

Геологическое обоснование выбора вида заводнения

Заводнение-

закачка воды в нефтяные пласты в целях поддержания и восстановления пластового давления и баланса пластовой энергии.

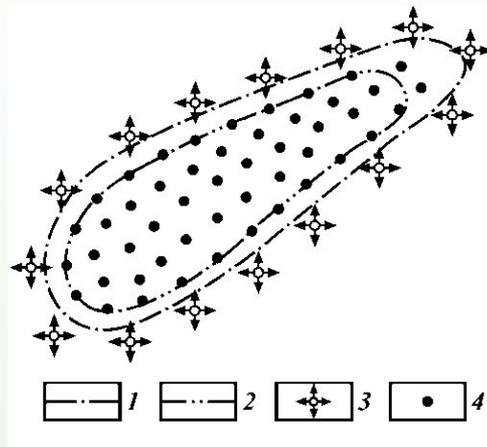
При **заводнении** обеспечиваются высокие темпы добычи нефти и сравнительно высокая степень извлечения нефти из недр, т.к. разработка проходит при наиболее эффективном водонапорном режиме работы пласта (нефть, содержащаяся в порах или трещинах горных пород, замещается водой) . В большинстве нефтяных районов имеются источники воды, пригодной после несложной обработки для закачки в пласт.

Законтурное заводнение целесообразно:

* при хорошей гидродинамической связи нефтеносного пласта с областью размещения нагнетательных скважин;

Геологическое обоснование выбора вида

Законтурное заводнение



Применение рассматриваемого вида заводнения в весьма благоприятных геологических условиях позволяет добиваться высокого нефтеизвлечения (до 60 — 65 %).

Система разработки нефтяной залежи с законтурным заводнением.

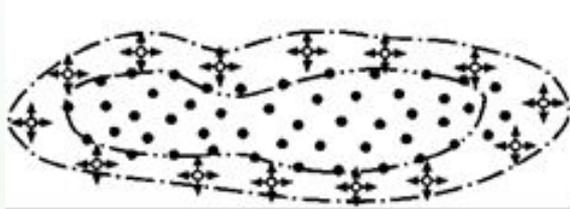
Контур нефтеносности: 1 — внешний, 2 — внутренний; скважины: 3 — нагнетательные, 4 — добывающие

Для разработки нефтяной части нефтегазовой залежи законтурное заводнение целесообразнее применять при обеспечении неподвижности ГНК путем регулируемого отбора газа из газовой шапки.

При законтурном заводнении на одну нагнетательную скважину обычно приходится четыре-пять добывающих скважин.

Геологическое обоснование выбора вида

заводнения *Приконтурное заводнение*



При этом виде заводнения нагнетательные скважины располагаются вблизи внешнего контура нефтеносности в пределах водонефтяной зоны залежи. Применяется в основном при той же характеристике залежей, что и законтурное заводнение, но при плохой гидродинамической связи залежи с законтурной зоной. Плохая связь залежи с водоносной частью пласта обусловлена ухудшением проницаемости пласта вблизи ВНК или наличием под ним или на его уровне водонепроницаемого экрана. Присутствие такого экрана особенно характерно для залежей в карбонатных коллекторах, где вторичные геохимические процессы могут приводить к закупорке пустот минеральными солями, твердыми битумами и др.

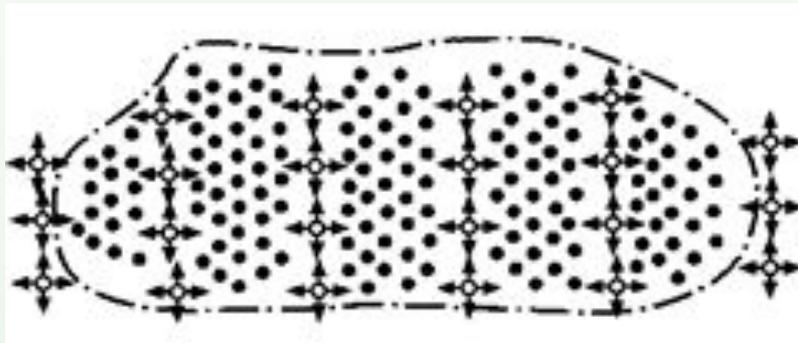
По принципам расположения скважин, соотношению числа добывающих и нагнетательных скважин, подходу к разработке газонефтяных залежей, значениям достигаемого нефтеизвлечения приконтурное заводнение приближается к законтурному.

Геологическое обоснование выбора вида

Внутриконтурное заводнение.

При этом виде заводнения нагнетание воды ведется в скважины, расположенные в пределах залежи, т.е. в нефтяной зоне.

Выделяют подвиды этого вида заводнения — разрезание на площади и блоковое.



При *блоковом заводнении* нефтяную залежь разрезают рядами нагнетательных скважин на полосы (блоки), размещают ряды добывающих скважин в таком же направлении.

Площадное заводнение — также разновидность внутриконтурного, при котором в условиях общей равномерной сетки скважин — треугольной или квадратной — нагнетательные и добывающие скважины чередуются в строгой закономерности. Местоположение добывающих и нагнетательных скважин в принимаемой сетке определяется в проектном документе на разработку.

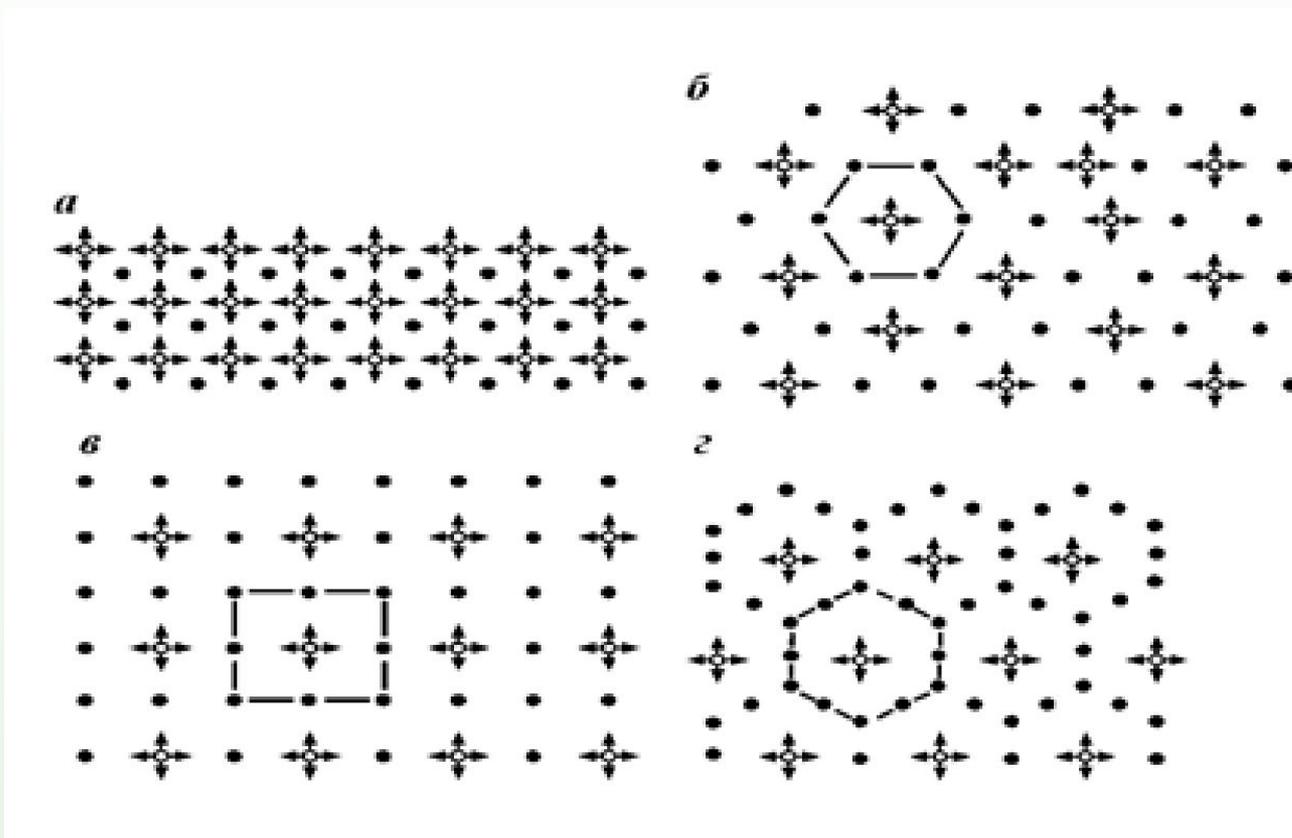
Геологическое обоснование выбора вида

Площадное заводнение

Системы разработки с площадным заводнением (площадные системы) обладают большей активностью по сравнению с системами, охарактеризованными выше, поскольку здесь каждая добывающая скважина непосредственно контактирует с нагнетательными (при внутриконтурном разрезании в начале разработки под непосредственным влиянием нагнетательных скважин находятся лишь скважины внешних добывающих рядов) и на одну нагнетательную скважину обычно приходится меньшее количество добывающих скважин. Применяют несколько вариантов формы сеток и взаимного размещения нагнетательных и добывающих скважин, при которых системы разработки характеризуются различной активностью, т.е. разной величиной соотношения количеств добывающих и нагнетательных скважин. Для линейной и пятиточечной систем это соотношение равно 1; для семиточечной прямой — 0,5, обращенной — 2; для девятиточечной прямой — 0,33, обращенной — 3; ячеистой — 4 — 6.

Геологическое обоснование выбора вида

Площадное заводнение



Системы разработки с площадным заводнением.

Формы сетки скважин: а-пятиточечная, б- семиточечная
обращенная, в – девятиточечная обращенная, г -ячеистая

КОНТРОЛЬ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ ПЕРЕПАДЫ ДАВЛЕНИЯ В ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА, КОМПЛЕКСНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЛАСТОВ

При разработке залежи в продуктивном пласте образуются воронки депрессии давления общая по залежи в целом и локальные в районе каждой добывающей и нагнетательной скважины.

Перепад давления, соответствующий локальной воронке, применительно к добывающей скважине называют **депрессией на забое скважины $\Delta P_{\text{скв.д}}$** , применительно к нагнетательной скважине - **репрессией на забое скважины $\Delta P_{\text{скв.д}}$** .

В качестве обобщающего термина (для добывающих и нагнетательных скважин) наиболее часто применяют термин **перепад давления в скважине**.

КОНТРОЛЬ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ ПЕРЕПАДЫ ДАВЛЕНИЯ В ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА, КОМПЛЕКСНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЛАСТОВ

При разработке залежи в продуктивном пласте образуются воронки депрессии давления общая по залежи в целом и локальные в районе каждой добывающей и нагнетательной скважины.

Перепад давления, соответствующий локальной воронке, применительно к добывающей скважине называют **депрессией на забое скважины $\Delta R_{\text{скв.д}}$** , применительно к нагнетательной скважине - **репрессией на забое скважины $\Delta R_{\text{скв.д}}$** .

В качестве обобщающего термина (для добывающих и нагнетательных скважин) наиболее часто применяют термин **перепад давления в скважине**.

КОНТРОЛЬ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ПЕРЕПАДЫ ДАВЛЕНИЯ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА, ТЕМПЕРАТУРЫ, КОМПЛЕКСНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЛАСТОВ

Дебит скважины по жидкости $q_{ж}$ и приемистость скважины W при установившейся фильтрации жидкости определяют по уравнениям:

$$q_{ж} = \frac{2\pi k_{пр} h \Delta P_{сквд}}{\mu \ln\left(\frac{R_k}{r_{пр}}\right)}$$

$$W = \frac{2\pi k_{пр} h \Delta P_{сквн}}{\mu \ln\left(\frac{R_k}{r_{пр}}\right)}$$

где $k_{пр}$ - проницаемость пласта; h - толщина пласта;

$\Delta P_{скв.д(н)} = P_{пл} - P_{заб}$ в добывающей (нагнетательной) скважине;

R_k - радиус условного контура питания скважины;

$r_{пр}$ - приведенный радиус скважины;

μ , - соответственно вязкость нефти и воды.

Радиус условного контура питания скважины R_k принимают равным половине расстояния между скважинами.

Приведенный радиус скважины $r_{пр}$ - радиус условной совершенной скважины, принимаемой в качестве эквивалента реальной скважины, несовершенной по качеству и степени вскрытия пласта, но имеющей те же дебит и депрессию.

КОНТРОЛЬ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ

ПЕРЕПАДЫ ДАВЛЕНИЯ В ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА, КОМПЛЕКСНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЛАСТОВ

Коэффициенты продуктивности и приемистости представляют собой комплексные характеристики соответственно добывных возможностей и приемистости скважины.

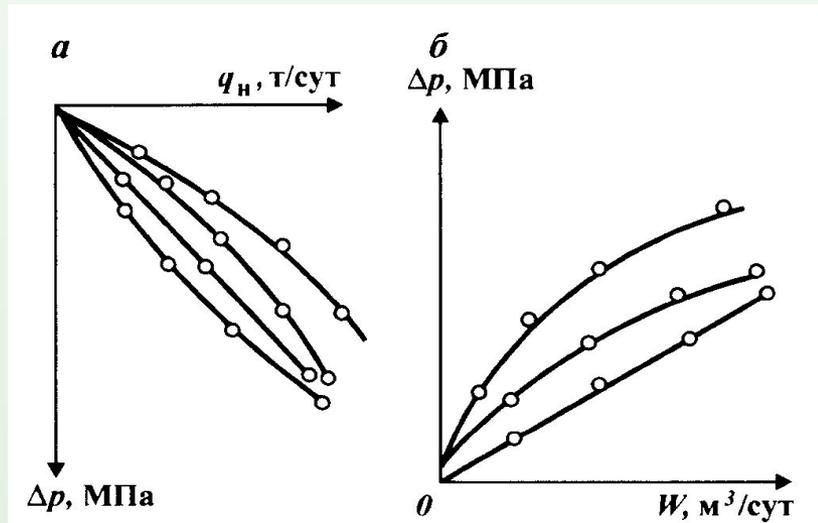
$$K' = (2\pi k_{\text{пр}} h) / \left[\mu_{\text{н}} \ln(R_{\text{к}} / r_{\text{пр}}) \right];$$

$$K'' = (2\pi k_{\text{пр}} h) / \left[\mu_{\text{в}} \ln(R_{\text{к}} / r_{\text{пр}}) \right],$$

Коэффициент продуктивности (приемистости) определяют путем исследования скважины методом установившихся отборов.

КОНТРОЛЬ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ ПЕРЕПАДЫ ДАВЛЕНИЯ В ПРИБЛИЖЕНИИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА, КОМПЛЕКСНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЛАСТОВ

Метод основан на измерении дебита и забойного давления при нескольких стабилизировавшихся режимах работы скважины. Полученные результаты выражают в виде зависимости между дебитом и депрессией на забое скважины (индикаторной диаграммы). При фильтрации жидкости индикаторные линии обычно прямолинейны по всей длине или на начальном участке.



Индикаторные диаграммы добывающих (а) и нагнетательных (б) скважин:

q_n - дебит скважин по нефти;

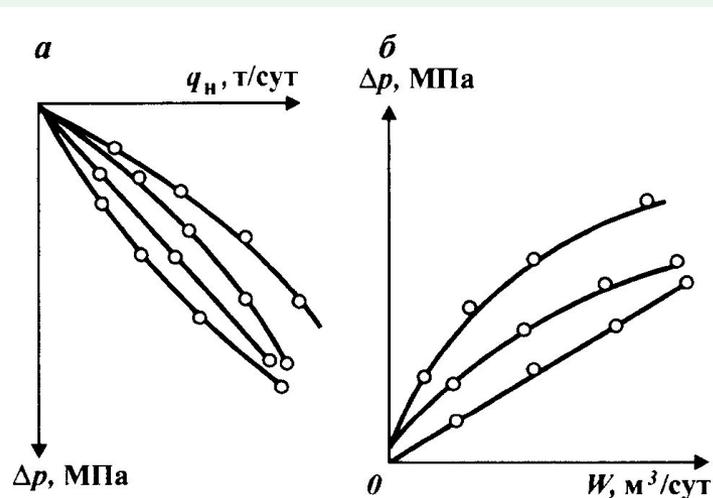
W - приемистость скважин;

Δp - депрессия (репрессия) на забое скважины

КОНТРОЛЬ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ ПЕРЕПАДЫ ДАВЛЕНИЯ В ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА, КОМПЛЕКСНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЛАСТОВ

По добывающим скважинам при больших значениях дебита они могут быть изогнутыми в результате нарушения линейного закона фильтрации вблизи скважины, уменьшения проницаемости в связи со смыканием трещин при значительном снижении забойного давления.

По нагнетательным скважинам основной причиной искривления индикаторных линий является раскрытие микротрещин в пласте по мере увеличения забойного давления.



Индикаторные диаграммы добывающих (а) и нагнетательных (б) скважин:

q_n - дебит скважин по нефти;

W - приемистость скважин;

Δp - депрессия (репрессия) на забое скважины

КОНТРОЛЬ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ

ПЕРЕПАДЫ ДАВЛЕНИЯ В ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА, КОМПЛЕКСНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЛАСТОВ

Дебит газа q_g в скважине при установившейся фильтрации прямо пропорционален разности квадратов значений давления $P^2_{пл} - P^2_{заб}$

$$q_g = \left\{ 2\pi k_{пр} \frac{h T_{ст}}{P_{ат} \mu_g Z \ln(R_k / r_{пр}) T_{пл}} \right\} (P_{пл}^2 - P_{заб}^2)$$

где $k_{пр}$ - коэффициент проницаемости;

h - эффективная толщина;

$T_{ст} = 273$ К; $T_{ст} - (273 - t_{пл})$; $P_{ат} = 105$ Па;

μ -вязкость пластового газа;

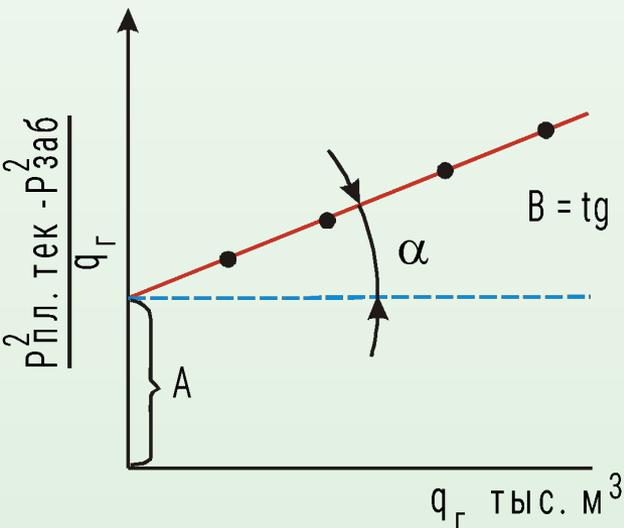
μZ - коэффициент сверхсжимаемости газа;

μR_k - условный радиус контура питания;

$\mu r_{пр}$ - приведенный радиус скважины.

КОНТРОЛЬ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ ПЕРЕПАДЫ ДАВЛЕНИЯ В ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА, КОМПЛЕКСНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЛАСТОВ

В отличие от уравнения притока нефти к скважине в уравнении притока газа дробь в его правой части не является коэффициентом продуктивности, так как в связи с нелинейностью фильтрации газа дебит его пропорционален не депрессии, а некоторой нелинейной функции давления. Этот коэффициент пропорциональности может быть определен с помощью индикаторной линии, построенной в координатах q_g и $(P_{\text{пл.тек}}^2 - P_{\text{заб}}^2) / q_g$ (см.рис.).



Индикаторная диаграмма газовой скважины:

q_g - дебит скважины по газу;
давление: $P_{\text{пл.тек}}$ - пластовое текущее,
 $P_{\text{заб}}$ - забойное

КОНТРОЛЬ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ

ПЕРЕПАДЫ ДАВЛЕНИЯ В ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА, КОМПЛЕКСНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЛАСТОВ

Уравнение индикаторной линии имеет вид:

$$(p_{\text{пл.тек}}^2 - p_{\text{заб}}^2) / q_{\text{г}} = A + Bq_{\text{г}}$$

где A и B - коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие от параметров пласта в призабойной зоне (A) и от конструкции скважины (B).

Коэффициент A численно равен значению $(P_{\text{пл.тек}}^2 - P_{\text{заб}}^2) / q_{\text{г}}$ в точке пересечения индикаторной линии с осью ординат. Дробь в правой части уравнения соответствует $1/A$, т.е.

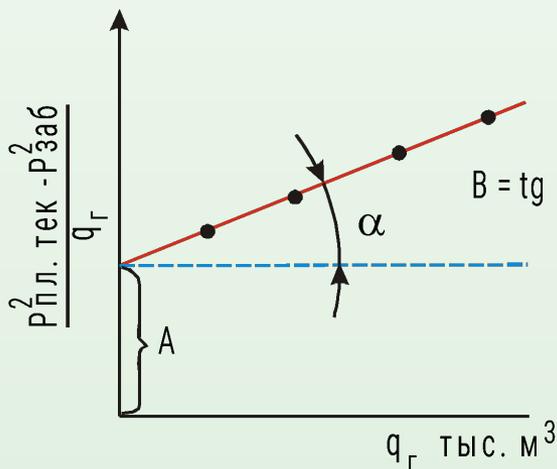
$$A = p_{\text{ат}} \mu_{\text{г}} Z \ln(R_{\text{к}} / r_{\text{пр}}) T_{\text{пл}} / (2\pi k_{\text{пр}} h T_{\text{ст}}).$$

Индикаторная диаграмма газовой скважины:

$q_{\text{г}}$ - дебит скважины по газу;

давление: $P_{\text{пл.тек}}$ -пластовое текущее,

$P_{\text{заб}}$ - забойное



КОНТРОЛЬ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ ПЕРЕПАДЫ ДАВЛЕНИЯ В ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА, КОМПЛЕКСНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЛАСТОВ

По данным исследования скважин (по методу установившихся отборов) *оценивается* основная фильтрационная характеристика пласта - *коэффициент проницаемости*, а также комплексные характеристики пластов, учитывающих одновременно два-три основных свойства продуктивных пластов, оказывающих влияние на разработку залежей.

Далее приводятся наиболее широко применяемые комплексные характеристики продуктивных пластов.

КОНТРОЛЬ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ ПЕРЕПАДЫ ДАВЛЕНИЯ В ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА, КОМПЛЕКСНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЛАСТОВ

1. Коэффициент гидропроводности, (м⁵/(Н·с))

$$\varepsilon = k_{\text{пр}} h / \mu,$$

где $k_{\text{пр}}$ - проницаемость пласта в районе исследуемой скважины;

h - работающая толщина пласта;

μ - вязкость жидкости или газа.

Коэффициент ε - наиболее ёмкая характеристика продуктивного пласта, определяющая его производительность в скважине.

КОНТРОЛЬ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ ПЕРЕПАДЫ ДАВЛЕНИЯ В ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА, КОМПЛЕКСНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЛАСТОВ

2. Коэффициент проводимости, ($\text{м}^4/(\text{Н} \cdot \text{с})$)

$$\alpha = k_{\text{пр}}/\mu$$

где $k_{\text{пр}}$ - проницаемость пласта в районе исследуемой скважины;
 μ - вязкость жидкости или газа.

Он характеризует подвижность флюида в пластовых условиях в районе скважины.

КОНТРОЛЬ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ

ПЕРЕПАДЫ ДАВЛЕНИЯ В ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА, КОМПЛЕКСНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЛАСТОВ

3. Коэффициент пьезопроводности, (м²/с)

$$\chi = k_{\text{пр}} / [\mu(k_{\text{п}}\beta_{\text{ж}} + \beta_{\text{с}})] = \alpha / \beta,$$

где $k_{\text{п}}$ - коэффициент пористости пласта;

$\beta_{\text{ж}}$ и $\beta_{\text{с}}$ - коэффициенты сжимаемости пластовой жидкости и пористой среды;

$k_{\text{п}}\beta_{\text{ж}} - \beta_{\text{с}}$ - коэффициент упругоёмкости пласта β^* .

Коэффициент характеризует *скорость перераспределения давления в пласте* (последнее происходит не мгновенно, а в течение некоторого времени вследствие упругости породы и содержащейся в ней жидкости).

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ЗАПАСАХ НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА

ПОНЯТИЕ «ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ»

Запасами нефти, газа или конденсата называется их количество, содержащееся в породах-коллекторах в пределах изучаемой части геологического пространства.

Согласно действующей Классификации, запасы месторождений нефти и газа по народнохозяйственному значению разделяются на две группы, подлежащие отдельному учету: **балансовые запасы**, вовлечение которых в разработку в настоящее время экономически целесообразно, и **забалансовые**, вовлечение которых в настоящее время экономически нецелесообразно или технически и технологически невозможно, но которые в дальнейшем могут быть переведены в балансовые.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ЗАПАСАХ НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА

КОЭФФИЦИЕНТЫ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА

Количественно доля запасов (нефти, газа, конденсата), которая может быть извлечена определяется: *для нефти коэффициентом извлечения нефти (КИН), для газа и конденсата соответственно коэффициентами извлечения газа и конденсата.*

Коэффициент извлечения газа по отдельным газовым объектам не рассчитывают, а принимают, исходя из имеющегося опыта в целом по газовой отрасли, равным 0,8.

Исходя из физических особенностей этих УВ наиболее сложным является определение коэффициента извлечения нефти (КИН).

В общем виде коэффициент извлечения нефти может быть выражен как отношение количества нефти, извлеченной на поверхность - $Q_{извл.}$ к балансовым запасам нефти залежи $Q_{бал.}$

$$\text{КИН} = Q_{извл.} / Q_{бал.}$$

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ЗАПАСАХ НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА

КОЭФФИЦИЕНТЫ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА

Покоэффициентный метод важен потому, что он наиболее полно раскрывает физическую сущность КИН. По этому методу конечный КИН обычно выражается в виде произведения трех коэффициентов - вытеснения ($K_{\text{выт}}$), охвата процессом вытеснения ($K_{\text{охв}}$) и заводнения ($K_{\text{зав}}$):

$$\text{КИН} = K_{\text{выт}} \cdot K_{\text{охв}} \cdot K_{\text{зав}}.$$

Коэффициент вытеснения - это отношение количества нефти, вытесненного при длительной интенсивной (до полного обводнения получаемой жидкости) промывке объема пустотного пространства коллектора, в который проникла вода, к начальному количеству балансовых запасов нефти в этом объеме. По существу, коэффициент вытеснения показывает предельную величину нефтеизвлечения, которую можно достигнуть с помощью данного рабочей агента. Значения $K_{\text{выт}}$, как правило, определяют экспериментально в лабораторных условиях на длинных образцах керна с использованием модельных пластовых жидкостей.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ЗАПАСАХ НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА

КОЭФФИЦИЕНТЫ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА

Коэффициент охвата Кохв - это отношение объема пустотного пространства, занятого вытесняющим агентом (охваченного процессом вытеснения), к общему объему пространства коллекторов изучаемого объекта, содержащих нефть. Этот коэффициент характеризует долю пород-коллекторов, охватываемых процессом фильтрации при данной системе разработки. Кохв можно рассчитать по картам распространения коллекторов по площади залежи (всех и заполняемых вытесняющим агентом) на основании эмпирических статистических зависимостей коэффициента охвата от плотности сетки скважин или на основании аналогии с подобными залежами нефти.

Коэффициент заводнения Кзав. характеризует потери нефти в объеме, охваченном процессом вытеснения из-за прекращения ее добычи по экономическим соображениям при обводненности продукции скважин менее 100 %. Он зависит от степени неоднородности пласта по проницаемости, соотношения вязкостей нефти и вытесняющего агента, принятой предельной обводненности добываемой продукции

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ЗАПАСАХ НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА

КОЭФФИЦИЕНТЫ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА

Наиболее полно учесть все многочисленные факторы, влияющие на конечный КИН, позволяет *геолого-математическое моделирование* процессов фильтрации на трехмерных моделях, с помощью быстродействующих современных ЭВМ.

С этой целью на базе детальных адресных геолого-промысловых моделей создаются статические геолого-математические трехмерные модели, отражающие изменчивость свойств коллекторов по объему залежи.

Затем на базе этих моделей, путем моделирования процессов фильтрации в трехмерном пространстве и вытеснения нефти рабочим агентом к забоям добывающих скважин, с помощью ЭВМ создается динамическая модель эксплуатационного объекта, показывающая прогнозное изменение во времени:

- насыщенности объема объекта нефтью и вытесняющим агентом;
- пластового давления в зоне нагнетания агента и отбора нефти;
- дебитов скважин и обводненности добываемой в них продукции.

При желании, на дисплей ЭВМ можно вывести и зафиксировать состояние залежи на любой момент времени. В результате получают расчет проектных технологических показателей разработки по годам эксплуатации и за отдельные периоды - 10, 20, 40 лет, вплоть до конца разработки.

**Создание геолого-геофизической модели нефтяного месторождения
программным комплексом
IRAP RMS и подсчет запасов УВ сырья**

- 1. Координаты скважин месторождения;**
- 2. Данные по границам лицензионного участка;**
- 3. Карты по отражающим горизонтам (интерпретация сейсмических данных);**
- 4. Данные ГИС-исследования скважин и результаты интерпретации ГИС (РИГИС) по скважинам (определение кровли и подошвы коллекторов, общих и эффективных толщин пластов-коллекторов, определение коэффициентов песчанистости, пористости, нефтенасыщенности пластов, обоснование водонефтяного контакта);**

Основные этапы моделирования:

I. Сбор исходных данных для создания модели нефтяного месторождения:

- 1. Данные испытания и опробования скважин месторождения;**
- 2. Данные о тектонических нарушениях (разломах);**
- 3. Данные о линиях литологического замещения, выклинивания пластов-коллекторов;**

II. Загрузка исходных цифровых массивов в программный комплекс ROXAR, создание проекта

- 1. Массив точек с информацией о положении устьев скважин месторождения в пространстве, траектории скважин;**
- 2. Результаты ГИС и РИГИС по скважинам;**
- 3. Массив точек отбивок (кровли и подошвы) по скважинам для пластов месторождения (стратиграфических, пластов-коллекторов);**
- 4. Гриды по отражающим горизонтам, по стратиграфическим поверхностям.**
- 5. Полигоны линий замещения, выклинивания, разломов, границ ЛУ и т.п.**

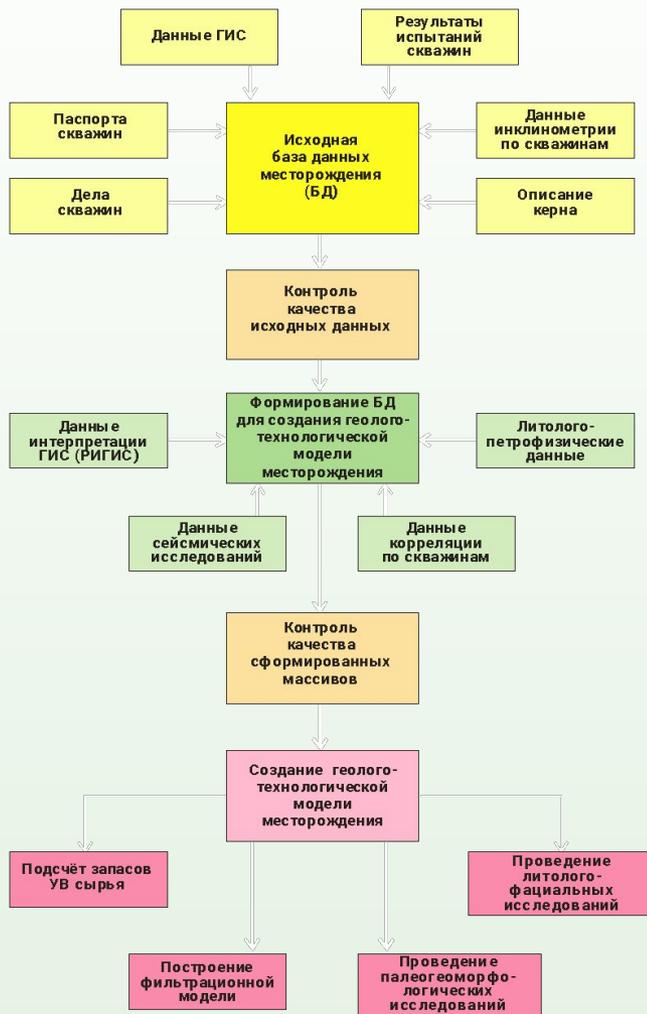
III. Построение 2Д модели месторождения и подсчет запасов

- 1. Занесение всей информации в формате IRAP RMS в созданный проект;**
- 2. Определение метрической единицы измерения, координатной системы проекта;**
- 3. Задание области определения проекта (создать замкнутый полигон);**
- 4. Определение структуры месторождения (задание последовательности поверхностей);**
- 5. Построение карт (кровли, подошвы пласта-коллектора, поверхности водонефтяного контакта, определения контура водонефтяного контакта;**

III. Построение 2Д модели месторождения и подсчет запасов

- 6. Проверка корректности отстроенных поверхностей (соответствие точкам отбивок скважинным данным, отсутствие областей пересечения поверхностей друг с другом);**
- 7. Определение контуров водонефтяных контактов;**
- 8. Построение карт эффективных нефтенасыщенных толщин;**
- 9. Определение площадей и объемов залежей нефти;**
- 10. Подсчет запасов по картам 2Д.**

Блок-схема основных этапов создания геолого-технологических моделей



Источником информации для построения геологической модели залежи и определения подсчетных параметров объемным методом служат результаты геолого-геофизических исследований, проводимых в процессе поисково-оценочных, разведочных работ и эксплуатации оцениваемого объекта.

Информация, используемая для построения геологической модели месторождения и подсчета запасов УВ сырья, подразделяется на три группы:

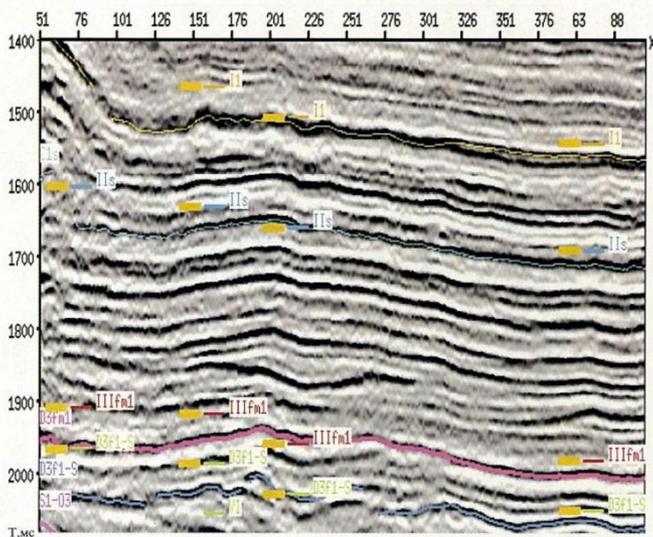
- прямая** – характеризующая непосредственно геологический объект (образцы пород, пробы флюидов и др);
- косвенная**, которая получается в результате сопоставления данных ГИС-бурения скважин и статистических зависимостей для определения необходимых геологических параметров объекта;
- априорная** – характеризующая общие закономерности геологического строения, полученные на основе обобщения материалов геологоразведочных работ;

Увязка сейсмических и геологических границ

- На основе сейсморазведочных работ (2D, 3D, 4D) и интерпретации сейсмических данных осуществляется картирование структурных поверхностей, выявление дизъюнктивных нарушений, зон выклинивания и замещения пород-коллекторов.
- Главной задачей является установление особенностей залегания продуктивных пластов как основы для создания геологических моделей залежей нефти и газа
- .
- На ранних стадиях изученности создание моделей залежей УВ основывается на комплексной увязке данных сейсмических исследований с результатами корреляции разрезов поисковых и разведочных скважин.
- В процессе разработки при разбуривании залежи плотной сеткой скважин, создание моделей залежей основывается уже на детальной корреляции разрезов скважин.

Увязка данных сейсморазведки и бурения

По данным ВСП



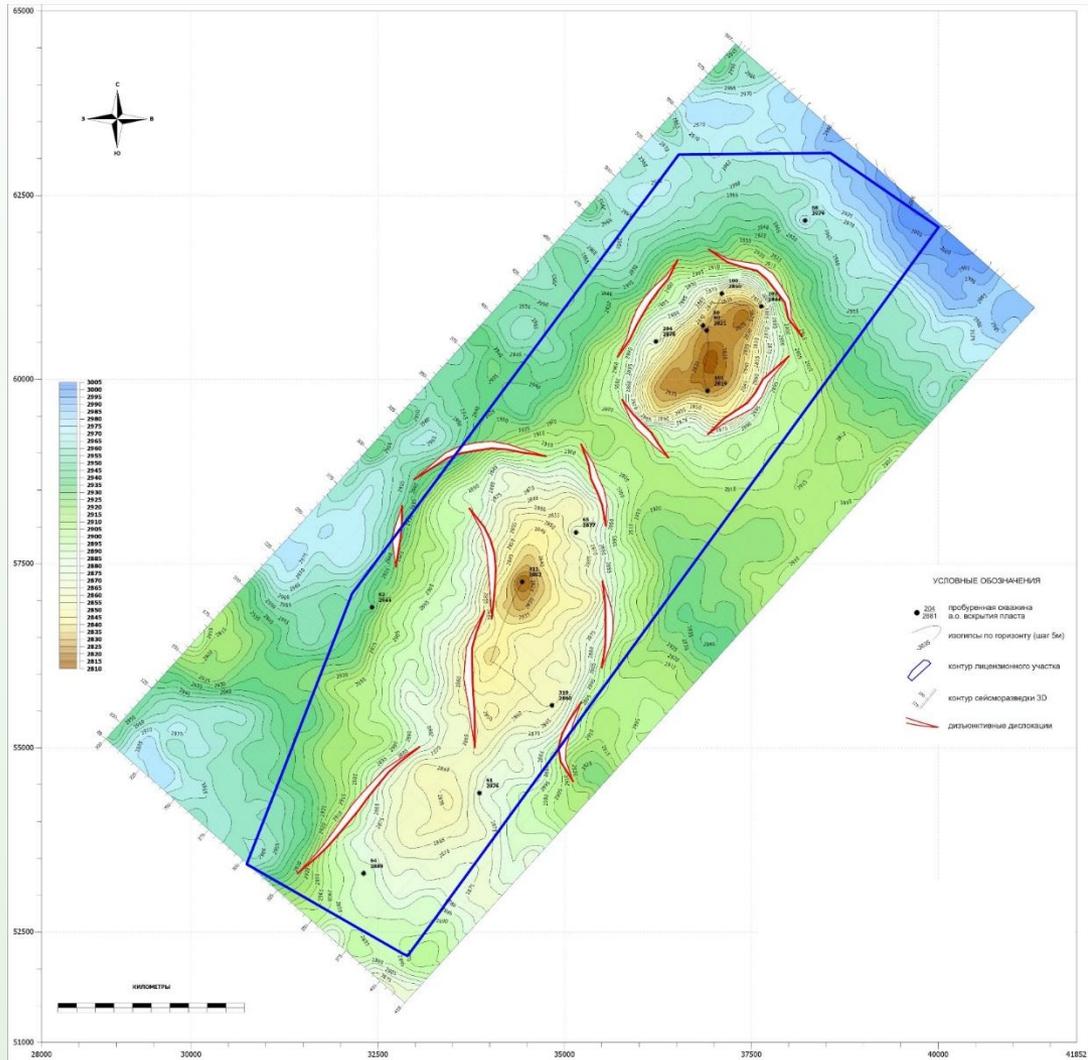
По данным ВСП и моделирования



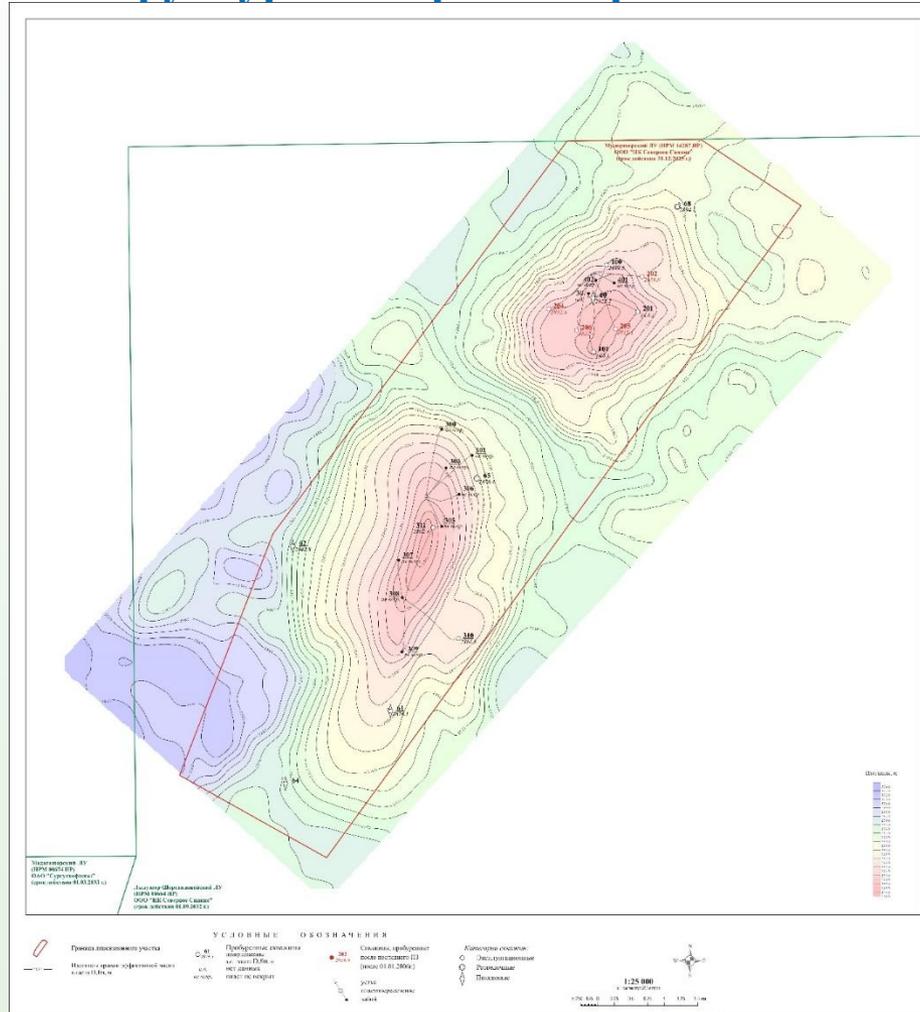
Увязка данных сейсморазведки и бурения:

-  -1- Линии сейсмических корреляций
-  -2- Геологические границы по скважинам

Структурная карта по отражающему горизонту II-III



Структурная карта по кровле пласта D3fm



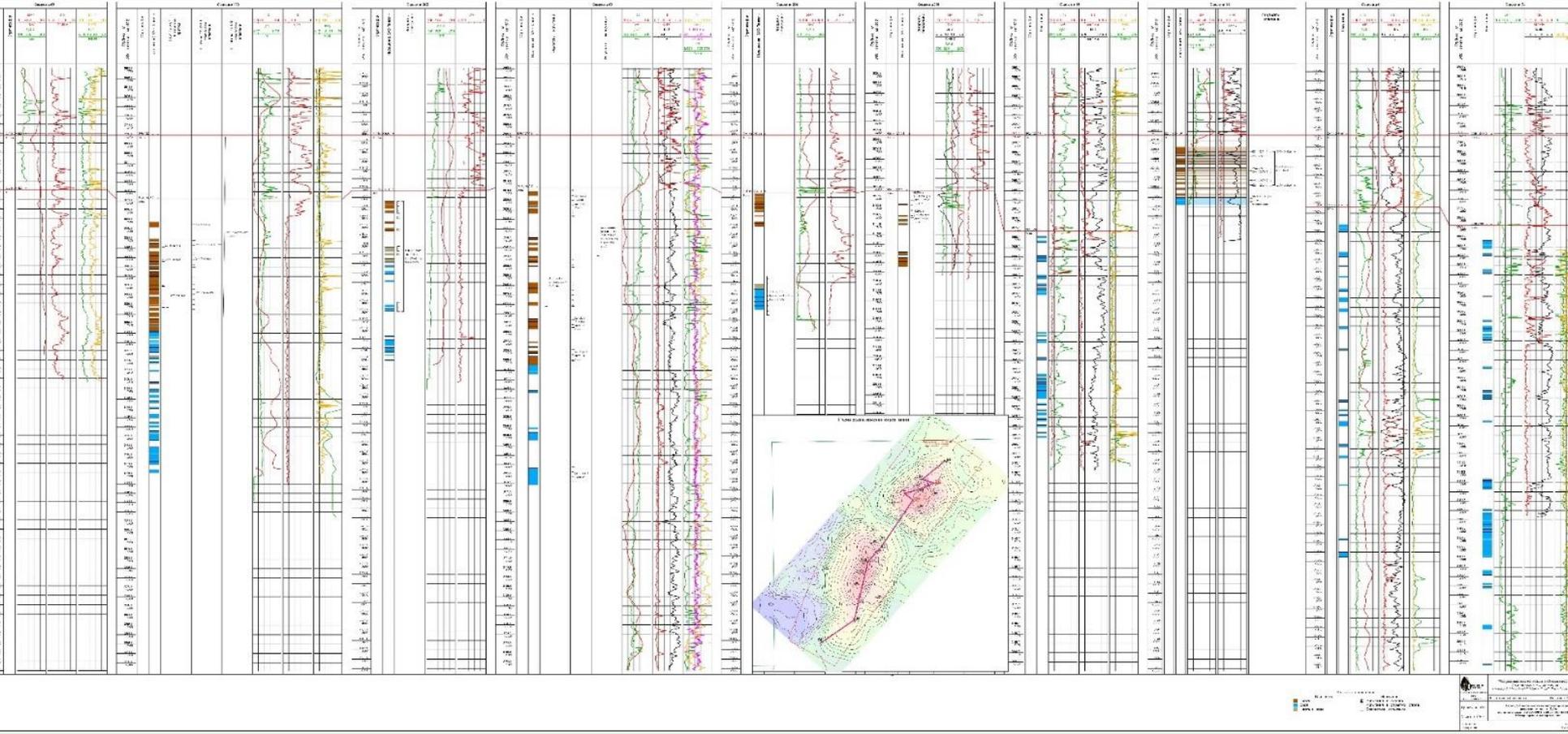
Данные интерпретации ГИС, керна и испытаний

- **Оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов, которые являются основой геолого-геофизической модели производится по материалам геофизических исследований скважин (ГИС).**
- **Материалы ГИС** являются основным видом геологической документации разрезов нефтегазовых скважин, по которым производится литологическое и стратиграфическое расчленение, корреляция разрезов скважин, выделяются в разрезе коллекторы, производится разделение коллекторов на продуктивные и водоносные, а продуктивные на газо- и нефтенасыщенные, определяется положения межфлюидальных контактов (ГНК, ВНК, ГВК).
- **По данным керна, ГИС и результатов опробования и гидродинамических исследований определяются отметки ВНК, ГВК и ГНК в скважинах.**
- **Данные ГИС** содержат информацию о подсчетных параметрах.
- **Выделение коллекторов по материалам ГИС производится по двум критериям:**
 - -по прямым качественным признакам
 - -по косвенным количественным признакам

Детальная корреляция разрезов скважин

- Детальная корреляция разрезов скважин является основным методом изучения внутреннего строения недр, построенным на принципе сопоставления разрезов скважин с целью выделения в разрезах и прослеживания по площади пластов-коллекторов и непроницаемых прослоев между ними.
- Детальная корреляция является основой для построения модели месторождения, залежи или продуктивного горизонта, и определяет адекватность модели реальному геологическому объекту.
- Результатами детальной корреляции являются отбивки стратиграфических границ продуктивного горизонта, кровли и подошвы пластов-коллекторов, которые снимаются с диаграмм ГИС.
- Детальная корреляция оформляется в виде схем корреляции, которые должны отражать выдержанность или прерывистость пластов-коллекторов и соотношение их с непроницаемыми объектами.

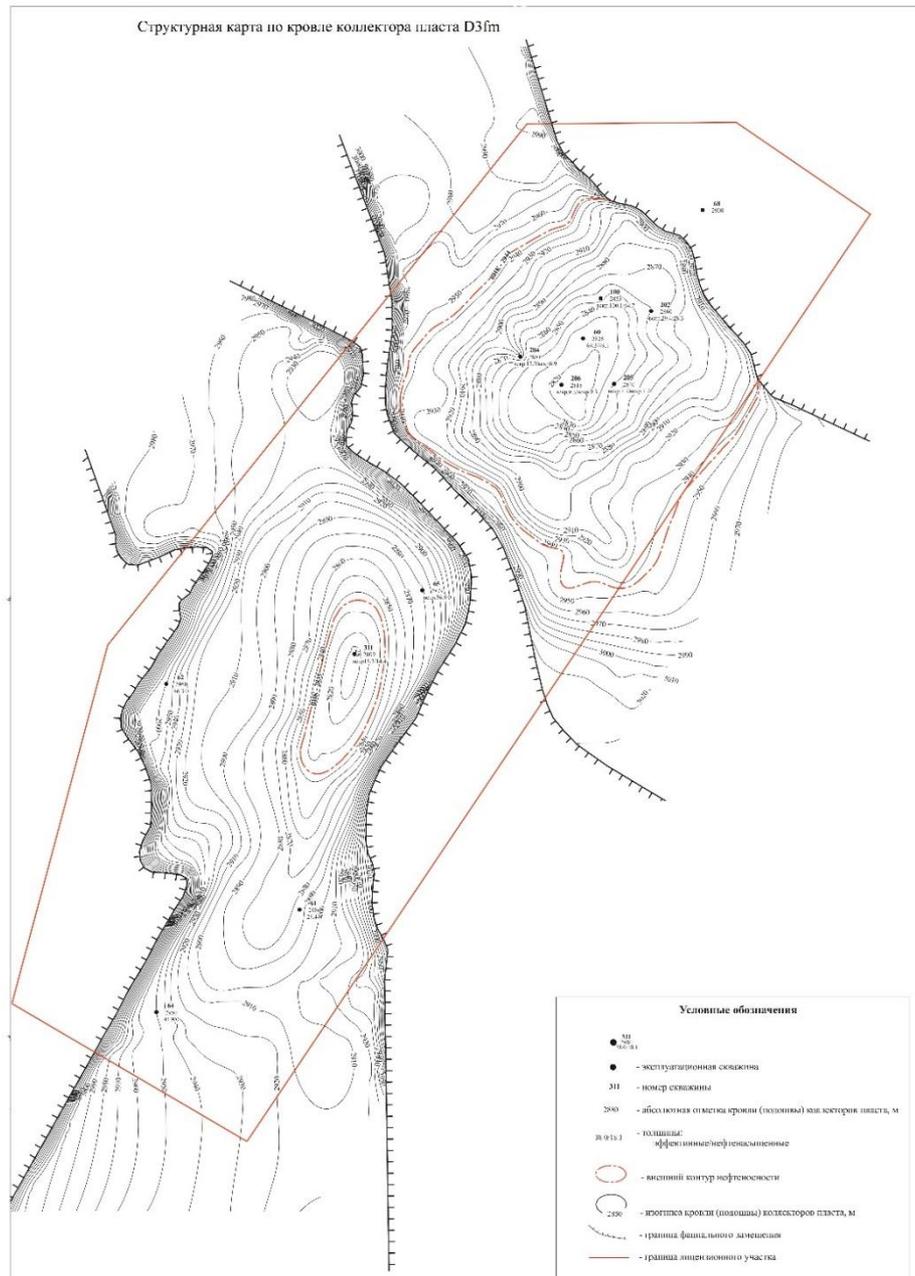
Схема детальной корреляции продуктивного пласта D3fm



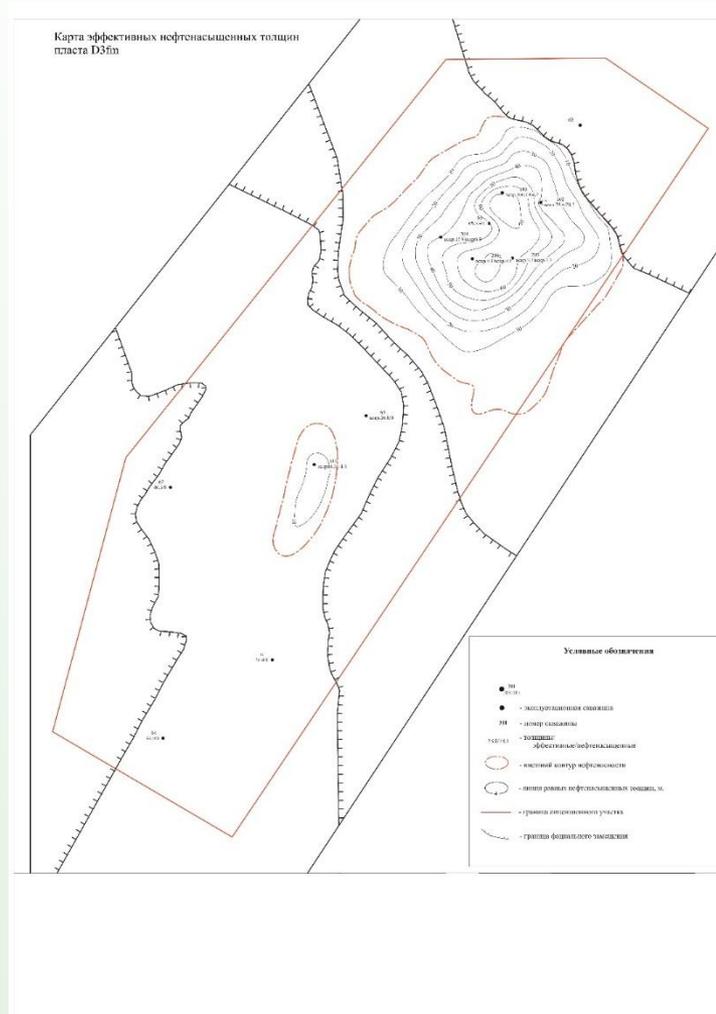
III. Построение 2Д модели месторождения и подсчет запасов

- **Все данные сейсморазведки и бурения заносятся в формате IRAP RMS в созданный проект, обосновываются границы распространения коллекторов и осуществляется геометризация продуктивных платов на разных стадиях изученности.**
- **На основе этих исследований осуществляется геометризация залежей. Производится построение карт кровли, подошвы пласта-коллектора, поверхности водонефтяного контакта, геологических разрезов.**
- **Строятся карты эффективных нефтенасыщенных толщин, определяются величины площадей и объемов залежей нефти,**
- **обосновываются категории запасов и составляются подсчетные планы, производится расчет параметров и подсчет запасов нефти, газа и попутных компонентов по подсчетным объектам, залежам и месторождению в целом.**

Структурная карта по кровле коллектора пласта D3fm



Карта эффективных нефтенасыщенных толщин пласта D3fm



Объемный метод

Подсчет начальных геологических запасов нефти объемным методом производится по формуле:

$$Q_{\text{ГЕОЛ}} = S \cdot h_{\text{эфф}} \cdot K_{\text{ПОР}} \cdot K_{\text{НА}}^{\text{Н}} \cdot \Theta \cdot \rho$$

$Q_{\text{ГЕОЛ}}$ – начальные геологические запасы нефти, тыс. т.;

S – площадь залежи, тыс. кв. м.;

$h_{\text{эфф}}$ – средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м

$K_{\text{ПОР}}$ – среднее значение коэффициента открытой пористости, д. ед.;

$K_{\text{НА}}^{\text{Н}}$ – среднее значение коэффициента нефтенасыщенности, д.

Θ ; – пересчетный коэффициент нефти, учитывает усадку нефти, д.ед.

ρ – плотность нефти в поверхностных условиях, т/куб. м.

Определение средних значений параметров залежей

При подсчете запасов нефти и газа для залежи в целом или ее частей проводится определение средних значений параметров залежей (эффективной нефте(газо)насыщенной толщины, коэффициентов пористости и нефте(газо)насыщенности).

- **Средние значения эффективной нефте(газо)насыщенной толщины** рассчитывается после геометризации залежей по данным созданной геологической модели месторождения и определяется как частное от деления геометрического объема нефтенасыщенных толщин и площади залежи:

- $$h_{эфф} = V_{эфф} / S_{зал},$$

- где $V_{эфф}$ – объем нефте(газо)насыщенных толщин,

- $S_{зал}$ - площадь залежи нефти (газа);

Определение средних значений параметров залежей

Среднее значение коэффициента пористости определяется как средневзвешенное по эффективной нефтенасыщенной толщине:

$$K_{пор} = \frac{\sum_{i=1}^n h_{эфф} \cdot K_{пор i}}{\sum_{i=1}^n h_{эфф}}$$

Среднее значение коэффициента нефте(газо) насыщенности определяется как средневзвешенное по эффективной нефтенасыщенной толщине и коэффициенту пористости:

$$K_{насыщ}^H = \frac{\sum_{i=1}^n h_{эфф} \cdot K_{пор i} \cdot K_{насыщ i}}{\sum_{i=1}^n h_{эфф} \cdot K_{пор i}}$$

Подсчет извлекаемых запасов нефти:

- **Часть балансовых запасов нефти**, которая может быть извлечена из недр называется извлекаемыми запасами и определяются с помощью **коэффициента извлечения (КИН)**:

$$\bullet Q_{\text{ИЗВЛ}} = Q_{\text{ГЕОЛ}} \cdot \text{КИН}$$

- **Начальные извлекаемые запасы нефти залежи** $Q_{\text{ИЗВЛ}}$ равны произведению величин начальных балансовых запасов $Q_{\text{ГЕОЛ}}$ и конечного коэффициента извлечения **КИН**.

Подсчет извлекаемых запасов нефти:

Конечный коэффициент извлечения нефти показывает, какая часть от начальных балансовых запасов может быть извлечена при разработке залежи до предела экономической рентабельности.

При подсчете начальных извлекаемых запасов нефти залежей, вводимых в разработку, и при пересчете запасов разрабатываемых залежей начальные балансовые запасы умножаются на утвержденный **конечный коэффициент** извлечения нефти, обоснованный технико-экономическими расчетами.

Этот коэффициент используется при проектировании разработки залежей, планировании развития нефтедобывающей промышленности и т. п.

Наряду с конечным коэффициентом извлечения нефти различают **текущий коэффициент извлечения**, равный отношению накопленной добычи из залежи или объекта разработки на определенную дату к их начальным балансовым запасам. В зависимости от стадии изученности применяется тот или иной из рассмотренных ниже методов определения коэффициента извлечения.

Подсчет извлекаемых запасов нефти:

- **Метод по коэффициентному расчету:**

$$\bullet \text{ КИН} = \text{К}_{\text{ВЫТ}} \cdot \text{К}_{\text{ОХВ}} \cdot \text{К}_{\text{ЗАВ}}$$

- КИН — коэффициент извлечения нефти, д. ед.;
- $\text{К}_{\text{ВЫТ}}$ — коэффициент вытеснения, д. ед.;
- $\text{К}_{\text{ОХВ}}$ — коэффициент охвата, д. ед.;
- $\text{К}_{\text{ЗАВ}}$ — коэффициент заводнения, д. ед.

Подсчет извлекаемых запасов нефти:

Квыт- Коэффициент вытеснения –это часть нефти, вытесненного при длительной промывке пустотного пространства коллектора к начальному количеству запасов нефти в этом объеме;

Кохв - Коэффициент охвата – отношение объема промытой части пустотного пространства, охваченного процессом вытеснения, к общему объему насыщенных нефтью пустот продуктивного пласта.

Кзав - Коэффициент заводнения – характеризует потери нефти в объеме, охваченном процессом вытеснения из-за прекращения ее добычи по экономическим соображениям при обводненности продукции скважин менее 100%.