

УЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ СКВАЖИН. ДОКУМЕНТАЦИЯ.

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

- 1. общие сведения (назначение скважины);**
- 2. местоположение (координаты);**
- 3. альтитуда устья;**
- 4. даты начала и окончания бурения;**
- 5. способ бурения;**
- 6. глубина забоя;**
- 7. целевой горизонт;**
- 8. дата ввода в эксплуатацию);**

УЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ СКВАЖИН. ДОКУМЕНТАЦИЯ.

9. геолого-технический разрез скважины:

литолого-стратиграфическая колонка;

основные кривые геофизического комплекса исследований

скважины;

схема ее конструкции;

характеристика кривизны;

10. характеристику продуктивных пластов и фильтра:

глубина кровли и подошвы пластов;

интервалы перфорации;

характеристика открытого забоя или тип перфорации и ее

плотность;

УЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ СКВАЖИН. ДОКУМЕНТАЦИЯ.

11. результаты освоения скважины:

вскрытый пласт, начало освоения;

12. среднесуточные показатели за первые 30 дней работы:

способ эксплуатации;

дебиты по нефти, газу, жидкости, воде;

показатели давления;

коэффициент продуктивности;

13. физическую характеристику пластов эксплуатационного объекта:

описание пород;

коэффициенты пористости;

проницаемости;

нефтегазоводонасыщенности;

неоднородности;

положение ВНК (ГНК, ГВК);

14. результаты исследования пластовой и поверхностной нефти

(плотность, вязкость, объемный коэффициент, содержание парафина, серы, смол и асфальтенов, место взятия проб);

15. характеристику газа

(содержание метана, этана, пропана, бутана, высших УВ, углекислого газа, сероводорода, азота, кислорода, плотность при стандартных условиях);

16. характеристику способов эксплуатации

(способ эксплуатации, период его применения, тип и техническая характеристика оборудования, его теоретическая производительность и режим работы);

17. аварийные и ремонтно-изоляционные работы в скважине

(данные о технических дефектах скважины, характеристика проведенных ремонтных работ, изменения в конструкции скважины, в интервалах перфорации, в положении искусственного забоя)..

Паспорт содержит:

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

УЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ СКВАЖИН. ДОКУМЕНТАЦИЯ.

Для обобщения результатов эксплуатации всей совокупности пробуренных скважин объекта разработки составляются следующие документы:

1. Геологический отчет по эксплуатации скважин - составляют ежемесячно. Отчет состоит из двух частей - по добывающим и по нагнетательным скважинам. Скважины группируют по объектам и способам эксплуатации. По каждой скважине в отчете показывают месячную добычу нефти, газа, воды, объем закачанной воды, среднесуточные дебиты (приемистость), число часов работы и простоя скважины, причины простоя. В конце отчета приводят итоговые данные по объекту в целом.

УЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ СКВАЖИН. ДОКУМЕНТАЦИЯ.

2. *Карта текущего состояния разработки* - обычно строят ежеквартально. Для построения карты используют *план расположения точек пересечения скважин с кровлей объекта*. Точка, обозначающая добывающую скважину, служит центром круга, *площадь* которого отвечает *среднесуточному дебиту скважины по жидкости (газу) за последний месяц квартала*. В круге выделяется *сектор*, соответствующий обводненности продукции (*1 % обводненности - 3,6°*). Для наглядности части круга закрашивают разными цветами. нефть и газ обычно показывают в желто-коричневых тонах с дифференциацией окраски по способам эксплуатации, попутную и нагнетательную воду — в сине-зеленых тонах с дифференциацией окраски по характеру воды (пластовая, нагнетаемая, чужая). На карте показывают местоположение начальных и текущих контуров нефтегазоносности, выделяя различными условными обозначениями участки объекта, заводненные полностью и частично пластовой и нагнетаемой водой. При объединении в объект разработки нескольких пластов карты составляют для объекта в целом и отдельно для каждого пласта.

УЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ СКВАЖИН. ДОКУМЕНТАЦИЯ.

3. Карта суммарных отборов и закачки по скважинам - составляют обычно один раз в год (на конец года). На карте в виде кругов отражают добычу жидкости (газа), накопленную с начала эксплуатации скважины. Условные обозначения применяют те же, что и на карте текущего состояния разработки, но в кругах выделяют секторы, соответствующие добыче, накопленной при разных способах эксплуатации. В сочетании с картой, отражающей распределение удельных запасов нефти на единицу площади (или на одну скважину), карта суммарных отборов и закачки позволяет оценить степень выработанности запасов в разных частях объекта.

УЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ СКВАЖИН. ДОКУМЕНТАЦИЯ.

4. Технологический режим работы скважин - составляют с учетом задач по развитию добычи нефти (газа) и регулированию процесса разработки. В этом документе по каждой из действующих скважин приводятся среднесуточные показатели фактической работы скважин и показатели, рекомендуемые на предстоящий период. По новым и бездействующим скважинам, планируемым к вводу в эксплуатацию, приводятся намечаемые показатели.

ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ ПО ОБЪЕКТАМ РАЗРАБОТКИ В ЦЕЛОМ

Показатели добычи нефти и газа по объекту в целом отражаются в двух главных документах — в паспорте объекта разработки и на графике разработки.

В паспорте объекта разработки приводятся сведения, отражающие промыслово-геологическую характеристику эксплуатационного объекта, **проектные и фактические показатели разработки**. Геологическая характеристика включает тот же набор сведений, что и по отдельным скважинам, но в среднем для объекта:

- *средние параметры объекта до начала разработки;*
- *свойства нефти в пластовых условиях и на поверхности;*
- *свойства газа;*
- *свойства пластовой воды (плотность, вязкость, щелочность, жесткость, - содержание анионов и катионов);*
- *данные о начальных запасах нефти (балансовые, извлекаемые, конечный*
- *коэффициент извлечения нефти, дата утверждения запасов);*
- *данные об остаточных запасах нефти на начало каждого года (балансовые, извлекаемые запасы, текущий коэффициент извлечения нефти).*

ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ ПО ОБЪЕКТАМ РАЗРАБОТКИ В ЦЕЛОМ

Проектные показатели разработки приводятся в паспорте объекта по последнему утвержденному проектному документу. С принятием нового проекта проектные показатели на последующие годы корректируются.

При этом приводятся:

- максимальная годовая добыча нефти (газа), жидкости и годы их достижения;
- средний дебит одной добывающей скважины в год выхода на максимальную добычу;
- средняя приемистость нагнетательной скважины при максимальной закачке воды;
- удельные извлекаемые запасы нефти (газа) на одну скважину;
- разновидность заводнения или другого метода воздействия;
- основной способ эксплуатации скважин.
- максимальный объем закачки воды или других агентов и год его достижения;
- основной фонд скважин добывающих, нагнетательных и специальных;
- количество резервных скважин; количество пробуренных добывающих скважин в год достижения максимальной добычи нефти (газа);
- средняя плотность сетки скважин добывающих и нагнетательных во внешнем контуре нефтегазоносности и в зоне разбуривания;
- плотность сетки в зоне размещения добывающих скважин;

ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ ПО ОБЪЕКТАМ РАЗРАБОТКИ В ЦЕЛОМ

Фактические показатели разработки объекта по годам (на конец года) для нефтяных эксплуатационных объектов приводятся в виде таблицы, в которой отражаются:

- добыча нефти за год (т. и в % начальных извлекаемых запасов);
- добыча нефти с начала разработки (т. и в % нач. извл. запасов);
- текущий коэффициент извлечения нефти;
- добыча воды за год и с начала разработки (т);
- среднегодовая обводненность продукции (%);
- добыча жидкости за год и с начала разработки (м3) в переводе на пластовые условия;
- закачка воды за год (м3 и в % годового отбора жидкости в пл. условиях);
- закачка воды с начала разработки (м3 и в % накопленной с начала разработки жидкости в пл. условиях);

ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЙ КОНТРОЛЬ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖИ

ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ ПО ОБЪЕКТАМ РАЗРАБОТКИ В ЦЕЛОМ

- добыча попутного газа за год (мЗ);
- средний газовый фактор;
- фонд добывающих скважин;
- фонд нагнетательных скважин (всего пробурено, в том числе: под закачкой, в эксплуатации на нефть, в бездействии и консервации);
- число скважин, введенных за год в эксплуатацию после бурения, - добывающих, нагнетательных;
- число добывающих скважин, выбывших из действующего фонда;
- число специальных скважин;
- средний дебит одной новой добывающей скважины;
- среднее пластовое давление на конец года в начальном контуре нефтеносности и в зоне отбора.

Кроме того, в этой таблице дается информация о фонде добывающих скважин и среднем дебите одной скважины при разных способах эксплуатации (фонтанный, газлифтный, ЭЦН, ШГН и др.), а также о числе скважин, работающих с содержанием воды в продукции до 2; 2-20; 20-50; 50-90; более 90 %.

Аналогичный паспорт ведется и по газовому эксплуатационному объекту.

ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ ПО ОБЪЕКТАМ РАЗРАБОТКИ В ЦЕЛОМ

График разработки составляется для эксплуатационного объекта и представляет собой комплекс кривых, отражающих в масштабе динамику основных годовых (квартальных, месячных) показателей разработки

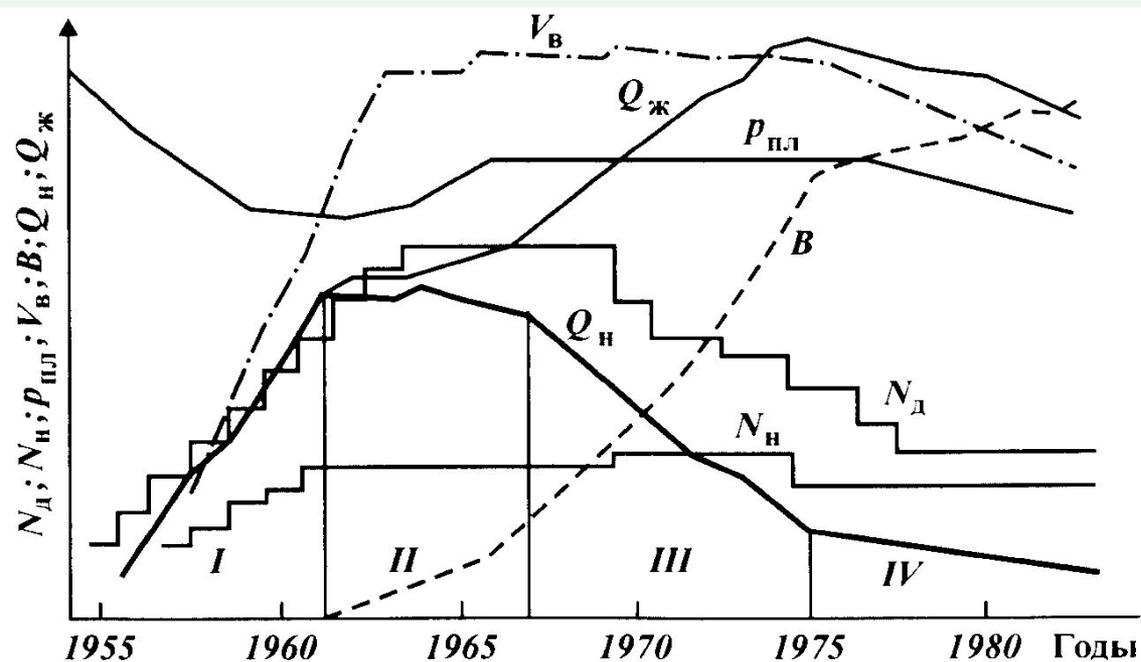


График разработки нефтяного эксплуатационного объекта

- $Q_{н}$ - добыча нефти;
- $Q_{ж}$ - добыча жидкости;
- B - обводненность продукции;
- $V_{в}$ - объем закачки воды;
- $P_{пл}$ - пластовое давление;
- $N_{д}, N_{н}$ - фонд действующих соответственно добывающих и нагнетательных скважин;
- I, II, III, IV - стадии разработки

ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ ПО ОБЪЕКТАМ РАЗРАБОТКИ В ЦЕЛОМ

На графике должны быть приведены кривые изменения:

добычи нефти, добычи жидкости, обводнения продукции, действующего фонда добывающих скважин,

количества нагнетательных скважин, находящихся под закачкой воды (или другого агента),

закачки воды за год в % годового отбора жидкости,

пластового давления.

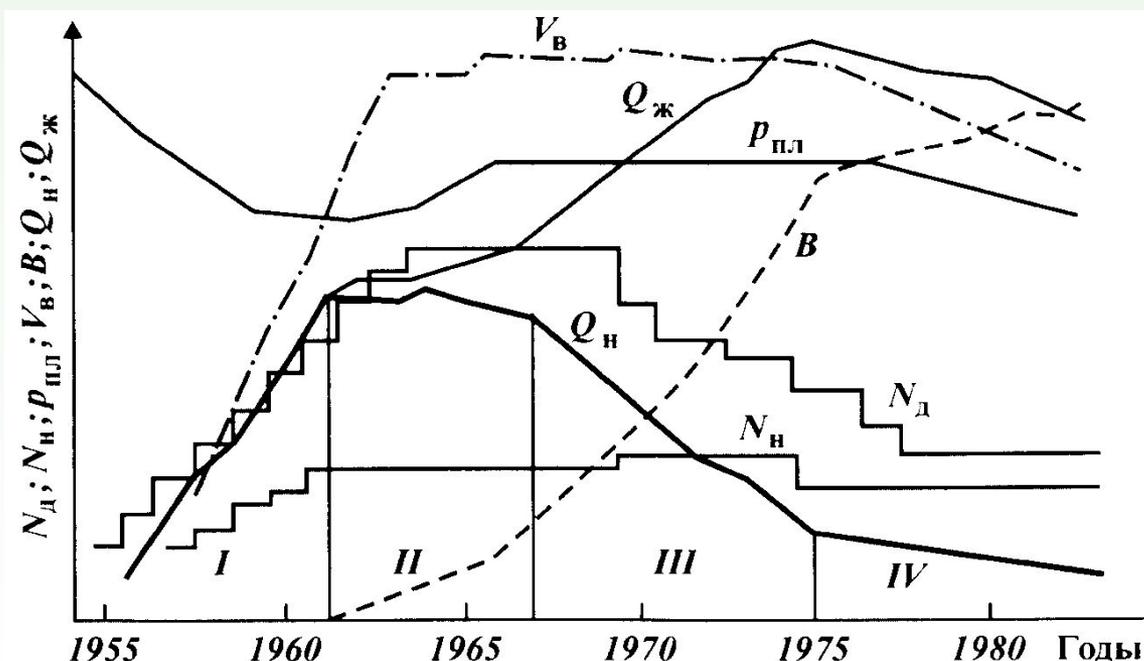


График разработки нефтяного эксплуатационного объекта

Q_n - добыча нефти;
 $Q_{ж}$ - добыча жидкости;
 B - обводненность продукции;
 V_v - объем закачки воды;
 $P_{пл}$ - пластовое давление;
 N_n, N_d - фонд действующих соответственно добывающих и нагнетательных скважин;

ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ ПО ОБЪЕКТАМ РАЗРАБОТКИ В ЦЕЛОМ

Анализ графика разработки и сравнение фактических показателей разработки с проектными дают возможность на любом этапе эксплуатации объекта *оценивать эффективность реализуемой системы разработки* и обосновывать при необходимости меры по ее совершенствованию.

КОНТРОЛЬ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ

ПЛАСТОВОЕ И ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЕ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ

Энергетические ресурсы залежи на каждом этапе ее разработки характеризуются значением пластового давления $P_{\text{плтек}}$.

Пластовое давление в продуктивном горизонте на какую-либо дату, устанавливающееся при работе практически всего фонда скважин, называют текущим или динамическим пластовым давлением.

При контроле за энергетическим состоянием залежи обычно пользуются значениями приведенного пластового давления.

КОНТРОЛЬ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ

ПЛАСТОВОЕ И ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЕ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ

Приведенное пластовое давление - это давление, замеренное в скважине и пересчитанное на условно принятую горизонтальную плоскость.

Приведенное давление $R_{пл.пр}$. вычисляют по формуле:

$$R_{пл.пр} = R_{пл.з} \pm \rho g h$$

где $R_{пл.з}$ - замеренное в скважине пластовое давление;

h - расстояние между точкой замера и условной плоскостью;

ρ - плотность воды, нефти или газа (в зависимости от того, в какой скважине - нагнетательной, добывающей нефтяной или газовой - сделан замер),

g – ускорение свободного падения

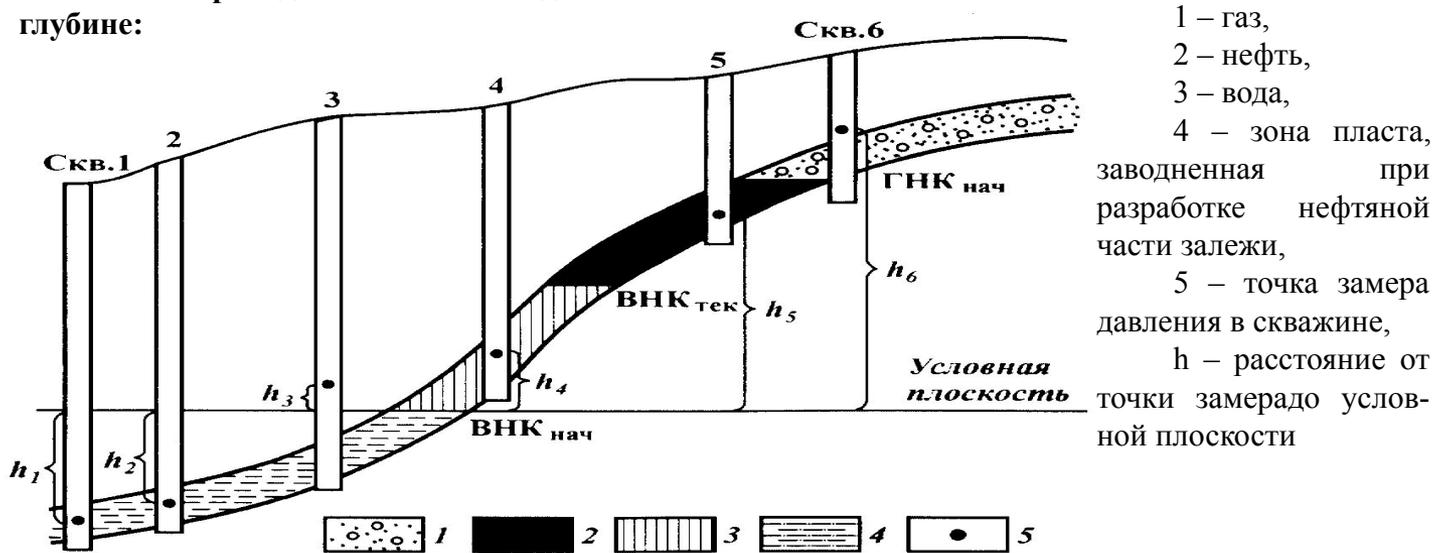
Поправку $\rho g h$ вычитают при положении точки замера давления ниже условной плоскости и прибавляют при ее положении выше этой плоскости.

КОНТРОЛЬ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ

ПЛАСТОВОЕ И ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЕ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ

Схема приведения пластового давления по

глубине:



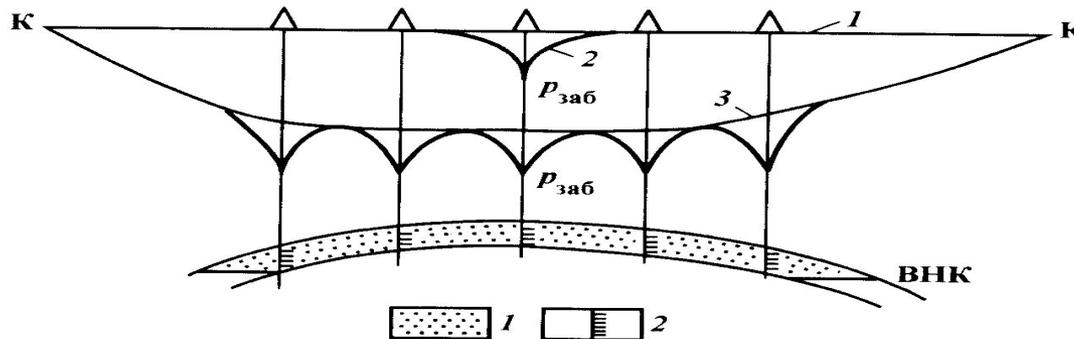
В законтурных водяных скв. 1 и 2 замеры давления произведены ниже условной плоскости, поэтому поправка должна вычитаться из замеренной величины. В водяной законтурной скв. 3 замер по техническим причинам выполнен выше условной плоскости, поэтому поправка прибавляется к значению замеренного давления. В этих трех скважинах поправку определяют с учетом плотности пластовой воды.

По всем остальным скважинам замеры выполнены выше условной плоскости, поэтому поправку прибавляют к замеренным значениям, при этом учитывают плотность: по скв. 4, где пласт обводнен в процессе разработки, - воды, по скв. 5 - нефти.

КОНТРОЛЬ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ

ПЛАСТОВОЕ И ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЕ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ

Схематический профиль приведенного пластового давления залежи при естественном водонапорном режиме:

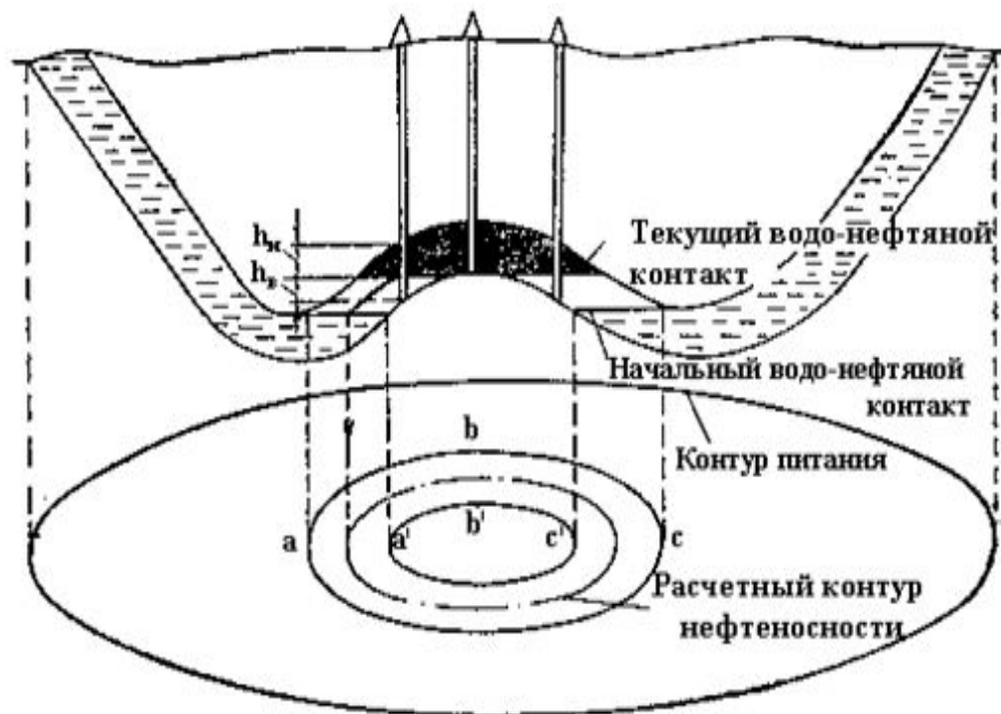


1 – залежь,
2 – интервал перфорации,
Давление:
1 – начальное пластовое (приведенное),
2 – в пласте возле первых, введенных в разработку скважин,
3 – приведенное динамическое пластовое (после ввода многих скважин),
 $P_{заб}$ – забойное давление,
К – контур питания.

Горизонтальная линия 1 соответствует приведенному начальному пластовому давлению, имеющему одинаковые значения по площади залежи. При вводе в эксплуатацию первой скважины в пласте происходит радиальное движение жидкости или газа к ней, и вокруг скважины образуется локальная (местная) воронка депрессии давления. В пределах воронки давление изменяется по логарифмической кривой 2. При этом начальное пластовое давление остается практически постоянным. Линия 2 в сочетании с линией 1 отражает распределение давления в пласте после ввода первой скважины.

КОНТРОЛЬ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ

ПЛАСТОВОЕ И ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЕ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ

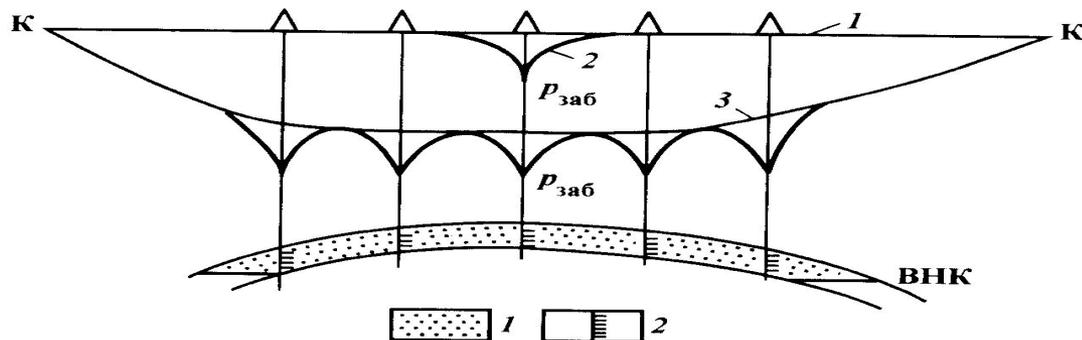


Расчетный контур нефтеносности

За контур питания в условиях водонапорного режима принимается линия, соответствующая выходам пласта, откуда он пополняется поверхностными водами или линия, на которой расположены нагнетательные скважины.

ПЛАСТОВОЕ И ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЕ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ

Схематический профиль приведенного пластового давления залежи при естественном водонапорном режиме:



- 1 – залежь,
 2 – интервал перфорации,
 Давление:
 1 – начальное пластовое (приведенное),
 2 – в пласте возле первых, введенных в разработку скважин,
 3 – приведенное динамическое пластовое (после ввода многих скважин),
 $P_{заб}$ – забойное давление,
 К – контур питания.

Давление в пласте у забоя скважины при ее работе называют **забойным давлением ($P_{заб}$)**.

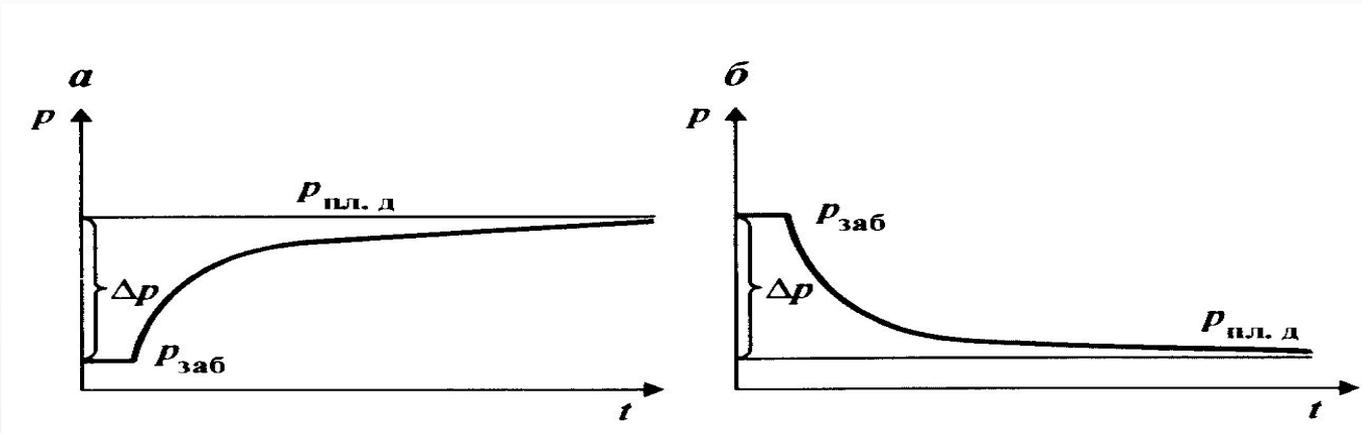
По мере разбуривания залежи, дальнейшего ввода скважин в эксплуатацию и увеличения общего отбора жидкости из залежи воронки депрессии давления на забоях скважин сближаются, одновременно происходит постепенное снижение пластового давления в залежи в целом. Образуется общая для залежи воронка депрессии давления, осложненная локальными воронками скважин. Повышенное положение точек на кривой давления между действующими скважинами соответствует значению **текущего (динамического) пластового давления**.

Кривая 3 проходящая через эти точки, характеризует текущее пластовое давление в залежи. Видно, что приведенное текущее пластовое давление снижается от контура питания к центральной части залежи.

КОНТРОЛЬ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ

ПЛАСТОВОЕ И ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЕ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ

Характер КВД в добывающей и нагнетательной скважинах



Кривая восстановления давления в остановленной скважине:

а – добывающей; б – нагнетательной. Давление: $P_{пл.д}$ – пластовое динамическое, $P_{заб}$ – забойное.

При наличии достаточного опыта, когда становится известной необходимая в конкретных геологических условиях продолжительность остановки скважины для восстановления давления, замер динамического пластового давления можно проводить, спуская манометр в конце остановки, без снятия КВД.

КОНТРОЛЬ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ

КАРТЫ ИЗОБАР

Картой изобар называют нанесенную на план расположения забоев скважин систему линий (изобар) с равными значениями динамического пластового давления на определенную дату. Эта карта отображает особенности общего распределения динамического пластового давления в залежи, без учета локальных воронок депрессии каждой скважины.

Карты изобар составляют обычно на конец каждого квартала. В периоды продолжительной стабилизации давления их можно составлять раз в полугодие.

При построении карты на установленную дату следует использовать замеры давления в скважинах, максимально приближенные во времени к этой дате.

КАРТЫ ИЗОБАР

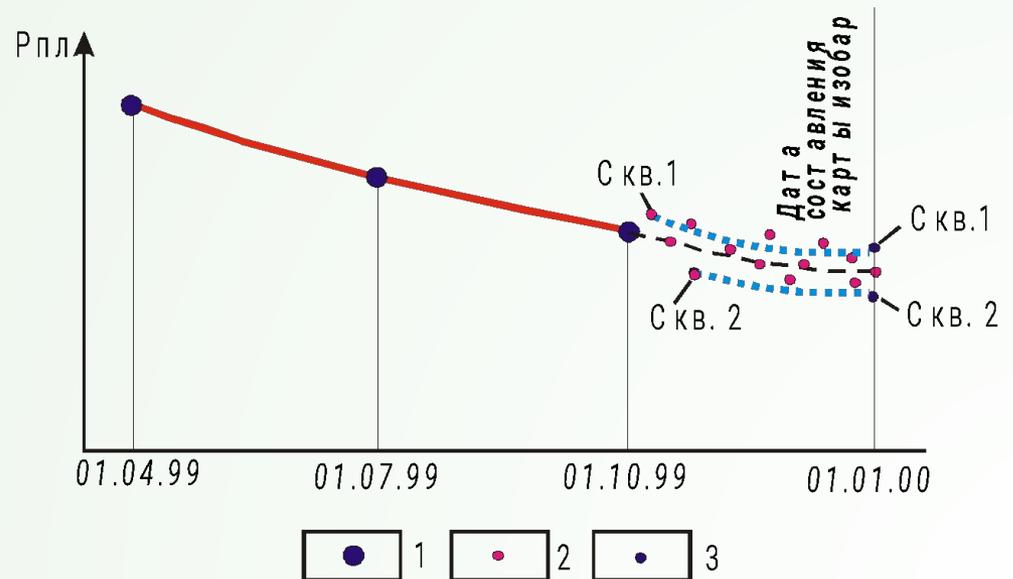
При использовании данных о давлении, полученных значительно раньше даты составления карты, необходимо в замеренные значения давления вносить поправку на время.

Это можно приблизительно выполнить с учетом общей тенденции снижения давления, выявленной по данным прошлых карт изобар (сплошная линия) и проявляющейся в периоде накопления последних данных (штрихпунктирная линия). Интервал между изобарами на карте выбирают исходя из общего диапазона значений давления в пределах залежи.

Схема приведения замеренных значений $R_{пл}$ в скв.1 и 2 к дате построения карты изобар:

1 - средние значения пластового давления по площади, полученные по скважинам в последнем квартале;

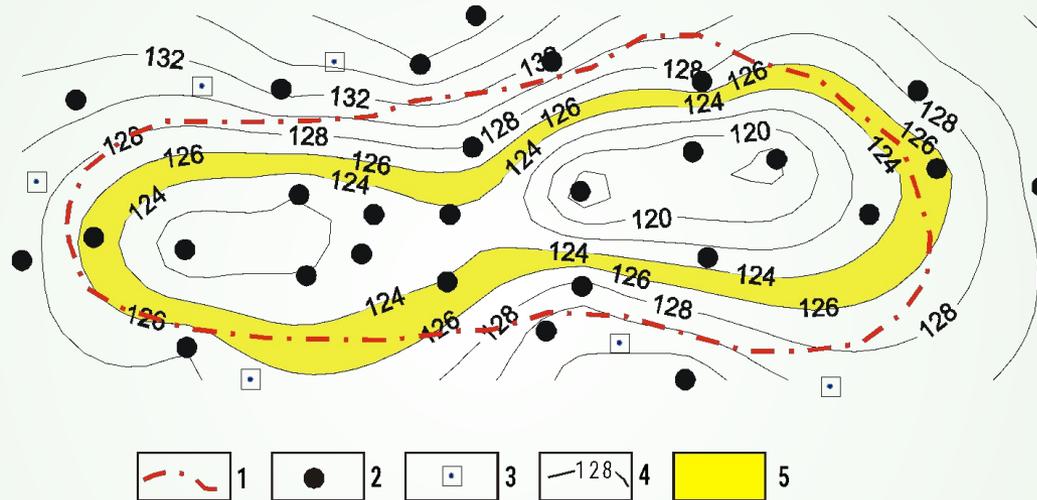
3 - приведенные во времени значения пластового давления в скв. 1 и 2 (аналогично приводятся по всем скважинам)



КОНТРОЛЬ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ

КАРТЫ ИЗОБАР

Карта изобар служит основой для определения среднего динамического пластового давления на определенную дату по залежи (или отдельным ее частям).



Карта изобар

1- внешний контур нефтеносности; 2 - добывающие скважины; 3 - законтурные (пьезометрические); 4 - изобары, атм; 5 - элемент залежи между соседними изобарами

КОНТРОЛЬ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ

КАРТЫ ИЗОБАР

Среднее динамическое пластовое давление в залежи можно представить как давление, которое установилось бы в ней после прекращения эксплуатации залежи и полного его перераспределения и выравнивания (в условиях изоляции залежи от окружающей среды).

Среднее динамическое пластовое давление залежи определяют с помощью карты изобар как среднее взвешенное по ее площади или объему.

Среднее взвешенное давление по площади $\bar{p}_{пл.f}$ находят по формуле:

$$\bar{p}_{пл.f} = \left(\sum_{i=1}^n p_i f_i \right) / F,$$

где p_i - среднее арифметическое значение давления в пределах i -го элемента залежи между соседними изобарами; f_i - площадь i -го элемента залежи, замеряемая по карте; F - площадь залежи; n - количество элементов площади залежи с разными средними значениями давления.

КОНТРОЛЬ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ

КАРТЫ ИЗОБАР

Для определения среднего взвешенного давления $\bar{p}_{плV}$ по объему залежи - последовательно выполняют следующие операции.

1. Строят карту равных значений нефте(газо)насыщенной толщины пласта h и по ней определяют значения f_i , и h_i , для элементов площади между отдельными изопахитами.

2. Строят карту равных значений произведения ph , где p - приведенное пластовое давление. Значения этого произведения в разных точках пласта могут быть получены одним из двух способов: путем совмещения карты нефтегазонасыщенной толщины с картой изобар и определения значений ph в точках пересечения изолиний этих карт; по данным замеренных значений p и h по скважинам.

КОНТРОЛЬ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ

КАРТЫ ИЗОБАР

Для определения среднего взвешенного давления $\bar{p}_{плV}$ по объему залежи - последовательно выполняют следующие операции.

3. По карте равных значений произведения ph определяют площади элементов s_i , между соседними изолиниями и соответствующие элементам площади средние значения $(ph)_i$

4. Находят среднее значение по формуле:

$$\bar{p}_{плV} = \left[\sum_{i=1}^n (ph)_i s_i \right] / \left(\sum_{i=1}^m h_i f_i \right) = \left(\sum_{i=1}^n (ph)_i s_i \right) / V,$$

где V - нефте(газо)насыщенный объем залежи; n - количество элементов площади с разными средними значениями ph ; m - количество элементов площади залежи с разными средними значениями h .

КОНТРОЛЬ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ

КАРТЫ ИЗОБАР

По нефтяным залежам среднее пластовое давление определяют как среднее взвешенное по площади при относительно небольшой толщине продуктивных пластов (единицы и первые десятки метров), как среднее взвешенное по объему - при большой средней толщине (многие десятки и сотни метров).

Поскольку залежам газа свойственна обычно значительная толщина продуктивных пластов, для них определяют среднее пластовое давление как среднее взвешенное по объему.

С помощью карт изобар можно выявлять степень связи залежи с законтурной зоной, определять фильтрационную характеристику пластов. Они дают наглядное представление об энергетических возможностях залежи в целом и отдельных ее частей. Совместное рассмотрение карт изобар, составленных на несколько дат, позволяет судить об эффективности принятой системы разработки и отдельных технологических мероприятий по совершенствованию процесса разработки.