к 85 - летию Владимира Ильича Шпильмана

XXX
Научно-практическая конференция «Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири»

КОЛИЧЕСТВЕННЫЙ ПРОГНОЗ НЕФТЕНОСНОСТИ СРЕДНЕЮРСКОГО НГК МЕТОДОМ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ

Автор: Поповская В.Г.
625026, Тюмень, ул. Малыгина , 75
popovskaya@crru.ru
(3452) 62-18-74

15 апреля 2026 г. исполнилось бы 85 лет Владимиру Ильичу Шпильману – талантливому учёному-геологу, доктору геолого-минералогических наук (1980), действительному члену РАЕН (1996), почетному профессору Пекинского нефтяного университета (1992), основателю и первому директору Научно-аналитического центра рационального недропользования им. В.И. Шпильмана.

Владимир Ильич внес выдающийся вклад в развитие отечественной нефтяной геологии. Тектоническая карта Западно-Сибирской плиты под его редакцией до сих пор является важной основой для регионального анализа строения недр и выявления закономерностей размещения залежей углеводородов. Существенное значение имеют и его работы по теории нефтегазонакопления, в которых были предложены подходы к объяснению формирования и размещения залежей нефти и газа.

Особое место занимают исследования в области волновой геологии, количественного прогноза нефтегазоносности, а также разработанный им метод оценки ресурсов – **метод количественных геологических закономерностей.**

Эти наработки не утратили значения и сегодня: они по-прежнему используются специалистами при оценке углеводородного потенциала и прогнозе открытия новых месторождений нефти.

В.И. Шпильман является лауреатом Государственной премии СССР, его именем названо нефтяное месторождение в Октябрьском районе Ханты-Мансийского автономного округа. Его работы широко известны в России и за рубежом, он автор 190 статей и

11 монографий.

КЛАССИФИКАЦИЯ МЕТОДОВ КОЛИЧЕСТВЕННОГО ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

- **Прогноз типа А***
  - Методы сравнительных геологических аналогий (МГА)
    - Группа способов геологических аналогий
    - Способы многомерного математического моделирования
  - Методы оценки малоизученных объектов
    - Объемно-статистический метод
    - Объемно-балансовый метод
  - Методы прямого моделирования процессов нафтидогенеза
    - Объёмно-генетический метод
    - Бассейновое моделирование
- **Прогноз типа Б****
  - Историко-статистические методы
    - С использованием зависимостей «добыча-запасы»
    - С использованием зависимостей «прирост запасов-бурение»
    - С использованием зависимостей «запасы-время»

Метод количественных геологических закономерностей

* - прогноз на основе установления зависимостей концентрации ресурсов УВС в объекте оценки от его количественных характеристик (геологических, геофизических, геохимических и др. параметров)
** - прогноз на основе установления зависимостей между показателями динамики и характеристиками процесса освоения ресурсов

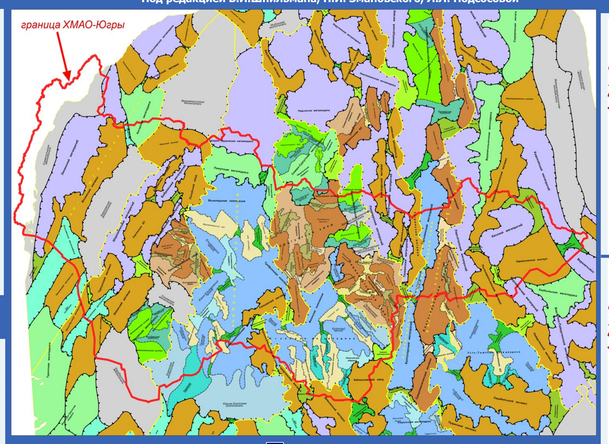
ЕДИНАЯ МЕТОДОЛОГИЯ ПРОГНОЗА В РАМКАХ МГА

1. Выделение эталонных участков (ЭУ)
2. Определение на ЭУ геолого-геохимических и геофизических параметров и основной прогнозируемой характеристики – концентрации ресурсов УВС (q)
3. Разработка процедуры, позволяющей переносить прогнозируемую характеристику (q) с одного ЭУ на другой ЭУ на основе использования значений геолого-геохимических и геофизических параметров
4. Доказательство того, что эта процедура "работает" при переносе значений (q) с одного ЭУ на другой ЭУ, отбор работающих процедур и параметров
5. Выделение объектов (подсчетных участков - ПУ), подлежащих оценке
6. Описание оцениваемых ПУ геолого-геохимическими, геофизическими и другими параметрами
7. Использование выбранной, верифицированной процедуры для переноса прогнозируемой величины с эталона на прогнозируемый объект

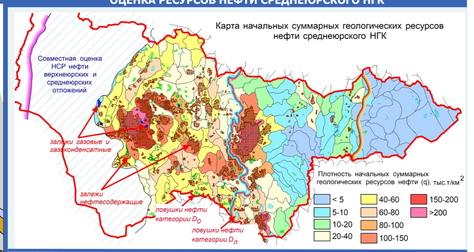
ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МЕТОДА КОЛИЧЕСТВЕННЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ ОЦЕНКИ РЕСУРСОВ УВ

1. Нефтегазогеологическое районирование территории
2. Выделение объектов прогноза в разрезе осадочного чехла
3. Выделение эталонных и подсчетных участков
4. Получение количественных зависимостей для оценки начальных суммарных ресурсов (НСР) УВС:
   1. выбор параметров прогноза 2. поиск связей параметров с прогнозируемой величиной (q) 3. поиск устойчивых сочетаний параметров и их связей с q 4. конструирование рабочей модели прогноза нефтегазоносности 5. вывод окончательной зависимости на фактическом материале по эталонным участкам
5. Оценка НСР на основе полученных уравнений
6. Расчет структуры НСР

ТЕКТОНИЧЕСКАЯ КАРТА ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ
Под редакцией В.И.Шпильмана, Н.И. Змановского, Л.Л. Подсосовой



5 ОЦЕНКА РЕСУРСОВ НЕФТИ СРЕДНЕЮРСКОГО НГК



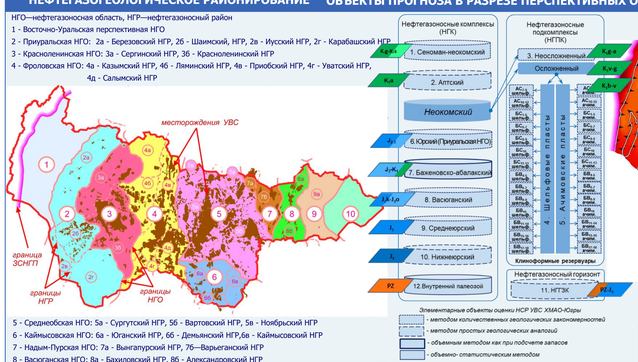


6 АНАЛИЗ СТРУКТУРЫ НСР НЕФТИ СРЕДНЕЮРСКОГО НГК

Более 8 тысяч поисково-разведочных скважин вскрыли кровлю отложений, 1.4 тысячи — полный разрез.
Согласно официальной отчетности, принятой при ведении Государственных балансов нефти, газа и конденсата, открыто 886 залежей в составе 217 месторождений:
874 нефтяные, 1 газонефтяная, 8 нефтегазоконденсатных, 3 газовые. По величине начальных выявленных извлекаемых запасов нефти 19 залежей крупные (каждая—30-300 млн т), 104 средние (5-30 млн т), 215 мелкие (1-5 млн т) и 545 очень мелкие (менее 1 млн т).

Основные перспективы нефтеносности связаны с пластами $Ю_2$ и $Ю_3$ тюменской свиты

1 НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ



2 ОБЪЕКТЫ ПРОГНОЗА В РАЗРЕЗЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

3 ВЫДЕЛЕНИЕ ЭТАЛОННЫХ И ПОДСЧЕТНЫХ УЧАСТКОВ



Количество оцениваемых ПУ – 194, ЭУ-39

55 параметров

Термины и определения

1. Начальные суммарные ресурсы (НСР) - количественная оценка массы углеводородного сырья в открытых и не открытых скоплениях УВС, величина которой доступна объективному прогнозу на основании прямых или косвенных (аналогия) геологических данных, результатов геологоразведочных работ и разработки месторождений.

В соответствии со степенью геологической изученности НСР делятся на две группы: запасы и ресурсы. Факт открытия месторождения, является основной границей, разделяющей запасы и ресурсы.

Начальные выявленные запасы включают накопленную добычу, запасы разрабатываемых месторождений категорий А (разбуренные), B_1 (подготовленные), B_2 (оцененные) и неразрабатываемых месторождений категорий C_1 (разведанные), категории C_2 (оцененные).

Прогнозные ресурсы разделяются на ресурсы локальных объектов D_3 (подготовленные к поисковому бурению), D_2 (локализованные) и нелокализованные ресурсы в пределах крупных региональных структур — D_1 (перспективные, с доказанной промышленной нефтегазоносностью, D_2 (прогнозируемые, с неустановленной промышленной нефтегазоносностью).

2. Нефтегазоносный комплекс (НГК) – ассоциация близких по строению пластов и продуктивных горизонтов, имеющих региональное распространение и перекрытых региональной покрышкой.

3. Нефтегазоносная область (НГО) – часть территории нефтегазоносной провинции, отличающаяся основными НГК, фазовым состоянием залежей и глубиной их залегания. Нефтегазоносные районы (НГР) внутри одной области отличаются строением ловушек, вмещающих залежи, их фазовым состоянием, глубиной и т.д.

4. Эталонный участок (ЭУ) – хорошо изученный объект (с бурением скважин, геофизическими и геохимическими исследованиями) в объеме нефтегазоносных пород и содержащий (или не содержащий) залежи углеводородов.

5. Подсчетный участок (ПУ) – объект оценки нераздельных ресурсов углеводородов, выделяемый в объеме нефтегазоносных пород в соответствии с масштабом прогноза.

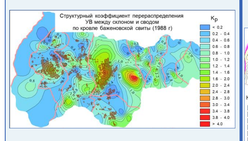
4 ПАРАМЕТРЫ ПРОГНОЗА НЕФТЕНОСНОСТИ СРЕДНЕЮРСКОГО НГК

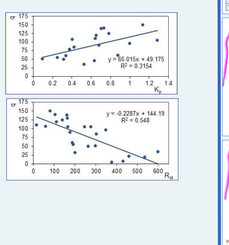
Региональные и структурные показатели

Расстояние от ЭУ (ПУ):
- L_1 - до центра тяжести осадочного бассейна
- L_2 - до обрамления осадочного бассейна,
- L_3 - до границы перспективных земель
- $R_{cт}$ - до центра напряженности, расположенного на границе сочленения двух геоблоков – Зауральского и Фроловского (по Г.П.Мясниковой)

L_6–расстояние средней части НГК от баженовской свиты
- $h_к$ – глубина кровли НГК
- $h_п$ – глубина подошвы НГК
- S_1 – плотность структур на своде
- S_2 – плотность структур на питающем склоне
- S_3 – плотность структур на ПУ или ЭУ
- F_1 – площадь свода
- F_2 – площадь питающего склона
- F_3 – площадь ПУ или ЭУ
- $K_р$ – структурный коэффициент перераспределения

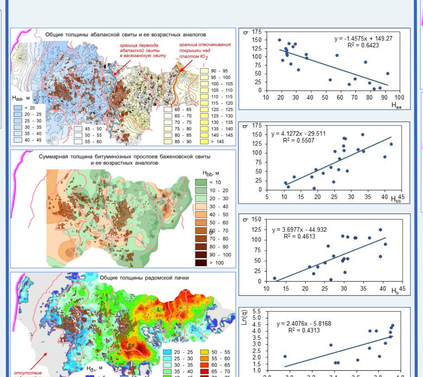
$$K_р = [\ 1+F_3/F_1(1-3S_2)]3S_1$$

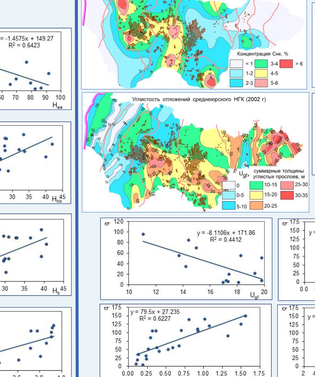




Литологические показатели

- H – общие толщины НГК
- $H_п$ – суммарные толщины песчано-алевритовых прослоев НГК
- $H_г$ - суммарные толщины глинистых прослоев НГК
- $H_{вп}$ - общие толщины верхней покрышки НГК
- $H_{нп}$ - общие толщины нижней покрышки НГК
- μ - выдержанность покрышек
- m - пористость песчано-алевритовых пород НГК
- $H_б$ – общие толщины баженовской свиты и ее возрастных аналогов
- $H_{бп}$ – суммарные толщины битуминозных прослоев баженовской свиты
- $H_{гл}$ - общие толщины подачимовских глин
- $H_{п.вас}$ – суммарные толщины песчано-алевритовых пород васюганской свиты и ее возрастных аналогов
- $H_{аб}$ – общие толщины абалакской свиты и её возрастных аналогов
- $H_д$ – общие толщины радомской пачки
- $H_т$ - общие толщины тогурской свиты
- $K_{песч}$ - коэффициент песчанистости отложений НГК
- $K_{песч_а}$ - коэффициент песчанистости абалакской свиты и ее возрастных аналогов



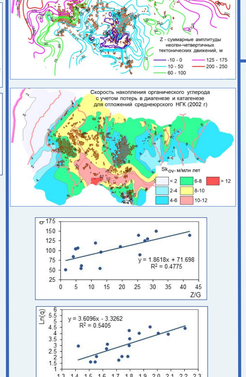


Фациальные и геохимические показатели

- D - фациальный коэффициент
- $C_{орг}$ – содержание органического углерода в породах НГК
- $C_{орг_о}$ – содержание органического углерода в песчано-алевритистых породах НГК
- $C_{орг_г}$ – содержание органического углерода в глинисто-аргиллитовых породах НГК
- $\alpha_{ров}$ – содержание рассеянного органического вещества (РОВ) в песчано-алевритистых породах НГК
- $\alpha_г$ – содержание РОВ в глинисто-аргиллитовых породах НГК
- Φ – отношение концентраций пристана к фитану
- $U_{уг}$ – углистость отложений НГК (суммарные толщины углистых прослоев)
- $R_o^б$ – отражательная способность витринита в отложениях баженовской свиты и ее возрастных аналогов (по А.Э.Конторовичу)
- $R_o^ю$ – отражательная способность витринита в отложениях тюменской свиты (по А.Э.Конторовичу)
- $R^*_{вд}$ – отражательная способность коллоальгинита в отложениях баженовской свиты и ее возрастных аналогов (по С.Г.Неручеву)
- $M_к$ – относительная степень метаморфизма органического вещества баженовской свиты и ее возрастных аналогов
- $C_{орг2}$ – восстановленное исходное содержание органического углерода в отложениях баженовской свиты и ее возрастных аналогов на начало катагенеза

Тектонические показатели

- G – тектоническая напряженность
- t – время пребывания отложений на глубине менее 300 м
- V – средняя скорость погружения
- $S_{o_oч}$ – скорость накопления органического углерода с учетом потерь в диагенезе и катагенезе
- T – время, прошедшее после достижения подошвы НГК температуры 50°С
- Z – подъем территории за неоген-четвертичное время (неотектонический подъем) (под ред. Н.К. Кулахметова)



Температурные показатели

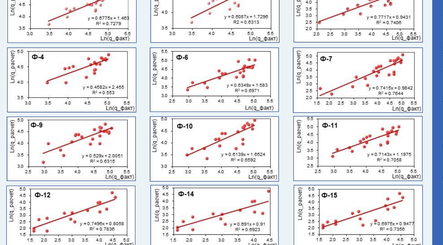
- $T_к$ – современная температура в кровле НГК
- $T_п$ – современная температура в подошве НГК
- $T_{пк}$ – палеотемпература в кровле НГК
- $T_{пп}$ – палеотемпература в подошве НГК
- D – геотермический градиент
- T – тепловой поток



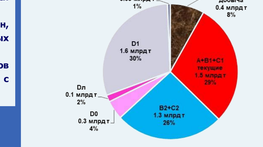
Основные формулы для расчета плотностей НСР

Формулы для западных районов	
Ф-1. Ln(q)=0.963 Ln($H_{бп}$ / $H_{эф}$) - 0.160 Ln(Z / G) + 0.424 Ln(1-exp(-0.00008*$T_{пк}^{2.2}$))+3.017	R^2 = 0.73
Ф-2. Ln(q)=0.154 Ln($H_{бп}$ / $H_{эф}$) + 0.126 Ln(Z / G) - 0.285 Ln($R_{вд}$) + 5.750	R^2 = 0.63
Ф-3. Ln(q)=0.377 Ln($R_{вд}$) + 0.572 Ln($H_{бп}$ / $H_{эф}$) + 6.554	R^2 = 0.74
Ф-4. Ln(q)=0.212 Ln($H_б$ / $H_{эф}$) + 0.084 Ln(Z / G) + 0.226 Ln($K_г$) + 4.450	R^2 = 0.55
Ф-5. Ln(q)=0.625 Ln($H_{бп}$) - 0.175 Ln($H_{эф}$) - 0.421 Ln($R_{вд}$) + 0.561 Ln(G) + 5.939	R^2 = 0.76
Ф-6. Ln(q)=0.834 Ln($H_{бп}$) - 0.468 Ln(Haa) - 0.531 Ln(G) + 4.007	R^2 = 0.7
Ф-7. Ln(q)=0.964 Ln($H_{бп}$) - 0.819 Ln($H_{эф}$) + 0.487 Ln($M_к$) + 4.259	R^2 = 0.76
Ф-8. Ln(q)=0.894 Ln($H_{бп}^{1.2}$ - $M_к^{0.2}$.Copr.$^{0.5}$) + 0.016 Ln($H_{эф}$ / $H_{эф}$.$K_{п.в}$) + 0.413 Ln($K_п$) - 0.356	R^2 = 0.78
Ф-9. Ln(q)=1.095 Ln($H_{бп}$) + 0.401 Ln($M_к$) - 0.198 Ln(Copr.) + 0.330	R^2 = 0.63
Ф-10. Ln(q)=0.357 Ln($H_{эф}$ - Copr.) + 0.674 Ln($M_к$) - 0.510 Ln($H_{бп}$) + 4.249	R^2 = 0.66
Ф-11. Ln(q)=0.652 Ln($H_{бп}$ / $H_{эф}$) - $M_к^{0.5}$) + 0.039 Ln(G) + 4.705	R^2 = 0.71
Формулы для восточных районов	
Ф-12. Ln(q)=3.345 Ln($Sk_{оч}$) - 1.052 Ln($U_{уг}$) + 0.755 Ln($H_г$) - 2.762	R^2 = 0.78
Ф-13. Ln(q)=0.758 Ln($H_г$ + 0.2·$H_п$ + 20) + 3.760 Ln($Sk_{оч}$) - 1.023 Ln($U_{уг}$) + 4.944	R^2 = 0.72
Ф-14. Ln(q)=3.952 Ln($Sk_{оч}$) - 0.942 Ln($U_{уг}$) + 0.151 Ln($H_г$ / Copr.) - 2.100	R^2 = 0.69
Ф-15. Ln(q)=2.119 Ln($Sk_{оч}$ / $U_{уг}$) + 1.805 Ln(Copr.) + 4.295	R^2 = 0.74
Вывод формул Н.В.Судат	

Сопоставление фактических и расчетных значений плотностей НСР нефти на эталонных участках



Структура извлекаемых НСР

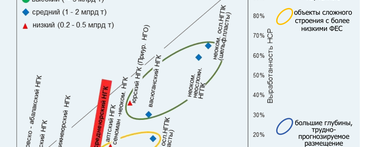


Динамика начальных выявленных извлекаемых запасов и годовой добычи

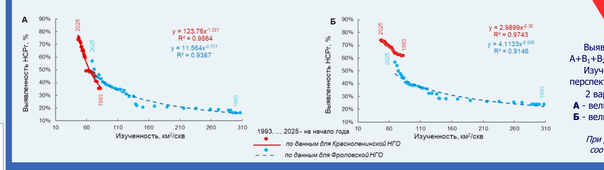


35 млн т – добыча нефти в 2025 году

Положение НГК (НГПК) на графике освоения извлекаемых НСР



Зависимость выявленности геологических НСР от изученности поискового-разведочным бурением в пределах Красноленинской и Фроловской НГО



Выявленность начальных суммарных ресурсов — доля начальных выявленных запасов (категории $A+B_1+B_2+C_1+C_2$) в НСР;
Изученность отложений поисково-разведочным бурением - отношение площади распространения перспективных отложений объекта к количеству вскрывших их поисково-разведочных скважин.
2 варианта расчета выявленности:
А - величины запасов открытых залежей по состоянию на каждый исследуемый год;
Б - величины запасов открытых залежей по состоянию на 01.01.2025 г.

При расчете показателя выявленности по состоянию на разные годы принимались одни и те же величины НСР, соответствующие их последней официальной уточненной оценке по состоянию изученности на 01.01.2017 г.

ВЫВОДЫ:

1. Методические основы количественного прогноза нефтегазоносности, заложенные В. И. Шпильманом в 70-80 годы прошлого века, на сегодня остаются одними из самых совершенных способов оценки ресурсов УВС наиболее изученных территорий и перспективных горизонтов разреза ЗСНГП.
2. Метод многомерного математического моделирования устанавливает зависимости между нефтегазоносностью и геолого-геофизическими характеристиками эталонных участков недр на основе теоретических закономерностей нефтегазообразования, миграции, аккумуляции углеводородов и связанных с ними процессов.
3. Использование методов математической статистики и применение на практике теории нефтегазообразования обеспечивает наиболее достоверную количественную оценку ресурсов УВС.
4. Исследования зависимости освоения ресурсов от изученности поисково-разведочным бурением дают для крупных объектов нефтегазогеологического районирования провинций и укрупненных объектов разреза (на уровне НГК или НГПК) производить корректировку НСР УВС, полученную по различным методикам.
5. Анализ динамики геологоразведочных работ за 33 - летний период времени на среднеюрские отложения в Красноленинской и Фроловской НГО подтверждает надежность принятых для анализируемых объектов «НГО-НГК» оценок ресурсного потенциала нефти.

Кроме того, он позволяет спрогнозировать состояние сырьевой базы нефтедобычи по мере повышения ее степени изученности и спланировать работы по освоению ресурсов.

Литература

1. Методическое руководство по количественной и экономической оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата России. — Москва: ВНИГНИ, 2000 г. —189 с.
2. Насибуллина Д.Н., Поповская В.Г. Расчет зависимости перевода ресурсов в выявленные запасы от изученности отложений глубоким бурением // XXVII научно-практическая конференция «Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири» – Ханты-Мансийск, 2024. – С. 230-235.
3. Нестеров И.И., Шпильман В.И. Теория нефтегазонакопления. –Москва: Недра, - 1987.- 232 с.
4. Поповская В.Г. Анализ структуры и динамики освоения ресурсной базы углеводородного сырья Ханты-Мансийского автономного округа – Югры // Вестник недропользователя. –2025. -№ 33. -С.22-44.
5. Судат Н.В., Сулейманова Л.О., Олейник Е.В. Дальнейшее совершенствование метода количественных геологических закономерностей на примере оценки начальных суммарных ресурсов УВ территории ХМАО // Всеросс научно-практическая конференция «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО» - Ханты-Мансийск, 2005.—Том 1.—С.202-214.
6. Шпильман В.И. Количественный прогноз нефтегазоносности — Москва: Недра, 1982. – 215 с.

Фондовая литература

1. Отчет «Уточнение количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата Западно-Сибирской НГП (Ханты-Мансийский АО) по состоянию изученности на 01.01.2009 г.» по договору №ПС-03-34/22. Отв. исполнитель А.В.Шпильман, АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им.В.И.Шпильмана», 2012 г.