

Федеральное агентство по образованию
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования
**Ухтинский государственный технический университет
(УГТУ)**

Природные резервуары нефти и газа

Методические указания

Ухта 2010

УДК 552.578.2.061.4(075.8)

П 18

Мартынов А. В. Природные резервуары нефти и газа [Текст]: метод. указания / А. В. Мартынов. – Ухта : УГТУ, 2010. – 23 с.

Методические указания предназначены для студентов геологоразведочного факультета очной и безотрывной формы обучения специальности 130304 «Геология нефти и газа».

Методические указания рассмотрены и одобрены кафедрой ГНГ, протокол № 4 от «09» декабря 2010 года.

Рецензент: Т. А. Овчарова, доцент кафедры геологии нефти и газа Ухтинского государственного технического университета, к.т.н.

Редактор: В. В. Заборовская, старший преподаватель кафедры геологии нефти и газа Ухтинского государственного технического университета.

План 2010 г., позиция 105.

Подписано в печать 31.10.2010 г. Компьютерный набор.

Объем 23 с. Тираж 100 экз. Заказ №248.

© Ухтинский государственный технический университет, 2010
169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13.
Отдел оперативной полиграфии УГТУ.
169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Октябрьская, д. 13.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	4
1. Характеристика основных типов природных резервуаров.....	4
2. Порода - коллектор.....	8
3. Пористость горных пород.....	8
4. Типы пустотного пространства.....	9
5. Методы определения пористости.....	10
6. Понятие проницаемости.....	10
7. Классификация коллекторов нефти и газа.....	12
8. Структура пустотного пространства.....	13
9. Породы-флюидоупоры.....	13
10. Ловушки и залежи нефти и газа.....	15
11. Элементы залежи.....	15
12. классификация залежей (ловушек УВ).....	15
13. построение профилей.....	17
14. Лабораторные работы.....	18
Библиографический список.....	23

Введение

Высокие темпы роста добычи нефти и газа в нашей стране должны обеспечиваться значительным и непрерывным увеличением разведанных нефтяных и газовых запасов. В основных нефтегазоносных бассейнах России закончилась эра «легкой нефти», поисковые объекты с каждым годом становятся все сложнее, увеличивается глубина их залегания, возрастает доля неструктурных ловушек. Для повышения эффективности прогноза нефтегазоносности осадочных толщ большое значение уделяется вопросам строения природных резервуаров (ПР), качества коллекторов и флюидоупоров в них. Поэтому сегодняшние специалисты в области нефтегазовой геологии должны иметь навыки резервуарного моделирования разреза, используя современные геолого-геофизические методы его изучения.

Методический материал по основополагающим вопросам изучения природных резервуаров изложен с привлечением базовых терминов и понятий, что упрощает выполнение лабораторных работ и дает возможность использования теоретических основ для приобретения практических навыков и умений, необходимых для оценки перспектив нефтегазоносности терригенных и карбонатных формаций осадочного чехла. В основу данного курса положен актуализированный фактический материал по нефтяным и газовым месторождениям различных нефтегазоносных провинций России. Все задания сопровождаются краткими объяснениями и подробными методическими рекомендациями к их выполнению.

Лабораторные занятия включают в себя следующие основные задачи:

- раскрыть практическое содержание понятий: порода-коллектор, природный резервуар, флюидоупор, ловушка, залежь;
- освоить принципы построения геологических (литологических, геолого-геофизических) профилей различных типов залежей углеводородов;
- получить практические навыки графического отображения залежей с помощью структурных карт и профилейных разрезов по скважинам.

1. Характеристика основных типов природных резервуаров

Природные резервуары – понятийная категория, которая определяет естественные природные системы и позволяет разрабатывать геологические модели для изучения *влияния строения осадочных толщ на распределение в них залежей нефти и газа* в ловушках различных генетических и морфологических типов. Анализ условий формирования ПР, их классификация и типизация с учетом генетических и морфологических признаков представляет не только теоретический, но и, прежде всего, практический интерес.

Термин впервые ввел В. Вильсон в 1934 году, который понимал под природным резервуаром естественноеместилище для нефти, газа и воды

И.О. Брод (1951) определил ПР как горную породу, в которой может происходить циркуляция подвижных веществ (флюидов) в недрах.

А. Леворсен (1967) представлял ПР как часть породы, содержащей залежь нефти и газа, т.е. по существу приравнивал это понятие к понятию собственно залежи нефти и газа.

В современном понимании природный резервуар - это часть нефтегазоносного комплекса (НГК), представляющая собой систему горных пород в пределах зоны профиля седиментации элементарного циклита (или нескольких соседних в разрезе циклитов), в которых могут реализоваться условия миграции и аккумуляции углеводородов (УВ). Он характеризуется следующими показателями:

- типом коллектора;
- соотношением коллектора с непроницаемыми (флюидоупорными) породами;
- емкостью;
- формой и условиями залегания;
- гидродинамическими условиями и пластовой энергией.

Следовательно, ПР состоит из двух основных элементов: коллектора и ограничивающих его пород-флюидоупоров (экранов). Верхний флюидоупор, ограничивающий движение флюидов вверх, принято называть *покрышкой*.

В классификации ПР, предложенной Н.А. Еременко (1988), использованы следующие понятия:

- класс;
- генетический тип;
- порядок;
- распространенность;
- морфологический тип.

Класс природного резервуара устанавливается по литологическому составу слагающих его коллекторов и перекрывающего флюидоупора: терригенный, терригенно-карбонатный, карбонатно-терригенный, карбонатно-эвапоритовый, вулканогенно-осадочный, осадочно-вулканогенный и др. При определении класса в первой части указывается литологический состав пласта-коллектора, во второй – покрышки. Так название «терригенно-карбонатный» означает, что ПР сложен терригенными коллекторами и карбонатной покрышкой; «терригенный» – что и пласт-коллектор и покрышка представлены терригенными породами.

Основные характеристики ПР – емкостные и фильтрационные свойства и их изменчивость по разрезу и по площади определяются генезисом пород, образующих природный резервуар, то есть *генетическим типом* ПР. На основе изучения генезиса отложений осуществляется прогнозирование и поиски ловушек.

Природные резервуары могут быть *моно- и полифациальными*. Во втором случае, например, шельфовые пески могут сменяться баровыми или дельтовыми, а последние - аллювиальными образованиями, которые в совокупности формируют единую гидродинамическую систему. Монофациальные ПР в большинстве случаев имеют локальное распространение; региональные же резервуары почти всегда полифациальны.

По характеру взаимоотношения между элементами, образующими резервуар, определяют *порядок ПР* – простой (совершенный и несовершенный) и сложный. Использование этих понятий вызвано тем, что между пластами-коллекторами не-

редко залегают пачки-проводники, т.е. между коллекторами отсутствуют флюидоупоры. В этих случаях пласты могут иметь единый водонефтяной или газовойодяной контакты и между ними имеется гидродинамическая связь.

Простой совершенный ПР – это пласт-коллектор с перекрывающими и подстилающими флюидоупорами.

Простой несовершенный ПР – часть простого совершенного и представляет собой сочетание пласта-коллектора с нижним или верхним флюидоупорами.

Сложный ПР – совокупность нескольких пластов-коллекторов и флюидоупоров. При этом флюидоупоры и сверху и снизу должны быть едиными для всех пластов-коллекторов.

Очень важная характеристика ПР – **площадь** его **распространения**. От нее в значительной мере зависят объем УВ и концентрация их в ловушках разных генетических и морфологических типов. В зависимости от распространенности природные резервуары могут быть **региональными, зональными** или **локальными**. Региональные ПР пространственно занимают более 50% площади седиментационного бассейна. Зональные ПР охватывают один или ряд тектонических элементов I порядка. Локальные ПР занимают часть площади тектонического элемента II порядка, либо территорию в пределах группы структур. Локальные и зональные совершенные ПР пространственно могут переходить в несовершенные в зависимости от фациальной изменчивости покрышки. Локально развитые ПР не могут образовывать крупные месторождения. Все гигантские месторождения связаны со сложными резервуарами, имеющими широкое распространение по площади.

Выявление **морфологического типа ПР** позволяет установить границы распространения резервуара, определить и спрогнозировать участки, наиболее благоприятные для формирования ловушек.

Выделяются три морфологических типа:

- линзовидный;
- рукавообразный;
- плащевидный.

Линзовидный тип обычен при локальном развитии резервуара; **плащевидный** характерен для регионального или зонального распространения, а **рукавообразный** наиболее част при зональном развитии ПР. Последний тип связан с зонами распространения аллювиальных отложений или отложений течений либо с локальным развитием отложений мелких русел, рек, баров и т.д.

По **соотношению коллектора** с ограничивающими его **плохо проницаемыми** породами выделяются три основных типа ПР: пластовые, массивные и литологические ограниченные со всех сторон (таблица 1).

Пластовый ПР состоит из сравнительно однородного пласта-коллектора, ограниченного на значительной площади в кровле и подошве плохо проницаемыми породами.

В таком ПР мощность коллектора более или менее выдерживается на большой территории. При общем сохранении пластового характера на тех или иных локальных участках или на границе распространения коллектора может наблюдаться существенное изменение мощностей и даже полное выклинивание коллектора.

Таблица 1 – Классификация природных резервуаров (по И.О. Броду)

Тип резервуара	Стратиграфическая приуроченность коллектора	Протяженность, км/ мощность, м	Направление движения жидкостей и газов
Пластовый	Выдерживается	$n \times 10 \div n \times 100 /$ $n \times 1 \div n \times 10$	По напластованию
Массивный	Не выдерживается	$n \times 10 \div n \times 100 /$ $n \times 10 \div n \times 100$	Во всех направлениях
Литологически ограниченный со всех сторон	Выдерживается	$n \times 1 \div n \times 10 /$ $n \times 1 \div n \times 10$	Локально, ограниченно, либо вовсе не происходит

Коллектор в пластовых ПР обычно литологически выдержан, но может иметь и более сложное строение. В пластовом ПР существует единая гидродинамическая система. Основным видом движения жидкостей и газов является боковое движение по пласту.

Пластовые ПР характерны для терригенных отложений: песчаник – коллектор, глина (аргиллит) – покрывка.

Массивный ПР представляет собой мощную толщу проницаемых пород, перекрытую сверху и ограниченную с боков плохо проницаемыми породами.

Коллекторы, слагающие массивные резервуары, бывают литологически однородными или неоднородными. Однородные массивные резервуары могут быть представлены карбонатными, метаморфическими или изверженными породами. Пористость и проницаемость таких коллекторов обусловлена наличием в них каверн и трещин. Зоны пористости и проницаемости в массивных ПР не имеют строгой стратиграфической приуроченности. Часто в теле массива наблюдаются зоны с хорошими емкостными показателями, пересекающие стратиграфические поверхности.

В массивных ПР боковое перемещение жидкости и газа ограничено проницаемыми зонами и в ряде случаев не может происходить на большие расстояния.

Характерны для карбонатно-терригенных (в т.ч. рифогенных) отложений: известняк (доломит) – коллектор, глина (аргиллит) – покрывка.

ПР, литологически ограниченные со всех сторон – это резервуары всех видов, в которых насыщающие их газообразные и жидкие УВ окружены со всех сторон практически непроницаемыми породами. Движение жидкостей и газов в них ограничено размерами самого резервуара. Характерно возникновение аномально высоких пластовых давлений (АВПД).

Характерны для терригенных отложений: песчаник – коллектор, глина (аргиллит) – покрывка и для галогенно-сульфатно-карбонатных образований: известняк (доломит) – коллектор, соль, гипс – покрывка.

С пространственным соотношением пластов и изолирующих толщ связаны представления о **трехслойном природном резервуаре**. Его модель была предложена еще в 1968 г. Б.Ф. Филипповым, позднее развита В.Д. Ильиным. В Тимано-Печорской провинции трехслойные ПР и связанные с ними проблемы при оценке перспектив нефтегазоносности впервые рассмотрены Б.Я. Вассерманом,

В.И. Богацким, позднее В.Вл. Меннером (1989), З.В. Ларионовой (1990), В.И. Еременко (1996).

Трехслойный ПР состоит из пласта коллектора, флюидоупора и разделяющей их промежуточной (рассеивающей) толщи (полупокрышки, «ложной» покрышки). В тех случаях, когда промежуточная толща имеет значительную мощность, превышающую амплитуду локальной структуры, условия формирования залежей неблагоприятны: когда кровля пласта коллектора на своде антиклинального поднятия залегает ниже кровли промежуточной толщи в седловине, структура не будет заполнена УВ.

Рассеивающие толщи сложены, как правило, отложениями с низкими коллекторскими свойствами: слабопористыми карбонатными породами, алевролитами и песчаниками с карбонатным и сульфатным цементом, их глинистыми разностями, ангидритами и т.д.

2. Понятие «порода-коллектор»

Коллектор представляет собой геологическое тело различных формы, состава и происхождения, насыщенное водой и способное содержать в некоторой своей части промышленные объемы нефти и/или газа, сохранять их и отдавать при разработке. Это свойство коллектора обуславливается наличием в нем пористости, определяющий тот объем коллектора, который может быть наполнен флюидом, и проницаемости, обеспечивающей возможность движения флюидов при тех перепадах давления, которые возникают в пластовых условиях, и их гравитационное расслоение.

3. Пористость горных пород

Пористость горных пород – это объем порового пространства, который оценивается отношением объема пор к объему горной породы. Выраженная в процентах эта величина называется **коэффициентом пористости (K_n)**. Пористость чистого стекла – 0%, пористость гранита от 1 до 3%, пористость песчаников 10-20% и не более 30%.

В нефтегазовой геологии обычно различают три вида пористости. **Общая пористость** характеризует все виды пор, в том числе и самые мелкие, поэтому общая пористость сухих глин, как правило, выше пористости песчаников.

Открытая пористость характеризует сообщающиеся поры, которые могут поглощать жидкость или газ; открытая пористость соответствует общей у пористых песков, меньше у песчаников на 10-30%, у глин на 50% и более, у каменной соли она отсутствует.

Эффективная пористость характеризует совокупность пор, через которые происходит миграция флюида т.е. это те поры, в которые он может не только проникать, но и быть извлеченным. Таким образом, это объем пор с учетом остаточной воды. Поэтому эффективная пористость для воды, нефти и газа различна, более того она различна для их смеси в разных соотношениях. Пористость сухих образцов колеблется в широких пределах, но достаточно определена для каждого типа пород.

Пористость, в которой каналы пор велики настолько ($> 0,2$ мм) что флюиды могут относительно свободно проходить сквозь них и сравнительно легко (экономически рентабельно) извлекаться, называется *эффективной*. Общая пористость больше, чем открытая, а открытая больше, чем эффективная. Строение порового пространства определяется размерами, формой и пространственными взаимоотношениями пор. По размерам поры классифицируются по разным признакам (таблица 2).

Таблица 2 – Размеры и свойства пор

Диаметр пор		Раскрытость трещин	Свойства флюидов
Мегапоры (полости), от сантиметров до кубометров		Сверхкапиллярные $> 0,25$ мм	Нефть и вода движутся в соответствии с законами гравитации
Макропоры $> 0,1$ мм			
Микропоры $< 0,1$ мм	Капиллярные – $0,0002-0,1$ мм	Капиллярные $0,25-0,0001$ мм	Действуют преимущественно капиллярные силы
	Субкапиллярные $< 0,0002$ мм	Субкапиллярные $< 0,0001$ мм	Движение флюида практически невозможно

4. Типы пустотного пространства

По происхождению выделяют поры *первичные*, возникшие на стадии формирования породы (седиментез, диагенез), и *вторичные*, образующиеся в недрах, в собственно породе при ее растворении или перекристаллизации (катагенез, эпигенез), либо на поверхности, при выветривании (гипергенез).

Кроме того, пористость бывает *гранулярная* (или межзерновая) – в терригенных породах, *каверновая* встречается в карбонатных породах и *трещинная* – в любых по генезису породах.

Гранулярная пористость зависит от окатанности, сортированности, формы и способа укладки зерен, а также от типа и состава цемента. Равномерно пористы хорошо окатанные и слабо сцементированные терригенные породы.

Каверновая пористость характерна для растворимых пород: карбонатов, сульфатов и хлоридов. Размеры каверн от 1-2 миллиметров до десятков метров – например, карстовые пещеры. Каверновая пористость достигает десятков процентов. Очень большую, но неравномерную пористость имеют органогенные известняки.

Трещинная пористость не превышает 0,5–1%, но в формировании проницаемости роль трещин весьма велика.

Наиболее распространены коллекторы смешанных типов – порово-трещинные, порово-каверновые, каверново-трещинные и др. Трещиноватость при этом обуславливает проницаемость пород, а поры или каверны – их пористость.

Характерные значения пористости для различных горных пород приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Общая пористость осадочных горных пород (%)

Порода	Пределы колебаний	Наиболее вероятная
Песок	4–55	20–35
Песчаник	0–30	5–25
Алевриты	1–40	3–25
Ил	2–90	50–0
Глина	0–75	20–50
Известняки	0–35	2–15
Мел	40–55	40–50
Доломиты	2–35	3–20

5. Методы определения пористости

Изучение коллекторских свойств горных пород проводится прямыми методами – по образцам керна (из которого высверливают цилиндры диаметром 30 мм) или косвенными – по промыслово-геофизическим исследованиям в стволе скважины и на основании анализа результатов опробования и испытания скважин на приток. С одной стороны лабораторное изучение керна является наиболее точным – по данным керна калибруют шкалу промысловые геофизики. С другой стороны наиболее пористый и трещиноватый керн зачастую не могут поднять на поверхность из-за механического разрушения в процессе бурения, в результате чего реальная пористость и проницаемость пород зачастую оказывается больше, чем определено при лабораторных исследованиях.

Общая пористость определяется по методу Мелчера на ненарушенном образце породы по формуле:

$$K_p = d - q/dx \cdot 100\%, \text{ где}$$

d – минералогическая плотность зерен породы,

q – объемная плотность породы.

Точность определений зависит от степени минералогической однородности породы, количества и состава цемента.

Определение **открытой** пористости производится по методу Преображенского, путем сравнения массы сухого и насыщенного керосином образцов. Разница в массах дает представление о количестве керосина, поглощенного образцом, а с учетом плотности керосина – представление о его объеме, т.е. объеме заполненных пор.

6. Понятие проницаемости

Проницаемость – способность пород пропускать флюиды и газы при перепаде давления. Она зависит от размера и конфигурации пор, что обусловлено размером зерен терригенных пород, плотностью укладки и взаимным расположением частиц, составом и типом цемента и др. Очень большое значение для проницаемости имеют **трещины**. Традиционно проницаемость оценивается во внесистемных единицах дарси (Д) или миллидарси (мД). А в системе СИ 1 Д примерно соответствует $1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$. Такой проницаемостью обладает образец горной породы длиной 1 м,

площадью сечения в 1 м^2 , пропускающий сквозь себя $1 \text{ м}^3/\text{сек}$ жидкости вязкостью $0,001 \text{ Па}\cdot\text{с}$ при перепаде давления на концах образца $0,1013 \text{ МПа}$.

Проницаемость отражена в уравнении Дарси:

$$Q = kS(dp/dl),$$

где Q – расход флюида;

k – коэффициент проницаемости;

S – площадь сечения;

dp/dl – перепад давлений или высот на определенном расстоянии.

Проницаемостью 1 Д обладает обычная водопроводная труба, а проницаемость реальных горных пород в сотни и более раз меньше. Продуктивные коллектора имеют проницаемость $10^{-14} - 10^{-13} \text{ м}^2$. Проницаемость обеспечивается сообщающимися порами между частицами, обломками или кристаллами. Поэтому если размер пор более 10 мкм , то проницаемость возрастает пропорционально пористости. Минимальный размер поры, в которой может перемещаться флюид, более 1 мкм . Если же пора меньше, то поверхностные силы ее стенок делают капиллярное натяжение непреодолимым для флюида. Поэтому, например, глины, обладая в сухом состоянии пористостью 30% , непроницаемы из-за ничтожных размеров своих каналов. В трещиноватых породах флюид перемещается по трещинам, достигающим иногда 100 мкм . В отличие от межгранулярной проницаемости в общем постоянной в пласте, трещинная проницаемость резко возрастает в узкой зоне вблизи разломов. Вскрытие скважиной таких узких линейных зон обещает гигантские притоки, но грозит аварийными выбросами и фонтанами УВ.

Различают проницаемость: абсолютную, фазовую и относительную.

Абсолютная проницаемость – это проницаемость горных пород для однородной инертной жидкости или газа при отсутствии заметного физико-химического взаимодействия их с пористой средой. Обычно она измеряется в сухой породе при пропускании через нее сухого инертного газа (азот, гелий).

Фазовая (эффективная) проницаемость – проницаемость горных пород для какой-либо жидкости или газа при одновременном наличии в ней других флюидов (газ – вода, вода – нефть, газ – нефть – вода), зависит от степени насыщенности пор породы этой жидкостью или газом.

Относительная проницаемость – отношение величины эффективной проницаемости для данного флюида к величине проницаемости при 100% -м насыщении породы данным флюидом. Величина безразмерная, может изменяться от 0 до 1.

Между пористостью и проницаемостью нет прямой связи.

7. Классификации коллекторов нефти и газа

Коллекторы нефти и газа в основном классифицируются по емкостным и фильтрационным свойствам. Одна из первых классификаций в нашей стране была создана П.П. Авдусиным и М.А. Цветковой. В качестве основного критерия была предложена величины эффективной пористости. Ими было выделено 5 классов коллекторов: с эффективной пористостью более 20% ; $15\%-20\%$; $10\%-15\%$; $5\%-10\%$ и

менее 5%. П.П. Авдусин и М.А. Цветкова выделили классы коллекторов без указания типов пород, также в классификации не приводились величины проницаемости.

Наиболее широко применяется на практике классификация А.А. Ханина. Им было выделено 6 классов коллекторов для песчано-алевритовых пород: с проницаемостью свыше 1000 мД; 1000 – 500 мД; 500 – 100 мД; 100 – 10 мД; 10 – 1 мД и менее 1 мД. Каждому типу песчано-алевритовых пород в пределах того или иного класса соответствует своя величина эффективной пористости. Породы, относящиеся к 6 классу с проницаемостью менее 1 мД обычно в естественных условиях содержат 90% и более остаточной воды и не являются коллекторами промышленного значения.

Для карбонатных пород К.И. Багринцевой составлена оценочно-генетическая классификация, которая выделяет 3 группы: А, Б, В с высокими, средними и низкими коллекторскими свойствами. В основу классификации положены абсолютная проницаемость, открытая пористость, остаточная водонасыщенность, относительная газопроницаемость, потенциальный коэффициент газонасыщенности с учетом текстурно-структурных характеристик пород.

Наиболее универсальной классификацией, учитывающей основные литологические различия пород-коллекторов является классификация И.А. Конюхова (таблица 4).

Таблица 4 – Классификация пород-коллекторов нефти и газа (по И.А. Конюхову)

Группы	Эффективная пористость, %	Проницаемость, мД	Класс коллектора	Литологический тип пород
А высшей емкости	>15	>1000	I	Пески и рыхлые песчаники, средне-крупно-зернистые, хорошо отсортированные и окатанные. Известняки рифовые, биоморфные, водорослевые, крупнокавернозные.
		500-1000	II	Пески и рыхлые песчаники, мелко-средне-зернистые, хорошо отсортированные и алевриты песчаные. Известняки биоморфные, кавернозные.
		300-500	III	Песчаники рыхлые, средне-крупнозернистые, хорошо отсортированные и окатанные. Известняки органогенно-обломочные, кавернозные.
Б средней емкости	5-15	100-300	IV	Песчаники мелко-среднезернистые, алевролиты крупнозернистые, среднесортированные. Известняки крупнооолитовые, пористо-кавернозные.
		50-100	V	Алевролиты мелко-среднезернистые, среднесортированные, карбонатные. Известняки оолитовые, пористо-кавернозные.
В малой емкости	<5	10-50	VI	Песчаники глинисто-алевритовые, алевролиты мелко-тонкозернистые, глинистые, плохо сортированные, карбонатные. Известняки мелкооолитовые, пористые.
		1-10	VII	Песчаники глинисто-алевритовые, алевролиты глинисто-песчаные, плохосортированные, сильно карбонатные. Известняки мелкодетритовые, слабопористые.

8. Структура пустотного пространства

Структура пустотного пространства – характер взаимного расположения пустот, особенности их внутреннего строения.

Ее изучают прямыми методами: заполняя пустоты полимерами, в шлифах (по фотографиям шлифов), рентгеновским просвечиванием (выпиливают пластинку толщиной 1 см и пропитывают солями бария), с помощью полированных поверхностей (образец проваривается в канадском бальзаме с нигрозином, после чего шлифуется и полируется – затем изучают с помощью электронного микроскопа) и др.

Прямые методы имеют очень ограниченные возможности.

Чаще используют косвенные методы, которые изучают в основном внутреннюю удельную поверхность, распределение поровых каналов разных диаметров.

Внутренняя удельная поверхность определяется отношением суммарной поверхности всех пор и каналов (см^2 , м^2) к единице общего объема (см^3 , м^3) или массы (г, кг) породы). Так для песчано-алевритовых пород она изменяется от 0,04 до 10 $\text{см}^2/\text{г}$. Большие значения внутренней удельной поверхности свойственны тонкозернистым породам, что уменьшает способность коллектора отдавать флюиды, малые – характерны для конгломератов, гравелитов и крупнозернистых песчаников, обладающих высокими значениями межзерновой пористости и проницаемости.

Внутреннюю удельную поверхность определяют методом адсорбции, который основан на изменении величины низкотемпературной адсорбции инертного газа.

Распределение поровых каналов изучают методами капилляриметрии (либо ртутной порометрии) и центрифугирования на специальных установках в лабораторных условиях.

9. Породы-флюидоупоры

Это породы плохо проницаемые для нефти, газа и воды, способные играть роль изолирующих, экранирующих разделов, а те из них, которые непосредственно перекрывают залежи, называются покрышками.

Покрышка – литологическое тело (пласт, пачка, свита и пр.), расположенное над коллектором нефти (газа) и препятствующее фильтрации УВ из коллектора в верхние осадочные слои разреза. Наличие покрышки является необходимым условием существования нефтяных и газовых залежей. Лучшими покрышками считаются соленосные толщи. Наиболее распространенными являются глины. Кроме глинистых пород и соленосных толщ покрышками могут служить и другие разновидности осадочных и даже магматических пород. Если экранирующие способности глинистых и соленых пород объясняются их пластичностью, то другие разновидности пород обладают изолирующей способностью вследствие своей плотности (прочности, крепости) и рассматриваются как плотностные покрышки.

Изолирующая способность пород-экранов, перекрывающих залежи в природном резервуаре, обеспечивается низкой эффузионной и диффузионной проницаемостью их для нефти и газа, при перепадах давления возникающего при формировании

залежей. Скорость фильтрации (пропускная способность) через вышележащие по-
крышки значительно меньше скорости накопления УВ при образовании залежей.

Если *избыточное* давление УВ в залежи будет больше *давления прорыва* по-
крышки, углеводороды, преодолевая капиллярные силы, развивающиеся на границе
коллектор-покрышка, внедрятся в нее. Даже весьма малые значения проницаемости
пород покрышки способны обеспечить фильтрационные потоки, приводящие к бы-
строму (в геологическом масштабе времени) разрушению залежи УВ. Поэтому за-
лежь может долго сохраняться только в том случае, если давление в ней будет
меньше, чем давление прорыва покрышки, экранирующей эту залежь. Давление
прорыва покрышки практически целиком и полностью определяется структурой по-
рового пространства, и в частности эффективным радиусом пор. А.А. Ханин выде-
лил 5 классов покрышек, которые представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Оценочная шкала экранирующей способности глинистых пород (по
А.А. Ханину)

Класс покрышки	А	В	С	Д	Е
Максимальный диаметр пор, мкм	$\leq 0,01$	0,05	0,3	2	>10
Экранирующая способность	весьма вы- сокая	высокая	средняя	понижен- ная	низкая
Абсолютная газопрони- цаемость по газу, м ²	10^{-21}	10^{-20}	10^{-19}	10^{-18}	$<10^{-17}$
Давление прорыва газа, МПа	≥ 12	8	5,5	3,3	$<0,5$

Постседиментационные процессы могут, как улучшать, так и ухудшать экра-
нирующие свойства отложений. Например, процессы гипсотизации в ангидрите
улучшают экранирующие свойства и обуславливают переход ангидритовой по-
крышки из ложной в истинную. Неоднозначны изменения свойств разных пород с
погружением. Соли и сульфаты улучшают свои свойства с глубиной, т.к. под влия-
нием вышележащих толщ становятся более пластичными, менее трещиноватыми.
Глины же, наоборот, их ухудшают, т.к. переходят в непластичные, неразмокающие,
иногда трещиноватые аргиллиты. Их свойства меняются также из-за преобразования
на глубине минерального состава: монтмориллонитовые глины превращаются в
хлоритовые и т.д.

Кроме верхнего флюидоупора (покрышка) различают нижний и боковой
флюидоупоры, боковые могут быть иметь тектоническую, литологическую и стра-
тиграфическую природу.

10.Ловушки и залежи нефти и газа

Ловушка – часть природного резервуара, в которой могут реализовываться
условия аккумуляции УВ. В частном случае, когда ПР ограничен литологически со
всех сторон, его параметры могут совпадать с параметрами ловушки, т.е. весь резер-
вуар может быть представлен одной ловушкой.

Залежь – часть ловушки, содержащая промышленные скопления УВ. Нефть и газ удерживаются благодаря антиклинальному изгибу слоев коллектора и крышки, обуславливающему всесторонний подпор воды. Залежи чаще всего контролируются локальными структурами (третьего порядка и более мелкого), редко – куполами и валами (второго порядка).

Продуктивный пласт – часть залежи, выделенная по ряду признаков в качестве самостоятельного объекта геолого-геофизических и промысловых работ.

11. Элементы залежи

Водонефтяной (газонефтяной, газоводяной) контакт (ВНК, ГНК, ГВК) – граничная поверхность в переходной зоне нефтяной (газовой) залежи, ниже которой фазовая проницаемость для нефти (газа) равна нулю, т.е. выше которой из пласта получают приток нефти (газа) с водой.

Высота залежи – расстояние от ГВК (ВНК) до самой высокой точки кровли проницаемых отложений (кровли залежи).

Пересечение ГНК (ГВК) с кровлей пласта дает внешний контур газоносности.

Пересечение ГНК (ГВК) с подошвой пласта дает внутренний контур газоносности.

Пересечение ВНК с кровлей пласта дает внешний контур нефтеносности.

Пересечение ВНК с подошвой пласта дает внутренний контур нефтеносности.

12. Классификации залежей (ловушек) УВ

По **типу природного резервуара** различают залежи (ловушки): пластовые, массивные и литологически ограниченные со всех сторон (И.О. Брод).

В залежах **пластового** типа УВ-флюиды контролируются кровлей и подошвой конкретного пласта-коллектора (чаще всего это песчаная пачка), который ограничен сверху и снизу породами-флюидоупорами, движение флюида осуществляется вдоль пласта (латерально).

Залежи пластового типа подразделяются на полнопластовые и неполнопластовые (водоплавающие). Первые имеют внешний и внутренний контуры газо- (нефте-) носности, вторые – только внешний. В плане чаще всего имеют изометричную и удлиненную форму.

В залежах **массивного** типа УВ-флюиды удерживаются лишь породами крышки, движение пластового флюида осуществляется во всех направлениях. Для массивной залежи характерны только внешние контуры газо- и нефтеносности. Массивные залежи чаще приурочены к карбонатным коллекторам, в плане чаще всего имеют форму круга.

Литологически ограниченные со всех сторон залежи окружены непроницаемыми породами, движение пластового флюида не происходит, а внешний и внутренний контуры газо- (нефте-) носности в плане имеют неправильные очертания. Залежи чаще приурочены к обломочным и нетрадиционным коллекторам, к линзовидным и неантиклинальным ловушкам.

В зависимости от продуктивности эксплуатационных скважин А.Э. Конторовичем разработана классификация по рабочим дебитам (таблица 6). Необходимо отметить, что например в США среднестатистический дебит нефтяной скважины составляет 2-5 т/сут. В РФ отмечается пренебрежительное отношение к мелким залежам и погоня только за крупным экономическим эффектом.

Таблица 6 – Классификация залежей по значениям рабочих дебитов (по А.Э. Конторовичу)

Класс	Залежь	Дебиты нефти, т/сут.	Дебиты газа, м ³ /сут.
1	высокодебитная	более 100	более 1 млн
2	среднедебитная	10-100	100 тыс-1 млн
3	мелкодебитная	2-10	20 тыс- 100 тыс
4	непромышленная	менее 2	менее 20 тыс

По сложности геологического строения выделяются залежи:

простого строения – однофазные залежи, связанные с ненарушенными или слабонарушенными структурами, продуктивные пласты характеризуются выдержанностью толщин и коллекторских свойств по площади и разрезу;

сложного строения – одно- и двухфазные залежи, характеризующиеся невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов по площади и разрезу или наличием литологических замещений коллекторов непроницаемыми породами, либо тектонических нарушений;

очень сложного строения – одно- и двухфазные залежи, характеризующиеся как наличием литологических замещений или тектонических нарушений, так и невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов.

По начальному фазовому состоянию и составу основных углеводородных соединений в недрах залежи подразделяются на однофазные и двухфазные.

К однофазным залежам относятся:

а) нефтяные залежи, приуроченные к пластам-коллекторам, содержащим нефть, насыщенную в различной степени газом;

б) газовые или газоконденсатные залежи, приуроченные к пластам-коллекторам, содержащим газ или газ с углеводородным конденсатом.

К двухфазным залежам относятся залежи, приуроченные к пластам-коллекторам, содержащим нефть с растворенным газом и свободный газ над нефтью (нефтяная залежь с газовой шапкой или газовая залежь с нефтяной оторочкой). В отдельных случаях свободный газ таких залежей может содержать углеводородный конденсат. По отношению объема нефтенасыщенной части залежи к объему всей залежи двухфазные залежи подразделяются на:

а) нефтяные с газовой или газоконденсатной шапкой (нефти более 0,75);

б) газо- или газоконденсатнефтяные (нефти от 0,50 до 0,75);

в) нефтегазовые или нефтегазоконденсатные (нефти от 0,25 до 0,50);

г) газовые или газоконденсатные с нефтяной оторочкой (нефти менее 0,25).

13. Построение профилей

На различных этапах поисково-оценочных и разведочных работ на нефть и газ обязательно составляются профильные разрезы по скважинам с использованием структурных карт, либо по линиям сейсмических профилей. В зависимости от задач, а также по степени наполнения информацией, их подразделяют на профили геологические и геолого-геофизические.

Геологические профили представляют собой графическое изображение строения осадочных толщ в вертикальном сечении. На них изображаются литологический состав пород, основные горизонты, пачки, пласты и условия их залегания, а также характер расположения углеводородных залежей. При построении профиля, как правило, отношение вертикального и горизонтального масштабов не должно превышать 1:10.

Геолого-геофизические профили дополнительно несут информацию о морфологии основных сейсмических отражающих горизонтах осадочного чехла, которые будучи изохронными поверхностями, существенно уточняют положение геологических границ в межскважинном пространстве.

Наиболее наглядными являются поперечные (вкрест простирания) профили, продольные профили строятся по простиранию отдельных структур. Они дают представление о строении залежи и площади исследования. Диагональные профили, секущие структурные элементы под разными углами составляются для изучения фациальной изменчивости отложений, дизъюнктивных нарушений и т.д.

Когда необходимо отобразить строение отдельных продуктивных пластов или залежи, на профиле может отображаться не весь разрез, а только его часть. В этом случае при построении профиля проводят не нулевую, а условную линию с произвольно выбранной абсолютной отметкой, от которой производится отсчет.

14. Лабораторные работы

Задание 1. Построение геологического профиля газовой залежи в пласте ПК₁ Западно-Тамбейского месторождения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции по линии скважин.

Исходные данные: структурная карта кровли песчаников пласта ПК₁ Западно-Тамбейского нефтегазоконденсатного месторождения (рисунок 1).

Значения необходимые для построения профиля газовой залежи: 1) горизонтальный масштаб увеличить в два раза относительно схемы-бланковки; 2) вертикальный масштаб определить самостоятельно; 3) коллектор - песчаники с пористостью 22% и проницаемостью 350 мД, мощность - 20 м; 4) верхний флюидоупор - глины, мощностью 15 м, давление прорыва газа 7 МПа; 5) подстилающие породы - глины, мощностью 30 м.

Цель: построить профиль газовой залежи, на основании полученного профиля охарактеризовать данную залежь.

Порядок выполнения задания: 1) с помощью схемы-бланковки газовой залежи, используя все имеющиеся сведения о глубине залегания залежи, литологическом составе и мощности пород-коллекторов, а также пород-флюидоупоров и подстилающих пород, построить геологический профиль газовой залежи; 2) определить группу и класс коллектора; 3) определить класс флюидоупора; 4) нанести линию ГВК на профиле; 5) дать подробную характеристику типа залежи.

Задание 2. Построение геологического профиля нефтяной залежи в веякской свите Среднемакарихинского месторождения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции по линии скважин.

Исходные данные: структурная карта кровли проницаемых карбонатных отложений веякской свиты Среднемакарихинского нефтяного месторождения (рисунок 2).

Значения необходимые для построения профиля газонефтяной залежи: 1) горизонтальный масштаб увеличить в два раза относительно схемы-бланковки; 2) вертикальный масштаб определить самостоятельно; 3) коллектор - доломит с пористостью 12% и проницаемостью 120 мД, мощность - 160 м; 4) верхний флюидоупор - глины, мощностью 25 м, давление прорыва газа 5 МПа; 5) подстилающие породы - известняки, мощностью 150 м.

Цель: построить профиль нефтяной залежи, дать подробную характеристику залежи.

Порядок выполнения работы: 1) используя схему-бланковку нарисовать геологический профиль нефтяной залежи, опираясь на приведенные выше значения обязательные для построения; 2) определить группу и класс коллектора; 3) определить класс флюидоупора; 4) нанести линию ВНК на профиле; 5) дать подробную характеристику типа залежи.

Задание 3. Построение геологического профиля газоконденсатной залежи в пласте I дагинского горизонта Кирицкого месторождения Северо-Сахалинской нефтегазоносной провинции через скважину.

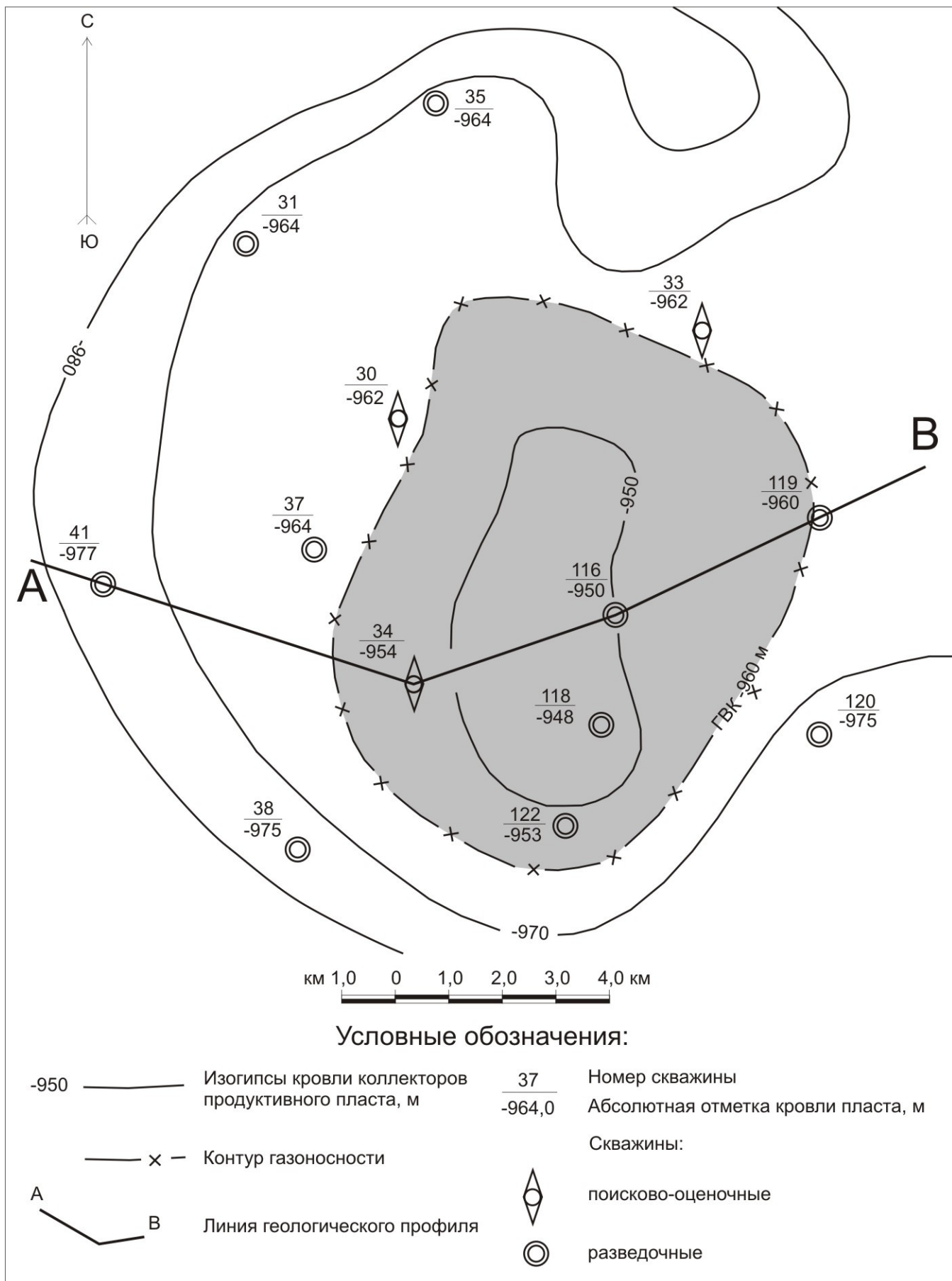


Рисунок 1 – Структурная карта кровли песчаников пласта ПК₁ Западно-Тамбейского нефтегазоконденсатного месторождения

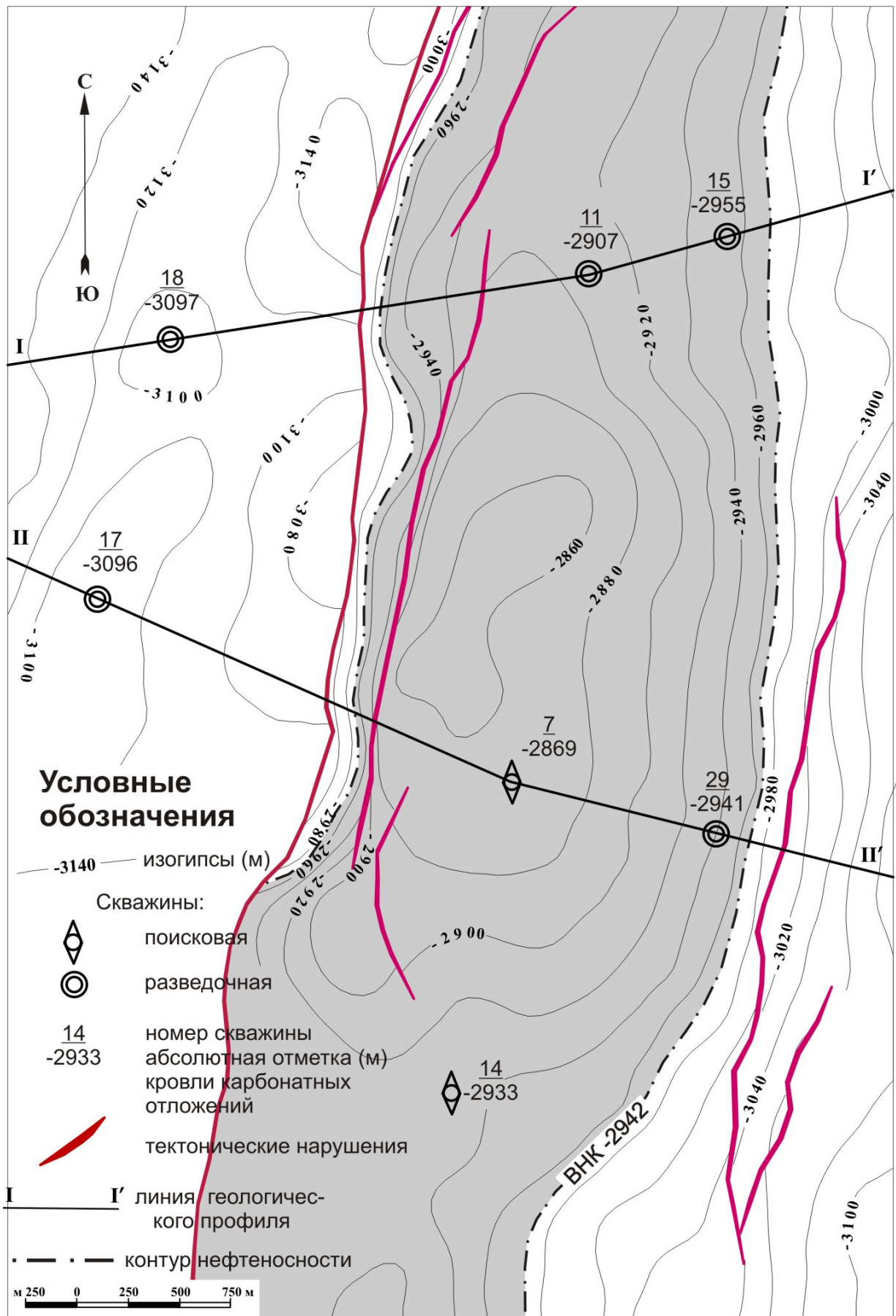


Рисунок 2 – Структурная карта кровли проницаемых карбонатных отложений веяжской свиты Среднемакарихинского нефтяного месторождения

Исходные данные: структурная карта кровли песчаников пласта I дагинского горизонта Киринского газоконденсатного месторождения (рисунок 3).

Значения необходимые для построения профиля газовой залежи: 1) горизонтальный масштаб увеличить в два раза относительно схемы-бланковки; 2) вертикальный масштаб определить самостоятельно; 3) коллектор - песчаники с пористостью 18% и проницаемостью 320 мД, мощность - 30 м; 4) верхний флюидоупор - глины, мощностью 70 м, давление прорыва газа 9 МПа; 5) подстилающие породы - глины, мощностью 50 м.

Цель: построить профиль нефтяной залежи, дать подробную характеристику типа залежи и ее параметров.

Порядок выполнения задания: 1) с помощью схемы-бланковки, используя все имеющиеся сведения о глубине залегания продуктивных отложений, литологическом составе и мощности пород-коллекторов, а также пород-флюидоупоров и подстилающих пород, построить геологический профиль газоконденсатной залежи; 2) определить группу и класс коллектора; 3) определить класс флюидоупора; 4) нанести линию ГВК на профиле; 5) охарактеризовать следующие параметры: тип природного резервуара, генезис ловушки, форму ловушки, морфологический тип ловушки; 6) дать подробную характеристику типа залежи.

Рисунки должны выполняться простыми карандашами (твёрдо-мягким и твёрдым), поскольку чернила не позволяют вносить исправления.

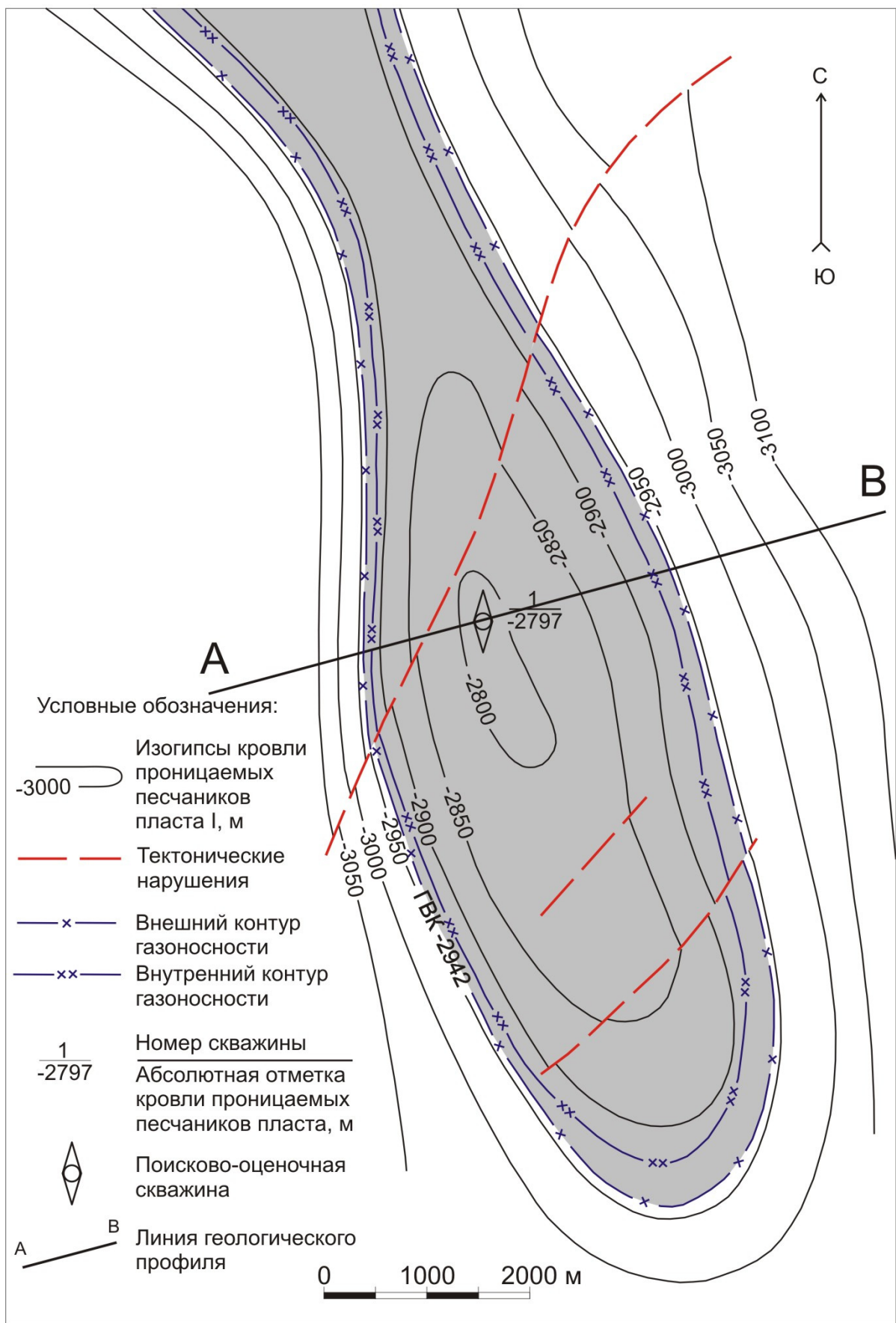


Рисунок 3 – Структурная карта кровли песчаников пласта I дагинского горизонта Киринского газоконденсатного месторождения

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бека К. Геология нефти и газа [Текст]: монография / К. Бека, И. Высоцкий. – М.: Недра, 1976. – 592 с.
2. Еременко Н.А. Геология нефти и газа на рубеже веков / Н.А. Еременко, Г.Б. Челингар. – М.: Наука, 1996. – 176 с.
3. Малышева Е.О. Природные резервуары в терригенных формациях Печорского нефтегазоносного бассейна / Е.О. Малышева, З.В. Ларионова, Н.Н. Рябинкина, Н.Н. Тимонина // Тр. ИГ Коми НЦ УрО РАН. Сыктывкар, 1993. – 154 с.
4. Методические рекомендации по изучению и прогнозу коллекторов нефти и газа сложного типа. – Л.: Недра, 1989. – 103 с.
5. Методические рекомендации по составлению карт природных резервуаров нефти и газа. – М.: ВНИГНИ, 1990. – 56 с.
6. Черников К.А. Словарь по геологии нефти и газа [Текст]: справочное издание / К.А. Черников, М.Г. Аристаров, Я.А. Драновский и др. – Л.: Недра, 1988. – 679 с.
7. Неручев С.Г. Словарь по геохимии нефти и газа [Текст]: справочное издание / С.Г. Неручев, Е.А. Рогозина, В.К. Шиманский и др. – СПб.: Недра, 1998. – 576 с.