеспечения определенных режимов движения эмульсий в трубопроводах. Частичное отделение воды от нефти может происходить в УПСВ (установка предварительного сброса воды) перед сборным пунктом или после него. Неразрушенная эмульсия после ЦСП и УПСВ направляется на УППН (установка промысловой подготовки нефти).

В нефтяной эмульсии мельчайшие глобулы диспергированной воды покрыты бронирующим слоем, который препятствует разрушению (расслоению) эмульсии. На УППН разрушение эмульсии (деэмульсация) обеспечивается за счет ввода в них деэмульгаторов и нагрева. В термоотстойниках установки вода отделяется от нефти. Если при этом содержание минеральных солей в нефти (остаточной воде) имеет высокие значения, процесс термохимической обработки повторяют после ввода в нефть пресной воды (обессоливание нефти).

Одним из показателей качества товарной нефти является давление ее насыщенных паров. Чем больше это давление, тем в большей мере нефть испаряется (теряет легкие фракции) при контакте с атмосферным воздухом. С целью снижения давления насыщенных паров нефть при ее подготовке на промысле может подвергаться горячей сепарации или

ректификации.

§5 Система Разработки

Элементы разработки:

- I. Система разработки;
 - II. техника и технологии добычи жидкости и газа
 - III. строительство скважин (§3);
 - IV. система сбора скважинной продукции, подготовки и транспорта воды, нефти и газа (§4);
 - V. охрана недр и окружающей среды;
 - VI. контроль за разработкой месторождения и его регулирование
- Теперь поговорим о некоторых элементах разработки поподробнее.

- I. Система разработки
 1. объекты разработки
 2. количество и расположение добывающих, нагнетательных, газовых, наблюдательных контрольных и резервных скважин;
 3. наличие воздействия на пласты с целью извлечения из них нефти и газа:
 - a) система ППД;
 - b) методы интенсификации;
 - c) методы увеличения нефтеотдачи;
 4. последовательность и темпы разбуривания месторождения;
 5. управление и регулирование разработкой месторождения.

Система разработки – это комплекс мероприятий по извлечению углеводородов из недр и управлению этим процессом

Основой этих мероприятий является определенное размещение добывающих, нагнетательных скважин на площади залежи, установление режимов, поддержание пластовой энергии и т.д.

Основные показатели разработки:

Добыча нефти (Q_n) – основной показатель, суммарный по всем добывающим скважинам, пробуренным на объект в единицу времени. Характер изменения во времени этих показателей зависит не только от свойств пласта и насыщающих его жидкостей, но и от технологических операций, осуществляемых на месторождении на различных этапах разработки.

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

Обводненность – это отношение добываемой воды к общему количеству добытой жидкости за период (год, месяц). Измеряется в долях

ед. и %:

$$f = \frac{Q_n}{Q_{ж}} * 100\%, \text{ где}$$

Q_n – дебит нефти

$Q_{ж}$ – дебит жидкости

Закачка воды - суммарная закачка воды в пласт в единицу времени.

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

Добыча свободного газа (Q_g) - суммарная добыча свободного газа в единицу времени.

Добыча конденсата - суммарная добыча конденсата в единицу времени

1) Темп отбора нефти = $\frac{Q_n \text{ год}}{Q_{извл.}}$

2) Темп отбора от НИЗ = $\frac{\sum Q_n}{Q_{извл.}}$ запасы

НИЗ – начально извлечённые запасы

3) КИН = $\frac{Q_{извл.}}{Q_{геол.}}$

КИН – коэффициент извлечения нефти

4) КИН_{текущий} = $\frac{\sum Q_n}{Q_{геол.}}$

5) ВНФ – водонефтяной фактор – это отношение добытой воды к нефти добытой с начала разработки

$$\text{ВНФ} = \frac{\text{накопленная добыча воды с начала разработки}}{\text{накопленная добыча нефти с начала разработки}}$$

6) Коэффициент использования фонда = $\frac{\text{Действующий фонд}}{\text{действующий} + \text{бездействующий}}$

Действующий фонд – общее количество скважин, находящееся в эксплуатации полный месяц.

Бездействующий фонд – к бездействующему фонду относятся скважины, не работающие более одного календарного месяца; такие скважины могут быть остановлены в текущем году или с прошлых лет.

7) Коэффициент эксплуатации скважины – отношение времени фактической работы одной скважины календарному времени за месяц, квартал, год.

$$\text{Коэффициент эксплуатации скважины} = \frac{\text{число дней работы одной скважины}}{365}$$

8) МРП (межремонтный период) – это продолжительность

эксплуатации от ремонта до ремонта

9) Коэффициент текущий компенсации – отношение дебита нагнетаемой воды к дебиту отбираемых жидкостей, приведенных к пластовым условиям за единицу времени (год, месяц, сутки и т.д.). Этот коэффициент показывает, насколько скомпенсирован отбор закачкой в данный момент времени. Если <1 , закачка отстает от отбора и следует ожидать падения среднего пластового давления. Если >1 , закачка превышает отбор и давление в пласте должно расти. При $=1$ должна наблюдаться стабилизация текущего пластового давления на существующем уровне, независимо, каким он был в начале разработки.

$$\text{Коэффициент текущий компенсации} = \frac{Q_{\text{зак}}}{\frac{b_{\text{н}}}{\rho_{\text{н}}} + Q_{\text{ж}} - Q_{\text{н}}}, \text{ где}$$

$b_{\text{н}}$ – объёмный коэффициент

$\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти, [т/м³]

Коэффициент накопленной компенсации – суммарное количество закачанной в пласт воды от начала закачки до данного момента времени t к суммарному количеству отобранной из пласта нефти и воды, приведенное к пластовым условиям, а также суммарные утечки за время нагнетания в течение всей эксплуатации залежи, включая отбор жидкости разведочными скважинами. При этом, если <1 , текущее среднее пластовое давление меньше первоначального, так как закачка не скомпенсировала суммарный отбор. Если $=1$ среднее пластовое давление восстанавливается до начального пластового давления, так как закачка полностью компенсирует суммарный отбор жидкостей.

$$\text{Коэффициент накопленной компенсации} = \frac{\sum Q_{\text{зак}}}{\frac{\sum b_{\text{н}}}{\rho_{\text{н}}} + \sum Q_{\text{ж}} - \sum Q_{\text{н}}}$$

Стадии разработки:

I стадия (стадия ввода месторождения в эксплуатацию), когда происходит интенсивное бурение скважин основного фонда, темп разработки непрерывно увеличивается и достигает максимального значения к концу периода. На ее протяжении добывают, как правило, безводную нефть. Длительность ее зависит от размеров месторождения и темпов бурения скважин, составляющих основной фонд. Достижение максимального годового отбора извлекаемых запасов нефти не всегда совпадает с окончанием бурения скважин. Иногда оно наступает раньше срока разбуривания залежи.

II стадия (стадия поддержания достигнутого максимального уровня добычи нефти) характеризуется более или менее стабильными годовыми отборами нефти. Основная задача этой стадии осуществляется путем бурения скважин резервного фонда, регулирования режимов скважин и освоения в полной мере системы заводнения или другого метода воздействия на пласт. Некоторые скважины к концу стадии перестают

фонтанировать, и их переводят на механизированный способ эксплуатации (с помощью насосов).

III стадия (стадия падающей добычи нефти) характеризуется интенсивным снижением темпа разработки на фоне прогрессирующего обводнения продукции скважин при водонапорном режиме и резком увеличении газового фактора при газонапорном режиме. Практически все скважины эксплуатируются механизированным способом. Значительная часть скважин к концу этой стадии выбывает из эксплуатации.

IV стадия (завершающая стадия разработки) характеризуется низкими темпами разработки. Наблюдаются высокая обводненность продукции и медленное уменьшение добычи нефти.

Первые три стадии составляют основной период разработки. В это время отбирается 80-90% извлекаемых запасов нефти месторождения. Четвертую стадию называют завершающим периодом.

Длительность каждой стадии и объемы добычи нефти определяются проектной документацией на разработку месторождения.

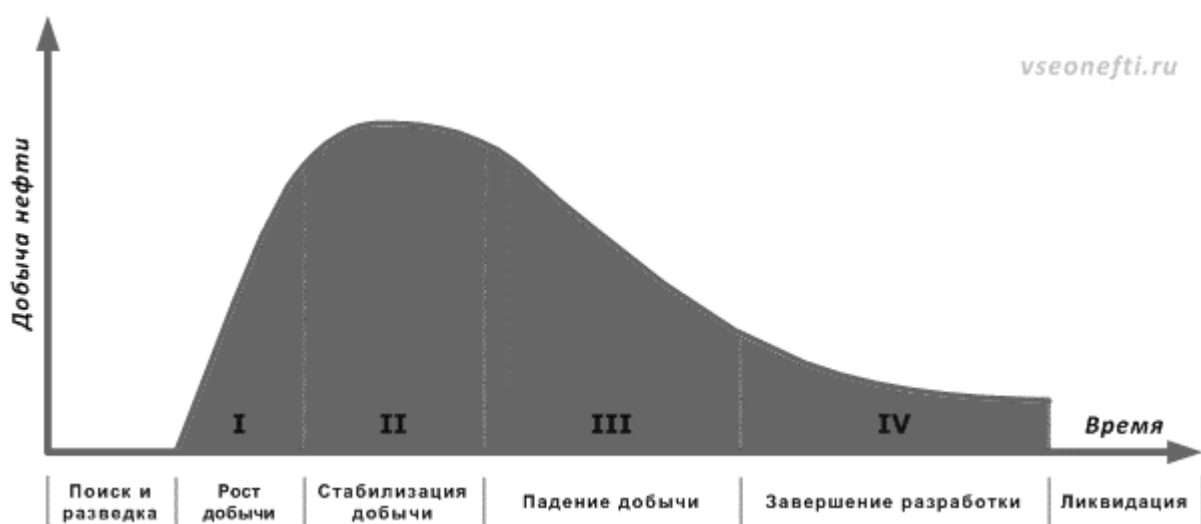


Рисунок 5.1 стадии разработки месторождения.

Объект разработки – один или несколько продуктивных пластов месторождения, выделенных по геолого-техническим условиям и экономическим соображениям для разбуривания и эксплуатации единой сеткой скважин для совместной эксплуатации.

Пласты, объединяемые в один объект разработки должны иметь:

- 1) Близкие геолого-физические свойства коллекторов;
 - пористость (m)
 - проницаемость (k)
 - толщина пласта (h)
 - гидропроводности (kh/m)
- 2) Одинаковое фазовое состояние

- 3) Одинаковые физико-химические свойства и состав насыщающих их флюидов
- 4) Одинаковые природные режимы
- 5) По пластам, объединенным в один объект разработки, должна осуществляться раздельная закачка нагнетаемого агента и раздельный учет добываемой нефти, конденсата, газа, жидкости
- 6) Близкое расположение по глубине ($\pm 100\text{м}$)

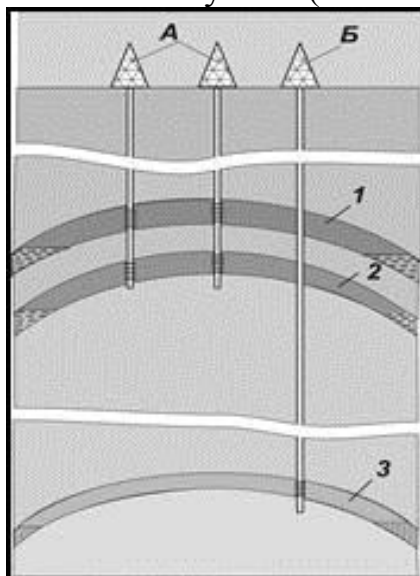


Рис. 5.2 Выделения объектов разработки

Пласты 1 и 2 объединяются в один объект разработки. Пласт 3 разрабатывается своей сеткой скважин.

Сетка скважин – это сеть, по которой размещаются добывающие и нагнетательные скважины на эксплуатационном объекте. Основные сетки бывают треугольными, квадратная и неравномерная Рисунок (5.2)

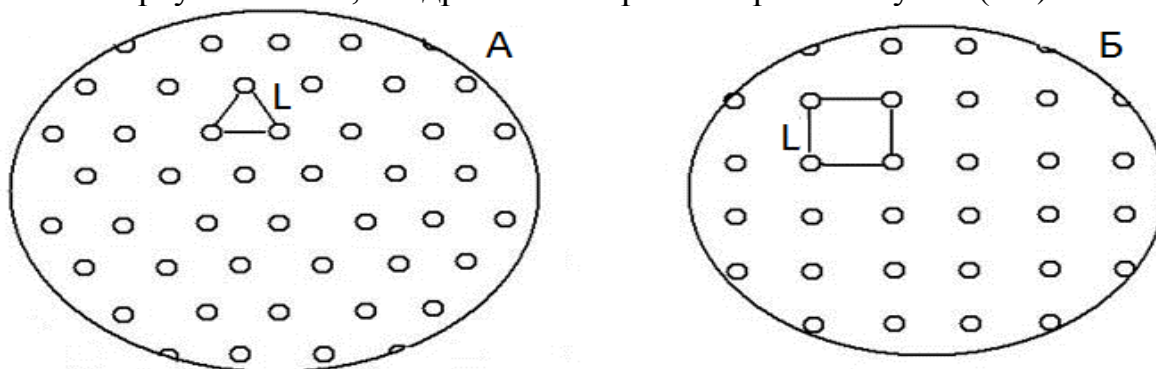


Рисунок 5.3 Сетка скважин

А – Треугольная и Б – квадратная сетки скважин L – расстояния между скважинами

Сетка характеризуется следующими параметрами:

1) Расстояние между скважинами:

- для нефтяных 400-500-600 метров и более
- для газовых 1000-2000 метров;

2) Параметр 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

$$S_c = \frac{S}{N} \text{ [м}^2\text{/сква]} \text{ или [га/сква]} \quad (4.1)$$

В ряде случаев используют параметр $S_{сд}$ равный площади нефтеносности, приходящейся на одну добывающую скважину.

3) Извлекаемые запасы нефти или параметр А. П. Крылова — отношение извлекаемых запасов нефти приходящихся на 1 скважину.

$$N_{кр} = \frac{Q_{изв}}{N_{скв}} \text{ [т/сква]} \quad (4.2)$$

Система воздействия на пласт – комплекс технологических и технических мероприятий, направленных на поддержание естественной пластовой энергии и вытеснения нефти из пород-коллекторов к забоям эксплуатационных скважин с целью интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеизвлечения из пластов.

Система воздействия:

1. Без воздействия (реализуется естественный режим работы нефтяной или газовой залежи)

2. гидродинамическое воздействие (жестко-водонапорный режим) – формирование системы заводнения

3. физико-химическое (закачка газа CH_4 , CO_2 и др.); полимерное заводнение.

4. тепловое (закачка пара, горячей воды или нефти);

5. внутрислоевого горение;

6. газовое воздействие;

7. водогазовое воздействие;

Системы заводнения различают:

1) Законтурное

2) Приконтурное

3) Внутриконтурное

ЗАКОНТУРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ

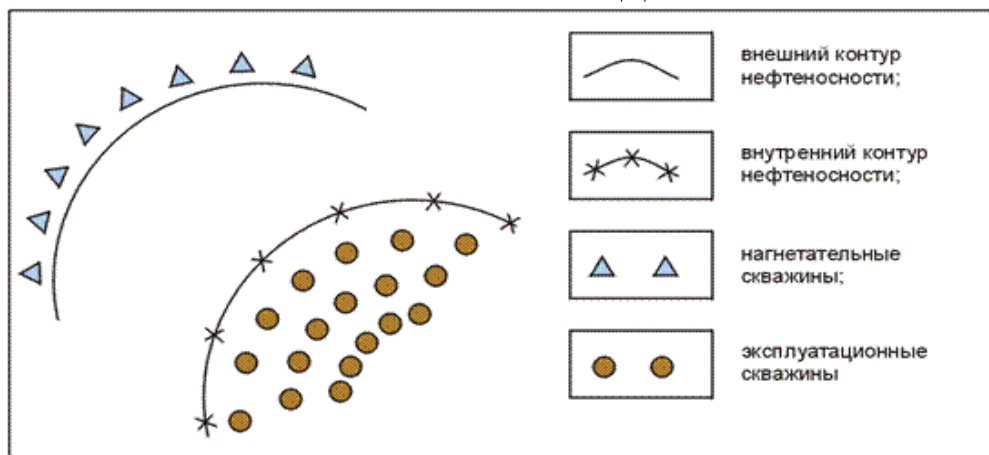


Рисунок 5.4 Схема размещения скважин при законтурном заводнении

Сущность этого явления заключается в быстром восполнении природных энергетических ресурсов, расходуемых на продвижение нефти к забоям эксплуатационных скважин. С этой целью поддержание пластового давления производится закачкой воды через нагнетательные скважины, расположенные за пределами нефтеносной части продуктивного пласта в зоне, занятой водой (за внешним контуром нефтеносности) (рис. 5.4). При этом, линию нагнетания намечают на некотором расстоянии за внешним контуром нефтеносности. Это расстояние зависит от таких факторов, как:

1) степень разведанности залежи – степень достоверности установления местоположения внешнего контура нефтеносности, что в свою очередь зависит не только от числа пробуренных скважин, но и от угла падения продуктивного пласта и от его постоянства;

2) предполагаемое расстояние между нагнетательными скважинами;

3) расстояние между внешними и внутренними контурами нефтеносности и между внутренним контуром нефтеносности и первым рядом добывающих скважин.

Для однородных высокопроницаемых пластов, содержащих легкую нефть малой вязкости и с хорошей гидродинамической связью залежи с водоносной зоной, метод законтурного заводнения является достаточно эффективным, обеспечивающим нефтеотдачу, близкую к естественному водонапорному режиму. Но на практике редко встречается природная система (залежь), идеально сочетающая в себе эти факторы.

Минусы применения законтурного заводнения

1) Для ряда залежей нефти, приуроченных к терригенным и карбонатным коллекторам, вторичные процессы, происходившие после формирования залежей в зоне ВНК привели к резкому ухудшению проницаемости вплоть до закупорки пор и по существу – к изоляции нефтяной залежи от законтурной области.

2) Отдельные исследователи, учитывая только гидродинамические соображения по выравниванию фронта продвижения закачиваемой воды, рекомендовали закладывать нагнетательные скважины на значительном отдалении от внешнего контура залежи (2 км и более). Такой подход не учитывал возможность выклинивания пластов или резкого ухудшения проницаемости в зоне, расположенной до границы нефтяной залежи. В этом случае вся нагнетаемая вода, которая должна продвигаться по этому пласту устремляется в законтурную область, не совершая абсолютно никакой полезной работы.

3) Заложение нагнетательных скважин на расстоянии от внешнего контура, учитывая, что каждый из ниже залегающих продуктивных пластов будет иметь меньшую площадь по сравнению с верхним и потому

контуры по отдельным пластам перемещаются в направлении свода поднятия, все больше удаляясь от нагнетательных скважин. В этой связи будет ухудшаться эффективность законтурного заводнения для нижних пластов одного и того же горизонта.

4) Для месторождений Западной Сибири характерны значительные площади нефтеносности, сравнительно слабая активность законтурных вод, высокие темпы отбора нефти. Поэтому законтурное заводнение характеризуется значительной потерей закачиваемых вод.

5) К недостаткам законтурного заводнения следует отнести также сложность обустройства объектов ППД, строительство системы водоводов большой протяженности по периметру месторождения.

Плюсы системы законтурного заводнения

Законтурное заводнение дает значительный эффект и не имеет указанных выше недостатков при разработке залежей малых и средних размеров, когда имеется не более четырех батарей скважин.

Благоприятными геологическими условиями для этого вида заводнения являются:

- однородные коллекторские свойства пласта или их улучшение в периферийной части залежи;
- малая относительная вязкость нефти;
- высокая проницаемость коллектора (0,4 – 0,5 мкм² и более);
- сравнительно однородное строение пласта;
- небольшая ширина залежи (4 – 5 км).

При этих условиях эксплуатационные скважины располагают вдоль внутреннего контура нефтеносности кольцевыми рядами. При нагнетании воды создается искусственный контур питания, приближенный к зоне разработки пласта.

При законтурном заводнении не нарушается естественное течение процесса, а лишь интенсифицируется, приближая область питания непосредственно к залежи.

ПРИКОНТУРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ

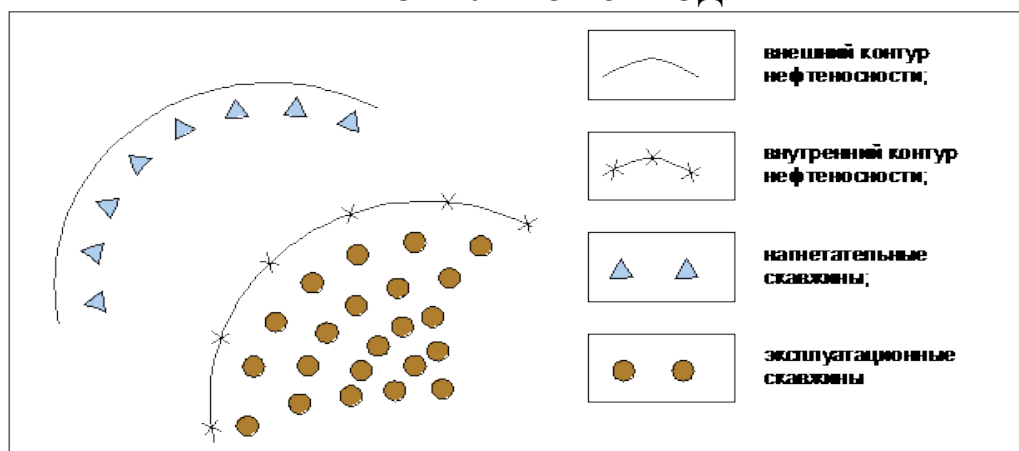


Рисунок 5.5 Схема размещения скважин при приконтурном заводнении

Приконтурное заводнение применяется для пластов с сильно пониженной проницаемостью в законтурной части. При нем нагнетательные скважины бурятся в водонефтяной зоне пласта между внутренним и внешним контурами нефтеносности (рис. 5.5).

Преимущества приконтурного заводнения очевидны. Краевые части залежей, вплоть до внешнего контура нефтеносности отличаются малыми мощностями нефтеносных пород, не имеющих для разработки практического значения. На крупных платформенных залежах добывающие скважины не закладываются в зонах малых мощностей (1 – 3 м).

Метод приконтурного заводнения, по сравнению с другими, более интенсивными методами не может обеспечить в течение короткого срока достижение максимального уровня добычи, но позволяет за более длительный промежуток времени сохранить достаточно высокий стабильный

ВНУТРИКОНТУРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ

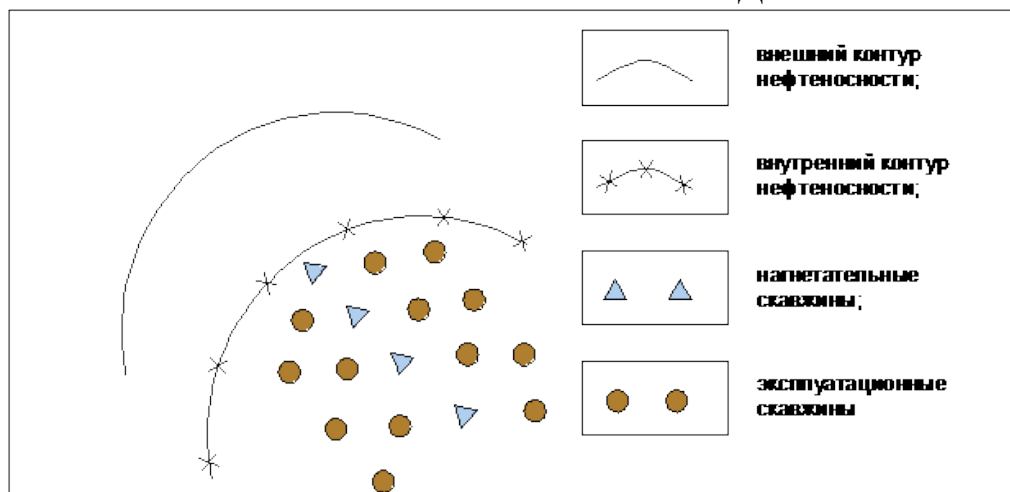


Рисунок 5.6 Схема размещения скважин при внутриконтурном заводнении

При внутриконтурном заводнении поддержание или восстановление баланса пластовой энергии осуществляется закачкой воды непосредственно в нефтенасыщенную часть пласта (рис. 5.6).

Виды внутриконтурного заводнения:

1) Разрезание залежи нефти рядами нагнетательных скважин на отдельные площадки - При заводнении с разрезанием эксплуатационного объекта на площади самостоятельной разработки разрезающие ряды располагают таким образом, чтобы выделить площади самостоятельной разработки, значительно различающиеся по геолого-промысловой характеристике (участки с разным количеством пластов в эксплуатационном объекте, с разной продуктивностью разреза, с различным характером нефтеводонасыщения и т. д.). Так, при весьма

большой площади нефтеносности эксплуатационного объекта и многопластовости продуктивного горизонта в условиях общего для всех пластов ВНК количество нефтенасыщенных пластов уменьшается от свода залежи к периферии. В этих условиях возможно реализовать разрезание эксплуатационного объекта на площади с разным количеством нефтенасыщенных пластов. Большое преимущество системы разработки с разрезанием объекта на площади – возможность начинать проектирование и разработку с площадей наиболее продуктивных и с наибольшими запасами. Применение рассматриваемой разновидности заводнения возможно при условии, что ко времени ввода в разработку месторождение разведано достаточно хорошо, так что известно положение начальных внешних и внутренних контуров нефтеносности по всем пластам объекта.

2) Барьерное заводнение – применяется на месторождениях с газовой шапкой, нагнетательные скважины располагают по внутреннему контуру газоносности, тем самым отсекая газовую часть от нефтяной это позволяет одновременно разрабатывать обе части пласта.

3) Сводное заводнение – при нем ряд нагнетательных скважин размещают на своде структуры или вблизи него. Если размеры залежи превышают оптимальные, то это заводнение сочетают с законтурным. Сводное заводнение подразделяется на:

а) Осевое – предусматривает поддержание пластового давления путем расположения нагнетательных скважин вдоль длинной оси структуры. Полагают, что такой метод заводнения может быть избран в связи со значительным ухудшением проницаемости в периферийной части залежи или с резко ухудшенной проницаемостью в законтурной части.

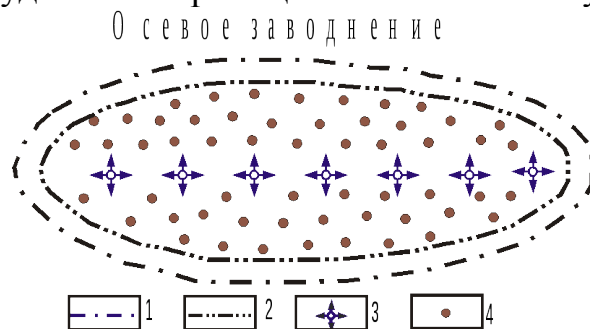


Рисунок 5.7

законтурное 2 внутриконтурное 3 нагнетательные 4 добывающие

б) Кольцевое – При кольцевом разрезании крупной залежи в ряде случаев бывает целесообразно рядом нагнетательных скважин отделить чисто водяную часть пласта от водонефтяной.

Кольцевое разрезание

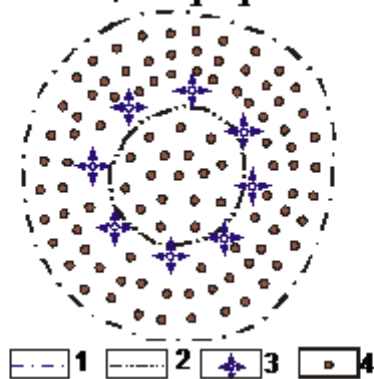


Рисунок 5.8 законтурное 2 внутриконтурное 3 нагнетательные 4 добывающие

4) Избирательное – предусматривает выбор местоположения нагнетательных скважин после разбуривания эксплуатационного объекта по равномерной сетке с учетом изменчивости его геологического строения. При составлении первого проектного документа на разработку местоположение нагнетательных скважин не определяют. После разбуривания объекта по равномерной сетке и некоторого периода эксплуатации всех скважин на нефть для освоения под закачку воды выбирают скважины, местоположение которых наиболее полно отвечает геологическому строению пластов и обеспечивает эффективное воздействие на весь объем залежи. В конечном счете нагнетательные скважины оказываются размещенными по площади объекта неравномерно. Избирательное заводнение применяют при резкой зональной неоднородности пластов, выражающейся в залегании коллекторов, в наличии двух или трех разновидностей коллекторов разной продуктивности, распределенных неравномерно по площади и т. д.

5) Очаговое заводнение – по сути является избирательным заводнением, но применяется как дополнение к другим разновидностям заводнения (законтурному, приконтурному, разрезанию на площади, блоки и др.), если они не обеспечивают влияние закачки воды по всей площади объекта. Очаги заводнения (нагнетание воды в отдельные скважины или небольшие группы скважин) обычно создают на участках, не испытывающих или недостаточно испытывающих влияние заводнения после освоения запроектированного его вида. Под нагнетательные выбирают скважины из числа добывающих, преимущественно из тех, которые основную свою задачу уже выполнили, т. е. расположенные на заводненных (выработанных) участках объекта разработки. При необходимости для создания очагов заводнения бурят специальные дополнительные скважины. Очаговое заводнение применяют очень широко: это одно из главных мероприятий по развитию и совершенствованию систем разработки с заводнением.

Системы заводнения проектируются обращенные или необращенные (прямые). При обращенной системе заводнения в центре элемента располагается нагнетательная скважина, добывающие скважины расположены по углам элемента. При необращенной (прямой) системе заводнения в центре элемента располагается добывающая скважина, нагнетательные скважины расположены по углам элемента.

б) площадное заводнение – характеризуется рассредоточенной закачкой воды в залежь по всей площади ее нефтеносности.

5-ти точечная система:

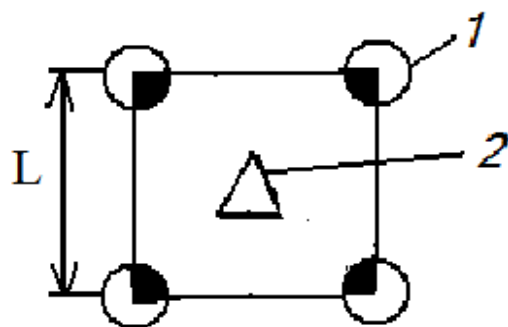


Рисунок 5.9 площадная 5ти точечная система заводнения
L-расстояние между скважинами 1–добывающая скважина

2–нагнетательная

7-ми точечная система:

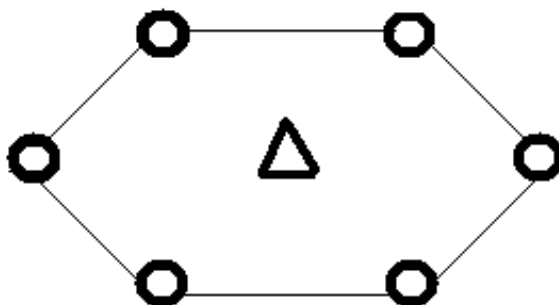


Рисунок 5.10 7-ми точечная система заводнения

9-ти точечная система

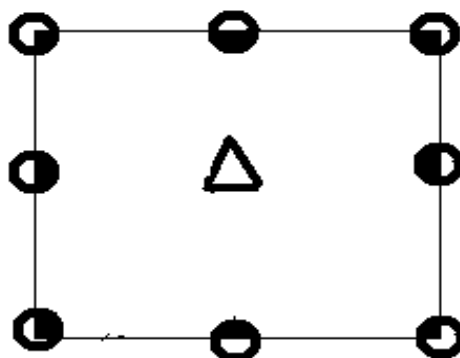


Рисунок 5.11 9ти точечная система заводнения

7) Рядная система заводнения

В однорядной системе используют ряд добывающих и ряд нагнетательных скважин. При этом число добывающих скважин примерно равно числу нагнетательных скважин.

Однорядная система

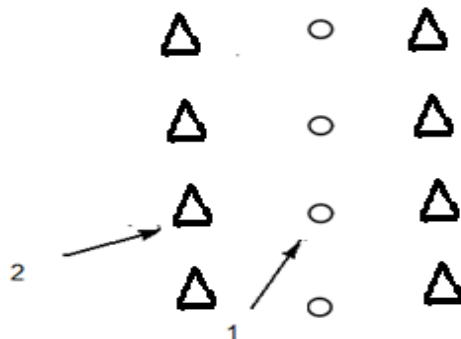


Рисунок 5.12 Однорядная система заводнения

Трехрядная система

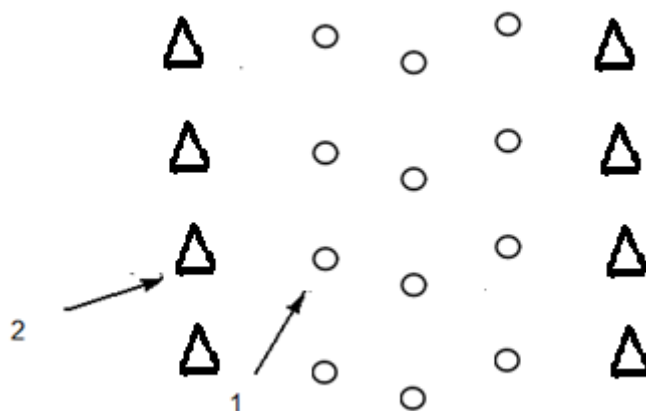


Рисунок 5.13 Трехрядная система заводнения

Пятирядная система

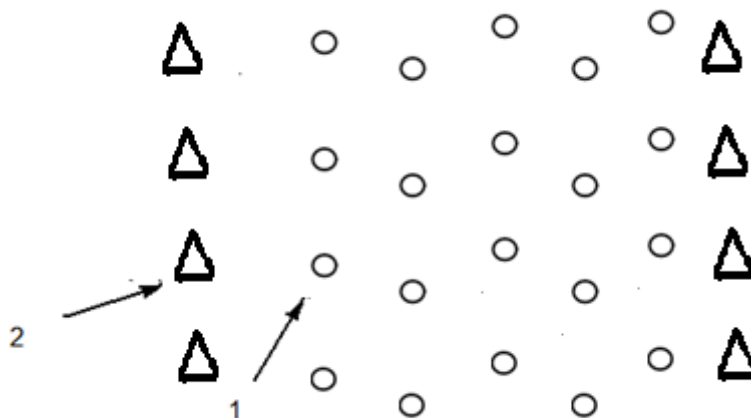


Рисунок 5.14 пятирядная система заводнения

Методы интенсификации:

1) Гидромеханические:

- А) Гидравлический разрыв пласта
- Б) Щелевая разгрузка пласта
- В) Гидропескоструйная перфорация
- Г) Резка абразивной жидкостью (AFJ)
- Д) Воздействие многократно чередующимися репрессиями

2) Физико – химические:

- А) По назначению реагентных обработок
- Б) По гидродинамическим особенностям проведения кислотных обработок
- В) По происхождению реагентов
- Г) По фазовому состоянию реагента
- Д) По механизму воздействия

3) Волновые:

- А) Объёмно волновое воздействия на продуктивный пласт с поверхности
- Б) Волновое воздействие на продуктивный пласт из одиночной скважины
- В) Акустическая обработка
- Г) Сейсмоакустическая обработка
- Д) Виброакустическая обработка
- Е) Магнитно – импульсная обработка

4) Импульсные

- А) Электрогидравлическая обработка
- Б) Электрическая обработка
- В) Азотно – импульсная обработка
- Г) Импульсивное воздействие
- Д) Низкочастотное вибрационное воздействие

5) Тепловые

- А) Паротепловое воздействие
- Б) Электропрогрев стационарный или периодический
- В) Импульсно – дозированное тепловое воздействие
- Г) Экзотермическое воздействие

б) Комбинированные (сочетание различных методов)

Методы увеличения нефтеотдачи:

По типу рабочих агентов классификация известных методов увеличения нефтеотдачи пластов выглядит следующим образом.

Гидродинамические методы:

- изменение направления фильтрационных потоков;
- вовлечение в разработку недренируемых запасов;
- нестационарное (циклическое) заводнение;
- форсированный отбор жидкости.

Физико-химические методы:

- вытеснение нефти водными растворами ПАВ (включая пенные системы);
- вытеснение нефти растворами полимеров;
- вытеснение нефти щелочными растворами;
- вытеснение нефти композициями химических реагентов,
- вытеснение нефти растворителями.

Газовые методы:

- воздействие на пласт двуокисью углерода;
- воздействие на пласт углеводородным газом (в том числе ШФЛУ);
- воздействие на пласт азотом, дымовыми газами и др.

Тепловые методы:

- паротепловое воздействие на пласт;
- внутрипластовое горение;
- вытеснение нефти горячей водой;
- пароциклические обработки скважин.

Волновые (вибросейсмические, электромагнитные, акустические).

Микробиологические методы.

Физико-химические методы повышения нефтеотдач

Закачка водных растворов поверхностно-активных веществ

По сложившимся к настоящему времени представлениям, методы увеличения нефтеотдачи, как правило, основаны на процессах воздействия на пласт новыми вытесняющимися агентами, а в основе методов интенсификации добычи нефти находятся в основном технологии обработки призабойных зон скважин.

Водные растворы поверхностно-активных веществ (ПАВ), закачиваемые в пласт, оказывают многостороннее воздействие на физико-химические свойства пластовых систем. Они даже при небольшой концентрации способствуют значительному снижению поверхностного натяжения воды на границе с нефтью и твердой поверхностью, в результате этого нефть более полно вытесняется из пористой среды. ПАВ способствуют дроблению глобул нефти, 79 охваченных водой, снижают необходимый перепад давления для фильтрации жидкостей в пористой среде, улучшают моющие свойства воды.

ПАВ влияют на смачиваемость поверхности пор пластовыми жидкостями: уменьшение угла смачиваемости, интенсивность капиллярного впитывания воды в нефтенасыщенную породу. В результате происходит отмывание прилипающих к породе капель нефти.

Все ПАВ по химическим свойствам разделяются на два основных класса – ионогенные и неионогенные. Ионогенные, молекулы которых в водной среде диссоциируют на ионы – носители поверхностной активности. Неионогенные, в которых активной частью, воздействующую на поверхность путем избирательной адсорбции, являются полярные

молекулы, не распадающиеся в водной среде на ионы. В нефтяной промышленности наиболее широко применяют неионогенные ПАВ, которые обладают высокой поверхностной активностью, хорошо растворяются в хлоркальциевых водах и не дают осадков, меньше адсорбируются на поверхности пород, чем ионогенные ПАВ. Неионогенные ПАВ получают соединением органических кислот, спиртов, фенолов и аминокислот с окисью этилена или пропилена.

В промышленности наиболее часто применяют карбоновые кислоты и их соли (мыла), синтетические жирные кислоты, нафтеновые кислоты и их мыла, мылонафты, сульфонол, моющий препарат сульфонат, алкиларилсульфонаты и другие моющие средства.

Технология: концентрация ПАВ в закачиваемом водном растворе равна 0,05 %; величина оторочки раствора – 50–100 % от объема пор, насыщенных нефтью.

Контроль за ведением процесса осуществляется как по добывающим, так и по нагнетательным скважинам. Измеряется концентрация раствора как при закачке в нагнетательные скважины, так и при отборе проб в добывающих скважинах, измеряется в лабораторных условиях величина поверхностного натяжения. Снятие профилей приемистости по нагнетательным и профилей отдачи по добывающим скважинам. Измеряется обводненность продукции, дебиты скважин по нефти и жидкости и др.

Закачка водных растворов полимеров

Сущность метода полимерного заводнения (ПАА) заключается в выравнивании подвижностей нефти и вытесняющего агента для увеличения охвата пласта воздействием. Нагнетание растворов полимеров в продуктивные пласты изменяет гидродинамические характеристики объекта разработки. В результате этого начинают работать пропластки, которые при обычном заводнении оказываются неохваченными процессом. Механизм действия полимерных растворов проявляется в снижении подвижности воды (вытесняющего агента). Характер течения водных растворов полимеров в пористой среде может быть различным. Причем он, как и фактор сопротивления, определяется скоростью нагнетания, концентрацией полимера в растворе, температурой и фильтрационными характеристиками пород. Адсорбция полимера в пористой среде способствует повышению эффективности метода. Существенное влияние оказывают также катионообменные процессы и физико-химические свойства поверхности.

Подвижность жидкостей (нефти и воды) в пластовых условиях условно выражается отношением фазовой проницаемости для данной жидкости и ее вязкости. Нефтеотдача в значительной степени зависит от соотношения M подвижностей нефти и воды

$$M = \frac{K_B}{\frac{K_H}{\frac{\mu_H}{\mu_B}}}, \text{ где}$$

K_B и K_H – фазовая проницаемость соответственно для воды и нефти, и от относительной вязкости μ_0 , равной отношению вязкости нефти μ_H к вязкости вытесняющей воды μ_B :

$$\mu_0 = \frac{\mu_H}{\mu_B}$$

На фазовую проницаемость мы не можем повлиять на данном этапе разработки, хотя она изменяется в процессе разработки. С увеличением обводненности продукции увеличивается фазовая проницаемость для воды и, соответственно, уменьшается для нефти.

Уменьшение подвижности воды может быть достигнуто за счет повышения ее вязкости с помощью загустителей. При этом повышается эффективность вытеснения нефти из неоднородного коллектора также за счет выравнивания фронта вытеснения. Вязкость воды может быть повышена за счет добавления в нее водорастворимых полимеров. Благоприятный результат получен при использовании в качестве загустителя, гидролизованного полиакриламида (ПАА).

В качестве рабочего агента повышенной вязкости могут быть использованы пены, приготовленные на аэрированной воде с добавкой 0,2–1,0 % пенообразующих веществ. Такие пены имеют вязкость, в 5–10 раз большую вязкости воды. Оторочка из пены проталкивается в глубь пласта водой.

Полимерное заводнение рекомендуется применять при проницаемости пласта свыше 0,1 мкм² и пластовой температурой менее 90 °С. В некоторых случаях применение ограничивается химическим составом пластовых вод, так как большое количество реагента идет на нерациональное взаимодействие с пластовой водой. При практическом осуществлении процесса наиболее рационально закачивать в пласт оторочку загущенной воды и далее продвигать ее по пласту обычной водой. Метод полимерного заводнения не рекомендуется применять в пластах, содержащих глинистый материал (5–10 % и более), так как в присутствии глины происходит взаимная коагуляция двух различных коллоидных систем.

Технология: концентрация ПАА в закачиваемом водном растворе равна 0,05 %; объем оторочки раствора – 50–100 %. В результате закачки раствора ожидается увеличение нефтеотдачи на 10–15 % (5–10 %).

Применение щелочных агентов

Применение щелочного заводнения основано на взаимодействии щелочи с пластовыми жидкостями и породой. Основными факторами повышения нефтеотдачи при этом считаются следующие: снижение межфазного натяжения на границе нефти и раствора щелочи, образование эмульсии, вязкость которой выше, чем обычной воды, изменение

смачиваемости поверхности пород- коллекторов, растворение прочных граничных пленок. В последнее время к положительным факторам стали относить и образование осадка в результате взаимодействия раствора щелочи с ионами кальция и магния, содержащимися в пластовых водах. При образовании осадка происходит перераспределение объемов закачиваемого агента по толщине и увеличение охвата пласта процессом заводнения. Механизм повышения нефтеотдачи главным образом основан на реакции нейтрализации кислотных компонентов нефти с образованием поверхностно-активных веществ. В ряде случаев происходит активизация (резкое усиление поверхностно-активных свойств) некоторых естественных поверхностно-активных компонентов нефти под воздействием растворов сильных щелочей. К числу таких компонентов относятся смолы, асфальтены и другие высокомолекулярные вещества. Для оценки степени активности нефтей применительно к щелочному заводнению широко используется кислотное число нефти, которое характеризует наличие в нефти органических кислот. У наиболее активных нефтей кислотное число может быть равно 2,5 мг КОН на 1 г нефти. Для достижения эффективных результатов щелочного заводнения кислотное число должно быть не менее 0,5 мг КОН на 1 г нефти.

Основными факторами, определяющими повышение нефтеотдачи при щелочном заводнении, являются: снижение межфазного натяжения на границе нефти и раствора щелочи, эмульгирование нефти, изменение смачиваемости породы и образование осадка при взаимодействии раствора щелочи с пластовой водой.

Заводнение с применением кислот

Применение серной кислоты. В основе применения концентрированной серной кислоты (H_2SO_4) для повышения нефтеотдачи пластов лежит комплексное воздействие этого реагента как на минералы скелета пласта, так и на содержащиеся в нем нефть и погребенную воду. Химическое взаимодействие серной кислоты с ароматическими углеводородами нефтей приводит к образованию сульфокислот в количестве 5–7 % от массы нефти, которые являются анионами ПАВ и способствуют улучшению извлечения нефти из пор пласта.

Для повышения нефтеотдачи пластов применяется не только серная концентрированная кислота, но и алкилированная – отходы нефтеперерабатывающих заводов после процесса алкилирования – АСК, хлорсульфоновая, фторсульфоновая, оксидные и другие кислоты. При создании в пласте оторочки происходит выравнивание профилей приемистости в неоднородных коллекторах в результате закупорки пор высокопроницаемых слоев нерастворимыми солями (сульфаты, сульфонаты кальция и др.), которые образуются при взаимодействии АСК с солями пластовой воды. При закачке концентрированной серной кислоты происходит реакция взаимодействия ее с пластовой водой, в результате

которой повышается температура, уменьшается вязкость нефти, растворяются карбонаты, увеличивается проницаемость пористой среды, при выделении углекислого газа увеличивается объем воды. Уменьшается набухаемость глин, происходит объемное расширение нефти. Величина оторочки составляет 0,1–0,5 % объема пор, концентрация АСК 90–98 %. Продолжительность закачки 2–3 сут. Закачка производится кислотными агрегатами. Прирост нефтеотдачи 5–10 %.

Для проведения работ по приготовлению и закачке кислот необходимо следующее оборудование:

- насосный агрегат типа ЦА-320 в случае отсутствия кислотного агрегата;
- кислотный агрегат АЗИНМАШ-30А;
- автоцистерна типа АЦН для подвоза технической воды;
- смесительная емкость.

Соляная кислота (HCl) – раствор хлористого водорода в воде, на воздухе дымит, образуя туман. Товарная ингибированная соляная кислота 31-,27-,24%-ной концентрации поставляется в цистернах. Транспортировка производится специальными кислотными агрегатами. Хранение обязательно в гуммированных емкостях на площадках с обвалованием. Пары соляной кислоты сильно раздражают дыхательные пути и слизистые оболочки, длительное воздействие паров соляной кислоты может вызвать катар дыхательных путей, помутнение роговицы глаз. При воздействии на кожу вызывает ожоги и раздражение.

Плавиковая кислота (HF) 40%-ной концентрации, плотностью 1,15 г/см³. Транспортировать и хранить плавиковую кислоту необходимо в пластмассовой таре. Плавиковая кислота – раствор фтористого водорода в воде, на воздухе дымит, образуя туман. Пары плавиковой кислоты сильно раздражают дыхательные пути и слизистые оболочки, длительное воздействие паров плавиковой кислоты может вызвать катар дыхательных путей, помутнение роговицы глаз. При воздействии на кожу вызывает долго незаживающие ожоги.

Бифторид фторид аммония (БФА) (NH₄F · HF + NH₄F). Его кислотность в пересчете на плавиковую кислоту составляет 25 %, плотность реагента 1,27 г/см³. Несмотря на то, что использование 88 БФА требует повышенного расхода соляной кислоты для приготовления рабочего раствора (часть HCl участвует в реакции превращения БФА в HF), реагент особенно удобен для использования в труднодоступных районах, так как может храниться и транспортироваться обычными методами. БФА поставляется в полиэтиленовых мешках, вложенных в 4–5-слойные бумажные мешки массой не более 36 кг. БФА хранят в крытых складских помещениях, предохраняя от попадания влаги. Продукт токсичен. При концентрации в воздухе выше предельно допустимой нормы (0,2 мг/м³) может вызывать нарушение деятельности центральной нервной системы, заболевания костных тканей, глаз кожных покровов.

Смешивающееся вытеснение

Закачка углекислоты и углеводородного газа

Углекислый газ для повышения нефтеотдачи может быть использован по трем технологиям. По первой углекислый газ закачивается в пласт в виде одноразовой оторочки в сжиженном состоянии, которая далее продвигается по пласту карбонизированной или обычной водой. По второй технологии осуществляется закачка карбонизированной воды концентрацией 4–5 %. Третья технология заключается в закачке чередующихся небольших оторочек углекислоты и воды. В любом случае общий объем оторочки и средняя концентрация должны соблюдаться.

Повышение нефтеотдачи при вытеснении нефти углекислотой объясняется рядом факторов. Происходит взаимное растворение углекислоты в нефти и углеводородов в жидком CO₂, что сопровождается уменьшением вязкости нефти, возрастанием ее объема, снижением поверхностного натяжения на границе с водой, увеличением вязкости воды, уменьшается набухаемость глин. Эффективность возрастает вследствие образования на фронте вытеснения вала из смеси легких углеводородов и CO₂. Образование угольной кислоты способствует возникновению ряда положительных факторов, таких как растворение карбонатов, повышение температуры. При закачке углекислоты в результате взаимного растворения нефти и газа происходит вытеснение, близкое к смешивающемуся.

Противопоказаниями к применению метода являются высокая минерализация пластовой воды, особенно наличие солей кальция. Не рекомендуется применение углекислоты в пластах, нефти которых содержат много асфальтосмолистых компонентов. При взаимодействии углекислоты с солями кальция и асфальтосмолистыми веществами выпадает твердый осадок, способный закупорить поры пласта. Эффективность зависит от степени обводнения пласта, с ростом обводнения эффективность снижается.

Технология: Объем оторочки должен составлять 0,1–0,2 до 0,3 нефтенасыщенного объема пор. Концентрация 4–5 %. При закачке углекислоты в сочетании с заводнением соотношение CO₂/вода должно соблюдаться как 1/3. Прирост нефтеотдачи – от 5–10 до 15 %.

Закачка углеводородного газа. Метод заключается в создании в пласте оторочки легких углеводородов на границе с нефтью. Это обеспечивает процесс смешивающегося вытеснения нефти. Применительно к различным пластовым системам были разработаны и опробованы следующие технологические схемы повышения нефтеотдачи: закачка газа высокого давления; вытеснение нефти обогащенным газом; вытеснение нефти оторочкой из углеводородных жидкостей с последующим продвижением ее закачиваемым сухим газом.

Режим газа высокого давления пригоден для глубокозалегающих

залежей нефти (свыше 1500 м). Процесс лучше осуществлять в пластах с легкими, маловязкими нефтями.

Механизм действия при закачке углеводородного газа близок к действию при закачке углекислого газа, и вытеснение происходит близко к смешивающемуся.

Технология: объем оторочки 90 должен составлять 0,02–0,05 нефтенасыщенного объема пор, концентрация 50–100 %.

Мицеллярное заводнение

Более совершенными по сравнению с растворами ПАВ и другими применяемыми при заводнении реагентами следует считать мицеллярные растворы (микроэмульсии), так как при заводнении ими продуктивных пластов используется преимущество смешивающегося вытеснения. При этом граница раздела между закачиваемыми и пластовыми жидкостями отсутствует, поскольку мицеллярные растворы смешиваются без фазового разделения и с водой, и с нефтью.

Особенностью мицеллярного заводнения является то, что для конкретных геолого-физических условий по вязкости нефти и другим параметрам в лабораторных условиях подбирается определенная композиция нескольких реагентов, последовательность их закачки, величина оторочек и концентрации.

Одним из эффективных методов повышения нефтеотдачи пластов является мицеллярный раствор. Технология извлечения нефти включает в себя: последовательную закачку в пласт предоторочки пресной или опресненной воды; оторочку мицеллярного раствора (основной элемент, способствующий наиболее полному извлечению нефти); буферную оторочку полимера и, наконец, воды, проталкивающей эти оторочки по пласту. Мицеллярные растворы представляют собой очень тонкие дисперсии углеводородов в воде или воды в углеводороде, стабилизированные специально подобранными смесями ПАВ.

Закачка в пласт предоторочки пресной воды до закачки мицеллярного раствора и буферной оторочки раствора полимера предназначается для предотвращения разрушения и увеличения срока жизни мицеллярного раствора в пласте-коллекторе.

Применяемый мицеллярный раствор для повышения нефтеотдачи пластов состоит из следующих основных компонентов: нефтерастворимого ПАВ, содетергента, углеводородного растворителя, солей. Нефтерастворимый ПАВ – основной компонент мицеллярного раствора – может быть анионным, катионным, неионогенным. Наиболее часто применяются нефтяные сульфонаты, средняя молекулярная масса которых составляет 400–524 а.е. (атомных единиц).

Содетергент оказывает такое же действие, как и ПАВ, который зависит от числа и расположения атомов углерода. Наиболее распространенные содетергенты – низшие спирты, содержащие меньше

четырёх атомов углерода в основной цепи: метиловый, этиловый, изопропиловый, вторичный и третичный бутиловый спирты и некоторые кетоны, например, ацетон. Спирты выполняют разнообразные функции, например, повышают растворимость ПАВ в воде, уменьшают их адсорбцию на породе. В качестве углеводородного растворителя применяют керосин, газоконденсат, легкие фракции нефти т.п. Действие солей зависит в основном от природы и структуры ПАВ. Ионы могут стабилизировать мицеллы или разрушать их. Любой мицеллярный раствор может быть эффективен в довольно узком диапазоне минерализации вблизи оптимального значения.

В общем случае после закачки пресной воды сначала в пласт закачивается оторочка ПАВ величиной 20 % от нефтенасыщенного объема пор концентрацией 5–10 %. Затем закачивается оторочка мицеллярного раствора величиной 2,5–5 % нефтенасыщенного объема пор. Позднее закачивается буферная оторочка полимерного раствора величиной от 40 до 100 %. В дальнейшем композиция, составленная из трех реагентов, продвигается по пласту закачиваемой пресной или технической водой, величина оторочки 1,5–2 объема пор пласта. При оторочке мицеллярного раствора в 2,5 % вытесняется 80 %, а при 5 % практически полный объем нефти и коэффициент нефтеотдачи достигает 100 %.

Тепловые методы

Закачка горячей воды и пара. Увеличение нефтеотдачи пластов при нагнетании воды достигается за счет снижения вязкости нефти, теплового расширения нефти и скелета пласта, а также интенсификации капиллярной пропитки (для гидрофильных пластов). В результате увеличиваются подвижность нефти, фазовая проницаемость для нее и охват пласта вытесняющим агентом, создаются условия для вытеснения нефти из малопроницаемых целиков. В случае нагнетания пара к указанным факторам добавляется еще эффект дистилляции, который заключается в испарении части пластовой нефти под воздействием пара и переносе ее по пласту в парообразном виде.

Глубина залегания продуктивного пласта имеет значение в том отношении, что с увеличением глубины растут потери тепла в стволе скважины. Эффективная толщина пласта влияет на потери тепла через кровлю и подошву: чем меньше мощность, тем больше удельная поверхность теплопотерь и тем больше относительная величина тепловых потерь. При закачке горячей воды и пара потери тепловой энергии происходят при движении агента по стволу скважины, и 93 при глубине более 1200 м температура его на забое приближается к пластовой, поэтому огромные энергозатраты на нагрев агента на поверхности с таким результатом становятся нецелесообразными.

Особо важное значение имеет контроль за ходом процесса и его регулирование. В процессе нагнетания должны регулярно

контролироваться: давление нагнетания, температура на устье нагнетательных и добывающих скважин, степень сухости теплоносителя, изменение дебитов нефти и воды, химический состав добываемой воды. Для закачки воды применяются водогрейные установки. При нагнетании пара оборудование состоит из паровых котлов, паропроводов, устьевого и внутрискважинного оборудования. Для получения пара используют стационарные и полустационарные паровые котельные, передвижные парогенераторные установки.

Внутрипластовое горение. Выделяют три вида пластового горения. Сухое горение, когда на 1000 м³ воздуха закачивается 1–3 м³ воды. Влажное, когда на 1000 м³ воздуха закачивается от 3 до 5 м³ воды. Сверхвлажное, когда на 1000 м³ воздуха закачивается более 5 м³ воды. Для создания очага горения применяют различные глубинные нагреватели, обычно электрические или газовые. После нагрева призабойной зоны в скважину подается окислительный агент (воздух) для воспламенения нефти. Тепловые методы применяются главным образом на месторождениях с высоковязкими нефтями.

Основным ограничивающим фактором применения тепловых методов является глубина залегания пласта, которая должна быть не более 1000–1200 м. При внутрипластовом горении основную ограничивающую роль играют максимальное давление компрессоров при такой глубине и их производительность, которая с удалением очага от призабойной зоны должна постоянно увеличиваться. Имеющиеся отечественные и зарубежные компрессоры не имеют такой производительности при необходимых давлениях закачки воздуха. Прирост нефтеотдачи от тепловых методов от 10 до 50 %.

Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пластов
Назначение гидродинамических методов – увеличение коэффициента охвата малопроницаемых нефтенасыщенных объемов пласта вытесняющей водой путем оптимизации режимов нагнетания и отбора жидкости при заданной сетке скважин и порядке их ввода в работу. К ним относятся: циклическое заводнение, изменение направлений фильтрационных потоков, создание высоких давлений нагнетания, форсированный отбор жидкости, гидравлический разрыв пласта, а также методы воздействия на призабойную зону пласта.

Циклическое заводнение
Метод основан на периодическом изменении режима работы залежи путем прекращения и возобновления закачки воды и отбора. За счет этого более полно используются капиллярные и гидродинамические силы. Физическая сущность процесса состоит в том, что в период нагнетания воды нефть в малопроницаемых зонах сжимается и в них входит вода, а при прекращении закачки вода удерживается капиллярными силами в малопроницаемых прослоях, а нефть выходит из них. Продолжительность циклов различна и зависит от

удаления фронта вытеснения (расстояние между нагнетательными и добывающими скважинами), геолого-физических свойств коллекторов, особенно от проницаемости и пьезопроводности, изменяется в пределах от нескольких суток до 1–2 месяцев. Основные критерии эффективного применения метода по сравнению с обычным заводнением следующие:

а) наличие слоисто-неоднородных или трещиновато-пористых гидрофильных коллекторов;

б) высокая остаточная нефтенасыщенность;

в) технико-технологическая возможность создания высокой амплитуды колебаний давления;

г) возможность компенсации отбора закачкой. Метод способствует увеличению текущего уровня добычи нефти и конечной нефтеотдачи.

Изменение направлений фильтрационных потоков (ИНФП)

В процессе проведения заводнения нефтяных пластов, особенно неоднородных, в них постепенно формируются поле давлений и характер фильтрационных потоков, при которых отдельные участки пласта оказываются не охваченными активным процессом вытеснения нефти водой. По мере появления воды в добывающих скважинах и роста обводненности заводненные зоны пласта взаимосоединяются, а не охваченные заводнением зоны образуют изолированные островки, вытеснение нефти из которых происходит только за счет капиллярной пропитки пластов водой. Для вовлечения в разработку застойных, не охваченных заводнением зон пласта, необходимо изменить общую гидродинамическую обстановку в нем, что достигается перераспределением отборов и закачки воды по скважинам.

Технология метода заключается в том, что закачка воды прекращается в одних скважинах и переносится на другие, в результате чего обеспечивается изменение направления фильтрационных потоков до 90° . Физическая сущность процесса следующая:

а) при обычном заводнении вследствие вязкостной неустойчивости процесса вытеснения образуются целики нефти, обойденные водой;

б) при вытеснении нефти водой водонасыщенность вдоль направления вытеснения уменьшается.

При переносе фронта нагнетания в пласте нагнетаемая вода внедряется в застойные малопроницаемые зоны и вытесняет из них нефть в зоны интенсивного движения воды. Изменение направления фильтрационных потоков достигается за счет дополнительного разрезания залежи на блоки, очагового заводнения, перераспределения отборов и закачки между скважинами, циклического заводнения. Метод более эффективен в случае повышенной неоднородности пластов, высоковязких нефтей и применения в первой трети основного периода разработки.

Создание высоких давлений нагнетания

Применение высоких давлений нагнетания обеспечивает: увеличение

текущих дебитов скважин и пластового давления; снижение обводненности продукции за счет более интенсивного притока нефти из малопроницаемого пропластка; уменьшение влияния неоднородности коллектора за счет относительно большего увеличения приемистости малопроницаемого пропластка по сравнению с высокопроницаемым; повышение текущей нефтеотдачи при существенно меньшем расходе воды за счет вовлечения в разработку дополнительных запасов нефти.

Форсированный отбор жидкости

Технология заключается в поэтапном увеличении дебитов добывающих скважин и снижении Рзаб. При этом в неоднородных сильно обводненных пластах вовлекаются в разработку остаточные целики нефти, линзы, тупиковые и застойные зоны, малопроницаемые пропластки и др. Условия эффективности:

- а) обводненность продукции не менее 80–85 %;
- б) высокие коэффициенты продуктивности скважин и забойные давления;
- в) возможность увеличения дебитов.

Приступать к форсированному отбору следует постепенно, увеличивая дебит отдельных скважин на 30–50 %, а затем – в 2–4 раза.

Гидравлический разрыв пласта

Если еще несколько лет назад гидравлический разрыв пласта (ГРП) применяли главным образом в качестве технологии интенсификации добычи или закачки, то сегодня акценты заметно смещаются в область повышения нефтеотдачи и водоприема пластов, что способствует вовлечению в разработку дополнительных трудно извлекаемых запасов на месторождении.

В настоящее время ГРП является наиболее результативным геолого-техническим мероприятием, обеспечивающим кратное увеличение добычи и закачки как в низкопроницаемых коллекторах, так и коллекторах с хорошей проницаемостью. Это обеспечивает более полный охват и введение в разработку новых запасов, а также стимулирует разработку в целом по месторождению.

С момента внедрения гидроразрыв пласта (ГРП) был и остается одним из основных инженерных инструментов увеличения производительности скважин. Эффект достигается за счет:

- создания проводящего канала (трещины) через поврежденную (загрязненную) зону вокруг скважины с целью проникновения за границы этой зоны;
- распространения канала (трещины) в пласте на значительную глубину с целью дальнейшего увеличения производительности скважины;
- создания канала (трещины), который позволил бы изменить, повлиять на течение флюида в пласте.

Перечень существующих технологий ГРП. Стандартный ГРП.

Нагнетание в пласт геля с увеличивающимся во времени расходом до разрыва пласта, развитие трещины при постоянном режиме нагнетании геля ($2-5 \text{ м}^3 / \text{мин}$), заполнение трещины проппантом (рисунок. 5.15) при повышении его концентрации в геле (до 1500 кг/м^3) общей массой до 50 т.

Область применения. Продуктивные пласты толщиной до 15 м, проницаемостью более $0,040 \text{ мкм}^2$, малой расчлененностью с экранами большой (более 10 м) толщины, фронт вытеснения – не ближе половины расстояния между скважинами.

Кроме стандартного ГРП существуют следующие разновидности технологий ГРП:

- повторный ГРП;
- объемные ГРП – нагнетание в пласт геля с проппантом с общей массой от 50 до 100 т, продуктивные пласты толщиной до 20 м;
- селективный ГРП;
- азотный ГРП
- кислотный ГРП для карбонатных коллекторов с дополнительной закачкой оторочки концентрированной кислоты перед стадией заполнения трещины проппантом.

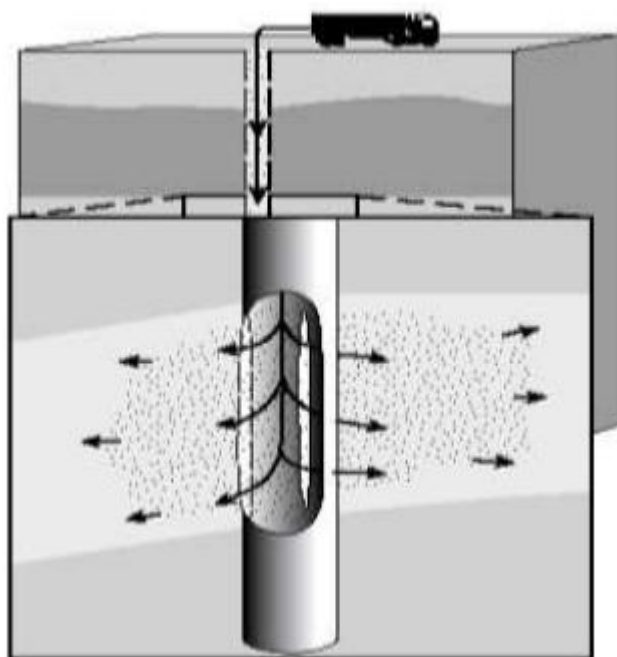


Рисунок 5.15. Закачка проппанта в трещину

В общем случае ствол скважины разрушается, т.е. горная порода растрескивается под воздействием гидравлического давления рабочей жидкости, при этом возникает «гидравлическая» трещина

Образование и развитие трещины на ранних стадиях приводит к тому, что площадь сечения пласта начинает увеличиваться. Как только закачка будет остановлена, трещина закроется, и мы не получим в пласте новых зон притока. Чтобы этого не допустить, в рабочую жидкость ГРП добавляют закрепляющий агент (проппант), который вместе с рабочей

жидкостью закачивается в трещину. Проппант остается на месте и не дает трещине закрыться, сохраняя на протяжении всего периода добычи проводящий канал, увеличивающий зону притока коллектора. Обычно в качестве проппанта используется песок или какой-либо гранулированный высокопрочный заменитель. При работе с карбонатными породами в качестве рабочей жидкости ГРП может быть использована кислота, которая растворяет породу, оставляя после себя каналы выщелачивания, уходящие далеко в глубь коллектора. Техника для гидравлического разрыва пласта. Перед гидроразрывом пласта устье скважины оборудуется специальной арматурой типа 1АУ-700 или 2АУ-700, к которой подключаются агрегаты для нагнетания в скважину жидкостей разрыва.

К основному оборудованию для ГРП относятся:

- насосные агрегаты 4АН-700 или 5АН-700;
- пескосмесительные установки типа 3ПА или 4ПА;
- автоцистерны для перевозки жидкостей ЦР-20;
- агрегаты для перевозки блока манифольда 1БМ-700;
- агрегаты для перевозки наполнителя и т.д.

Насосные агрегаты (4АН-700 и 5АН-700) изготавливаются в износостойком исполнении, монтируются на шасси трехосных грузовых автомобилей КРАЗ-257, максимальное давление этих агрегатов 70 МПа при подаче 6 л/с. Для смешивания жидкости пескосмесителя с песком (или другим наполнителем) применяются пескосмесительные установки типа 3ПА или 4ПА, смонтированные на автомобилях с высокой проходимостью. Смешение песка с жид- 101 костью и подача смеси на прием насосных агрегатов механизированы. Пескосмесительный агрегат 4ПА имеет грузоподъемность 50 т. Агрегат оборудован загрузочным шнеком. В этих агрегатах готовится смесь песка с жидкостью необходимой концентрации.

Перевозка жидкостей, потребных при ГРП, осуществляется в автоцистернах. При ГРП чаще используются автоцистерны ЦР-20, которые монтируются на автоприцепах 4МЗАП-552 и транспортируются седельными тягачами КРАЗ-257. Кроме автоцистерны на шасси прицепа монтируются двигатель ГАЗ-51, центробежный насос 8К-18 и трех-плунжерный насос 1В. Насосы приводятся в действие от двигателя ГАЗ-51. Цистерна имеет емкость 17 м³, поплавковый указатель уровня и змеевик для подогрева жидкости с помощью паропередвижной установки (ППУ) в зимнее время. Трех-плунжерный насос 1В снабжен воздушным компрессором, имеет подачу 13 л/с, максимальное давление 1,5 МПа. Центробежный насос 8К-18 имеет подачу 60–10 л/с (по воде), напор до 20 м и предназначен для подачи жидкости в пескосмесительный агрегат. Блок манифольда 1БМ-700 высокого давления (70 МПа) с подъемной стрелой для погрузки и разгрузки деталей манифольда предназначается для обвязки выкидных линий нескольких насосных агрегатов высокого

давления и присоединения их к арматуре устья скважины. Для дистанционного контроля за процессом ГРП применяется станция контроля и управления. Эта станция комплектуется контрольно-измерительной и регистрирующей дистанционной аппаратурой, а также громкоговорителями и усилителями для звуковой и телефонной связи с отдельными агрегатами и исполнителями

С точки зрения воздействия на пластовую систему в большинстве случаев реализуется комбинированный принцип воздействия, при котором сочетаются гидродинамический и тепловой методы, гидродинамический и физико-химический, тепловой и химический (термохимические) и так далее. В связи с возросшей актуальностью вовлечения в активную разработку огромных ресурсов высоковязких нефтей и битумов в мире и в России в частности, а также учитывая, что основной технологией разработки таких залежей считаются термические методы.

Контроль за разработкой месторождения включает в себя:

1. ГДИ – гидродинамические исследования скважин проводятся для определения и уточнения параметров пласта.

- осуществление замеров Рпл., Рзаб., Руст. (Рбуф, Рзатр), Ндин., Нстат;

- проведение нестационарных исследований: КВД-кривые восстановления давления, КВУ-кривые восстановления уровня, КПД-кривые падения давления.

- проведение стационарных исследований: ИД-индикаторные диаграммы, МУЗ (метод установившихся закачек). При этих исследованиях измеряется изменение дебита или приемистости скважины от Рзаб и рассчитывается Кпрод (Кприем) скважины;

- гидропрослушивание;

- трассерные исследования - закачка индикаторов

2. ПГИ – комплекс физических методов, используемых для изучения горных пород в около скважинном и межскважинном пространствах, а также для контроля технического состояния скважин. Нужны для назначения мероприятий на скважинах (РИР, ОПЗ, перфорация и др);

3. физико-химические исследования проводятся для определения физико-химических свойств нефти, газа, конденсата и воды (отбор глубинных и поверхностных проб нефти, газа, определение Гф, замеры Кф на сепараторе, лабораторные исследования нефти, газа, конденсата и воды); Нужны для уточнения параметров нефти, газа и воды.

4. керновые исследования. Включают стандартные и специальные исследования.

Стандартные определения керна – Кпор, Кпр, Кво, гп, растворение HCl, +описание.

Специальные – Кон, Кыт, ОФП и др. Керна отбирается во всех

разведочных скважинах из всех продуктивных пластов и в каждой 10-ой эксплуатационной скважине из объекта разработки.

5. замеры технологических показателей работы скважин

§6 Классификация запасов

В Классификации категории запасов нефти и газа устанавливаются на основе следующих признаков:

- а) степень геологической изученности;
- б) степень промышленного освоения.

Критериями выделения категорий запасов по степени геологической изученности являются изученность геологического строения и нефтегазоносности залежи сейсмическими и другими полевыми геофизическими исследованиями, бурением, геофизическими методами, промысловыми и аналитическими исследованиями, позволяющими осуществить подсчет запасов и составить проектный документ на разработку месторождений на основе геологической и фильтрационной моделей залежи.

По степени промышленного освоения выделяются запасы залежей разрабатываемых и разведываемых месторождений.

Запасы залежей разрабатываемых месторождений по степени геологической изученности и промышленного освоения подразделяются на три категории:

А – разбуренные, разрабатываемые,

В₁ – разрабатываемые отдельными скважинами, неразбуренные эксплуатационной сеткой скважин, разведанные, подготовленные к промышленной разработке,

В₂ – разрабатываемые, неразбуренные, оцененные,

С₁ – разведанные,

С₂ – оцененные.

Запасы категории А (разбуренные, разрабатываемые) в соответствии с требованиями Классификации выделяются и подсчитываются в залежах или их частях, разбуренных эксплуатационной сеткой скважин и разрабатываемых в соответствии с утвержденным в установленном порядке проектным документом на разработку месторождения (технологической схемой разработки или дополнением к ней; технологическим проектом разработки или дополнением к нему).

Для отнесения запасов к категории А устанавливаются:

а) тип, форма и размеры залежи; положение тектонических нарушений и их амплитуды (форма и размеры каждого тектонического блока); для литологически ограниченных залежей - границы выклинивания пласта или замещения проницаемых пород непроницаемыми, для стратиграфически экранированных залежей – границы стратиграфического экранирования пластов;

б) положение продуктивного пласта в разрезе и степень выдержанности его по площади – места слияния, выклинивания, замещения; геологическая макронеоднородность продуктивных пластов (статистические показатели общих толщин пластов и их коллекторов, а также нефтегазонасыщенных толщин коллекторов; расчлененности и песчаности разреза в границах подсчетного объекта; интервалы изменения, средние значения, коэффициенты вариаций; объемы выборки), толщины пород-покрышек;

в) литологические особенности продуктивного пласта и вмещающих пород – геологическая микронеоднородность – вещественный состав; тип коллектора; коллекторские свойства пород, слагающих пласт (пористость, проницаемость, трещиноватость, кавернозность, карбонатность и глинистость), минеральный и гранулометрический состав коллектора, состав цемента, остаточная и начальная нефте- и газонасыщенность коллекторов продуктивных пластов, литологические свойства пород-покрышек: вещественный состав, пористость, проницаемость;

г) геофизические критерии выделения пород-коллекторов, увязанные с данными по керну;

д) гидропроводность и пьезопроводность; е) физико-гидродинамические характеристики: коэффициент вытеснения нефти водой (газом), кривые фазовых проницаемостей, смачиваемость (гидрофобность, гидрофильность), определенные по собственному керну;

ж) положения флюидальных контактов (или условных подсчетных уровней) по данным опробования и с учетом промыслово-геофизических материалов, а также контуры нефтегазоносности;

з) состав и свойства нефти и газа в пластовых и стандартных условиях, а также содержащихся в них попутных полезных компонентов:

- давление насыщения нефти газом, газосодержание, плотность, вязкость, объемный коэффициент, сжимаемость;

- физико-химические свойства нефти, дегазированной способом дифференциального разгазирования до стандартных условий: плотность, кинематическая вязкость, молекулярная масса, температура начала кипения и начала застывания, температура насыщения нефти парафинами, процентное содержание парафинов, асфальтенов, силикагелевых смол, серы, фракционный состав, компонентный состав;

- физико-химические свойства газа: компонентный состав, плотность по воздуху и абсолютная, сжимаемость;

- физико-химические свойства конденсата: усадка сырого конденсата, количество газа дегазации, плотность, молекулярная масса, начало и конец кипения стабильного конденсата, компонентный и углеводородный состав, содержание парафинов, серы, смол;

- для залежей с повышенной вязкостью нефти, по которым могут быть рассмотрены варианты разработки с применением теплофизических и

термохимических методов воздействия на пласт, средние значения коэффициента теплопроводности, удельного теплового сопротивления, удельной теплоемкости (раздельно для пород и жидкости);

и) состав и свойства пластовых вод и содержащихся в них попутных полезных компонентов;

к) начальные и текущие дебиты нефти, растворённого газа и воды, свободного газа и содержание в нем сырого и стабильного конденсата; коэффициенты продуктивности скважин, величины начальных и текущих пластовых давлений, давления насыщения и начала конденсации, начальное газосодержание нефти, газовый фактор и его изменение во времени;

л) суммарная накопленная добыча нефти, газа, конденсата и воды по скважинам и пластам на дату подсчета запасов;

м) возможная гидродинамическая связь отдельных продуктивных пластов и тектонических блоков;

н) проектная добыча нефти, газа и конденсата в соответствии с утвержденным проектным документом на разработку;

о) наиболее эффективные методы повышения коэффициентов извлечения (КИН, КИГ, КИК) по лабораторным и промысловым данным.

Границы запасов категории А устанавливаются:

а) для разрабатываемой залежи, полностью разбуренной эксплуатационными скважинами, и ранее числящимися в эксплуатационном фонде на данную залежь - по контуру залежи (рис. 6.1);

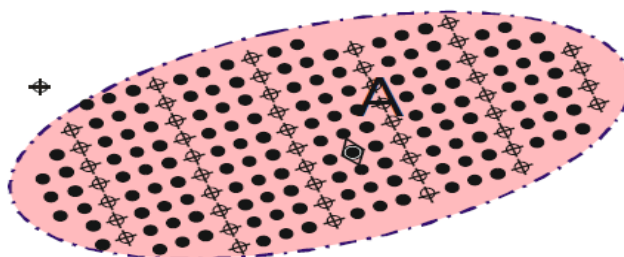
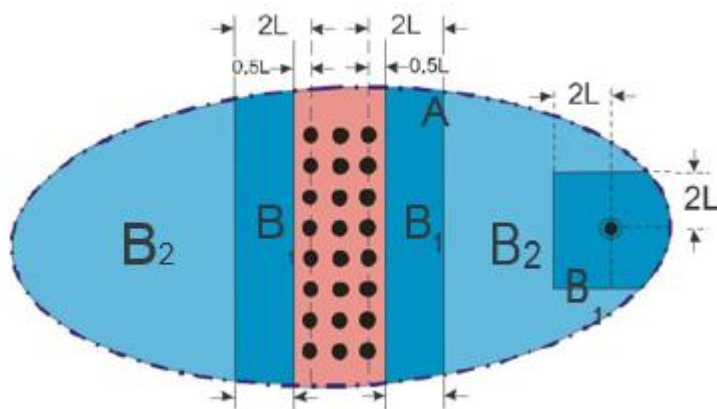


Рисунок 6.1 Выделение запасов категории А на разрабатываемой залежи, полностью разбуренной эксплуатационными скважинами

б) для разрабатываемой залежи, частично разбуренной эксплуатационными скважинами - на расстоянии равном половине шага сетки эксплуатационных скважин согласованной действующим проектным документом, от линии, проходящей через крайние скважины, в сторону неизученной части залежи ($0,5 L$, где L – расстояние между эксплуатационными скважинами) (рис. 6.2); В качестве крайних скважин в каждом пласте принимаются эксплуатационные скважины (добывающие, бездействующие, нагнетательные, пьезометрические и другие), запроектированные именно на этот пласт. Транзитные эксплуатационные

скважины, запроектированные на другой пласт и не вскрытые перфорацией в данном пласте, не используются в качестве крайних при определении границы категории А;



Риснок 6.2. Выделение запасов категорий А, В1 и В2 на разрабатываемой залежи, частично разбуренной эксплуатационными скважинами

в) для залежей, разрабатываемых, в том числе, скважинами с горизонтальными, субгоризонтальными и пологими окончаниями забоя, границы категории А проводятся на всем протяжении ствола скважины на расстоянии $0,5 L$ (рис. 6.3);

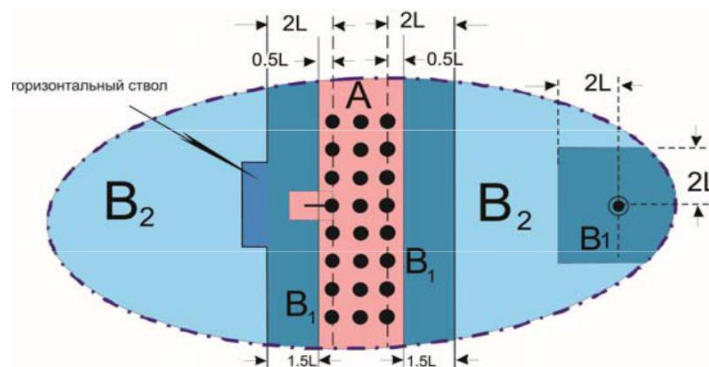


Рисунок 6.3 Выделение запасов категорий А, В1 и В2 на разрабатываемой залежи, частично разбуренной эксплуатационными скважинами и скважинами с горизонтальным окончанием

г) если эксплуатационные скважины, отнесенные к категории А, расположены на расстоянии меньше или равном $2L$ от контура залежи, то границы категории А можно распространить до этого контура;

д) для газовых и газоконденсатных залежей, учитывая особенности систем размещения скважин, применяемых для их разработки, границу запасов категории А рекомендуется проводить по границе зоны

дренирования (определяется по данным замеров пластового давления в наблюдательных скважинах или рассчитывается по данным гидродинамического моделирования). В случае, если доказано, что область дренирования охватывает всю газовую залежь, границу запасов категории А проводят по контуру залежи.

Запасы категории В₁ (разрабатываемые отдельными скважинами, неразбуренные эксплуатационной сеткой скважин, разведанные, подготовленные к промышленной разработке) в соответствии с требованиями Классификации выделяются и подсчитываются в залежах или их частях, не разбуренных эксплуатационными скважинами, разработка которых планируется в соответствии с утвержденным проектным документом (технологической схемой разработки или дополнением к ней, технологическим проектом разработки или дополнением к нему), изученных сейсморазведкой или иными высокоточными методами, прошедшими предварительную апробацию в установленном порядке, и разбуренных поисковыми, оценочными, разведочными, транзитными или углубленными эксплуатационными скважинами, давшими в колонне промышленные притоки нефти или газа (отдельные скважины могут быть не опробованы, но продуктивность их предполагается по данным геофизических и геолого-технологических исследований, а также керн).

Для отнесения запасов к категории В₁ устанавливаются:

а) положение продуктивного пласта в разрезе и степень выдержанности его по площади;

б) литологические особенности продуктивного пласта – вещественный состав, тип коллектора, общие толщины пластов и их коллекторов, а также нефтегазонасыщенные толщины коллекторов, фильтрационно-емкостные свойства пород, слагающих пласт (открытая пористость, проницаемость), нефте- и газонасыщенность коллекторов продуктивных пластов;

в) коэффициент вытеснения нефти водой (газом) и кривые фазовых проницаемостей;

г) высотное положение флюидальных контактов (или условных уровней подсчета) по данным опробования и с учетом промыслово-геофизических данных;

д) состав и свойства нефти и газа в пластовых и стандартных условиях, а также содержащихся в них попутных полезных компонентов;

е) состав и свойства пластовых вод и содержащихся в них попутных полезных компонентов;

ж) по данным опробования пробуренных скважин и/или пробной эксплуатации отдельных скважин – начальные и текущие дебиты нефти, газа и воды, коэффициенты продуктивности скважин, начальные и текущие пластовые давления, давления насыщения, начальное

газосодержание;

з) геофизические критерии выделения пород-коллекторов, увязанные с данными по керну.

Границы запасов категории В1 устанавливаются:

а) для неразбуренных частей разрабатываемой залежи, непосредственно примыкающих к участкам запасов категории А – на расстоянии равном двойному шагу эксплуатационной сетки - $2L$ от линии, проходящей через крайние скважины, или $1,5L$ от границы категории А в сторону неизученной части залежи (рис. 6.4);

б) для частей залежи разрабатываемого месторождения, разбуренных поисковыми, оценочными, разведочными скважинами, давшими промышленные притоки нефти или газа при опробовании в колонне, или опробованными испытателем пластов в процессе бурения (некоторые соседние скважины могут быть не опробованы, но продуктивность их предполагается по данным геофизических и геолого-технологических исследований, а также керна) – на расстоянии, равном двойному шагу эксплуатационной сетки - $2L$ от скважины в сторону неизученной части залежи (рис.4,а); отдельно расположенные не опробованные разведочные скважины в категорию В1 не включаются (рис. 6.4.б); для месторождений в акваториях морей граница запасов категории В1 устанавливается в пределах рассчитанной (прогнозируемой) зоны дренирования и/или на расстоянии, равном двойному шагу эксплуатационной сетки – $2L$ от скважины в сторону неизученной части залежи;

в) если расстояние между квадратами запасов категории В1 около скважин с промышленными притоками меньше двойного шага проектной эксплуатационной сетки ($2L$), то такие участки могут объединяться;

г) если скважина, давшая промышленные притоки нефти или газа, расположена вблизи границ залежи (расстояние от границы категории В1 до границы залежи меньше двойного шага эксплуатационной сетки $2L$), то границы категории В1 можно распространить до границы залежи (рис. 6.4.б);

д) если доказана гидродинамическая связь между различными участками запасов категории В1, такие участки могут объединяться;

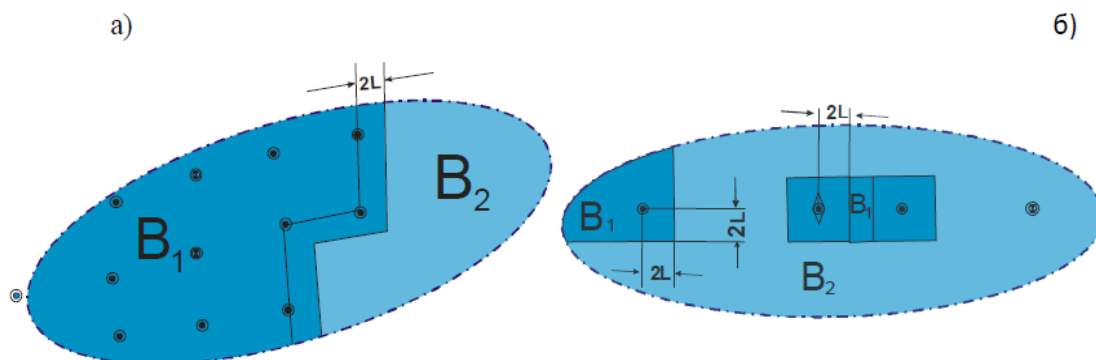


Рисунок 6.4 Выделение запасов категорий В₁ и В₂ по данным разведочного бурения на разрабатываемых месторождениях

е) для частей залежи разрабатываемых месторождений, около опробованных в колонне продуктивных транзитных эксплуатационных скважин (рис. 6.5) – на расстоянии двойного шага эксплуатационной сетки (2L) от опробованных скважин;

ж) если характер насыщенности в скважине ниже опробованного интервала неясен, границу запасов категории В₁ проводят по нижней отметке интервала перфорации в пределах вскрытого перфорацией проницаемого прослоя.

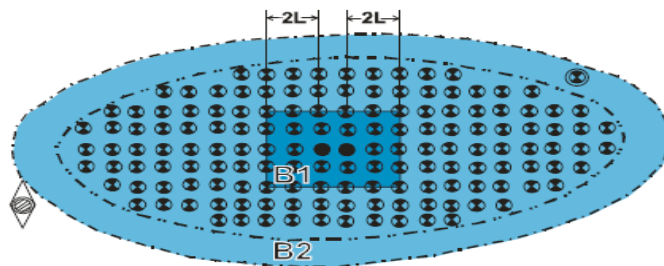


Рисунок 6.5 Выделение запасов категорий В₁ и В₂ по данным транзитных эксплуатационных скважин, в части которых получены промышленные притоки

Запасы категории В₂ (неразбуренные, оцененные) выделяются и подсчитываются на неизученных частях залежей разрабатываемых месторождений, не разбуренных эксплуатационными скважинами, разработка которых проектируется в соответствии с утвержденным проектным документом (технологической схемой разработки или дополнением к ней; технологическим проектом разработки или дополнением к нему), изученные сейсморазведкой или иными высокоточными методами, прошедшими апробацию в установленном порядке. Наличие запасов обосновано данными геологических и геофизических исследований и положительными результатами испытания отдельных скважин в процессе бурения.

К запасам категории В₂ относят:

а) неразбуренные участки разрабатываемых залежей между внешним контуром нефтегазоносности и границами участков запасов категории В₁ (рис. 6.2, 6.3, 6.4, 6.5);

б) неразрабатываемую залежь разрабатываемого месторождения, изученную по материалам промыслово-геофизических исследований в транзитных неопробованных эксплуатационных скважинах – до границ залежи (рис. 6.6).

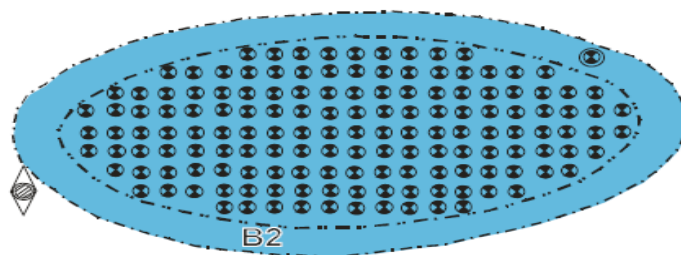


Рисунок 6.6 Выделение запасов категорий В2 по данным транзитных эксплуатационных скважин

Для отнесения запасов нефти и газа к категории В2 устанавливаются:

а) непрерывность (выдержанность) свойств пласта по данным сейсмических и других геофизических исследований в оцениваемой части залежи;

б) контуры нефтегазоносности, гипсометрическое положение флюидальных контактов, а в случае недостаточной изученности принять условный уровень подсчета с учетом косвенной информации;

в) нефтегазонасыщенные толщины коллекторов, пористость и другие подсчетные параметры по аналогии с разбуренными участками залежей или по данным ГИС в скважинах;

г) свойства нефти по аналогии с изученными участками залежи или с использованием аналогий с разрабатываемой залежью со сходными геолого-промысловыми характеристиками ближайшего разведываемого или разрабатываемого месторождения. Запасы залежей разведываемых месторождений, не введенных в промышленную разработку, по степени геологической изученности подразделяются на две категории: категория С1 (разведанные), категория С2 (оцененные).

Запасы категории С1 (разведанные) в соответствии с требованиями Классификации выделяются и подсчитываются на залежи или части залежи, на которых может осуществляться пробная эксплуатация отдельных скважин или пробная эксплуатация участка залежи. Залежи изучаются сейсморазведкой или иными высокоточными методами, прошедшими апробацию в установленном порядке, и разбурены поисковыми, оценочными, разведочными скважинами, давшими в колонне притоки нефти или газа (отдельные скважины, расположенные рядом с опробованными скважинами, могут быть не опробованы, но продуктивность их предполагается по данным геофизических и геолого-технологических исследований, а также керн).

Геологическое строение залежи, фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов, состав и свойства флюидов, гидродинамические характеристики, дебиты скважин изучены по результатам геолого-промысловых исследований скважин в процессе реализации проектов геологоразведочных работ, пробной эксплуатации отдельных скважин или пробной эксплуатации залежи. Запасы категории С1 подсчитываются по

результатам геологоразведочных работ и должны быть изучены в степени, обеспечивающей получение исходных данных для составления проектного документа на разработку.

Для открываемых месторождений в акваториях морей, в том числе на континентальном шельфе Российской Федерации, в территориальных водах, во внутренних морских водах, а также в Каспийском и Азовском морях, к запасам категории С₁ относят залежь/часть залежи, вскрытую первой поисковой скважиной, в которой получены качественные результаты исследований пластоиспытателями на кабеле (замеры пластовых давлений, отбор проб), позволяющие оценить характер насыщенности пласта.

Для отнесения запасов к категории С₁ по залежи устанавливаются:

а) положение продуктивного пласта в разрезе и степень выдержанности его по площади;

б) литологические особенности продуктивного пласта – вещественный состав, тип коллектора, общую толщину пласта, нефтегазонасыщенные толщины коллекторов, фильтрационно-емкостные свойства пород, слагающих пласт (открытая пористость, проницаемость), нефтегазонасыщенность коллекторов продуктивных пластов;

в) коэффициент вытеснения нефти водой (газом) и кривые фазовых проницаемостей;

г) высотное положение флюидальных контактов (или условных уровней подсчета) по данным опробования и с учетом промыслово-геофизических данных;

д) состав и свойства нефти и газа в пластовых и стандартных условиях, а также содержащихся в них попутных полезных компонентов;

е) состав и свойства пластовых вод и содержащихся в них попутных полезных компонентов;

ж) по данным опробования пробуренных скважин и/или пробной эксплуатации отдельных скважин – начальные и текущие дебиты нефти, газа и воды, коэффициенты продуктивности скважин, начальные и текущие пластовые давления, давления насыщения, начальное газосодержание;

з) для открываемых месторождений в акваториях морей, в том числе на континентальном шельфе Российской Федерации, в территориальных водах, во внутренних морских водах, а также в Каспийском и Азовском морях, в первых поисковых скважинах допускается исследована скважин пластоиспытателями на кабеле.

Границы запасов категории С₁ устанавливаются:

а) в районе параметрических, поисковых и разведочных скважин, нефтегазонасыщенность в которых установлена по результатам испытаний скважин, давших в колонне промышленные притоки нефти и газа, позволяющие на данной стадии изученности дать предварительную оценку

нефтегазоносного потенциала залежи, а также по результатам опробования скважин испытателем пластов (отдельные соседние скважины могут быть не опробованы, но продуктивность их предполагается по данным геофизических и геолого-технологических исследований, а также керна) - в сторону неизученной части залежи на расстоянии двойного шага эксплуатационной сетки ($2L$), согласованных в установленном порядке в проектных документах для аналогичных залежей разрабатываемых месторождений (рис.6.7). Для месторождений в акваториях морей граница запасов категории С1 устанавливается в пределах рассчитанной (прогнозируемой) зоны дренирования и/или на расстоянии, равном двойному шагу эксплуатационной сетки – $2L$ от скважины в сторону неизученной части залежи;

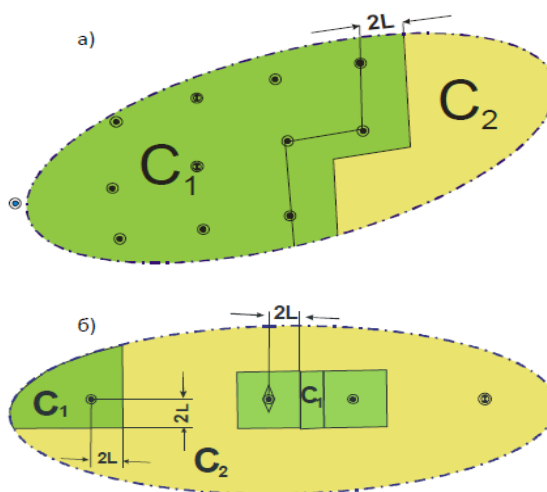


Рисунок 6.7 Выделение запасов категории С1 и С2 на разведываемых залежах

б) если расстояние между квадратами запасов категории С1 около скважин с промышленными притоками меньше двойного шага предполагаемой эксплуатационной сетки ($2L$), то такие участки могут объединяться (рис.6.7 б), в случае, когда скважина, давшая промышленные притоки нефти или газа, расположена на расстоянии меньше или равном $2L$ от контура залежи, то границы категории С1 можно распространить до этого контура;

в) если доказана гидродинамическая связь между различными участками запасов категории С1, такие участки могут объединяться;

г) в открытых залежах, где промышленная нефтегазоносность установлена в одной скважине по данным испытаний в колонне, запасы категории С1 выделяются в квадрате со сторонами на расстоянии равном двойному шагу эксплуатационной сетки ($2L$), согласованному в установленном порядке в проектных документах для аналогичных залежей (рис.6.8). Для месторождений в акваториях морей граница запасов категории С1 устанавливается в пределах рассчитанной (прогнозируемой)

зоны дренирования;

д) ориентировка квадратов параллельна осям складки; в случае изометрического строения складки – в направлении север-юг;

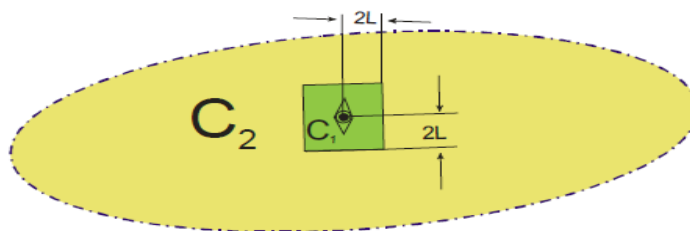


Рисунок 6.8. Выделение запасов категории C1 и C2 на новых залежах

е) если характер насыщенности в скважине ниже опробованного интервала неясен, границу запасов категории C1 проводят по нижней отметке интервала перфорации в пределах вскрытого перфорацией проницаемого прослоя.

К категории C2 (оцененные) в соответствии с требованиями Классификации относятся запасы залежей или частей залежей разведываемых месторождений, изученных сейсморазведкой или иными высокоточными методами, прошедшими апробацию в установленном порядке, наличие которых обосновано данными геологических и геофизических исследований и испытанием отдельных скважин в процессе бурения. Если все скважины в пределах залежи испытаны в процессе бурения испытателем пластов на кабеле, то её запасы относятся к категории C2 (исключение составляют месторождения в акваториях морей, в том числе на континентальных шельфах морей Российской Федерации, в территориальных морских водах, во внутренних морских водах, а также в Каспийском и Азовском морях).

К категории C2 относятся запасы:

а) неразбуренных участков разведываемых залежей, между границами залежи и границами участков запасов категории C1, если имеется достаточно геолого-геофизической информации для заключения о непрерывности свойств пласта-коллектора по данным сейсмических и других геофизических исследований (рис. 6.7,6.8);

б) в районе скважин, по результатам опробования которых, продуктивность не установлена, а характеристика по геофизическому исследованию скважин (ГИС) аналогична скважинам, давшим промышленные притоки нефти и газа;

в) в районе скважин, продуктивность которых предполагается по данным промыслово-геофизических исследований и расположенных на значительном расстоянии от скважин, в которых получены промышленные притоки углеводородов (нефти, газа и их смеси) (рис. 6.7б);

г) в пределах неразбуренных тектонических блоков, примыкающих к блокам с установленной продуктивностью. При этом имеющаяся геологическая информация указывает, что возможно продуктивные пласты

в пределах этих блоков по литолого-фациальным характеристикам аналогичны изученной части залежи.

Для запасов нефти и газа категории С2 устанавливаются:

а) непрерывность (выдержанность) свойств пласта по данным сейсмических и других геофизических исследований в оцениваемой части залежи;

б) контуры нефтегазоносности, гипсометрическое положение флюидальных контактов, а в случае недостаточной изученности принять условный уровень подсчета с учетом косвенной информации;

в) нефти – и газонасыщенные толщины коллекторов, пористость и другие подсчетные параметры по аналогии с разбуренными участками залежей или по данным ГИС в скважинах;

г) свойства нефти и газа по аналогии с изученными участками залежи или с использованием аналогий с разрабатываемой залежью со сходными геолого-промысловыми характеристиками ближайшего разведываемого или разрабатываемого месторождения;

д) коэффициенты извлечения нефти, газа и конденсата принимаются по аналогии с изученными участками залежей.

Выделение категорий ресурсов нефти и газа осуществляется по степени геологической изученности объектов и их перспектив нефтегазоносности.

Критерием выделения категорий ресурсов является соответствующая степень изученность геологического строения и предполагаемая нефтегазоносность ловушек или участка недр по площади и разрезу геофизическими, геохимическими

И другими видами региональных и поисково-разведочных работ.

Ресурсы нефти и газа по степени геологической изученности и обоснованности подразделяются на четыре категории: категория D0 (подготовленные), категория Dл (локализованные), категория D1 (перспективные), категория D2 (прогнозируемые).

Ресурсы категории D0 выделяются на подготовленных к бурению ловушках в районах с доказанной промышленной нефтегазоносностью и в нескрытых бурением возможно продуктивных пластах открытых месторождений.

Основанием для постановки поискового бурения на площади является наличие структуры (ловушки), подготовленной комплексом геолого-геофизических исследований для глубокого бурения в соответствии с действующими требованиями и сделанной оценкой подготовленных ресурсов категории D0.

Для оценки ресурсов категории D0 устанавливаются:

а) наличие объекта (структурной, тектонически-экранированной, стратиграфической, литологической ловушки или их совокупности), подготовленного методами, прошедшими апробацию в установленном

порядке;

б) степень подтверждаемости размеров и форм подобных объектов в пределах района - по данным глубокого бурения;

в) форма и размеры ловушки, изученные кондиционной сеткой сейсмических профилей; условия залегания предполагаемых залежей по результатам геолого-геофизических исследований, прошедших апробацию в установленном порядке;

г) наличие пластов-коллекторов, их толщины и фильтрационно-емкостные свойства, а также наличие покрышек - на основании структурно-фациального анализа, опирающегося на данные глубокого бурения на объектах-аналогах;

д) состав и свойства углеводородов - по аналогии с данными по залежам сходного строения в тех же пластах открытых месторождений данного нефтегазоносного района;

е) коэффициенты заполнения ловушек нефтью или газом - по аналогии с изученными месторождениями на основании анализа условий формирования углеводородов нефтяных и газовых залежей в пределах данной структурно-фациальной зоны данного нефтегазоносного района;

ж) положение ВНК, ГВК, ГНК, контролирующих возможную площадь нефтегазоносности, которое определяется путем анализа геолого-структурных условий, закономерностей изменения положения контактов того же пласта в соседних залежах – по картам изоконтактов или с учетом коэффициентов заполнения ловушек этих залежей на основе известных закономерностей их формирования в пределах данного нефтегазоносного района;

з) коэффициенты извлечения нефти, газа и конденсата аналогии с изученными залежами в тех же пластах месторождений данного нефтегазоносного района.

Локализованные ресурсы нефти и газа (категория Дл) – оцениваются в возможно продуктивных пластах в ловушках, выявленных по результатам поисковых геологических и геофизических исследований в пределах районов с доказанной и предполагаемой промышленной нефтегазоносностью. Локализованные ресурсы нефти и газа используются при планировании геологоразведочных работ с целью подготовки наиболее перспективных объектов для проведения площадных геофизических работ (сейсморазведка, гравиразведка, магниторазведка и пр.).

Категория D1 (перспективные) – ресурсы нефти, газа и конденсата литолого-стратиграфических горизонтов и комплексов с доказанной промышленной нефтегазоносностью в пределах крупных региональных структур первого порядка. Количественная оценка перспективных ресурсов проводится по результатам региональных геологических, геофизических, геохимических исследований и по аналогии с изученными

месторождениями, открытыми в пределах оцениваемого региона в соответствии с действующим на момент оценки методическим руководством, по количественной оценке, ресурсов нефти, газа и конденсата.

Перспективные ресурсы нефти и газа категории D1 отражают возможность открытия месторождений нефти и газа в оцениваемом регионе и используются для проектирования региональных геологоразведочных работ на нефть и газ, выбора наиболее перспективных участков для проведения на них поисковых геологических и геофизических исследований.

Категория D2 (прогнозируемые) – ресурсы нефти, газа и конденсата литолого-стратиграфических комплексов, оцениваемые в пределах крупных региональных структур первого порядка, промышленная нефтегазоносность которых еще не доказана. Перспективы нефтегазоносности этих комплексов предполагаются на основе имеющихся данных геологических, геофизических и геохимических исследований, а также по аналогии с другими, изученными нефтегазоносными районами той же нефтегазоносной области, где установлены месторождения нефти и газа или вышележащими нефтегазоносными комплексами.

Прогнозируемые ресурсы нефти и газа категории D2 отражают потенциальную возможность открытия месторождений в регионе, промышленная нефтегазоносность которого не доказана, и используются для проектирования региональных геологоразведочных работ на нефть и газ.

Оценка и учет ресурсов различных категорий ведется отдельно.

Оценка и учет нетрадиционных ресурсов нефти, газа и попутных полезных компонентов производится с использованием методик, изложенных в специальных методических рекомендациях, утвержденных в установленном порядке.

Оценка геологических ресурсов нефти и газа подготовленных (категории D0) и локализованных (категории Dл) на площадях, изученных сейсморазведочными работами, проводится объемным методом.

Оценка перспективных (категории D1) и прогнозируемых (категории D2) ресурсов производится с использованием методов, изложенных в специальных методических рекомендациях, утвержденных в установленном порядке.

Ресурсы оцениваются и учитываются отдельно по нефти и газу в пределах нефтегазоносных провинций, областей, районов, зон, площадей и отдельных ловушек по результатам геологоразведочных работ.

Оценка извлекаемых ресурсов и коэффициентов извлечения (КИН, КИК и КИГ) подготовленных (категории D0) и локализованных (категории Dл), перспективных (категории D1) и прогнозируемых (категории D₂)

ресурсов производится с использованием метода аналогии и экспертной оценки.

Практикум

1) Линейный закон фильтрации Дарси

Честь открытия линейного закона фильтрации принадлежит Анри Дарси.

Скоростью фильтрации v называется отношение объёмного расхода жидкости Q к площади поперечного сечения пласта (к так называемой площади фильтрации ω), т. е.

$$Q=v/\omega. (1.1)$$

Таким образом, чтобы получить скорость фильтрации v (скорость Дарси) надо объёмный расход флюида, полученный через заданное сечение пористой среды, отнести ко всей поперечной площади пласта (её называют площадью фильтрации), которая включает в себя как суммарные площади пор, так и суммарные площади зёрен породы, которые мысленно получают в поперечном сечении пласта.

Таким образом, это фиктивная скорость, которую имел бы флюид, если бы мы заменили пласт полым объёмом (т. е. положили бы пористость $m=1$), но при этом назначили бы через эту полость и через реальную пористую среду (с реальной пористостью m) один и тот же объёмный расход жидкости Q .

Естественно, скорость фильтрации (v) меньше чем реальная средняя скорость движения флюида в порах пласта (u), поскольку для обеспечения одного и того же расхода Q жидкость при движении в порах должна двигаться быстрее, чем при их отсутствии в том же геометрическом объёме.

Переход от скорости фильтрации v к средней скорости движения флюида в порах u проводится через пористость m

$$v= mu (1.2)$$

Объём жидкости, текущей через пористую среду, замерить легко, а значит, и объёмный расход тоже. Через узкие поры жидкость движется

быстрее, через большие – медленнее. Структура расположения этих больших и малых пор неизвестна. Таким образом, реальная скорость движения жидкости через пористую среду может измениться сильно. Можно выйти из положения, введя средний коэффициент просветности, равный пористости. Но пористость станет известна только в лаборатории, поэтому для простоты Дарси взял и разделил объёмный расход просто на хорошо известную величину – площадь поперечного сечения пласта, которая включает и площадь зёрен породы, и площадь пор. Чем выше получившаяся величина при прочих равных условиях, тем более проницаем пласт. 1) Линейный случай. Рассмотрим сначала фильтрацию жидкости в линейном пласте. При стационарной фильтрации жидкости вдоль одной оси (оси $0x$) распределение давления носит линейный характер (рисунок 1).

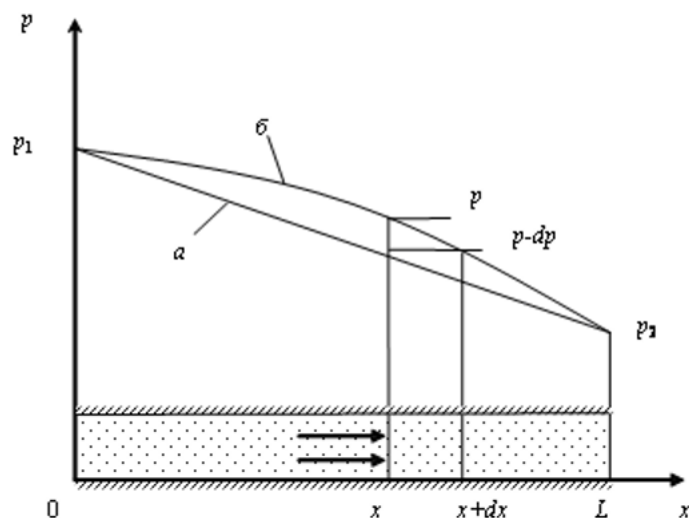


Рисунок 1 – Линейное распределение давления при одномерной (плоскопараллельной) фильтрации жидкости (а) и нелинейное - в случае фильтрации газа (б) при одинаковых давлениях p_1 и p_2

Давление есть функция одной переменной $p=p(x)$. Дарси установил линейную зависимость между скоростью фильтрации v жидкости и перепадом давления на единицу длины, поэтому можно записать

$$v \sim \frac{p_1 - p_2}{L} = \frac{p_2 - p_1}{L} = \frac{\Delta p}{L}$$

Важно именно отношение перепада давления на длину, так как просто Δp брать нельзя: один и тот же перепад, например, в одну атмосферу, может быть как большим (для близких сечений), так и малым, например, для расстояния в несколько километров. Коэффициентом пропорциональности в формуле (1.3) является отношение k/μ , поэтому из (1.3) получим

$$v = -\frac{k \Delta p}{\mu L}.$$

(1.4) Заметим, что при прямолинейном распределении давления при фильтрации жидкости

$$\frac{\Delta p}{L} = \frac{dp}{dx}$$

поэтому с учётом (1.5) в случае фильтрации жидкости можно записать закон Дарси также и в следующем виде

$$v = -\frac{k dp}{\mu dx}.$$

При линейной фильтрации газа распределение давления носит уже нелинейный характер. Это будет кривая, обращённая выпуклостью вверх (кривая б на рисунке 1). Ясно, что в этом случае мы можем записать линейный закон фильтрации Дарси только в виде (1.6), поскольку производная dp/dx по ходу движения газа все время меняется (она отрицательна и увеличивается по абсолютной величине по ходу движения газа).

Заметим также, что, если мы выходное давление p_2 (т. е. меньшее давление в пласте) расположим в точке $x=0$, а контурное давление p_1 (большее) в точке $x=L$, то в формуле (1.6) знак минус всё равно сохранится, т. к. теперь движение флюида (нефти или газа) будет происходить в сторону, противоположную положительному направлению оси Ox (именно поэтому, хотя теперь знак у производной dp/dx будет

положительный, в формуле знак сохранится). Проиллюстрируем этот момент.

Вариант 1. Пусть в точке $x=0$ находится контур питания, а выходное сечение нефтяной галереи (её «забой») располагается в точке с координатой $L=x$ (рисунок 2).

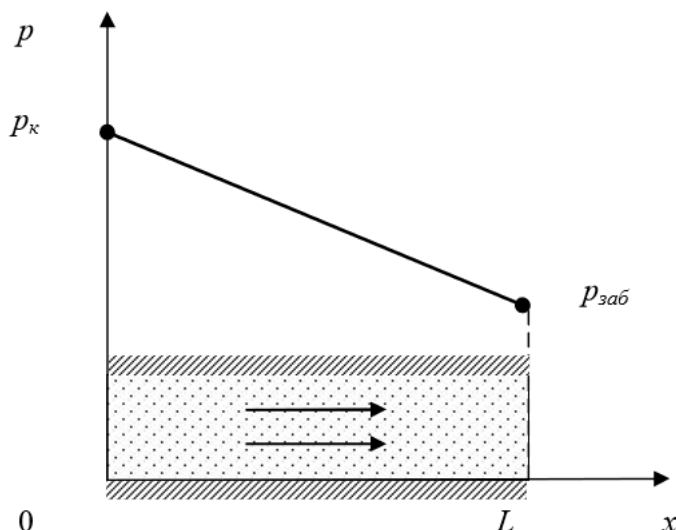


Рисунок 2 – Случай совпадения положительного направления оси Ox с направлением фильтрации нефти

Тогда, в соответствии с формулой (1.1) для получения выражения для объёмного расхода Q в стационаре необходимо проинтегрировать выражение (при условии выполнения закона Дарси (1.6))

$$Q = \left(-\frac{k \Delta p}{\mu L} \right) \omega$$

по пространственной переменной x в положительном направлении оси Ox от 0 до L , а по переменной p по ходу движения нефти, т. е. от p_k до $p_{заб}$.

Тогда получим

$$Q \int_0^L dx = -\frac{\omega k}{\mu} \int_{P_k}^{P_{заб}} dp$$

Или

$$Q(L - 0) = -\frac{\omega k}{\mu} (P_{заб} - P_k)$$

Или

$$Q = \frac{\omega k (P_k - P_{\text{заб}})}{\mu L}$$

Вариант 2. Расположим теперь в точке $x=0$ «забой» нефтяной галереи, а в точке $x=L$ – контур питания (рисунок 3).

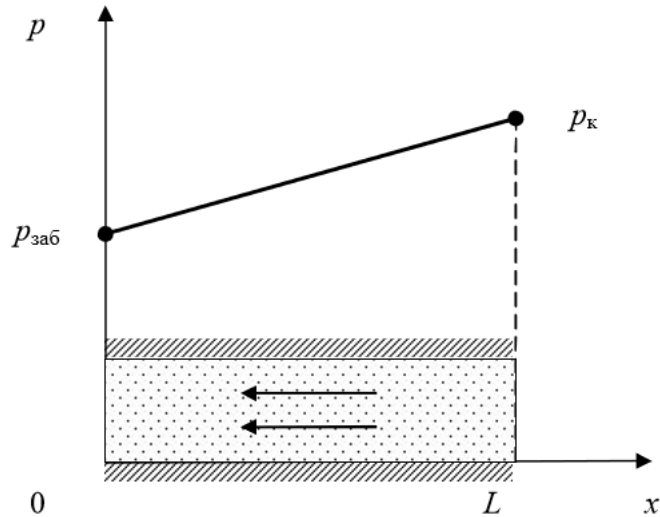


Рисунок 3 – Случай, когда направление фильтрации нефти противоположно положительному направлению оси $0x$

Выражение $Q = \omega \left(-\frac{k dp}{\mu dx} \right)$ снова следует интегрировать по оси $0x$ от 0 до L (т. е. в сторону положительного направления оси $0x$), а по переменной p по ходу движения нефти, т. е. от P_k до $P_{\text{заб}}$.

Тогда получим

$$Q \int_0^L dx = -\frac{\omega k}{\mu} \int_{P_k}^{P_{\text{заб}}} dp$$

Или

$$Q(L - 0) = -\frac{\omega k}{\mu} (P_{\text{заб}} - P_k)$$

Или

$$Q = \frac{\omega k (P_k - P_{\text{заб}})}{\mu L}$$

Таким образом, без знака минус нам не обойтись. Иногда для простых случаев одномерного движения (когда изменение давления определяется значением координаты только одной оси, как, например, прямолинейно-параллельная фильтрация вдоль оси Ox , или же плоскорадиальная фильтрация, при которой всё определяет значение на оси Oz) в законе Дарси (1.6) знак минус «забывают», поскольку в выведенных на его основе формулах ясно, что флюид течёт лишь в одну сторону – от большего давления к меньшему.

Итак, поскольку интегрирование по пространственной координате ведётся всегда в сторону положительного направления оси Ox , т. е. от 0 до L , а интегрирование по давлению p ведётся по ходу движения жидкости (а жидкость движется в пласте всегда в сторону уменьшения давления), то в законе Дарси всегда будет присутствовать знак минус.

Задача №1

Определить скорость фильтрации u и среднюю скорость движения w нефти у стенки гидродинамически совершенной скважины и на расстоянии от скважины по данным, приведенным в таблице:

Дано:

Наименование	Значение
1. Радиус гидродинамически совершенной скважины, r_c , см	10
2. Расстояние от скважины, r , м	75
3. Толщина пласта, h , м	10
4. Пористость породы, m , %	12
5. Динамический коэффициент вязкости, μ , спз	2,5
6. Массовый дебит скважины, G , т/сут	50
7. Плотность нефти, ρ , кг/м ³	850

Указание. Данные привести в систему СИ.

Найти: u, w

Решение:

1. Запишем формулу массового дебита:

$$G = \rho \cdot Q \quad (2.1)$$

с учетом того, что:

$$Q = u \cdot F \quad (2.2),$$

где u – скорость фильтрации флюида:

$$u = m \cdot w \quad (2.3)$$

F – площадь поперечного сечения породы через которую фильтруется флюид:

$$F = 2 \cdot \pi \cdot h \cdot r \quad (2.4)$$

$$\text{отсюда } G = \rho \cdot u \cdot 2 \cdot \pi \cdot h \cdot r \quad (2.5)$$

2. Из формулы (2.5) выражаем скорость фильтрации (u) и подставив данные из таблицы рассчитываем скорость фильтрации флюида у стенки гидродинамически совершенной скважины (u_1) скорость фильтрации флюида на расстоянии от скважины (u_2):

$$u = \frac{G}{\rho \cdot 2 \cdot \pi \cdot r \cdot h} \quad (2.6)$$

$$u_1 = \frac{0,579}{850 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 10 \cdot 0,1} = 0,000108 \text{ м/с.}$$

$$u_2 = \frac{0,579}{850 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 10 \cdot 75} = 1,445 \cdot 10^{-7} \text{ м/с.}$$

3. Из формулы (2.3) выражаем среднюю скорость фильтрации (w) и подставив данные из таблицы рассчитываем среднюю скорость фильтрации флюида у стенки гидродинамически совершенной скважины (w_1) скорость фильтрации флюида на расстоянии от скважины (w_2):

$$w = \frac{u}{m} \quad (2.7)$$

$$w_1 = \frac{0,000108}{0,12} = 0,000903 \text{ м/с.}$$

$$w_2 = \frac{1,445 \cdot 10^{-7}}{0,12} = 1,204 \cdot 10^{-6} \text{ м/с.}$$

Задача №2

Определить скорость фильтрации u и среднюю скорость движения w нефти у стенки гидродинамически совершенной скважины и на расстоянии от скважины по данным, приведенным в таблице:

Дано:

	Наименование	Значение
1.	Радиус гидродинамически совершенной скважины, r_c , см	10
2.	Расстояние от скважины, r , м	75
3.	Мощность пласта, h , м	20
4.	Пористость породы, m , %	12
5.	Объемный дебит скважины, Q , м ³ /сут	$150 \cdot 10^3$
6.	Давление на забое скважины, P_c , атм	50

Указание. Данные привести в систему СИ.

Найти: u , w

1. Запишем уравнение неразрывности для установившегося потока:

$$G = Q \cdot \rho = Q_{\text{атм}} \cdot \rho_{\text{атм}} = \text{const} \quad (5.1)$$

отсюда:

$$Q = \frac{Q_{\text{атм}} \cdot \rho_{\text{атм}}}{\rho} \quad (5.2)$$

2. Запишем уравнение состояния идеального газа при изотермическом процессе:

$$\frac{\rho_{\text{атм}}}{\rho} = \frac{P_{\text{атм}}}{P} \quad (5.3)$$

3. Запишем уравнение неразрывности для установившегося потока с учетом уравнения (5.3):

$$Q = Q_{\text{атм}} \cdot \frac{P_{\text{атм}}}{P} \quad (5.4)$$

4. Запишем уравнение скорости фильтрации:

$$u = \frac{Q}{F} \quad (5.5)$$

где F – площадь поперечного сечения породы через которую фильтруется

флюид:

$$F = 2 \cdot \pi \cdot h \cdot r \quad (5.6)$$

5. Из формулы (5.4) рассчитаем объемный дебит Q :

$$Q = 1,736 \cdot \frac{1}{50} = 0,0347 \text{ м}^3/\text{с}$$

6. Из формулы (5.5), подставив данные из таблицы рассчитываем скорость фильтрации флюида у стенки гидродинамически совершенной скважины (u_1) скорость фильтрации флюида на расстоянии от скважины (u_2)

$$u_1 = \frac{0,0347}{2 \cdot \pi \cdot 20 \cdot 0,1} = 0,0028 \text{ м/с}$$

$$u_2 = \frac{0,0347}{2 \cdot \pi \cdot 20 \cdot 75} = 3,6841 \cdot 10^{-6} \text{ м/с}$$

7. Из формулы (2.3) выражаем среднюю скорость фильтрации (w) и подставив данные из таблицы рассчитываем среднюю скорость фильтрации флюида у стенки гидродинамически совершенной скважины (w_1) скорость фильтрации флюида на расстоянии от скважины (w_2):

$$w = \frac{u}{m} \quad (5.7)$$

$$w_1 = \frac{0,0028}{0,12} = 0,0230 \text{ м/с.}$$

$$w_2 = \frac{3,6841 \cdot 10^{-6}}{0,12} = 3,0701 \cdot 10^{-5} \text{ м/с.}$$

Расчёт дебитов нефтяных и газовых скважин

Задача 1: Рассчитайте дебит нефтяной скважины по уравнению Дюпюи.

$$Q_{\text{ж}} = \frac{2\pi kh(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})}{\mu(\ln(\frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}) + S)}, \text{ где}$$

K - проницаемость, $1 \text{ мД} = 10^{-15} \text{ м}^2$,

h - эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м,

$P_{\text{пл}}$ - пластовое давление, $1 \text{ атм} = 10^5 \text{ Па}$,

$P_{\text{заб}}$ - забойное давление, $1 \text{ атм.} = 10^5 \text{ Па}$,

Δp - депрессия на пласт, $1 \text{ атм.} = 10^5 \text{ Па}$.

$R_{\text{к}}$ - радиус контура дренирования

$r_{\text{с}}$ - радиус скважины, принимается равным $0,1 \text{ м}$,

$\mu_{\text{н}}$ - вязкость нефти - $1 \text{ сПз} = 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$,

S - скин фактор. Это параметр, описывающий состояние (степень загрязнения) призабойной зоны пласта:

$S = 0$ - идеальная ПЗП;

$S < 0$ - ПЗП очищена или улучшена (после освоения скважин, ГРП или ОПЗ);

$S > 0$ - ПЗП загрязнена после вскрытия или глушения скважины).

$b_{\text{н}}$ - объемный коэффициент нефти

$$b_{\text{н}} = 1 + 0,00305 \cdot \Gamma_{\text{ф}},$$

Дано:

$K_{\text{пр}} = 500 \text{ мД}$,

$\Gamma_{\text{ф}} = 50 \text{ м}^3 / \text{м}^3$,

$h = 5 \text{ м}$,

$\mu_{\text{н}} = 1 \text{ сПз}$,

$P_{\text{пл}} = 120 \text{ атм}$

$P_{\text{заб}} = 80 \text{ атм}$

$R_{\text{к}} = 900 \text{ м}$

$r_{\text{с}} = 0,1 \text{ м}$

S=0

$\rho = 0,85 \text{ т/м}^3$

Найти: Q Т/сут

РЕШЕНИЕ.

$$Q_{\text{ж}} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot k h (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})}{\mu \left(\ln \left(\frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} \right) + S \right)}$$

$$Q_{\text{ж}} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 500 \cdot 10^{-15} \cdot 5 \cdot (120 - 80) \cdot 10^5}{10^{-3} \left(\ln \left(\frac{900}{0,1} \right) \right)} = 0,0069 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = 596,16 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$$

$$b_{\text{н}} = 1 + 0,00305 \cdot \Gamma_{\text{ф}}, \text{ где}$$

$b_{\text{н}}$ - объемный коэффициент нефти, д. ед

$\Gamma_{\text{ф}}$ – газовый фактор, $\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$.

Например, при $\Gamma_{\text{ф}}=100\text{м}^3/\text{т}$, $b_{\text{н}} = 1,305$, при $\Gamma_{\text{ф}}=330\text{м}^3/\text{т}$, $b_{\text{н}} = 2,0$, т.е. объем нефти в пластовых условиях удваивается

$b_{\text{н}} = 1 + 0,00305 \cdot 50 = 1,15$, то $q_{\text{ж}} = 440,5 \text{ т/сут}$. С учётом плотности нефти и объёмного коэффициента

Задача 2: рассчитайте дебит газовой скважины по уравнению Дюпюи

$$Q_{\text{ж}} = \frac{\pi k h T_{\text{ст}} (P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2)}{z \mu T_{\text{пл}} P_{\text{ст}} \left(\ln \left(\frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} \right) + S \right)}, \text{ где}$$

h - эффективная газонасыщенная толщина пласта, м;

$T_{\text{ст}} = 293,150 \text{ К} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ - температура при стандартных условиях;

Z - коэффициент сверхсжимаемости газа (если $z = 1$, газ идеальный);

$\mu_{\text{г}}$ - вязкость газа ($1 \text{ сПз} = 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$);

$T_{\text{пл}}$ - пластовая температура

$P_{\text{ст}} = 1 \text{ атм}$

Дано:

$K = 500 \text{ мД}$,

$h = 20 \text{ м}$

$Z = 0,9$

$\mu_{\text{г}} = 0,02 \text{ сПз}$

$$T_{пл} = 33 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$R_k = 1000 \text{ м}$$

$$r_c = 0.1 \text{ м}$$

$S = 0$ – скин фактор;

$$P_{пл} = 110 \text{ атм}$$

$$P_{заб} = 105 \text{ атм}$$

Решение:

$$Q_{ж} = \frac{3.14 * 500 * 10^{-15} * 20 * 293(110^2 - 105^2)10^{10}}{0.9 * 0.02 * 10^{-3} * 306 * 1 * 10^5 (\ln(\frac{1000}{0.1}))} = 19.49 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = 1683936 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$$

Оценка дебитов при однорядной системе размещения скважин

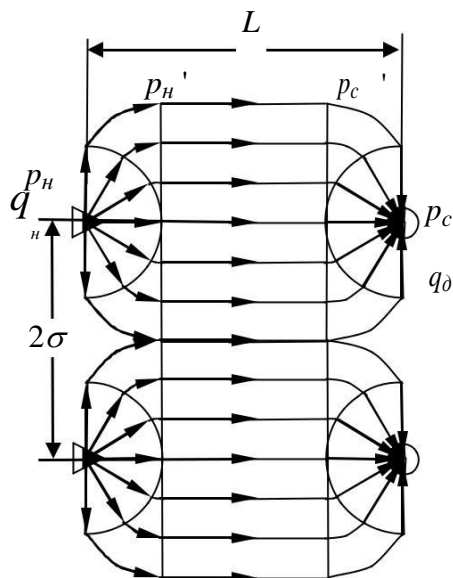


Рисунок 1 - Схематизация фильтрационных потоков в однорядной системе

Для легкости восприятия примем фильтрующиеся жидкости цветными, то есть фазовые проницаемости, динамические вязкости для нефти и воды равны.

Приводимые далее выражения справедливы при условии, что $q = q^n = q^o$.

Внутренние сопротивления при течении жидкости вблизи нагнетательной скважины рассчитываются при условии, что плоскорадиальный поток сменяется плоскопараллельным на удалении от скважины $r_{k1} = 2\sigma/\pi$. Это получается из предположения, что полупериметр окружности обращенной вовнутрь элемента равен расстоянию между скважинами в ряду, то есть формирующемуся прямолинейно-параллельному фронту вытеснения $\pi r_{k1} = 2\sigma$

Таким образом, внутренние фильтрационные сопротивления вблизи нагнетательной скважины при условии плоскорадиального течения будут равны:

$$p_n - p'_n = \frac{\mu q}{2\pi kh} \ln \frac{2\sigma}{r_{k1}} \quad (2.1)$$

Внешние фильтрационные сопротивления между рядом нагнетательных скважин и первым рядом добывающих скважин будут равны:

$$p'_n - p'_c = \frac{\mu q L_1}{kh2\sigma} \quad (2.2)$$

где $L_1 = L - 4\sigma/\pi$

Внутренние сопротивления вблизи добывающих скважин первого ряда при изменении типа течения жидкости

$$p'_c - p_c = \frac{\mu q}{2\pi kh \pi r_c} \ln \frac{2\sigma}{\pi r_c}$$

Перепишем выражения для потерь давления $p_n - p_c$:

$$p_n - p_c = \frac{\mu q}{2\pi kh} \ln \frac{2\sigma}{\pi r_c} + \frac{\mu q L_1}{kh2\sigma} + \frac{\mu q}{2\pi kh} \ln \frac{2\sigma}{\pi r_c}$$

$$p_n - p_c = \mu q \left(\frac{1}{2\pi kh} \ln \frac{2\sigma}{\pi r_c} + \frac{L_1}{kh2\sigma} + \frac{1}{2\pi kh} \ln \frac{2\sigma}{\pi r_c} \right)$$

$$q = \frac{p_n - p_c}{\mu \left(\frac{1}{2\pi kh} \ln \frac{2\sigma}{\pi r_c} + \frac{L_1}{kh2\sigma} + \frac{1}{2\pi kh} \ln \frac{2\sigma}{\pi r_c} \right)}$$

При условии движения реальных жидкостей в выражении изменятся фильтрационные сопротивления, учитывающие динамические и фильтрационные свойства фаз, а также положение фронта вытеснения нефти водой.

Задача 1.

- 1) Определить входной дебит жидкости;
 - 2) Оценить объем геологических и подвижных запасов;
 - 3) Оценить влияние расстояния между рядами скважин и скважинами в ряду на входной дебит и объем подвижных запасов;
- Итоговые показатели представляются в поверхностных условиях в тоннах.

Исходные данные:

- Фронт нагнетаемой воды находится в зоне радиального потока нагнетательной скважины;

- Учесть фазовые и динамические характеристики для нефти и воды;

В добывающей и нагнетательной скважине проведен большеобъемный ГРП;

- При расчетах использовать приведенный радиус скважины учитывающий скин-фактор $r_{np} = r_c \exp(-S)$.

Числовые данные представлены в таблице 1.

Таблица 1

Исходные данные

Абсолютная проницаемость пласта:	$k = 1$ мД
Относительная проницаемость по нефти	$k'_n = 0,6$
по воде	$k'_в = 0,3$
Эффективная нефтенасыщенная толщина	$h = 10$ м;
Расстояние между рядами	$L = 400$ м
Между скважинами в ряду	$2\sigma = 500$
Скин-фактор	$S = -6$;
Радиус скважины по долоту	$r_c = 0,1$ м,
Динамическая вязкость нефти	$\mu_n = 0,8$ сПз
воды	$\mu_в = 0,4$ сПз
Начальная нефтенасыщенность	$0,46$ д.ед
Остаточная нефтенасыщенность	$0,3$ д.ед.;
Пористость	$m = 0,145$ д.ед
Забойное давление	
нагнетательной скважины	$p_n = 420$ атм,
добывающей скважины	$p_c = 80$ атм;
Плотность нефти в поверхностных условиях	$\rho = 0,85$ т/м ³ ;
Объемный коэффициент нефти	$b = 1,2$ д.ед.
Коэффициент охвата пласта воздействием	$0,6$ д.ед.

Необходимо знать:

Перевод единиц в систему СИ

$k_n = k'_n k$ - фазовая проницаемость по нефти, м²;

$V_{геол} = L 2\sigma h m s_{н.н.} \rho / b$ - объем геологических запасов нефти в

поверхностных условиях, т;

$$k_{\text{выт}} = \frac{S_{\text{н.н}} - S_{\text{ост.н}}}{S_{\text{н.н}}} - \text{коэффициент вытеснения, д. ед.};$$

$$Q_p = V_{\text{геоэл}} k_{\text{выт}} - \text{объем подвижных запасов нефти, т};$$

Совет:

При расчете формулу определения дебита разделить на слагаемые

1) учитывающее внутреннее сопротивление при радиальном течении воды

в зоне нагнетания $\frac{\mu_{\text{в}}}{2\pi k_{\text{в}} h} \ln \frac{2\sigma}{\pi r_{\text{пр}}}$

2) внешнее сопротивление при прямолинейном течении нефти $\frac{\mu_{\text{н}} L_1}{k_{\text{н}} h 2\sigma}$

3) внутреннее сопротивление в зоне радиального потока добывающей

скважины $\frac{\mu_{\text{н}}}{2\pi k_{\text{н}} h} \ln \frac{2\sigma}{\pi r_{\text{пр}}}$

При анализе влияния расстояния между рядами учитывать изменение радиуса радиального течения r_k принимая во внимание, что

будут варианты, в которых отсутствует участок прямолинейно параллельного течения L_1 . В таких вариантах принимать $r_k = \frac{L}{2}$

и $L_1 = 0$.

Ход решения:

Рассчитаем ряд показателей:

1. Приведенный радиус скважины - это модельный радиус совершенной (идеальной) скважины, при котором её расчётная продуктивность совпадает с продуктивностью реальной скважины при прочих равных условиях. После подстановки приведённого радиуса вместо реального радиуса в гидродинамические формулы, описывающие фильтрацию к совершенной скважине, эти формулы становятся пригодными для анализа реальной несовершенной скважины.

$$r_{np} = r_c \exp(-S) = 40,3 \text{ м.}$$

2. Радиус контура питания:

$$R_k = \frac{2\sigma}{\pi} = 159,3 \text{ м.}$$

3. Длина участка прямолинейного параллельного течения:

$$L_1 = L - 4\sigma/\pi = 81,5 \text{ м.}$$

4. Коэффициент вытеснения нефти:

$$k_{\text{выт}} = \frac{S_{\text{н.н}} - S_{\text{ост.н}}}{S_{\text{н.н}}} = 0,3 \text{ д.ед.}$$

5. Коэффициент извлечения нефти:

$$\text{КИН} = k_{\text{выт}} k_{\text{охв}} = 0,2 \text{ д.ед.}$$

6. Объем геологических запасов нефти

$$V_{\text{геол}} = L2\sigma h m s_{\text{н.н.}} = 133,4 \text{ тыс м}^3$$

$$V_{\text{геол}} = L2\sigma h m s_{\text{н.н.}} \rho / b = 94,5 \text{ тыс.т.}$$

7. Объем извлекаемых запасов нефти

$$V_{\text{изв}} = V_{\text{геол}} \cdot \text{КИН} = 27,84 \text{ тыс. м}^3 = 19,7 \text{ тыс. т.}$$

8. Входной дебит скважины

$$q_{\text{н}} = \frac{\Delta P}{\frac{\mu_{\text{в}} \left(\ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{пр}}} \right)}{2\pi k h} + \frac{\mu_{\text{н}} L_1}{k h 2\sigma} + \frac{\mu_{\text{н}} \left(\ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{пр}}} \right)}{2\pi k h}}$$

9. Разделим знаменатель на три действия

$$\frac{\mu_{\text{в}} \left(\ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} \right)}{2\pi k h} = 29150114469,1$$

$$\frac{\mu_{\text{н}} L_1}{k h 2\sigma} = 21740976645,4$$

$$\frac{\mu_{\text{н}} \left(\ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} \right)}{2\pi k h} = 29150114469,1$$

9.1. Подставим значения в итоговую формулу, $q_{\text{н}} = 36,7 \text{ м}^3/\text{сут} = 25,997 \text{ т}/\text{сут}$. Значение в пластовых условиях получаем путем домножения на плотность и деления на объемный коэффициент.

Для оценки влияния расстояния между рядами скважин на входной дебит, при постоянном значении $2\sigma = 500$, необходимо в последнюю

формулу последовательно вносить изменения в величину L , что повлечет изменение конечного значения. Необходимо учесть, что расстояние между рядами не можем быть меньше контура питания скважин.

Форма представления результатов:

Таблица

2 Оценка влияния расстояния между рядами скважин на входной дебит при постоянном расстоянии между скважинами в ряду

L , м при $2\sigma = 500$	q_n , т/сут	$V_{изв.}$, Т
100	228,3364	4930
150	79,03	7395
200	53,98	9860
250	43,33	12325
300	37,32	14790
350	31,19	17255
400	25,99	19720
450	22,29	22185
500	19,49	24650
550	17,33	27115
600	15,6	29580

Соответствующим образом проводится оценка влияния расстояния между скважинами в ряду на входной дебит при постоянной величине L .

Таблица 3

Оценка влияния расстояния между скважинами в ряду на входной дебит, при постоянном расстоянии между рядами

2σ , м при $L = 400$, т/сут	$V_{изв.}$, Т
100	4,75	3944
150	7,5	5916
200	10,35	7888
250	13,23	9860
300	16,08	11832
350	18,81	13804
400	21,4	15776
450	23,8	17748

500	25,99	19720
550	27,97	21692
600	29,72	23664

Таким образом, оптимальным расстоянием между скважинами в ряду принимаем 500 м, при расстоянии между рядами

Контрольные вопросы

- 1) Что такое нефть и её свойства?
- 2) Классификация нефтей по плотности?
- 3) Классификация нефтей по количеству смол?
- 4) Классификация нефтей по содержанию серы?
- 5) Классификация нефтей по количеству парафина?
- 6) Классификация нефтей по вязкости?
- 7) Уравнение состояния идеального газа?
- 8) Уравнение реального газа?
- 9) Что такое газ и его свойства?
- 10) Что такое конденсат и его свойства?
- 11) Пластовая вода и её свойства?
- 12) Месторождение – это?
- 13) Классификация месторождений?
- 14) Типы месторождения?
- 15) Залежь и какие бывают залежи по фазовому соотношению?
- 16) Однофазные
- 17) Двухфазные
- 18) Что такое нефтяная оторочка?
- 19) Коллектор и фильтрационно-емкостные свойства?
- 20) Микронеоднородность залежи – это?
- 21) Пористость?
- 22) Проницаемость
- 23) Макронеоднородность залежи – это?
- 24) Анизотропия – это?
- 25) Что такое скважина?
- 26) как строят скважины и какова их типовая конструкция?
- 27) Какие бывают типы скважин?
- 28) Чем отличается многоствольная скважина от многозабойной?
- 29) На какие категории подразделяются скважины?
- 30) В чём отличие поисковых от разведочных скважин?
- 31) К эксплуатационным скважинам относятся?
- 32) Какие бывают режимы работы залежи?
- 33) Какие бывают способы эксплуатации нефтяной скважины?
- 34) Для чего предназначена и что обеспечивают система сбора подготовки нефти?
- 35) Из чего состоит технологическая модель системы сбора?
- 36) Как осуществляется выбор системы сбора?
- 37) Что такое система разработки?
- 38) Основные показатели разработки?
- 39) Стадии разработки?
- 40) Что такое объект разработки и критерии объединения пластов?
- 41) Что такое сетка скважин и её параметры?

- 42) Системы воздействия на пласт?
- 43) Законтурная система воздействия
- 44) Приконтурная система воздействия на пласт?
- 45) Внутриконтурная система воздействия на пласт?
- 46) Методы интенсификации?
- 47) Методы увеличения нефтеотдачи?
- 48) Категории запасов?
- 49) Формула Дюпийи
- 50) Закон Дарси

Список использованных источников

1. Мулявин С.Ф. Основы проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений /учебное пособие/ Мулявин С.Ф. – г. Тюмень 2012
2. Рузин Л.М. Методы повышения нефтеотдачи пластов/учебное пособие/ Л.М.Рузин О.А. Морозюк – г. Ухта 2014
3. М.М. Судо Нефть и углеводородные газы в современном мире/книга/ М.М. Судо Р.М. Судо изд.ЛКИ 2013 – 256 с
4. А.Т. Росляк Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений/учебное пособие/ А.Т. Росляк С.Ф. Санду г. Томск 2013
5. И.Р. Юшков, Г.П. Хижняк, П.Ю. Илюшин Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений г.Пермь 2013
6. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: учебник для вузов. – М.: Недра, 1986
7. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов 2016 год [<http://gkz-rf.ru>]
8. Проектирование разработки нефтяных и газовых месторождений» по направлению 21.04.01 «Нефтегазовое дело» всех форм обучения / сост. А.А. Севастьянов, К.В. Коровин, О.П. Зотова Тюменский государственный нефтегазовый университет, - Тюмень: ТюмГНГУ, 2015 – 35 с.
9. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: Учеб. для вузов/ В.С. Бойко. –М.: Недра, 1990. – 427 с.
10. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учеб. / Ю.В. Вадецкий. –М.: Академия, 2003. - 352 с.
11. Гвоздев Б.П. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Справочное пособие / Б.П. Гвоздев, А.И. Гриценко, А.Е. Корнилов. –М.: Недра, 1988. -575 с.
12. Геология нефти и газа: Учеб. для вузов / Э.А. Бакиров, В.И. Ермолкин, В.И. Ларин и др.; Под ред.- Э.А. Бакирова. - 2-е изд., перераб. и доп.- М.: Недра, 1990. – 427 с
13. Пятибрат, В. П. Точные решения некоторых задач упругого режима фильтрации для линейных нефтяных и газовых пластов в рамках закона фильтрации Дарси [Текст]: учебное пособие / В. П. Пятибрат, В. А. Соколов. - Ухта: УГТУ, 2010. - 173 с.
14. Мордвинов А.А. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: метод. указания / А.А. Мордвинов, Е.Л. Полубоярцев, О.А. Миклина - Ухта: УГТУ, 2006. - 31 с