

**Казанский Федеральный Университет**

**Кафедра технологии нефти, газа и углеродных материалов Kazan Federal  
University.**

**Department of oil & gas technology and carbon materials**

**Оценки ресурсов и рисков добычи газа на Оренбургском  
газоконденсатном месторождении**

**Assessment of resources and risks of gas production at the Orenburg gas  
condensate field**

**Михайлов Дмитрий Сергеевич, Mikhailov Dmitry Sergeevich**

**Кемалов Руслан Алимович, Kemalov Ruslan Alimovich**

магистрант группы 03-218

кандидат технических наук, доцент кафедры высоковязких нефтей и природных битумов,  
Член Экспертного совета РГО, и.о. руководителя группы «Водородная и альтернативная а  
Казань, Россия

E-mail: pipka2281337@list.ru, kemalov\_ruslan@inbox.ru

**Аннотация:** В статье представлено Оренбургское газоконденсатное месторождение, в котором входит: региональная оценка риска эксплуатации Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения, соединительные конденсатопроводы, оценка ресурсов связанного газа, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, сорбированного высокомолекулярными компонентами и керогеноподобным полимером продуктивных отложение ( на примере Оренбургского НГКМ), обобщенный анализ сорбционных свойств высокомолекулярных компонентов по отношению к природному газу и его компонентам, сорбционные свойства образцов керогеноподобного полимера продуктивных отложений газонасыщенных зон Оренбургского НГКМ, разработка методики оценки запасов нерастворимого керогеноподобного полимера в продуктивных отложениях ОНГКМ, оценка запасов связанного газа на Оренбургском месторождении, перспективы промышленного освоения ресурсов связанного газа ОНГКМ.

**Ключевые слова:** природный газ, оценка ресурсов, разработка, моделирование, компоненты.

**Abstract:** The article presents the Orenburg gas condensate field, which includes: a regional assessment of the risk of exploitation of the Orenburg oil and gas condensate field, connecting condensate pipelines, an assessment of the resources of bound gas, gas condensate and oil and gas condensate fields, sorbed with high-molecular components and kerogen-like polymer of productive deposits (on the example of the Orenburg NGCM), a generalized analysis of the sorption properties of high-molecular components in relation to natural gas and its components, sorption properties of samples of kerogen-like polymer of productive deposits of gas-saturated zones of the Orenburg NGCM, development of a methodology for estimating reserves of insoluble kerogen-like polymer in productive deposits of ONGCM, assessment of bound gas reserves at the Orenburg field, prospects for industrial development of bound gas resources of ONGCM.

**Keywords:** natural gas, resource assessment, development, modeling, components.

### **Введение (Introduction)**

Оренбургское газоконденсатное месторождение введено в промышленную эксплуатацию в 1974 году и является одним из крупнейших месторождений. Значительные запасы месторождения и расположение его в Европейской части России с развитой инфраструктурой делают эксплуатацию ОГКМ наиболее эффективной и прибыльной. Продуктами переработки сырья ОГКМ являются товарный (метановый) газ, широкая фракция легких углеводородов, этан, гелий, стабильный конденсат и нефть, сера. В настоящее время ОГКМ находится в состоянии падающей добычи. В этот период одним из важных вопросов является анализ основных показателей разработки за период разработки месторождения, то есть сравнение фактических и проектных показателей

## Оренбургское газоконденсатное месторождение

Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ), открыто в 1966 г в 30 км от г Оренбурга.



Рисунок 1 - Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение

Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ), в т.ч. его Восточный участок, расположено в 30км южнее г Оренбурга. Это самое крупное в России и одно из крупнейших в мире сероводородо - и гелийсодержащее месторождение. В недрах Оренбургского НГКМ остается еще около 600 млрд м<sup>3</sup> газа.

Открыто в 1966 г. разведочной скважиной № 13, пробуренной в ноябре 1966 г. бригадой С. Иванова, работавшего в составе Оренбургского территориального геологического управления под руководством лауреата Государственной премии, кандидата геолого-минералогических наук И. Шпильмана.

Находится в юго-восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, которая прослеживается на территории Кировской, Пермской, Оренбургской, Волгоградской, Саратовской, Свердловской, Пензенской и Ульяновской областей.

Мощность газоносной толщи в Оренбургском ГКМ составляет около 550 м.

Газ содержит, кроме углеводородных компонентов, сероводород, меркаптановую серу и гелий. В геологическом разрезе Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ) принимают участие (сверху вниз) терригенные верхнепермско-четвертичные отложения, соленосные кунгурские породы и карбонатные каменноугольно-нижнепермские отложения. Газоконденсатная залежь находится в известняках подсолевого комплекса на глубине 1300-1800 м, имеет размеры 125×25 км, толщину до 520м, подстилается мощной (1000-1500м) водонапорной системой. Покрышкой залежи служат соленосные породы кунгура. Местами в них содержатся рассолы (рапа), обладающие высокими концентрациями ряда микроэлементов, пригодными для промышленного извлечения.

Пластовые воды водонапорной системы ОНГКМ характеризуются повышенными содержаниями йода и брома, указывающими на возможность организации йодо-бромного производства.

Промышленная добыча газа началась на месторождении в 1974 г.

Добычу газа из Оренбургского НГКМ вела Газпром добыча Оренбург.

Основная залежь характеризуется сложным распределением отметок газонефтяных и водонефтяных контактов.

ГНК располагается на отметке -1750 м, ВНК - на отметках 1717 - 1784 м. Этаж нефтеносности-10-110м. Нефтяные оторочки представлены 3 обособленными участками. Незначительная залежь локализована в пloyчатых доломитах филипповского горизонта кунгурского яруса нижней перми. Залежь -пластовая, сводовая, литологически экранированная. Этаж газоносности 504 м. ГНК находится на отметке -1690 м. Содержит в западной части нефтяную оторочку размером 1,8х35 км. ВНК располагается на отметке -760 м. Третья газоконденсатная залежь приурочена к глубинам 2076-2359м. Залежь массивная. В составе газа в значительном количестве (до 5%) отмечается сероводород.

## **Региональная оценка риска эксплуатации Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения**

Данная работа представляет собой исследование риска функционирования объектов Оренбургского газоконденсатного месторождения (ОГКМ). В данном регионе России осуществляется добыча газа и конденсата, содержащего от 2 до 5% сероводорода. Из технологической схемы добычи и переработки углеводородного сырья ОГКМ можно выделить следующие объекты, представляющие потенциальную опасность для населения региона:

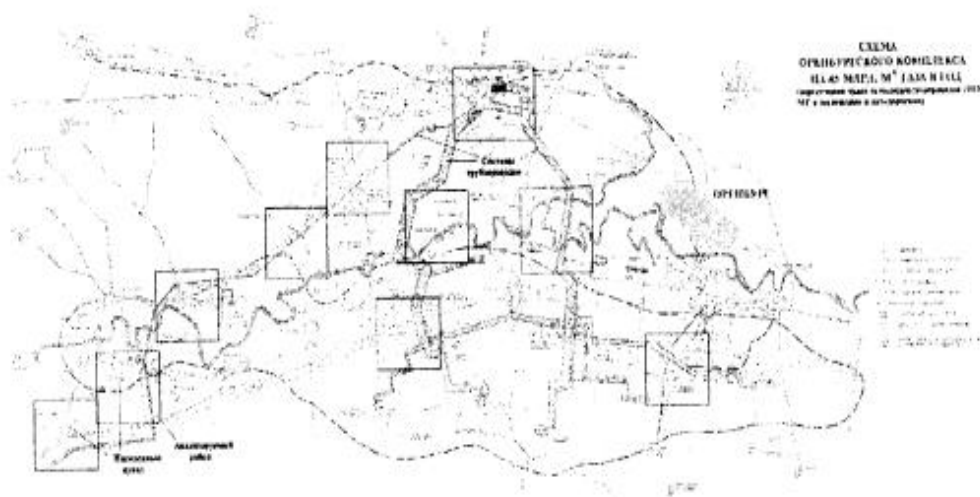
1. Система скважин (7700 газовых и нефтяных скважин);
2. Система сборных шлейфов (выкидные линии) от скважин к УКПГ (2000 км);
3. Установки комплексной подготовки газа (11 УКПГ) и (ДКС);
4. Система соединительных 11 газопроводов  $D_{\text{у}}=700\text{мм}$   $P_{\text{раб}}=58-64$  атм и 5 конденсатопроводов  $D_{\text{у}}=300-377$  мм от УКПГ к ОГПЗ, протяженностью 30 км.

Каждая из этих систем характеризуется своей технологической спецификой и составом сырья, а также спецификой возникновения и развития возможных аварийных ситуаций.

В зоне горного отвода ОГКМ (рис.2) проживает более 37 тыс. жителей населенных пунктов. Поэтому кроме пожаровзрывоопасности необходимо учитывать и токсическую опасность воздействия сероводорода на население при авариях на объектах ОГКМ. Предварительное ранжирование объектов ОГКМ по показателям токсического и пожаровзрывоопасного воздействия на население региона показало, что из всей системы промышленных объектов: эксплуатационные скважины, сборная сеть трубопроводов, УКПГ и сеть соединительных газопроводов и конденсатопроводов, лишь последние представляют опасность для населения региона, приводящую к летальным исходам.

На рис.1 представлено распределение по территории ОГКМ потенциально опасных объектов (трубопроводов) и населенных пунктов.

Квадратами на рис выделены анализируемые районы, в которых система трубопроводов проходит вблизи населенных пунктов, Следует отметить, что расстояния до населенных пунктов от трубопроводов превышают нормативные разрывы, поэтому термическая опасность от возникновения пожаров на трубопроводах не представляет непосредственной опасности для населения.



**Рис.1. Схема расположения магистральных газо- и конденсатопроводов ОГКМ и 11 анализируемых районов проживания населения (выделены квадратами)**

**Рисунок 2 – Схема расположения магистральных газо- и конденсатопроводов ОГКМ и 11 анализируемых районов проживания населения**

Поскольку основная опасность аварийных процессов на объектах ОГКМ связана с возможными токсическими поражениями населения, в соответствии с, были выделены следующие группы населения, неодинаково реагирующие на токсическое воздействие сероводорода:

1 группа - 25% от всего населения — особо чувствительные к сероводород

индивидуумы, дети до 9 лет, пожилые люди (>70 лет), люди с хроническими

заболеваниями органов дыхания, сердца и ограниченной подвижностью, слепые.

2 группа - 15% от всего населения — взрослые и подростки.

Для каждой группы населения были выбраны свои критерии токсического поражения (коэффициенты пробит-функции  $C(Py-5): P_i = a + b \cdot C^{\gamma} \cdot t^{\delta}$ ),  $C$  - концентрация,  $t$  - время воздействия):

1 группа:  $a = -6,5$ ,  $b = 159$ ; 2 группа:  $a = -36,8$ ,  $b = 2,4$ ,  $\gamma = 2,5$

Набор параметров токсического поражения для первой группы характеризует наименьший уровень токсического воздействия на людей. Набор параметров для взрослых и подростков взят из работ канадских исследователей риска в провинции Альберта

При дальнейших расчетах риска учитывали также, что в среднем 10% времени население находится на открытой местности, а в остальных случаях в помещении со средней кратностью воздухообмена 2 раза в час.

Соединительные газопроводы. В соответствии с причинами возникновения аварий на газопроводах, рассмотренными в работе, на рис.2 представлена логическая схема выделения моделей для анализа таких аварий применительно к системе газопроводов ОГКМ.

Из возможных сценариев развития аварийных процессов на газопроводах принимались во внимание только разрывы на полное сечение без загорания с вариантами двух настильных струй или одной вертикальной струи, поскольку в остальных случаях сырой газ за счет эжекционного эффекта разбавляется до безопасных концентраций по сероводороду, а в случае горения максимальная зона влияния ограничена радиусом менее 250м. Интенсивность аварий на магистральных газопроводах оценена на уровне 1,0

на 1000 км в год, что выше средней по стране в \$ раз (в среднем по региону — 0,66 аварий на 1000 км). Частота возникновения потенциально опасных аварийных выбросов составляет  $6,25 * 10^{-5}$  на км в год.

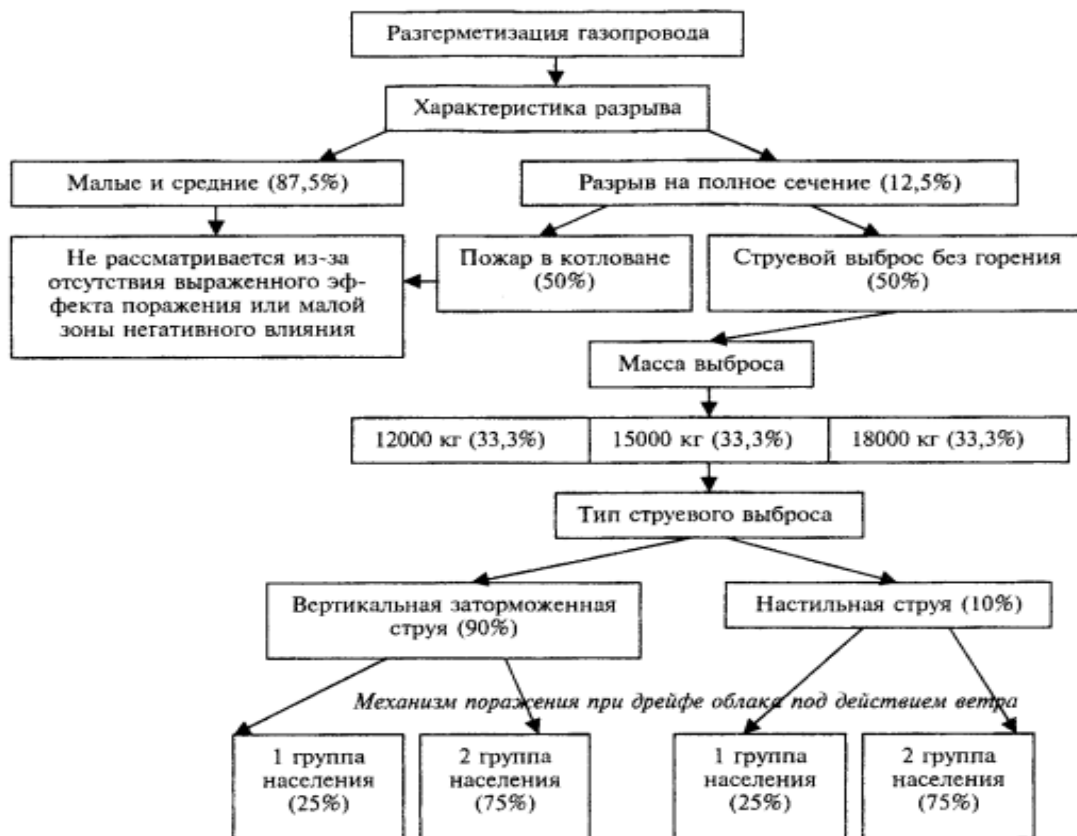


Рисунок 2 – Логическая схема выделения моделей для анализа последствий аварий на газопроводе сырого газа с концентрацией сероводорода 3%

Анализ динамики истечения газа из трубопровода показал, что практически 90% содержимого газопровода опорожняется за 4-6 минут. Учитывая, что процесс дрейфа может составлять по времени до 2 часов, в качестве консервативного подхода использовали модель рассеяния «мгновенного» источника. При этом расчет поражения проводили для 8 скоростей ветра и 6 классов устойчивости атмосферы. Полученные зоны поражения суммировали с учетом вероятности их реализации и повторяемости ветров по 8-румбовой розе для получения поля потенциального риска токсического поражения.



Расчеты показали, что возможное поражение населения от аварий на газопроводах может наблюдаться на удалении до 4-6 км от места аварии только для человека на открытой местности. Суммарное поле потенциального риска, получаемое суммированием с учетом схемы анализа, показало, что опасность токсического поражения для населения уменьшается с удалением от места аварии на 300 м в 100 раз, на 1000 м в 1000 раз, на 2400 м в 10000 раз и на 4500 м в 100000 раз.

### **Соединительные конденсатопроводы.**

Аварии на конденсатопроводах развиваются иначе, чем на газопроводах. Прежде всего это связано с физико-химическими особенностями транспортируемой среды. В результате аварийного разрыва нестабильный конденсат вымывает почву вокруг трубопровода, при этом практически все легкие углеводороды (-9,2-9,5%), до пропана включительно, и серосодержащие компоненты сразу переходят в паровую фазу с образованием облака со средним молекулярным весом -26 и температурой около 0 С. Плотность облака сравнима с плотностью воздуха, что позволяет использовать стандартные модели дисперсии невзаимодействующих тазов в атмосфере. Основная особенность физико-химического превращения многокомпонентного состава конденсата при аварии заключается в том, что доля серосодержащих токсических веществ в облаке значительно выше их содержания в самом конденсате и для парового облака составляет 15-17 %. Кроме того, само облако формируется непосредственно на поверхности земли, что в значительной мере сказывается на масштабах поражения. Следует отметить, что по мере развития аварии будет образовываться лужа разлития, которая будет испаряться (в основном бутан-пентановая фракция) за счет теплопритока из атмосферы и грунта. Поэтому кроме опасности токсического поражения при авариях на конденсатопроводах существует опасность взрывных процессов, связанных с продолжительным дрейфом, загоранием и дефлаграционным сгоранием паровоздушных облаков углеводородов. В

результате этих процессов будет возникать пожар разлития конденсата, но расчеты эпюр теплового потока показали, что опасность для человека при этом ограничена радиусом менее 200-250 м. Поскольку население региона находится на удалениях выше этого значения, то сценарий термического воздействия пожара разлития на население в дальнейших расчетах не учитывали.

Для сценариев со взрывами паровых облаков считали, что летальной опасности подвергаются все попавшие в зону горения облака. Это предположение носит консервативный характер и отражает наихудшие последствия в результате взрывных явлений.

В дальнейшем весь спектр потенциальных утечек был пронормирован с определением относительной доли их возникновения  $P(C)$ : 35% (20 кг/с), 25% (50 кг/с), 20% (100 кг/х), 20% (300 кг/с), при этом суммарная частота возникновения всех утечек оценена на уровне 0,4 на 1000 км в год.

Сценарии развития аварий на конденсатопроводах рассматривали в соответствии рекомендациями. Логическая схема анализа представлена ниже на рис.3. На первом шаге проведено ранжирование возможного спектра аварийных утечек по интенсивности их истечения, поскольку статистическая информация в основном опирается на данные по утечкам на нефтепроводах, а масштабы поражения для данной технологической системы в основном зависят от интенсивности и времени истечения в напорном режиме. Так как в среднем длина продуктопроводов не выше 50 км, то время отклика разгерметизации на насосной станции составит не более 1-2 минут, то, учитывая неадекватную реакцию оператора, максимальное время срабатывания запорной арматуры принималось равным 12-15 минутам. После срабатывания запорной арматуры будет происходить истечение конденсата под давлением упругости паров (-3-4 атм) из отсеченного участка. Среднее расстояние между арматурой на конденсатопроводах не более 5 км, а в районах вблизи населенных пунктов — 2,5-3 км. Учитывая возможность отказа запорной арматуры, среднее расстояние между арматурой принимали

равное 5 км. Динамика истечения из отсеченного участка описывается убывающей экспоненциальной зависимостью. Сценарии аварий со скоростью истечения менее 10 кг/с не рассматривались в силу протяженности зон ущерба менее 500 м.



Рис.3. Логическая схема выделения моделей для анализа последствий аварий на конденсаторопроводе с концентрацией сероводорода по массе 3%

Рисунок 3 - Логическая схема выделения моделей для анализа последствий аварий на конденсаторопроводе с концентрацией сероводорода по массе 3%

Скорость поступления токсичных паров принимали прямо пропорциональной скорости истечения конденсата по причине практически полного перехода серосодержащих компонентов в паровую фазу. Для описания динамики испарения углеводородов и формирования облака взрывоопасных паров использовали методику ВНИИГАЗа, учитывающую постепенное нарастание скорости испарения за счет увеличения радиуса разлития и теплопритока от грунта. Так, при скорости истечения 300 кг/с скорость испарения составит через 10 минут 60 кг/с.

В дальнейшем расчеты поражения при дрейфе токсического и взрывоопасного облака проводили для каждой скорости истечения в спектре с учетом характеристик метеорологии региона. Расчеты показали, что зона ущерба для населения внутри помещений в 5-6 раз меньше по площади по сравнению с аналогичными для условий нахождения человека на открытой местности, Различие в восприимчивости для различных групп населения дает соотношение площадей зон ущерба в соотношении 1 : 7

На следующем этапе проводили построение полей потенциального риска для всех рассмотренных сценариев развития аварий (рис-4). Процедура оценки риска проводилась на картографической основе в соответствии с рекомендациями.

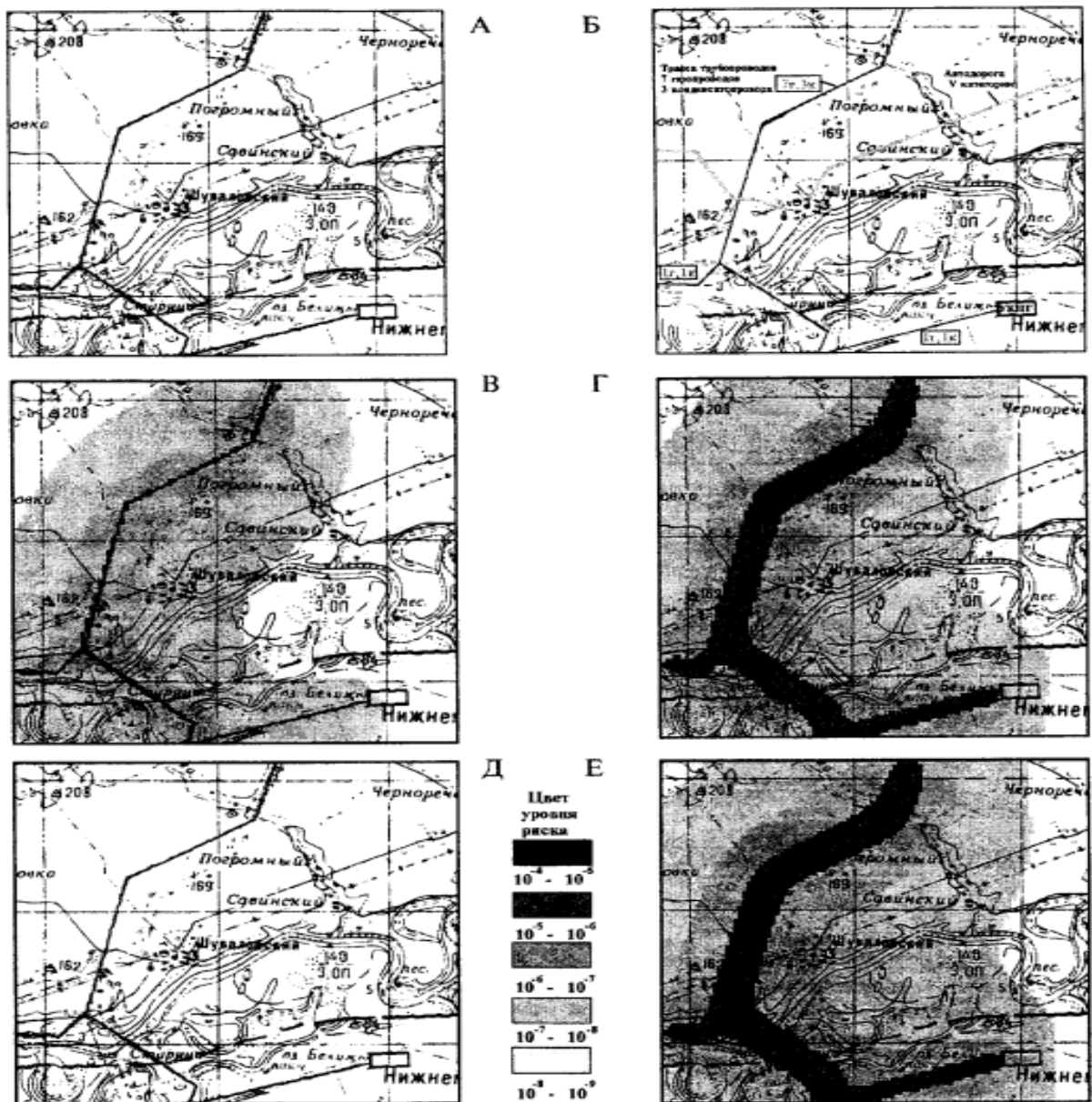


Рис.4. Последовательность анализа риска. А - исходная карта (10.26x10.26 км); Б - легенда расположения инфраструктуры; В,Г,Д,Е - поля потенциальной опасности; В - токсическое воздействие  $H_2S$  от газопроводов; Г - токсическое воздействие  $H_2S$  от конденсатопроводов; Д - взрывы паровых облаков; Е - суммарное поле потенциальной опасности. Население пунктов - ~300 чел.

Рисунок 4 – Последовательность анализа риска

**Оценка ресурсов связанного газа, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, сорбированного высокомолекулярными компонентами и керогеноподобным полимером продуктивных отложение ( на примере Оренбургского НГКМ)**

В настоящее время проводится большая работа по оценке гигантских мировых запасов нетрадиционного сланцевого газа, приуроченного к нефтегазоматеринским отложениям. Значительная часть такого газа находится в связанном состоянии. Вместе с тем, при подсчете запасов газа на «традиционных» месторождениях углеводородов учитывают только эффективный поровый объем, пластовые температуру и давление, а также PVT-свойства пластового газа. Аномальные газосорбционные свойства битумоидных компонентов (асфальтенов, смол, твердых парафинов, масел), и тем более керогеноподобного полимера, приуроченных к неэффективным поровым объемам в трещинной, трещинно-поровой и тонкопоровой части матрицы продуктивных отложений этих месторождений, не рассматриваются.

Исследования авторского коллектива показали, что существенная часть природного газа месторождений, сложенных карбонатными нефтегазоматеринскими толщами, адсорбирована, сорбирована, растворена в высокомолекулярных битумоидных компонентах и в керогеноподобном полимере. Запасы этого газа на многих месторождениях со сложнопостроенными коллекторами соизмеримы с запасами свободного газа, но до сих пор они не учитываются ни при утверждении в ГКЗ, ни при проектировании разработки месторождений УВ.

В 2012–2014 гг. сотрудниками лаборатории проблем освоения нетрадиционных ресурсов углеводородного сырья ИПНГ РАН совместно с творческими коллективами других институтов были проведены научно-исследовательские работы в соответствии с разделом 1.3.1 Программы фундаментальных исследований Президиума РАН «Фундаментальный базис инновационных технологий прогноза, оценки, добычи и глубокой

комплексной переработки стратегического минерального сырья, необходимого для модернизации экономики России» на 2012–2015 гг 1 .

Главной целью работы была оценка ресурсов связанного газа Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ). Для достижения этой цели были решены научно-исследовательские задачи по двум основным направлениям – изучение сорбционных свойств компонентов органического вещества (ОВ) – высокомолекулярных битумоидных компонентов матричной нефти и керогеноподобного полимера – по отношению к компонентам природного газа, а также оценка запасов вышеуказанных компонентов ОВ на изучаемом месторождении. Оценка ресурсов керогеноподобного полимера (далее для краткости – керогена) на Оренбургском НГКМ проводилась впервые, поэтому была разработана методика подсчета запасов керогена для исследуемых отложений.

Объектом исследований послужили высокомолекулярные битумоидные компоненты (ВМК) и керогеноподобный полимер (кероген) продуктивных отложений Оренбургского НГКМ. Вовлечение в разработку запасов матричной нефти и дополнительных объемов газа, связанного высокомолекулярными компонентами матричной нефти и керогеноподобным полимером, позволит добиться более эффективного функционирования газохимического комплекса региона.

### **Обобщенный анализ сорбционных свойств высокомолекулярных компонентов по отношению к природному газу и его компонентам**

Для понимания процессов, протекающих в породообразующей матрице продуктивных отложений, а также для решения конкретных задач, связанных с добычей газа и газового конденсата, весьма важны данные о взаимодействии компонентов битумоидов (ВМК) и керогеноподобного нерастворимого органического полимера с компонентами газо-жидкостного флюида. Как показали выполненные исследования, в условиях залегания битумоиды и

кероген взаимодействуют с компонентами газовой фазы, в результате чего происходят сорбция газов и изменения объема и агрегатного состояния ВМК и керогена. При разработке методики оценки сорбционных способностей ОВ авторы исходили из необходимости максимального приближения к пластовым условиям на Оренбургском НГКМ и условиям возможного технологического воздействия (давление до 30 МПа и температура в интервале 30–70 °С). Подробно методика описана в отчете 1 . В результате выполненных исследований были установлены механизм и количественные закономерности сорбции углеводородных газов на высокомолекулярных компонентах матричной нефти в продуктивных отложениях ОНГКМ – асфальтенах, смолах, маслах и парафинах. В частности, было установлено, что при парциальном давлении компонента газовой фазы  $P_i$  ниже давления насыщения  $P_S$  зависимость его сорбции от парциального давления для всех исследованных ВМК имеет линейный характер. Это позволило на основе полученных данных рассчитать значения удельной сорбции каждого компонента газовой фазы на каждом ВМК,  $D_i$  1 :

$$D_i = q_i / P_i, \text{ нм}^3 / \text{т} \cdot \text{атм}, \quad (1)$$

где  $q_i$  – содержание сорбированного газа в сорбенте, нм<sup>3</sup> /т;  $P_i$  – парциальное давление газа в равновесной газовой фазе, атм. Битумоиды способны поглощать большие количества природного газа. Например, при температуре  $T$  30 °С и давлении  $P$  250 атм 1 т асфальтенов, смол, масел и парафинов, выделенных из образцов, отобранных из параметрической скважины центральной части ОНГКМ, соответственно поглощает из смеси газов пластового состава 144, 195, 244 и 323 нм<sup>3</sup> газа. При снижении пластового давления или повышении температуры количества поглощенного газа снижаются (рис. 5).



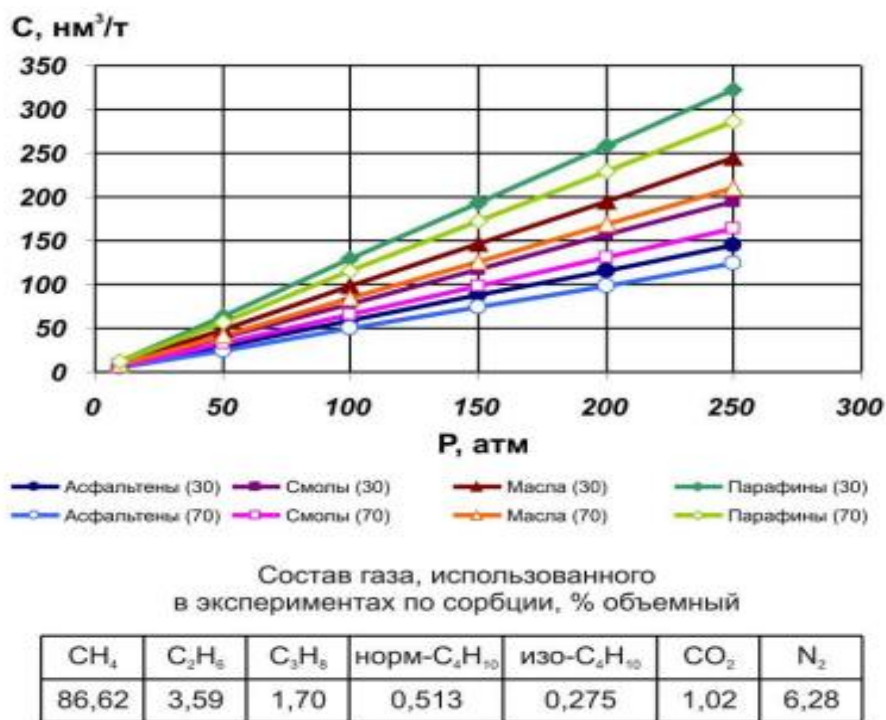


Рисунок 5 - Количество связанного битумоидами газа (С, нм<sup>3</sup>/т) при различных давлениях в пласте и температурах 30 и 70 °С.

Расчеты показали, что в связанном битумоидами газе, по сравнению с составом равновесного газа, содержится меньше метана и существенно больше тяжелых компонентов – этана, пропана и бутана. Содержание балластных углеводородных газов (CO<sub>2</sub> и N<sub>2</sub>) в связанном газе почти в 2 раза ниже, чем в исходном. Сопоставление газоемкости свободного порового пространства и газоемкости битумоидов в условиях равновесного состояния системы показало, что объемная концентрация метана и азота в битумоидах существенно ниже, чем в свободном поровом пространстве, и уменьшается в ряду асфальтены – смолы – масла – парафины. Содержание пропана и бутана во всех битумоидах в несколько раз выше, чем в газовой фазе в свободном поровом объеме. Содержание диоксида углерода в битумоидах близко к его содержанию в газе. Используя приведенные выше данные, можно прогнозировать изменение состава газа в процессе его добычи. В десорбированном газе уменьшается содержание метана и азота. Содержание углеводородов C<sub>2</sub> – C<sub>4</sub> в газе возрастают.

Из результатов изучения состава ВМК (битумоидов), выделенных из образцов керна, следует, что в реальных условиях битумоиды представляют собой смесь асфальтенов, смол и масел (парафины в составе ВМК ОНГКМ имеют подчиненный характер) с различным соотношением компонентов. Нами было выбрано несколько различных вариантов состава битумоидов, для которых выполнен расчет количества и состава сорбированного газа. Были рассчитаны количества связанного газа при разных пластовых условиях. Смеси битумоидов сорбируют большие объемы природного газа. Так, например, при  $T = 30 \text{ C}$  и  $P = 250 \text{ атм}$  1 т битумоидов в зависимости от их состава содержит от 207 до 283 нм<sup>3</sup> связанного газа.

Полученные результаты позволяют рассчитать запасы связанного пластового газа в широком диапазоне термобарометрических условий, составов газа и битумоидов.

### **Сорбционные свойства образцов керогеноподобного полимера продуктивных отложений газонасыщенных зон Оренбургского НГКМ**

На данном этапе работы выполнены исследования сорбции метана при температурах 30, 50 и 70 °С на керогенсодержащей пробе при давлениях газа до 400 атм. Полученные изотермы сорбции метана имеют типичный вид для сорбции газов твердыми сорбентами. При давлениях газа выше 200 атм концентрация молекул газа на поверхности вещества становится близкой к насыщению поверхности, и изотерма сорбции постепенно выходит на асимптоту (рис. 6). Характер сорбции ранее исследованных высокомолекулярных битумоидных компонентов был иным. На изотермах сорбции газа асфальтенами, смолами, парафинами отсутствовали участки, свидетельствующие о прекращении сорбции с увеличением давления метана, то есть, насыщения поверхности газом не происходило. Как было установлено, сорбция газов указанными битумоидами носила характер растворения.

На основе полученных данных можно оценить удельную сорбцию керогенсодержащей пробы (возраст – P1 art) по отношению к метану в интервале температур 30–70 °С. В диапазоне давлений метана до 200 атм изотермы имеют линейный характер, что позволяет рассчитать удельную сорбцию метана. Таким образом, для индивидуального вещества керогена коэффициент удельной сорбции при 30 °С составил 0,98 нм<sup>3</sup> /т·атм, при 50 °С – 0,93 нм<sup>3</sup> /т·атм, при 70 °С – 0,88 нм<sup>3</sup> /т·атм. Эти значения существенно выше, чем коэффициенты удельной сорбции метана асфальтенами, смолами и маслами, которые при 30 °С равны 0,511 нм<sup>3</sup> /т·атм, 0,573 нм<sup>3</sup> /т·атм, 0,717 нм<sup>3</sup> /т·атм, соответственно, а при 70 °С – 0,47 нм<sup>3</sup> /т·атм, 0,57 нм<sup>3</sup> /т·атм, 0,703 нм<sup>3</sup> /т·атм, соответственно.

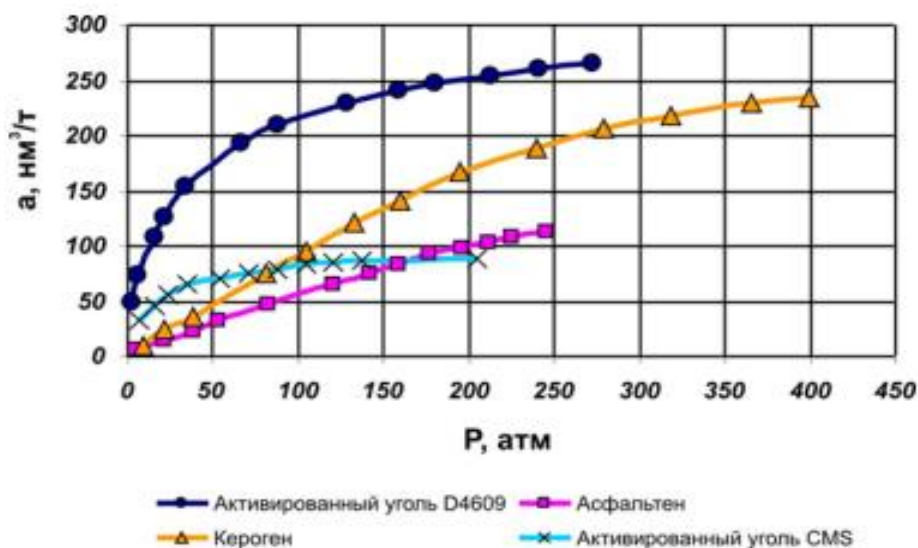


Рисунок 6 - Изотермы сорбции метана при 30 °С на образцах асфальтена, керогена из продуктивных отложений ОНГКМ и активированных углей CMS и D 4690.

## **Разработка методики оценки запасов нерастворимого керогеноподобного полимера в продуктивных отложениях ОНГКМ**

Первоначальный этап разработки методики оценки запасов нерастворимого в органических растворителях рассеянного ОВ (керогена, нерастворимого органического полимера) в горных породах предполагал анализ предшествующего опыта исследований по данной тематике как российских, так и зарубежных ученых. Была систематизирована информация о влиянии ОВ на результаты таких методов геофизических исследований скважин (ГИС), как электрические, нейтронные, акустические, способы измерения естественной и искусственной радиоактивности, ядерно-магнитного резонанса. Также были проанализированы публикации российских и зарубежных авторов, посвященные методикам оценки содержания ОВ в горных породах по данным ГИС.

Ввиду сложности состава матрицы и структуры порового пространства изучаемых пород, задача разработки методики оценки содержания керогена является сложной и требует значительного массива априорной информации. Прямые лабораторные методы оценки содержания нерастворимого ОВ (керогена, нерастворимого органического полимера), предполагающие выделение керогена из керна, являются трудоемкими, и не могут проводиться массово. В отличие от прямых методов, косвенный пиролитический метод дает возможность получить информацию о нефтематеринской породе без длительной обработки керна и шлама.

Пиролитическим способом были исследованы 208 образцов керна, отобранного из параметрической скважины в центральной части ОНГКМ. Одним из результатов таких исследований является характеристика породы по содержанию органического углерода Сор<sub>г</sub>. Минимальное содержание Сор<sub>г</sub> в изучаемом продуктивном разрезе составило 0,01 мг/г, максимальное – 62,5 мг/г, среднее – 1,75 мг/г. Распределение содержания органического углерода по разрезу неравномерно – максимальными концентрациями Сор<sub>г</sub> характеризуются нижнепермские отложения (табл. 1).

Таблица 1 - Результаты оценки количества органического углерода в продуктивных отложениях ОНГКМ

Стратиграфическое подразделение	Среднее значение $C_{орг}$ , мг/г	Количество определений $C_{орг}$	Массовое содержание керогена в горной породе $C_{кер}$ , % вес.	Объемное содержание керогена в горной породе $K_{кер}$ , % об.
P <sub>1art</sub>	1,59	52	0,22	0,47
P <sub>1scm</sub>	4,32	48	0,61	1,27
P <sub>1ass</sub>	2,88	14	0,41	0,84
C <sub>3</sub>	0,29	34	0,04	0,08
C <sub>2</sub>	0,36	60	0,05	0,11

Знание элементного состава керогена позволило оценить его массовое и объемное содержание в породе по величине  $C_{орг}$  (см табл. 1). Согласно результатам исследований, в нерастворимом органическом веществе ОНГКМ содержится 70,87% углерода:

$$C_{кер} = C_{орг} / 0,71, \quad (2)$$

$$K_{кер} C_{орг} \delta_{тв} \delta_{кер} = / 0,71 \cdot / , \quad (3)$$

где  $C_{кер}$  – массовое содержание керогена в горной породе (доли единицы);  $K_{кер}$  – объемное содержание керогена в горной породе (доли единицы);  $C_{орг}$  – количество органического углерода по данным пиролитических исследований (г/г);  $\delta_{тв}$  – плотность минеральной части горной породы, принята равной 2,7 г/см<sup>3</sup>;  $\delta_{кер}$  – плотность керогена, принята равной 1,3 г/см<sup>3</sup>.

Расчеты по формулам (2) и (3) показали, что среднему содержанию органического углерода в разрезе, равному 1,75 мг/г, соответствует объемное содержание керогена 0,5% об., массовое – 0,25% масс. По причине того, что каменноугольные продуктивные отложения изучаемого разреза бедны  $C_{орг}$  (табл. 1), в дальнейшем рассматривались свойства только нижнепермских отложений.

Анализ распределения величин  $C_{орг}$  по глубине позволил выявить интервалы с высокими концентрациями органического углерода. Эти интервалы приурочены к низам артинского яруса, гамма-реперу в кровле сакмарского яруса, низам сакмарского яруса и низам ассельского яруса. При

этом высокими значениями гамма-каротажа отличаются только породы сакмарского гамма-репера. Этот интервал также выделяется среди остальных весьма низкими величинами коэффициентов открытой пористости.

С целью анализа свойств пород с высоким содержанием керогена были отобраны образцы с концентрацией органического углерода выше 5 мг/г. В разрезе изучаемой скважины таких образцов 13. Для этой группы образцов было проведено сопоставление содержания органического углерода с гамма-активностью пород. Это сопоставление показало, что только для сакмарского гамма-репера характерна прямая линейная связь между  $S_{org}$  и гамма-активностью.

Для оценки возможностей методов ГИС при решении задачи определения концентрации керогена в изучаемых отложениях проанализированы физические параметры карбонатной горной породы (водородосодержание, плотность, интервальное время пробега продольной волны). Выявлено, что рассмотренные свойства керогена практически неотличимы от свойств фильтрата бурового раствора, поэтому при наличии зоны проникновения бурового раствора комплексирование методов определения пористости результатов не даст. Таким образом, для пористых нерадиоактивных интервалов артинского и ассельского ярусов с повышенным содержанием органического углерода оценка  $K_{кер}$  по результатам ГИС затруднительна. На этом этапе для таких отложений предлагается оценка содержания керогеноподобного вещества по осредненным данным пиролитических исследований.

Более благоприятная ситуация для оценки  $K_{кер}$  по результатам ГИС характерна для отложений сакмарского репера. Ввиду низкой пористости, здесь не происходит проникновение фильтрата бурового раствора вглубь породы, поры заполнены остаточной водой (по материалам петрофизических исследований). Согласно описанию керна и расчетным величинам минералогической плотности, породообразующим минералом здесь является кальцит. Также для изучаемого интервала имеется большое количество

определений коэффициента пористости по керну. Эта информация дала возможность провести индивидуальную интерпретацию данных акустического каротажа (АК), гаммагамма-плотностного каротажа (ГГКп) и нейтронного каротажа (НК). Кроме того, в скважине был проведен ядерно-магнитный томографический каротаж, и Ккер также оценивали по комплексу ЯМТК+НК (рис. 7).

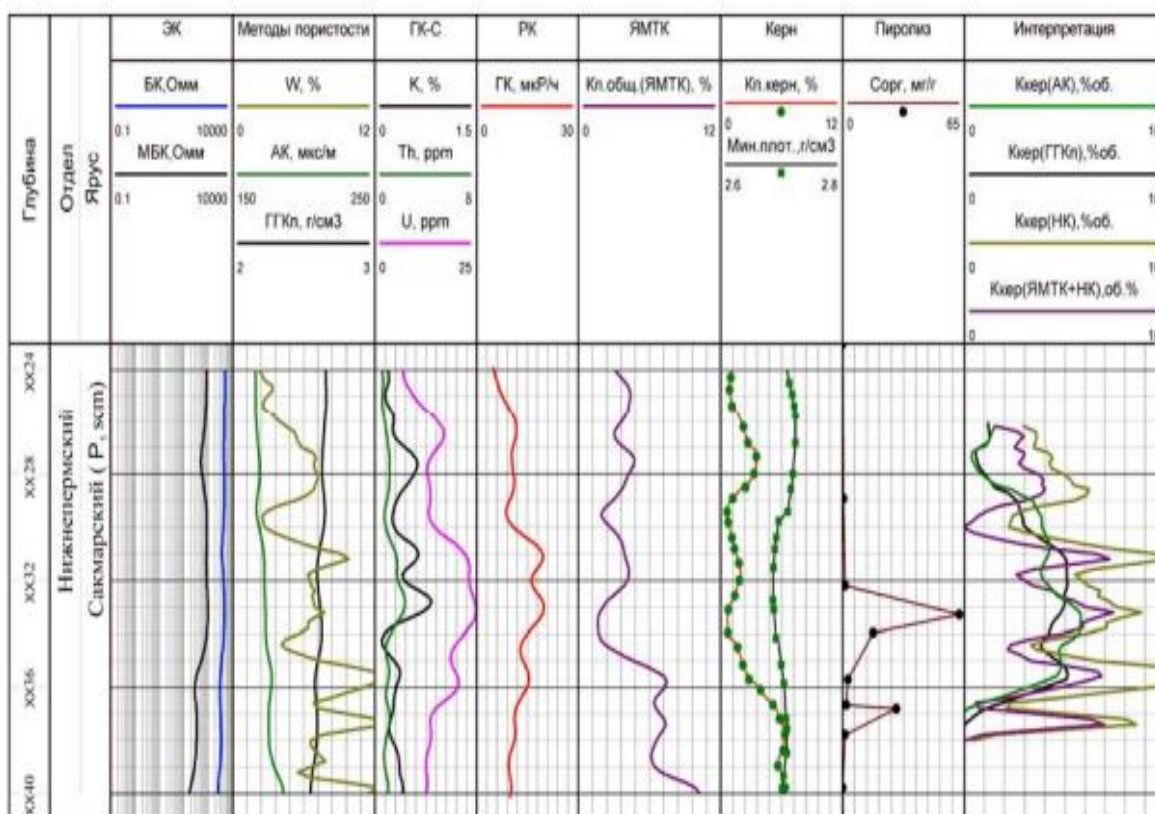


Рисунок 7 - Результаты оценки содержания керогена в породах сакмарского репера по индивидуальной интерпретации методов ГИС (АК, ГГКп, НК) и комплексированию методов ЯМТК и НК

Как видно на планшете (рис. 7), кривые Ккер(АК), Ккер(ГГКп) и Ккер(ЯМТК+НК) практически совпадают, а результаты интерпретации данных НК в 1,5–2 раза выше. Сопоставление средних величин Ккер по разным методам ГИС с содержанием ОВ по материалам пиролитических исследований в интервале, наиболее охарактеризованном параметром Сорг, показало, что АК и ГГКп занижают количество ОВ в породе, а НК – завышает. Наиболее близки к лабораторным исследованиям результаты

комплексирования НК и ЯМТК. К тому же этот способ не предполагает использования априорных данных по величинам коэффициентов пористости (по керну). Величины  $K_{кер}(ЯМТК+НК)$  были использованы для уточнения связи между содержанием керогена и гамма-активностью породы по материалам ГИС для отложений сакмарского репера (рис. 8 а). Уточненная связь позволяет оценивать содержание керогена в интервале сакмарского гамма-репера по материалам ограниченного комплекса ГИС, который проводится в эксплуатационных скважинах.

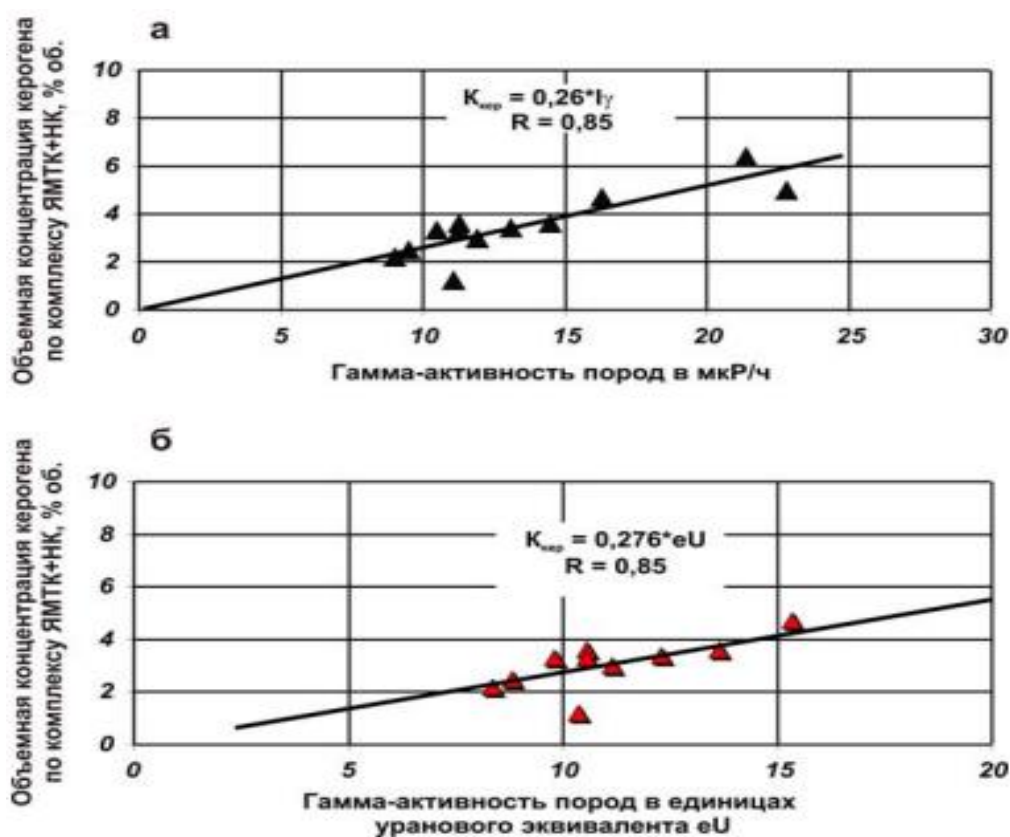


Рисунок 8 - Сопоставление результатов оценки объемного содержания керогеноподобного полимера по комплексу ЯМТК+НК с гамма-активностью пластов по гамма-каротажу (ГК) для отложений сакмарского репера: а – в мкР/ч; б – в единицах уранового эквивалента



## Оценка запасов связанного газа на Оренбургском месторождении

Оценка запасов связанного газа проводилась путем умножения запасов ВМК матричной нефти и керогеноподобного полимера на соответствующие коэффициенты сорбции. Для битумоидов (ВМК матричной нефти) эти коэффициенты приведены в табл. 4. Количество метана, сорбируемого керогеном при пластовых условиях изучаемого месторождения, согласно проведенным исследованиям, составляет  $200 \text{ нм}^3 / \text{т}$  1. Для учета состава газа величину коэффициента сорбции метана керогеном умножали на его долю в пластовом газе – 86,6%. Таким образом, коэффициент сорбции газа керогеном составил  $173,2 \text{ нм}^3 / \text{т}$ . В табл. 5 приведены результаты подсчета запасов связанного газа для продуктивных отложений центральной части ОНГКМ. Оцененные запасы здесь составляют 276,9 млрд  $\text{нм}^3$  связанного газа. Соотношение запасов газа, сорбированного керогеноподобным полимером и ВМК матричной нефти, составляет 68% и 32%, соответственно. Половина запасов связанного газа сосредоточена в отложениях сакмарского яруса (табл. 2).

Таблица 2 - Результаты подсчета запасов связанного газа в продуктивных отложениях центральной части Оренбургского НГКМ

Возраст отложений	Объем пород выше ВНК, млн $\text{м}^3$	Запасы газа, связанного ВМК матричной нефти, млн $\text{нм}^3$	Запасы газа, связанного керогеноподобным полимером, млн $\text{нм}^3$	Суммарные запасы связанного газа, млн $\text{нм}^3$
P <sub>1</sub> art	50370,1	20795,9	49607,2	70403,1
P <sub>1</sub> scm	35594,8	42763,1	95548,3	138311,4
P <sub>1</sub> ass	21663,9	9468,8	38273,6	47742,4
C <sub>3</sub>	15621,8	1951,7	2601,3	4553,0
C <sub>2</sub> m <sub>2</sub> mc	13662,9	12757,2	3178,8	15936,0
<b>ВСЕГО</b>	<b>136913,5</b>	<b>87736,7</b>	<b>189209,1</b>	<b>276945,9</b>

Используя величины содержаний керогена в породах сакмарского гамма-репера по данным моделирования, были уточнены запасы связанного керогеном газа. Разница в запасах связанного газа, оцененного двумя способами, составляет в пределах полигона  $70,1 \text{ млн нм}^3$ , в пределах

центральной части ОНГКМ – 8,8 млрд нм<sup>3</sup> . В относительных величинах это разница около 3,3 % от общих запасов сорбированного газа.

С целью оценки значимости запасов связанного газа было проанализировано соотношение величин запасов связанного и свободного газа в продуктивных отложениях центральной части Оренбургского НГКМ (табл. 3). Результаты анализа показали, что в целом запасы связанного газа в отложениях центральной части ОНГКМ достигают 15% от суммарных запасов свободного и связанного газа (рис. 7). Минимальное соотношение запасов связанного и свободного газа характерно для отложений верхнего карбона (2%), максимальное – для отложений сакмарского яруса (27,8%).

Таблица 3 - Сопоставление результатов подсчета запасов связанного и свободного газа в продуктивных отложениях центральной части Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения

Возраст отложений	Объем пород выше ВНК, млн м <sup>3</sup>	Запасы свободного газа, млрд м <sup>3</sup>	Запасы связанного газа, млрд. нм <sup>3</sup>			Соотношение запасов связанного и свободного газа, %
			ВМК	Кероген	Суммарные	
P <sub>1</sub> art	50370,1	566,4	20,8	49,6	70,4	11,1
P <sub>1</sub> scm	35594,8	359,9	42,8	95,5	138,3	27,8
P <sub>1</sub> ass	21663,9	255,9	9,5	38,3	47,7	15,7
C <sub>3</sub>	15621,8	219,8	2,0	2,6	4,6	2,0
C <sub>2</sub> m <sub>2</sub> mc	13662,9	155,4	12,8	3,2	15,9	9,3
<b>ВСЕГО</b>	<b>136913,5</b>	<b>1557,3</b>	<b>87,7</b>	<b>189,2</b>	<b>276,9</b>	<b>15,1</b>

### **Перспективы промышленного освоения ресурсов связанного газа ОНГКМ**

Выявление и освоение запасов связанного газа, неучтенных при подсчете и утверждении запасов традиционного углеводородного сырья газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений (газа и газоконденсата), необходимы для продления жизни, как самих месторождений, так и созданной на их основе инфраструктуры и социальной структуры.

Очевидно, что освоение трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья на обустроенных, с развитой инфраструктурой, крупных месторождениях намного рентабельнее, чем разработка трудноизвлекаемого нетрадиционного

сырья на вновь открываемых месторождениях. Уверенность в обеспечении рентабельности добычи трудноизвлекаемой нефти возрастает многократно, учитывая Распоряжение Правительства РФ от 3 мая 2012 г. № 700-р «... об одобрении классификации проектов по разработке участков недр, содержащих запасы трудноизвлекаемой нефти» в части установления в отношении нефти, добываемой на участках недр, содержащих запасы трудноизвлекаемой нефти, пониженных ставок налога на добычу полезных ископаемых с дифференциацией ставок по категориям проектов на уровне от 0–10 до 30–50% от законодательно установленной ставки налога на добычу.

Для газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, вступивших в период падающей добычи, выявление дополнительных запасов связанного газа, не учтенных при оценке запасов традиционного свободного газа (в максимальной степени приуроченного к сложнопостроенным трещинным, порово-трещинным и слабопроницаемым поровым коллекторам), является важной задачей, решение которой позволит не только скорректировать проекты разработки месторождений, но и оценить перспективы по газу соответствующих добывающих компаний.

Можно ожидать, что запасы связанного газа в толщах месторождений, отнесенных к неэффективным, будут соизмеримы с запасами свободного газа эффективных толщ месторождений. Технологии добычи нетрадиционных запасов связанного газа из низкопроницаемых коллекторов отработаны мировыми компаниями на месторождениях сланцевого газа и нефти. С учетом разработанных для Оренбургского НГКМ технологий физико-химического воздействия на пласт (ароматическими рабочими агентами), а также технологий (как зарубежных, так и российских) создания развитой сети трещин и повышения температуры пласта закачкой окислителей, будет разработан комплекс технологического воздействия для эффективной направленной добычи трудноизвлекаемых запасов нефти, выпавшего в жидкую фазу конденсата и связанного газа из газонасыщенных толщ газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений.

## Список литературы (Bibliography)

1. Клементьев А.С. Открытие Оренбургского газоконденсатного месторождения URL:<https://cyberleninka.ru/article/n/otkrytie-orenburgskogo-gazokondensatnogo-mestorozhdeniya>
2. Швыряев А.А. Региональная оценка риска эксплуатации Оренбургского газоконденсатного месторождения URL:<https://cyberleninka.ru/article/n/regionalnaya-otsenka-riska-ekspluatatsii-orenburgskogo-gazokondensat-nogo-mestorozhdeniya>
3. <https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/141624-orenburgskoe-neftegazokondensatnoe-mestorozhdenie-ngkm/>
4. Иванов С.И., Донсков К.В., Набутовский З.А., Королев И.Д., Ходырев А.И. Противокоррозионная защита объектов Оренбургского газоконденсатного месторождения URL:<https://www.elibrary.ru/item.asp?id=9136600>
5. Кузьмин В.А., Пуго Т.А., Марутян О.О., Яковлева О.П., Зекель Л.А., Прибылов А.А., Навроцкий О.К., Скибицкая Н.А., Бурханова И.О., Большаков М.Н., Доманова Е.Г. Оценка ресурсов связанного газа, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, сорбированного высокомолекулярными компонентами и керогеноподобным полимером продуктивных отложений ( на примере Оренбургского НГКМ) URL:<https://cyberleninka.ru/article/n/otsenka-resursov-svyazannogo-gaza-gazokondensatnyh-i-neftegazokondensatnyh-mestorozhdeniy-sorbirovannogo-vysokomolekulyarnymi>
6. Захарченко М.В. Становление и развитие Оренбургского нефтегазового комплекса URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/stanovlenie-i-razvitie-orenburgskogo-neftegazovogo-kompleksa>