

Курс лекций для операторов ДНГ и операторов ПУ.



РОСНЕФТЬ



автор проекта: Олег Зиновьевич Лемык
ООО «РН-Юганскнефтегаз» мастер ДНГ и К ЦДНГ-17 ГУДНГ

г. Пыть-Ях
22/07/2017

Основы разработки нефтегазовых месторождений

Основная цель исследования залежей и скважин — получение информации о них для подсчета запасов нефти и газа, проектирования, анализа, регулирования разработки залежей и эксплуатации скважин. Исследование начинается сразу же после открытия залежей и продолжается в течение всей «жизни» месторождения, т. е. осуществляется в процессе бурения и эксплуатации скважин, обеспечивающих непосредственный доступ в залежь.

Исследования можно подразделить на :

- 1) **Первичные** - исследования проводят на стадии разведки и опытной эксплуатации месторождения. Задача их заключается в получении исходных данных, необходимых для подсчета запасов и проектирования разработки.

- 2) **Текущие** - исследования осуществляют в процессе разработки. Их задача состоит в получении сведений для уточнения параметров пласта, принятия решений о регулировании процесса разработки, проектирования и оптимизации технологических режимов работы скважин и др.
- 3) **Специальные** - исследования вызваны специфическими условиями разработки залежи и эксплуатации скважин (внедрение внутрипластового горения и т. д.)

Выделяют **прямые** и **косвенные** методы исследования. К прямым относят непосредственные измерения давления, температуры, лабораторные методы определения параметров пласта и флюидов по керну и пробам жидкости, взятым из скважины.

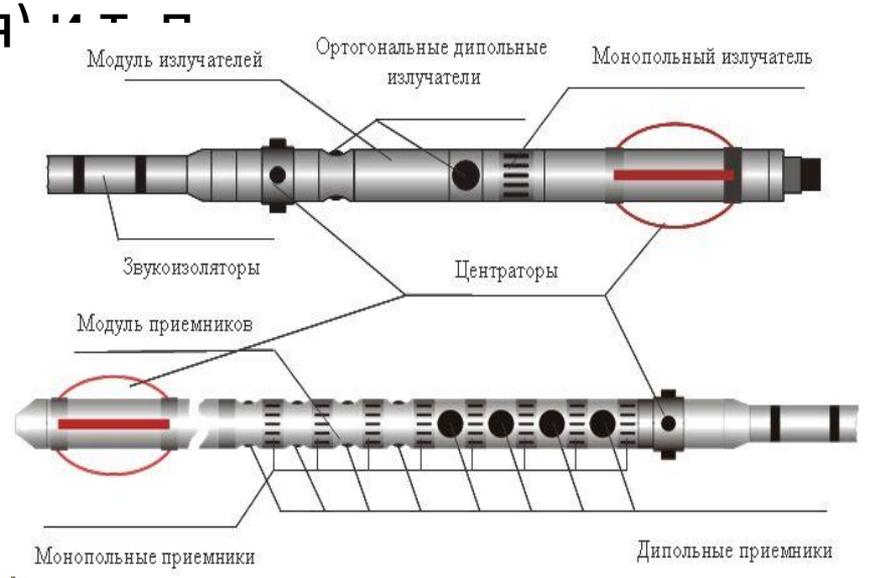
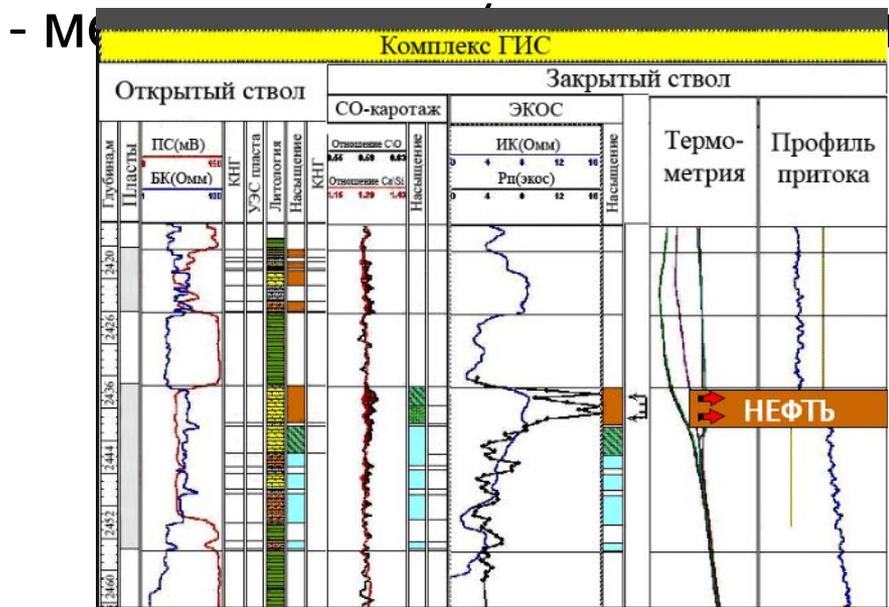
Большинство параметров залежей и скважин не поддается непосредственному измерению. Эти параметры определяют косвенно путем пересчета по соотношениям, связывающим их с другими, непосредственно измеренными побочными параметрами. Косвенные методы исследования по физическому явлению, которое лежит в их основе, подразделяют на:

- промыслово-геофизические,
- дебито- и расходомерные,
- термодинамические
- гидродинамические.



При промыслово-геофизических исследованиях с помощью приборов, спускаемых в скважину посредством глубинной лебедки на электрическом (каротажном) кабеле, изучаются:

- электрические свойства пород (электрокаротаж),
- радиоактивные (радиоактивный каротаж — гамма-каротаж, гамма-гамма-каротаж, нейтронные каротажи),
- акустические (акустический каротаж),



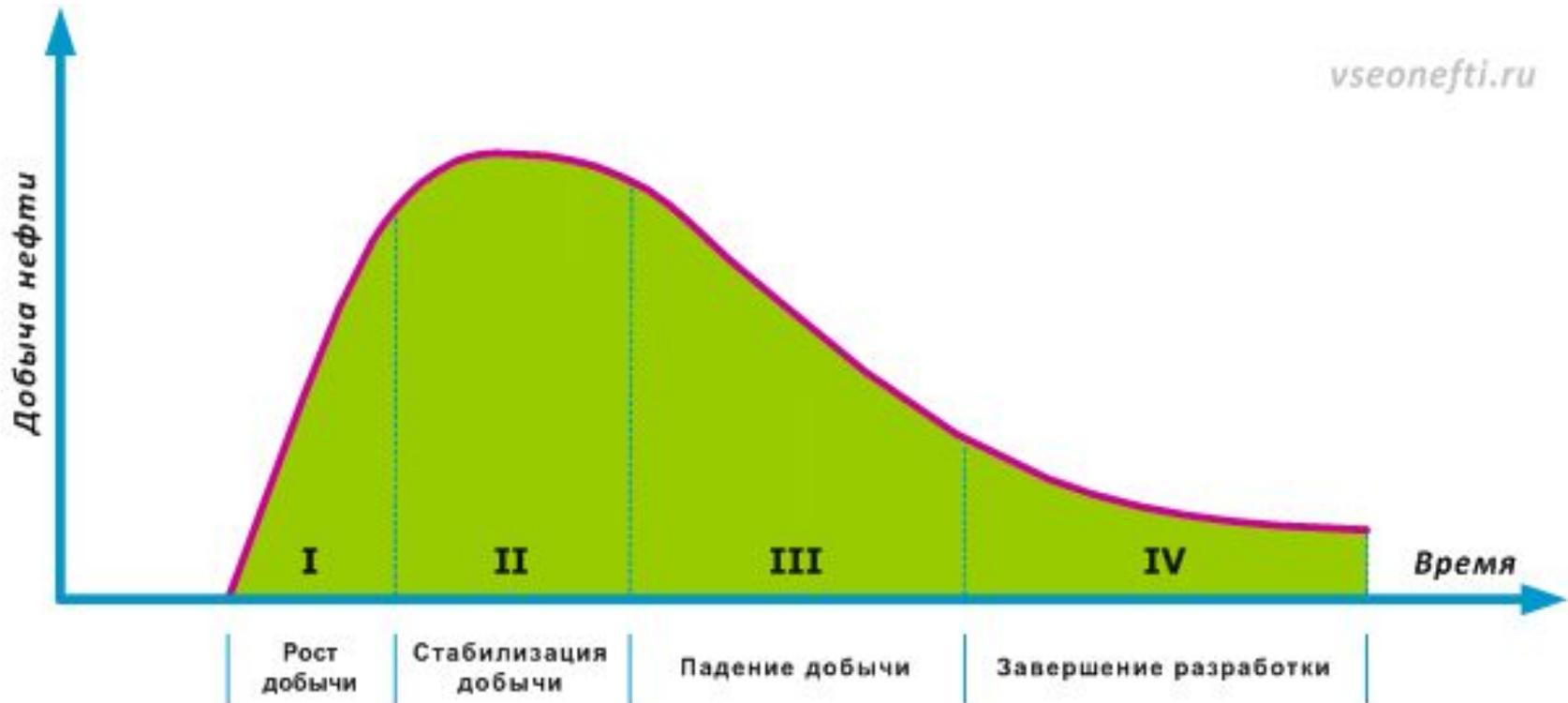
Под системой разработки нефтяных месторождений и залежей понимают форму организации движения нефти в пластах к добывающим скважинам.

Систему разработки нефтяных месторождений определяют:

- порядок ввода эксплуатационных объектов многопластового месторождения в разработку;
- сетки размещения скважин на объектах, темп и порядок ввода их в работу;
- способы регулирования баланса и использования пластовой энергии.

На основании анализа темпа разработки месторождения выделяется четыре стадии:

- нарастающего уровня добычи (**I стадия**) - постепенный рост объемов добычи нефти, обусловленный непрерывным вводом в работу из бурения добывающих скважин. Способ добычи нефти в этот период фонтанный, обводненность отсутствует.
- постоянного уровня добычи нефти (**II стадия**) - характеризуется постоянством уровня добычи нефти и минимальной себестоимостью. В этот период фонтанные скважины переводятся на механизированный способ добычи за счет прогрессирующей обводненности скважин.
- периода падающей добычи нефти (**III стадия**) - характеризуется падением уровня добычи нефти и увеличением добычи пластовой воды. Этот этап заканчивается при достижении 80-90 % обводненности.
- завершающего периода добычи нефти (**IV стадия**) - характеризуется большими объемами добычи пластовой воды и малыми объемами добычи нефти. Обводненность продукции достигает 90-95 % и более. Себестоимость добычи нефти в этот период возрастает до пределов рентабельности. Этот период является самым длительным и продолжается 15-20 лет.



В целом можно сделать вывод, что общая продолжительность разработки любого нефтяного месторождения составляет от начала до конечной рентабельности 40-50 лет. Практика разработки нефтяных месторождений в целом подтверждает ЭТОТ ВЫВОД.

Сетка размещения скважин.

Под сеткой скважин понимают сеть, на которой размещаются добывающие и нагнетательные скважины на эксплуатационном объекте. Для каждого эксплуатационного объекта должна создаваться индивидуальная сетка скважин.

По характеру размещения скважин основного фонда различают сетки **равномерные** и **равномерно-переменные**.

Равномерными называют сетки с одинаковым расстоянием между всеми скважинами. Эти сетки рекомендуются для залежей, скважины которых характеризуются ограниченными радиусами действия, т.е. при низкой проницаемости или высокой неоднородности пластов, при повышенной вязкости нефти, а также для обширных зон нефтяных залежей, представляющих собой нефтегазовые зоны или подстилаемые водой.

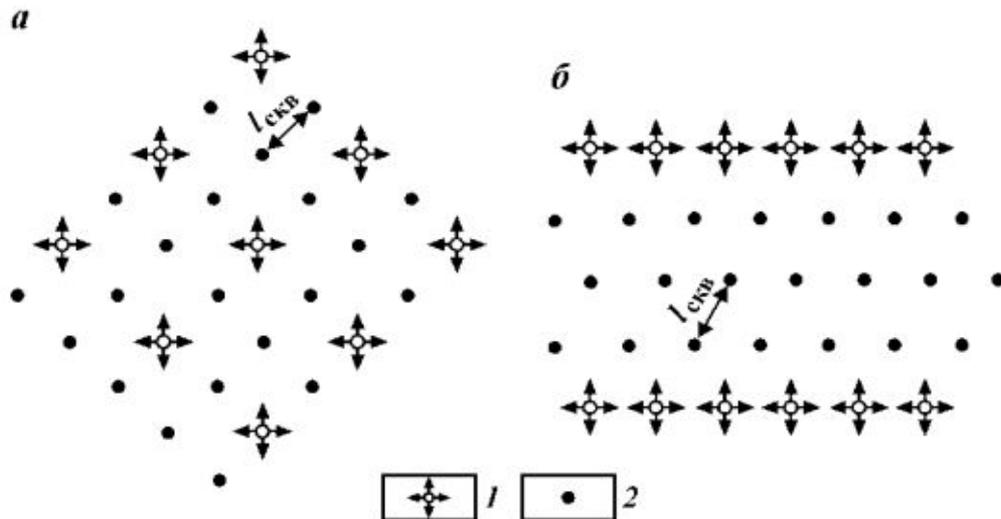
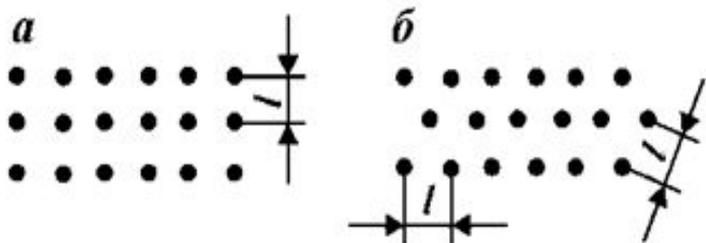


Рис. 69. Равномерная сетка скважин.

Заводнение: *a* – площадное, *b* – с разрезанием залежи на блоки. Скважины: 1 – нагнетательные, 2 – добывающие; $l_{\text{скв}}$ – расстояние между скважинами

По форме равномерные сетки скважин основного фонда подразделяются на треугольную и квадратную. Треугольную сетку применяют при равномерном размещении скважин рядами, т.е. при разрезании залежей на блоки, а также при семиточечном площадном заводнении. Квадратную сетку проектируют при пятиточечном, девятиточечном и часто при избирательном заводнении

Рис. 72. Формы равномерных сеток скважин.
Сетки скважин: *a* – квадратная, *б* – треугольная; *l* – расстояние между скважинами



Равномерно-переменными называют сетки с линейным расположением скважин, в которых расстояние между рядами скважин больше, чем расстояние между скважинами в рядах.

Расстояние между рядом нагнетательных и ближним рядом добывающих скважин может равняться расстоянию между рядами добывающих скважин или быть несколько большим. Увеличение расстояний между рядами способствует продлению безводного периода эксплуатации скважин.

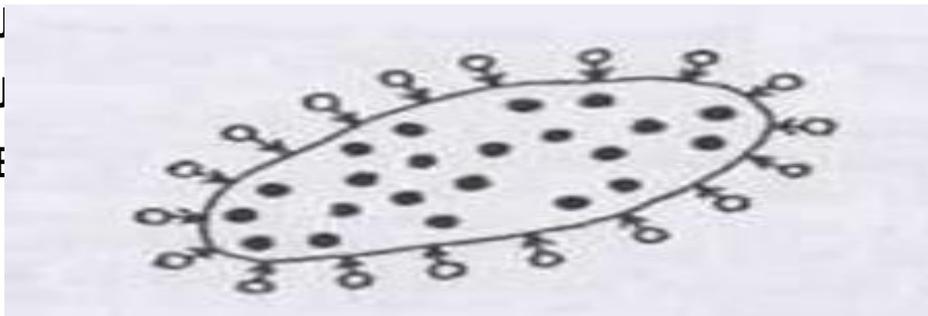
Скважины в равномерно-переменных сетках располагают в шахматном порядке для обеспечения более равномерного перемещения контуров нефтеносности при разработке залежей.

Методы поддержания пластового давления

Искусственное поддержание пластового давления достигается методами законтурного, приконтурного и внутриконтурного заводнения, а также закачкой газа в газовую шапку пласта.

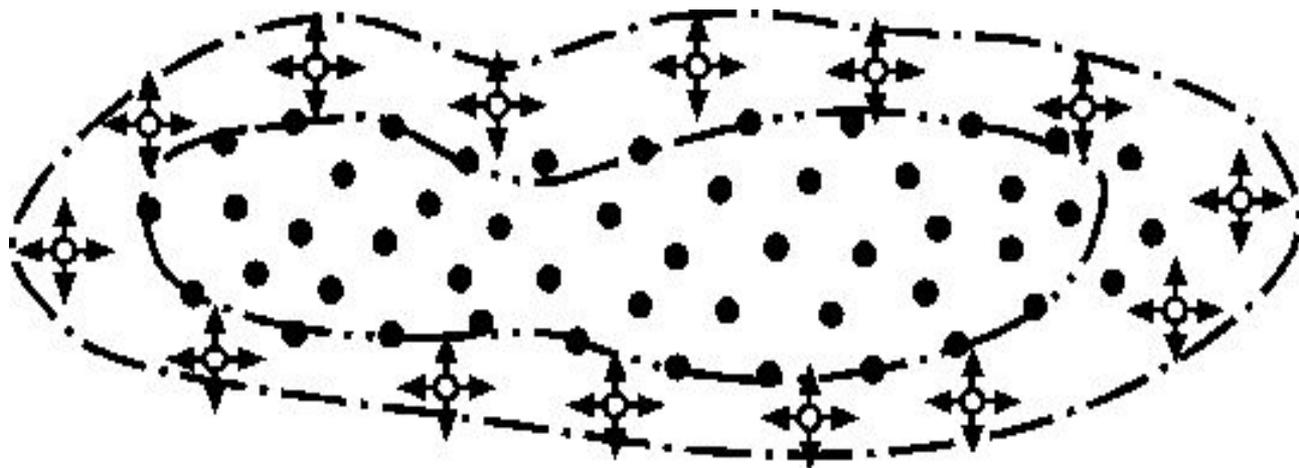
Метод законтурного заводнения применяют при разработке сравнительно небольших по размерам залежей. Он заключается в закачке воды в пласт через нагнетательные скважины, размещаемые за внешним контуром нефтеносности на расстоянии 100 м и более. Эксплуатационные скважины располагаются внутри контура нефтеносности параллельно контуру.

В результате
давление
поддерживается на высоком



пласту увеличивается и
поддерживается на высоком

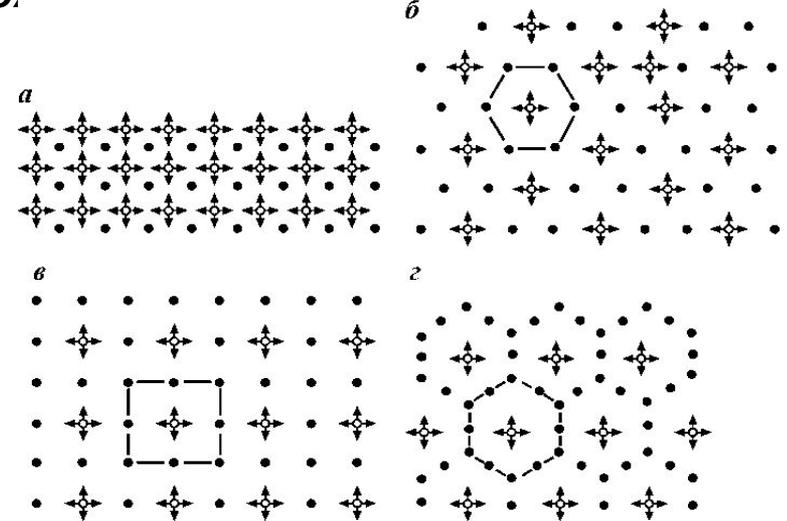
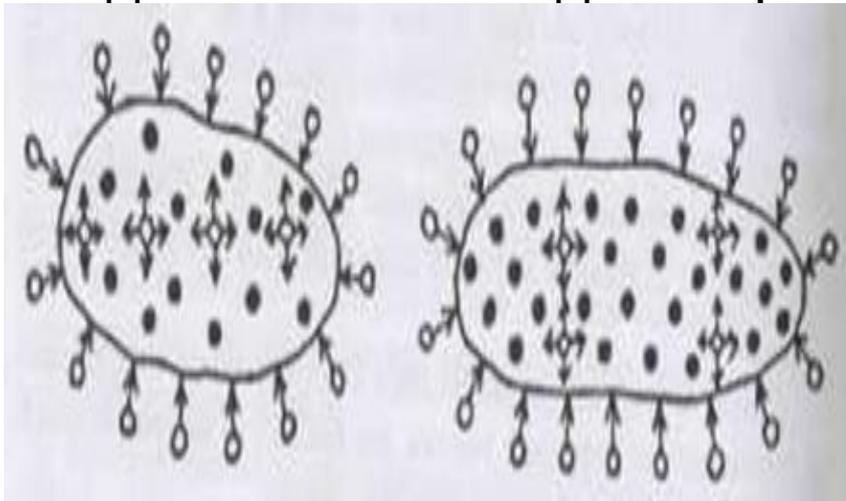
Метод приконтурного заводнения применяют на месторождениях с низкой проницаемостью продуктивных пластов в части, заполненной водой. Поэтому нагнетательные скважины располагают либо вблизи контура нефтеносности, либо непосредственно на нем.



Метод внутриконтурного заводнения применяется для интенсификации разработки нефтяной залежи, занимающей значительную площадь.

Сущность этого метода заключается в искусственном «разрезании» месторождения на отдельные участки, для каждого из которых осуществляется нечто подобное законтурному заводнению.

Нетрудно видеть, что методами заводнения искусственно создается жестководонапорный режим работы залежи



Для поддержания пластового давления применяют также **метод закачки газа в газовую шапку нефтяного пласта**. В этих целях используют нефтяной газ, отделенный от уже добытой нефти. Благодаря закачке газа увеличивается давление на нефтяную часть залежи, и дебиты нефтяных скважин растут. Как видно, при закачке газа в газовую шапку искусственно создается газонапорный режим работы залежи. В настоящее время этот метод применяют редко в связи с дороговизной процесса и дефицитностью самого газа.

