

КАЗАНСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

Институт геологии и нефтегазовых технологий

Кафедра геологии нефти и газа

Н.Г. НУРГАЛИЕВА

**ПРАКТИКУМ
ПО БАССЕЙНОВОМУ АНАЛИЗУ**

Учебно-методическое пособие
по выполнению практикума для студентов и аспирантов, обучающихся
по направлениям 05.03.01, 05.04.01 «Геология», 05.06.01 «Науки о Земле»

КАЗАНЬ – 2017

УДК 55:550.4

*Печатается по решению учебно-методической комиссии
Института геологии и нефтегазовых технологий КФУ
Протокол № 1 от 24 ноября 2016 г.*

Составитель:
Н.Г. Нургалиева

Рецензенты

зав. кафедрой геологии нефти и газа, профессор, д.г.-м.н. Успенский Б.В.
доцент, к.г.-м.н. Р.А.Батырбаева

Практикум бассейновому анализу: учебно-методическое пособие по выполнению практических заданий для студентов и аспирантов, обучающихся по направлениям 05.03.01, 05.04.01 «Геология», 21.03.01 «Нефтегазовое дело», 25.00.12 «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений» направления 05.06.01 - Науки о Земле по курсам «Геология и геохимия нефти и газа», "Секвенс-стратиграфия", «Анализ бассейнов осадконакопления», «Основы формационного анализа нефтегазоносных толщ», «Основы секвенс- и изотопной стратиграфии для изучения нефтегазоносных комплексов» /Н.Г. Нургалиева – Казань: Казан. ун-т. –2017. – 34 с.

Предназначено для теоретического и практического освоения способов изучения строения и генезиса осадочных продуктивных комплексов.

© Нургалиева Н.Г., 2017 г.
© Казанский университет, 2017 г.

Оглавление

Введение	4
Практическая работа №1. Изостатические расчеты.....	4
Практическая работа №2. Анализ строения осадочного бассейна для историко-генетических реконструкций	10
Практическая работа №3. Палеогеологическое конструирование	18
Список рекомендуемой литературы	33

Введение

Настоящее пособие предлагает выполнение практических заданий, направленных на решение вопросов, связанных с освоением способов исследования строения осадочных продуктивных комплексов и выявления условий их формирования в рамках анализа бассейнов осадконакопления.

Практическая работа №1.

Изостатические расчеты

В данной работе используется моделирование согласно подходу по [Angevine et al., 1990].

Вспомним закон Архимеда, согласно которому, на любое тело, погруженное в жидкость или газ, действует выталкивающая сила прямо пропорциональная весу вытесненной жидкости (рис.1).

Данный закон применим для объектов, где литосфера латерально не растянута и каждый разрез является результатом изостатической локальной компенсации.

Можно положить, что литосфера (земная кора + верхняя мантия) совершает флотацию в жидкой астеносфере. Простая иллюстрация этого положения показана на рис.1. При этом давление во флюиде не дифференцируется.

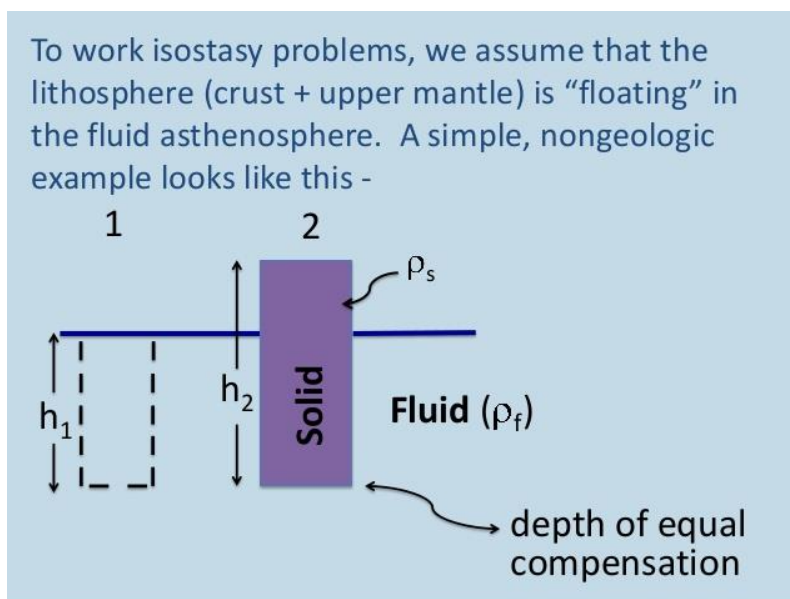


Рис.1.

Чтобы посчитать соотношение сил, предполагаем, что силы в двух колонках 1 и 2 равны друг другу (рис.2).

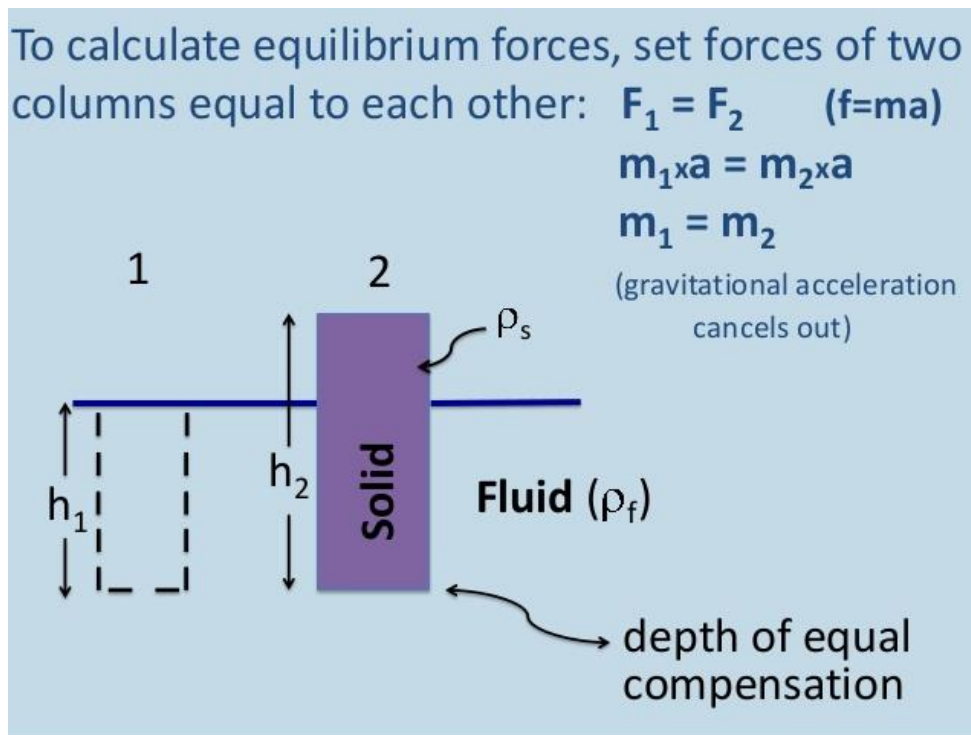


Рис.2.

Так как масса равна произведению плотности на объем, а сечение точек одинаково, тогда получим равенство произведений плотности флюида на h_1 и плотности твердого тела на h_2 (рис.3).

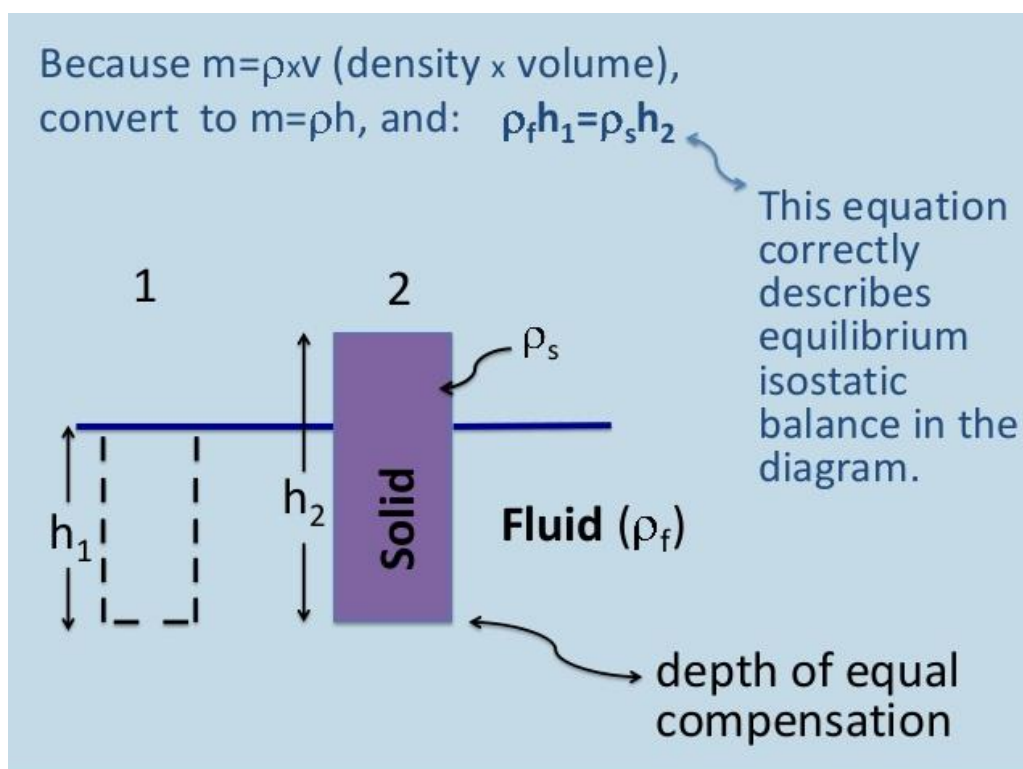


Рис.3.

Полученное равенство описывает изостатический баланс.

Пример 1. Оценить толщину литосферы.

В этом примере даны глубина поверхности Мохо $hc=35$ км по сейсмическим данным, величина поднятия $e=3$ км, а также плотности земной коры 2800 кг/м^3 , мантии 3400 кг/м^3 и астеносферы 3300 кг/м^3 . Необходимо определить глубину границы литосферы (рис.4).

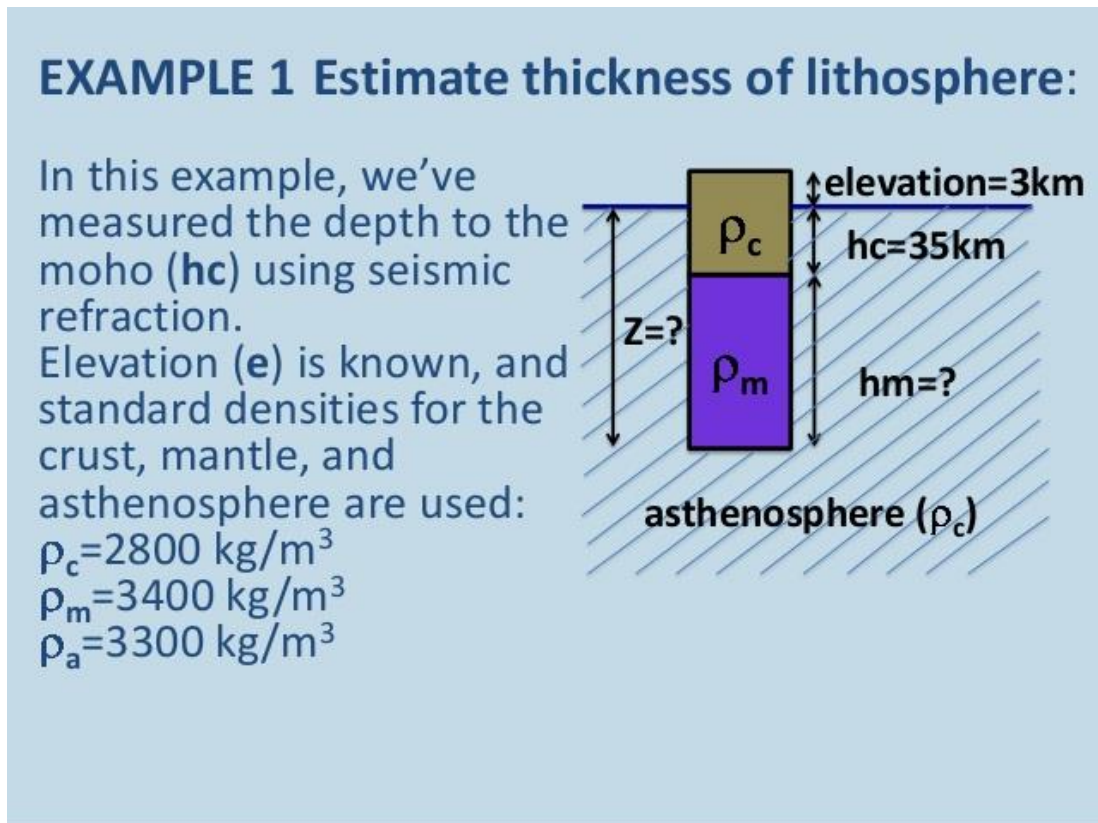


Рис.4.

Решение (рис.5):

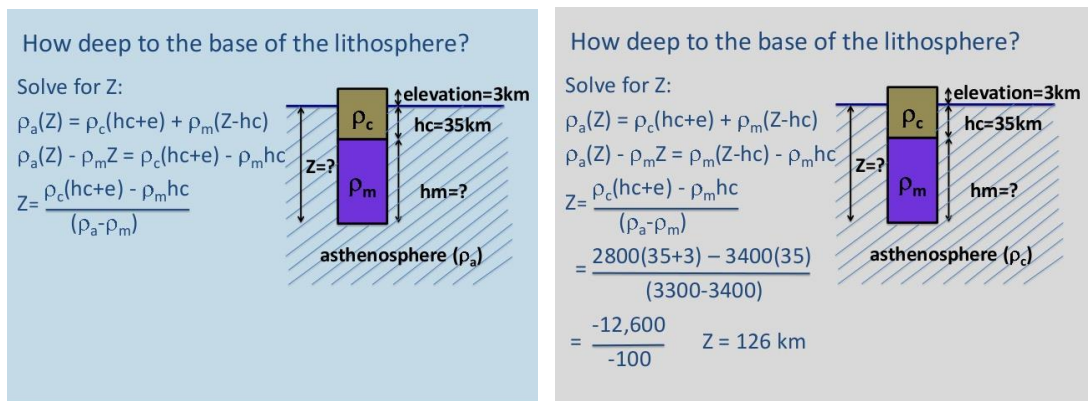


Рис.5.

Пример 2. Расчет заполнения бассейна осадками.

Пусть бассейн имеет глубину 1 км и заполнен только водой. Оценить эффект заполнения бассейна осадками до уровня моря (рис.6). Плотности земной коры, мантии и астеносферы такие же как в предыдущем задании. Плотность воды 1000 кг/м³. Плотность осадка 2300 кг/м³.

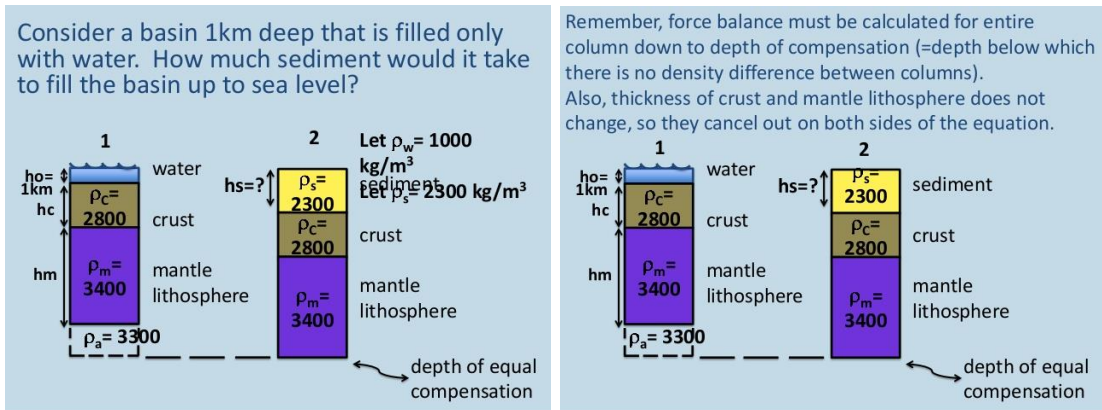


Рис.6.

Решение (рис.7):

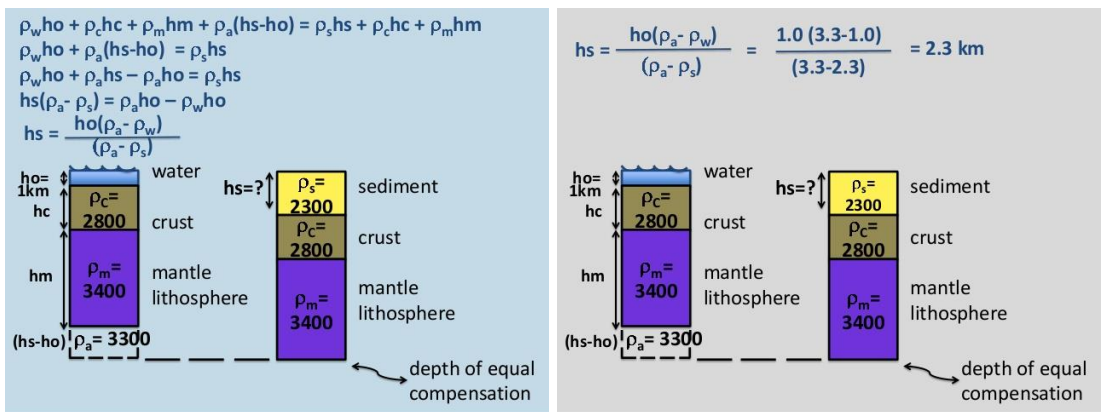


Рис.7.

Пример 2б.

Расчет заполнения бассейна Аларкон (рис.8).

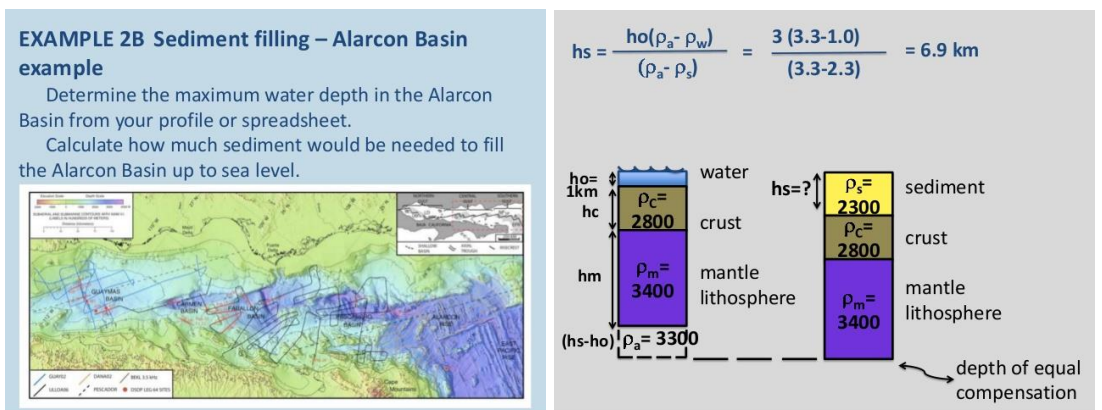


Рис.8.

Пример 3. Оценить эффект утончения земной коры при формировании осадочного бассейна (рис. 9-11).

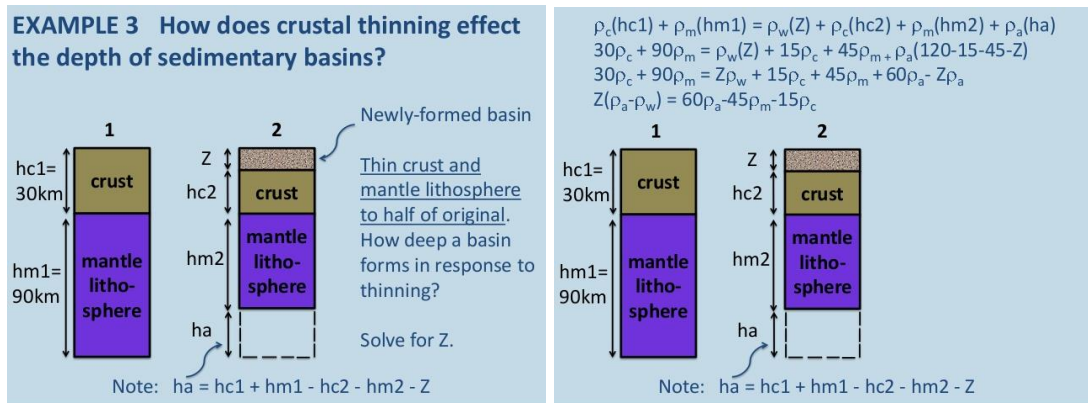


Рис. 9.

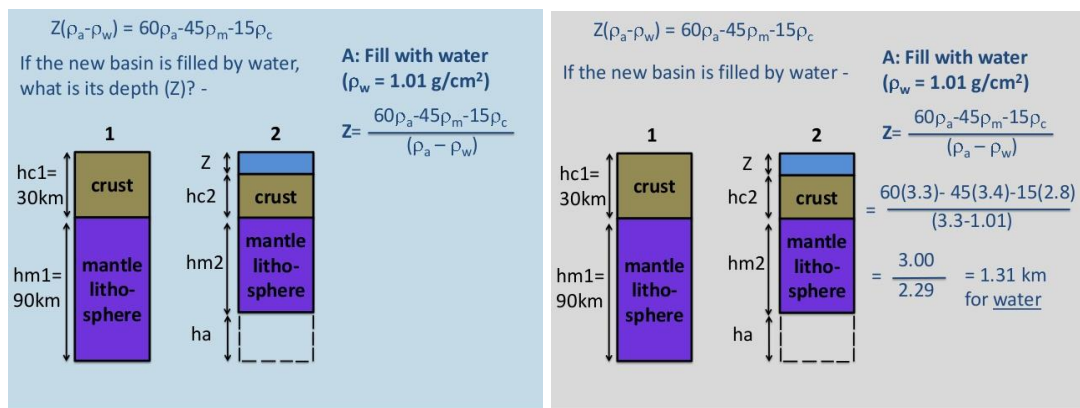


Рис.10.

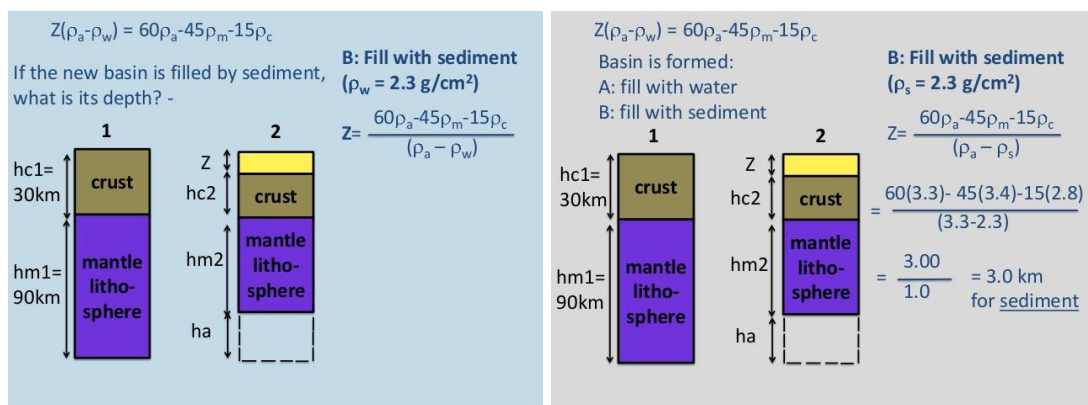


Рис.11.

Пример 3В. Оценить эффект утончения земной коры при формировании осадочного бассейна Верхний Делфин (рис. 12-14).

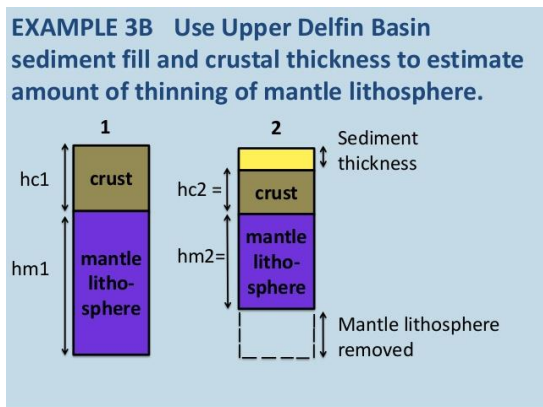


Рис.12.

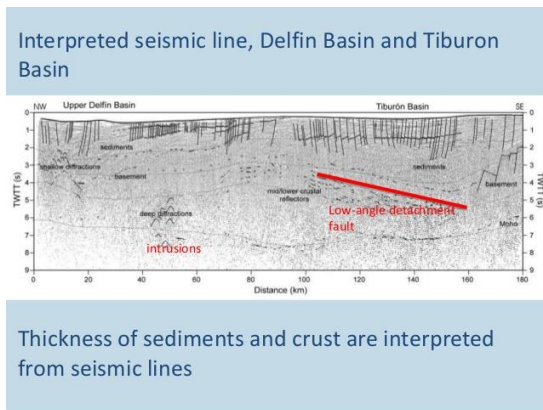
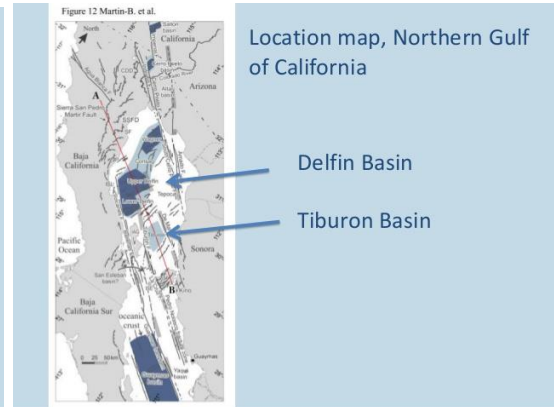


Рис.13.

Minimum thicknesses, Delfin Basin

Sediments	4 km
Metasediments	4 km
Intrusions	0.4 km
Other	1 km

from Dorsey, 2010, Table 1

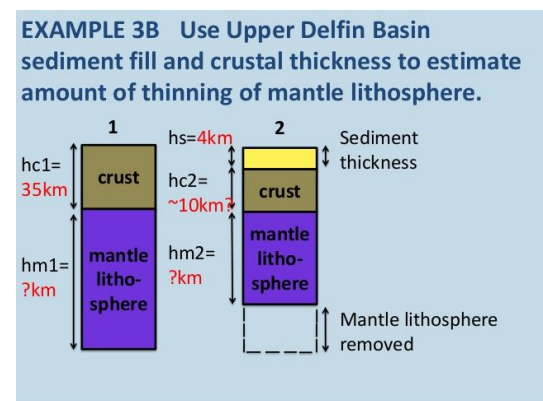


Рис.14.

Notes, 9-20-13
 Example 3b - another G of CA example – how much mantle lithosphere has been removed? [“inversion” of the question. First solve for amt of sed fill, 2nd measure crust and sed. Thickness and solve for amt of mantle lithosphere removed]

Dorsey 2010 Geology paper – table of approximate sediment & metasediment fill in basin (Salton Trough and other northern G of CA basins)

Need 1) initial (pre-rifting crustal thickness – Martin-Barajas paper in press, or Couch et al. ‘91??) [~35 km]
 2) Thinned crust (either in Couch, or in an existing Martin-Barajas lead or co-author) [~ 14ish, of which 7ish is sed.s + metased.s]

Практическая работа №2.

Анализ строения осадочного бассейна для историко-генетических реконструкций

Геологическая история осадочного бассейна описывается во временных интервалах, соответствующих подразделениям геохронологической шкалы, а их количество зависит от степени изученности разреза и задач исследования. В случае общегеологических реконструкций чаще выбираются интервалы разреза, соответствующие ярусам международной стратиграфической шкалы или свитам (горизонтам) региональной стратиграфической шкалы. При оценке перспектив нефтегазоносности необходимо расчленять разрез на литолого-стратиграфические комплексы, длительность формирования которых (от веков до периодов) отражает конструктивные этапы развития бассейна.

Важной основой историко-генетической реконструкции осадочного бассейна является изохронность выделяемых интервалов разреза.

В осадочной толще выделяются литофации – слои или пачки слоев, сложенных породами, формирование которых происходило в определенных физико-географических условиях: в морских (фации открытого моря в глубоководной, мелководной или прибрежной его частях; фации лагун и изолированных от мирового океана бассейнов), в континентальных (фации прибрежно-морских или аллювиальных равнин, опресненных или пресноводных бассейнов, предгорных и межгорных впадин и др.) или в переходных условиях (фации дельт и баров, прибрежных равнин, периодически затопляемых морем участков суши и др.). Толщина литофации с учетом времени ее образования позволяет судить о скорости осадконакопления и скорости погружения земной коры, выделять области компенсированного и некомпенсированного прогибания.

К комплексам пород более высокого, чем литофации, ранга относятся формации – парагенетические комплексы пород, отражающие тектонические и физико-географические условия накопления. Примером таких формаций

являются морские терригенные или карбонатные, эвапоритовые, молассовые, флишевые, покровно-ледниковые, угленосные (паралические или континентальные) формации. Изучение формаций позволяет восстановить палеотектонические и физико-географические условия осадконакопления крупных участков земной коры [Нургалиева, 2016а].

Выделение литолого-стратиграфических комплексов на основе комплекса разнообразных литологических, стратиграфических, геофизических и других данных, построение и анализ карт литофаций и толщин рассматриваются ниже как важные этапы структурно-формационного анализа и историко-генетических реконструкций.

Карты литофаций и толщин

Карты литофаций и толщин показывают площадное распределение осадков и условия их формирования в течение определенного интервала времени. Исходными данными являются литолого-фациальные разрезы, структурные и геологические карты. Масштаб построения определяется масштабом исходных карт. Карты литофаций должны отвечать следующим требованиям:

1. На них должны быть показаны все точки получения информации о породах данного интервала разреза со значениями толщины.
2. Точки, где нет отложений данного интервала, также показываются с обозначением возраста контактирующих более древних и более молодых отложений.
3. На карте строят линии равных толщин.
4. Проводятся границы смены литологического состава и фаций. Границы обычно проводятся пунктирными линиями, что подчеркивает неопределенность их положения в пространстве и времени.
5. Должны быть показаны области отсутствия отложений, которые очерчивают сушу или острова, либо области последующего размыва отложений. То или иное предположение рассматривается по фациальному

составу пород, прилегающих к областям отсутствия изучаемых отложений. Анализ возраста пород, контактирующих с областями отсутствия изучаемых отложений, дает возможность определить длительность существования суши или глубину размыва ранее накопившихся отложений.

Пример карты литофаций показан на рис.15.

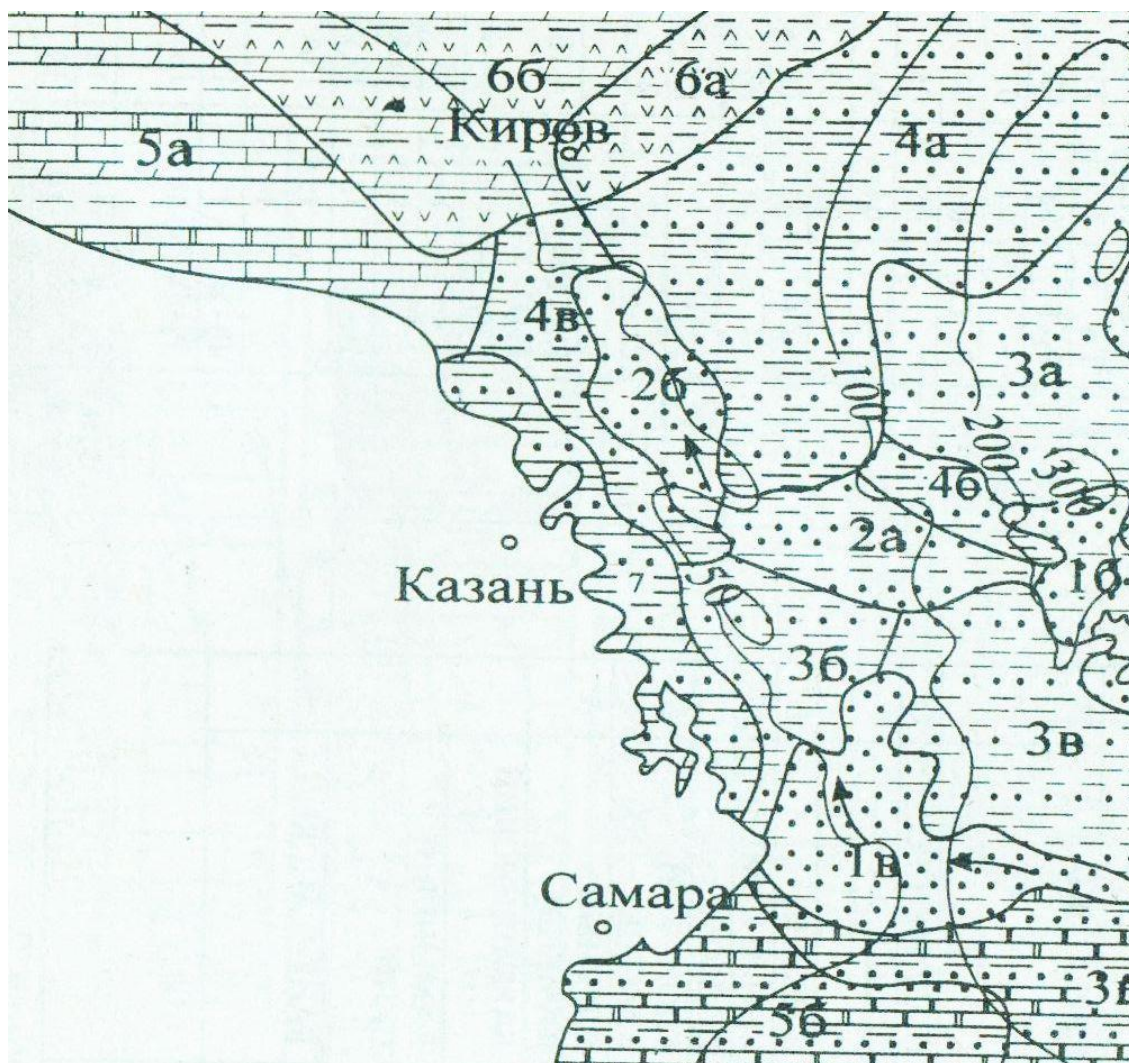


Рис.15. Фрагмент литолого-фациальной карты шешминского горизонта по (Сементовский, 1973) из [Нургалиева, 1999].

Здесь выделены следующие литолого-фациальные зоны: 1 – побережно-бассейновые алеврито-песчаные отложения: 1а, 1в – песчаники и глины с карбонатными прослоями, 1б – песчаники, глины и алевролиты; 2 – внутрибассейновые дельтовые песчано-глинистые отложения: 2а – глины и песчаники; 2б – глины, песчаники и алевролиты с прослоями мергелей; 3 –

бассейновые песчано-глинистые отложения: 3а, 3б – глины, песчаники и алевролиты, 3в – глины и песчаники с алевролитами; 3г – глины и песчаники с алевролитами и доломитами; 4 – бассейновые, существенно глинистые отложения: 4а, 4б, 4в – глины с алевролитами и песчаниками, а также прослоями мергелей и известняков; 5 – бассейновые терригенно-карбонатные отложения: 5а – глины и мергели с прослоями песчаников и алевролитов, местами ангидритов; 5б – доломиты и песчано-глинистые породы; 5в – известняки и доломиты с алевролитами и мергелями; 6 – лагунные сульфатно-терригенные отложения: 6а – сульфаты и алевролиты; 6б – сульфаты и глины с мергелями и карбонатными породами.

Выделение литолого-стратиграфических комплексов

Литолого-стратиграфический комплекс (ЛСК) – часть осадочного разреза бассейна, характеризующаяся определенным набором пород и способом их сочетания, геологическим возрастом, общностью геохимических и гидрогеологических характеристик. ЛСК состоят из пород, сформировавшихся на конструктивных этапах развития бассейна и ограниченных поверхностями региональных несогласий.

ЛСК, рассматриваемые как возможно нефтегазоносные, характеризуются наличием в составе природных резервуаров, их изолированностью от других ЛСК или приповерхностных проницаемых пород мощными флюидоупорами, обеспечивающими своеобразие геохимических и гидрогеологических характеристик.

Если в ЛСК установлены залежи углеводородов (УВ), то этот ЛСК называется нефтегазоносным. Различаются сингенетично и эпигенетично нефтегазоносные ЛСК по присутствию или отсутствию нефтематеринских пород и составу УВ в породах и залежах. Если наблюдаются значительные отличия состава УВ в различных залежах или их частях в пределах единого ЛСК, то последний может рассматриваться как комплекс со смешанными источниками питания УВ.

Так как ЛСК отражает конструктивные этапы геологического развития, то в его составе могут быть несколько интервалов разреза, определенных для построения литофациальных карт и литолого-фациальных разрезов.

ЛСК получает наименование по наиболее общей литологической характеристике (чаще по названию формации) и возрастного диапазона входящих в него пород, например, терригенный ниже-среднеюрский ЛСК.

Пример сопоставления разрезов уфимско-нижеказанского ЛСК в пределах Мелекесской морфоструктуры проиллюстрирован на рис.16.

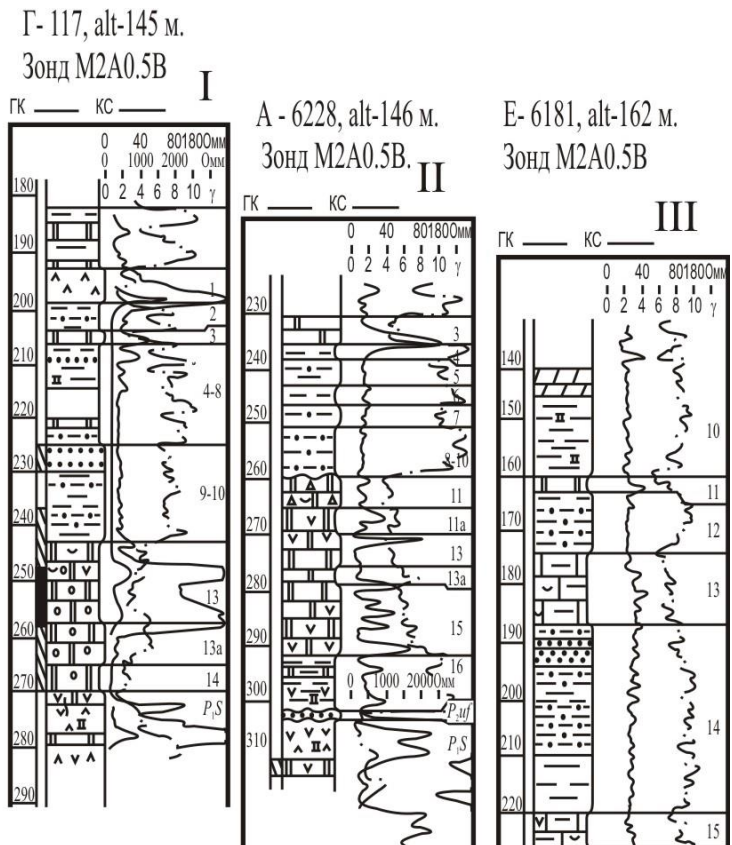
Здесь представлено строение уфимско-нижеказанского комплекса пород, расчлененного на пласты согласно схеме С.С.Эллерна [Нургалиева, 2016б] по характерным литолого-геофизическим изменениям. Данный ЛСК ограничен снизу поверхностями предверхнепермского размыва, а сверху выдержанными реперами доломитового пласта 3 и гипс-ангидритового пласта 1, который может рассматриваться как флюидоупор. В рассматриваемом ЛСК выявлены битумопроявления различной интенсивности. По генезису УВ скоплений данный ЛСК характеризуется как эпигенетичный.

Методика выявления ЛСК в разрезе осадочных пород

1. Собрать для исследуемой территории геофизические, геолого-геохимические и гидрогеологические материалы: сводный геологический разрез, разрезы глубоких скважин, сейсмические и геологические профили, структурные карты по разным уровням, карты поверхностей размыва, литолого-фациальные профили, карты литофаций и толщин.

2. Собрать результаты литологического изучения пород, геохимического изучения органического вещества, битумоидов, нефти и газа, результаты гидрогеологического изучения разреза и данные по опробованию флюидов в природных резервуарах бассейна.

Пласты по С.С.Эллерну	Индекс
Пласт 1	P2kz21
Пласт 2	
Пласт 3	
Пласты 4-10	??
Пласты 11-12	P2kz13
Пласты 13-14	P2kz12
Пласты 15-16	P2kz11



- Песчаники
- Алевролиты
- Глины и аргилиты
- Глинистые карбонаты
- Доломиты
- Оолитовые породы
- Доломиты с гипсом
- Доломиты глинистые
- Органогенные породы

- Трещиноватые доломиты
- Кавернозные доломиты
- Брекчированные доломиты
- Известняки
- Известняки глинистые
- Известняки с гипсом
- Гипсы
- Ангидриты
- Размыв

- Битумонасыщение
- Слабо неравномерное
 - Неравномерное
 - Интенсивно неравн.
 - Интенсивное

Рис.16. Сопоставление разрезов уфимско-нижеказанского ЛСК Мелекесской впадины.

3. На сводном геологическом разрезе обозначить поверхности региональных стратиграфических перерывов и все региональные флюидоупоры. Части разреза между региональными перерывами представляют собой комплексы пород, сформировавшиеся в принципиальные этапы развития.

4. Отметить в интервалах разреза все природные резервуары и оценить показатели заключенных в этих резервуарах флюидов (гидрохимические, гидродинамические, гидротермические, геохимические). Наличие резких отличий в показателях может служить основанием для расчленения ЛСК, а сходство их – для объединения частей разреза, разделенных региональными перерывами.

5. По данным геохимического изучения органического вещества (ОВ), битумоидов, УВ флюидов с учетом результатов опробования природных резервуаров оценить возможность нахождения нефтематеринских пород и залежей в каждом ЛСК.

6. Обозначить ЛСК на сводном разрезе.

Построение карты литофаций и толщин для выделенных ЛСК.

1. Подготовить карты бланковки для построения карт литофаций и толщин. Их число определяет число ЛСК, масштаб – основной масштаб имеющихся карт, а нагрузка – все точки информации, положение профилей и генерализованные географические ориентиры.

2. На каждую бланковку нанести данные о толщине ЛСК с указанием контактов разновозрастных пород. Построить изолинии равных толщин по всем картам, используя профили, структурные карты и др. Обозначить области отсутствия отложений ЛСК и дать им возможную палеогеографическую или палеотектоническую характеристику.

3. Выделить на картах зоны развития различного литологического состава или различного сочетания литологических разностей пород. Используя имеющиеся карты литофаций и толщин определить положение границ смены

литологического состава или разрезов с различным сочетанием пород. Составить условные штриховые обозначения и нанести их на карту.

4. Обозначить и нанести на карту области различных фациальных обстановок, используя цветовые или текстурные условные знаки. Поскольку карты строят для оценки перспектив нефтегазоносности, спектр условных обозначений должен помогать определению степени благоприятности обстановок для захоронения органического вещества. Н.Б.Вассоевич, например, рекомендовал использовать для этой цели цвета, соответствующие цвету соединений железа, определяющих окислительно-восстановительный потенциал осадков. Красные тона свидетельствуют об окислительной обстановке, желтые – о нейтральной обстановке, синие – о восстановительной обстановке. Степень плотности окраски можно использовать для более детального показа благоприятности или не благоприятности фациальной обстановки.

5. Унифицировать условные обозначения для всех карт, составить заголовки, назвав каждый ЛСК и обозначив источник информации, положенный в основу карт.

Для того чтобы оценить перспективы нефтегазоносности бассейна, необходимо изучить масштабы и возможности генерации, миграции и концентрации углеводородов. Согласно теории осадочного происхождения нефти, главным фактором генерации УВ в нефтематеринских породах является трансформация органического вещества пород под воздействием температур. Внутреннее тепло Земли является основным источником тепла в земной коре. Следовательно, глубина погружения пород в ходе развития осадочно-породных бассейнов может являться показателем вероятности генерации УВ. Реконструкция глубины погружения производится по литологическим, палеотектоническим и геохимическим данным.

Практическая работа №3.

Палеогеологическое конструирование

Структурно-формационные профили

Структурно-формационные профили служат для отображения состава и условий формирования осадков в определенном интервале геологического времени. Исходными данными для их построения являются:

1. Разрезы в скважинах и обнажениях.
2. Данные сейсмостратиграфического расчленения.
3. Данные литологического изучения пород.

Масштабы профилей и их соотношение определяются с учетом размеров бассейна, толщин фаций, слоев и прослоев.

Построение структурно-формационного профиля должно происходить согласно следующим правилам:

- 1) Точки наблюдения (скважины) должны располагаться с учетом расстояний между ними.
- 2) Выбирается реперная поверхность и соответственно реперная линия и ее положение принимается как горизонтальное. От уровня этой поверхности и линии откладываются толщины ниже- и вышележащих слоев. Таким образом, можно интерпретировать условия залегания нижележащих слоев к моменту времени, соответствующему реперной линии, а также условия накопления слоев, залегающих выше выбранной реперной линии.

Пример структурно-формационного профиля казанских отложений в пределах Мелекесской морфоструктуры показан на рис.17.

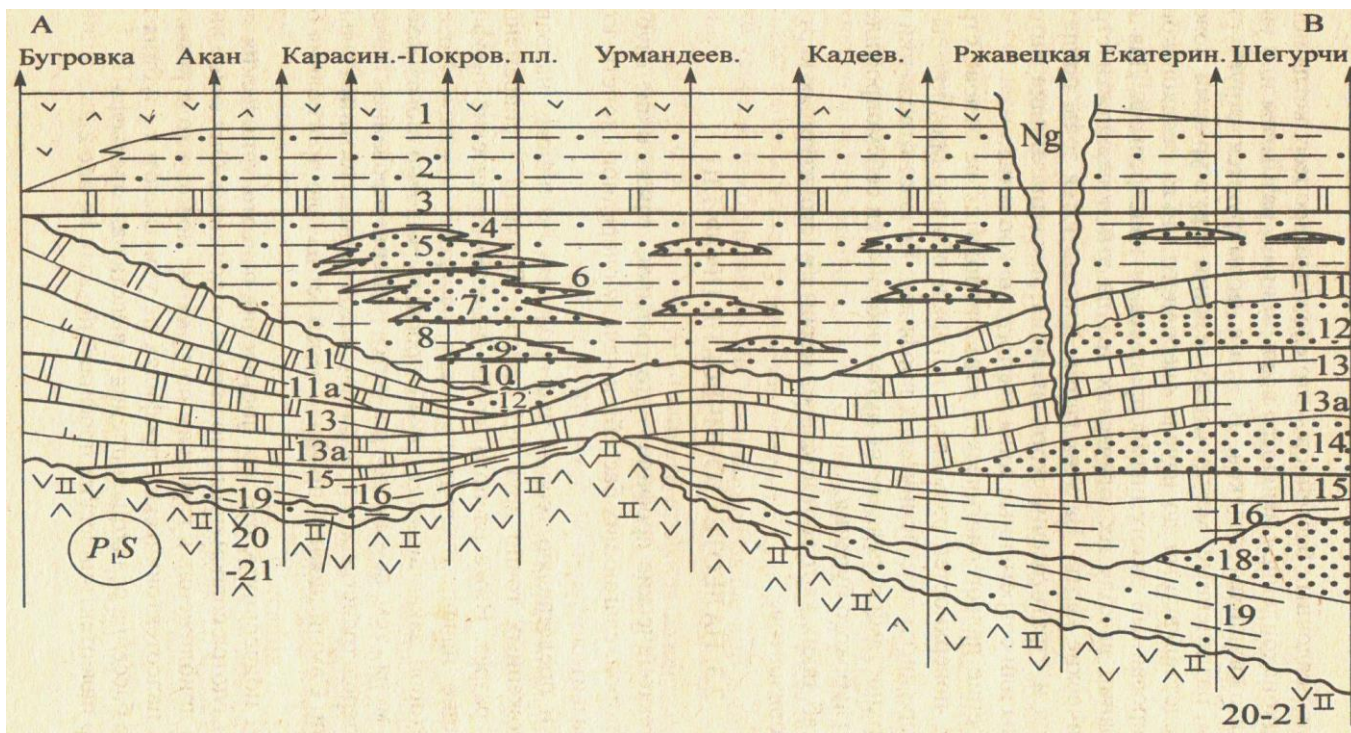


Рис.17. Структурно-формационный профиль (Мелекесская впадина) по (Эллерн и др., 1987) из [Нургалиева, 1999]. Нумерация пластов и условные обозначения соответствуют рис.16. Реперная поверхность – подошва пласта 3.

Методика построения структурно-формационного профиля:

1. Собрать все разрезы скважин и обнажений, схемы общей и детальной корреляции разрезов скважин, геологические профили, структурные и палеогеологические карты, карты литофаций и мощностей.

2. Определить направления литолого-палеогеографических профилей. Линии профилей должны проходить по наиболее информативным точкам и рассекать всю площадь изучаемого бассейна или его части. Профили вкrest длинной оси бассейна должны быть примерно на равном расстоянии друг от друга и сравнительно параллельны. Стыкующий профиль должен проходить по наиболее информативным точкам поперечных профилей.

3. Построить структурно-формационные профили по правилам, описанным выше.

Палеогеологические карты

История осадочных бассейнов – это сложный процесс, когда погружение и осадконакопление сменяются воздыманием, размывом или уничтожением

отложившихся осадков. В итоге формируются структурные этажи, ярусы, разделенные между собой резкими структурными поверхностями, представлявшими до начала очередного цикла осадконакопления сnivelированный экзогенными процессами палеорельеф. Для изображения границ выхода геологических тел на эти поверхности строят палеогеологические карты. На этих картах фиксируются зоны поднятий, выклинивания и стратиграфические срезания, представляющие интерес как палеозоны или современные зоны нефтегазонакопления.

Построение палеогеологических карт проводится на основе структурных карт поверхностей размыва, к которым обычно приурочены отражающие горизонты на сейсмических профилях. Возраст отложений под такими поверхностями определяется путем обработки сейсмопрофилей и результатом глубокого бурения.

Масштаб таких карт соответствует масштабу структурных карт отражающих горизонтов.

Палеотектонические профили

Палеотектонические профили – это графики, отражающие глубину нахождения пород, слагающих бассейн к началу очередного конструктивного этапа развития.

Графики представляют собой ряд профилей по одному направлению, расположенных точно друг под другом. Верхний – современный профильный разрез. Ниже располагаются палеотектонические профили, соответствующие началу очередного этапа осадконакопления. Поверхность, на которой заканчивается такой профиль, условно показывается как уровень моря, тем самым обозначается выровненная поверхность суши перед трансгрессией моря или затоплением континентальными водоемами. Самый нижний профиль отражает начало прогибания бассейна.

Следует подчеркнуть, что для построения палеотектонических профилей используются современные толщины отложений. Они дают лишь очень грубое приближение к глубинам погружения пород в ходе развития бассейна. На

палеотектонических профилях не учитываются глубина погружения дна бассейна осадконакопления и высота палеорельефа.

Пример палеотектонических профилей показан на рис.18.

Методика построения палеотектонических профилей бассейна:

1. Выбрать профильные разрезы и литолого-палеогеографические разрезы по выделенным ЛСК.

2. На листах миллиметровки или графического редактора расположить в верхней части геологический профиль с показом разрезов скважин или сейсмических профилей, на которых базировалось построение разреза.

3. Под геологическим профилем расположить заготовки для палеотектонических профилей с обозначением масштабных линеек на концах нулевых линий. Число заготовок должно соответствовать числу выделенных ЛСК. Каждая заготовка обозначается по верхнему возрасту ЛСК (рекомендуется соответствовать хронологическим подразделениям международной шкалы).

4. На заготовках построить разрезы соответствующего ЛСК, используя литолого-палеогеографические профили и разрезы скважин, имеющих на геологическом профиле.

5. Сохраняя вертикальные толщины отложений нижележащего ЛСК, построить границы комплексов вниз от границ вышележащего ЛСК.

6. Раскрасить палеотектонические профили в цвета геохронологической шкалы и сделать заголовок со ссылкой на использованные для построения материалы.

Палеоструктурные карты

Палеоструктурные карты показывают толщины определенного ЛСК или другого комплекса отложений. Они отражают глубину залегания его подошвы на момент окончания формирования, перед началом накопления вышележащего комплекса осадков.

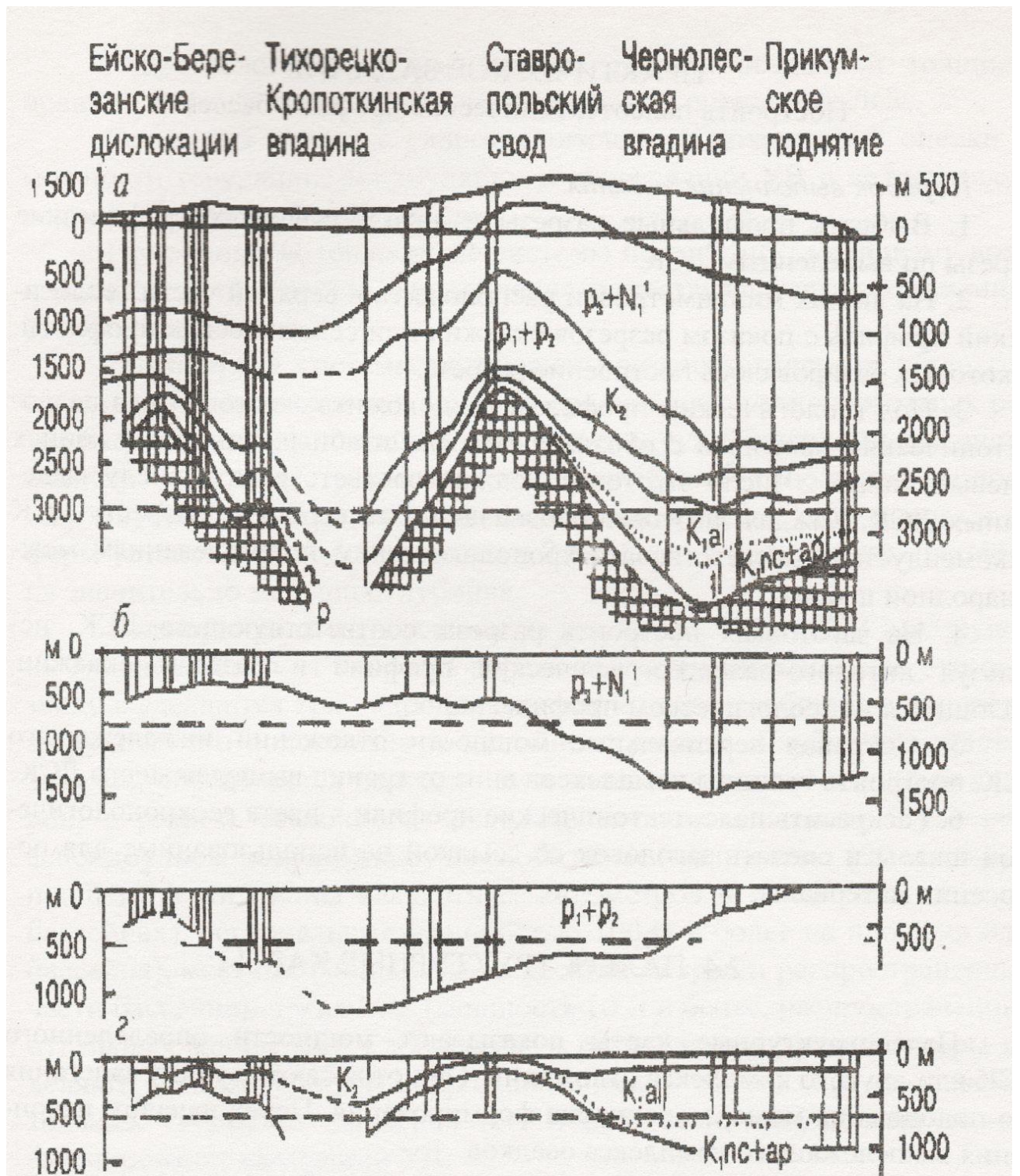


Рис.18. Современный и палеотектонический профили Предкавказья (по Ю.А.Сударикову, 1977) из [Нургалиева, 1999]:

а – современный профиль; б, г – палеотектонические профили, показывающие толщины: б – майкопской свиты к началу среднего миоцена, в – палеоцена и эоцена к началу майкопского времени, г – меловой системы к началу палеогена.

Для построения палеоструктурной карты выбирается условная нулевая поверхность (поверхность опорного горизонта, сейсмические поверхности, кровля ЛСК и т.д.), от которой и откладываются вертикальные толщины комплексов.

Одним из наиболее широко применяемых способов палеотектонического анализа является создание изопахических треугольников [Машкович, 1976; Нейман, 1984]. В основе этого способа лежит построение набора палеокарт как разностей исходных современных структурных поверхностей [Нейман, 1984]. Полученные в результате этого карты совместно с исходными образуют изопахический треугольник (рис.19). Далее на всех имеющихся поверхностях производится поиск структур в соответствии с ограничениями, накладываемыми на характеристики структур.



Рис.19. Пример поведения родственных структур при переходе между картами изопахического треугольника по [Алейникова, Шутов, 2015]. Столбец треугольника содержит родственные структуры современной карты на все рассматриваемые геологические времена, строка – родственные структуры современных карт на заданный момент времени.

Структуры могут изменять свою геометрию, размеры, распадаться на несколько структур и т.д. На рисунке 19 представлен пример поведения родственных структур.

Методика составления изопахического треугольника (таблица 1) включает выполнение следующих процедур [Ожгибесов, 2012]:

- составление таблицы с данными об условных координатах, альтитудах скважин и глубинах залегания стратиграфических границ между стратиграфическими подразделениями;

- вычисление абсолютных отметок залегания стратиграфических границ между стратиграфическими подразделениями;

- вычисление толщин всех установленных одновозрастных стратиграфических интервалов;

- выявление фациального состава геологического разреза;

- определение возможности применения метода толщин (метода мощностей) для палеотектонического анализа территории в каждый момент геологического времени;

- построение геологического профиля по выбранным направлениям;

- построение палеотектонических профилей выравнивания;

- построение структурных карт по кровле исследуемых стратонав;

- построение карт изопахит для всех стратонав;

- построение карт суммарных толщин;

- получение выводов о времени формирования тектонических структур для всех стратонав.

При этом следует помнить об ограничениях, обусловленных аспектами литостратиграфии, биостратиграфии, хроностратиграфии, фациальной композиции:

- детальность стратиграфического расчленения разреза в каждой точке наблюдения;

- достоверность стратиграфического расчленения каждого из использованных разрезов скважин;

Схема расположения карт мощностей, карт суммарных мощностей, палеоструктурных и структурных карт

(построена на примере палеоструктурного анализа каменноугольно-пермских отложений, в толще которых доказаны граница подошвы нижнего карбона, граница между нижним и средним отделами каменноугольной системы, граница между средним и верхним отделами каменноугольной системы, граница каменноугольной и пермской систем, кровля пермской системы).

Заливкой обозначены палеоструктурные карты.

На окончание соответствующего геологического интервала				
<i>Ранний карбон</i>	<i>Средний карбон</i>	<i>Поздний карбон</i>	<i>Пермский период</i>	<i>Мезозой-кайнозой</i>
			Карта толщин пермской системы	Структурная карта подошвы перми
		Карта толщин верхнего карбона	Суммарная карта толщин позднего карбона и перми	Структурная карта подошвы верхнего карбона
	Карта толщин среднего карбона	Суммарная карта толщин среднего и верхнего карбона	Суммарная карта толщин среднего карбона, позднего карбона и перми	Структурная карта подошвы среднего карбона
Карта толщин нижнего карбона	Суммарная карта толщин нижнего и среднего карбона	Суммарная карта толщин всех отделов карбона	Суммарная карта толщин всех отделов карбона и перми	Структурная карта подошвы нижнего карбона

- достоверность стратиграфической корреляции разрезов скважин;
- роль компенсации в формировании структуры;

- соотношение амплитуды прогибания земной коры и толщин горных пород;
- фактор уплотнения осадочной системы;
- рифовые образования;
- учет рельефа поверхности осадконакопления.

Формально и кратко построение изопахического треугольника можно описать также следующим образом.

Пусть имеются, например, данные по залеганию горизонтов 1, 2, 3. При этом горизонт 1 моложе горизонта 2, а горизонт 2 моложе горизонта 3.

Строятся структурные карты по кровле каждого горизонта: обозначим их (1), (2) и (3) соответственно. И строятся карты толщин (разности отметок кровли) во всех возможных парах между горизонтами, обозначим их 2-1, 3-1, 3-2.

Дальше карты можно расположить по предложенной ниже схеме:

		(1)
	2-1	(2)
3-2	3-1	(3)

Карта 3-1, например, показывает развитие структур горизонта 3 на момент 1.

Грубо принцип метода заключается в следующем: где было прогибание территории (депрессия) там увеличенная толщина, где поднятие - уменьшенная. По горизонтали выбираем нужную структуру и видим её изменение на определенный момент времени. Метод позволяет в некоторой степени оценить готовность структуры как ловушки углеводородов на момент времени, который установлен как благоприятный для накопления углеводородов.

Палеогеологические и гидрогеологические построения

История УВ залежей неразрывно связана с водой. Поэтому оценка перспектив нефтегазоносности не может состояться без рассмотрения современных и палеогидрогеологических условий.

Гидрогеологическое расчленение разреза осадочной толщи, как правило, хорошо коррелируется с выделением ЛСК.

Одним из главных гидрогеологических показателей оценки возможности генерации, аккумуляции и консервации УВ в недрах является гидродинамический показатель.

Природные водонапорные системы по генезису, механизму возникновения и направлению перемещения подразделяются на элизионные и инфильтрационные.

Элизионные системы возникают при геостатических и/или геодинамических напряжениях в земной коре на конструктивных этапах развития бассейнов. Инфильтрационные системы существуют как на конструктивных, так и на деструктивных этапах, но резко преобладают на последних. Глубина проявления элизионных систем в бассейнах молодых платформ установлена А.А. Карцевым на глубинах 2,5-3,5 км, а для древних платформ – на значительно меньших глубинах.

Большую роль в выделении из водных растворов УВ и разрушении их скоплений играет скорость перемещения и водообмен. По этому признаку выделяются три гидродинамические зоны: свободного водообмена, затрудненного водообмена и застойного режима. Глубинное положение этих зон определяется положением и качеством водоупоров (флюидоупоров) в разрезе осадочного чехла. По толщине и распространенности флюидоупоры подразделяют на глобальные (толщиной 100 м и более на площади в миллионы квадратных километров в одном или нескольких бассейнах), региональные (толщиной 100 м и более на площади одного бассейна), местные (толщиной в десятки метров и распространенные на части бассейна), локальные (толщина 10 м и более, распространенные на отдельных площадях). Глобальные и региональные флюидоупоры определяют изолированность гидродинамических систем, где из-за незначительных скоростей движения вод и отсутствия водообмена возможно формирования скоплений УВ.

Вышеизложенные подходы позволяют прогнозировать современную и палеогидродинамическую обстановку на основе структурных и историко-генетических моделей. Возможно установление скоростей и направлений перемещения природных вод, вероятности их газонасыщенности, разрушающего или перемещающего воздействия на углеводородные скопления.

Методика составления схемы гидродинамических обстановок в ЛСК на этапах геологического развития бассейна:

1. Отобрать карты литофаций и толщин по всем ЛСК, литолого-палеогеографические и палеотектонические профили по всему бассейну или исследуемой его части.

2. Построить карты наращенных толщин (суммарная толщина осадков, перекрывавших каждый ЛСК к концу всех этапов развития). Данные о величине наращенных толщин в отдельных точках карт должны быть проставлены для определения достоверности построения.

3. По литолого-палеогеографическим и палеотектоническим профилям установить границы распространения флюидоупоров в каждом ЛСК. Площади развития ЛСК внутри этих границ могут рассматриваться как области развития элизионных режимов, а вне этих границ – как область нахождения ЛСК с инфильтрационным режимом питания.

4. Суммировать толщины ЛСК и наращенные толщины для каждого ЛСК на всех этапах развития. Полученные изолинии обозначить цифрами как палеогидроизопъезы. Стрелками, направление которых перпендикулярно к изолиниям, показать направление движения вод. В областях с элизионным режимом направления движения – от пьезомаксимумов к пьезоминимумам. В областях с инфильтрационным режимом направления движения будут противоположными.

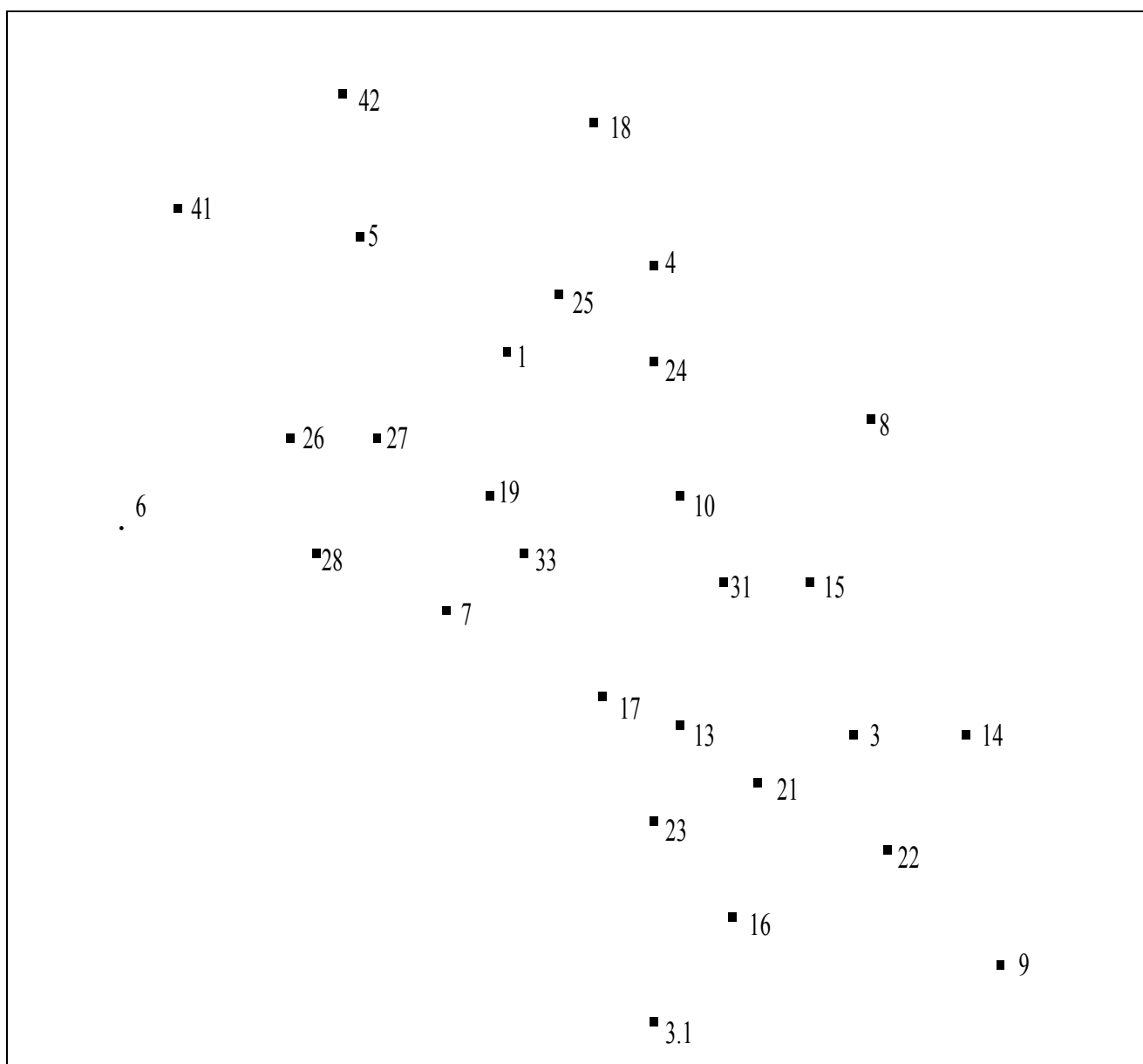
5. Скомпоновать карты по схеме изобахических треугольников, обозначив время для горизонтальных рядов и составив условные обозначения для всех карт.

Задание

Выполнить палеогеологический анализ (по методу изопахического треугольника) поверхностей маркирующих горизонтов на площади (варианты 1 и 2), предполагая, что в течение всего времени формирования геологического разреза осадконакопление имело компенсированный характер. Анализ выполняется на основе схемы расположения скважин и данных об абсолютных отметках кровельных поверхностей стратонов.

Вариант 1.

Схема расположения скважин. М 1:50 000

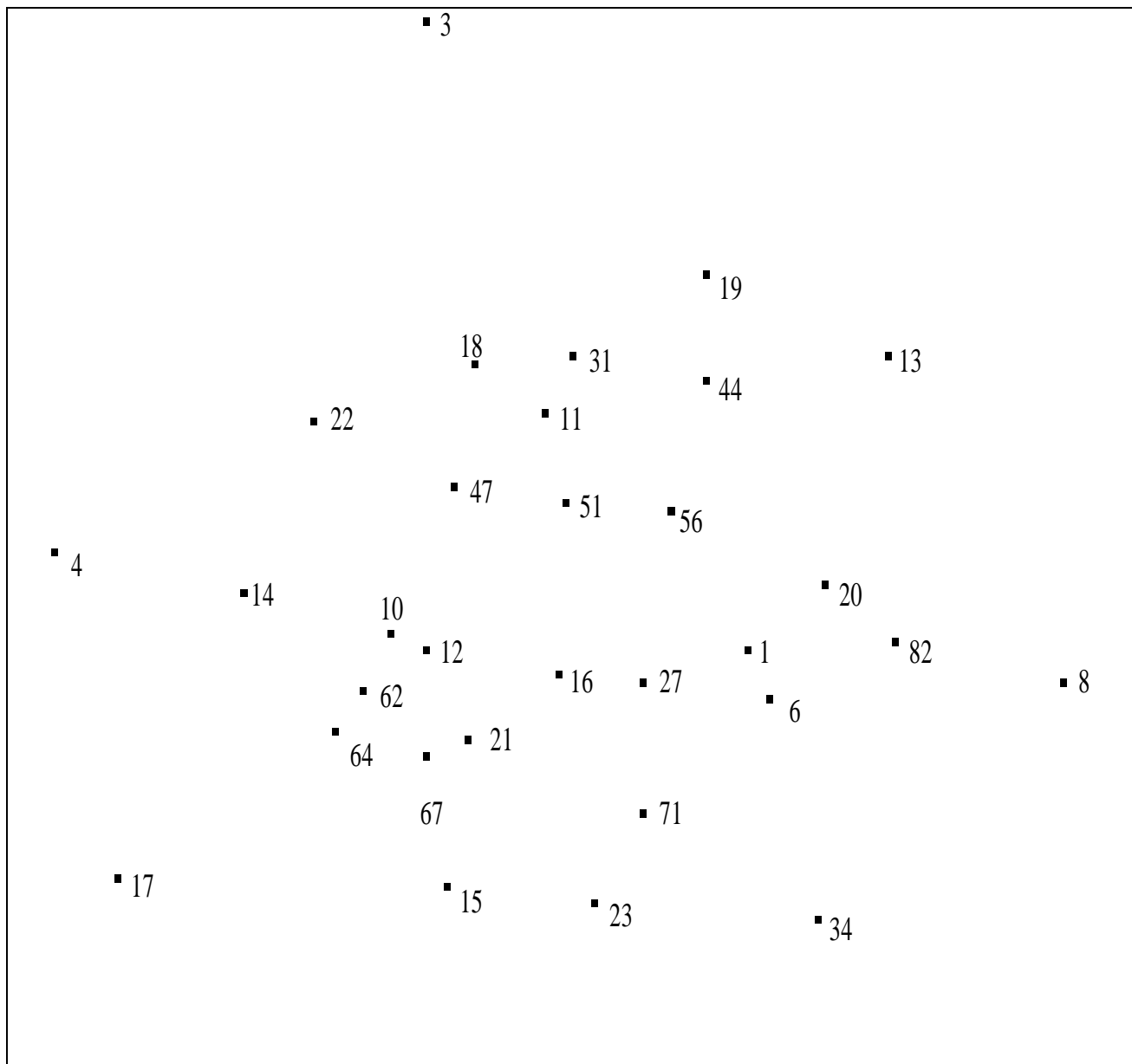


Абсолютные отметки стратонов, м

№№ скв.	Кровля башкирского яруса	Кровля визейского яруса	Кровля девона	Кровля франского яруса
1	-851	-1155	-1347	-1813
3	-865	-1163	-1376	-1801
4	-843	-1159	-1350	-1808
3.1	-846	-1163	-1354	-1820
5	-836	-1140	-1328	-1821
6	-846	-1158	-1338	-1823
7	-822	-1136	-1332	-1808
8	-863	-1180	-1372	-1825
9	-852	-1189	-1390	-1821
10	-830	-1141	-1337	-1801
13	-830	-1160	-1331	-1797
14	-860	-1158	-1374	-1807
15	-837	-1160	-1364	-1814
16	-833	-1153	-1349	-1801
17	-822	-1133	-1338	-1804
18	-859	-1190	-1368	-1837
19	-813	-1119	-1267	-1806
21	-833	-1150	-1345	-1806
22	-844	-1167	-1362	-1811
23	-836	-1138	-1322	-1808
24	-842	-1161	-1358	-1811
25	-839	-1148	-1334	-1817
26	-833	-1133	-1322	-1814
27	-834	-1139	-1331	-1807
28	-824	-1141	-1331	-1808
31	-838	-1158	-1352	-1812
33	-824	-1136	-1333	-1804
41	-863	-1158	-1327	-1829
42		-1165		

Вариант 2.

Схема расположения скважин. М 1:50 000



Абсолютные отметки кровли стратонов, м

№№ скв.	Кровля артинского яруса	Кровля московского яруса	Кровля серпуховского яруса	Кровля визейского яруса	Кровля франского яруса
1	50	-868			
3	-58	-974			
4	-33,5	-920,5	-1241	-1300	
6	14,6	-874	-1184	-1250	-1743
8	27,5	-898,5	-1222	-1286,5	
10	40,5	-861,5	-1158	-1224	
11	49,5	-859,5	-1165,5	-1225,5	-1753
12	42	-857	-1173	-1229	-1729
13	9,5	-910,5	-1246,5	-1321	-1768
14	39	-883	-1196	-1252	
15	38	-880,2	-1204,6	-1262	
16	49,5	-857,5	-1167,5	-1225	
17	-30,5	-948,5	-1266,5	-1339,5	
18	20,5	-884,8	-1193	-1243	
19	-5,5	-932,6	-1281	-1342	
20	53,5	-868	-1181,5	-1245,5	
21	40	-869	-1184	-1239	
22	23	-895	-1201	-1267	
23	15	-899			
27	50	-869	-1183	-1237	
31		-865	-1176	-1234	
34	-12,3	-910,7	-1223	-1291	-1765
44	26,3	-877,7	-1188	-1247	
47	49	-859	-1160	-1220	
51	53	-853	-1153	-1225	
56		-858	-1169,2	-1227	
62			-1173	-1233	
64	34	-866	-1176	-1252	
67		-863			
71		-888	-1208,6		
82	43	-876			

Список рекомендуемой литературы

Алейникова Е.А., Шутов М.С. Автоматическая классификация контуров современных структур при палеотектоническом анализе // Вестник недропользователя ХМАО, 2015, N27 - <http://www.oilnews.ru/27-27/avtomaticheskaya-klassifikaciya-konturov-sovremennyx-struktur-pri-paleotektonicheskom-analize/>

Воронин Ю.А., Еганов Э.А. Фации и формации: Парагенезис – Новосибирск: Наука, 1972. – 120 с.

Машкович К.А. Методы палеотектонических исследований в практике поисков нефти и газа. Изд. 2, перераб. и доп. — М.: Недра, 1976. 221 с.

Нейман В.Б. Теория и методика палеотектонического анализа. 3-е изд., перераб. и доп.-М.: Недра, 1984, 80 с.

Ожгибесов В.П. Палеоструктурный анализ: учебно-методическое пособие для студентов геологического факультета / Перм. ун-т: сост. В.П.Ожгибесов. – Пермь, 2012, 32 с.

Соколов Б.А., Баженова О.К., Егоров В.А. и др. Структурные и историко-генетические построения при поисках нефти и газа. – М.: Изд-во МГУ, 1998. – 176 с.

Нургалиева Н.Г. Структурно-формационный анализ / Методическое руководство к выполнению лабораторных работ – Изд-во КГУ, 1999 – 18 с.

Нургалиева Н.Г. Основы формационного анализа нефтегазоносных толщ / Учебное пособие для студентов и аспирантов направлений 05.04.01 "Геология", 05.06.01 "Науки о Земле" по курсам "Секвенс-стратиграфия" и "Основы формационного анализа нефтегазоносных толщ". – Казань: Казанский университет, 2016а. -150 с.

Нургалиева Н.Г. Казанские битумоносные отложения Мелекесской впадины РТ/ Учебно-методическое пособие по теоретической подготовке к

учебной практике для бакалавров направления 05.03.01 «Геология», 21.03.01 «Нефтегазовое дело». – Казань: Казан. ун-т. –2016б. - 22 с.

Angevine, Heller and Paola Isostasy in Geology and Basin Analysis –
www.slideshare.net/mobile/sercuser/isostasy-and-basin-analysis-powerpoint-27462238