

Справочник  
REFERENCE BOOK

МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
НЕФТИ И ГАЗА  
КАЗАХСТАНА

OIL & GAZ FIELDS OF KAZAKSTAN

Алматы, 1997

Борашолб

Толеким

# Минеральные ресурсы Казахстана



Mineral Resources of Kazakhstan

Алматы, 1996

**Республика Казахстан**

**Месторождения нефти и газа  
Казахстана**

**СПРАВОЧНИК**

**Алматы, 1996**

Republic of Kazakhstan

OIL & GAS FIELDS  
OF KAZAKSTAN

**REFERENCE BOOK**

ALMATY, 1996

**Под редакцией:**

А.М. Кажегельдина (главный редактор),  
А.А. Абдуллина, Х.А. Беспаева, Э.С. Воцалевского,  
С.Ж. Даукеева, Л.А. Мирошниченко

**Авторы:** З.Е. Булекбаев, Э.С. Воцалевский,  
Б.А. Искужиеев, С.М. Камалов,  
М.Н. Коростышевский, Б.М. Куандыков,  
Н.Е. Куантаев, О.Н. Марченко,  
Н.Г. Матлошинский, А.Ш. Нажметдинов,  
Г.П. Филипьев, И.В. Шабатин, Р.С. Шахабаев,  
К.С. Шудабаев

## **СОДЕРЖАНИЕ**

Вестник Казахстанского университета национальной безопасности  
Казахстанский университет национальной безопасности  
Journal of Kazakhstan University of National Security  
Journal of National Security University of Kazakhstan

### **Edited by**

A.M. Kazhegeldin (Editor-in-Chief),  
A.A. Abdulin, H.A. Bespaev, C.Zh. Daukeev,  
L.A. Miroshnichenko, E.S. Vocalevskiy

**Compilers:** Z.E. Bulekbaev, B.A. Eskuzhiev, G.P. Filipev,  
S.M. Kamalov, M.N. Korostyshevskiy,  
B.M. Kuandykov, N.E. Kuantaev,  
O.N. Marchenko, N.G. Matloshinskiy,  
A.Sh. Nazhmetdinov, I.V. Shabatin,  
R.S. Shahabaev, K.S. Shudabaev,  
E.S. Vocalevskiy

## Оглавление

Предисловие .....	8
Нефтегазогеологическое районирование .....	9
Условные обозначения на рисунках справочника .....	11
Прикаспийская нефтегазоносная провинция .....	12
Месторождения Северной части Прикаспийской впадины .....	12
Месторождения Восточной части Прикаспийской впадины .....	44
Туранская нефтегазоносная провинция .....	210
Северо-Кавказско-Мангышлакская нефтегазоносная провинция .....	242
Центрально-Казахстанская газогелиеносная провинция .....	305
Шу-Сарысуйская впадина .....	305
Заключение .....	321
Указатель месторождений .....	322.

## Contents

Preface .....	8
Oil and gas geological regionalization .....	9
Legend figures of reference book .....	11
The Pricaspian oil and gasbearing province depression .....	12
Fields North - part Pricaspian basin .....	12
Fields East - part Pricaspian basin .....	44
The Turanskaya oil and gasbearing province depression .....	210
The North-Caucasian-Mangyshlak oil and gasbearing province depression ..	242
The Centre-Kazakstan oil and heliumbearing province depression.....	305
The Shu-Sarysuyskaya basin .....	305.
Conclusion .....	321
Indeces fields .....	322

## Предисловие

Республика Казахстан обладает крупным нефтегазоносным потенциалом, который включает в себя значительные разведанные запасы и еще более значительные прогнозные ресурсы.

Месторождения нефти и газа приурочены к ряду осадочных бассейнов, часть из которых характеризуется уникальными геологическими особенностями. Многообразие типов месторождений, в том числе наличие среди них уникальных по строению и величинам разведанных запасов углеводородов, предопределили необходимость подготовки и издания Справочника "Месторождения нефти и газа Казахстана". Огромная работа по сбору и систематизации разрозненных и рассредоточенных в различных геологических, нефтедобывающих и научно-исследовательских организациях сведений о строении и параметрах месторождений углеводородного сырья Казахстана завершилась в 1993 году изданием первого варианта "Справочника", основанного на данных до 1990 г.

За период с 1989 года по настоящее время были выявлены и разведаны новые месторождения, а также появилась необходимость включения в "Справочник" группы ранее не описанных мелких месторождений, что объясняется целесообразностью более полного освещения нефтегазоносности Республики.

"Справочник" является составной частью пакета готовящихся документов по минерально-сырьевой базе Казахстана, состоящего из серии прогнозных карт по видам полезных ископаемых, объяснительных записок к ним и соответствующих "Справочников".

Авторским коллективом с помощью производственных и научных подразделений Мингео и Миннефтегаза были собраны и систематизированы дополнительные материалы по более чем 60 месторождениям нефти и газа, что делает второе издание "Справочника" существенно информативнее. В нем дается краткая характеристика 202 месторождений, включающая геологическое строение, особенности нефтегазоносности, интервальные значения параметров коллекторов, свойства нефтей, газов, конденсатов и пластовой воды, состояния разведанности. Описание месторождений произведено с учетом принятого нефтегазогеологического районирования.

Материалы "Справочника" представляют интерес для производственных и научно-исследовательских организаций Казахстана, иностранных компаний, преподавателей и студентов высших учебных заведений.

## НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ

На территории Казахстана развита группа осадочных бассейнов, различающихся по геологическому строению, стратиграфическому диапазону платформенного чехла и нефтегазоносности.

В западных районах республики к осадочным бассейнам относятся Прикаспийский с мощным мезозойско-кайнозойским и верхнепалеозойским платформенным чехлом; Мангышлакско-Устюртский с преимущественно юрско-палеогеновым осадочным выполнением и наличием переходного нижнемезозойского (верхнепалеозойского?) структурного этажа.

В юго-восточных и восточных районах Казахстана выделяются юрско-палеогеновые Приаральский, Сырдарынский и Южно-Тургайский осадочные бассейны, а также группа разновозрастных межгорных впадин, таких как Шу-Сарысуйская, Зайсанская, Алакольская и Илийская.

В северные районы Казахстана частично заходит Западно-Сибирский осадочный бассейн.

К настоящему времени установлена промышленная нефтегазоносность Прикаспийского, Мангышлакско-Устюртского, Шу-Сарысуйского и Южно-Тургайского осадочных бассейнов и начаты поисковые работы в перспективном Приаральском районе.

Стратиграфический диапазон доказанной нефтегазоносности охватывает в Прикаспии средний, верхний девон; нижний, средний, верхний карбон; нижнюю, верхнюю пермы; триас, юру, мел, палеоген и неоген. На Северном Устюрте продуктивны отложения средней, верхней юры и палеогена, на Бузачах - юры и нижнего мела. В пределах Южного Мангышлака установлена нефтегазоносность триаса; нижней, средней и верхней юры; мела палеогена и частично палеозоя. В Южном Тургае нефтегазоносны отложения юры, нижнего мела и на отдельных площадях - кора выветривания палеозойского фундамента. В Шу-Сарысуйской впадине нефтяные залежи отсутствуют, а газовые приурочены к верхнему девону, нижнему карбону и нижней перми.

Таким образом, осадочные бассейны Казахстана при многообразии геологических условий характеризуются широким стратиграфическим диапазоном нефтегазоносности, особенно в Прикаспийской впадине.

По принятой схеме нефтегазогеологического районирования осадочные бассейны сгруппированы в следующие нефтегазоносные (НГП) и газогелиеносные (ГГП) провинции (рис.1): Прикаспийскую, Северо-Кавказско-Мангышлакскую, Туранскую, Центрально-Казахстанскую, Восточно-Казахстанскую и частично - Западно-Сибирскую.

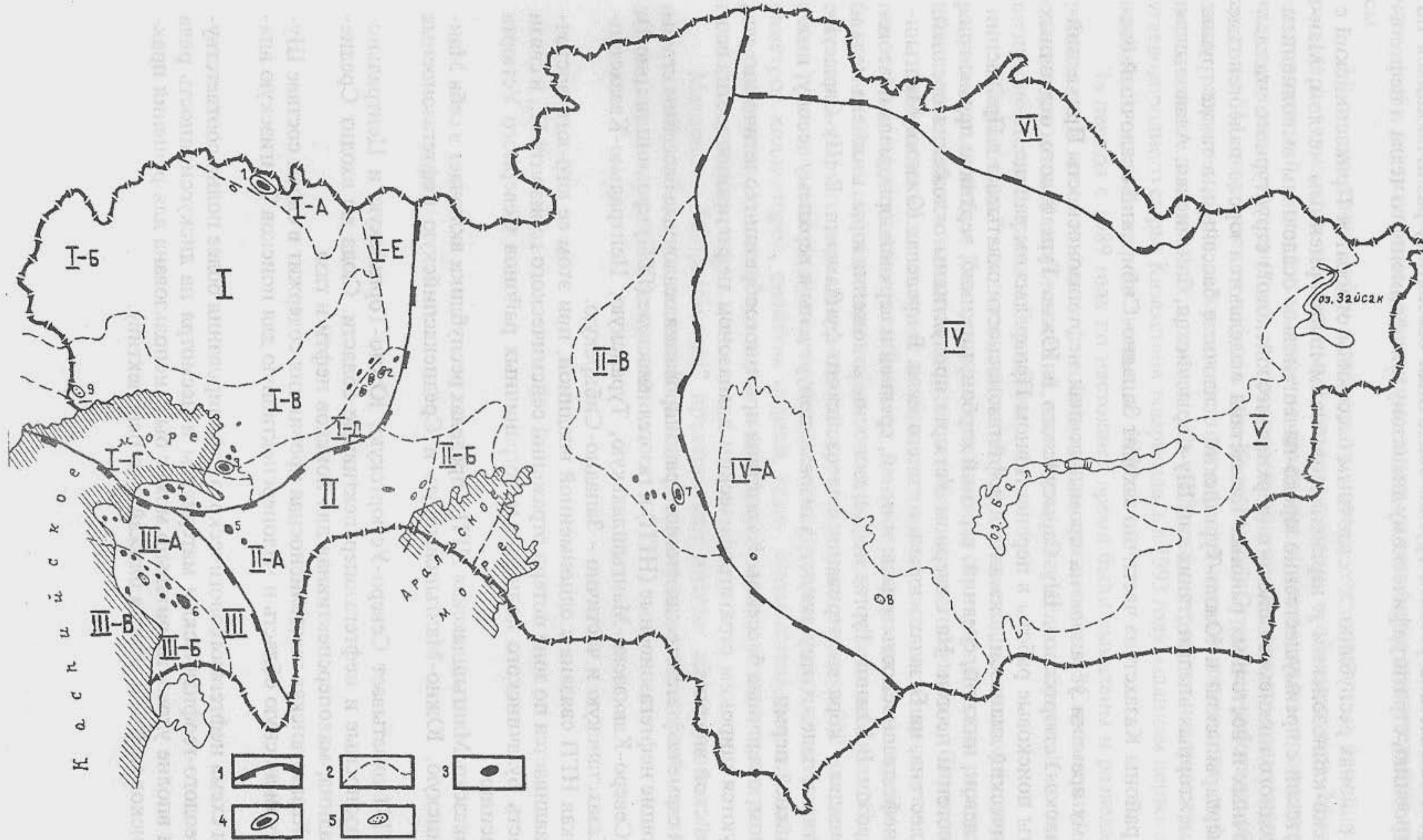
Прикаспийская НГП связана с одноименной впадиной, при этом ее юго-юго-восточная граница устанавливается по зоне потери отражений сейсмического горизонта  $\Pi_3$ , в связи с чем северная часть Бузачинского поднятия и пограничных районов Северного Устюрта отнесены к Прикаспию.

Северо-Кавказско-Мангышлакская НГП в пределах республики включает в себя Мангышлакско-Бузачинскую, Южно-Мангышлакскую и Среднекаспийскую нефтегазоносные области (НГО).

Туранская НГП охватывает Северо-Устюртскую, Южно-Тургайскую и Центрально-Аральскую нефтегазоносные и нефтегазоперспективные области. Сюда же входит Среднесырдарынская впадина, малоперспективная для поисков нефти и газа.

Центрально-Казахстанская газогелиеносная провинция содержит в своем составе Шу-Сарысуйскую газогелиеносную область и малоперспективную для поисков Тенгизскую впадину.

Приведенная схема нефтегазогеологического районирования более полно соответствует накопленным геолого-геофизическим материалам и несмотря на дискуссионность ряда границ провинции вполне удовлетворительно может быть использована для решения практических задач поисков нефти и газа на ближайшую перспективу.

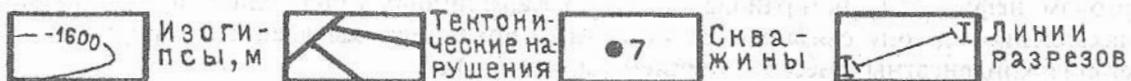


**Рис.1 Нефтегазоносные провинции и области Казахстана:**  
**I - Прикаспийская нефтегазоносная провинция:** IA - Северо-западная НГО, IB - Центрально-Прикаспийская НГО, IC - Юго-западная НГО, ID - Южно-Эмбенская НГО, IE - Предуральская НГО; **II - Туранская нефтегазоносная провинция:** IA - Северо-Устюртская НГО, IB - Центрально-Аральская НГО, IC - Южно-Торгайская НГО; **III - Северо-Кавказско-Мангышлакская нефтегазоносная провинция:** IA - Мангышлакско-Бузачинская НГО, IB - Южно-Мангышлакская НГО, IC - Средне-Торгайская НГО; **IV - Центрально-Казахстанская газогелионосная провинция:** IA - Шу-Сарысуйская газогелионосная область; **V - Восточно-Казахстанская газогелионосная провинция;** **VI - Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция.**

Границы: 1 - нефтегазоносных и газогелионосных провинций. 2 - нефтегазоносных и газогелионосных областей; месторождения: 3 - нефтяные, 4 - нефтегазовые и газонефтяные, 5 - газовые и газоконденсатные. Месторождения: 1 - Караганак, 2 - Жанажол, 3 - Тенгиз, 4 - Каламкас, 5 - Каракудук, 6 - Узень, 7 - Кумколь, 8 - Амангельды, 9 - Имашевское.

# УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ НА РИСУНКАХ СПРАВОЧНИКА

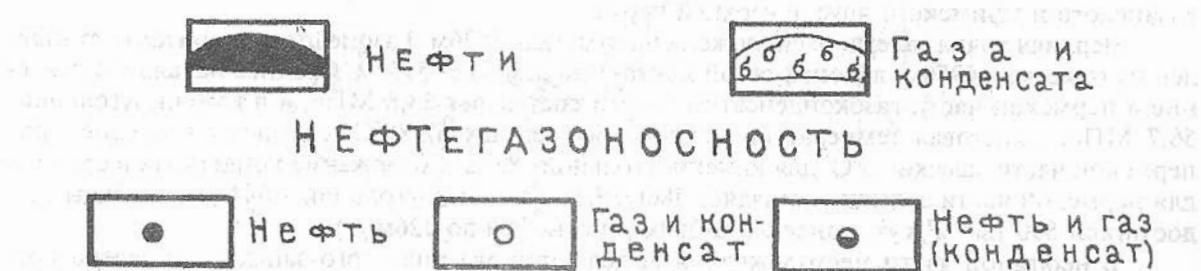
## НА КАРТАХ



## НА ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РАЗРЕЗАХ И РАЗРЕЗАХ ПРОДУКТИВНОЙ ЧАСТИ ОТЛОЖЕНИЙ



## ЗАЛЕЖИ



В соответствии с нефтегазогеологическим районированием территории Казахстана Западно-Казахстанская область включает две нефтегазоносные области: Северо-Западную бортовую, где нефтегазоносными являются подсолевые и межсолевые отложения, и Центрально-Прикаспийскую внутреннюю, где нефтегазоносность и ее перспективы связываются с надсолевыми отложениями. Наиболее изученной является Северо-Западная бортовая нефтегазоносная область, разделяющаяся на три нефтегазоносных района: Внешний прибортовой, Бортовой и Внутренний прибортовой, в пределах которых установлен ряд зон нефтегазонакопления: Чинаревская, Приграничная, Карповская; Тепловско-Токаревская, Дарьинско-Деркульская, Межуступная; Караганак-Кобландинская.

Зоны нефтегазонакопления связаны с определенными литолого-стратиграфическими комплексами и структурными элементами и неравнозначны по своей роли в нефтегазовом балансе региона. Наибольшие выявленные запасы УВ сосредоточены во Внутреннем прибортовом нефтегазоносном районе в пределах Караганак-Кобландинской зоны нефтегазонакопления, где они связаны с единственным пока здесь выявленным супергигантским нефтегазоконденсатным месторождением Караганак.

### ПРИКАСПИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ СЕВЕРО-ЗАПАДНАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Нефтегазоконденсатное месторождение Караганак находится в Бурлинском районе Западно-Казахстанской области, в 150 км к востоку от г. Уральска. Открыто в 1979 году параметрической скважиной П-10, которая была заложена по структурным построениям 1977 г., полученным в результате переинтерпретации сейсмических материалов 1970-1971 гг.

Поднятие представлено рифовой постройкой высотой до 1700 м с размерами 16x29 км. Существенным элементом её морфологии является кольцевой фаменско-раннекаменноугольный рифовый массив высотой до 800 м, основанием которому послужила структура тектонической природы по кровле терригенных отложений девона, амплитудой до 300 м. Плоская вершина массива в восточной части надстроена раннепермским атоллоподобным рифом с высотой 700-800 м и размерами 10x10 км (рис 2,3).

Залежь нефтегазоконденсатная, массивная. Высота газоконденсатной части достигает 1420 м, толщина нефтяного слоя равна 200 м. Продуктивными являются биогермные и биоморфно-детритовые известняки, доломиты и переходные разности. Возрастной диапазон продуктивных отложений достаточно широкий - от заволжского горизонта верхнего девона до артинского яруса нижней перми.

Коллекторы порового и порово-кавернового типов выделены по граничному значению пористости, равному 6% для газоконденсатной части и 7% для нефтяной. Среднее значение пористости при этом равно 9,4% для нефтяной и 10,7% для газоконденсатной части месторождения.

Средняя проницаемость по газонасыщенной части резервуара равна 0,08 мкм<sup>2</sup>, нефтенасыщенной - 0,05 мкм<sup>2</sup>. Средняя эффективная толщина газонасыщенных коллекторов составляет 200 м, нефтенасыщенных - 45,7 м. Максимальная эффективная газонасыщенная толщина достигает 814 м, нефтенасыщенная - 170 м. Коэффициент газонасыщенности для пермской части газонасыщенных коллекторов составляет 0,90, для каменноугольной части - 0,89. Коэффициент нефтенасыщенности равен 0,92.

Покрышкой является галитовая толща иреньской свиты кунгурского яруса, а в местах ее отсутствия, обусловленных солянокупольной тектоникой, терригенно-галогенная толща казанского и уфимского ярусов верхней перми.

Верхняя точка залежи расположена на отметке - 3526 м. Газонефтяной контакт установлен на отметке - 4950 м, водонефтяной контакт на отметке - 5150 м. Среднее начальное давление в пермской части газоконденсатной части составляет 53,8 МПа, а в каменноугольной - 56,7 МПа. Пластовая температура меняется в пределах 67-89°C, составляя в среднем для пермской части залежи 75°C, для каменноугольной - 83°C. Содержание конденсата в среднем для пермской части залежи составляет 486 г/м<sup>3</sup>, для каменноугольной - 644 г/м<sup>3</sup>. Дебиты газа достигали 590 тыс. м<sup>3</sup>/сут, конденсата - 500 м<sup>3</sup>/сут, нефти до 326 м<sup>3</sup>/сут.

В нефтяной части месторождения выделяются два поля: юго-западное и северо-восточное, различающиеся по свойствам нефтей. Нефть юго-западного поля более тяжелая со средней плотностью 861 кг/м<sup>3</sup> при среднем газосодержании 520 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Нефть северо-восточ-

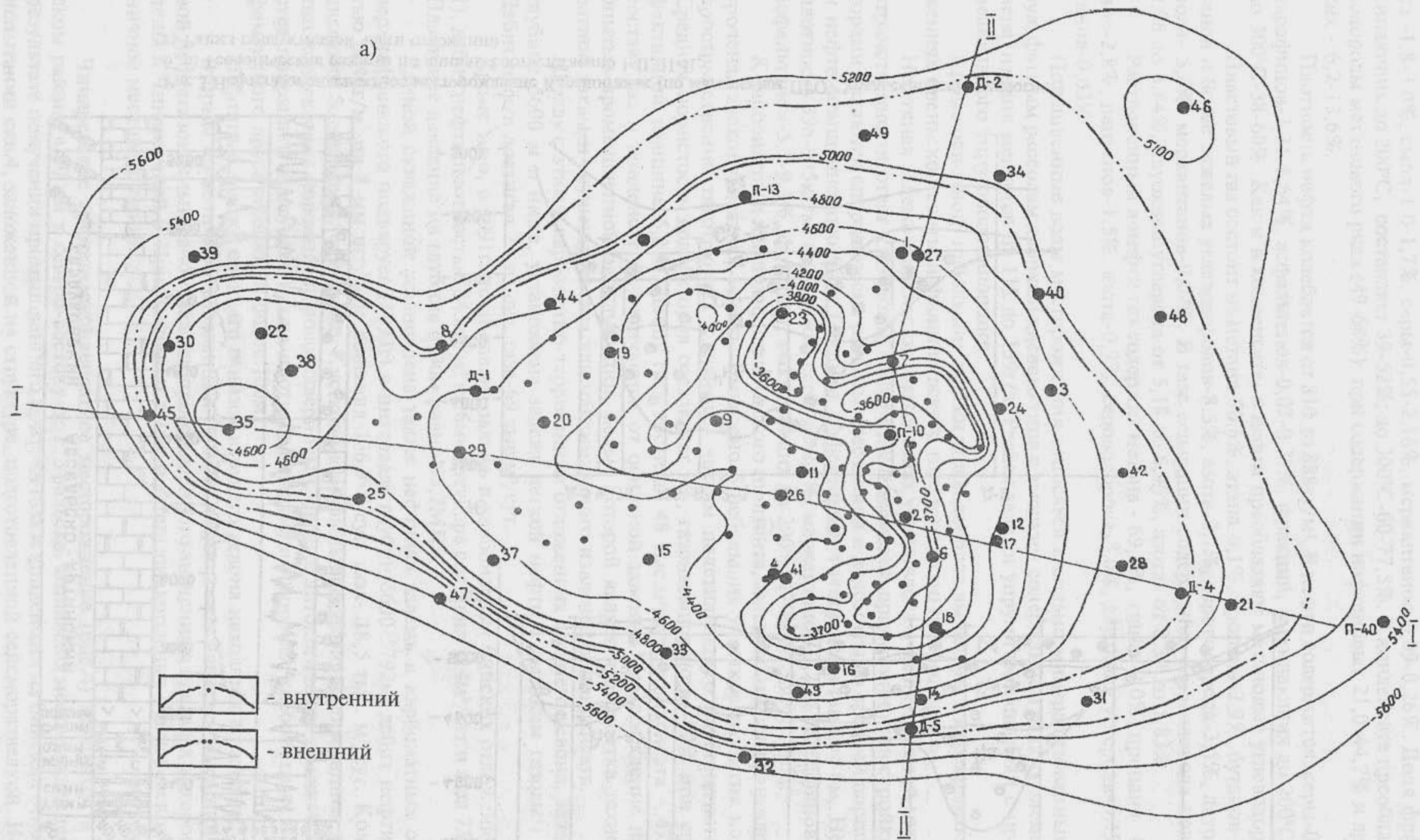


Рис.2 Нефтегазоконденсатное месторождение Каражанак (по материалам ПГО "Уральские нефтегазогеологии")  
а) Структурная карта по кровле продуктивного комплекса

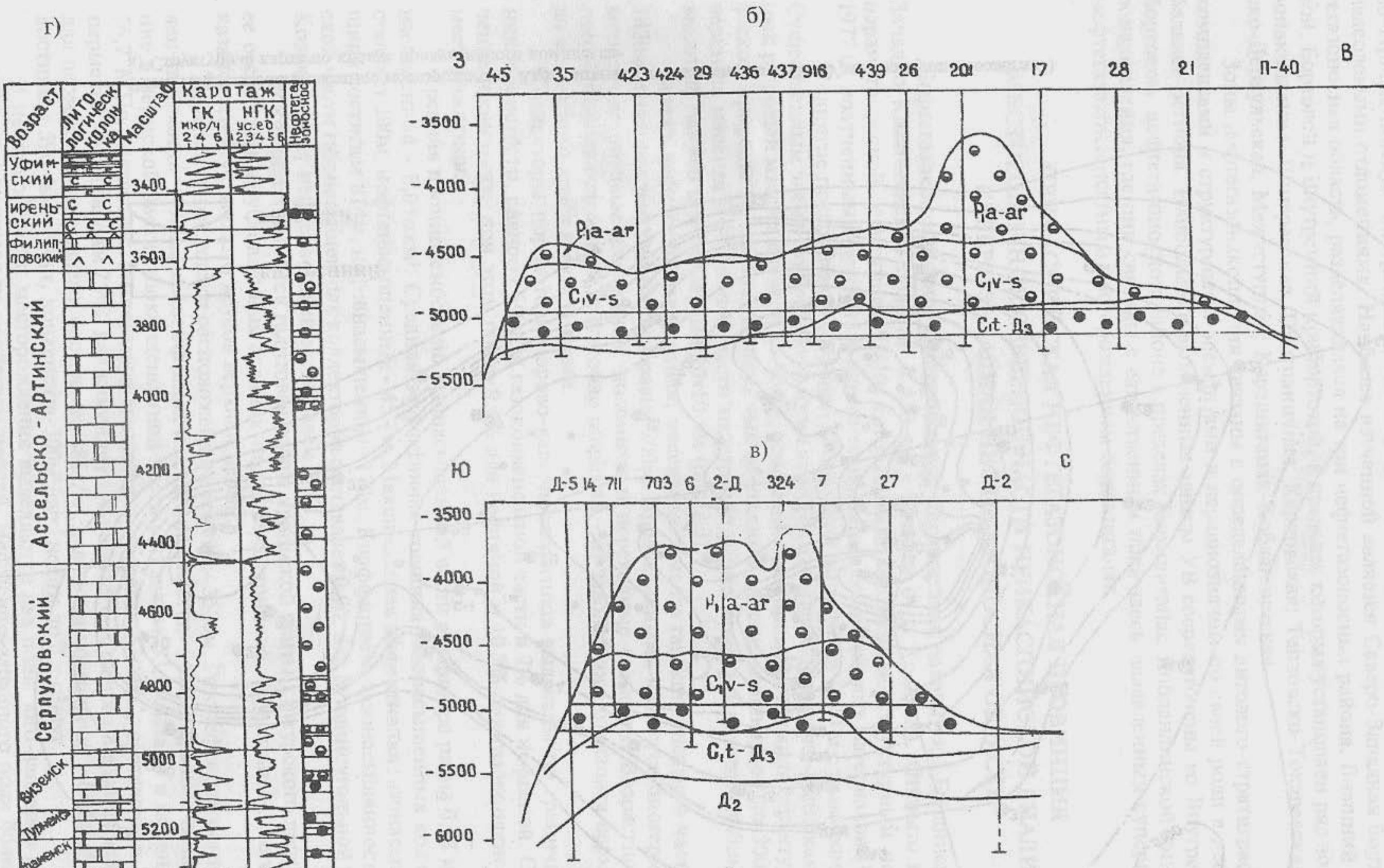


Рис.3 Нефтегазоконденсатное месторождение Карабиганак (по материалам ПГО "Уральскнефтегазгеология")  
 б, в) Геологические разрезы по линиям соответственно I-II, II-II;  
 г) Разрез продуктивной части отложений

ногого поля легкая, со средней плотностью- 830кг/м<sup>3</sup> и средним газосодержанием 900м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Плотность конденсата меняется от 778 до 814 кг/м<sup>3</sup>. В конденсате содержится: парафины -1,8-3,0%, смол-1,0-1,7%, серы-0,55-2,16%, меркаптанов-0,09-0,26%. Доля фракций, выкипающих до 200°C, составляет 39-52%; до 300°C-60-77,5%. В конденсате преобладают углеводороды метанового ряда (49-68%) при содержании наftenовых 21,0-44,7% и ароматических - 6,2-13,6%.

Плотность нефти колеблется от 810 до 888кг/м<sup>3</sup>. В нефти содержится: серы-0,54-1,98%, парафинов-3,71-6,64%, асфальтенов-0,07-0,71%, фракций, выкипающих до 200°C - 20-43%, до 300°C-38-60%. Как и в конденсате, в нефти преобладают метановые углеводороды.

Пластовый газ состоит из метана-70,6%, этана-6,1%, пропана-2,9%, бутанов-1,8%, пентанов и более тяжелых углеводородов-8,5%, азота-0,7%, сероводорода-3,5%, двуокиси углерода- 5,6%, меркаптанов-0,07%. В газе сепарации содержание сероводорода колеблется от 2,96 до 3,84%, двуокиси углерода от 5,18 до 6,96%, азота- от 0,39 до 1,83%.

Растворенный в нефти газ содержит метана - 69,8%, этана -9,0%, пропана- 4,2%, бутанов-2,8%, пентанов-1,5%, азота-0,9%, сероводорода-5,0%, двуокиси углерода-6,1%, меркаптанов-0,03%.

Подошвенные воды месторождения относятся к сильно минерализованным, высокосульфатным рассолам хлоркальциевого типа с высоким содержанием редких элементов. Минерализация меняется от 112 до 159г/л. Режим залежи упругогазонапорный с проявлением неактивного упруговодонапорного.

Кроме основной, небольшие залежи углеводородов выявлены в перекрывающих отложениях иренской свиты и филипповского горизонта кунгурского яруса.

Нефтяная залежь в иренских отложениях установлена в межкупольной мульде и пространственно тяготеет к сводовой части нижнепермской органогенной постройки. Коллекторами являются спорадически развитые песчаники и доломиты со средней пористостью 8% и нефтенасыщенностью 96%. Средняя эффективная толщина составляет 6м. Нефть имеет плотность 896-935кг/м<sup>3</sup> и содержит серы-до 2,2%, меркаптанов-0,24%, парафинов -2,5-9,8%, асфальтенов-5,3-9,1%, фракций, выкипающих до 200°C-17%, до 350°C-36%.

К карбонатным пластам филипповского горизонта, залегающим среди ангидритов, приурочена газоконденсатная залежь. Выявлено 5 небольших участков развития коллекторов, пространственно тяготеющих к краевым частям подстилающего карбонатного массива. Средняя пористость коллекторов составляет 8%, газонасыщенность-92% при средней эффективной толщине 5,8 м. Дебит газа достигал 48 тыс.м<sup>3</sup>/сут., конденсата - 47м<sup>3</sup>/сут. По составу газ и конденсат не отличаются от основной залежи. Месторождение находится в опытно-промышленной эксплуатации, целью которой является отработка технологии обратной закачки осущененного газа для максимального извлечения конденсата.

Наряду с этим в карбонатно-терригенных отложениях среднего девона, залегающих на глубине 5600 м и ниже, установлена залежь легкой нефти с высоким газовым фактором. Дебит нефти достигал 73 м<sup>3</sup>/сут, газа-69 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

Кроме того, в 1991г. установлена залежь в карбонатных бийских отложениях (скв. Д-1), дебит нефти плотностью 843кг/м<sup>3</sup> на 6мм штуцере составил 114м<sup>3</sup>/сут и газа 73тыс.м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление на глубине 6190м равно 93,7МПа.

Данной скважиной установлена также нефтяная залежь в карбонатных отложениях верхнефранского подъяруса (1993г) в интервале глубин 5690-5792м, дебит нефти, плотностью 834кг/м<sup>3</sup> на 8 мм штуцере составил 136,7м<sup>3</sup>/сут, газа- 18,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Коллекторами являются биоморфно-детритовые, сгустково-комковатые перекристаллизованные известняки, тип коллекторов поровый, порово-каверновый. Залежь литологически замещенная, в качестве покрышки выступает толща плотных мелководно-морских карбонатных пород низов фаменского яруса толщиной более 100м.

Нефтяные залежи среднего и низов верхнего девона находятся в разведке.

Вторым по величине выявленных запасов нефти и газа является Внешний прибрежный нефтегазоносный район, залежи промышленного значения в пределах которого установлены в Чинаревской и Приграничной зонах нефтегазонакопления (Чинаревское и Приграничное месторождения)

Чинаревское нефтегазоконденсатное месторождение (рис.4) находится в Приуральском районе в 80 км к северо-востоку от г. Уральска. Выявлено месторождение в 1991 г. в результате получения промышленного притока газа и конденсата из бийских отложений при испытании скв.4, заложенной на структуре, подготовленной сейсморазведкой. Несмотря на

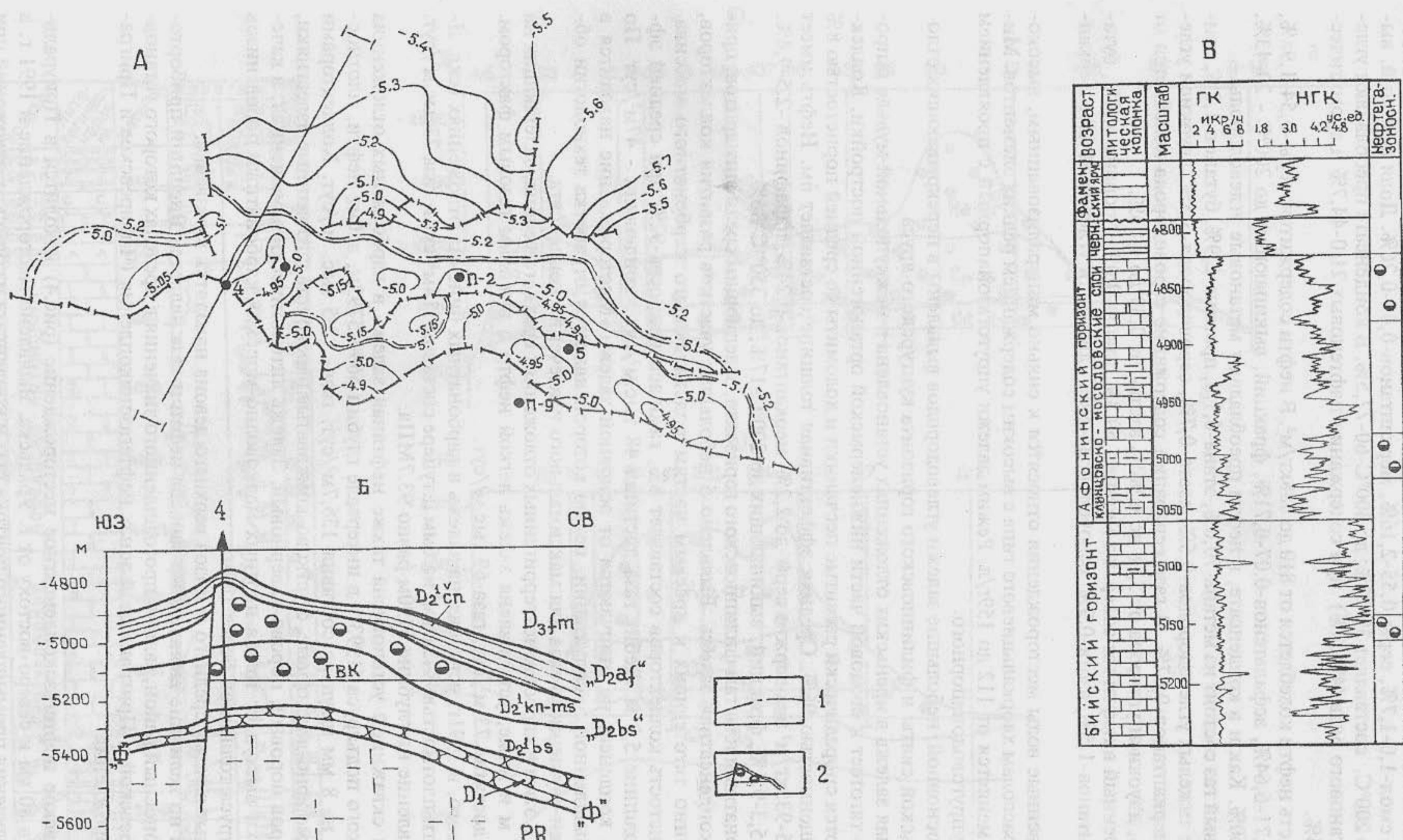


Рис.4 Чинаревское нефтегазоконденсатное месторождение

А - структурная карта по отражающему горизонту  $D_{2\text{bs}}$ ; Б - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений;

1 - контур продуктивности; 2 - газоконденсатная залежь.

то, что впоследствии первоначальные структурные построения претерпели существенные изменения, характер залежи, как полузамкнутой, тектонически экранированной, не изменился.

На месторождении установлено два этажа продуктивности: нижний (инт.4830-5180м) среднедевонский газоконденсатный и верхний (инт.4275-4400м) турнейский газонефтяной.

Месторождение расположено в пределах одноименного выступа фундамента, структура приурочена к его северному склону и с юга, по восстанию, экранируется субширотным тектоническим нарушением. Ловушка имеет сложную тектоно-седиментационную природу и связана с бийскими и афонинскими карбонатными отложениями, частью органогенными, возможно, рифовыми, по которым впоследствии пликативно-дизьюнктивными тектоническими движениями была сформирована брахиформная структура со срезанным продольным субширотным нарушением южным крылом и осложненная другими, затухающими нарушениями. С севера и по простианию среднедевонские залежи экранируются структурными замыканиями.

Ловушка турнейской залежи, испытанной в настоящее время в одной скважине (10), имеет тектоническую природу благодаря наложению структуроформирующей тектоники на толщу мелководно-морских шельфовых карбонатных отложений. С севера и юга она ограничена унаследованными тектоническими нарушениями, а по простианию экранируется структурными замыканиями.

В карбонатных среднедевонских отложениях установлено две залежи-бийская и афонинская. Коллекторами являются известняки и доломиты органогенные, органогенно-детритовые, иногда биогермные (бийский горизонт) и органогенные известняки, чередующиеся с глинистыми (афонинский горизонт). Пористость коллекторов меняется в пределах 4,0-16,0% при средних значениях по скважинам 5,8-6,8%, проницаемость, в среднем, для интервалов испытания составила 6-44 фм<sup>2</sup>.

Высота бийской залежи составляет не менее 100м, афонинской- превышает 200 м. ГВК бийской залежи прослежен на отметке- 5110 м, при установленной верхней точке залежи (ВТЗ) бийского горизонта - 4920 м этаж ее продуктивности составляет 110 м. ВТЗ афонинской залежи равна - 4719 м, при общем ГВК этаж продуктивности афонинских отложений составит 391 м. Доказанная опробованием высота афонинской залежи составляет 191 м. Средние эффективные толщины в скважинах равны 30-35 м для бийских и 31-47 м для афонинских горизонтов, а в целом, равны 18,4 м для бийской и 20,8 м для афонинской залежей.

Обе среднедевонские залежи газоконденсатные, однако содержание конденсата в них различно, что может быть связано с наличием на границе горизонтов карбонатно-глинистой пачки толщиной 12-20 м. Содержание конденсата в бийской залежи равно-286г/м<sup>3</sup>, в афонинской- 95 г/см<sup>3</sup>. Дебиты газа и конденсата из залежей достигали: 204,7 тыс. м<sup>3</sup>/сут и 80,5м<sup>3</sup>/сут (шайба 10мм) для бийского и 119,4 тыс. м<sup>3</sup>/сут и 10,2м<sup>3</sup>/сут (шайба 7 мм) для афонинского горизонтов. Среднее начальное пластовое давление равно 58,1 и 56,6 МПа при пластовой температуре 113 и 110°C соответственно.

Газ бийской и афонинской залежей состоит из метана (84,2 и 77,7% мол), этана (10,1 и 14,5%), пропана (2,15 и 3,71%), бутанов (0,68 и 1,11%), пентанов и других гомологов (0,24 и 0,22%), азота (0,19 и 1,11%), диоксида углерода (1,77 и 1,64%). Сероводород установлен в одном случае в газе из бийского горизонта (скв.10), где его содержание равно 0,47% мол.

Конденсат легкий, плотностью 752-780 кг/м<sup>3</sup>, 70% его выкипает при температуре 250-289°C, 50%- при температуре 185-217°C. Конденсат бийского горизонта легче афонинского. Содержание серы в конденсате не превышает 0,1%, меркаптанов составляет 0,006- 0,01%, асфальтены отмечены в следовых концентрациях и только в нижней части бийского горизонта их содержание увеличивается до 0,047%.

Подошвенные воды представляют собой хлоридно-кальциевые рассолы плотностью 1180-1185 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 256-264 г/л. Дебит воды составил 9,7-21,0 м<sup>3</sup>/сут при среднединамических уровнях 600-700 м. Режим работы залежи, по всей видимости, будет газонапорным с проявлением водонапорного.

Турнейская залежь нефтяная с небольшой газовой шапкой вскрыта и испытана только в скв.10. ГНК по предварительным данным прослеживается на глубине 4318 м (абс.-4220 м). При ВТЗ залежи на глубине 4275 м (абс.-4177 м) этаж газоносности залежи составляет 43 м. ВНК не установлен, испытанием продуктивность доказана до глубины 4395 м (абс.-4297 м) По сближению показаний БК и МБК можно предположить, что ВНК находится на глубине 4503 м (абс.-4405 м), однако коллекторы в разрезе скважины ниже глубины 4440 м

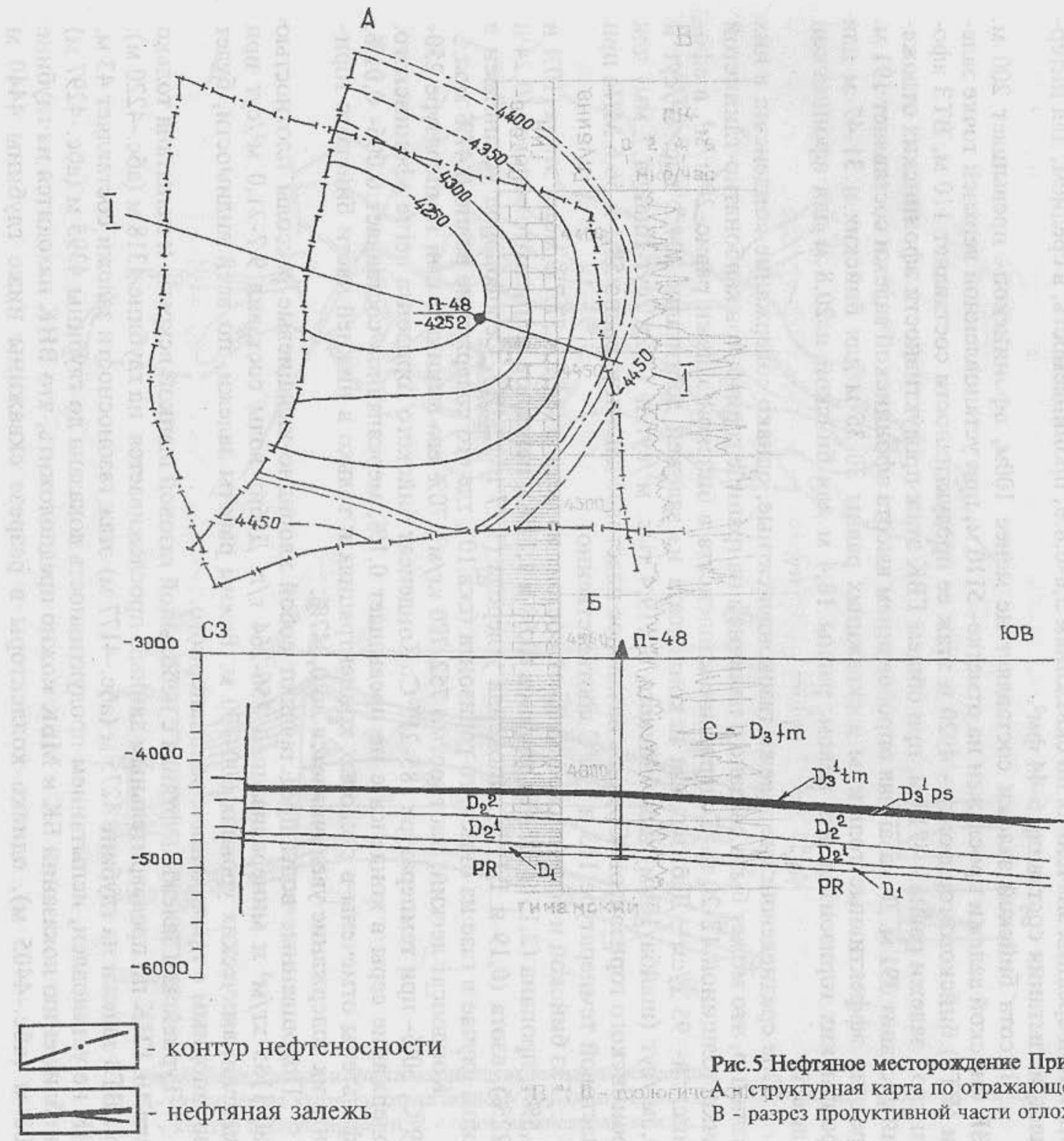
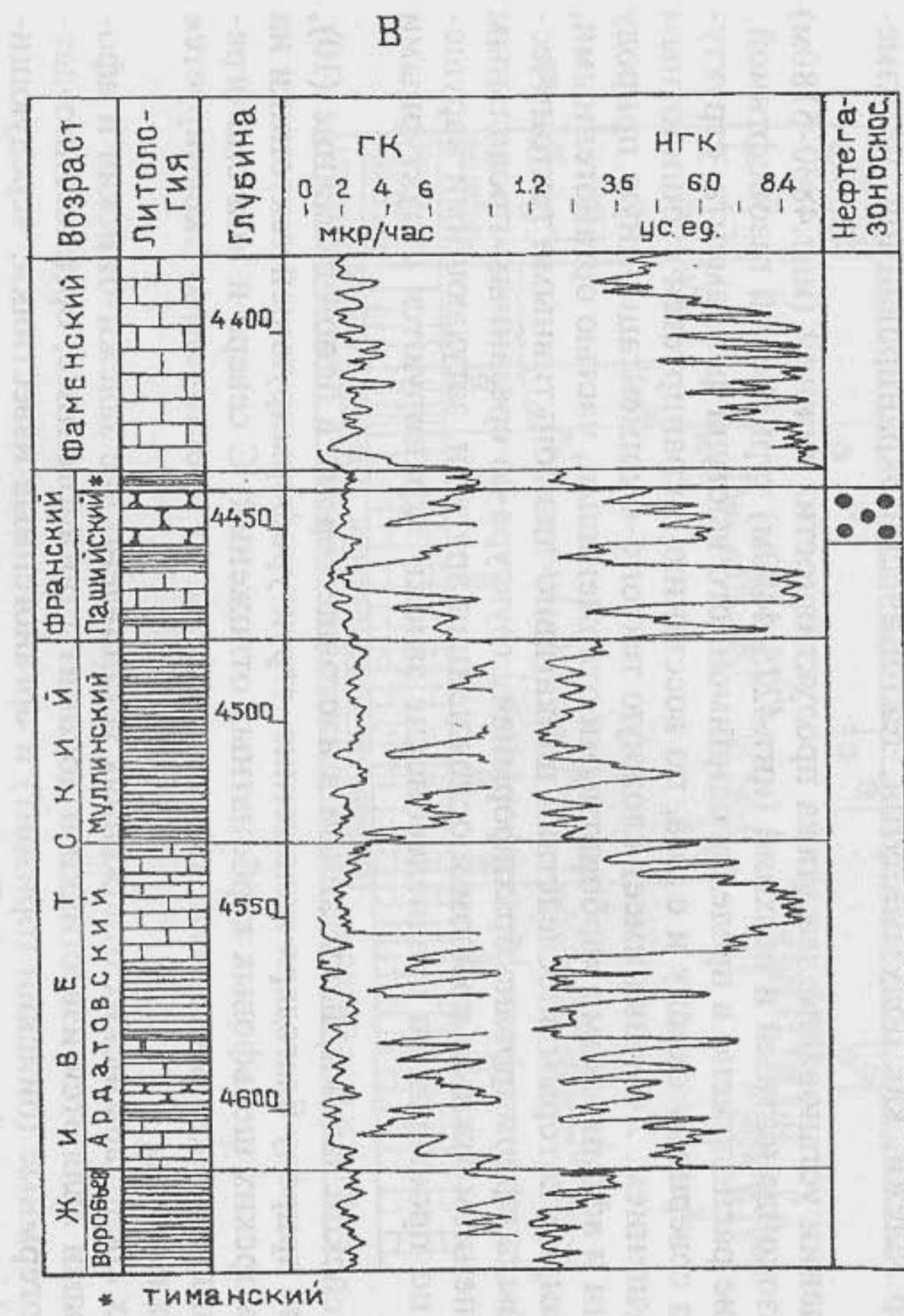


Рис.5 Нефтяное месторождение Приграничное

А - структурная карта по отражающему горизонту " $\Pi_3$ "; Б - геологический разрез по линии 1-1;  
В - разрез продуктивной части отложений



\* Тиманский

(абс.-4342м) отсутствуют. Таким образом, установленная высота нефтяной части равна 77 м, вероятная высота может составить 185 м. Эффективные газо-и нефтенасыщенные толщины в скважине составляют 12,4 и 61,4 м, а средние по залежи 6,2 и 30 м соответственно.

Коллекторами являются известняки турнейского и верхней части фаменского ярусов, представленные мелководно-морскими фациями с пористостью от 4-6 до 12% при средней пористости газонасыщенной части коллекторов 8,9%, нефтенасыщенной -8,1%. Проницаемость по данным испытания достигает 186 фм<sup>2</sup>.

Из газовой шапки турнейской залежи получен газ и конденсат с дебитом на 9 мм шайбе 173,9тыс.м<sup>3</sup>/сут и 83,3м<sup>3</sup>/сут соответственно. Содержание конденсата оценивается в 300г/м<sup>3</sup>, плотность его равна 770-788кг/м<sup>3</sup>, 50% конденсата выкипает при 220°C, 70% выкипает при 312°C. В конденсате содержится (%% мас.): серы-0,62, меркаптанов-0,05, сульфидов-0,02.

Газ сепарации, помимо метана (81,1% мол.), содержит: этан (12,4%), пропан (3,3%), бутаны (0,92%), пентаны и другие гомологи (0,25%), азот (0,56%), диоксид углерода (1,36%), сероводород (0,16%).

Нефть получена при совместном испытании нефтяных и газовых объектов. Дебит газа в этом случае на 7мм шайбе составил 64,4 тыс.м<sup>3</sup>/сут, смеси нефти и конденсата 58,1 м<sup>3</sup>/сут. Плотность смеси достигала 835 кг/м<sup>3</sup>.

Подошвенные воды турнейской залежи не получены.

Чинаревское месторождение находится в стадии разведки.

**Приграничное нефтяное месторождение** (рис.5) находится в Зеленовском районе в 90км к северо-западу от г.Уральска. Выявлено в 1993г. в результате испытания отложений нижнефранского подъяруса в параметрической скважине П-4.

Залежь приурочена к пластам песчаников пашийского горизонта, тип залежи пластовый сводовый, по-видимому, тектонически ограниченный. Ловушка, по сейсмическим данным, образована антиклиналью, входящей в Приграничную приподнятую зону северо-западной ориентировки, с предполагаемым тектоническим экранированием по восстанию. Размеры структуры составляют не менее чем 4,7x6,7 км, амплитуда - 175 м. Нельзя, однако, исключить литологическое экранирование залежи за счет выклинивания пластов коллекторов по мере движения с юга на север. Размеры структуры в этом случае составят 4x8км.

Кровля продуктивных отложений в скважине вскрыта на глубине 4444 м (абс.-4259 м), подошва - на глубине 4454 м. Толщина пласта равна 10м, эффективная нефтенасыщенная толщина равна 8,4 м. ВНК залежи не установлен и предполагается на отметках -4400 - -4450 м. Общая высота залежи может составить 191 м.

Коллекторами являются песчаники с пористостью по ГИС 7-14% при средней пористости 10,0%. В качестве покрышки выступают глины и аргиллиты тиманского горизонта толщиной около 5м. Дебит нефти из опробованного интервала 4442-4457м (абс.4257-4272м) составил 12м<sup>3</sup>/сут, газа-2,3тыс.м<sup>3</sup>/сут (штуцер 4 мм). Нефть плотностью 805кг/м<sup>3</sup> содержит (%% мас.): фракций, выкипающих до 200°C-43, выкипающих до 330°C-70, меркаптанов-0,01, сульфидов и асфальтенов- следы. Содержание серы не определялось.

Подошвенные воды не вскрыты. Месторождение находится в стадии опоискования.

В пределах бортового нефтегазоносного района, наиболее изученного в настоящее время, установлена продуктивность визейско-башкирского и московско-артинского бортовых уступов (Тепловско-Токаревская и Дарьинско-Деркульская зоны нефтегазонакопления), а также межсолевых нижнеказанских карбонатных отложений. Разнообразные, преимущественно структурные, тектонически ограниченные ловушки развиты в зоне между вышеуказанными уступами ( Межуступная зона нефтегазонакопления).

**Тепловско-Токаревская зона нефтегазонакопления** включает в себя одноименную группу месторождений, приуроченных к верхней части цепочки органогенных рифовых построек московско-артинского бортового уступа. Месторождения расположены в пределах Приуральского, Зеленовского и Таскалинского районов Западно-Казахстанской области, в 30-90 км к северу и северо-западу от г. Уральска, протягиваясь в виде цепочки структур северо-восточного простирания на расстояние 85 км.

Тепловско-Токаревская группа месторождений (рис.6) состоит из семи газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений в составе (с запада на восток): Токаревского (открыто в 1980 г.), Цыгановского (1977 г.), Ульяновского (1976 г.), Гремячинского (1974 г.), Восточно-Гремячинского (1976 г.), Западно-Тепловского (1973 г.) и Тепловского (1979 г.).

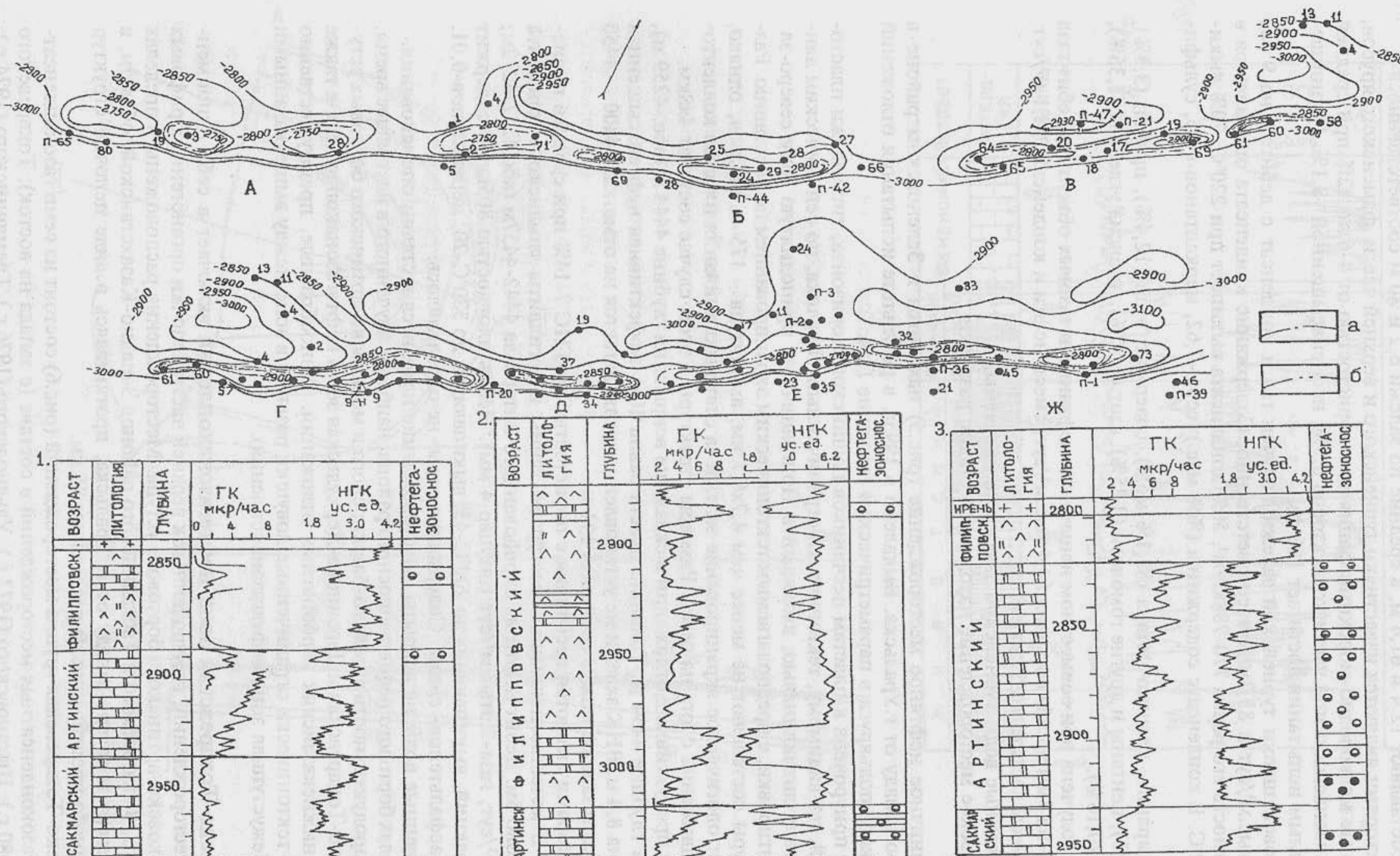


Рис.6 Тепловско-Токаревская группа месторождений

Месторождения: А - Токаревское; Б - Цыгановское; В - Ульяновское; Г - Гремячинское; Д - Восточно-Гремячинское; Е - Западно-Тепловское;

Ж - Тепловское. Разрезы барьерного рифа: 1 - северных склонов; 2 - удаление северных склонов; 3 - сводовых частей.

Контуры: а) ГНК (ГВК); б) ВНК.

Ловушки рифовой природы связаны с органогенными постройками артинского возраста, образующими цепочку поднятой вдоль краевой части карбонатного шельфа (барьерный риф). Неглубокими пониженными участками барьерный риф разделен на локальные структуры. Пространственное положение бортового уступа контролируется южной границей Карповского выступа фундамента. Цепочка месторождений прослежена на расстояние 85 км при размерах отдельных ловушек 0,5-1,7x2,6-13,0 км.

Органогенные постройки имеют асимметричное строение с крутым южным и более пологим северным склонами. Высота построек колеблется от 170 до 285 м. Верхняя точка залежей прослежена на отметках от -2665 до -2786 м. Артинские карбонатные отложения перекрываются образованиями филипповского горизонта, сложенного ангидритами с несколькими пластами доломитов толщиной от 5 до 34 м, продуктивными на площадях Западно-Тепловская, Гремячинская, Ульяновская.

Месторождения Токаревское, Цыгановское и Ульяновское - газовые с небольшим содержанием конденсата (46 г/м<sup>3</sup>). Месторождения Гремячинское, Восточно-Гремячинское, Западно-Тепловское и Тепловское - нефтегазоконденсатные. Толщина нефтяной оторочки в них меняется от 10 до 40 м, увеличиваясь с запада на восток. Запасы нефтяной оторочки Гремячинского и Восточно-Гремячинского месторождений толщиной 10-15 м отнесены к забалансовым. Среднее содержание конденсата в газовых шапках всех нефтегазоконденсатных месторождений оценено в 206 г/м<sup>3</sup>. ВНК (ГВК) залежей постепенно снижается с запада на восток с отметок -2776-2785 до -2870 м.

Коллекторы сложены биогермными, биоморфно-детритовыми органогенно-обломочными известняками и вторичными доломитами в различных соотношениях. Тип коллекторов поровый, каверново-поровый и каверново-порово-трещинный. Средняя пористость меняется в пределах 5,5-10,5% при граничном значении пористости для коллекторов 4% для газовой части и 10,8-11,6% при граничном значении пористости 6% для нефтяной части разреза. Средняя проницаемость составляет 17 фм<sup>2</sup>, максимальная достигает 1000 фм<sup>2</sup>.

Покрышкой служит соль иренской свиты вместе с вышележащей соленосно-терригенной толщей верхней перми.

Начальное пластовое давление по месторождениям, в среднем, меняется в пределах 32-32,7 МПа, средняя пластовая температура 78-83°С. Дебиты газа при испытании колебались от 13,5 тыс. до 520 тыс. м<sup>3</sup>/сут, конденсата - от 3 до 260 м<sup>3</sup>/сут, нефти - от 40 до 235 м<sup>3</sup>/сут.

Содержание метана в газе 80-95% постепенно уменьшается с запада на восток. Концентрация более тяжелых углеводородов в этом направлении увеличивается от 1,6 до 11,8%. Другие компоненты, в среднем, составляют для группы газоконденсатных (Токаревское-Ульяновское) месторождений и для группы нефтегазоконденсатных (Гремячинское-Тепловское) месторождений соответственно (%): сероводород 1,36-0,29, азот 1,32-2,57, диоксид углерода 2,73-0,69, меркаптаны 0,014-0,020.

Конденсат малосернистый (0,2-0,5%), малопарафинистый (0,3-1,1%), плотностью 755-797 кг/м<sup>3</sup>, содержит %: смол 2-11; фракции, выкипающие до 200°С -60-90, до 300°С -80-100.

Нефть плотностью 840-852 кг/м<sup>3</sup>, сернистая (0,51-2,0%), парафинистая (1,51-6,0%), смолистая (4,9-28%), содержит фракции, выкипающие до 200°С, в количестве 30-45%, до 300°С -57-65%. Групповой состав углеводородов фракции, выкипающей до 200°С, %: алканы 28,6-64,7, цикланы 16,3-50,0, арены 3-37,2.

В нефти содержится, в среднем, 206 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> растворенного газа, содержащего (% мол): сероводород - 0,12, азот - 1,11, диоксид углерода - 0,88, этан - 5,82, пропан - 3,69, бутаны - 2,03.

Пластовые подошвенные воды представляют собой рассолы хлоридно-кальциевого типа с минерализацией 200-265 г/л плотностью 1170-1200 кг/м<sup>3</sup>, с высоким содержанием редких элементов и дебитами 0,2-21,8 м<sup>3</sup>/сут при среднединамических уровнях 80-1100 м. Режим залежей газонапорный с неактивным проявлением водонапорного. Месторождения завершены разведкой.

Помимо вышеприведенной общей характеристики, для каждого из семи месторождений характерны свои особенности строения, в том числе и перекрывающего комплекса, которые приводятся ниже.

Токаревское газоконденсатное месторождение (рис.7) расположено в Таскалинском районе, в 80 км к западу от г. Уральска. Оно состоит из четырех отдельных залежей, продуктивность которых, в основном, установлена единичными скважинами. Положение ГВК от-

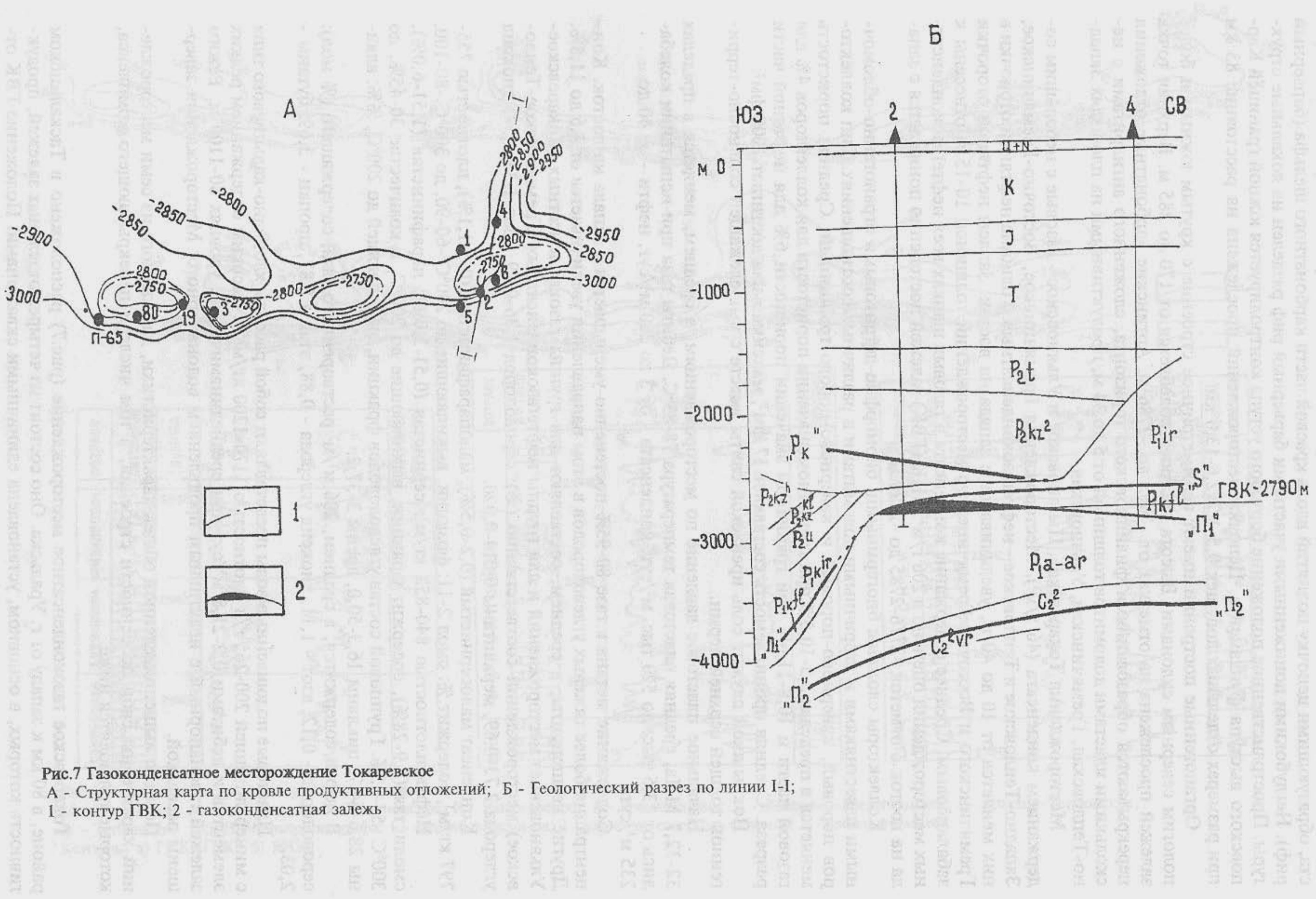


Рис.7 Газоконденсатное месторождение Токаревское

А - Структурная карта по кровле продуктивных отложений; Б - Геологический разрез по линии I-I;

1 - контур ГВК; 2 - газоконденсатная залежь

дельных залежей колеблется от -2776 до -2802 м.

**Газоконденсатная залежь Цыгановского месторождения** (рис.8), расположенного в Зеленовском районе, в 60 км к западу от г. Уральска, установлена всего одной скважиной (24), несмотря на то, что в его пределах пробурено 9 глубоких скважин. Такая низкая эффективность связана с очень сложными сейсмогеологическими условиями и слабой надежностью данных сейсморазведки по картированию структур в пределах бортового уступа. Можно предположить наличие невыявленных залежей по простирации структуры.

**На Ульяновском газоконденсатном месторождении** (рис.9), расположенном в Зеленовском районе, в 46 км к ЗСЗ от г.Уральска, как и на Цыгановском, значительная часть скважин по тем же причинам пробурена в северной части структуры. Здесь, наряду со сводовой массивной залежью, установлена пластовая залежь, приуроченная к доломитовому пласту толщиной 9 м в перекрывающем филипповском горизонте, а также ограниченная газоконденсатная залежь на северном склоне структуры, экранированная, по всей видимости, тектоническим нарушением (р-н скв. П-47).

**Гремячинское нефтегазоконденсатное месторождение** (рис.10), расположенное в Зеленовском районе, в 36 км к ЗСЗ от г. Уральска, наиболее протяженное из всей цепочки. В его пределах, как и на Ульяновском, наряду с основной залежью установлена газоконденсатная залежь в нижнем карбонатном пласте филипповского горизонта (скв. 5, П-25).

**Восточно-Гремячинское нефтегазоконденсатное месторождение** (рис.11) расположено в Зеленовском районе, в 28 км к северо-западу от г. Уральска. От Гремячинского оно отделяется узкой перемычкой (250 м). Не исключено, что оба месторождения образуют единую залежь с маломощной (10-15 м) нефтяной оторочкой.

**Западно-Тепловское нефтегазоконденсатное месторождение** (рис.12), расположенное в Приуральном районе в 25 км к северо-западу от г. Уральска, характеризуется наибольшей концентрацией запасов газа на единицу площади. В его пределах вскрыта наиболее высокая часть рифовой постройки. Кроме основной рифовой залежи, на месторождении установлена продуктивность верхнего карбонатного пласта филипповского горизонта (скв. П-3).

**Тепловское нефтегазоконденсатное месторождение** (рис.13), расположенное в Приуральском районе в 22 км к ССЗ от г. Уральска, имеет наиболее мощную нефтяную оторочку (40 м), оно состоит из двух куполов - западного и восточного с лучшим развитием коллекторов в пределах последнего.

**Дарынско-Деркульская зона нефтегазонакопления** связана с цепочкой локальных поднятий рифовой природы в пределах визейско-башкирского бортового уступа (барьерного рифа), протягивающегося в 15 км южнее и параллельно нижнепермскому. На востоке зоны выявлено нефтегазоконденсатное Дарынское месторождение (1989 г.), а в западной части - Ростошинское газовое месторождение (1993 г.). Кроме названных месторождений, слабый приток газа (10,0 тыс.м<sup>3</sup>/сут) получен из башкирских отложений в скв. 2 на Чаганская площади, а сейсморазведкой в пределах зоны подготовлен ряд перспективных структур, наиболее интересными из которых являются Деркульская и Западно-Чаганская (рис.14).

**Дарынское нефтегазоконденсатное месторождение** (рис.15) расположено в Приуральском районе Западно-Казахстанской области, в 30 км к северо-востоку от г. Уральска. Оно открыто в 1989 г. в результате получения притока нефти при испытании поисковой скв. 1, пробуренной на поднятии, выявленном сейсморазведкой по отражающему горизонту П<sub>2</sub> (кровля верейских отложений). Скв.2, пробуренная в восточной части месторождения, вскрыла кровлю продуктивных отложений на 38 м выше скв.1, подтвердив тем самым наличие достаточно морфологически выраженных органогенных построек в пределах визейско-башкирского бортового уступа. При испытании в скважине были получены притоки газа с конденсатом (98 г/м<sup>3</sup>).

Структура приурочена к визейско-башкирскому бортовому уступу и, по имеющимся данным, представляет собой органогенную постройку с размерами 1,6x0,5 км и амплитудой около 150 м.

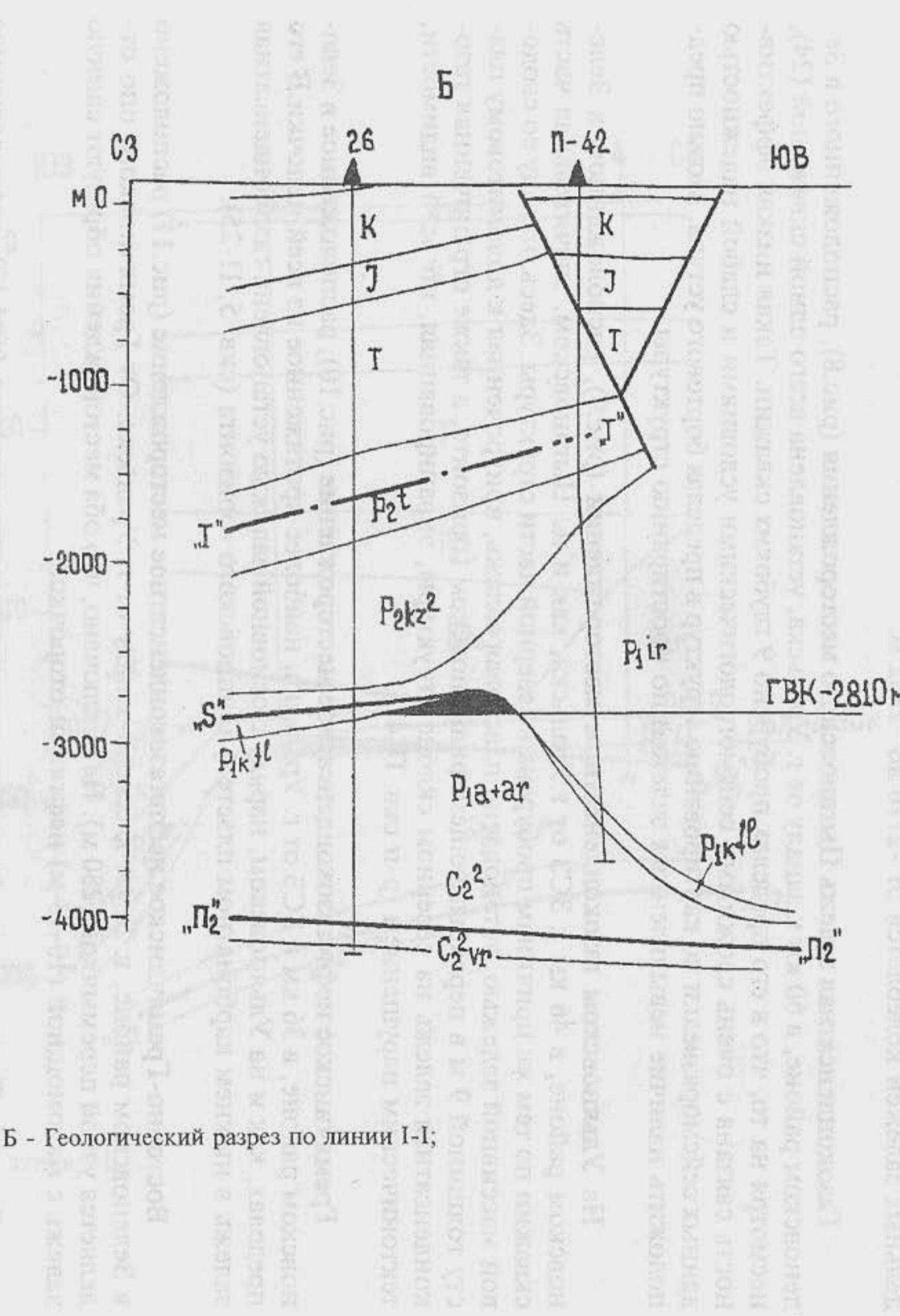


Рис.8 Газоконденсатное месторождение Цыгановское

А - Структурная карта по кровле продуктивных отложений; Б - Геологический разрез по линии I-I';  
1 - контур ГВК; 2 - газоконденсатная залежь

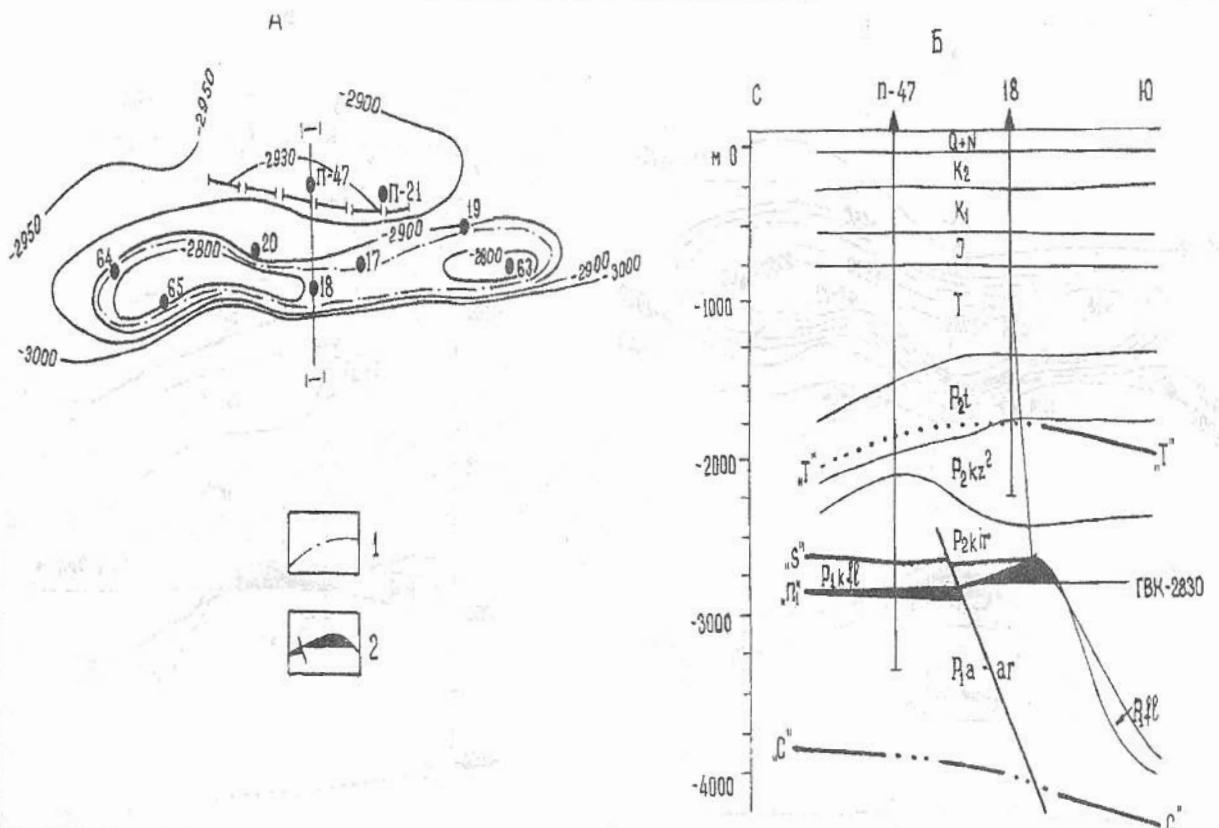


Рис.9 Газоконденсатное месторождение Ульяновское

А - Структурная карта по кровле продуктивных отложений; Б - Геологический разрез по линии I-I;  
1 - контур ГВК; 2 - газоконденсатная залежь.

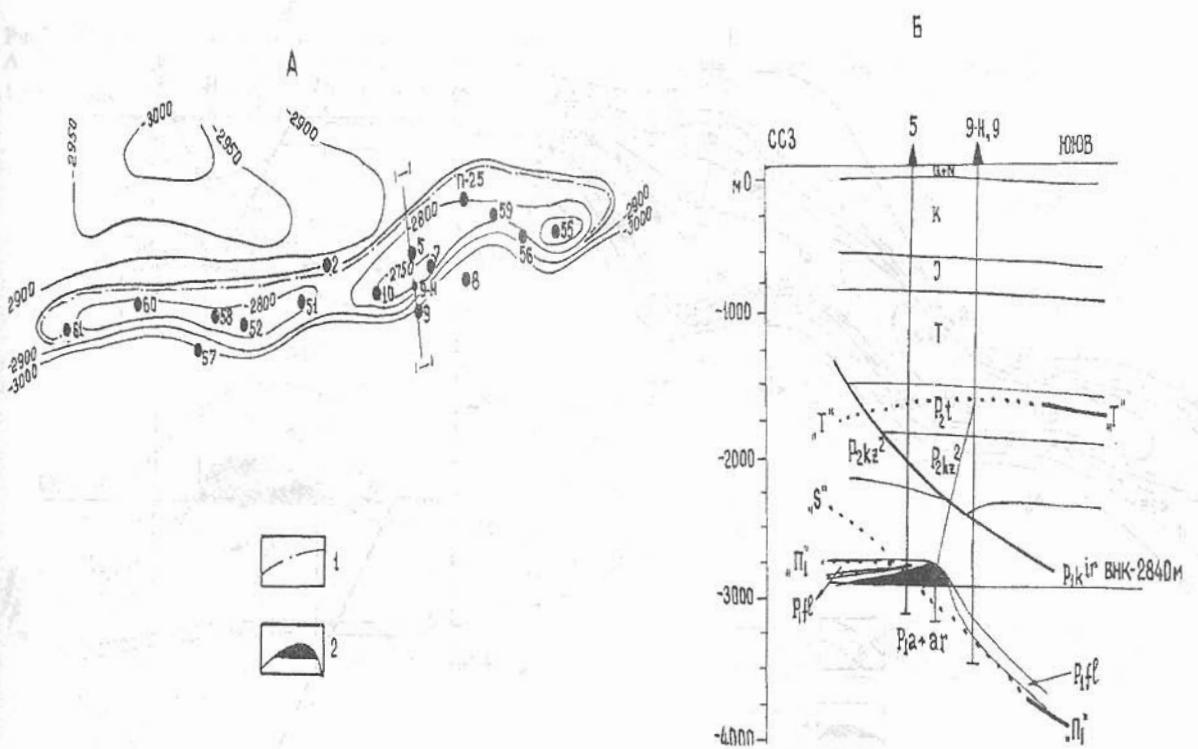


Рис.10 Нефтегазоконденсатное месторождение Гремячинское

А - Структурная карта по кровле продуктивных отложений; Б - Геологический разрез по линии I-I;  
1 - контур ВНК; 2 - газоконденсатная залежь.

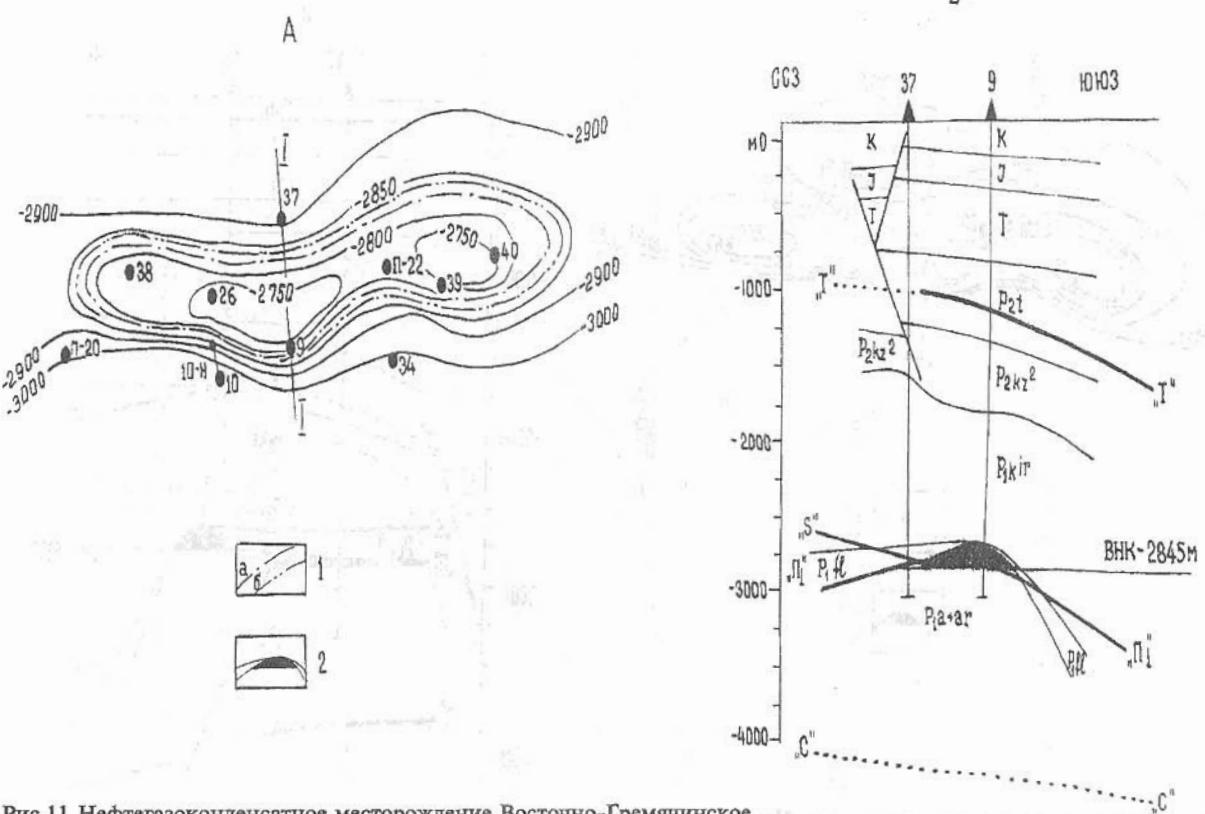


Рис.11 Нефтегазоконденсатное месторождение Восточно-Гремячинское

А - Структурная карта по кровле продуктивных отложений; Б - Геологический разрез по линии I-I;  
1 - контуры ГНК (а) и ВНК (б); 2 - нефтегазоконденсатная залежь.

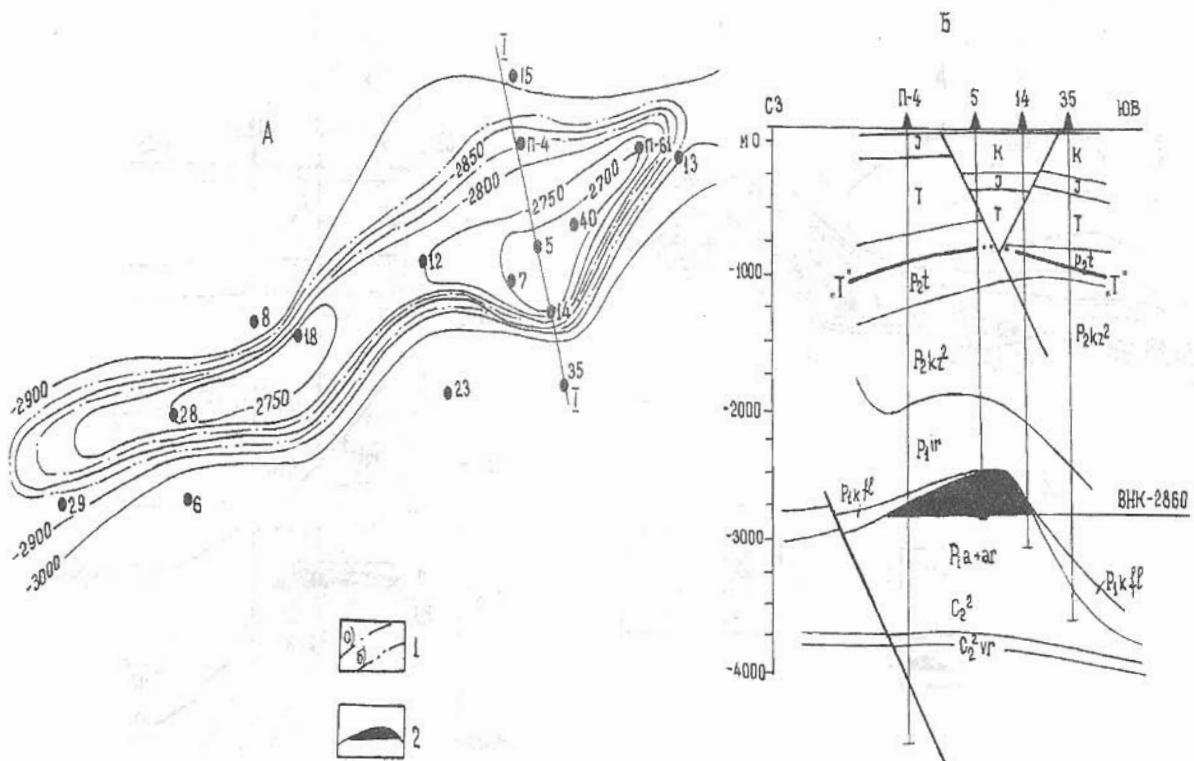


Рис.12 Нефтегазоконденсатное месторождение Западно-Тепловское

А - Структурная карта по кровле продуктивных отложений; Б - Геологический разрез по линии I-I;  
1 - контуры ГНК (а) и ВНК (б); 2 - нефтегазоконденсатная залежь.

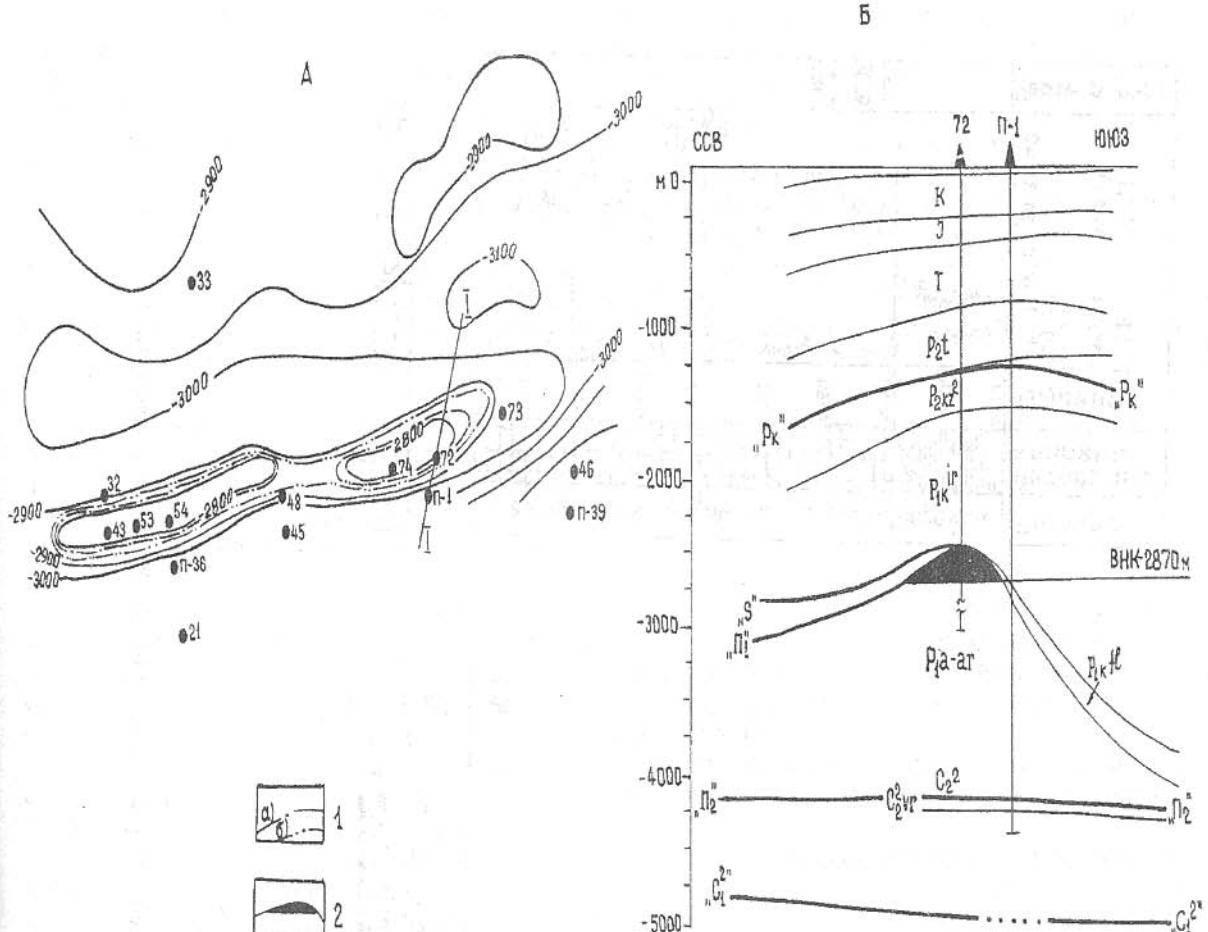


Рис.13 Нефтегазоконденсатное месторождение Тепловское

А - Структурная карта по кровле продуктивных отложений; Б - Геологический разрез по линии I-I;  
1 - контуры ГНК (а) и ВНК (б); 2 - нефтегазоконденсатная залежь.

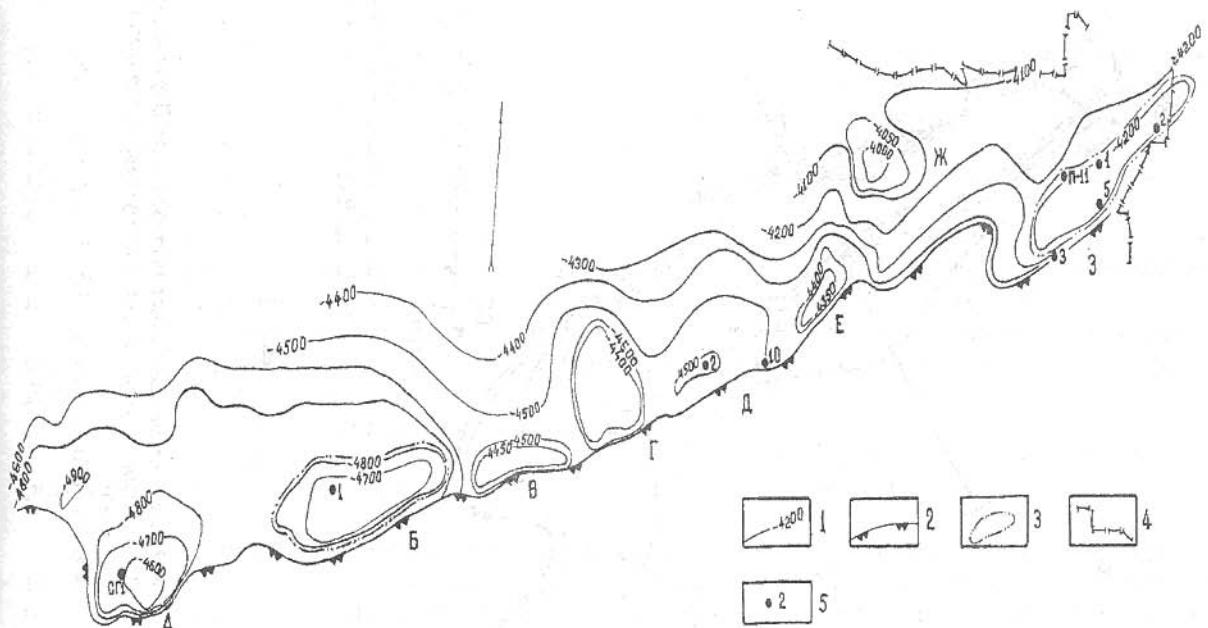


Рис.14 Дарьинско-Деркульская зона нефтегазонакопления

Схема 7. Дарынское-Деркульская зона нефтегазоносности  
 Структуры и месторождения: А - Деркульская, Б - Ростошинская, В - Восточно-Ростошинская, Г - Западно-Чаганская, Д - Чаганская, Е - Восточно-Чаганская, Ж - Северо-Дарынская, З - Дарынское;  
 1 - изогипсы отражающего горизонта " $\Pi_2$ "; 2 - визейско-башкирский бортовой уступ; 3 - контур продуктивности; 4 - государственная граница; 5 - глубокие скважины.

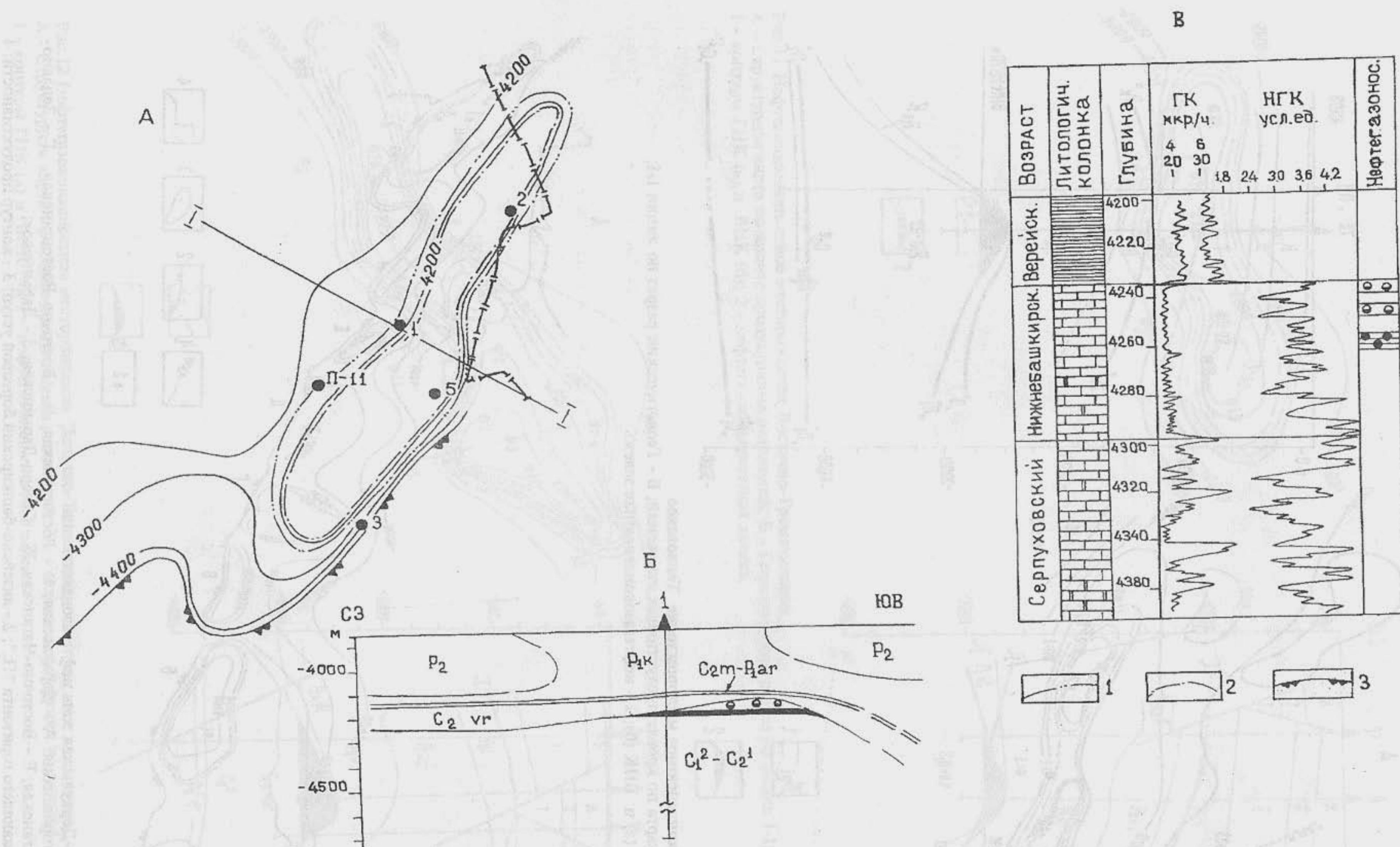


Рис.15 Нефтегазоконденсатное месторождение Дарынское  
 А - Структурная карта по кровле продуктивных отложений; Б - Геологический разрез по линии I-I; В - Разрез продуктивной части  
 отложений;  
 1 - контур ВНК; 2 - контур ГНК; 3 - бортовой уступ.

Продуктивны органогенные известняки нижнебашкирского подъяруса, залегающие на глубине 4218 м (абс.-4161 м) и ниже. Коллекторы порового, каверново-порового типов. Средняя пористость их составляет 7,4%, проницаемость достигает 144 фм<sup>2</sup>. Покрышкой служат аргиллиты верейского горизонта толщиной 64-100 м.

Залежь массивная, ВНК ее прослеживается на отметке -4210 м, а ГНК на отметке -4200 м. Дебит нефти на 8 мм штуцере составил 54 м<sup>3</sup>/сут, газа - 214,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Плотность нефти 862-871 кг/м<sup>3</sup>. Нефть малосернистая (0,37%), высокопарафинистая (6,8%), малосмолистая (2,5%). До 200°C выкипает менее 10% фракций, до 300°C - около 20%. В растворенном газе содержится сероводорода 0,22-0,57%, диоксида углерода - 1,38 - 1,97%.

Газ газоконденсатной части состоит из метана (94%), этана (2,4%), пропана (0,8%), бутанов (0,7%), пентанов и др. (0,3%), азота (0,7%), диоксида углерода (1,1%), сероводорода (0,54%). Конденсат относительно тяжелый (791 кг/м<sup>3</sup>) с содержанием дистилятной части (до 340°C) -80%, меркаптанов - 0,06%.

Подошвенные воды представляют собой хлоридно-кальциевые, высокоминерализованные рассолы с минерализацией до 210 г/л. Дебиты колебались от 1,0 до 5,6 м<sup>3</sup>/сут при динамических уровнях ниже 1000 м. Естественный режим работы месторождения - газовый с неактивным водонапорным.

Месторождение находится в стадии разведки.

**Ростошинское газовое месторождение** (рис.16) расположено в Зеленовском районе, в 15 км к западу от г. Уральска. Выявлено месторождение в 1993 г. в результате получения пластоиспытателем притока газа (112 тыс.м<sup>3</sup>/сут) из башкирских отложений в поисковой скв. 1. Скважина была заложена на структуре, выявленной и подготовленной к глубокому бурению сейсморазведкой по отражающему горизонту П<sub>2</sub>.

Структура связана с предполагаемой органогенной постройкой, осложняющей визейско-башкирский бортовой уступ (барьерный риф). Размеры ее по замкнутой изогипсе -4800 м составляют 3,0x10,0 км, высота около 200 м.

Продуктивны органогенно-детритовые, оолитовые и псевдоолитовые известняки нижнебашкирского подъяруса и верхней части серпуховского яруса. Коллекторы порового и, в меньшей мере, порово-кавернового типов. Величина пористости колеблется от 4,4 до 12,0% при среднем значении 6,1%. Покрышкой служат аргиллиты верейского горизонта толщиной от 6 до нескольких десятков метров, кроме того, в качестве покрышки при установленной морфологической выраженности структуры могут выступать гидрохимические отложения кунтура.

Залежь массивная. Установленная ВТЗ залежи (кровля продуктивных отложений в скв.1) равна 4670 м (абс.-4607 м). Продуктивность отложений установлена до отметки -4676 м, этаж установленной продуктивности равен 69 м. Дебит газа на 6 мм шайбе составил 119,3 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Начальное пластовое давление равно 54,9 МПа, пластовая температура -102°C. Газ преимущественно метановый (89-95%), содержание других компонентов составляет (% мол.): этан -0,6-4,1; пропан -0,04-0,06; бутаны и другие гомологии - до 0,02; сероводород - 2,85-3,56; диоксид углерода -3,41-4,03; азот - до 2,79.

Помимо залежи в башкирских отложениях, на месторождении установлена продуктивность калиновского карбонатного пласта, вскрытого скважиной 1 в интервале 4218-4395 м, из которого пластоиспытателем был получен приток газа дебитом 32,9 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Подошвенные воды башкирской залежи, полученные ниже отметки - 4760 м, представлены хлоркальциевыми рассолами с минерализацией 207 г/л и плотностью 1142 кг/м<sup>3</sup>. Дебит воды составил 30,4 м<sup>3</sup>/сут при среднединамическом уровне 727 м.

Месторождение находится на стадии опоискования.

В межступной зоне нефтегазонакопления в настоящее время установлено два месторождения: Каменское газоконденсатное и Южно-Гремячинское нефтяное.

**Каменское газоконденсатное месторождение** (рис.17) находится в Таскалинском районе Западно-Казахстанской области, в 75 км к западу от г. Уральска. Открыто в 1986 г. в результате испытания поисковой скв.2, заложенной для опоискования выявленной сейсморазведкой подсолевой структуры.

Месторождение приурочено к межсолевой толще (156-180 м) карбонатных пород калиновской свиты нижнеказанского подъяруса. Расположенная в области активной соляно-купольной тектоники, данная толща интенсивно дислоцирована и образует сложную блоко-

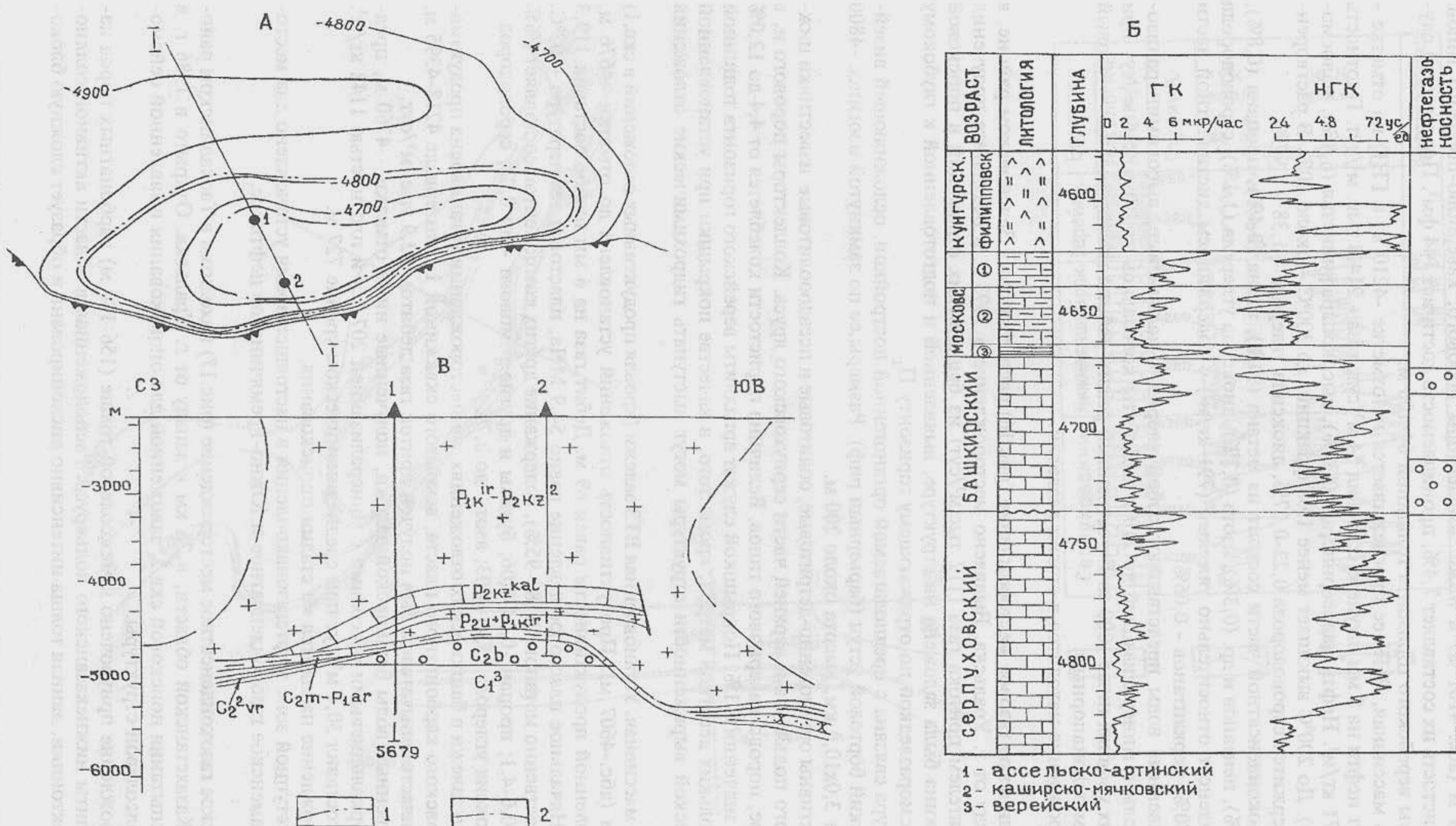


Рис. 16 Газовое месторождение Ростошинское

А - Структурная карта по кровле продуктивных отложений; Б - Геологический разрез по линии I-I; В - Разрез продуктивной части отложений;

Контуры газоносности: 1 - предполагаемый, 2 - установленный

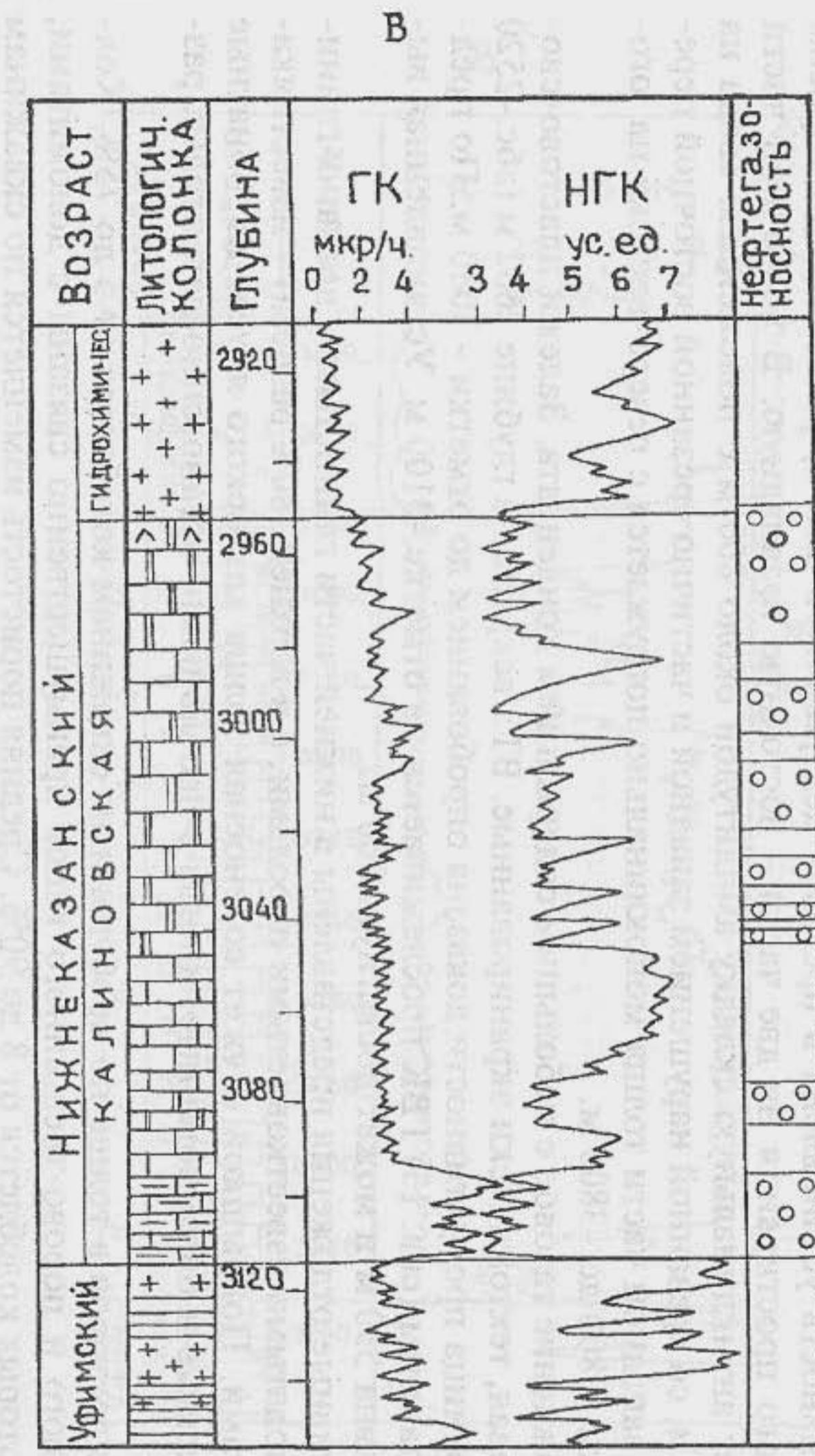
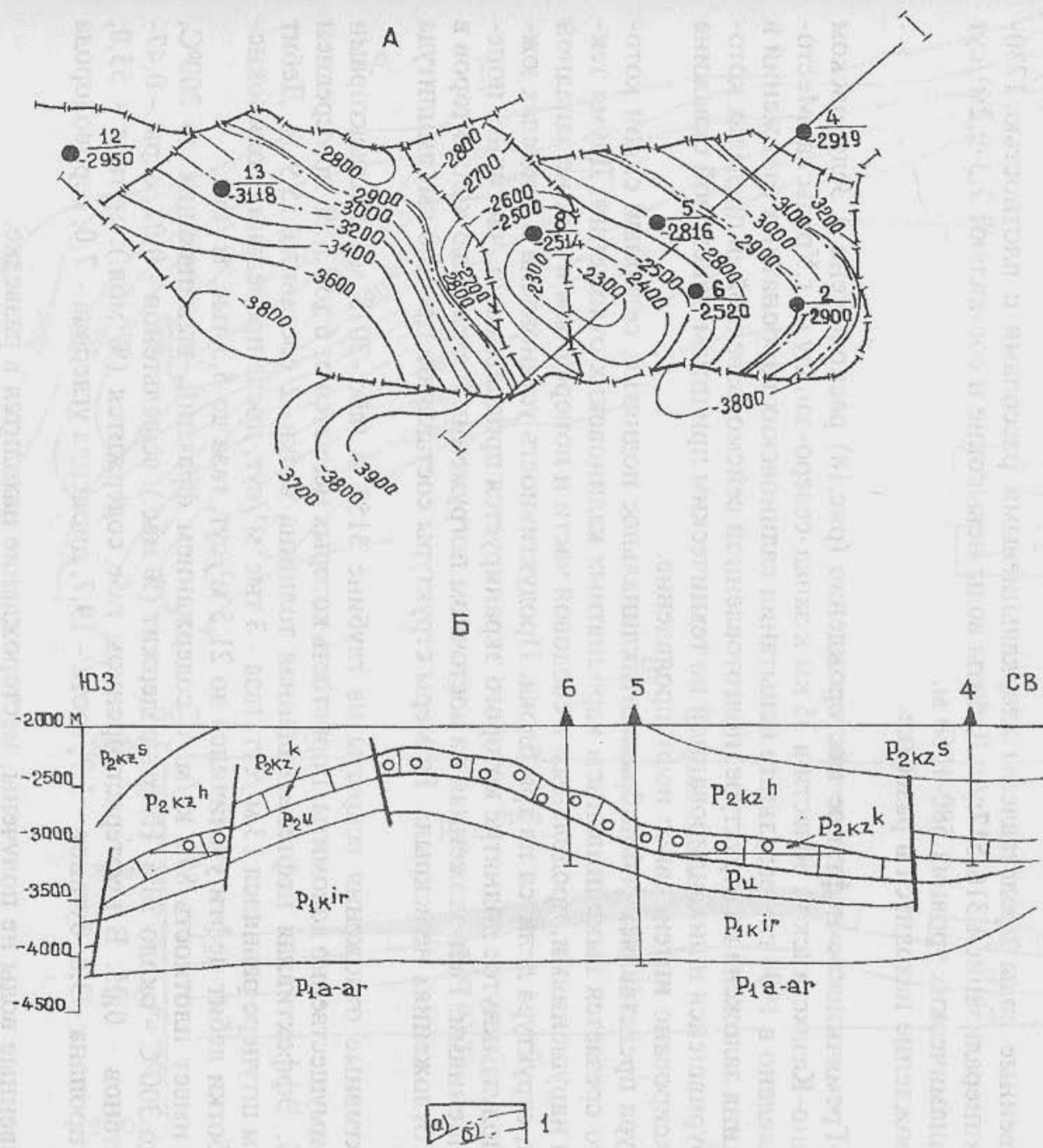


Рис. 17 Газоконденсатное месторождение Каменское

А - Структурная карта по кровле продуктивных отложений; Б - Геологический разрез по линии I-I; В - Разрез продуктивной части отложений;  
1 - контуры газоносности: а) внутренний, б) внешний.

вую структуру.

Продуктивность установлена в пределах центрального блока, разделенного сбросом северо-западного простирания на две части - восточную и западную. В восточной части толща образует антиклинальную складку амплитудой около 800 м с положением свода на отметке -2300 м, со срезанной нарушением западной и частично срезанной восточной переклиналями. В западной части толща моноклинально погружается с северо-востока на юго-запад с отметки -2800 до -3800 м.

Месторождение газовое с небольшим содержанием конденсата. Залежи пластово-сводовая и пластовая, тектонически экранированные. ВТЗ вскрыта на глубине 2662 м (абс.-2520 м). Нижняя граница продуктивности доказана опробованием до отметки - 3050 м. По предварительным данным (скв. 13) ГВК прослеживается на отметке -3100 м. Установленная высота залежи равна 530 м и может достигнуть 800 м.

Продуктивные отложения представлены в нижней части глинистыми, песчано-глинистыми трещиноватыми известковистыми породами, а в верхней (80% разреза) - известняками и доломитами. Покрышкой служит соленосная толща казанского яруса. Карбонатные породы хемогенные и биохемогенные, иногда с прослойками органогенно-детритовых разностей.

Доля коллекторов в толще по пробуренным скважинам колеблется от 5 до 75%. Коллекторы порового и порово-трещинного типов преимущественно связаны с доломитами, содержание которых колеблется от 8 до 90%. Средняя пористость изменяется по скважинам от 5,7 до 12,6%, средняя проницаемость 156 фм<sup>2</sup>. Начальное пластовое давление для уровня приведения -2700 м равно 45,4 МПа, пластовая температура - 78°C. Начальные дебиты газа составляли 6,4 тыс. - 1280 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Содержание конденсата в газе, в среднем, составляет 40 г/м<sup>3</sup>, плотность 760-790 кг/м<sup>3</sup>.

Пластовый газ состоит из (% мол.): метана - 87, этана - 1,2, пропана - 0,6-0,8, бутанов - 0,19-0,28. Содержание сероводорода - 0,93-1,65%, диоксида углерода - 4,4-5,7%, азота - 2,3-4,2%.

Подошвенные воды представлены хлоркальциевыми рассолами с плотностью 1230-1360 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 316-517 г/л. Дебиты воды невысокие и составляют 2,3-9,2 м<sup>3</sup>/сут при среднединамических уровнях 580-1060 м.

Месторождение находится в разведке.

**Южно-Гремячинское нефтяное месторождение** (рис.18) расположено в Зеленовском районе Западно-Казахстанской области в 35 км к запад-северо-западу от г.Уральска. Месторождение выявлено в 1994 г. в результате испытания калиновских карбонатных отложений в скв. 2. Скважина заложена на структуре, подготовленной сейсморазведкой, в пределах которой в ранее бурившейся и ликвидированной по техническим причинам поисковой скважине 1 было зафиксировано интенсивное нефтепроявление.

Структура представляет собой брахиантиклинальное поднятие, северный склон которого частично срезается выклиниванием карбонатных калиновских отложений. Двумя тектоническими нарушениями, продольным в сводовой части и поперечным в районе западной переклиниали, структура делится на три блока. Продуктивность установлена в пределах южного блока, полузамкнутое поднятие которого экранируется продольным и, частично, поперечным нарушениями. Расположенная на восточном погружении блока скв.5 коллекторов в калиновских отложениях не вскрыла. Размеры структуры составляют 1,5x15,0 км, амплитуда 400 м.

Продуктивные отложения вскрыты на глубине 3152 м (абс.-3078 м). Коллекторами являются преимущественно доломиты, пористость которых меняется от 6 до 13,5% при среднем значении 8%. Эффективная нефтенасыщенная толщина в скв. 2 составила 15,9 м. Дебит нефти на 4 мм штуцере равнялся 13 м<sup>3</sup>/сут, газа - 3 тыс. м<sup>3</sup>/сут, после проведения солянокислотной обработки дебит нефти увеличился до 21,5 м<sup>3</sup>/сут, газа до 5,3 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Нефть имеет плотность 879 кг/м<sup>3</sup> с содержанием фракций, выкипающих до 200°C, около 40%, до 300°C - около 70%. Нефть содержит (% мас.): асфальтенов - 0,02, серы - 0,47-0,73, меркаптанов - 0,05. В нефтерастворенном газе содержится (% мол.): метана - 55,0, этана - 10,0, пропана - 3,8, бутанов - 1,9, азота - 19,7, диоксида углерода - 7,0, сероводорода - 1,85.

Подошвенные воды не получены, месторождение находится в разведке.

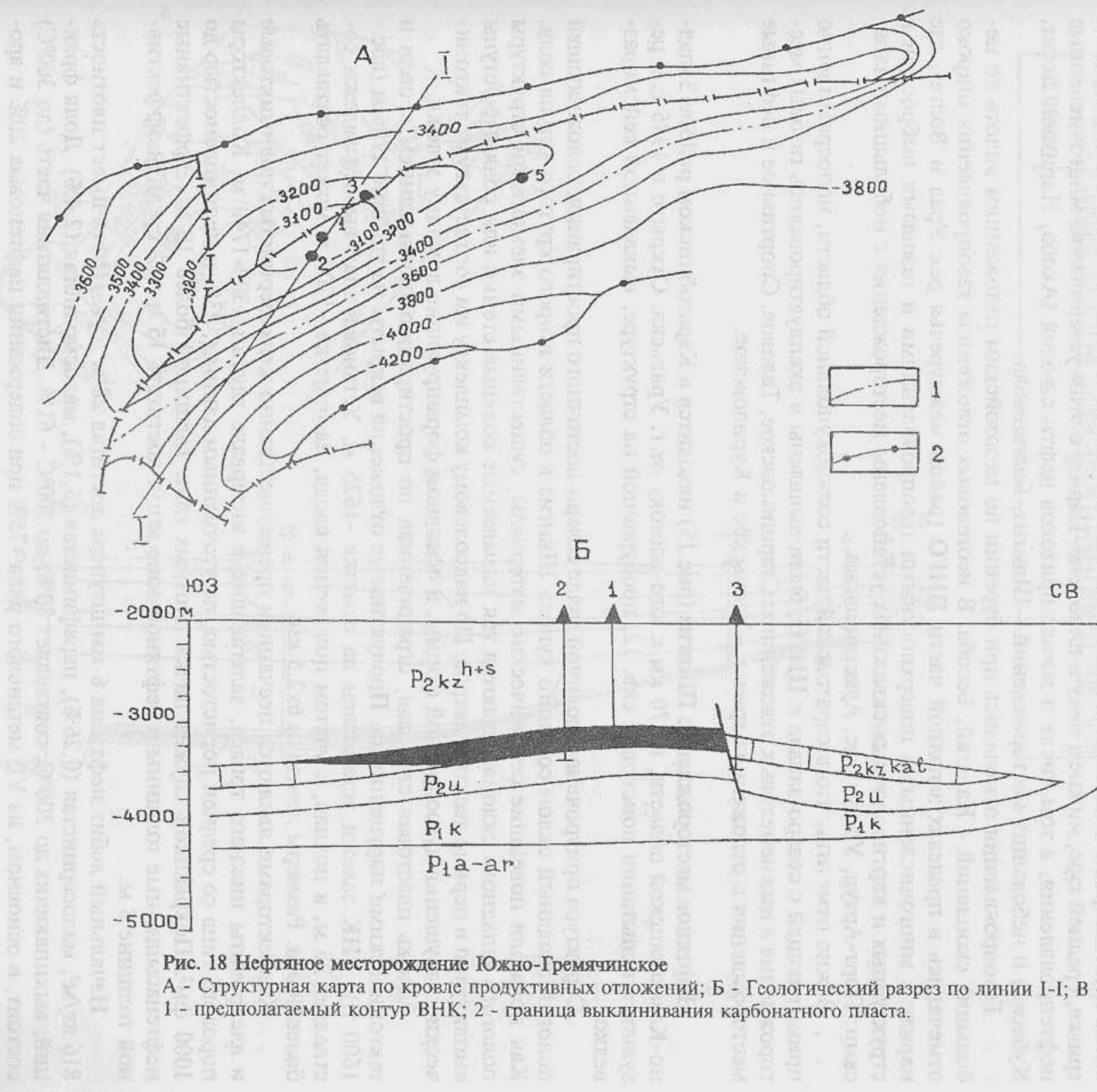
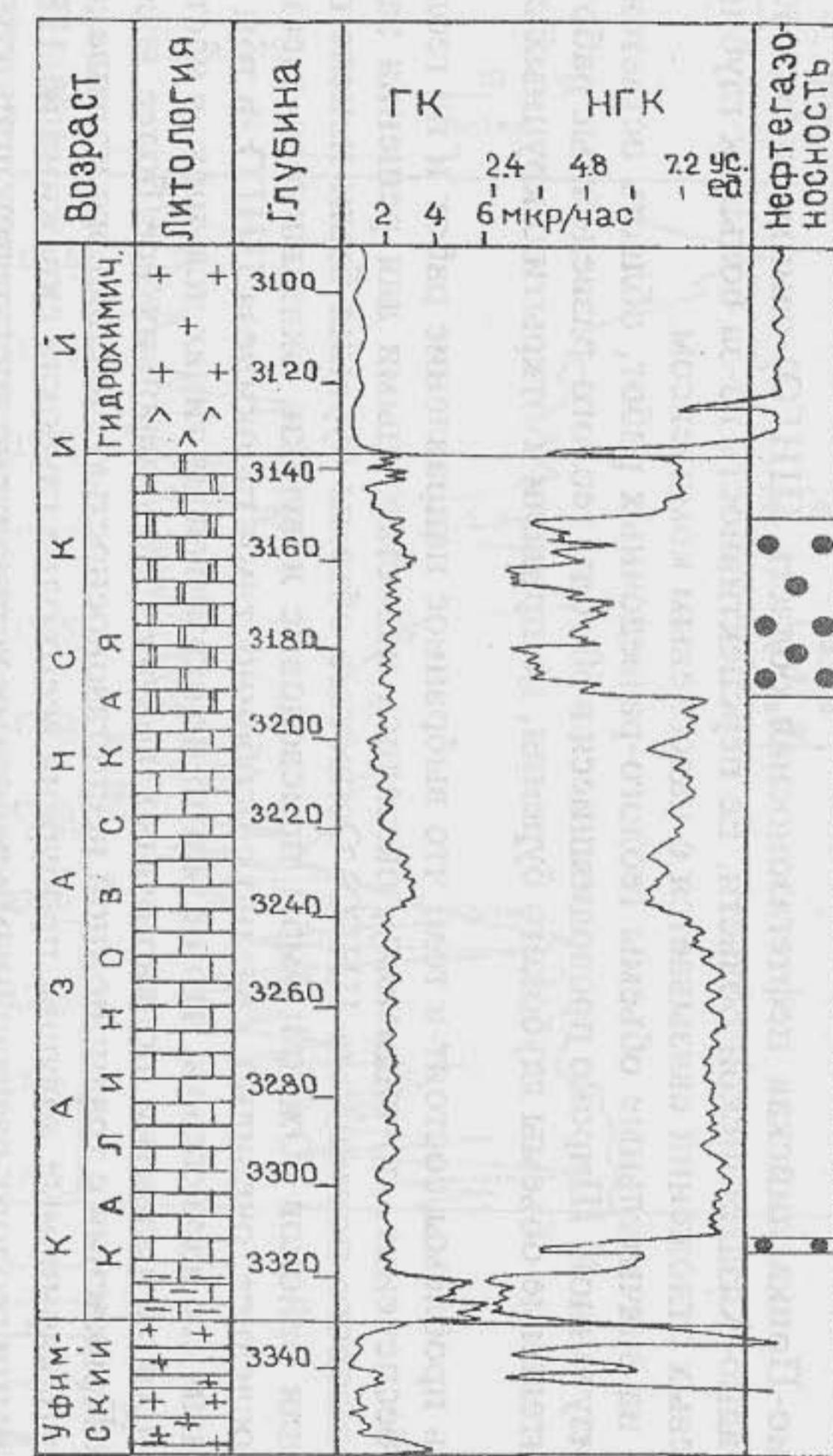


Рис. 18 Нефтяное месторождение Южно-Гремячинское

А - Структурная карта по кровле продуктивных отложений; Б - Геологический разрез по линии I-I; В - Разрез продуктивной части отложений;  
1 - предполагаемый контур ВНК; 2 - граница выклинивания карбонатного пласта.



## ЦЕНТРАЛЬНО-ПРИКАСПИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Центрально-Прикаспийская нефтегазоносная область (ЦНГО) занимает около 90% территории Западно-Казахстанской области. Ее перспективность из-за больших глубин залегания подсолевых отложений связывается с надсолевым комплексом.

Несмотря на значительные объемы геолого-разведочных работ, область остается по-прежнему малоизученной. Широко проводившиеся в 60 годы геолого-разведочные работы, в том числе значительные объемы глубокого бурения, не привели к открытию крупных скоплений УВ.

Сложность проблемы состоит в том, что выбранное направление работ и их геологометодическое обеспечение, по-видимому, оказались недостаточными для решения задачи освоения нефтегазового потенциала ЦНГО. Основные объемы бурения были нацелены на традиционные для районов Южной Эмбы присводовые ловушки, оказавшиеся здесь обводненными. Последнее, очевидно, связано с особенностями галокинеза ЦНГО, в том числе, более активным его характером, что не могло не сказаться на типах ловушек, в частности, на более широком развитии подкарнизных ловушек, занимающих все более весомое место в районах Прикаспия с традиционной нефтегазоносностью надсолевого комплекса. С целью поисков подкарнизных ловушек пробурена всего одна глубокая скважина из 178.

Проведенными геолого-разведочными работами установлено достаточно широкое развитие коллекторов в надсолевом комплексе отложений, в особенности в нижнем и верхнем триасе, средней юре, нижнем мелу и плиоцене. Наряду с этим установлены многочисленные нефтепроявления, в том числе и в виде притоков нефти с водой (Акоба, Нариман, Бекет, Кубасай) и небольших месторождений - Шингиз, Болганмола.

Газопроявления отмечались при бурении по мезозойским отложениям вплоть до небольших скоплений - Карагай, Бесоба. В неогеновых отложениях газопроявления широко отмечались в пределах западной части ЦНГО (район междуречья рек Урал и Волга), где наряду с многочисленными поверхностными газопроявлениями и газовыми выбросами в структурных и картировочных скважинах установлены месторождения с небольшими запасами: Порт-Артур, Ушкультас, Аукетайшагы.

Важно отметить, что в саратовской части солянокупольной области, непосредственно примыкающей с северо-запада к ЦНГО, были выявлены и эксплуатировались газовые месторождения в нижнемеловых отложениях: Старшиновское, Таловое, Спортивное и нефтяные месторождения в отложениях триаса - Узеньское и Куриловское.

**Нефтяное месторождение Шингиз** (рис.19) находится в Каратобинском районе Западно-Казахстанской области, в 270 км к юго-востоку от г. Уральска. Открыто в 1986 г. в результате испытания поисковой скв. 12, пробуренной на структуре, выявленной сейсморазведкой.

Структура приурочена к соляной гряде северо-восточного простирания, осложняющей пологий западный склон соляного купола Шингиз в области второго крутого уступа соли. Как показали новейшие сейсмические материалы, существенными элементами структуры пологого западного склона являются так называемые соляные стенки или соляные уступы амплитудой в первые десятки метров. По надсолевому комплексу им соответствуют тектонические нарушения дугообразной формы, в основном формирующие ловушку залежи.

Залежь пластовая сводовая, ограниченная по простирианию примыканием к соли и тектоническими нарушениями. Продуктивные отложения вскрыты на глубине 1706 м (абс.-1600 м). ВНК залежи установлен на отметке -1625 м. Установленная высота залежи составляет 25 м, а полная, с учетом положения свода, на отметке -1200 м может составлять более 400 м. Размеры ловушки 6x2,5 км.

Коллекторами являются песчаники преимущественно мелкозернистые полимиктовые и алевролиты нижнего триаса, залегающие в интервале глубин 1300-1740 м. Коллекторы порового типа со средней пористостью, по уточненным данным, 23% и проницаемостью до 1000 фм<sup>2</sup>. Покрышкой служит пачка плотных глин толщиной более 10 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины в нефтяной зоне могут достигать 15 м при средней эффективной толщине 8 м.

Начальный дебит нефти на 6-мм штуцере достигал 28 м<sup>3</sup>/сут. Нефть имеет плотность 816 кг/м<sup>3</sup>, малосернистая (0,26%), парафинистая (5,1%), малосмолистая (2,4%). Доля фракций, выкипающих до 200°C, составляет 30%, до 300°C - 61%. Дистиллятная часть (до 300°C) состоит, в основном, из УВ метанового ряда -75% при содержании нафтеновых 20% и аро-

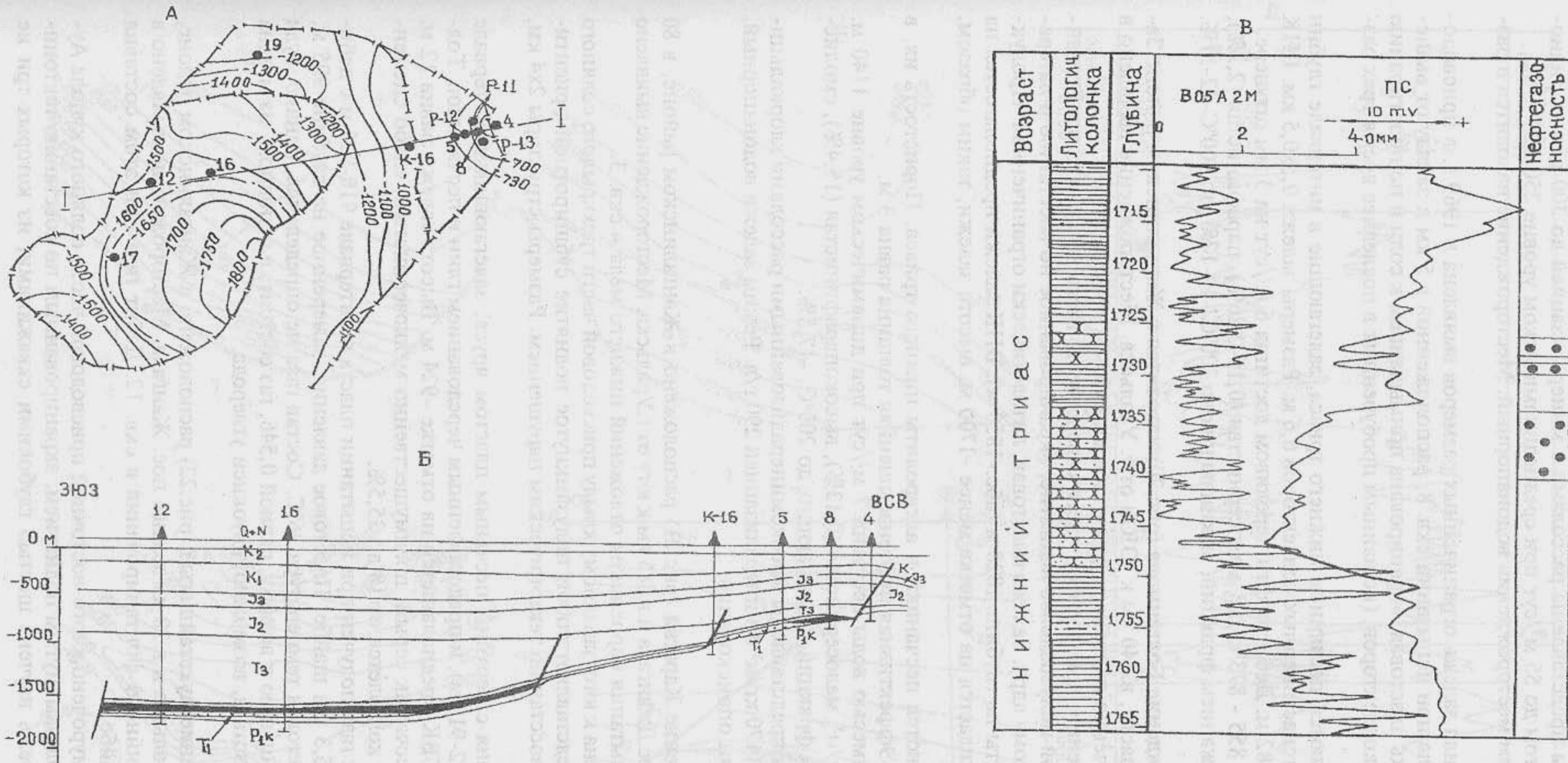


Рис. 19 Нефтяное месторождение Шинги

А - Структурная карта по кровле продуктивных отложений; Б - Геологический разрез по линии I-I; В - Разрез продуктивной части отложений;  
1 - контур продуктивности; 2 - нефтяная залежь.

матических 5%.

Подошвенные воды представлены рассолами с минерализацией до 300 г/л хлоридно-кальциевого типа с дебитом до 55 м<sup>3</sup>/сут при среднединамическом уровне 250 м.

Естественный режим месторождения водонапорный. Месторождение находится в разведке.

Кроме того, нефтяная залежь ограниченных размеров выявлена в 1969 г. в присводовой части соляного купола при испытании скв. 8, расположенной в 5 км к западу от вышеописанной залежи. Залежь пластовая, экранирована примыканием к соли и по простиранию ограничена замещением коллекторов, (по данным пробуренных в последнее время трех разведочных скважин).

Коллекторами являются песчаники нижнего триаса, залегающие в интервале глубин 780-820 м. Толщина нефтенасыщенных коллекторов 6,6 м. Размеры залежи 0,5x0,5 км. ВНК прослежен на отметке -682 м. Дебит нефти переливом достигал 6 м<sup>3</sup>/сут на 3 мм штуцере.

Нефть плотностью 855 - 873 кг/м<sup>3</sup>, малосернистая (0,15-0,26%), парафинистая (2,2%), смолистая (12%), с содержанием фракций, выкипающих до 200°C, -12-17%, до 300°C-42-51%.

**Нефтяное месторождение Болганмола** (рис.20) находится в Жангалинском районе Западно-Казахстанской области, в 240 км к ЮЮЗ от г. Уральска. Месторождение выявлено в 1964 г. в результате получения притока нефти в скважине 3.

Структура приурочена к присводовой части северо-восточного крыла купола Болганмола и представляет собой полусводовое поднятие, экранированное по восстанию и латерали примыканием к соляному ядру. Залежь пластовая, литологически ограниченная. Продуктивные отложения вскрыты на глубине 1828 м (абс.-1830 м). ВНК залежи предполагается на отметке -2000 м, ВТЗ ожидается на отметке менее -1700 м, высота залежи, таким образом, может превышать 300 м.

Коллекторами являются песчаники и алевролиты нижнего триаса. Пористость их, в среднем, достигает 20%. Эффективная нефтенасыщенная толщина равна 3 м.

Дебит нефти с примесью воды составил 7 м<sup>3</sup>/сут при динамическом уровне 1140 м. Нефть плотностью 839 кг/м<sup>3</sup>, малосернистая (0,13%), высокопарафинистая (15,4%), смолистая (17%), с содержанием фракций, выкипающих до 200°C, -17,5%.

Подошвенные воды представлены высокоминерализованными рассолами хлоркальциевого типа с плотностью 1170 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 290 г/л. Режим залежи водонапорный. Залежь находится в стадии опоискования.

**Газовое месторождение Карагай** (рис.21) расположено в Жангалинском районе, в 80 км к Ю-В от райцентра пос. Джангала и в 285 км к югу от г. Уральска. Месторождение выявлено в 1968 г. в результате испытания барремских отложений нижнего мела в скв. 3.

Структура приурочена к юго-западному крылу присводовой части трехкрылого соляного купола Карагай. Она представляет собой полузамкнутое поднятие субширотной ориентировки, ограниченное по восстанию тектоническим нарушением. Размеры структуры 2x4 км, амплитуда более 50 м.

Газоносность связана с верхним песчаным пластом яруса, залегающим в интервале глубин 910-915 м (абс.-912-917 м), и представленным чередованием глин и песчаников. Толщина пласта равна 5 м. ГВК предполагается на отметке -924 м. Высота залежи равна 12 м. Коллектором является песчаник серый, преимущественно мелкозернистый, слабо сцементированный. Пористость колеблется от 18 до 35,5%.

Фонтанный приток газа получен при испытании пласта в интервале 910-915 м с дебитом 475 тыс. м<sup>3</sup>/сут на 25,3 мм шайбе. Пластовое давление, замеренное на глубине 905 м, составило 10,9 МПа, пластовая температура 36°C. Состав газа не определялся, однако, судя по его плотности по отношению к воздуху, равной 0,546, газ состоит, в основном, из метана с небольшой примесью азота и, возможно, двуокиси углерода.

**Газовое месторождение Аукетайшагыл** (рис.22) расположено в Жангалинском районе, в 285 км к ЮЮЗ от г. Уральска и в 30 км южнее пос. Жангала. Месторождение выявлено в 1960 г. в результате аварийного фонтонирования в скв. 12. Дебит газа при этом составил 68тыс.м<sup>3</sup>/сут на 30 мм шайбе.

Месторождение приурочено к юго-восточной присводовой части соляного купола Аукетайшагыл, связано с полузамкнутым поднятием, экранированным по восстанию тектоническим нарушением. Залежь изучена шестью глубокими скважинами, из которых три не

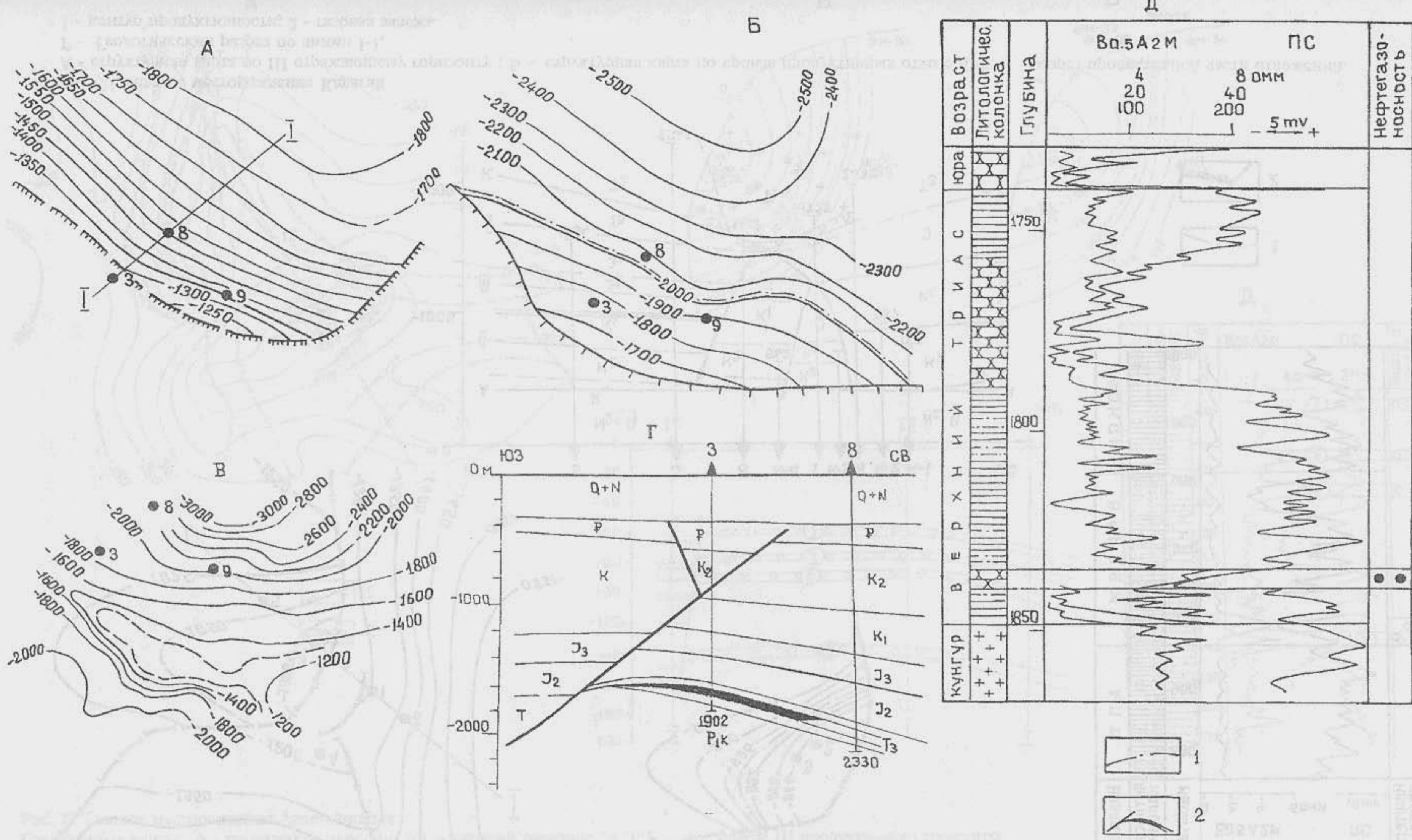


Рис. 20 Нефтяное месторождение Болгальмала

Структурные карты: А - по III отражающему горизонту (кровля юры); Б - по кровле продуктивных отложений; В - по кровле соли;

Д - разрез продуктивной части отложений.

1 - контур продуктивности; 2 - нефтяная залежь.

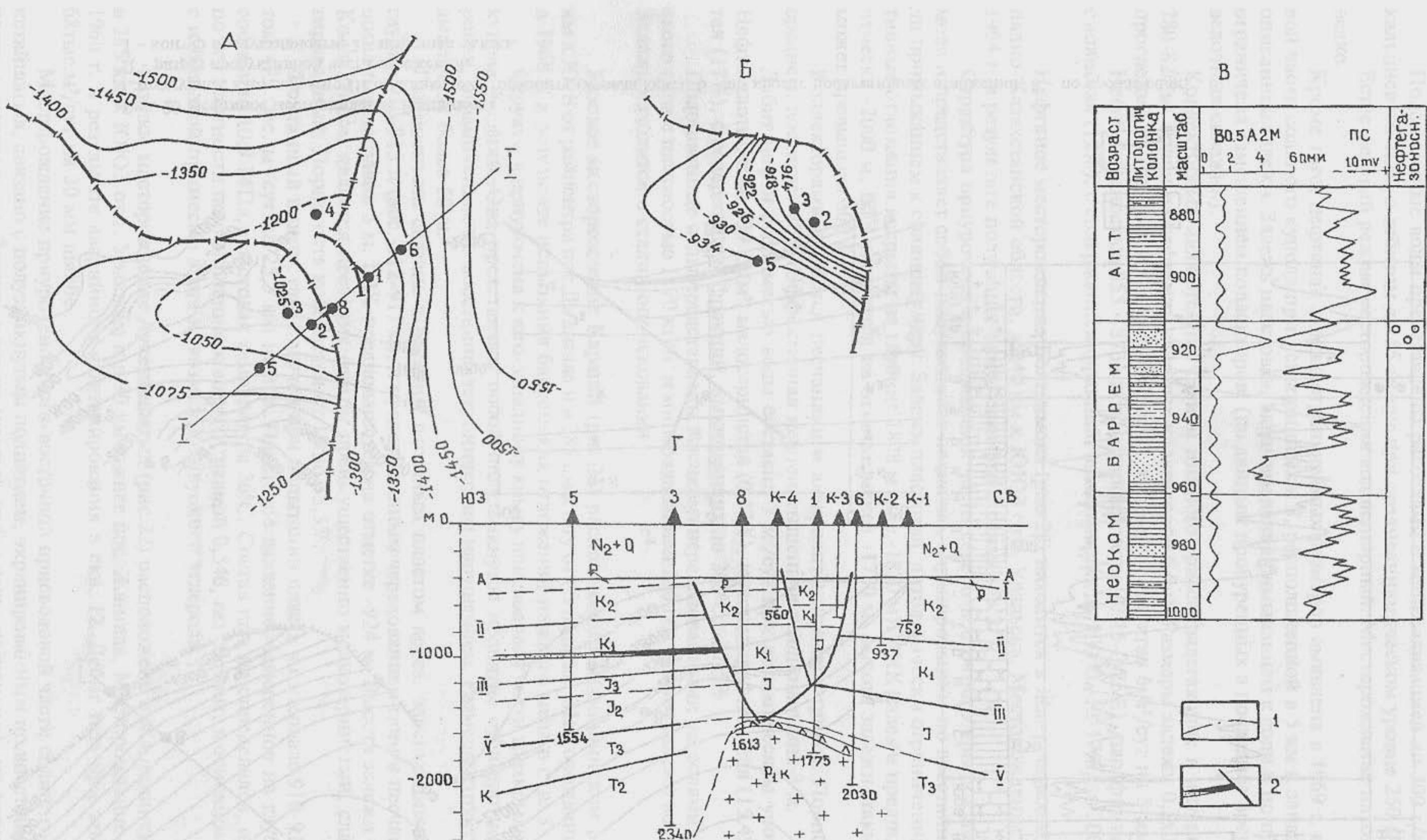
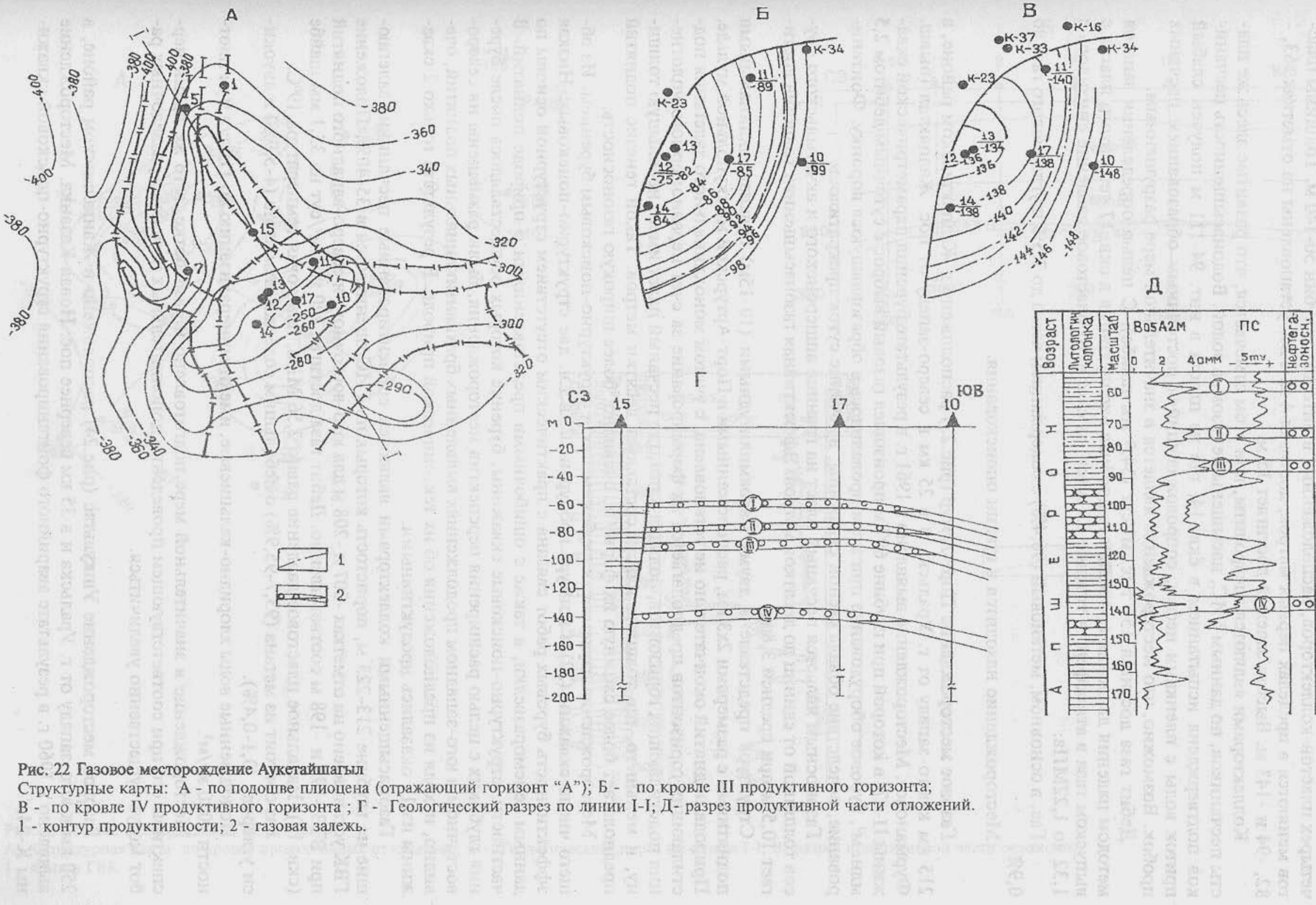


Рис. 21 Газовое месторождение Карагай

А - структурная карта по III отражающему горизонту ; Б - структурная карта по кровле продуктивных отложений; В - разрез продуктивной части отложений.

Г - Геологический разрез по линии I-I;

1 - контур продуктивности; 2 - газовая залежь.



были добурены до проектной глубины из-за аварийного фонтанирования. Залежь состоит из четырех пластов-коллекторов, расположенных в интервале глубин 50-140 м. Толщины пластов меняются в пределах первых метров, достигая 4 м. ГВК установлены на отметках -63, -82, -94 и -143 м. Высота залежей достигает 15 м.

Коллекторами являются алевролиты, при этом отмечается, что развитые здесь же пласти песчаников, по данным ГИС, насыщены не газом, а водой. Водонасыщенность песчаников подтверждена испытанием в скв. 14, где из пласта в инт. 94-111 м получен слабый приток воды с пленками нефти, сопровождавшийся постоянным образованием песчаных пробок. Возможно, что месторождение является в значительной мере разрушенным.

Дебит газа достигал 154 тыс. м<sup>3</sup>/сут (34,9 мм шайба). С целью определения запасов методом падения давления проводилась пробная эксплуатация в скв. 17 четвертого пласта с выпуском газа в атмосферу в течение 52 суток, за счет чего пластовое давление снизилось с 1,32 до 1,22 МПа.

Газ, в основном, метановый (96,4%) с содержанием азота до 2,5% и углекислого газа до 0,9%.

Месторождение находится в стадии описывания.

Газовое месторождение Порт-Артур (рис.23) расположено в Жалпакталском районе, в 215 км к юго-западу от г. Уральска и в 25 км к северо-западу от пос. Жалпактал (бывш. Фурманово). Месторождение выявлено в 1961 г. в результате бурения параметрической скважины П-27, в которой при глубине 697 м произошел газовый выброс с суточным дебитом 2,5 млн. м<sup>3</sup>, буровое оборудование при этом провалилось в образовавшуюся воронку. Фонтанирование, вследствие обвала стенок скважины, в течение суток прекратилось.

Газоносным является песчаный пласт на границе ашшеронского и акчагильского ярусов толщиной от единиц до десятков метров. Эффективная газонасыщенная толщина достигает 10,5 м при средней 3,8 м.

Структура представлена двумя малоамплитудными (10-15 м) брахиантклинальными поднятиями с размерами 2x3 км, расположенными в Порт-Артурской межкупольной мульде. Природа поднятий окончательно не установлена, с учетом моноклинального залегания подстилающих горизонтов предполагается их формирование за счет неравномерного уплотнения подстилающих горизонтов, большего там, где песчаный пласт имеет небольшую толщину, и меньшего, где толщина пласта составляет десятки метров. Такой генезис поднятий предполагает более сложную их форму и, очевидно, более широкую газоносность.

Месторождение изучено как глубоким, так и структурно-поисковым бурением. Из общего числа скважин (22) в контуре пробурено 7, в т.ч. две структурно-поисковые. Низкая эффективность буровых работ связана с практическим отсутствием структурной основы по данным сейсморазведки, а также с ошибочными представлениями о природе поднятий. В частности, структурно-поисковые скважины, бурение которых осуществлялось после бурения глубоких с целью расширения перспектив месторождения, были размещены на северо-восточном и юго-западном продолжениях выявленных брахиантклинальных поднятий, очевидно, исходя из предположения об их тектонической природе. В результате только 2 скважины из 11 оказались продуктивными.

Газонасыщенными коллекторами являются сцепментированные песчаники, залегающие на глубине 213-223 м, пористость которых по ГИС оценивается в 35-40%. Положение ГВК установлено на отметках -207 и -208 м для юго-восточного и северо-западного поднятий при ВТЗ -199 и -198 м соответственно. Дебит газа достигал 220 тыс. м<sup>3</sup>/сут на 35,1 мм шайбе (скв. 10). Начальное пластовое давление равно 2,56 МПа, пластовая температура 19°C.

Газ состоит из метана (93,7-95,9%) с небольшим содержанием азота (4-5,9%) и двуокиси углерода (0,1-0,4%).

Подошвенные воды хлоридно-кальциевые, имеют минерализацию до 110 г/л при плотности 1020 кг/м<sup>3</sup>.

Месторождение в значительной мере подготовлено к разработке, в то же время перспективы его при соответствующем проведении дополнительных поисково-разведочных работ могут существенно увеличиться.

Газовое месторождение Ушкультас (рис.24) расположено в Жангалинском районе, в 250 км к юго-западу от г. Уральска и в 35 км севернее пос. Новая Казанка. Месторождение выявлено в 1960 г. в результате аварийного фонтанирования структурно-поисковой скважины К-24.

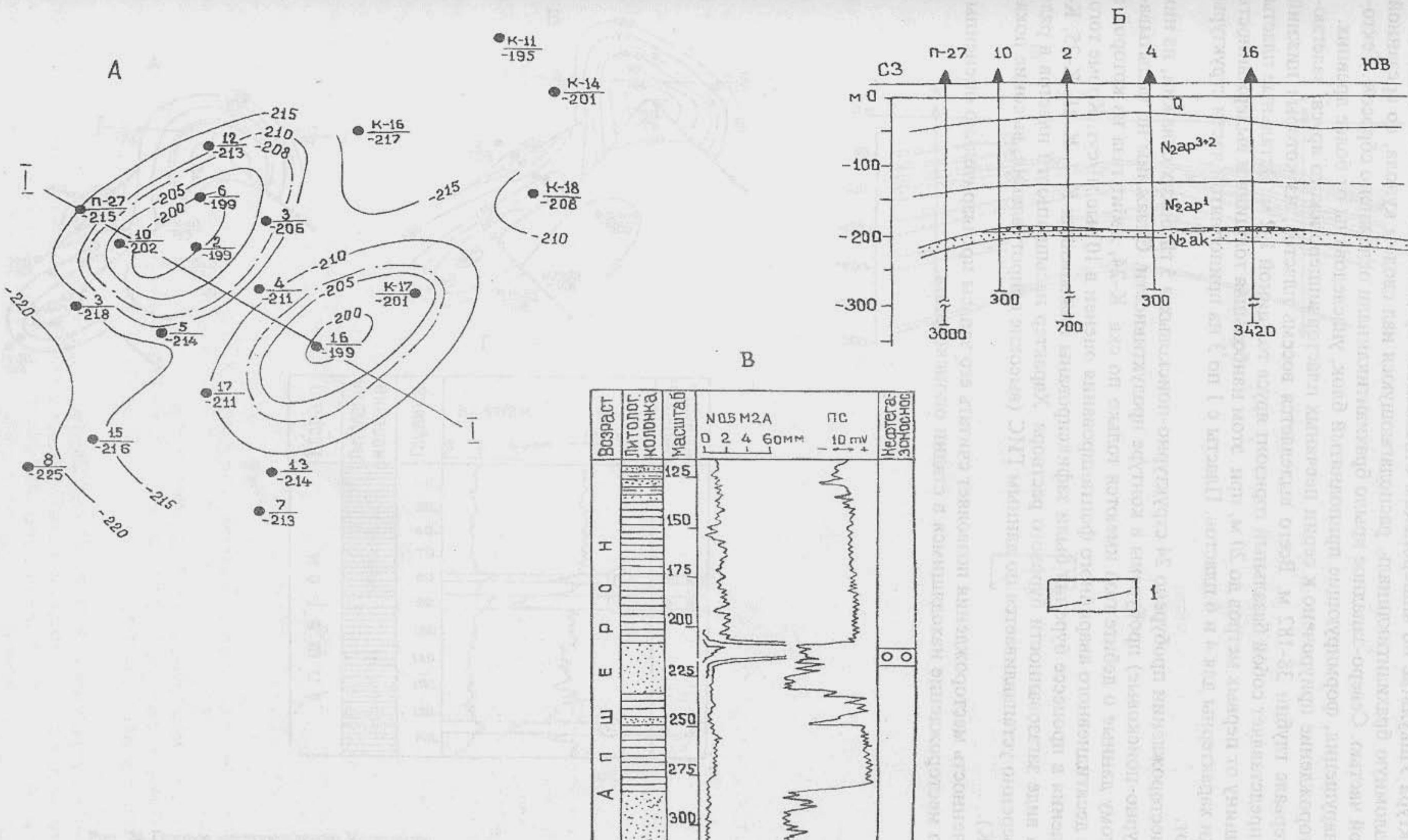


Рис. 23 Газовое месторождение Порт-Артур

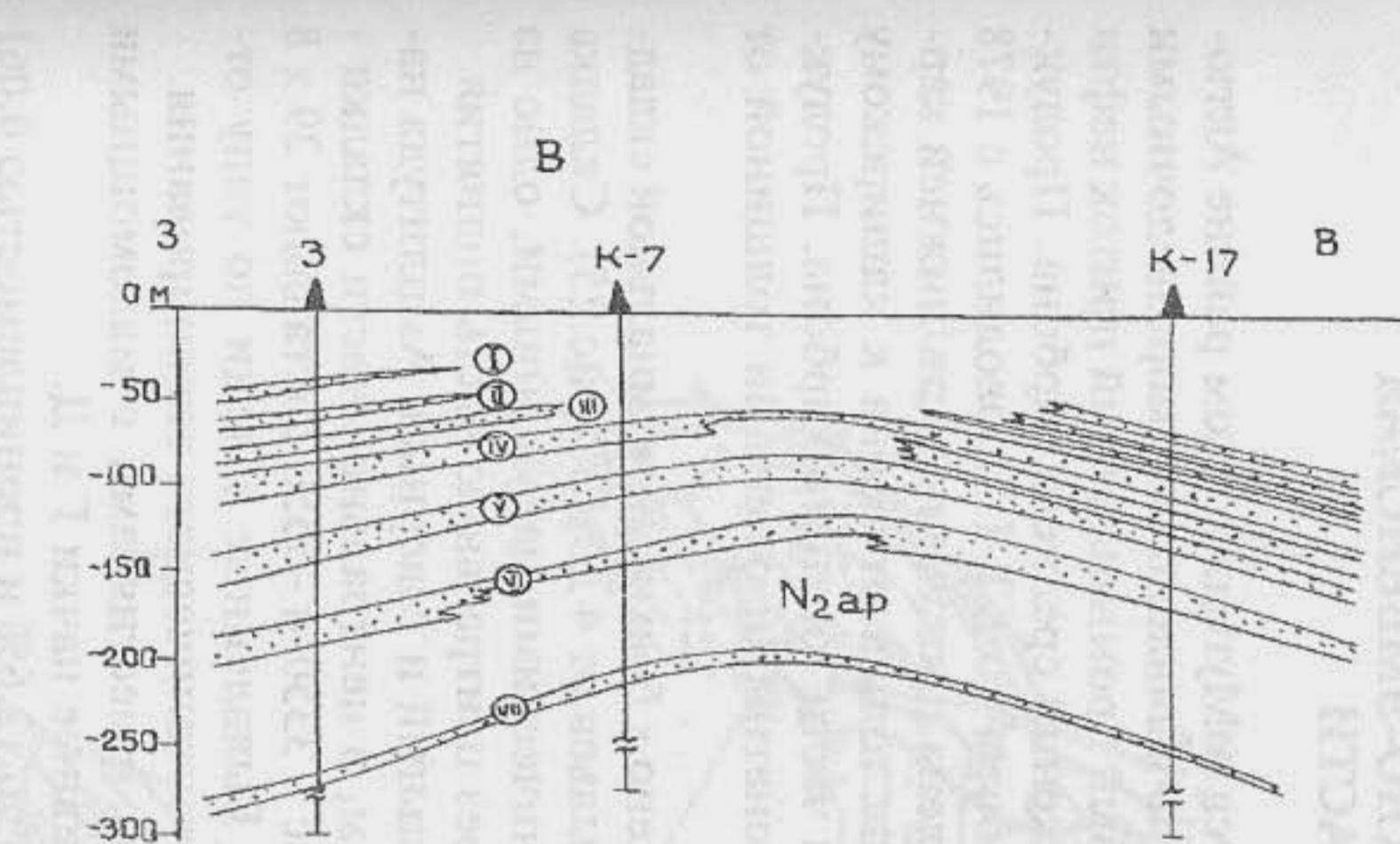
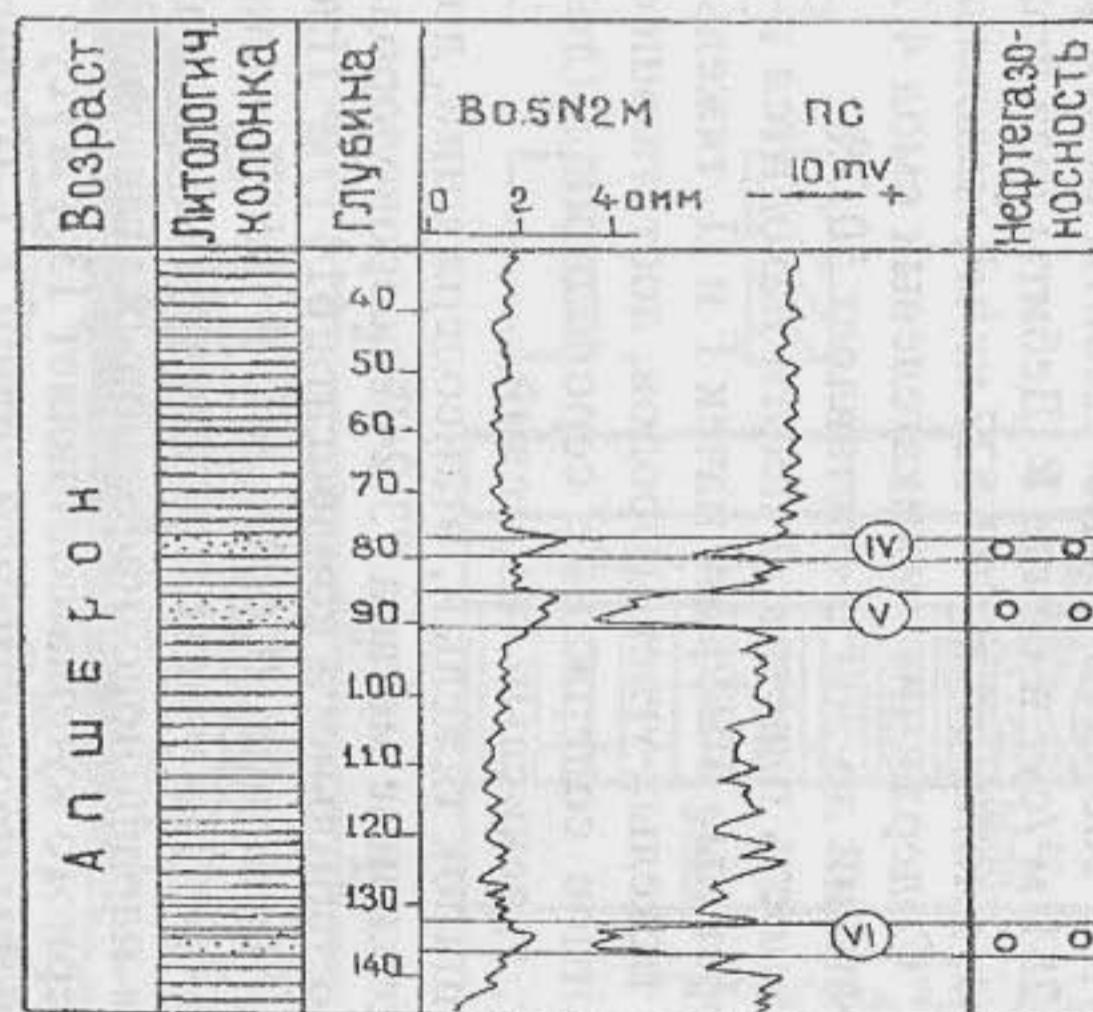
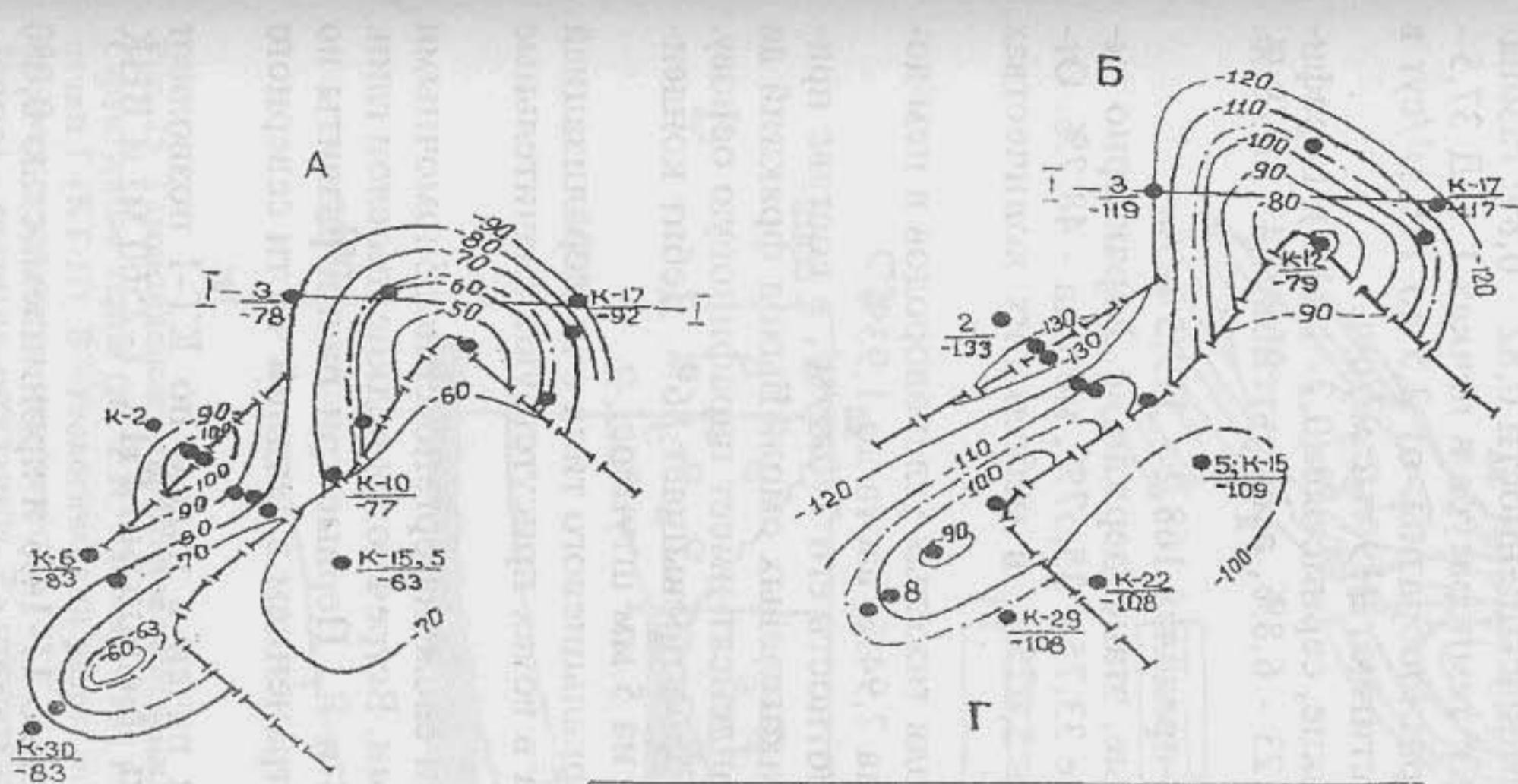
А - Структурная карта по кровле продуктивных отложений ; Б - Геологический разрез по линии I-I; В- разрез продуктивной части отложений;  
1 - контур ГВК

Структура Ушкультас по апшеронским отложениям представляет собой двухвершинную приразломную брахиантеклиналь, располагающуюся над сводом купола, со срезанной центральной частью. Северо-западное крыло брахиантеклиниали осложнено сбросом. Тектонические нарушения, формирующие приподнятый блок, унаследованы от более древних.

Месторождение приурочено к серии песчаных пластов апшеронского яруса, залегающих в интервале глубин 38-182 м. Всего выделяется восемь пластов, из которых нижний (восьмой) представляет собой базальный горизонт яруса толщиной 1-2 м. Остальные пластины имеют толщину от первых метров до 20 м, при этом наибольшая толщина и выдержанность по площади характерны для 4 и 6 пластов. Пластины с 1 по 3 на приподнятой части структуры отсутствуют.

На месторождении пробурено 24 структурно-поисковых и 5 глубоких скважин, из них 11 (структурно-поисковые) пробурены в контуре продуктивности. Скважины не испытывались, поэтому данные о дебите газа имеются только по скв. К-24, дебит газа из которой в результате десятидневного аварийного фонтанирования оценен в 10 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Кроме того, газопроявления в процессе бурения были зафиксированы в скважинах К-7, К-21, К-25, К-29, К-30 в виде загазованности бурового раствора. Характер насыщенности пластов в ряде случаев уверенно устанавливается по данным ГИС (высокие сопротивления, высокие показания НГК).

Изученность месторождения позволяет считать его запасы предварительно оцененными, а само месторождение находящимся в стадии опоискования.



**Рис. 24 Газовое месторождение Ушкультас**  
 Структурные карты по кровле: А - IV продуктивного горизонта; Б - VI продуктивного горизонта; В - Геологический разрез по линии I-I;  
 Г- разрез продуктивной части отложений;  
 І - контур продуктивности.

## МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ АСТРАХАНСКО-АКТЮБИНСКАЯ И ЮЖНО-ЭМБЕНСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ОБЛАСТИ

Газоконденсатное месторождение Жанажол находится в Мугоджарском районе Актюбинской области, в 240 км к югу от г.Актюбинска. Поднятие выявлено сейсморазведочными работами в 1960 г. Поисковое бурение начато в 1961г. Первый промышленный приток нефти был получен в скважине 4 в 1978 г. из карбонатных отложений среднего карбона. Продуктивной толще был присвоен индекс КТ-І. Разведочные работы по КТ-І проводились с 1978 по 1984г., при бурении разведочной скважины 23 установлена продуктивность нижней карбонатной толщи (КТ-ІІ). Стратиграфически продуктивная толща отнесена к каширскому горизонту московского яруса среднего карбона и верхней части нижнего карбона. Продуктивные толщи КТ-І и КТ-ІІ разделены терригенно-карбонатными осадками толщиной от 216 до 417 м.

В тектоническом отношении месторождение приурочено к брахиантклинальной складке субмеридионального простирания с углами падения крыльев от 4 до 12° (рис.25). Складка осложнена двумя сводами - северным и южным и тектоническими нарушениями, одно из которых проходит по западному крылу, а два других - через центральную часть поднятия.

Структура разделена на три блока - южный, центральный и северный. Амплитуда нарушения в пределах западного крыла составляет 100-150 м, в центральной части складки - 40-50м. Размеры структуры в пределах замкнутых изогипс - 3350 и -3550 составляют 29 x 8 км. Амплитуда южного купола 200 м, северного 400 м. Выявленные залежи по типу относятся к массивно-пластовым, сводовым, с элементами тектонического экранирования.

Продуктивная толща КТ-ІІ литологически сложена известняками с маломощными прослоями доломитов. В ее пределах выделено 2 продуктивные пачки Г и Д.

Коллекторы поровые с открытой пористостью от 9,5 до 12,6% и проницаемостью 0,061 - 0,395 мкм<sup>2</sup>. Нефтенасыщенная толщина изменяется от 7,7 до 54 м, газонасыщенная от 29,1 до 52,5 м. Высота залежей 50-350 м. Коэффициент нефтенасыщенности 0,82 - 0,89; газонасыщенности 0,78 - 0,83. Начальное пластовое давление и температура в пачках Г и Д 37,5 - 39,6 МПа и 77 - 81°C соответственно. Дебиты нефти разнообразны: от 2,5 до 116 м<sup>3</sup>/сут в пачке Д и от 2 до 281 м<sup>3</sup>/сут в пачке Г. Дебиты газа достигают 219 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

Нефти легкие, плотностью 809-827 кг/м<sup>3</sup>, маловязкие, сернистые (0,7-1,11%), парафинистые (4,9-7,1%). Содержание силикагелевых смол 4,23 - 6,8%, асфальтенов 0,43 - 1,78 %. Выход светлых фракций до 300°C составляет 50,7%.

Газонасыщенность пластовой нефти находится в пределах 168,2 - 319,5 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Газы, растворенные в нефтях пачек Г и Д, тяжелые, этансодержащие. Характерно высокое содержание тяжелых углеводородов, достигающее 33,75 - 35,57%, метана - 48,7%. Отмечается повышенное содержание сероводорода (до 5,97%), в небольших количествах присутствуют азот, углекислый газ, гелий.

Газ газовых шапок тяжелый, этансодержащий, доля тяжелых углеводородов в нем достигает 18,5%, содержание метана 73,24%, сероводорода 2,94%, азота до 1,93%.

Содержание стабильного конденсата 614 г/м<sup>3</sup>. Плотность его 770 кг/м<sup>3</sup>, в составе присутствуют до 3,6% парафина, 0,41% серы и 0,55% силикагелевых смол. Выход фракций до 300°C достигает 74,6%. По углеводородному составу конденсат имеет парафиновую основу. Общее содержание парафиново-нафтеновых углеводородов превышает 86%. Дебит конденсата в пачке Г северного купола составляет 13,4 м<sup>3</sup>/сут на 5 мм штуцере.

Подземные воды продуктивной толщи КТ-ІІ хлоркальциевого типа с минерализацией 68,4 - 85,5 г/л. Помимо микроэлементов бора и брома в водах присутствуют значительные концентрации лития и стронция.

Верхняя продуктивная толща КТ-І литологически сложена органогеннообломочными известняками, доломитами и их переходными разностями. Встречаются редкие прослои глин. Толща включает четыре продуктивных пачки: А, Б, В и В<sub>1</sub>. Первые три пачки развиты по всей площади структуры, пачка В<sub>1</sub> ограничена распространением в сводной части северного купола (блок III).

Строение и характер насыщения продуктивных пачек в целом по КТ-І позволяют объединить их в единую массивно-пластовую залежь с едиными ГНК (-2560 м) и ВНК (-2663 - 2650 м).

Коллекторы КТ-І порово-каверновые с пористостью 11-14% и проницаемостью 0,080 - 0,170 мкм<sup>2</sup>. Высота нефтяной части залежи достигает 100 м, газоконденсатной - 200 м.

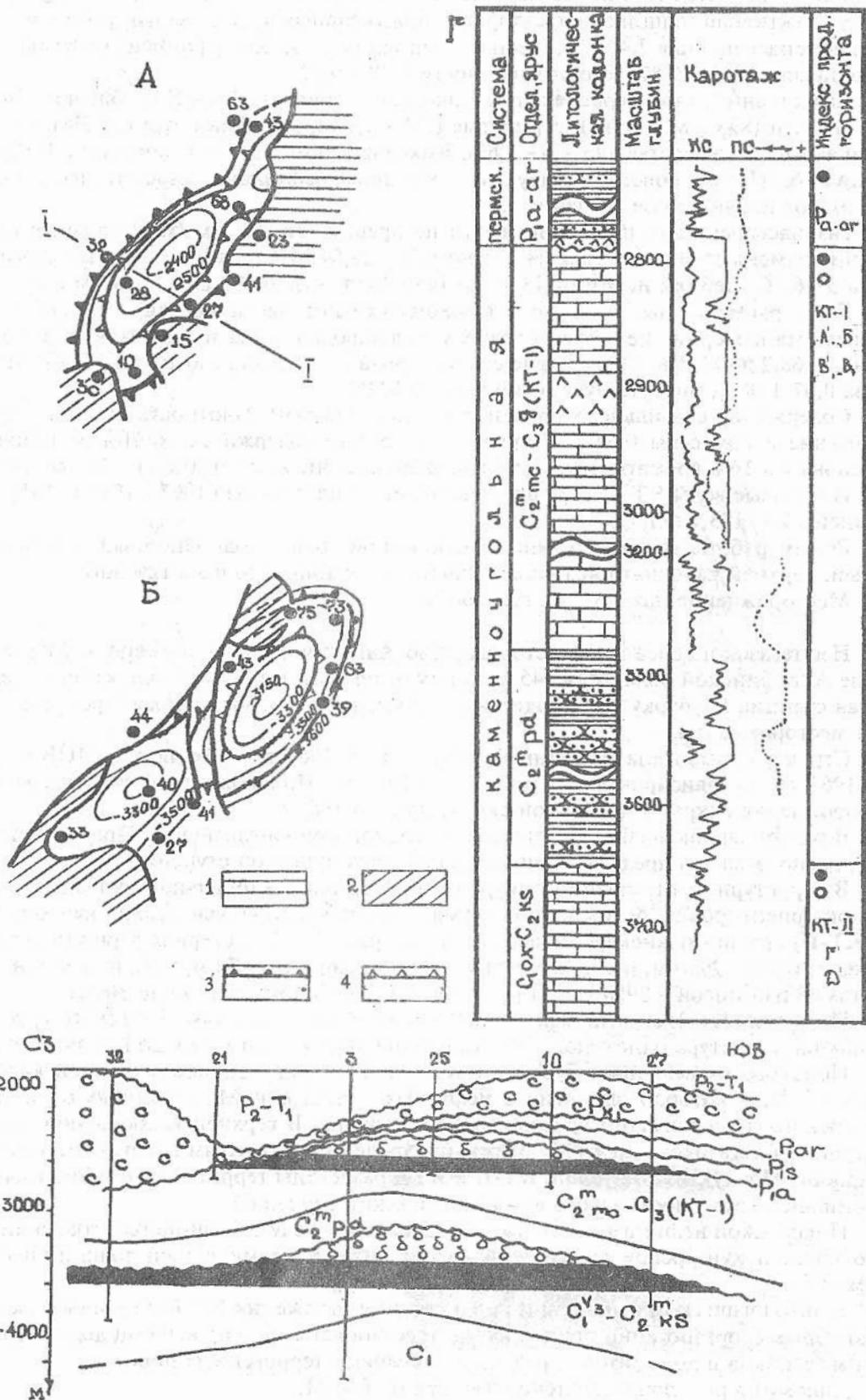


Рис. 25 Газоконденсатно-нефтяное месторождение Жанажол

Структурные карты (по Т.И. Бадоеву, 1985 г.) по кровле коллекторов: А - пачки А (КТ-І); Б - верхнего горизонта пачки Г (КТ-ІІ); В - геологический разрез по линии І-І (по Н.Ж. Сиражеву и И.В. Шабатину, 1989 г.); Г - разрез продуктивной части отложений.

Зоны: 1 - развития ангидритов, 2 - отсутствия коллекторов; контуры: 3 - нефтеносности, 4 - газоносности.

Горизонты:  $C_1^{Vox}$  - окский,  $C_2^{m\text{ ks}}$  - каширский,  $C_2^{m\text{ pd}}$  - подольский,  $C_2^{m\text{ mc}}$  - мячковский.

Покрышкой являются глинистые породы нижней перми и галогенная толща кунгура.

Эффективная толщина коллекторов в продуктивных пачках варьирует в пределах 7,4 - 38 м, нефтенасыщенная 7,4-18 м, газонасыщенная 11-26 м. Коеффициент нефтенасыщенности составляет 0,80 - 0,87, газонасыщенности 0,79 - 0,82.

Качественная характеристика и физические свойства нефтей КТ-И близки. Они легкие по плотности (833 - 836 кг/м<sup>3</sup>), сернистые (0,4 - 0,9%), парафинистые (3,95%), содержание смол и асфальтенов составляет 4,6 - 5,6%. Выход фракций до 200°C достигает 32%, до 300°C - около 55 %. По групповому составу нефти метаново-нафтеновые. Ароматические углеводороды имеют подчиненное значение.

Газонасыщенность пластовой нефти не превышает 263,3 м<sup>3</sup>/т. Начальные пластовые давления изменяются в пределах 28,7 (пачка А) - 29,64 МПа (пачки В, В<sub>1</sub>), пластовая температура 57-62°C. Дебиты нефти от 13,47 до 148 м<sup>3</sup>/сут, газа от 93 до 148 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

Газы, растворенные в нефти и газоконденсатной части залежи по составу легкие и тяжелые, этансодержащие, доля тяжелых углеводородов в них изменяется от 8,5 до 19,6%, метана от 68,2 до 87,3%. Содержание сероводорода 2,04-3,49%, азота 1,02-2,19%, углекислого газа 0,57-1,08%, присутствует гелий 0,010-0,014%.

Содержание стабильного конденсата в газе 283 г/м<sup>3</sup>. Плотность его 711 - 746 кг/м<sup>3</sup>, содержание в нем серы 0,64%. В групповом составе содержится до 70% метановых, 20% нафтеновых и 10% ароматических углеводородов. Дебит конденсата 34 - 162 м<sup>3</sup>/сут.

Пластовые воды КТ-И хлоркальциевого типа с плотностью 1067 - 1091 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 93,5 - 133,7 г/л.

Режим работы залежей нижней карбонатной толщи водонапорный и упруговодонапорный, верхней карбонатной толщи - сочетание водонапорного и газового.

Месторождение находится в разработке.

Нефтегазоконденсатное месторождение Алибекмала расположено в Мугоджарском районе Актюбинской области, в 245 км к югу от областного центра. Ближайшая железнодорожная станция Шубаркудук находится в 175 км, нефтепровод Атырау-Орск проходит в 10 км от месторождения.

Структура выявлена по данным МОВ в 1959-1960 гг., уточнялась МОВ и КМПВ в 1961-1963 гг., детализировалась ОГТ в 1979-1980 гг. Поисковые работы начаты в 1983 г. Месторождение открыто поисковой скважиной 5 в 1986 г.

В региональном плане находится в восточной прибрежной зоне Прикаспийской впадины, располагаясь в пределах Жанажольской тектонической ступени.

В структурном отношении приурочено к брахиантклинальной складке субмеридиональной ориентировки, осложненной двумя вершинами по кровле второй карбонатной толщи (КТ-II) средне-нижнекарбонового возраста (рис.26, 27). Северная вершина оконтуривается изогипсой - 2950 м, имея размеры 4,7x2 км и амплитуду 70 м, южная вершина замыкается также изогипсой - 2950 м при размерах 7,8x3 км и амплитудой до 300 м.

По кровле КТ-I, стратиграфически относимой к отложениям гжельского яруса верхнего карбона, структура однокупольна с размерами 16x5 км и амплитудой около 600 м.

Поисково-разведочным бурением установлена продуктивность нижней карбонатной толщи КТ-II, в которой выделено 2 нефтяных пласта Б и М, связанных с отложениями башкирского и московского ярусов среднего карбона. В верхней карбонатной толще КТ-I выявлена нефтегазоконденсатная залежь, приуроченная к осадкам гжельского яруса верхнего карбона. Продуктивные толщи КТ-II и КТ-I разделены терригенно-карбонатными породами нижней части московского яруса (подольский горизонт).

Покрышкой нефтегазоконденсатной залежи КТ-I служат глинистые отложения ассельского яруса и кунгурской соленосной толщи нижней перми общей толщиной от 800 до 1500 м.

В литологическом отношении продуктивные отложения КТ-II сложены известняками темно-серыми, органогенно-детритовыми, трещиноватыми, с прослоями доломитизированных известняков и доломитов, с редкими прослоями терригенных пород.

Доломиты разделяют нефтеносные пласти Б и М.

Продуктивная часть КТ-I представлена в основном органогенными известняками, участками трещиноватыми.

Нефтяные залежи по типу массивно-пластовые, с элементами тектонического экранирования в пределах западного крыла структуры.

Коллекторы поровые и порово-трещинные. Открытая пористость изменяется от 9 до

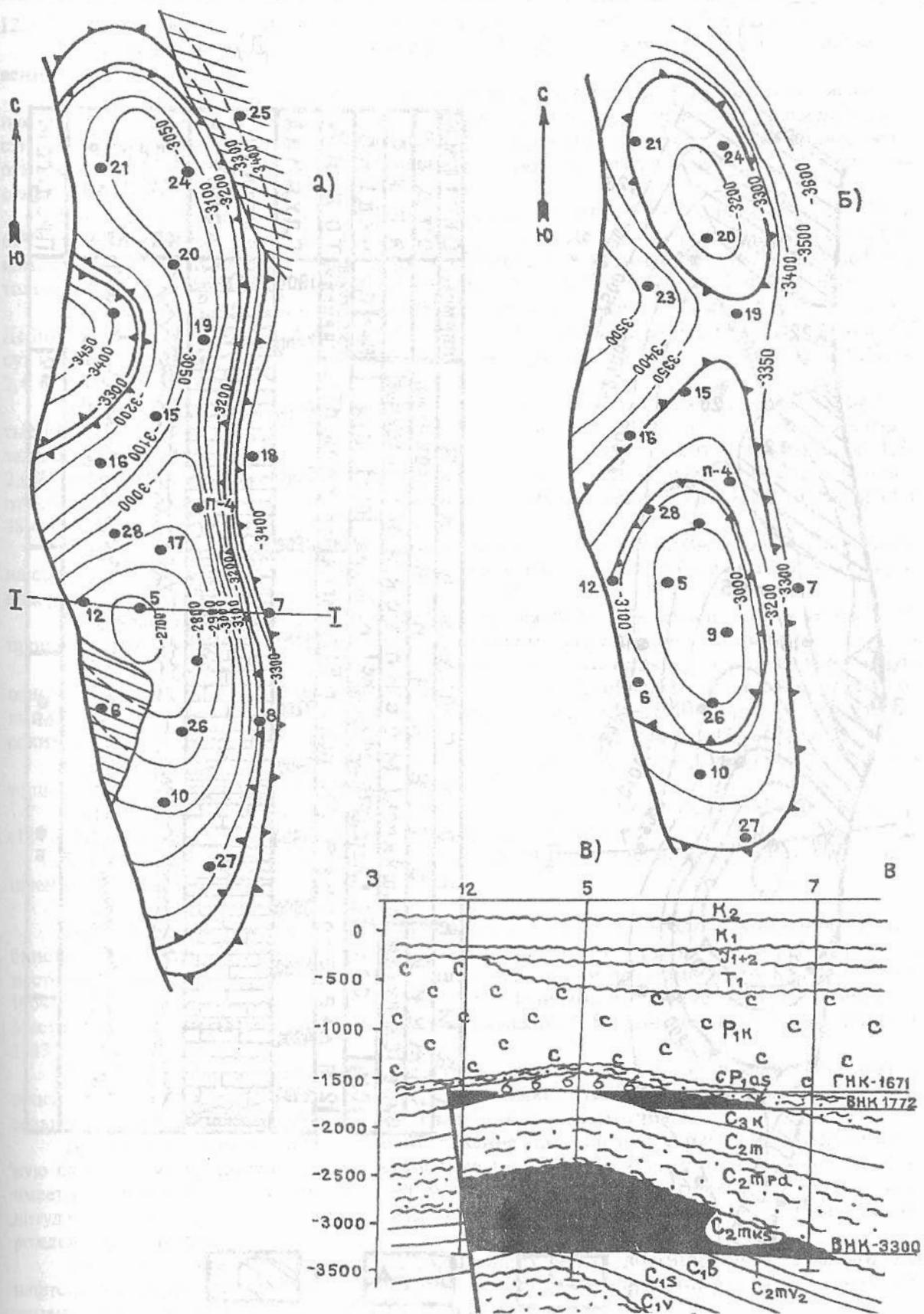
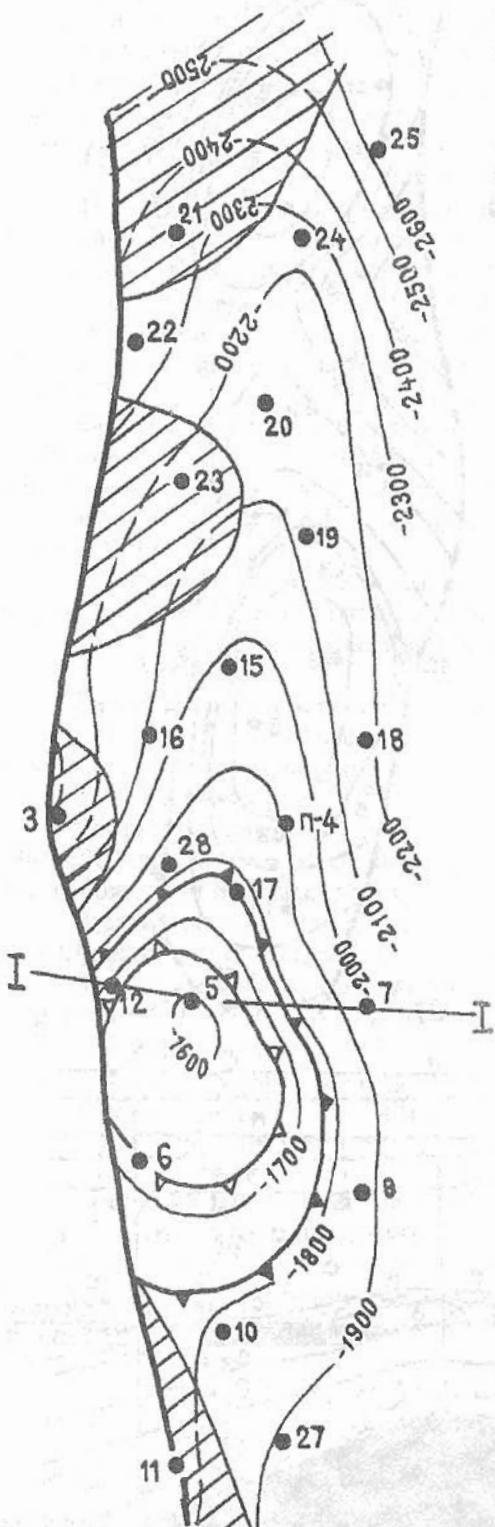


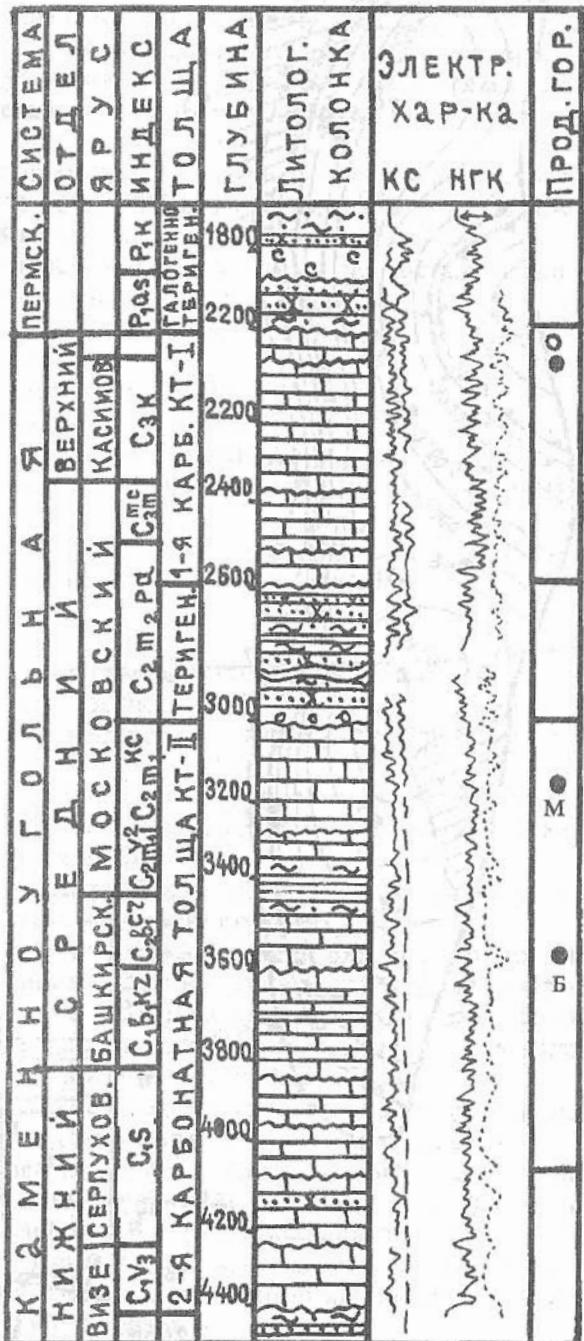
Рис. 26 Нефтегазоконденсатное месторождение Алибекмала

Структурные карты по кровле коллектора: А - I пласта горизонта КТ-II, Б-II пласта горизонта КТ-II, Г- пласти I горизонта КТ-I; В - геологический разрез по линии I-I'; Д - разрез продуктивной части отложений.  
Контуры: 1 - нефтеносности; 2 - газоносности; 3 - зоны литологического замещения коллектора.

Г)



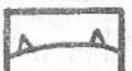
Д)



1



2



3



Рис. 27 (продолжение месторождения Алибекмала)

12,3%, имея наибольшие значения в органогенных известняках гжельского яруса.

Нефтенасыщенная толщина пластов Б и М (КТ-II) составляет 18,2 и 14,7 м соответственно, высота залежей 89 и 96 м.

Для толщи КТ-I нефтенасыщенная толщина изменяется от 13 до 20 м, газонасыщенная составляет 15 м. Высота газовой части залежи 12,8 м. Коэффициенты нефтенасыщенности 0,8-0,9, газонасыщенности - 0,73. ВНК для пластов Б и М залежей КТ-II установлены на отметках - 3300 м и -3200 м соответственно, ВНК газоконденсатной залежи КТ-I принят на отметке - 1772 м, а ГНК - на -1671 м.

Начальные пластовое давление и температура в залежах КТ-II составляют 33 МПа и 61°C, в продуктивной толще КТ-I - 18,7 МПа и 40°C. Дебиты нефтяных объектов КТ-II изменяются от 0,3 м<sup>3</sup>/сут на штуцере 3 мм, до 259 м<sup>3</sup>/сут на 10 мм штуцере. Дебиты нефти в толще КТ-I колеблются от 3,4 м<sup>3</sup>/сут на штуцере 3 мм до 74,1 м<sup>3</sup>/сут на 7 мм штуцере.

Дебиты попутного газа составляют 56,27 тыс.м<sup>3</sup>/сут, газовые факторы 204-297 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Дебиты газоконденсатной смеси продуктивного горизонта КТ-I изменяются от 22,4 тыс.м<sup>3</sup>/сут на 3 мм штуцере до 76 тыс.м<sup>3</sup>/сут при 7 мм штуцере, дебит сырого конденсата от 0,47 до 2,4 м<sup>3</sup>/сут соответственно.

Нефти КТ-II легкие, плотностью 822-835 кг/м<sup>3</sup>, сернистые (1,14-1,81%), парафинистые (3,2-8,18%), смолистые (2,86-11,9%). До 300°C выкипает 50,3% легких фракций. Нефть залежи КТ-I значительно тяжелее, ее плотность 887 кг/м<sup>3</sup>. По составу она сернистая (1,7-2,0%), высокопарафинистая (9-18%), высокосмолистая (4-16%), с содержанием асфальтенов от 0,4 до 2,8%. Выход фракций до 300°C значительно ниже в сравнении с КТ-II и составляет 38,4%.

В толще КТ-II состав растворенного в нефти газа пропан-этан-метановый. Доля метана составляет 69,5%, доля тяжелых углеводородов превышает 18%. В газе присутствуют сероводород (1,8%), азот (1,2%) и углекислый газ (1,15%).

Растворенный газ в нефти залежей КТ-I содержит до 64% метана, 12,5% этана, 8,5% пропана, 6,3% бутана, 1,26% сероводорода и незначительное количество азота.

Конденсат плотностью 735 кг/м<sup>3</sup> содержит 1,1% серы, имея парафиново-нафтеновую основу. Потенциальное содержание конденсата 34,5 г/м<sup>3</sup>. Свободный газ по составу метановый (90,5%), содержит 5,25% этана, 1,37% пропана и незначительное количество более высоких гомологов. В газе присутствуют: гелий (0,12%), сероводород (0,39%) и азот (1,23%).

Пластовые воды месторождения хлоркальциевого типа с минерализацией 68-97 г/л в толще КТ-II и 111-122 г/л в КТ-I, плотностью 1080-1120 кг/м<sup>3</sup>.

Воды содержат высокие концентрации микрокомпонентов: йода (18-55 мг/л), брома (184 мг/л), стронция (106-537 мг/л), а также литий, рубидий.

Режим работы залежей упруговодонапорный. Месторождение подготовлено к промышленному освоению.

Нефтяное месторождение Синельниковское находится в Мугоджарском районе Актюбинской области, в 235 км от г.Актюбинска и непосредственно граничит с разрабатываемым месторождением Жанажол. Выявлено сейсморазведочными работами МОВ-КМПВ в 1958-1964 гг., детализировано методом ОГТ в 1980 г. Поисковое бурение начато в 1986 году. Месторождение открыто в 1987 г. поисковой скважиной 5. Разведочные работы начаты в 1987 г.

Пробуренными скважинами вскрыт разрез, аналогичный месторождению Жанажол. В подсолевых отложениях карбона выделяются две карбонатные толщи КТ-I и КТ-II; к кровельной части КТ-I приурочена нефтяная залежь массивного типа.

В тектоническом отношении месторождение представляет собой брахиантклинальную складку субмеридионального простирания (рис.28). По кровле пачки КТ-I структура имеет размеры 8x4 км по изогипсе - 2600 м. Свод оконтуривается изогипсой - 2600 м, амплитуда складки более 50 м. Поднятие имеет общую замыкающую изогипсу - 2650 м с месторождением Жанажол.

Толщина карбонатных отложений, вмещающих залежь, достигает 408 м, эффективная нефтенасыщенная - 10 м. Высота залежи 16 м. Коллектор поровый, открытая пористость изменяется от 9,9 до 11,4%, проницаемость 0,0009 мкм<sup>2</sup>.

Покрышкой служат аргиллиты нижней перми.

Коэффициент нефтенасыщенности изменяется от 0,67 до 0,84. Характеристика нефти аналогична характеристике нефти месторождения Жанажол. Дебиты нефти не превышали 29,6 м<sup>3</sup>/сут. Газовый фактор - 273 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

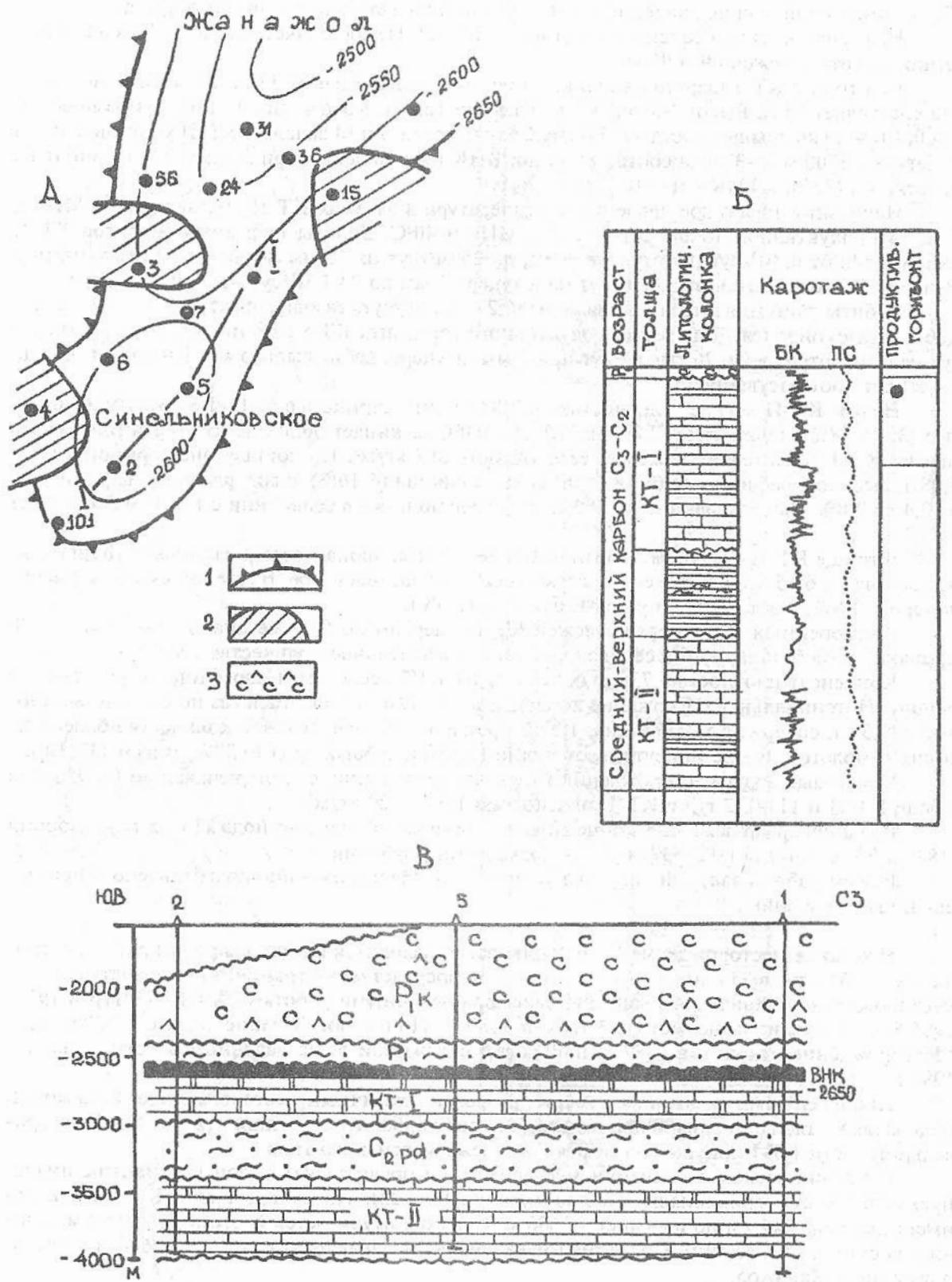


Рис. 28 Нефтяное месторождение Синельниковское (по материалам ПГО "Актюбиннефтегазгеология")

А - структурная карта по кровле карбонатной толщи КТ-I; Б - разрез продуктивной части отложений; В - геологический разрез по линии I-I.

1 - контур нефтеносности; 2 - зоны отсутствия коллекторов; 3 - соленосные отложения кунгурского яруса нижней перми;  $C_2^{mpd}$  - подольский горизонт.

Режим залежи водонапорный.  
Месторождение находится в разведке.

Газоконденсатное месторождение Кожасай расположено в Мугоджарском районе Актюбинской области, в 240 км к югу от г. Актюбинска, с запада примыкает непосредственно к месторождению Жанажол. Структура выявлена сейсмическими исследованиями в 1962-1963 гг. Поисковые работы начаты в 1979 г. В 1983 г. при испытании скважины П-2 был получен промышленный приток нефти из отложений карбонатной пачки КТ-II каменноугольного возраста. В пределах пачки КТ-II выделено два продуктивных горизонта (I и II).

Первый продуктивный горизонт приурочен к отложениям московского и башкирского ярусов толщиной 60-160 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина около 40 м, газонасыщенная - до 90 м.

Второй продуктивный горизонт приурочен к отложениям серпуховского яруса толщиной 120-280 м и имеет нефтенасыщенную толщину 87 м. В целом резервуар КТ-II рассматривается как единая гидродинамическая система с общим ВНК на отметке -3440 м и ГНК - 3148 м. Высота газовой шапки 203 м, нефтяной части залежи в среднем для I горизонта 290 м и 225 м - для второго.

В тектоническом отношении структура представляет собой брахиантклинальную складку субмеридионального простирания с размерами 18x4,5 км при амплитуде более 400 м в пределах северного свода и выше 300 м - южного (рис.29). Выявленная залежь нефти с газовой шапкой по типу природного резервуара отнесена к массивно-пластовой, литологически ограниченной. Коллекторы карбонатные, представлены известняками, иногда доломитизированными. Тип коллекторов трещинно-поровый. Открытая пористость изменяется от 9 до 9,6%, проницаемость 0,173 мкм<sup>2</sup>. Покрышкой служат глинистые отложения московского яруса.

Характерной особенностью вскрытого разреза каменноугольных отложений является отсутствие в нем верхней карбонатной пачки КТ-I, продуктивной на соседнем месторождении Жанажол.

Начальное пластовое давление составляет 37,3 МПа, при температуре пласта 73°C. Начальные дебиты: нефти - 39,2 м<sup>3</sup>/сут, газа - 28,2 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Содержание стабильного конденсата 345 г/м<sup>3</sup>.

Нефти легкие и тяжелые (827-886 кг/м<sup>3</sup>); с увеличением плотности в них возрастает содержание серы (0,55-1,9%), силикагелевых смол (4,7-11,0%) и асфальтенов (до 1,64 %). Содержание парафинов колеблется в пределах 4,3 - 7,8 %. Нефти относятся к метаново-нафтеновому типу с содержанием метановых углеводородов во фракции выкипания до 300°C 45-50 %, нафтеновых до 25,8 % и ароматических 15,8-20,0 %. Газовый фактор 207 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

В составе растворенного газа содержится сероводород (до 2,84%), азот (1,52%) и углекислый газ (1,09 %). Газ по составу тяжелый, этансодержащий, содержание тяжелых углеводородов от 20,5 до 31,8 %. Доля метана 55,5 - 72,8 %.

Конденсат имеет плотность 753 кг/м<sup>3</sup>. В его составе отмечено содержание серы (0,32-0,52%), смол (0,41-1,49%), асфальтенов (0,604-0,023) и парафинов (0,5 %).

Пластовые подошвенные воды хлоркальциевого типа, с плотностью 1029- 1067 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией от 40 до 97 г/л. Помимо незначительного содержания компонентов йода воды характеризуются присутствием металлов - рубидия, лития, стронция.

Режим работы залежи упругогазоводонапорный.

Месторождение завершено разведкой и подготовлено к промышленному освоению.

Нефтегазоконденсатное месторождение Урихтау расположено в Мугоджарском районе Актюбинской области, в 215 км к югу от г. Актюбинска. Непосредственно граничит с разрабатываемым месторождением Жанажол и месторождением Кожасай. Ближайший магистральный нефтепровод Атырау- Орск находится в 100 км.

Поднятие выявлено и детализировано сейсморазведкой МОГТ в 1981г. Поисковое бурение начато в 1982г. Месторождение открыто в 1983 г. параметрической скважиной П-4. В начале была открыта газоконденсатная часть, а затем обнаружена нефтяная залежь.

Структура представлена брахиантклинальной складкой субмеридионального простирания с размерами 8,4x4,5 км.

В подсолевых отложениях поднятия выявлена продуктивность только верхней карбонатной толщи - КТ - I. Газоконденсатная залежь с нефтяной оторочкой приурочена к массивно-пластовому резервуару, сложенному карбонатными коллекторами, в основном, по-

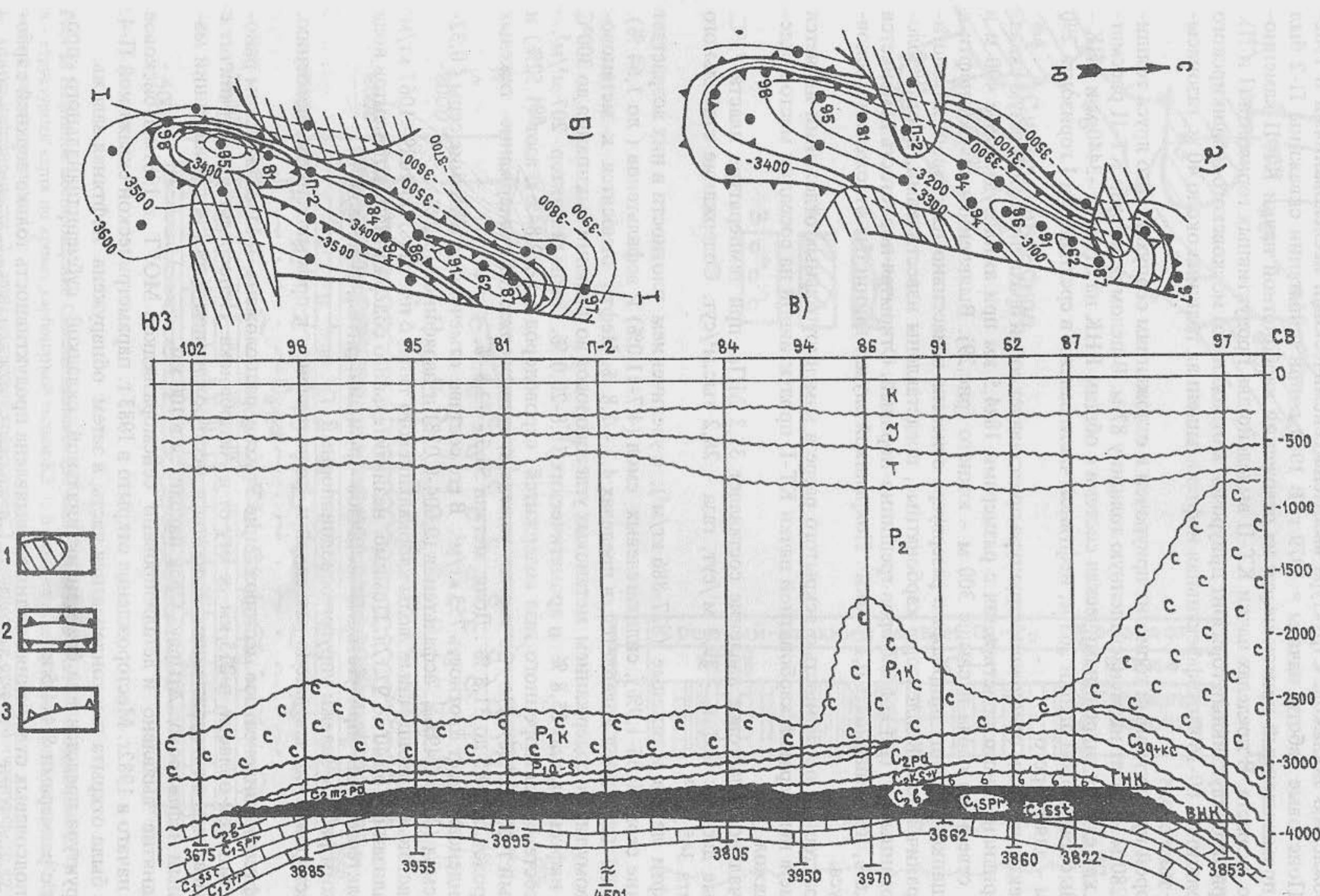


Рис. 29 Нефтяное месторождение Кожасай

Структурные карты: А - по I продуктивной пачке; Б - по II продуктивной пачке; В - геологический разрез по линии I-I;

1 - зоны отсутствия коллекторов; 2 - внешний и внутренний контуры нефтеносности; 3 - контур газоносности.

рового типа. Продуктивная часть разреза литологически представлена биоморфными известняками, известняками органогенно-обломочными, дегритовыми, оолитовыми, а также доломитами.

Открытая пористость коллекторов достигает 11%, средняя проницаемость - 0,1% мкм<sup>2</sup>. Коэффициент нефтенасыщенности 0,73. Нефтяная залежь на глубинах 2900-3000 м (ВНК - 2820 м) расположена в южной части плошади (Рис.30). Высота газонасыщенной части залежи превышает 450 м, а нефтяной оторочки - 69 м.

Покрышкой залежи служат аргиллиты толщиной от 25 до 150 м и соленосная толща кунгура. Газонефтяной контакт установлен на отметке - 2751 м. Начальное пластовое давление 31,0 МПа, температура пласта 70°C.

Нефть нефтяной оторочки легкая, с плотностью 807 кг/м<sup>3</sup>, сернистая (0,59 %), парафинистая (7,4 %), смолистая. Углеводородный состав: метановые 53,2%, нафтеновые 41%, ароматические 6%. Дебит нефти 77,3 м<sup>3</sup>/сут. на 6 мм штуцере. Газонасыщенность пластовой нефти 412 м<sup>3</sup>/т.

Газ, растворенный в нефти, по составу тяжелый, этансодержащий, доля тяжелых углеводородов достигает 10%, метана 79,4 %. Газ содержит до 4,17% сероводорода, 1,86 % азота и 1,95% двуокиси углерода.

Газ газоконденсатной части залежи содержит: 11% тяжелых углеводородов, 81,36% метана, 2,14% сероводорода, 2% азота и 2,44% углекислого газа.

Начальное пластовое давление и температура соответственно 29,44 МПа и 59°C. Дебит газа 325 тыс. м<sup>3</sup>/сут. на штуцере 12,1 мм. Содержание стабильного конденсата - 658 г/м<sup>3</sup>, его плотность - 765 кг/м<sup>3</sup>; присутствуют сера (0,32 %), парафин (0,45%). Дебит конденсата 19,2 м<sup>3</sup>/сут, состоит в основном из бензиновых и дизельных фракций (соответственно 44-62 и 32-48%).

Пластовые воды по химическому составу - рассолы с плотностью 1039-1071 кг/м<sup>3</sup>. Из микрокомпонентов присутствуют: бром (200 мг/л), йод (29 мг/л), бор (до 74 мг/л), концентрация которых растет с увеличением минерализации подземных вод. Характерна высокая концентрация в водах щелочноземельной группы элементов - лития, рубидия, стронция.

Режим работы залежи упруговодонапорный.

Месторождение подготовлено к промышленному освоению.

**Месторождение Кенкияк** расположено в Темирском районе Актюбинской области, в 250 км к юго-западу от г. Актюбинска.

Надсолевая структура выявлена в 1958 г. при проведении структурно-поискового бурения на гравиметрическом минимуме. Месторождение открыто в 1959 г. в процессе структурно-поискового бурения. Первооткрывательница - скважина К-34.

В структурном отношении приурочено к соляному куполу. (Рис.31,32,33).

В надсолевом разрезе выявлено 9 нефтяных горизонтов: один барремский, один готеривский, три среднеюрских, один нижнеюрский два нижнетриасовых и один верхнепермский. Нижнемеловые залежи пластовые, сводовые; юрские - пластовые, стратиграфически экранированные; пермитриасовые - пластовые, тектонически и литологически экранированные.

В 1971 г. открыты залежи в нижнепермских отложениях скважиной П-88. Выделено 5 продуктивных горизонтов. Залежи пластовые сводовые с элементами тектонического и литологического экранирования. В 1979 г. установлена массивная нефтяная залежь в карбонатной толще среднего карбона скважиной Г-107.

Суммарный продуктивный этаж на месторождении охватывает интервал от 160 до 4300 м. Разрез представлен переслаиванием песчаников разной степени цементации, алевролитов, гравелитов, глин и аргиллитов. Отложения среднего карбона сложены известняками. Строение структуры по надсолевому и подсолевому комплексам резко отлично. Верхнепермско-нижнемеловая продуктивная толща характеризуется удовлетворительными и высокими ёмкостно-фильтрационными свойствами: пористостью 14-30,8%, проницаемостью - 0,075-0,987 мкм<sup>2</sup>. Коэффициент нефтенасыщенности 0,7-0,8. Начальное пластовое давление составляло 2-4 МПа, температура 15-23°C.

Нефти плотностью 876-909 кг/м<sup>3</sup> содержат серы 0,43-0,81%, парафинов 0,37-2,97%, смол 6,2-11,4%. Наиболее тяжелые нефти приурочены к юре и нижнему мелу. Дебиты нефти не превышали 39 м<sup>3</sup>/сут.

Емкостные и фильтрационные свойства пород докунгурского палеозоя характеризуются низкими и удовлетворительными значениями. Величины пористости изменяются в

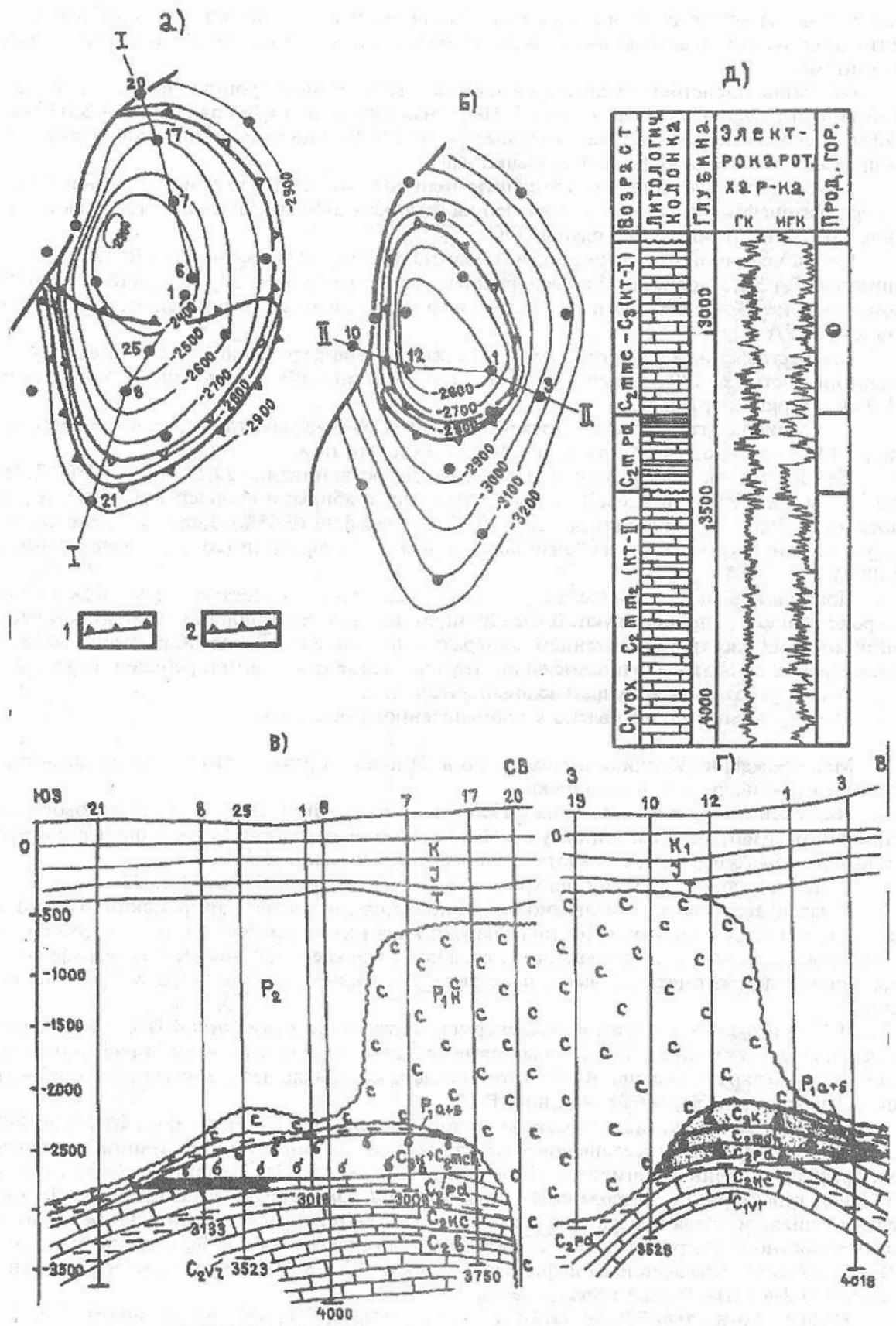


Рис. 30 Нефтегазовое месторождение Урихтау

Структурные карты: А - по кровле коллектора (КТ-І); Б - по подошве коллектора (КТ-ІІ); В, Г - геологические

разрезы соответственно по линии I-I и II-II; Д

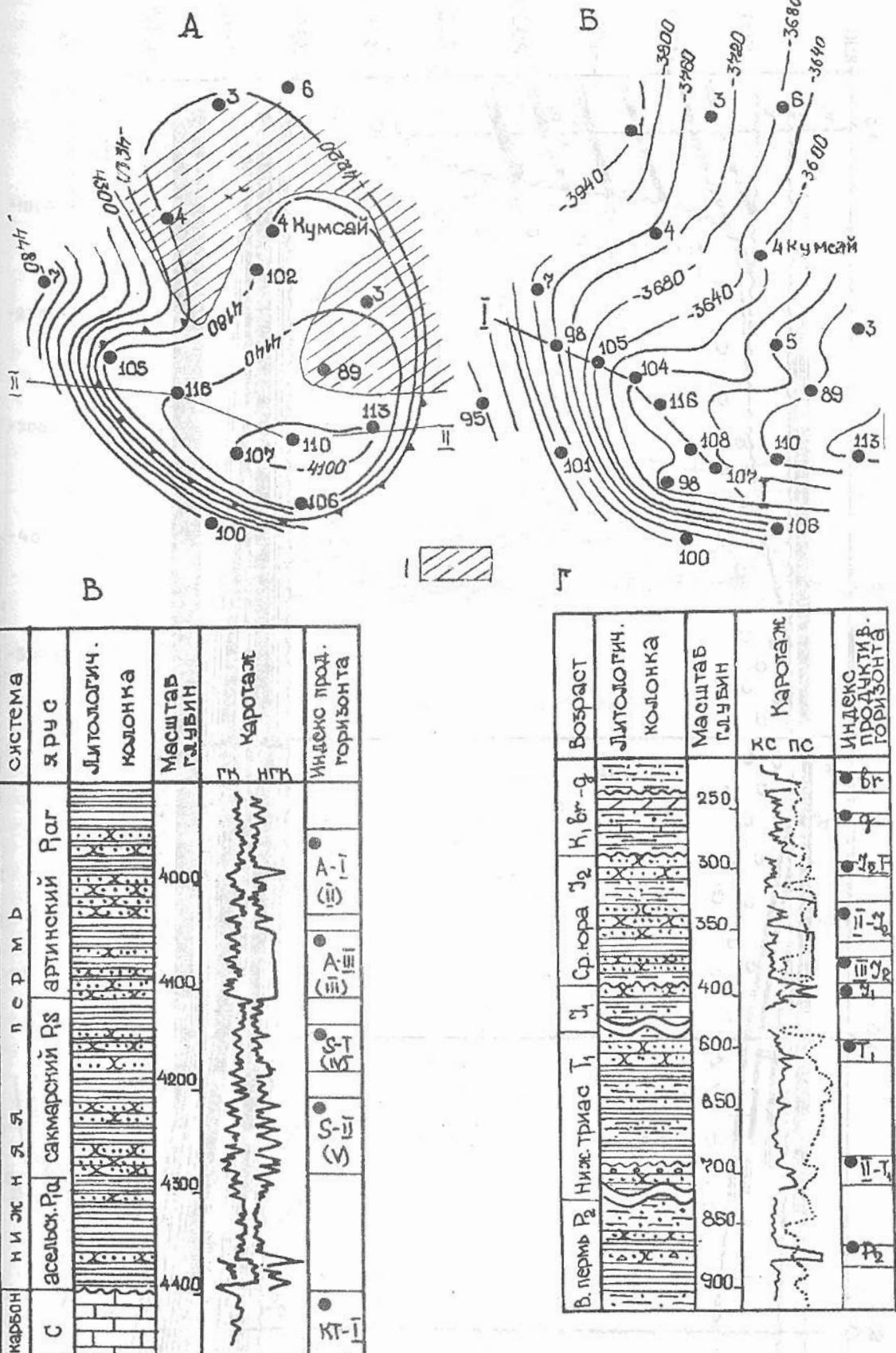


Рис. 31 Нефтяное месторождение Кенкияк (по материалам ПГО "Актюбинефтегазгеология")  
 Структурные карты по кровле: А - среднего карбона; Б - артинских отложений нижней перми;  
 В, Г - разрезы продуктивной части отложений; Д, Е - геологические разрезы по линиям I-I и II-II.  
 І - зоны отсутствия коллекторов.

Д

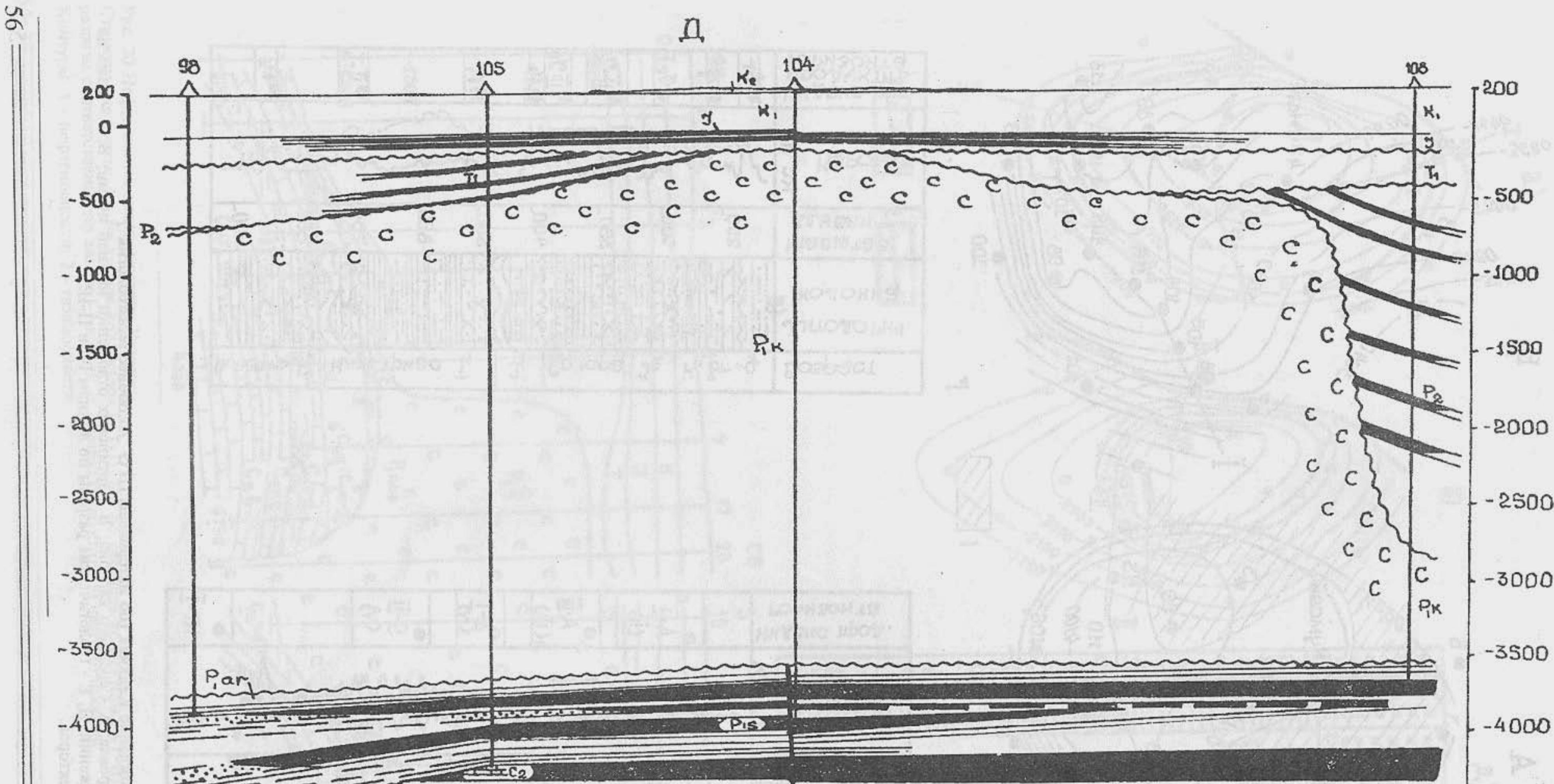


Рис. 32 (продолжение месторождения Кенкияк)

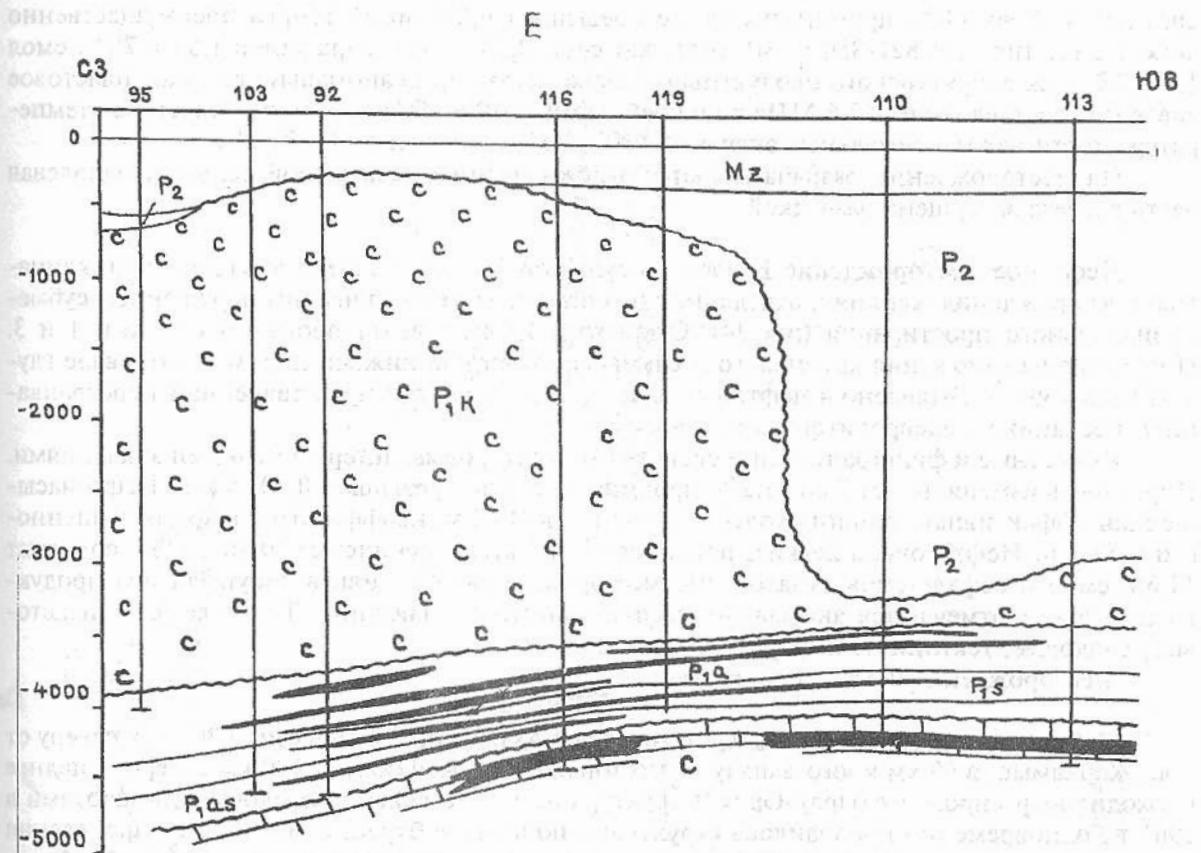


Рис. 33 (продолжение месторождения Кенкияк)

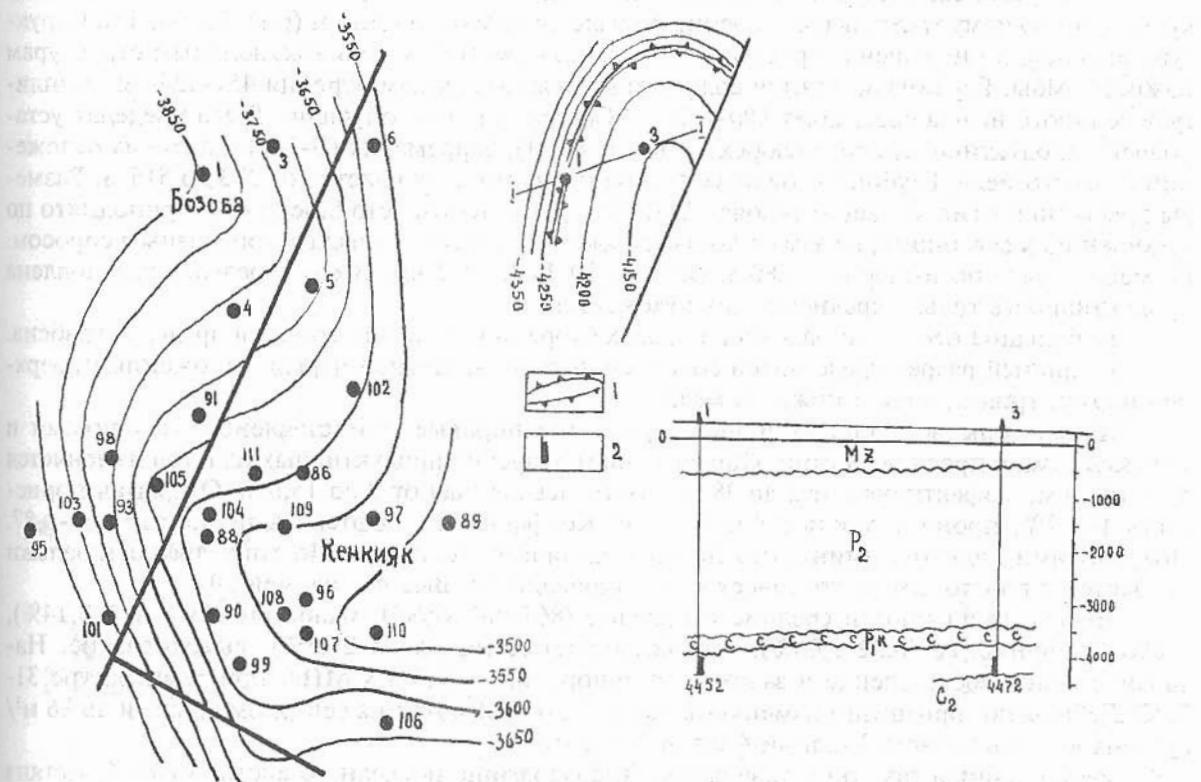


Рис. 34 Нефтяное месторождение Бозоба

Структурные карты: А - по кровле подсолевых отложений; Б - по кровле артинского продуктивного пласта;

В - геологический разрез по линии I-I.

1 - внешний и внутренний контуры нефтеносности; 2 - интервалы, в которых получены притоки нефти.

среднем от 7 до 9,8%, проницаемость не превышает 0,003 мкм<sup>2</sup>. Нефти преимущественно легкие с плотностью 821-850 кг/м<sup>3</sup>, содержат серы 0,24-1,24%, парафинов 1,53-6,76%, смол 1,2-8,5%. Для докунгурского продуктивного этажа характерно аномально высокое пластовое давление, составляющее 67,6 МПа в нижней перми и 79,6 МПа в карбоне. Пластовая температура достигает максимальных значений 98°С. Дебиты нефти 18,4-150 м<sup>3</sup>/сут.

На месторождении разрабатываются залежи нефти в надсолевой толще. Подсолевая часть разреза завершена разведкой.

**Нефтяное месторождение Бозоба** по существу является северо-западной периклиналью месторождения Кенкияк, отделенной от последнего тектоническим нарушением субмеридионального простирания (рис.34). Открыто в 1978г. при опробовании скважин 1 и 3. Продуктивны отложения артинского и сакмарского ярусов нижней перми в интервале глубин 4246-4394 м. Выявлено 4 нефтяных пласта, литологически представленных переслаиванием песчаников, алевролитов, глин и аргиллитов.

Емкостные и фильтрационные свойства коллекторов характерны низкими значениями. Пористость изменяется от 7 до 11,2%, проницаемость не превышает 0,002 мкм<sup>2</sup>. Нефтенасыщенная эффективная толщина колеблется от 1,3 до 10,2 м, коэффициент нефтенасыщенности 0,57-0,6. Нефти очень легкие, плотностью 795 кг/м<sup>3</sup>, сернистые (0,86-1,6%), содержат 14,6% смол и асфальтенов. Аналогично месторождению Кенкияк в докунгурском продуктивном этаже отмечаются аномально высокие пластовые давления. Тип залежей - пластовые, сводовые, тектонически экранированные.

Месторождение находится в разведке.

**Нефтяное месторождение Акжар** находится в Актюбинской области, в 30 км к северу от пос. Жаркамыс, в 60 км к юго-западу от месторождения Кенкияк. В 100 км северо-западнее проходит нефтепровод Атырау-Орск. Структура выявлена сейсморазведочными работами в 1961 г., одновременно проводилось структурно-поисковое бурение, в процессе проведения которого отмечены нефтепроявления в отложениях средней юры и нижнего мела. Глубокое бурение начато в 1962 г., тогда же получен промышленный приток нефти в скважине Г-1. Разведочные работы окончены в 1968 г.

Месторождение в структурном отношении приурочено к скрыто-прорванному соляному куполу, имеющему трехкрылое строение по надсолевым отложениям (рис. 35, 36, 37). Структура интенсивно нарушена сбросами и близка по строению к солянокупольным структурам Южной Эмбы. Глубина залегания соляного купола по данным бурения 451-1248 м. Амплитуда соляного штока составляет 800-1000 м. Северное крыло опущено. В его пределах установлена продуктивность среднеюрских (Ю- I, Ю-II), барремских (Б-I-V) и алтских отложений нижнего мела. Глубина кровли залегания продуктивных пластов от 273 до 515 м. Размеры крыла по изогипсе - 260 м (кровля Б-I) 3,8x1,3 км. Юго-восточное крыло приподнято по отношению к северному, не замкнуто и ограничено с севера и запада дугообразным сбросом. Размеры крыла по изогипсе - 280 м (кровля Ю-I) 3,3x1,2 км. В его пределах установлена продуктивность только среднеюрских отложений.

Небольшие нефтяные залежи в породах баррема и алта известны и в пределах грабена.

Вскрытый разрез представлен соленосной толщей нижней перми, отложениями верхней перми, триаса, юры и нижнего мела.

Коллекторы всех продуктивных горизонтов поровые, представлены песчаниками и алевролитами с прослойями глин. Общая толщина юрских продуктивных пластов изменяется от 6 до 40 м, эффективная от 2 до 38 м, нефтенасыщенная от 7 до 15,6 м. Открытая пористость 16-27%, проницаемость 0,8-0,32 мкм<sup>2</sup>. Коэффициент нефтенасыщенности 0,60-0,87. Покрышками являются глинистые породы различной толщины. По типу ловушек залежи относятся к пластовым, тектонически экранированным. Высота залежей 30-49 м.

Нефти по плотности средние и тяжелые (867-907 кг/м<sup>3</sup>), малосернистые (0,1-0,14%), слабопарафинистые (0,52-2,06%), высокосмолистые (от 15 до 21,5%), высоковязкие. Начальное пластовое давление в залежах северного крыла 4,6-4,8 МПа, при температуре 31-32°С. Дебиты по горизонтам изменяются от 12,8 до 14,8 м<sup>3</sup>/сут на северном крыле и до 86 м<sup>3</sup>/сут - на юго-восточном. Газовый фактор 2-4 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Растворенный газ по составу азотный, содержание последнего достигает 82%, метана 13%, углекислого газа 1,1%. В незначительных количествах присутствует гелий и аргон.

Общая толщина нижнемеловых продуктивных пластов северного крыла и грабена изменяется от 10 до 25 м, эффективная от 3 до 20 м, нефтенасыщенная от 0,4 до 27,2 м.

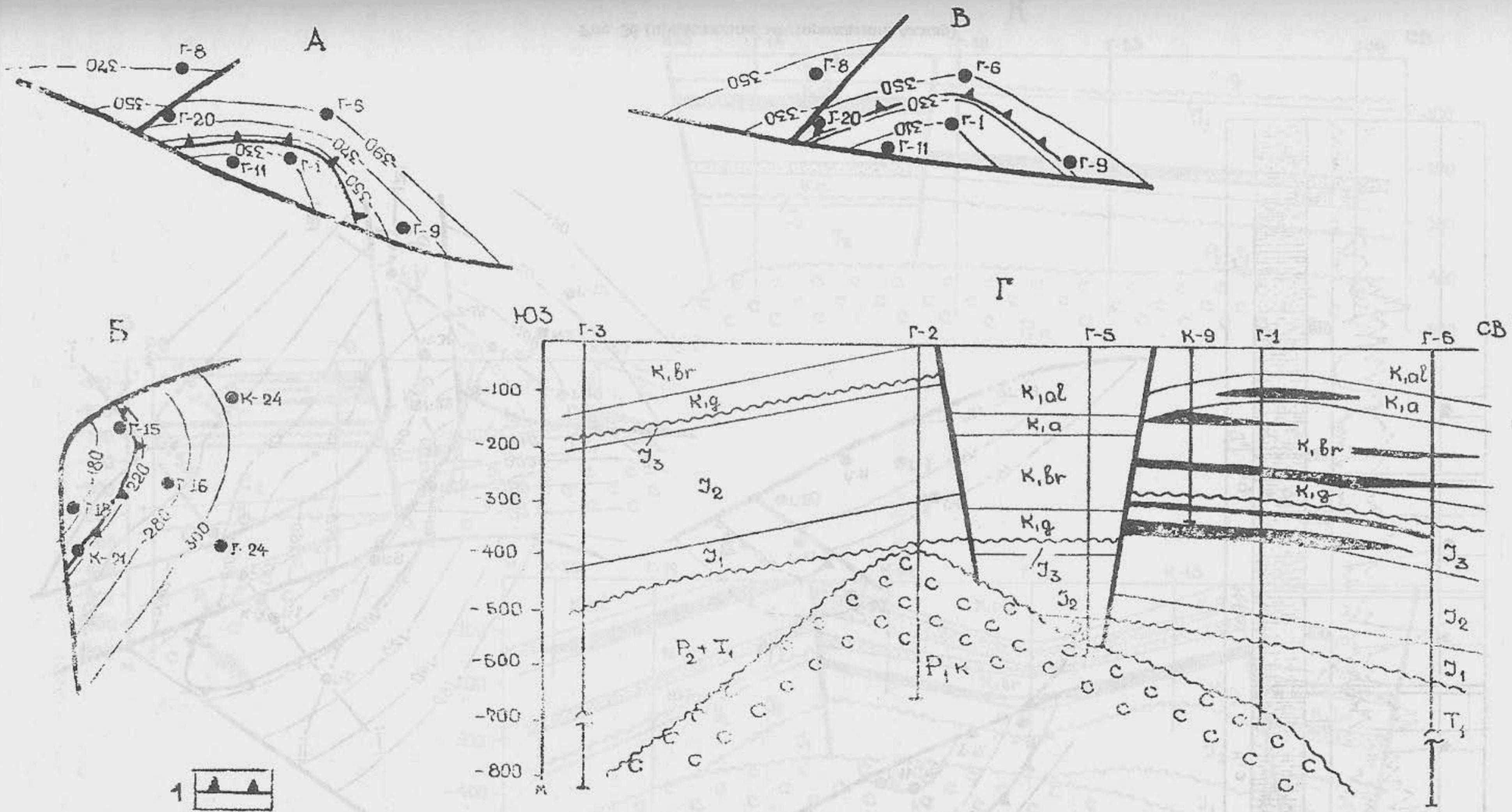


Рис. 35 Нефтяное месторождение Акжар (по материалам Жаркамысской НРЭ треста "Актюбинефтегазразведка", 1963 г.)

Структурные карты по кровле продуктивных горизонтов: А - Ю-І - северное крыло; Б - Ю-І - юго-восточное крыло; В - Ю-ІІ северное крыло, Д - аптское; Е - барремского І; Ж - барремского ІІ; Г, И, К, Л - геологические разрезы по линиям соответственно І-І, ІІ-ІІ, ІІІ-ІІІ, ІV-ІV; З - разрез продуктивной части отложений.

1 - контур нефтеносности.

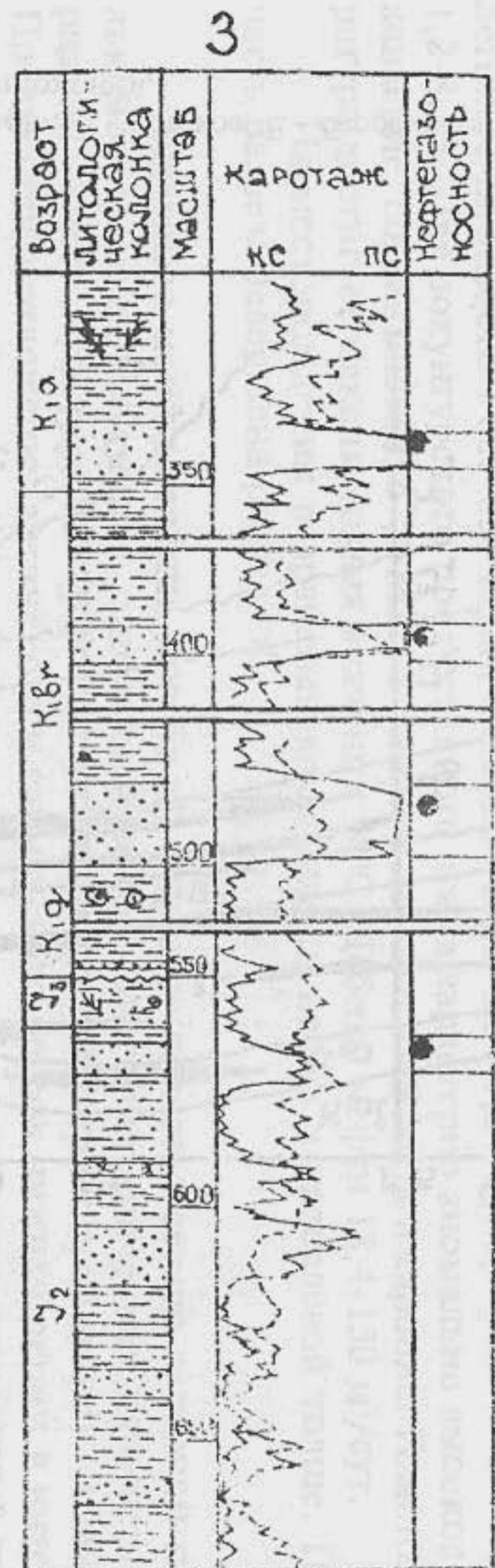
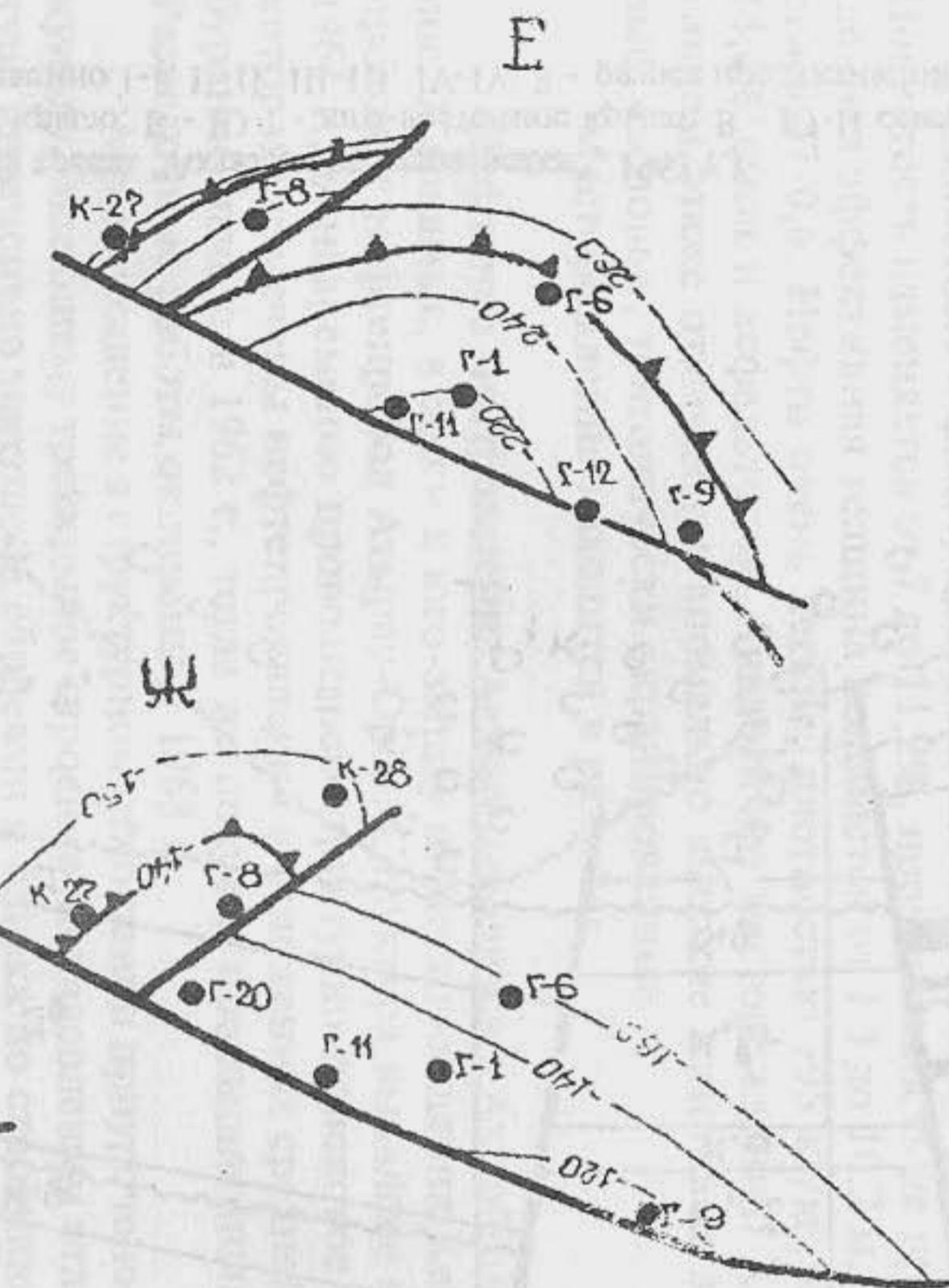
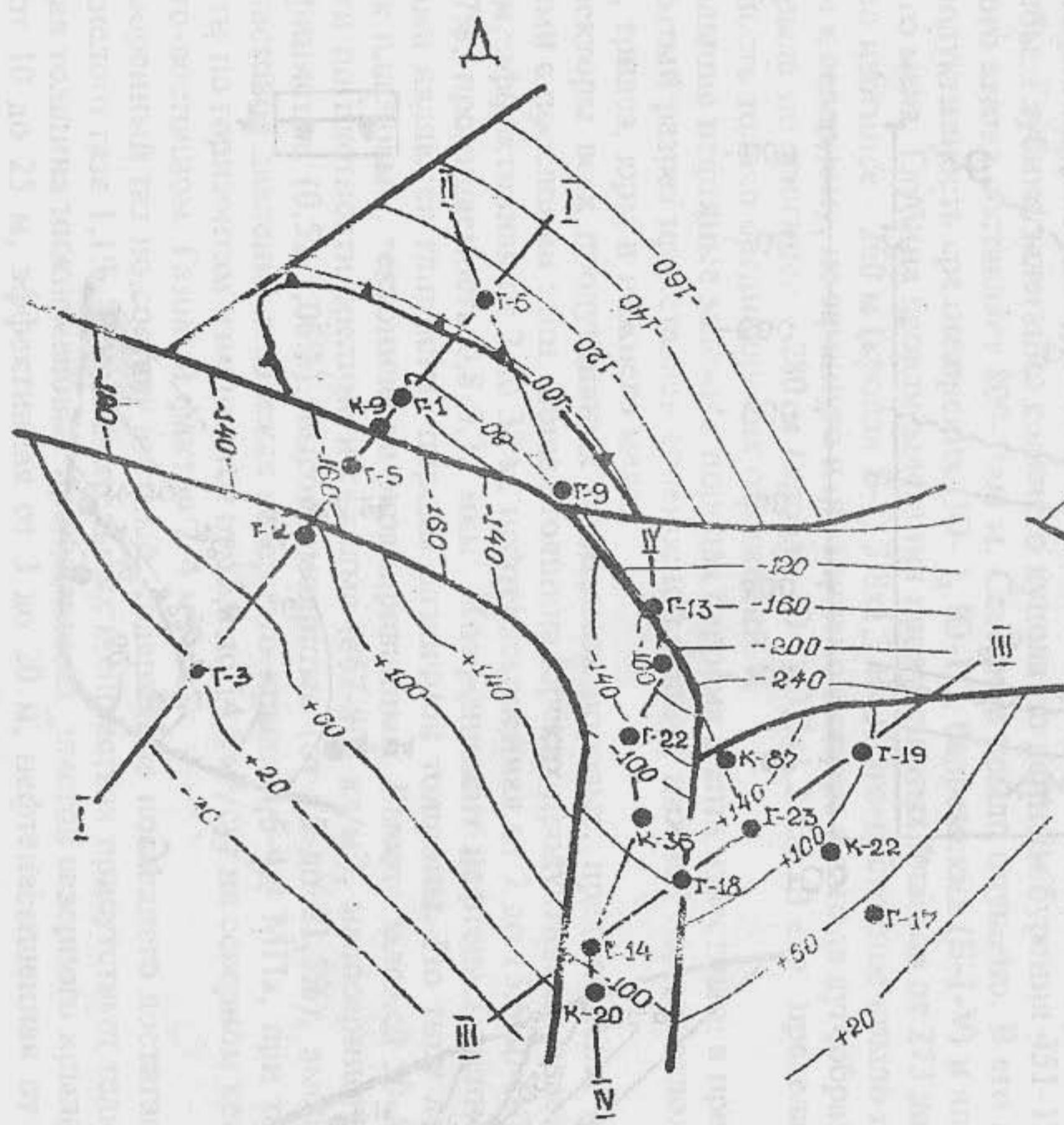


Рис. 36 (продолжение месторождения Акжар)

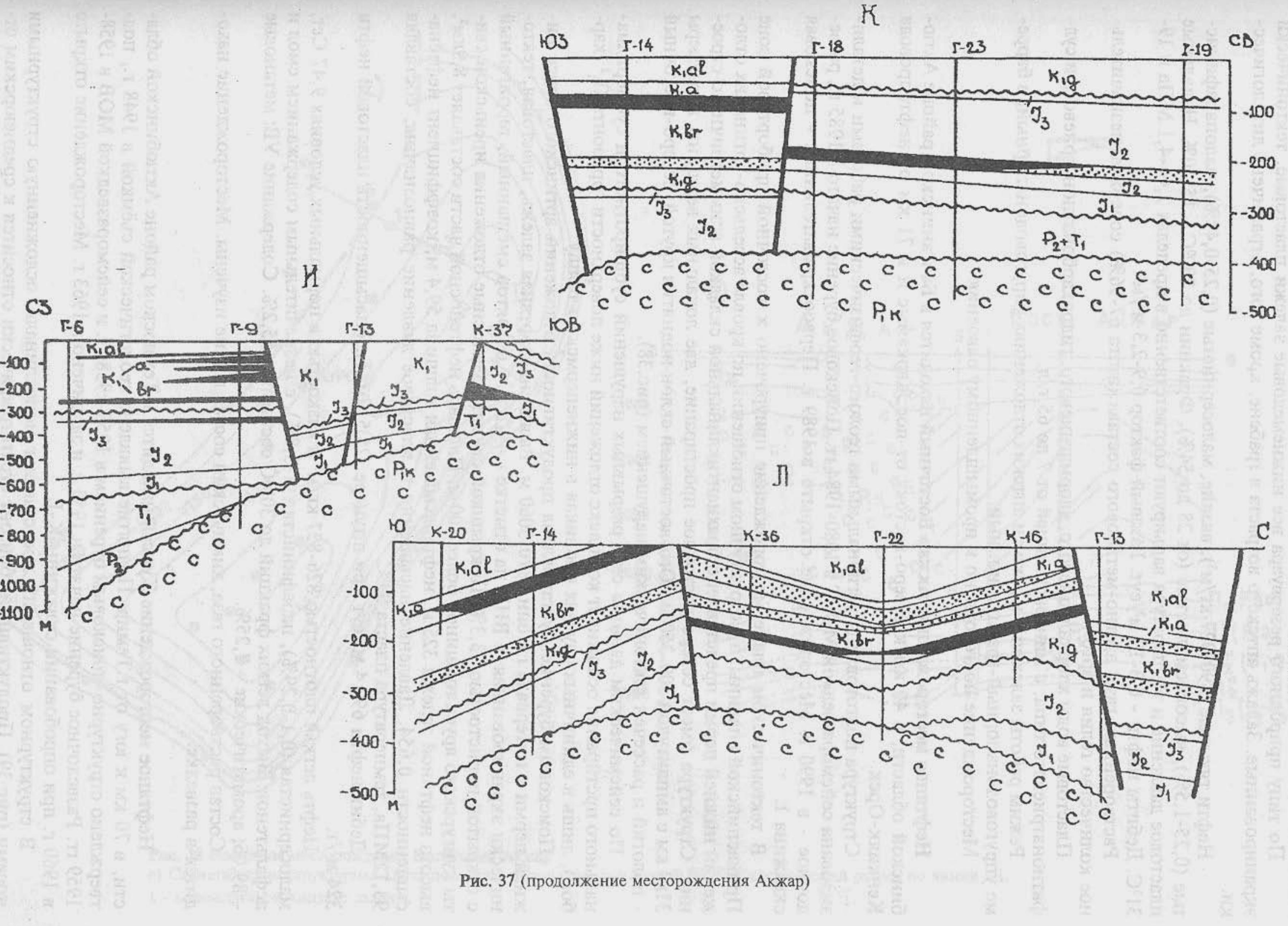


Рис. 37 (продолжение месторождения Акжар)

Емкостно-фильтрационные свойства коллекторов высокие: пористость 22-27%, проницаемость 0,393-1,6 мкм<sup>2</sup>, коэффициент нефтенасыщенности 0,45-0,75.

По типу природного резервуара все нижнемеловые залежи пластовые, тектонически экранированные. Залежь аптского возраста в грабене, кроме того, ограничена литологическими.

Нефти тяжелые (890-927 кг/м<sup>3</sup>), вязкие, малосернистые (0,25-0,42%), малопарафинистые (0,25-1,5%), высокосмолистые (от 28 до 54%). Фракции до 300°C - 15-20%. Начальные пластовое давление и температура варьируют соответственно в пределах 2,46-4,1 МПа и 19-31°C. Дебиты нефти - 0,3-12 м<sup>3</sup>/сут. Газовый фактор 0,9-2,3 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Растворенные газы азотно-метанового состава (азота 67-96%) содержат незначительное количество гелия и аргона.

Пластовые воды хлоркальциевого, хлормагниевого, гидрокарбонатнонатриевого и сульфатнонатриевого типа, с минерализацией от 7 до 65 г/л.

Режим работы залежей в юрских и аптских отложениях упруговодонапорный, в барреме упруговодонапорный-гравитационный.

Месторождение подготовлено к промышленному освоению.

**Нефтяное месторождение Акжар Восточный** находится в Байганинском районе Актюбинской области, в 40 км к северо-востоку от пос. Жаркамыс и в 71 км от нефтепровода Кенкияк-Орск.

Структура подготовлена региональными геолого-геофизическими работами и детализирована сейсморазведкой МОГТ в 1980-1984 гг. Поисковое бурение начато в 1985 г., разведочное - в 1990 г. Месторождение открыто в 1989 г. Первооткрывательница - поисковая скважина 1.

В тектоническом плане месторождение приурочено к восточной прибрежной зоне Прикаспийской впадины, а в структурном отношении по кровле асельско-артинских отложений нижней перми представлено брахиантклинальной складкой асимметричного строения. Структура имеет северо-восточное простиранье, две локальных вершины и размеры 31x9 км с амплитудой 300-350 м. Юго-восточный склон поднятия крутой, северо-восточный - пологий и рассечен тектоническим нарушением (рис.38).

По сейсмическим данным сеть разрывных нарушений субширотного и субмеридионального простирания осложняет комплекс отложений ниже поверхности горизонта П<sub>1</sub><sup>2</sup> (карбон), лишь в единичных случаях проникая в нижнепермскую толщу.

Поисковым бурением установлена продуктивность отложений артинского яруса нижней перми в интервале глубин 4870-5060 м. Выявлена нефтяная залежь, пластовая, тектонически экранированная, с ВНК на отметке - 4912 м. Коллектор смешанный, терригенный с открытой пористостью 13,3%. Покрышкой служат соленосные отложения иренской свиты кунгурского яруса толщиной более 100 м. Площадь нефтеносной части составляет 8,9 км<sup>2</sup>, высота нефтяной залежи 325 м, нефтенасыщенная толщина 59,4 м, коэффициент нефтенасыщенности 0,654. Давление насыщения и пластовое давление равнозначны, составляя 93,12 МПа, температура пласта 93°C.

Дебит нефти 696,4 м<sup>3</sup>/сут при штуцере 25,5 мм. Газонасыщенность пластовой нефти 324 м<sup>3</sup>/т.

Нефть легкая плотностью 826-837 кг/м<sup>3</sup> и вязкостью в нормальных условиях 9,47 Сст, малосернистая (0,1-0,29%), парафинистая (1-5,8%), с незначительным содержанием смол и асфальтенов. Выход легких фракций до 300°C составляет 55,2%. Содержание УВ: метановые - 89,06; ароматические - 7,25%.

Состав растворенного газа, химический состав вод не изучены. Месторождение находится в разведке.

**Нефтяное месторождение Кумсай** находится в Темирском районе Актюбинской области, в 70 км к югу от г. Темир. Поднятие выявлено геологической съемкой в 1948 г., подтверждено структурно-поисковым бурением в 1956-1958 гг. и сейсморазведкой МОВ в 1958-1959 гг. Разведочное бурение начато в 1959 г. и закончено в 1963 г. Месторождение открыто в 1960 г. при опробовании скважины К-1.

В структурном отношении представляет моноклиналь, осложненную структурными носами (рис.39). Продуктивный горизонт стратиграфически относится к среднеюрским отложениям, с глубиной залегания кровли в пределах 270-285 м. Коллектор представлен песчано-алевролитовыми породами с глинистыми прослоями. Характерна резкая фациальная из-

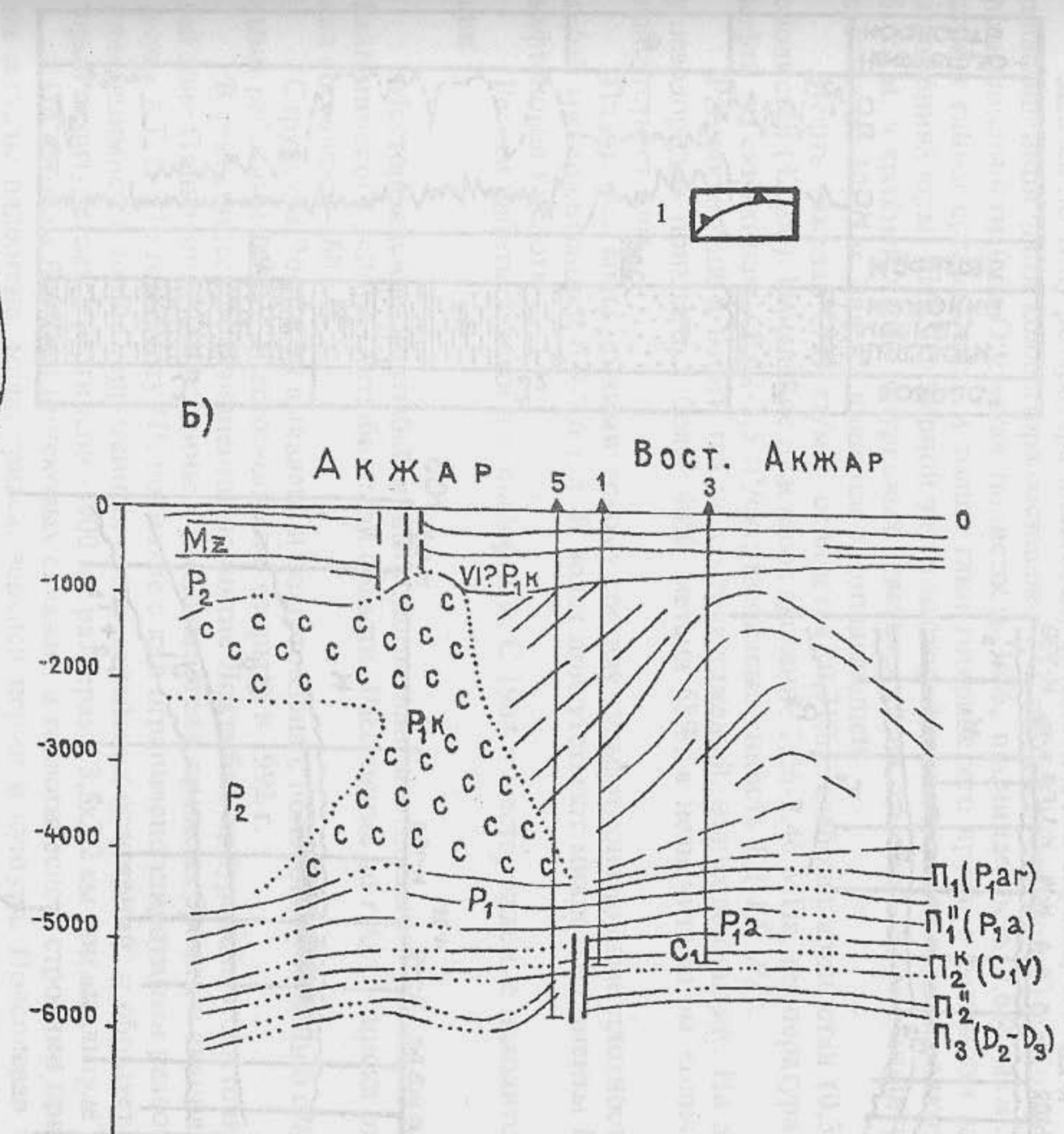
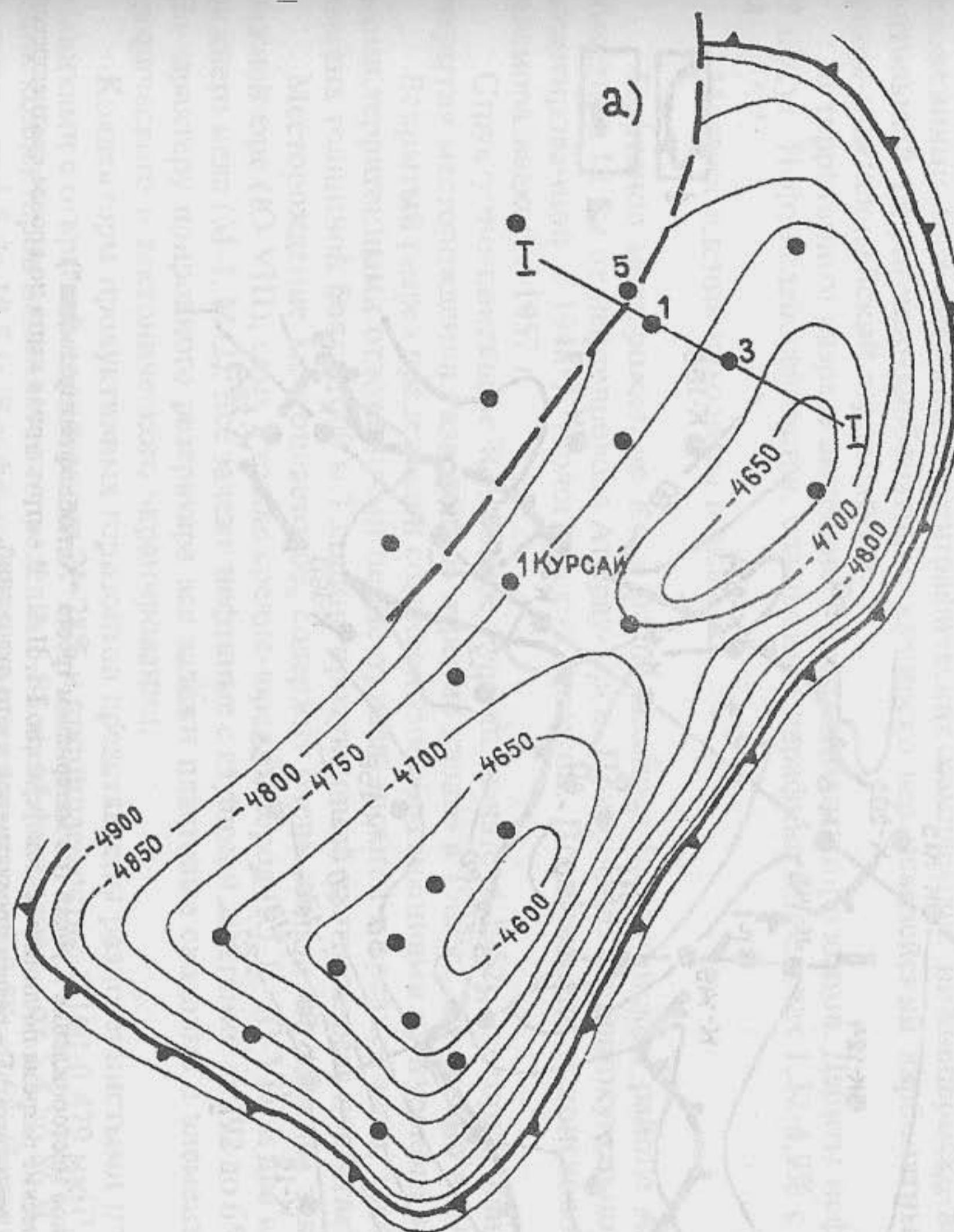


Рис. 38 Нефтяное месторождение Восточный Акжар  
а) Схематическая структурная карта по кровле ассыльских отложений  $P_1$ ; б) Сейсмический разрез по линии I-I.  
I - водонефтяной контакт залежи.

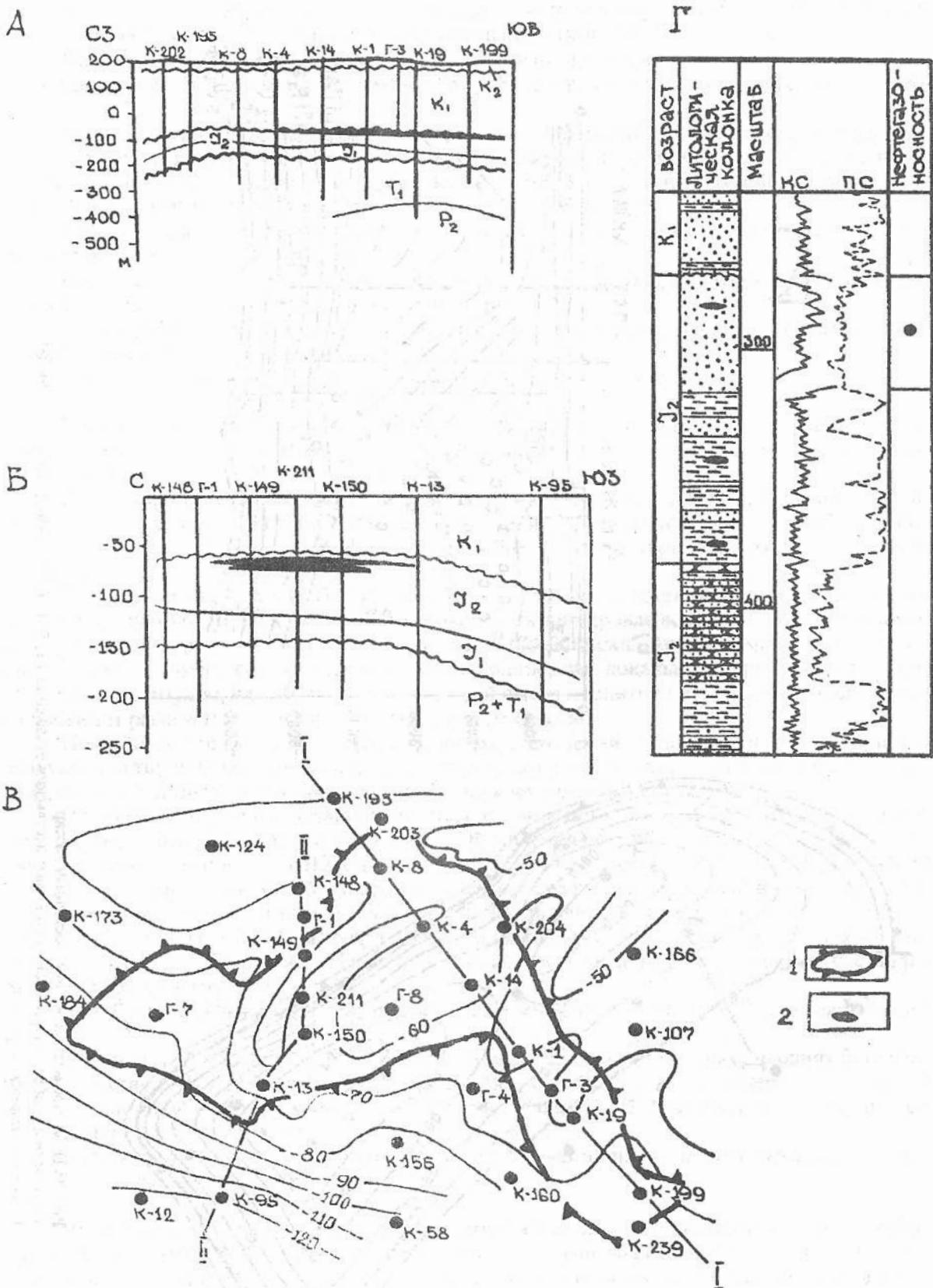


Рис. 39 Нефтяное месторождение Кумсай (по материалам треста "Актюбиннефтегазразведка")  
 А, Б - геологические разрезы по линиям соответственно I-I, II-II; В - структурная карта по кровле среднеурского продуктивного горизонта; Г - разрез продуктивной части отложений.  
 1 - условный контур нефтеносности; 2 - углистые включения.

менчивость отложений по площади.

Залежь по типу резервуара пластовая, литологически экранированная. Толщина нефтенасыщенной части коллектора составляет 7 м, при эффективной 23 м. Коэффициент нефтенасыщенности 0,8. Открытая пористость 18%, проницаемость 0,688 мкм<sup>2</sup>. Покрышкой служат глины средней юры и толща глин готеривского яруса, с размытом залегающая на отложениях юры. ВНК в северной части месторождения находится на абсолютной отметке - 61,27 м, в крайней части шнурковых ответвлений на отметке - 92 м. Амплитуда смещения составляет 30,72 м. Залежь является водоплавающей.

Нефть тяжелая (939 кг/м<sup>3</sup>), сернистая (0,71%), слабопарафинистая (0,36%), высоко-смолистая (32,2%). Начальное пластовое давление 2,26-2,46 МПа, температура 13°С. Дебиты нефти по скважинам - 0,82-2,5 м<sup>3</sup>/сут; газонасыщенность 1,2-1,9 м<sup>3</sup>/т.

Растворенный в нефти газ по составу тяжелый, этансодержащий. На долю тяжелых углеводородов приходится более 40%, метана 58%, в незначительном количестве (0,15%) присутствует азот.

Пластовые воды по химическому составу сульфатнонатриевые плотностью 1003-1005 кг/м<sup>3</sup>, минерализацией 5,9-7,6 г/л. В водах присутствуют микрокомпоненты йода, брома и нафтеновая кислота.

Режим работы залежи водонапорный. С 1964 г. месторождение находится в консервации.

**Месторождение Локтыбай** в административном отношении расположено в пределах Байганинского района, Актюбинской области. Расстояние до г.Актюбинска от месторождения составляет 260 км.

Структура Локтыбай выявлена и подготовлена к поисковому бурению сейсморазведочными работами АГФЭ .Месторождение открыто в 1992 г.

В тектоническом отношении поднятие Локтыбай приурочено к восточной прибрежной зоне Прикаспийской впадины и располагается в пределах бровки и склона карбонатного уступа КТ-II. По горизонту П<sub>1</sub><sup>2</sup> поднятие с юга ограничено широтными разломами, прослеживающимися в толще терригенных средневизейских отложений, и образует полусвод, который оконтуривается изогипсой -3900 м с размерами 3,5x2,2 км при амплитуде 300 м. (Рис.40)

По данным бурения поисковых скважин в геологическом строении принимают участие породы палеогена, мела, триаса, верхней перми и кунгура. Подсолевая часть сложена отложениями трех литолого-стратиграфических комплексов: нижнепермско-верхнекаменноугольный терригенно-карбонатный, каширско-верхневизейский карбонатный (КТ-II) и средне-нижневизейский терригенный.

В терригенном разрезе выделено 7 продуктивных горизонтов. Дебиты нефти от 1,6 до 27 м<sup>3</sup>/сут. Нефть слабосернистая, содержание парафина в пределах 1,32-4,9% с плотностью 845 кг/м<sup>3</sup>.

Месторождение находится в разведке.

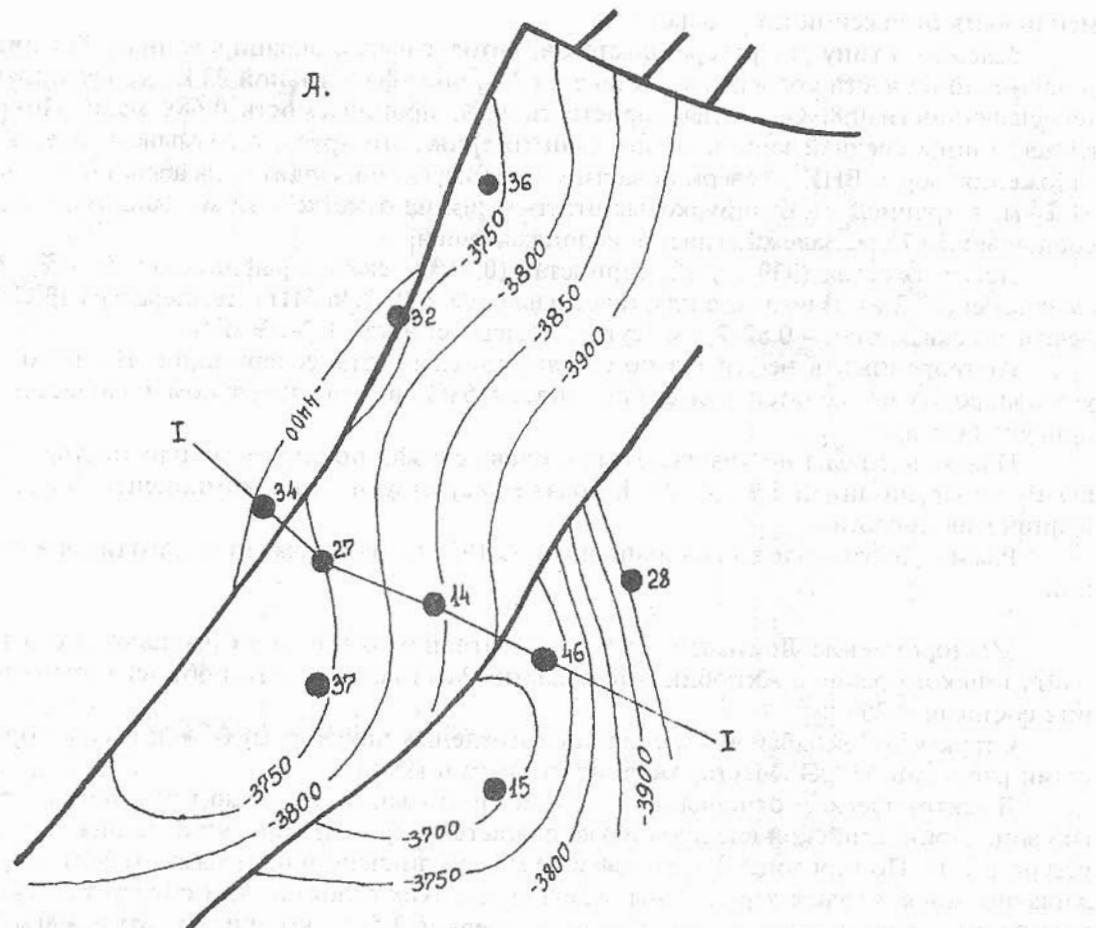
**Нефтяное месторождение Копа** расположено в Байганинском районе Актюбинской области, в 12 км от нефтепровода Атырау-Орск. Приурочено к солянокупольной структуре, закартированной в 1948 г. геологической съемкой. Подготовлено к поисковому бурению сейсморазведкой в 1957 г.

Структурно-поисковое и глубокое бурение начато в 1962г., который явился и годом открытия месторождения.Разведочное бурение начато в 1963 г., завершено в 1964 г.

Вскрытый разрез представлен соленосными образованиями кунгурского яруса нижней перми,терригенными отложениями пермо-триаса, нижней и средней юры, нижнего мела и неогена толщиной более 1000 м. Толщина продуктивной части разреза достигает 540 м.

Месторождение многопластовое, содержит очень мелкие по запасам залежи: одну в нижней юре (Ю-VIII), семь в толще средне-юрских пород (Ю-I - Ю-VII) и две в отложениях нижнего мела (М-I, М-2). Все залежи нефтяные с глубиной залегания от 192 до 659 м (рис.41). По характеру природного резервуара все залежи пластовые сводовые с элементами стратиграфического и тектонического экранирования.

Коллекторы продуктивных горизонтов представлены разнозернистыми песками и песчаниками с открытой пористостью 21-28% и проницаемостью 0,160-0,479 мкм<sup>2</sup>. Общая толщина коллекторов изменяется в пределах 6-88 м, эффективная - от 5,4 до 86 м, нефтенасыщенная - от 4,5 до 10,5 м. Коэффициент нефтенасыщенности 0,58 - 0,68. Начальное пластовое давление и температура составляют 1,9-7,2 МПа и 23-36°С, соответственно. Дебиты неф-



Б.

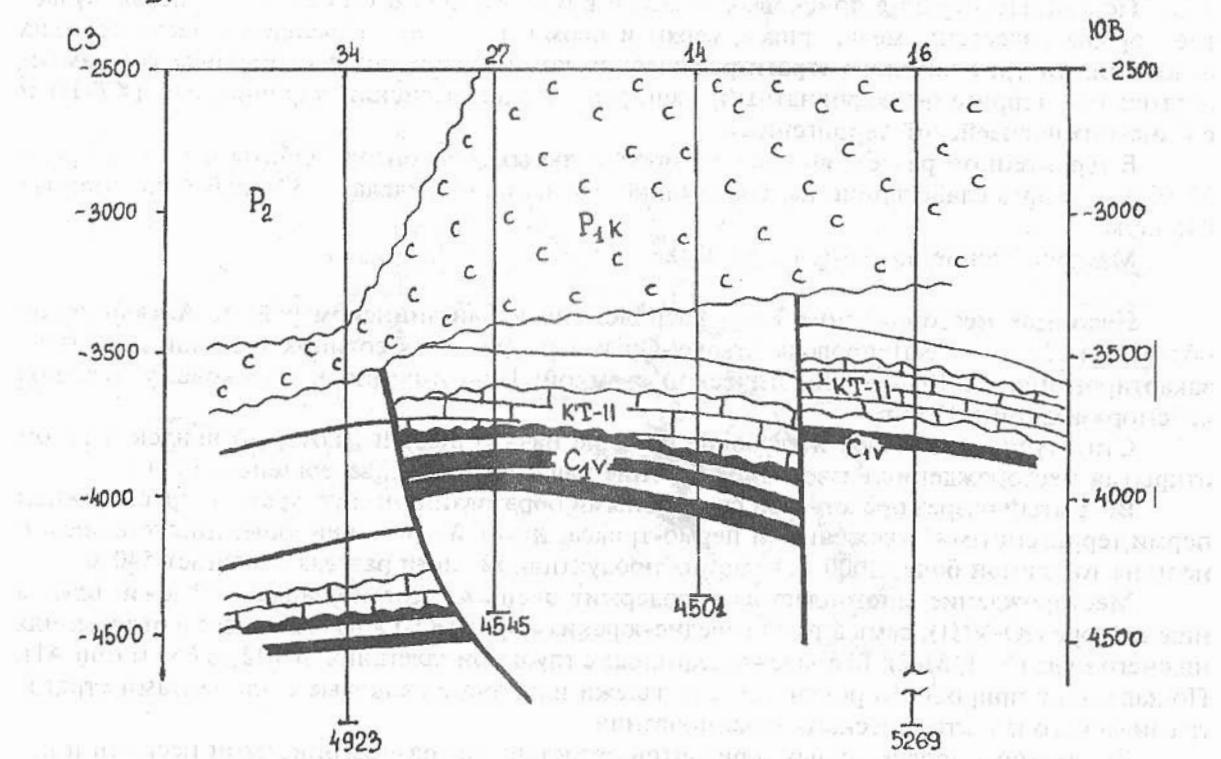


Рис. 40 Нефтяное месторождение Локтыбай

А - структурная карта по кровле терригенных нижнекаменноугольных отложений (подошва КТ-II);  
Б - геологический разрез по линии I-I.

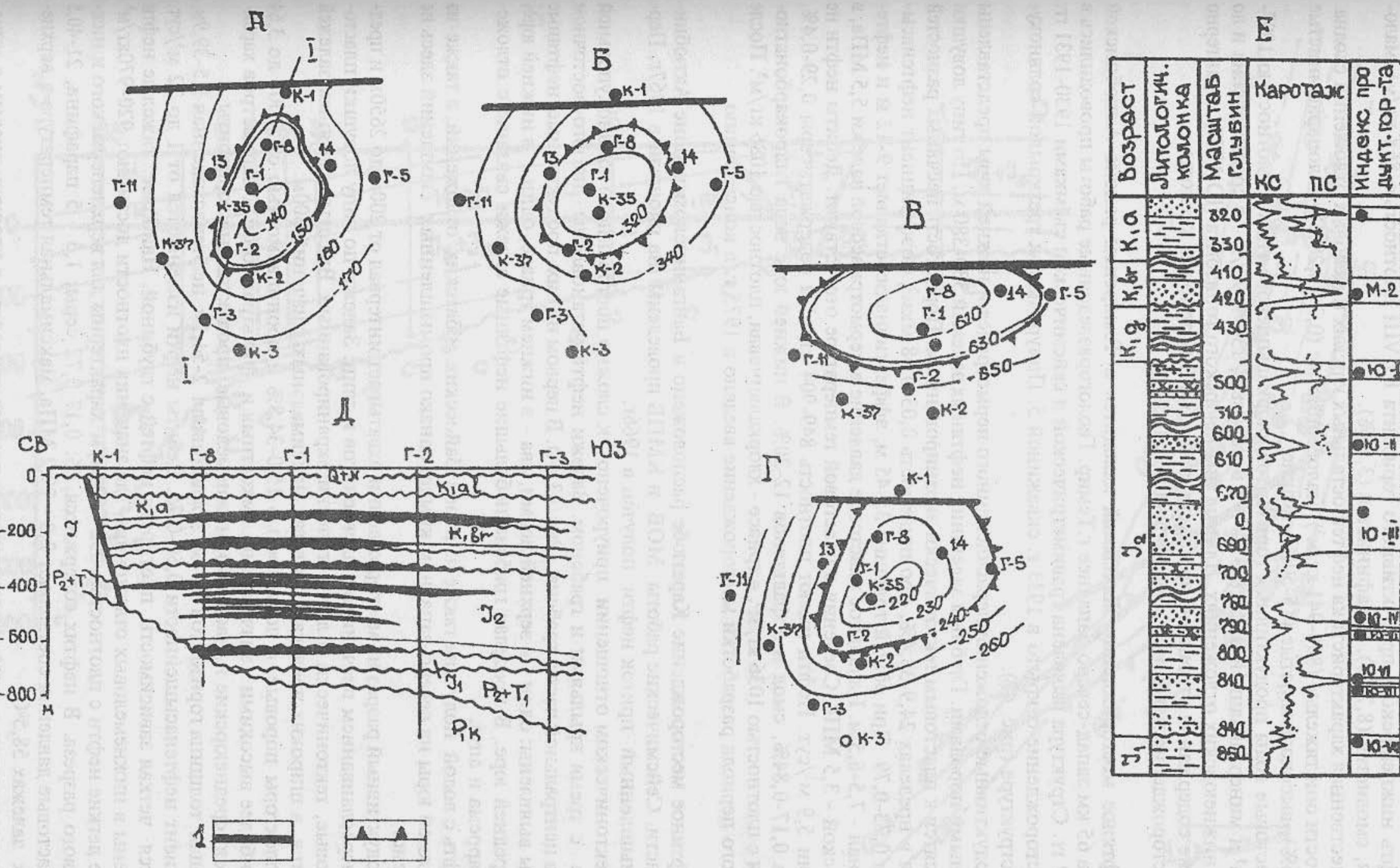


Рис. 41 Нефтяное месторождение Копа (по материалам ПО "Эмбанефть", 1965 г.)

Структурные карты по кровле продуктивных горизонтов: А - М-1, Б - Ю-1, В - Ю-VIII, Г - М-2, Д - геологический разрез по линии I-I; Е - разрез продуктивной части отложений.  
1 - пересечение кровли продуктивного горизонта с поверхностью соляного купола; 2 - контуры нефтеносности.

ти по горизонтам изменяются от 0,25 до 22,8 м<sup>3</sup>/сут. Газовый фактор не превышает 4,4-5,12 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Нефть нижнеюрского продуктивного горизонта Ю-VIII плотностью 868 кг/м<sup>3</sup>, мало-сернистая, смолистая (8,75%), парафинистая (3,14%).

Качественная характеристика нефтей остальных юрских и меловых отложений сходна. По плотности они тяжелые (896-941 кг/м<sup>3</sup>), малосернистые (0,24-0,28%), малопарафинистые (0,29-1,36%), высокосмолистые (15-50%), вязкие.

Пластовые воды продуктивных горизонтов хлоркальциевого типа с плотностью 1097-1147 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией от 69,8-91,8 г/л в меловых, 134-199 г/л - в среднеюрских и до 215 г/л в нижнеюрских отложениях. Для вод нижнеюрского горизонта (Ю-VIII) характерно повышение содержания стронция, присутствие лития и нафтеновой кислоты.

Месторождение находится в консервации с 1966 г.

**Нефтяное месторождение Жаксымай** находится в Темирском районе Актюбинской области, в 65 км запад-северо-западнее г. Темир. Геологоразведочные работы проводились в 1926-1937 гг. Структура выявлена гравиметрической и сейсмической съемками 1930-1931 гг.

Месторождение открыто в 1933 г. скважиной 5. Приурочено к трехкрылой солянокупольной структуре (рис. 42).

Продуктивные отложения нерасчлененного пермтриаса и нижней юры представлены терригенными породами. Глубины залегания нефтяных залежей 330-380 м. По типу ловушки они относятся к пластовым тектонически экранированным. Пористость песчаных разностей находится в пределах 24,9-33,4%, проницаемость 0,03-0,08 мкм<sup>2</sup>, коэффициент нефтенасыщенности 0,73-0,79. При общей толщине 35-45 м, эффективная составляет 9-12 м и нефтенасыщенная - 7,5-8,5 м. Начальное пластовое давление в пермтриасовой залежи 5,5 МПа, в нижнеюрской - 3,5 МПа. Сведения о пластовой температуре отсутствуют. Дебиты нефти не превышали 5,9 м<sup>3</sup>/сут. Нефти имеют плотность 849-904 кг/м<sup>3</sup> и содержат: серы 0,29-0,4%, парафина 0,17-0,84%, смол и асфальтенов 12-20%. В нижней юре вода гидрокарбонатно-натриевая с плотностью 1036 кг/м<sup>3</sup>, в триасе - хлоркальциевая, плотностью 1086 кг/м<sup>3</sup>. После длительного периода разработки месторождение введено в 1975 г. в консервацию.

**Нефтяное месторождение Карагюбе** расположено в Байганинском районе Актюбинской области. Сейсмические работы МОВ и КМПВ проведены на площади в 1967 г. Первый промышленный приток нефти получен в 1966 г.

В тектоническом отношении приурочено к сложно построенной солянокупольной структуре с тремя крыльями и грабеном. Залежи нефти установлены на юго-восточном крыле и в центральной части грабена (Рис. 43,44). В первом из них продуктивные нефтяные горизонты выявлены: один - в верхней перми, два - в нижнем триасе, один - в нижней юре, два - в средней юре. В пределах грабена небольшие нефтяные залежи связаны с отложениями баррема и апта.

Нефть с водой получена также из низов байосских и батских отложений, а также из пород нижней юры на северо-западном крыле, однако промышленных скоплений здесь не установлено.

Продуктивный разрез на месторождении охватывает интервал от 200 м до 2650 м и представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и глин. Залежи по типу ловушки пластовые сводовые, тектонически и литологически экранированные. Высоты нефтяных залежей изменяются в широких пределах, достигая максимальных значений 300 м.

Коллекторы поровые, с пористостью 15,0-34,8% и проницаемостью от 0,001 до 3,64 мкм<sup>2</sup>. Наиболее высокими значениями емкостных и фильтрационных параметров характеризуются среднеюрские и, частично, нижнемеловые продуктивные горизонты.

Общая толщина горизонтов 8-78 м, эффективная 2-54,1 м, нефтенасыщенная 1,5-39,9 м, коэффициент нефтенасыщенности 0,56-0,75. Дебиты нефти изменяются от 1 до 72 м<sup>3</sup>/сут. Отмечается четкая зависимость плотности нефтей с глубиной. Наиболее тяжелые нефти установлены в нижнемеловых отложениях, где значения плотности достигают 920-970 кг/м<sup>3</sup>. Наиболее легкие нефти с плотностью 852-862 кг/м<sup>3</sup> характерны для верхнепермского и нижнетриасового разреза. В нефтях содержится, %: 0,17-0,72 серы, 1,5 - 5 парафина, 21-40,5 смол. Пластовые давления составляют 2,0 - 29,2 МПа, максимальная температура в верхнепермских залежах 58,5°C.

Пластовые воды в низах продуктивного разреза относятся к хлоркальциевым с минерализацией 150-230 г/л и обогащены йодом, бромом, бором; в аптарском и барремском гори-

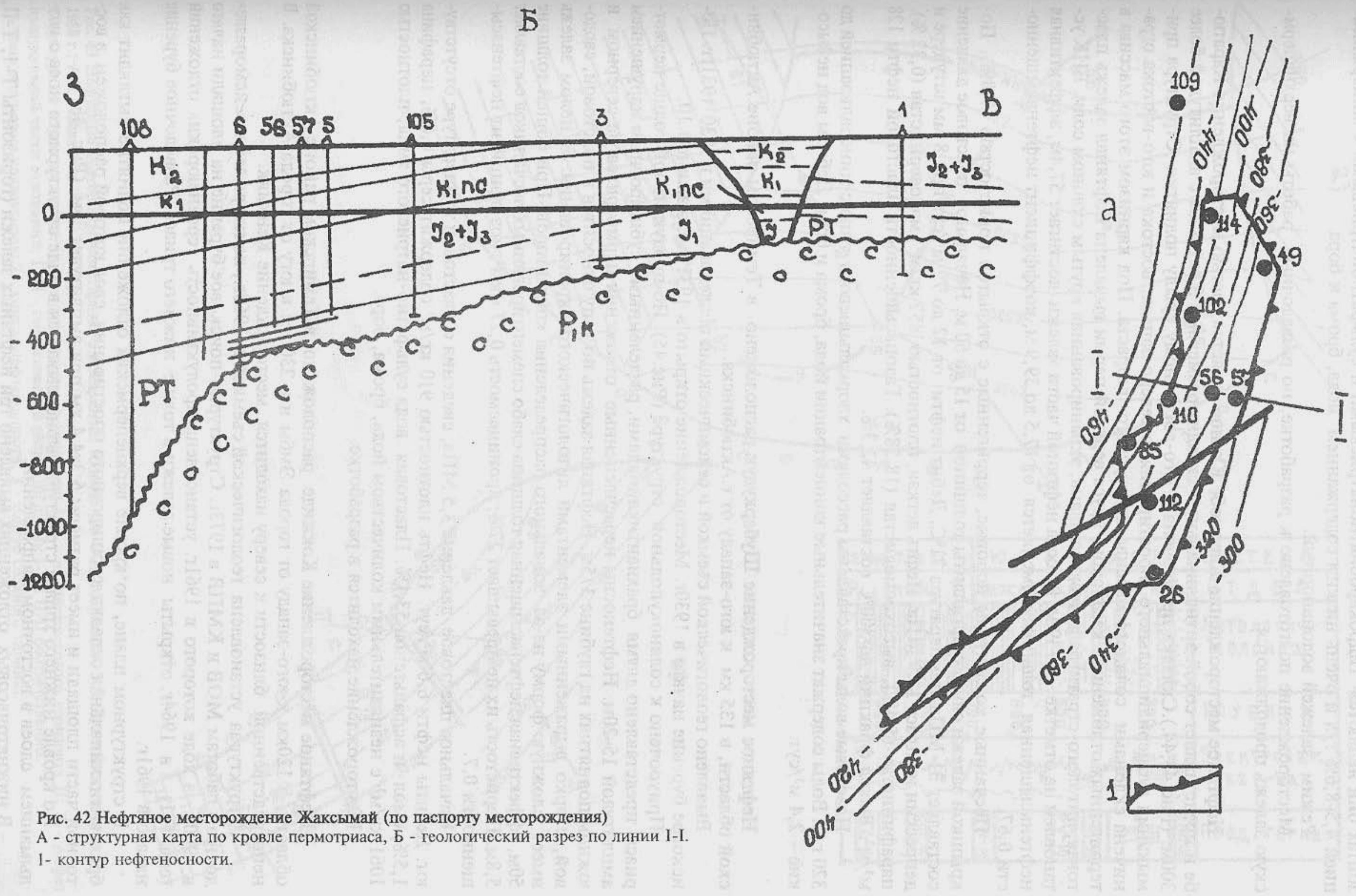


Рис. 42 Нефтяное месторождение Жаксымай (по паспорту месторождения)  
А - структурная карта по кровле пермотриаса, Б - геологический разрез по линии I-I.  
1 - контур нефтеносности.

зонах они являются гидрокарбонатнонатриевыми и сульфатнонатриевыми с минерализацией 4,5-8,6% г/л и очень низким содержанием йода, брома и бора.

Режим залежей водонапорный.

Месторождение подготовлено к разработке, но разведочные работы на верхнепермскую залежь продолжаются.

**Нефтяное месторождение Каратюбе Южное** является частью месторождения Каратюбе и представляет собой антиклинальную складку размерами 5,6x1,5 км с амплитудой более 300м. (Рис 43,44.). Складка приурочена к юго-восточному крылу поднятия. Структура примыкания субмеридионального простирания, с северо-запада, востока и юго-востока ограничена склонами соляного массива кунгурского возраста. Под карнизов этого массива в терригенных отложениях казанского яруса верхней перми выявлена нефтяная залежь пластовая, литолого-стратиграфического плана, экранированная крутым склоном соли. ВНК установлен на отметке - 2739 м. Высота нефтяной части залежи достигает 57,4м, эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 17,5 до 39,9 м, коэффициент нефтенасыщенности 0,67.

Песчанные коллекторы поровые, терригенные с открытой пористостью 17,8%. По-крышкой залежи служат аргиллиты толщиной от 15 до 50 м. Начальное пластовое давление составляет 31 МПа, температура 71°C. Дебит нефти от 12 до 72 м<sup>3</sup>/сут при 8 мм штуцере и депрессии на пласт 13,9 МПа. Нефть легкая, плотностью 852 кг/м<sup>3</sup>, малосернистая (0,32 %), парафинистая (5,4%), высокосмолистая (18,28%). Газонасыщенность пластовой нефти 128 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Выход фракций до 300°C составляет 42,3%.

Пластовые воды представлены рассолами хлоркальциевого типа с минерализацией до 320 г/л. Воды содержат значительные концентрации йода, брома и бора. Дебиты вод невысокие - 2,4 м<sup>3</sup>/сут.

**Нефтяное месторождение Шубаркудук** расположено в Темирском районе Актюбинской области, в 135 км к юго-западу от г.Актюбинска.

Выявлено геологической съемкой и сейсмическими исследованиями в 1930-1931гг. Поисковое бурение начато в 1930г. Месторождение открыто в 1931 г. скважиной 10.

Приурочено к солянокупольной структуре (Рис.45). По продуктивной толще пермотриаса представлено двумя брахиантеклиналями, разделенными субширотным нарушением амплитудой 15-20м. Нефтеносны нерасчлененные отложения пермтриаса на северном и южном поднятиях на глубине 375м. Нефтяная залежь по типу относится к пластовой, сводовой, с ярко выраженным элементами литологического экранирования. В целом залежь имеет сложную форму из-за зонального распределения коллекторов. При общей толщине 50м, эффективная нефтенасыщенная толщина слабо сцементированных песчаников составляет 5,8м. Пористость их не превышает 27%, проницаемость 0,27 мкм<sup>2</sup>, коэффициент нефтенасыщенности 0,7.

Начальное пластовое давление 3,5 МПа, сведения о пластовой температуре отсутствуют. Дебиты нефти 6,6 м<sup>3</sup>/сут. Нефть плотностью 910 кг/м<sup>3</sup> содержит серы 0,6%, парафина 1,5%, смол и асфальтенов 53,1%. Пластовая вода сульфатно-натриевого типа, плотностью 1061 кг/м<sup>3</sup> с незначительным количеством йода, брома, бора.

Месторождение находится в разработке.

**Нефтяное месторождение Кокжиде** расположено в Темирском районе Актюбинской области, в 120км к юго-западу от города Эмбы и в 230 км к югу от города Актюбинска. В непосредственной близости к северу находится месторождение Кенкияк.

Структура установлена геологической съемкой в 1960г., подтверждена сейсморазведочным работам МОВ и КМПВ в 1973г. Структурно-поисковое бурение на площади начато в 1960г., в ходе которого в 1961г. установлена продуктивность среднеюрских отложений (скв. Г-1), а в 1964г. открыты новые залежи в толще нижнего триаса. Разведочное бурение начато в 1961г.

В структурном плане, по кровле верхнепермских отложений поднятие выглядит как брахиантеклинальная складка субширотного простирания, свод которой расположен в восточной части площади и имеет размеры 6,3x4,4 км при амплитуде 30м. (Рис. 46)

По кровле нижнего триаса структура вырисовывается в виде структурного носа с воздыманием слоев в восточном направлении.

В нижнетриасовых отложениях выявлено три нефтяных залежи (горизонты Т-1, Т-II,

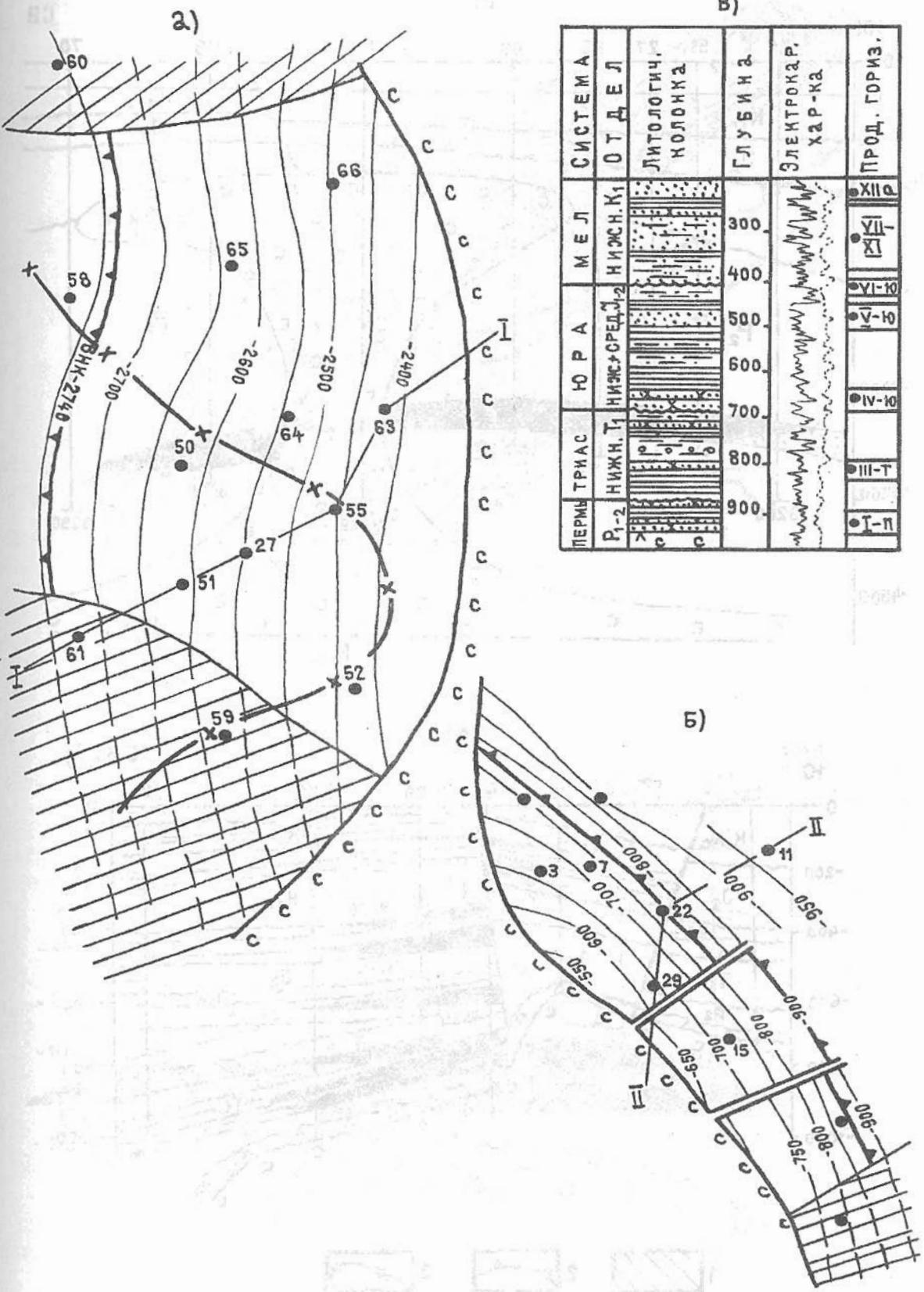


Рис. 43 Нефтяные месторождения Караганда и Караганда Южное (по О.Н. Марченко, З.Е. Булекбаеву и др., 1968 г.; А.А. Абаканову и др., 1990 г.)

Структурные карты по кровле: А - верхнепермского горизонта I; Б - нижнетриасового горизонта II; В - разрез продуктивной части отложений; Г, Д - геологический разрез по линии I-I и II-II соответственно.

1 - зона отсутствия коллекторов; 2 - контур нефтеносности; 3 - контур соляного карниза.

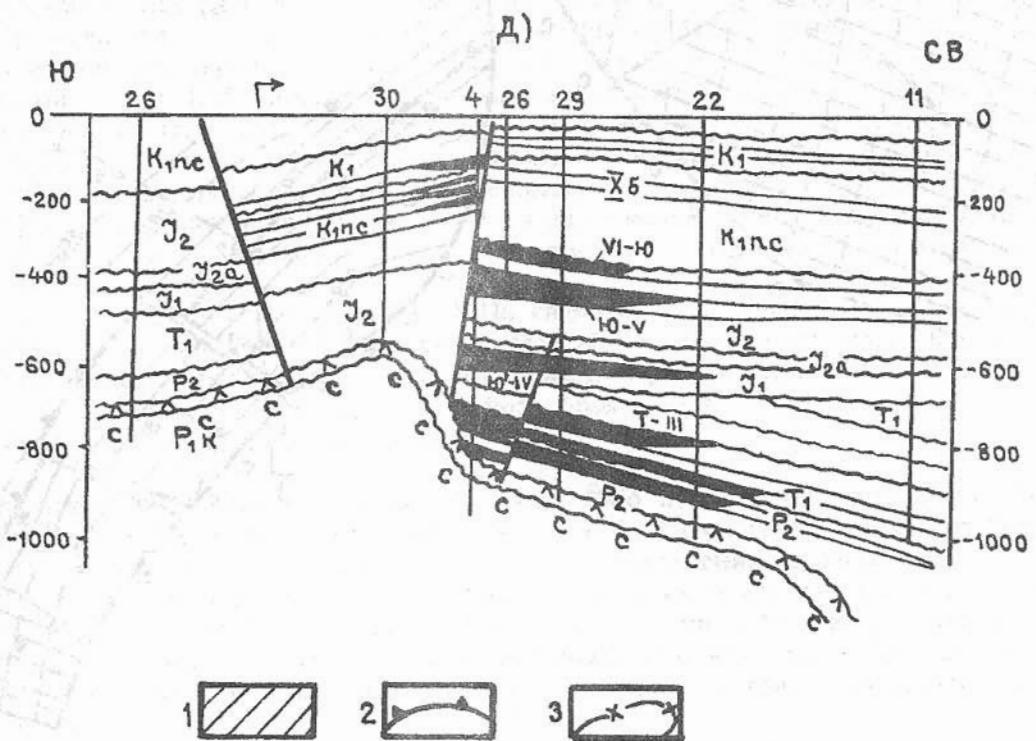
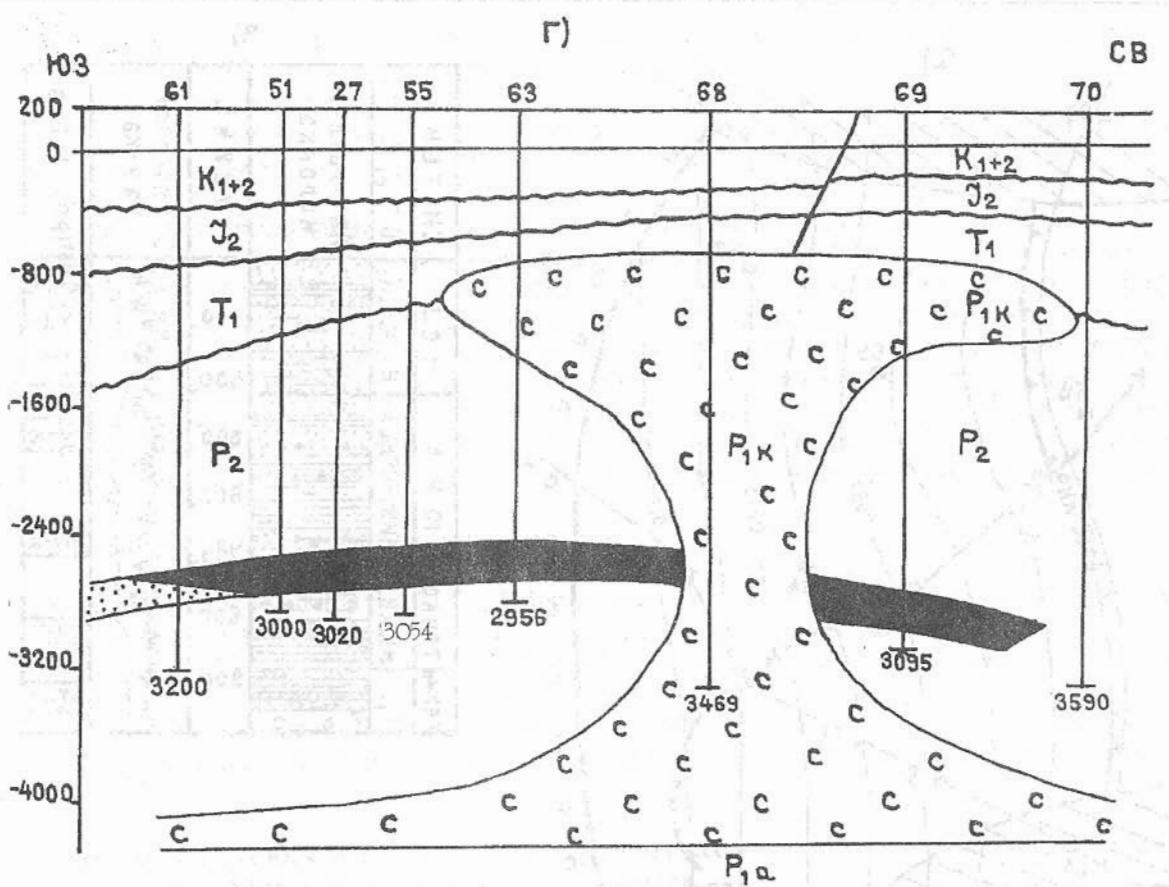


Рис. 44 (продолжение месторождения Каратюбе и Каратюбе Южное)

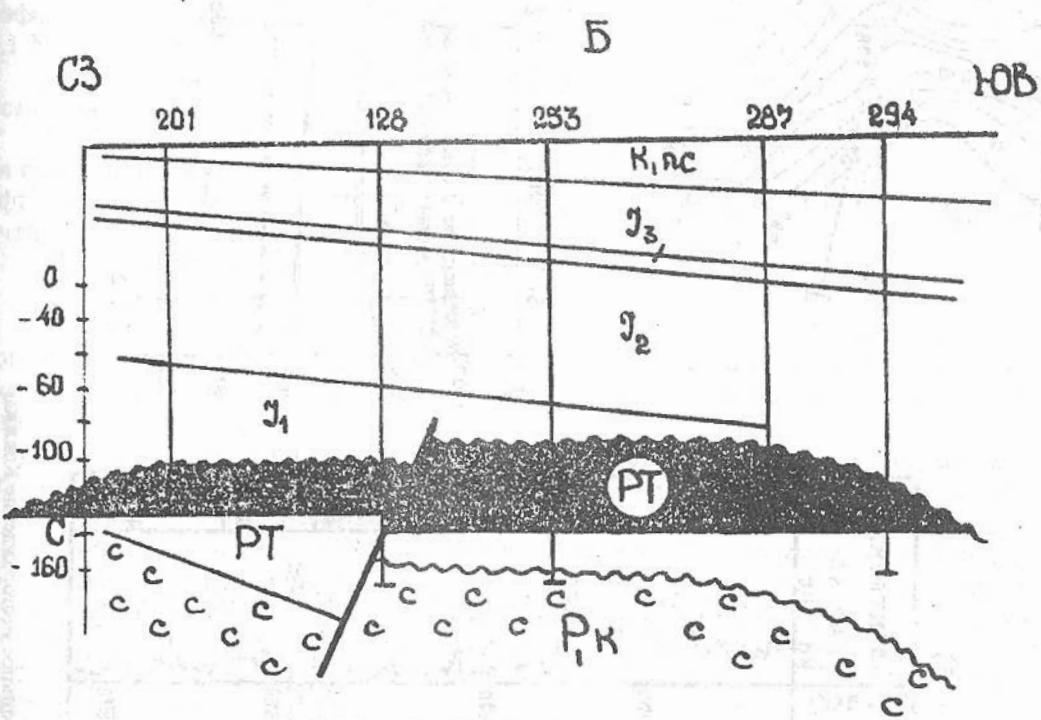
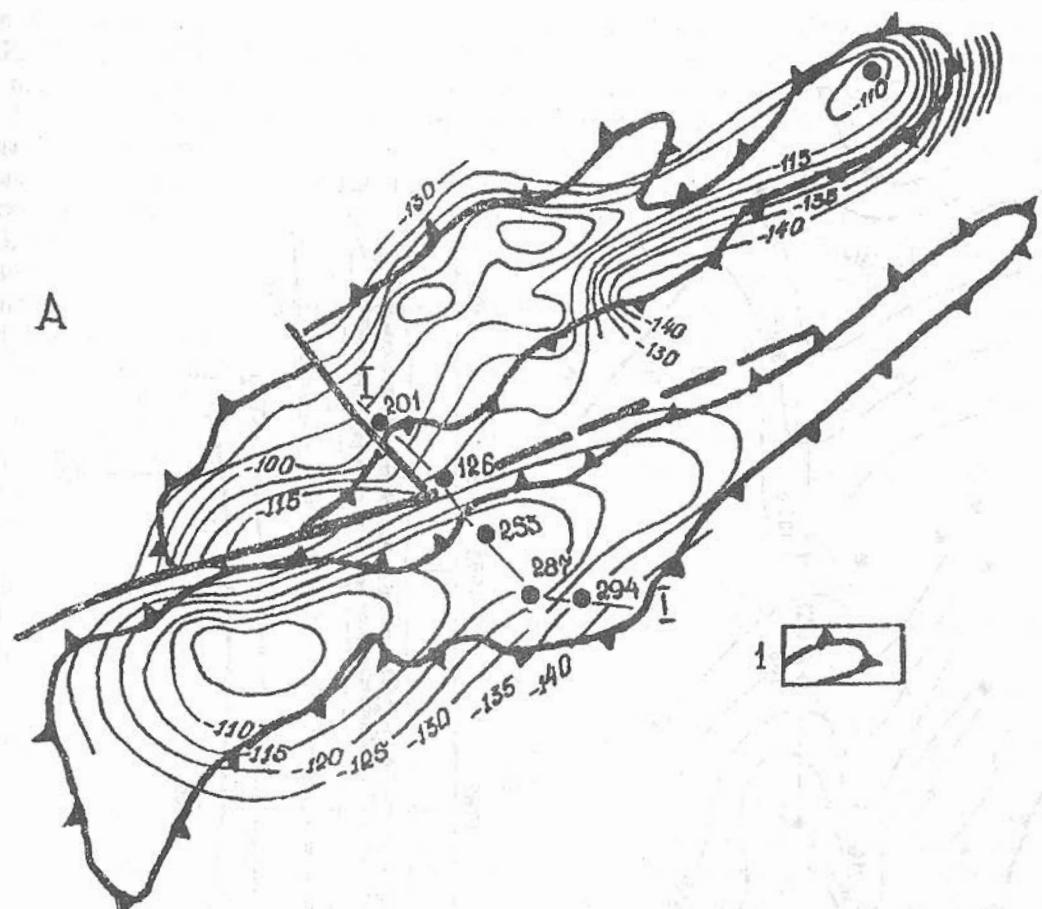


Рис. 45 Нефтяное месторождение Шубаркудук (по паспорту месторождения)  
А - структурная карта по кровле пермотриасовых отложений южного крыла;  
Б - геологический разрез по линии I-I.  
1 - контур нефтеносности.

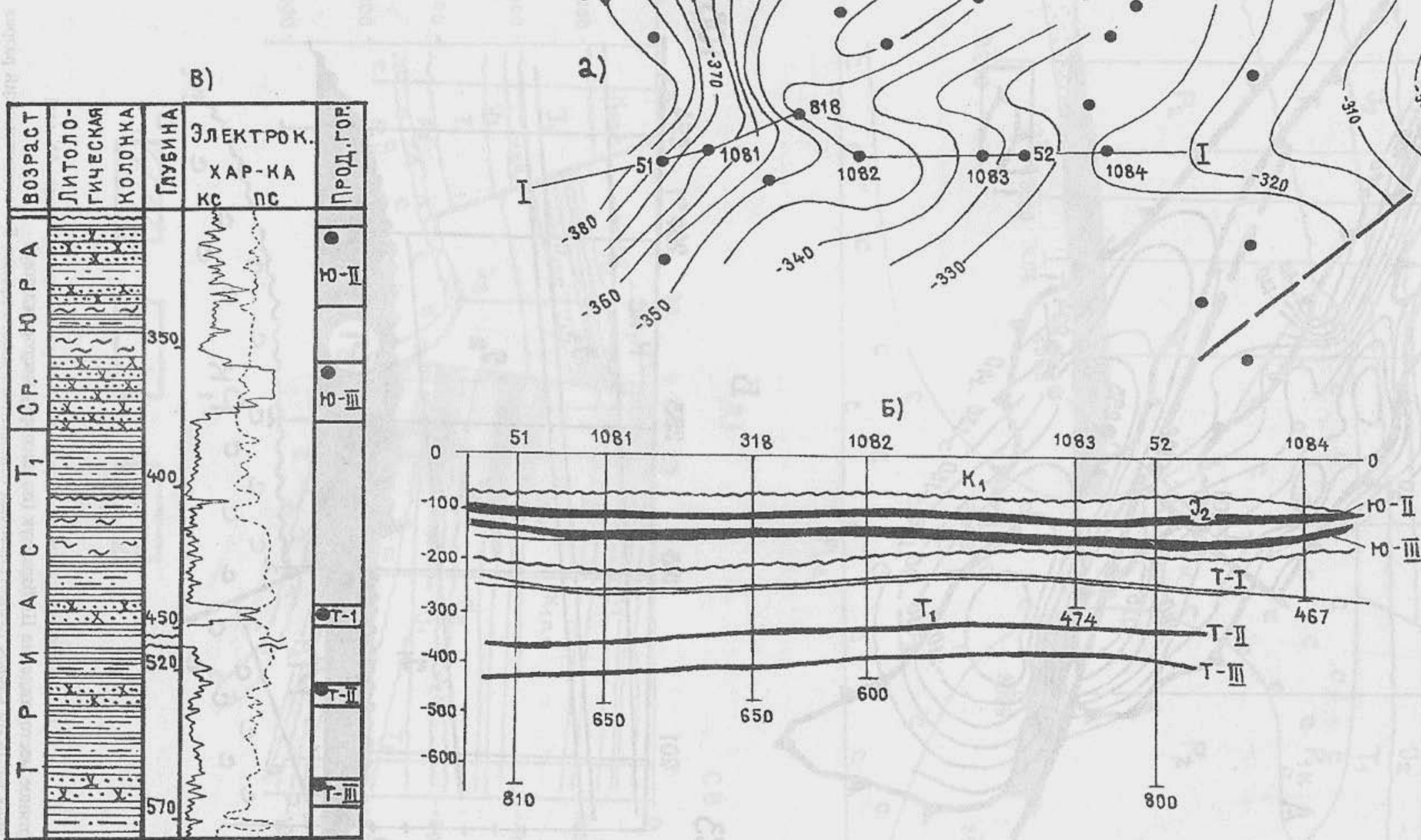


Рис. 46 Нефтяное месторождение Кокжиде

А - структурная карта по нижнестриасовым отложениям; Б - геологический разрез по линии I-I'; В - разрез продуктивной части отложений.

Т-III) в интервале глубин 450-580м. В средней юре на глубине 300-375м - две залежи (горизонты Ю-II и Ю - III). Литологически продуктивные горизонты представлены разнозернистыми песчаниками. Коллекторы поровые, терригенные с пористостью 17-32% в средней юре и 13-18% в нижнем триасе. По характеру природного резервуара залежи пластовые сводовые, в горизонте Ю-II с литологическим ограничением. Покрышками служат глинистые пачки толщиной до 20 и более м. Эффективная нефтенасыщенная общая толщина продуктивных горизонтов 6-27м, 6-18,7м. Коэффициенты нефтенасыщенности 0,7-0,8.

Пластовые давления в залежах триаса 3,46 - 5,98 МПа, в среднеюрских 1,9-2,87 МПа.

Дебиты нефти изменяются от 1,9 до 28,7 м<sup>3</sup>/сут. Наиболее представительны они в горизонте Ю-II (13,9 м<sup>3</sup>/сут), Т-1 (28,7 м<sup>3</sup>/сут). Качественная характеристика нефтей различна. Нефти юрских горизонтов по плотности средние и тяжелые (884-950 кг/м<sup>3</sup>), малосернистые и сернистые (0,29-1,9%), малопарафинистые и парафинистые (0,6 - 2,43%). Триасовые нефти по плотности относятся к легким (843 кг/м<sup>3</sup> - Т - III) и тяжелым (890-916 кг/м<sup>3</sup> - Т-I, Т- II), они менее сернистые (0,25-0,62%), малопарафинистые.

Газонасыщенность пластовой нефти низкая. Пластовые воды и режим работы залежей не изучены.

Месторождение находится в разведке.

**Нефтяное месторождение Восточный Жагабулак** расположено в 10 км северо-восточнее нефтегазоконденсатного месторождения Жанажол, в 2-3 км западнее нефтяного месторождения Алибекмола.

Структура подготовлена к глубокому бурению комплексом геолого-геофизических методов и введена в бурение в 1989г. Месторождение открыто в 1991г. поисковой скважиной 211. Размеры структуры по отражающему горизонту П<sub>2</sub> (по замыкающей изогипсе - 3500м) составляет 4х2,5 км, амплитуда около 100м (Рис.47).

Во вскрытом подсолевом комплексе на глубинах 4522-4588м выявлена нефтяная залежь, приуроченая к карбонатной пачке КТ-II, стратиграфически отнесенной к серпуховскому ярусу нижнего карбона. Литологически продуктивные породы представлены известняками с открытой пористостью 8,5-9%. Средняя эффективная толщина пласта составляет 23,4м, коэффициент нефтенасыщенности 0,65-0,75. Начальное пластовое давление и температура 45,1 МПа и 87°C соответственно. Давление насыщения - 26,3 МПа.

Дебиты нефти изменяются от 25 до 105м<sup>3</sup>/сут. при 7мм штуцере. Нефть легкая, плотностью 838,8кг/м<sup>3</sup>, содержит до 2,3% сероводорода, 1,4% углекислого газа.

Продуктивность отложений пачки КТ-II установлена в скважинах 211 и 213. Разведочная скважина 214 находится в бурении. По данным детальных сейсмических исследований нефтеносные горизонты, вскрытые скважиной 213, прослеживаются в южном направлении почти до широты северного окончания месторождения Жанажол.

Месторождение находится в разведке.

**Нефтяное месторождение Жанатан** расположено в Байганинском районе Актюбинской области, в 380км к югу от областного центра. Ближайший населенный пункт Кемерши находится в 20 км к западу. Наиболее близко с севера от Жанатана расположено месторождение Синельниковское.

Структура выявлена и подготовлена к поисковому бурению сейморазведочными работами Актюбинской геофизической экспедиции. Месторождение открыто в 1992г.

В тектоническом отношении поднятие расположено в восточной прибрежной зоне Прикаспийской впадины и располагается в пределах бровки склона карбонатного уступа КТ-II. (Рис.48). По отражающему горизонту П<sub>2</sub> имеет удлиненную форму субмеридианального просирания с размерами по изогипсе -3900 м и 17x6,2 км при амплитуде более 450 м. В пределах поднятия обособляются 3 вершины. Южная ограничена с севера тектоническим нарушением и образует полусвод, очерчиваемый изогипсой -3500 м. Средняя и северная вершины ограничены изогипсой -3600 м.

Установлена продуктивность нижнекаменноугольных отложений (рис.48), связанная с терригенными отложениями. Коллекторами являются песчаники и алевролиты с пористостью 7-16% и проницаемостью 0,042-0,00048 мкм<sup>2</sup>. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 6,6-33 м, коэффициент нефтенасыщенности 0,7. Дебит нефти (скв. 7) составил 7,2-8,3 м<sup>3</sup>/сут. Нефть имеет плотность 852 кг/м<sup>3</sup>, содержит 0,32% серы, до 13% парафина и 3% смол и асфальтенов.

Месторождение находится в разведке.

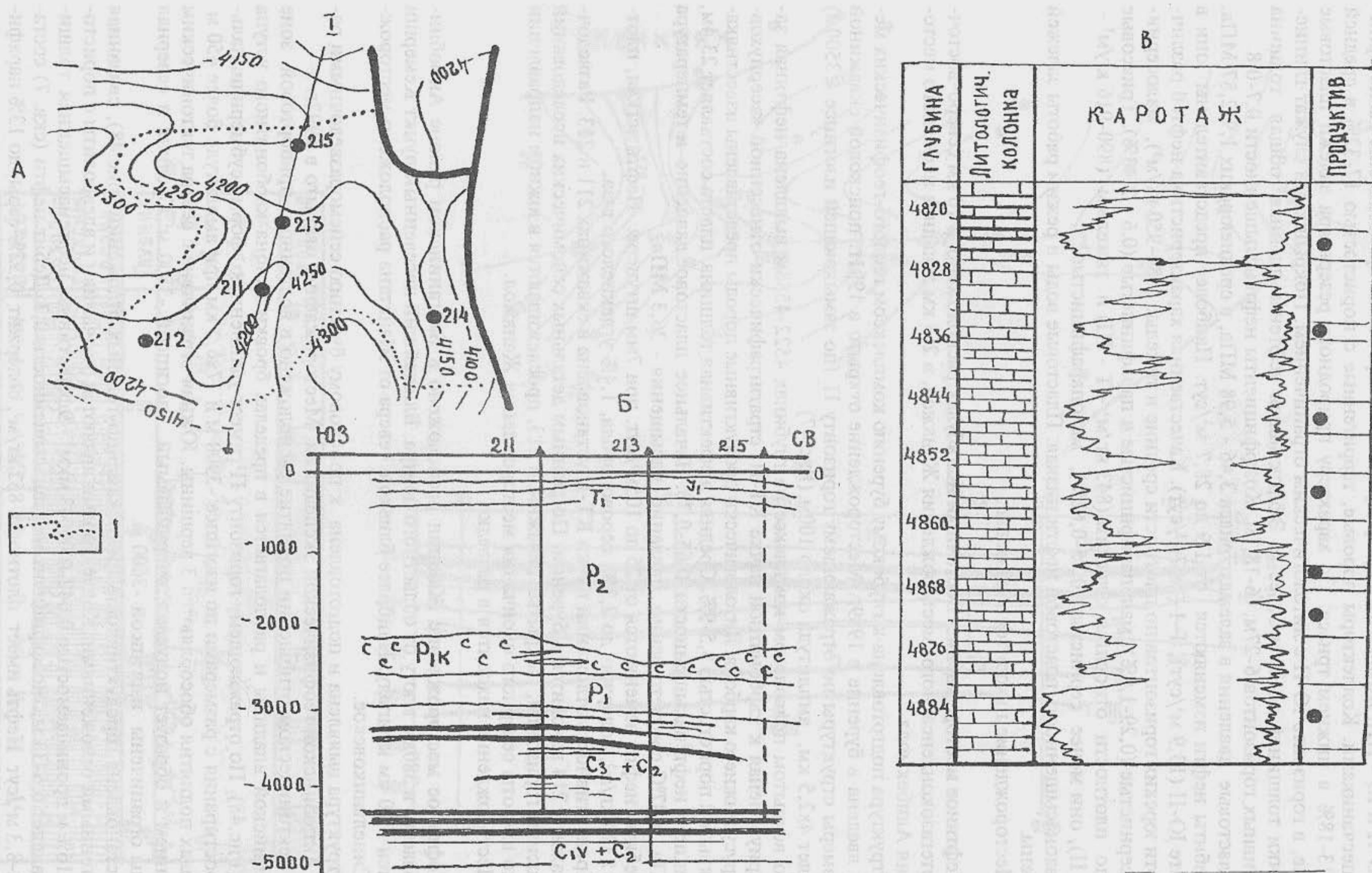
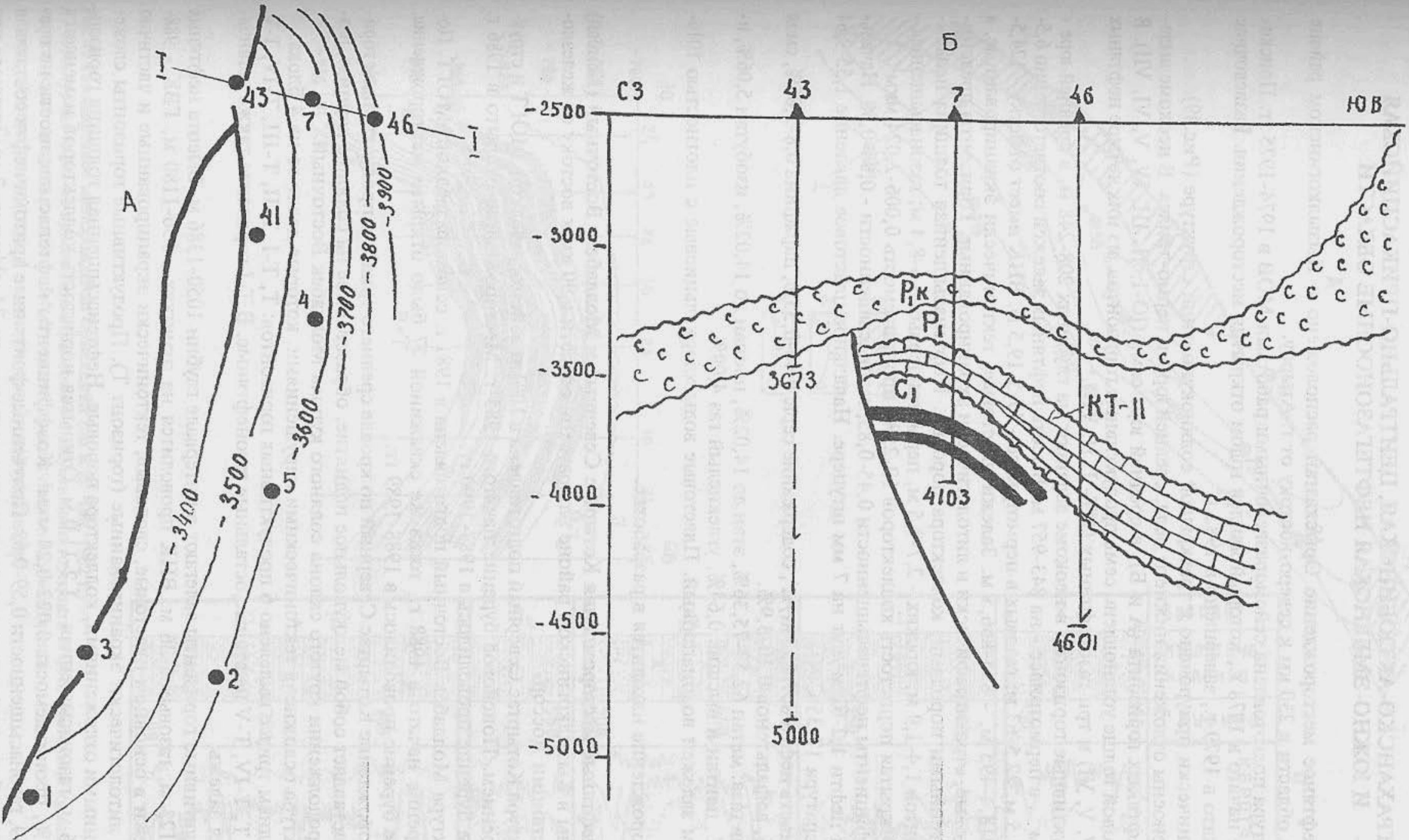


Рис. 47 Нефтяное месторождение Вост. Жагабулак (по данным ПГО "Актюбинскнефтегазразведка")

А - структурная карта по поверхности продуктивной толщи КТ-II; Б - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.

1 - контур залежи по данным сейсмических исследований.



## МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

### АСТРАХАНСКО-АКТЮБИНСКАЯ, ЦЕНТРАЛЬНО-ПРИКАСПИЙСКАЯ И ЮЖНО-ЭМБЕНСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ОБЛАСТИ

Газонефтяное месторождение Орысказган расположено в Кызылкогинском районе Атырауской области в 230 км к северо-востоку от г. Атырау.

Структура подготовлена сейсморазведочными работами МОВ в 1974-1975 гг. Поисковое бурение начато в 1978 г., который явился годом открытия месторождения. Разведочное бурение начато в 1979 г., завершено в 1982 г.

Тектонически приурочено к трехкрылой солянокупольной структуре (Рис.49).

Нефтеносны отложения нижнего мела, средней юры и пермо-триаса. В неокоме выделено два нефтяных горизонта (А и Б), в средней юре семь (Ю-I, II, III, IV, V, VI, VII). В пермотриасовой толще установлено семь продуктивных горизонтов, из них четыре нефтяных (ПТ- III, IV, V, VI) и три газонефтяных (ПТ- I, II, VII).

Продуктивные горизонты в неокоме залегают на глубинах 208-248 м, в средней юре - на 295-570 м, в пермотриасе - на 843-957 м. Высота нефтяных залежей соответственно 6,5-10 м, 7,5-52,5 м, 22,5-63 м; газовых в пермотриасе - 17,5-19,5 м. ВНК имеет отметку - 124,5-161,5 м, - 218,4-495 м, - 813-866,5 м. Залежи пластовые, тектонически экранированные, а также пластовые, стратиграфически и литологически экранированные. Горизонты представлены терригенными породами, коллектора поровые. Нефтенасыщенная толщина неокомских горизонтов 1,4-1,9 м, юрских - 2,7-9,5 м, пермотриасовых 0,6-8,4 м; газонасыщенная - 1,6-5,6 м. Открытая пористость коллекторов 19-25%, проницаемость 0,006-2,024 мкм<sup>2</sup>.

Коэффициенты нефтенасыщенности 0,45-0,85; газонасыщенности - 0,66-0,68. Начальные дебиты нефти 1,2-62 м<sup>3</sup>/сут на 7 мм штуцере. Начальное пластовое давление 1,55-9,64 МПа, температура 17-35°C.

Плотность нефти 807-895 кг/м<sup>3</sup>, содержание серы 0,46-0,55%, парафина 0,8-2,85%, смол 6,92-10,84%, асфальтенов 0,10-3,9%.

Состав газа: метан 62,58-75,36%, этан до 14,02%, пропан до 14,02%, изобутан 5,06%, н-бутан 0,63%, пентан и высшие 0,64%, углекислый газ 4,09%.

Режим залежей водонапорный. Пластовые воды хлоркальциевые с плотностью 1016-1161 кг/м<sup>3</sup>.

Месторождение находится в разработке.

Газонефтяные месторождения Котыртас Северный и Молдабек Восточный (Кенбай) расположены в Кызылкогинском районе Атырауской области в 90 км к востоку от железнодорожной станции Доссор.

Структура Котыртас Северный подготовлена в 1981 г. сейсморазведкой МОГТ и структурным бурением. Поисковое бурение начато в 1985 г. Месторождение открыто в 1986 г. Разведочное бурение проводилось в 1987-1990 гг.

Структура Молдабек Восточный подготовлена в 1981 г. сейсморазведкой МОГТ. Поисковое бурение начато в 1988 г., тогда же скважиной 27 было открыто месторождение. Разведочное бурение проводилось в 1988-1989 гг.

Месторождение Котыртас Северный по кровле среднего триаса и продуктивным горизонтам представляет собой межкупольное поднятие, образованное на соляном карнизе, развитом на продолжении кругого склона соляного купола Молдабек Восточный.

Структура осложнена тектоническими нарушениями, которые делят ее на 4 блока.

В среднем триасе выделено 6 продуктивных горизонтов: Т, Т-I, Т-II, Т-III, Т-IV, Т-V. Горизонты Т, Т-IV, Т-V нефтяные, остальные газонефтяные. В Т-I горизонте также установлена газовая залежь.

Продуктивные горизонты залегают в интервале глубин 1050-1386 м. Высота нефтяных залежей 5-123 м, газовых 6-26 м. ВНК проводится на отметках - 956-1180 м, ГВК - 988-1012 м. Залежи в основном пластовые, сводовые, тектонически экранированные и частично пластовые, литологически экранированные (горизонт Т). Продуктивные горизонты сложены терригенными отложениями, коллектора поровые. Нефтенасыщенная толщина горизонтов 1,2-16,6 м, газонасыщенная - 1,2-11,0 м. Открытая пористость коллекторов изменяется от 20 до 27%, проницаемость 0,022-0,28 мкм<sup>2</sup>. Коэффициенты нефтенасыщенности не превышают 0,69, газонасыщенности 0,59-0,63. Полученные фонтанные притоки нефти составляли 21-45 м<sup>3</sup>/сут на 7 мм штуцере и прослеживанием уровня - до 74 м<sup>3</sup>/сут на 7 мм штуцере при

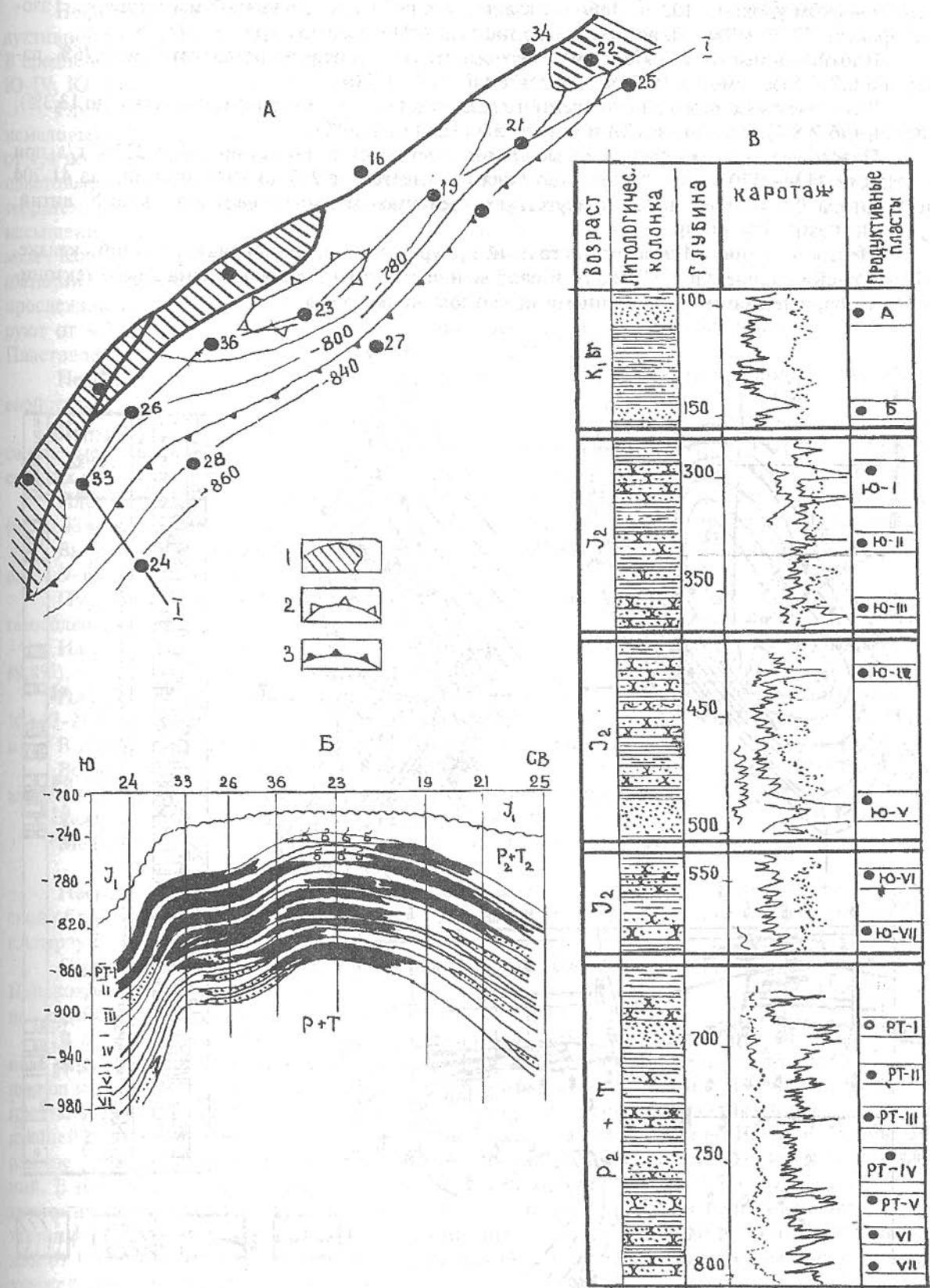


Рис. 49 Газонефтяное месторождение Орысказган (по В.И. Чен, 1982 г.)

А - структурная карта по кровле пермомиасового продуктивного горизонта II (юго-восточное крыло); Б - геологический профиль по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.

1 - зона глинизации; контуры: 2 - газоносности, 3 - нефтеносности.

динамическом уровне - 103 м. Дебиты газа достигали 71 тыс.м<sup>3</sup>/сут на 7 мм штуцере. Газовый фактор 22-89 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Пластовое давление 11,9 МПа, температура 40,2-41,0°C.

Плотность нефти 807-973 кг/м<sup>3</sup>. Содержание серы в нефти составляет 0,36-0,76%, парафина 0,7-0,81%, смол 4,16-34%, асфальтенов 0,08-11,48%.

В составе свободного и растворенного газа присутствуют метан (61,3%), этан (до 13,3%), пропан (до 7,8%), азот (до 6,9%) и углекислый газ (до 14,6%).

Пластовые воды хлоркальциевые. Воды имеют минерализацию 167,2-222,4 г/л при плотности 1134-1170 кг/м<sup>3</sup>. Количество йода изменяется от 2-5 до 10,1 мг/л, брома 41-204 мг/л, фтора 0,5 мг/л. В водах присутствуют щелочноземельные элементы: калий, литий, рубидий, цезий, стронций.

Месторождение Молдабек Восточный приурочено к бранхиантклинальной складке, обтекающей соляное ядро. (Рис.50). В сводовой части структура осложнена двумя тектоническими нарушениями, погребенными под отложениями мела.

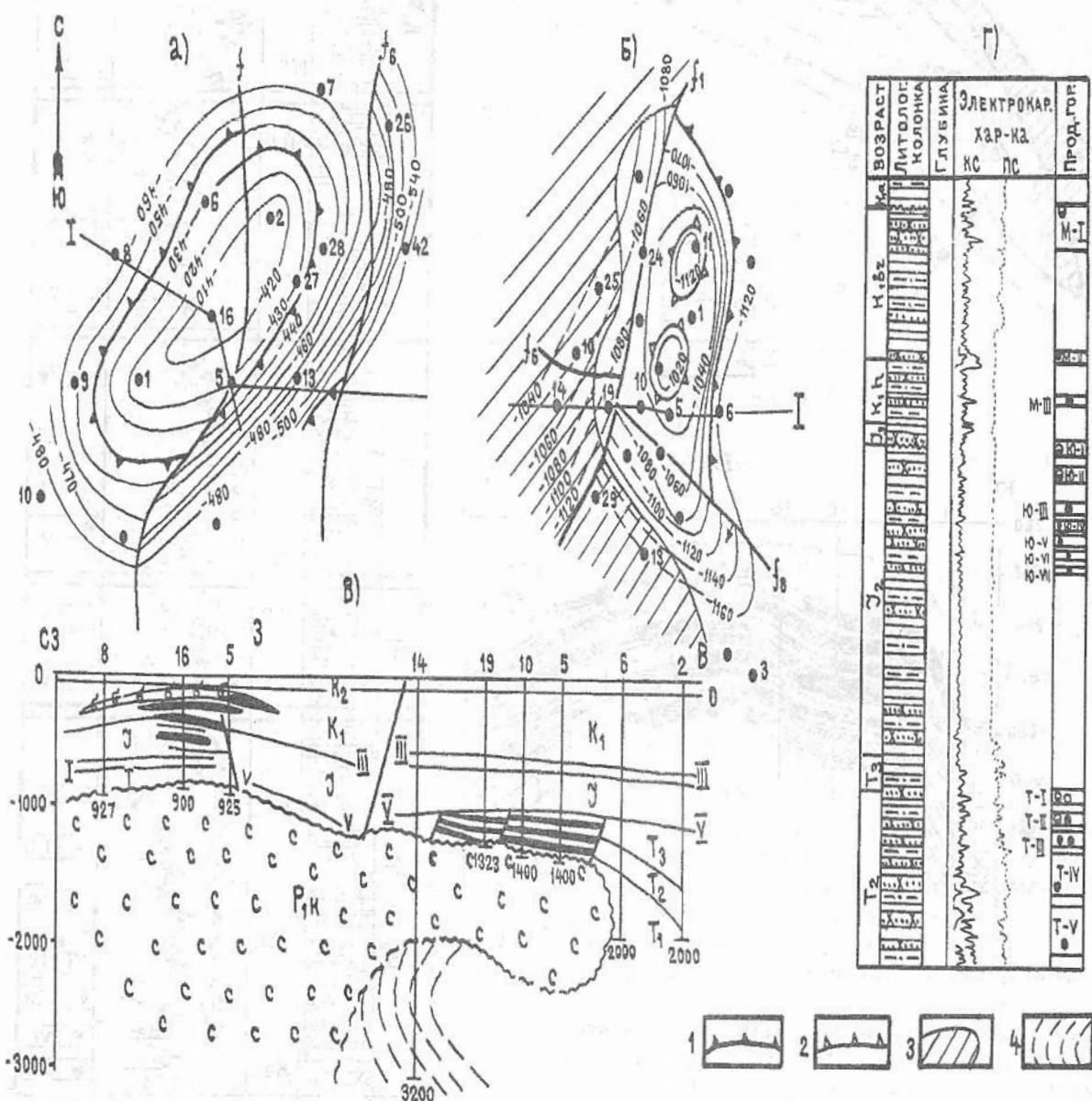


Рис. 50 Газонефтяное месторождение Кенбай (Котыртас Северный - Молдабек Восточный) (по материалам ПГО "Гурьевнефтегазгеология", КазНИГРИ)

Структурные карты по кровле: а - горизонта Ю-IV (участок Молдабек Восточный), б - горизонта Т-III (участок Котыртас Северный); в - геологический разрез по линии И-И; г - разрез продуктивной части отложений.

Внешние контуры: 1 - нефтеносности, 2 - газоносности, 3 - зона глинизации коллекторов, 4 - подкарнизыные слои.

Нефтеносны нижнемеловые и среднеюрские отложения. В нижнемеловой части продуктивной толщи выделен один газонефтяной (М-I) и два нефтяных горизонта (М-II, М-III). В средней юре установлено 7 продуктивных горизонтов: Ю-I, Ю-II, Ю-III газонефтяные и Ю-IV, Ю-V, Ю-VI, Ю-VII - нефтяные.

Глубина залегания горизонтов колеблется от 190-810 м. Высота нефтяной части нижнемеловых залежей 35-57 м, газовой части - 27 м. В юрской толще высота нефтяных залежей от 1,4 до 43 м, газовой части 1,4-16 м. ВНК отбивается на отметках - 181-544 м. Залежи пластовые, сводовые, тектонически экранированные. Продуктивные горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. Нефтенасыщенная толщина 1,4-19,4 м, газонасыщенная 1-14,6 м. Открытая пористость коллекторов 29-40%, проницаемость 0,026-0,75 мкм<sup>2</sup>. Коэффициенты нефтенасыщенности 0,56-0,77, газонасыщенности 0,48-0,64. При испытании скважин получены фонтанные притоки нефти до 28,9 м<sup>3</sup>/сут на 7 мм штуцере, прослеживанием уровня - до 54 м<sup>3</sup>/сут при динамическом уровне 332 м. Дебиты газа варьируют от 4,3 тыс. м<sup>3</sup>/сут до 2 тыс. м<sup>3</sup>/сут на 5 мм штуцере. Газовый фактор 5-17 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Пластовое давление 2,4-4,5 МПа, температура 23-27°C.

Нефти меловых горизонтов более тяжелые чем юрские, но по физико-химическим свойствам близки им.

Плотность нефтей меловых горизонтов изменяется от 891 кг/м<sup>3</sup> до 930 кг/м<sup>3</sup>, они малосернистые (0,23-0,48%), смолистые (6,02-14,8%), малопарафинистые (0,12-1,09%). Выход светлых фракций составляет 7-24,4% при 300°C, в том числе, бензиновых 3-4,7% при 200°C.

Плотность юрских нефтей находится в пределах 877-898 кг/м<sup>3</sup>. Нефти малосернистые (0,3-0,48%), малопарафинистые (0,13-2,36%), содержание смол изменяется от 0,12 до 0,49%.

Выход светлых фракций в нефти составляет 7-24,4% при 300°C, в том числе бензиновых 1,9-15,8% при 200°C.

Пластовая нефть с глубиной становится легче (от 867 до 780 кг/м<sup>3</sup>), менее вязкой, газосодержание увеличивается от 5,5 м<sup>3</sup>/т до 17 м<sup>3</sup>/т.

На месторождении изучен только свободный газ, который состоит из метана (86,94-89,8%), этана (0,48-0,57%) и азота (9,59-12,5%).

Пластовые воды юрских горизонтов хлоркальциевые, имеют высокую минерализацию 160,57-215,0 г/л при плотности 1116-1161 кг/м<sup>3</sup>. Содержание йода до 24,2 мг/л, брома 186,2 мг/л. В водах присутствуют: литий, рубидий, цезий, стронций.

Воды нижнемеловых горизонтов высокоминерализованные (180-220 г/л) относятся к хлоркальциевому типу и содержат бор, литий, рубидий, цезий, стронций, йод, бром.

Режим залежей в обоих месторождениях упруго-водонапорный.

Месторождения завершены разведкой и подготовлены к разработке.

**Нефтяное месторождение Таган Южный** находится в Кзылкогинском районе Атырауской области, в 120 км к юго-западу от ж/д станции Сагиз и в 240 км от областного центра г.Атырау.

Структура подготовлена региональными геолого-геофизическими работами 1988-1989гг. Поисковое бурение начато в 1989 г., тогда же открыто месторождение. Первооткрывательница - скважина 1. Разведочные работы проведены в 1990-1991гг.

В тектоническом плане поднятие представляет собой соляной купол скрытопрорванного типа (рис.51). Грабеном субмеридионального направления структура разделена на западное и восточное крылья. Западное крыло представлено полусводом, расчлененным диагональными сбросами на участки. Восточное крыло выражено полуантеклиналью, примыкающей с запада к сбросу. Размеры структуры 1,8x1,0 км., амплитуда до 100 м. Во вскрытом разрезе установлена продуктивность неокомских нижнемеловых и среднеюрских отложений. В неокоме выделен один горизонт, в средней юре два (Ю-I, Ю-II). Диапазон глубин залегания продуктивных горизонтов от 150 м до 290 м. Все залежи нефтяные, пластовые, тектонически экранированные, с элементами литологического ограничения. Высота залежей от 0,6 м (блок II) до 7,2 м. ВНК неокомской залежи находится на отметке - 44,4 м., залежей юры на - 129,8 м и - 154,8 м.

Продуктивные пласти литологически представлены слабосцементированными песчаниками, коллектора поровые. Открытая пористость в неокомском горизонте 32%, в средненеюрских 37-40%, проницаемость по всем продуктивным пластам находится в пределах 0,0014-0,0015 мкм<sup>2</sup>.

Для северо-западной части структуры характерна литологическая изменчивость коллекторов, сопровождающаяся их глинизацией. Покрышками служат глины толщиной от 3

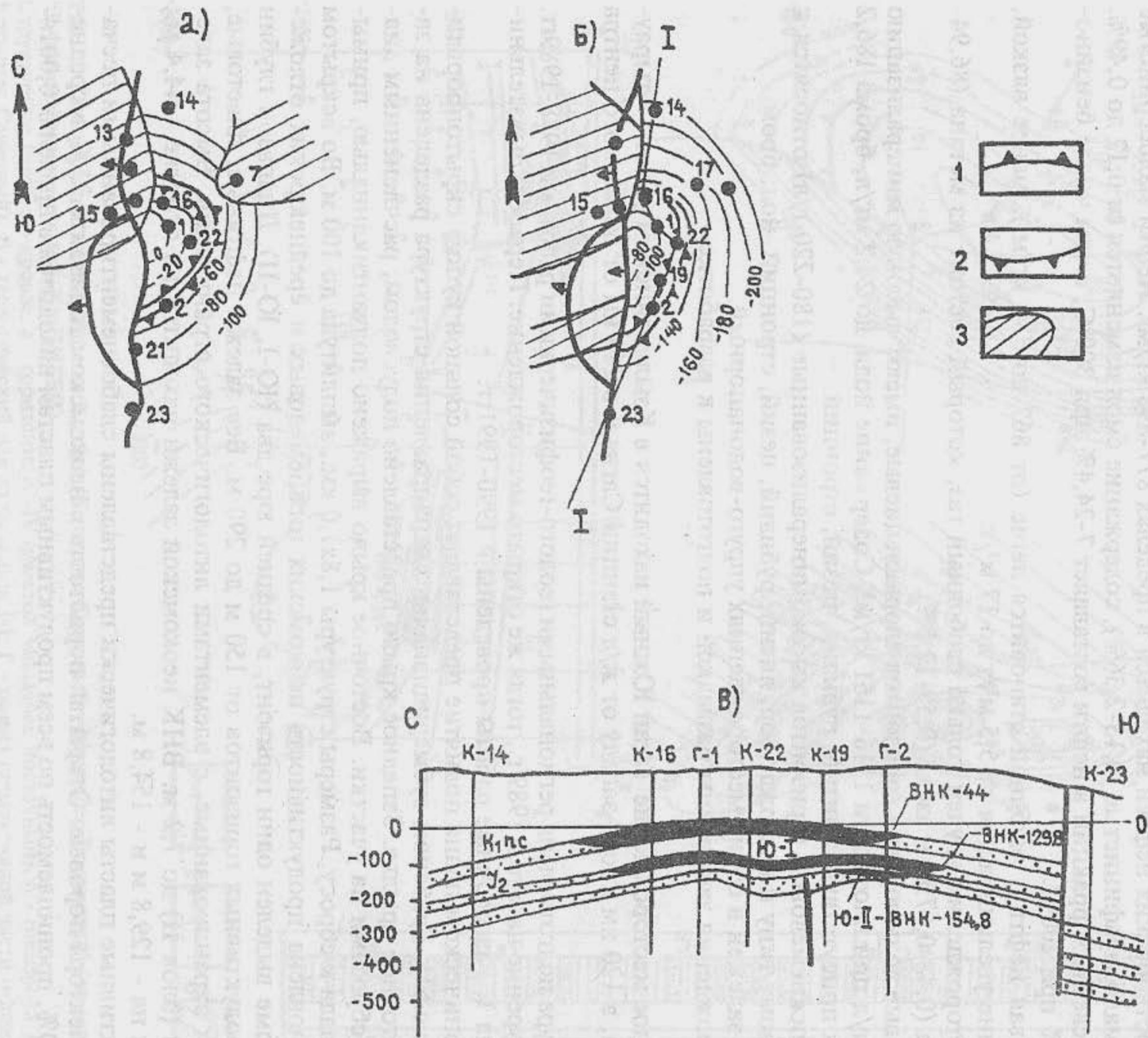


Рис. 51 Нефтяное месторождение Таган Южный

А, Б - структурные карты по кровле коллекторов неокомского и Ю-І горизонтов; В - геологический разрез по линии І-І; Г - разрез продуктивной части отложений.

1, 2 - внешний и внутренний контуры нефтеносности; 3 - зона глинизации коллектора.

до 32 м. Общая нефтенасыщенная толща горизонтов изменяется от 3,7 до 13,7 м. Коэффициент нефтенасыщенности 0,59 - 0,72.

Начальные дебиты нефти незначительны 0,18-0,49 м<sup>3</sup> при динамическом уровне 211,5-221 м. Пластовое давление в залежи Ю-II составляет 1,57 МПа, температура в пластах изменяется от 17 до 27°С.

Нефти выявленных залежей очень тяжелые с плотностью 956-972 кг/м<sup>3</sup>, малосернистые (0,35-0,49%), малопарафинистые (0,47-1,02%), высокосмолистые (21,9-29,46%), содержат от 2,4 до 6,9% асфальтенов. В составе нефтей от 33,7 до 50,4% метановых и 24,4 - 27,8% ароматических углеводородов. Выход фракций до 300°С не превышает 8-9,2%.

Подошвенные воды нижнемелового продуктивного горизонта гидрокарбонатнонатриевые, а среднеюрского - сульфатнонатриевого составов, с плотностью 1003 кг/м<sup>3</sup>. В водах в незначительных количествах присутствуют микрокомпоненты йода и брома.

Режим работы залежей водонапорный.

Месторождение законсервировано.

**Нефтегазовое месторождение Кожа Южный** расположено в Кызылкогинском районе Атырауской области, в 20 км западнее ж/д станции Жантерек.

Региональные геолого-геофизические работы проведены в 1988 г. Структура выявлена сейсморазведкой. Поисковое бурение начато в 1989 г., который и явился годом открытия месторождения. Первооткрывательница - скважина I. Разведочные работы проводятся с 1990 г.

По отражающему горизонту, приуроченному к отложениям пермитриаса, структура представляет собой антиклинальную складку, простирающуюся в субмеридианальном направлении, размерами 2,7x0,8 км и осложненную в пределах южной периклинали сбросами. (Рис.52). Западное крыло структуры характеризуется полузамкнутой антиклиналью, ограниченной с запада зоной потери корреляции.

По III отражающему горизонту (подошва неокома, кровля верхней юры) поднятие вырисовывается в виде структурного носа субмеридионального направления.

Вскрытый скважинами разрез месторождения на глубину до 1850 м характеризует соленосный карниз отложений кунгурского яруса, над которым залегает толща терригенных пород триаса, юры и нижнего мела.

Установлена продуктивность четырех горизонтов: 2 нефтяных (М-I, М-II) в отложениях апта и 2 нефтегазовых (Т-I, Т-II) в нижнем триасе на глубинах 364 м; 394; 1021; 1050, соответственно. Высота нефтяной части залежей 11-17,5 м газовой 21-33 м.

По типу природного резервуара все залежи пластовые, тектонически экранированные с элементами литологического ограничения в залежи Т-II.

Водонефтяные контакты нижнемеловых горизонтов отбиты на отметках -363 м, -389 м; триасовых на отметках -1064,5 м и -1095 м.

Коллекторы поровые, представлены песчаниками с открытой пористостью 37-43% в нижнемеловых залежах и 27-31% в триасовых. Проницаемость пород изменяется в пределах 0,3-0,39 мкм<sup>2</sup>. Покрышками служат глины толщиной от 1,5 до 40 м. Общая толщина коллекторов 16,3-19,4 м, эффективная 3,6-12,4 м, нефтенасыщенная 3,6-6,6 м, газонасыщенная 1,5-5,8 м. Коэффициенты нефтенасыщенности 0,57-0,88, газонасыщенности 0,55-0,66.

Пластовая температура в залежах М-I, М-II - 20,8°С. Нефть тяжелая, в пластовых условиях 892 кг/м<sup>3</sup>, высоковязкая (198,8 сст), малосернистая (0,16%), малопарафинистая (0,69%), содержит 9,09% смол и 0,08% асфальтенов. Дебит нефти горизонта М-I - 24,6 м<sup>3</sup>/сут. Выход фракций до 300°С - 12,2%.

Пластовое давление в залежах Т-I, Т-II - 10,7 МПа, температура 39°С. Дебиты нефти от 8,5 до 33 м<sup>3</sup>/сут.

Газонасыщенность пластовой нефти 78 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

В отличие от нижнемеловых, триасовые нефти очень легкие, плотностью 781-811 кг/м<sup>3</sup>, малосернистые (0,09-0,17%), малопарафинистые (0,74-1,38%), содержат 2,16-3,14% смол и 0,03-0,07% асфальтенов. Выход фракций до 300°С у них достигает 63-72%.

Газ газовых шапок с абсолютной плотностью 947 кг/м<sup>3</sup> (743 кг/м<sup>3</sup> по воздуху), этанодержащий. Состав, %: метан 77,86; этан 9,25; пропан 4,39; изобутан 0,45; н-бутан 0,56; высшие гомологии 0,09. В составе газа присутствуют до 7,2% азота и 0,005% гелия.

Режим залежей водонапорный и газоводонапорный. Подошвенные воды триасовых залежей хлоркальциевого типа с плотностью 1164 кг/м<sup>3</sup> и общей минерализацией 20,8 г/л, содержат микрокомпоненты йода (8,4 мг/л) и брома (78,4 мг/л). Дебит воды 5,7 м<sup>3</sup>/сут, температура 40°С.

Месторождение находится в разведке.

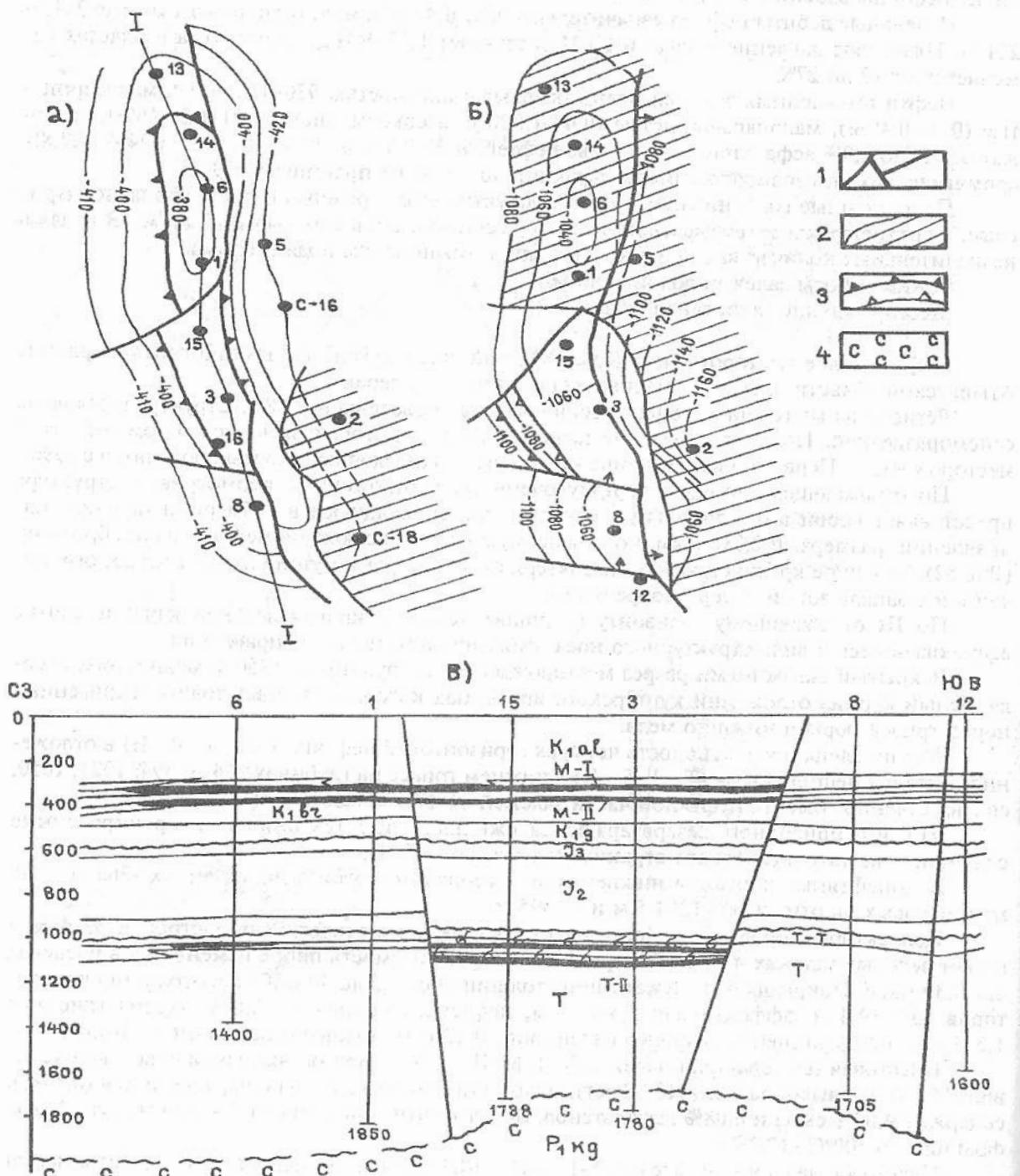


Рис. 52 Нефтегазовое месторождение Кожа Южный

а) структурная карта продуктивного горизонта М-І; б) структурная карта продуктивного горизонта Т-ІІ; в) геологический разрез по линии І-І.

1 - тектонические нарушения; 2 - зоны замещения коллектора; 3 - контуры нефтеносности и газоносности;  
4 - соленосные отложения кунгур.

Нефтяное месторождение Онгар Восточный находится в Кзылкогинском районе Атырауской области, в 50 км северо-западнее нефтепромысла Макат, в 60 км севернее нефтепромысла Доссор.

Структура подготовлена геолого-геофизическими работами 1952-1953 гг. и детализирована

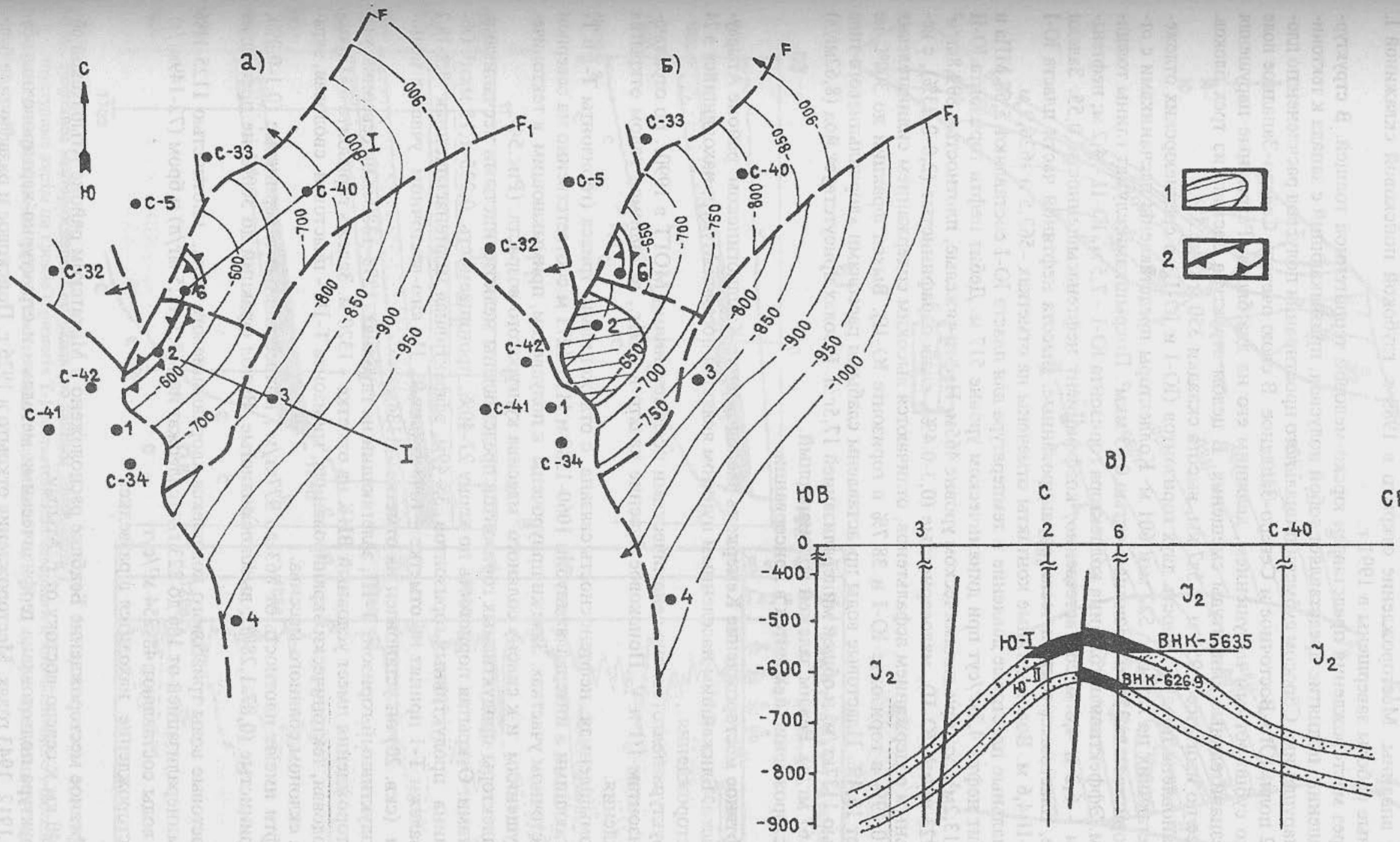


Рис. 53 Нефтяное месторождение Онгар Восточный (по В.И. Чен, 1991 г.)

Структурные карты по кровле коллектора: А - горизонта Ю-І; Б - горизонта Ю-ІІ; В - геологический разрез по линии І-І.

1 - зона литологического замещения коллектора; 2 - внешний и внутренний контуры нефтеносности.

рована сейсмикой в 1989-1991 гг. Связана с соляным куполом Сагизского поднятия Прикаспийской впадины. Месторождение открыто в 1989 г. глубокой поисковой скважиной I. Разведочные работы завершены в 1991 г.

Разрез месторождения представлен юрско-меловой терригенной толщой. В структурном отношении поднятие представляет собой полусвод, примыкающий с запада к тектоническому нарушению. Сбросом субмеридионального простирания полусвод расчленен по площади на 2 поля: Юго-Восточное и Северо-Западное. В свою очередь Северо-Западное поле осложнено субширотным нарушением, делящим его на два блока. Разрывные нарушения имеют незначительные амплитуды смещения. В целом структура состоит из трех блоков. Размеры ее по изогипсе - 950 м 2,5x7 км, высота складки 350 м (рис.53).

Установлена продуктивность двух горизонтов (Ю-И и Ю-П) в среднеюрских отложениях, залегающих на глубине 522 м и 601 м. Коллекторы представлены песчаниками с открытой пористостью 33% и проницаемостью 0,63 мкм<sup>2</sup>. Покрышками служат глины толщиной до 6 м. Эффективная толщина коллектора горизонта Ю-И - 7,5 м, Ю-П - 4,2 м; нефтенасыщенная - 6,2 и 4,6 м соответственно; коэффициент нефтенасыщенности 0,55. Залежи нефтяные, пластовые, тектонически экранированные. Высота нефтяной части пласта Ю-И 8,6 м, Ю-П 4,6 м. Водонефтяные контакты отмечены на отметках -563,5 и -626,9 м.

Начальные пластовые давление и температура для пласта Ю-И составляют 5,58 МПа и 27°C. Дебит нефти 4,2м<sup>3</sup>/сут при динамическом уровне 517 м. Дебит нефти горизонта Ю-П достигал 13,2м<sup>3</sup>/сут, при динамическом уровне 465м. Нефти тяжелые, плотностью 899,8кг/м<sup>3</sup> (Ю-И) и 923 кг/м<sup>3</sup> (Ю-П), малосернистые (0,3-0,4%), слабопарафинистые (2,0-2,23%), с незначительным содержанием асфальтенов, отличаются высоким содержанием силикагелевых смол - (10,49% в горизонте Ю-И и 38,7% в горизонте Ю-П). Выход фракций до 300°C не превышает 16,4%. Пластовые воды представлены слабыми рассолами хлоркальциевого типа плотностью 1137кг/м<sup>3</sup> и общей минерализацией 17,5г/л. В водах присутствует йод (8,62мг/л) и бром (167 мг/л). Режим залежей водонапорный.

Месторождение находится в консервации.

**Нефтяное месторождение Кемерколь** расположено в Кзылкогинском районе Атырауской области. Ближайшим населенным пунктом является поселок Мукур, находящийся в 24 км от месторождения.

Структура подготовлена сейсмическими исследованиями МОГТ в 1990г. по отражающим горизонтам III и V. Поисковое бурение начато в 1991г., явившимся годом открытия месторождения.

Промышленная нефтеносность связана с отложениями триаса (горизонты Т-И и Т-III), залегающими в интервалах глубин 1060-1380 и 1179-1271 м соответственно на северном и юго-восточном участках. Залежи приурочены к полусводам, примыкающим к тектоническим нарушениям и к склону соляного массива кунгурского возраста. (Рис.54).

Коллекторы продуктивных горизонтов представлены мелководными песчаниками, алевролитами. Открытая пористость по керну 27-40%, проницаемость 0,235-1,15 мкм<sup>2</sup>. Общая толщина продуктивных горизонтов 38-49м, эффективная нефтенасыщенная 8,2-18,2 м. ВНК залежи Т-1 принят на отметке - 1048 м (скв.9). На юго-восточном участке месторождения (скв. 20) он установлен на отметке - 1134м.

Продуктивный горизонт Т-III, залегающий на глубинах 1293-1380 м на северном участке месторождения имеет условный ВНК на отметке - 1320 м. Залежь горизонта Т-1 пластовая, сводовая, тектонически экранированная, горизонта Т-III - пластовая, сводовая, экранирована склоном соляного массива.

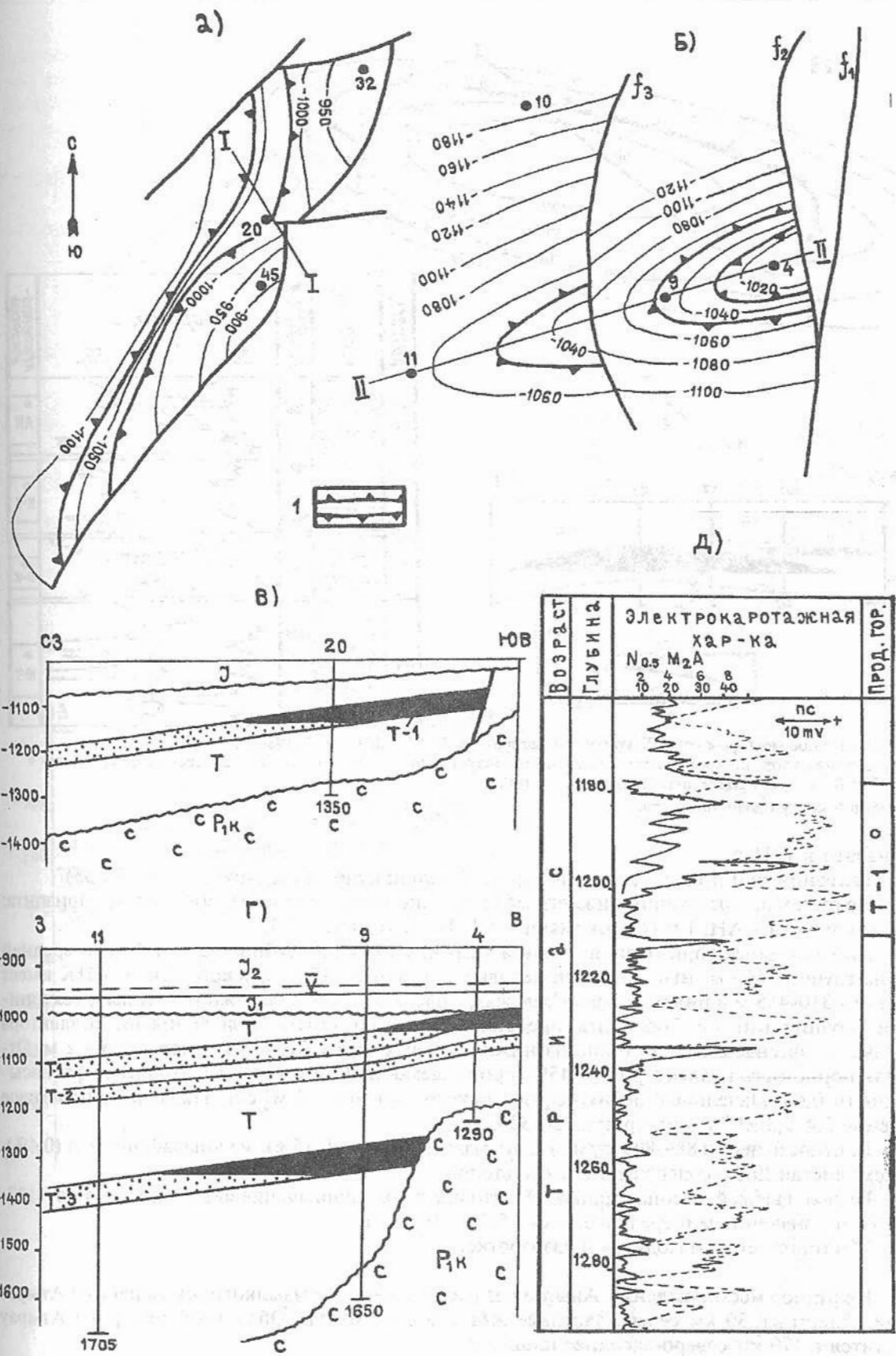
Нефти имеют плотность от 863 до 977кг/м<sup>3</sup>, малосернистые и сернистые (0,1-0,9%), малопарафинистые (0,87-1,28%), высокосмолистые. Выход фракций до 300°C не превышает 13%.

Пластовые воды триасового комплекса хлоркальциевого типа, плотностью 1125-1186 кг/м<sup>3</sup>, с минерализацией от 166 до 223 г/л, содержат йод (3,3-11,5 мг/л) и бром (72-149мг/л). Притоки воды составляют 48-254 м<sup>3</sup>/сут.

Месторождение находится в разведке.

**Нефтяное месторождение Бекбике** расположено в Макатском районе Атырауской области в 140 км к северо-востоку от г. Атырау.

Структура подготовлена геофизическими методами и структурно-картировочным бурением в 1912, 1943 годах. Месторождение открыто в 1926 г. Поисковое и разведочное буре-



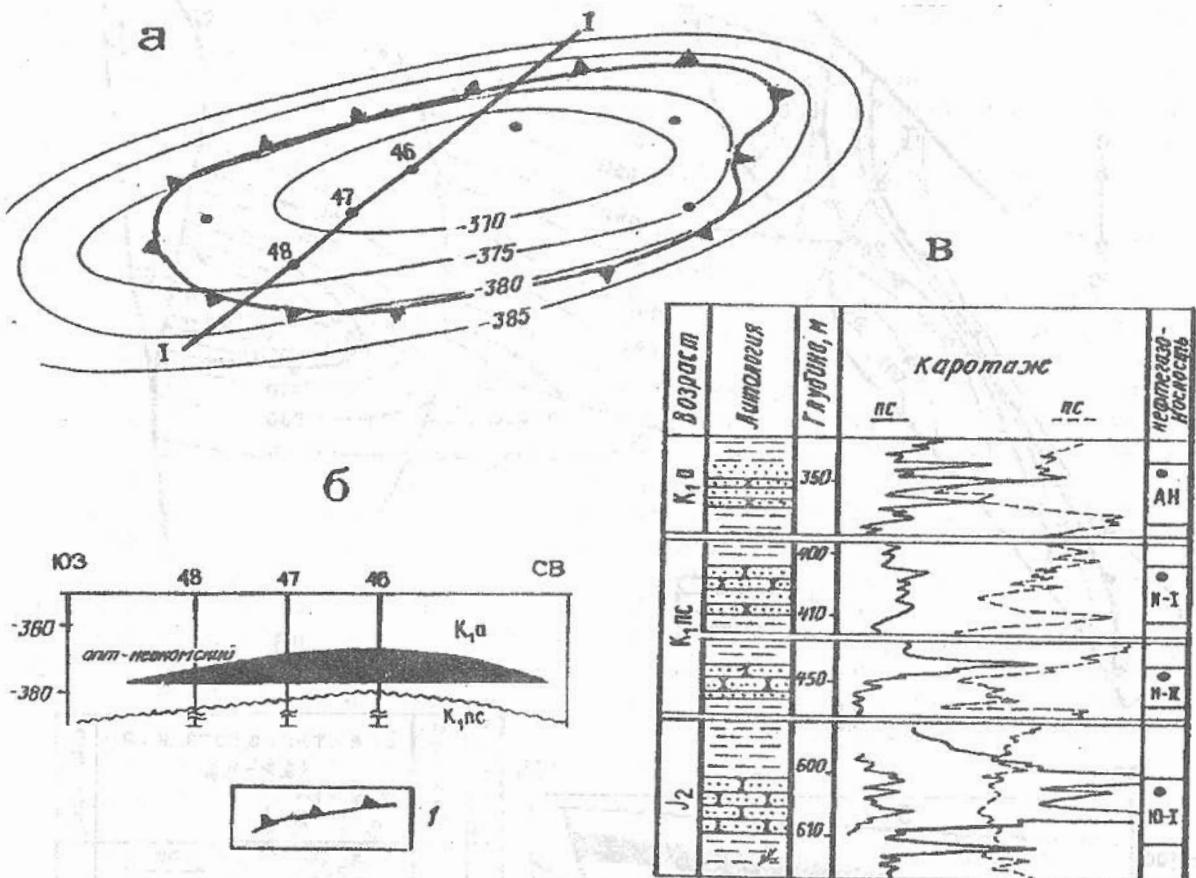


Рис. 55 Нефтяное месторождение Бекбике (по материалам ПО "Эмбанефть", 1988 г.)  
А - структурная карта по кровле апт+неокомского продуктивного горизонта; Б - геологический профиль по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.

1 - внешний контур нефтеносности.

ние начато в 1941 г.

Тектонически приурочено к двухкрылой солянокупольной структуре. (Рис. 55).

Нефтеносны отложения нижнего мела и средней юры, где выделено четыре горизонта: апт-неокомский - АН; I и II неокомские Н-І, Н-ІІ; юрский Ю-І.

Продуктивные горизонты в нижнем мелу залегают на глубинах 275-420 м, в средней юре на глубине 600 м. Высота нижнемеловых залежей 20-35 м, юрской - 30 м. ВНК имеет отметку - 310-455 м в нижнемеловых залежах, - 640 м в юрской. Залежи пластовые, тектонически экранированные. Горизонты представлены терригенными отложениями, коллектора поровые. Нефтенасыщенная толщина нижнемеловых горизонтов 2-4 м, юрского - 2 м. Открытая пористость коллекторов 30-45%, проницаемость 0,8 мкм<sup>2</sup>, коэффициент нефтенасыщенности 0,63. Начальный дебит нефти юрского горизонта 4 м<sup>3</sup>/сут. Начальное пластовое давление 2,4-5,3 МПа, температура 20-30°C.

Плотность нефти 889-893 кг/м<sup>3</sup>. Нефть малосернистая (0,15%), малопарафинистая (0,4%), малосмолистая (9%), содержит 9% асфальтенов.

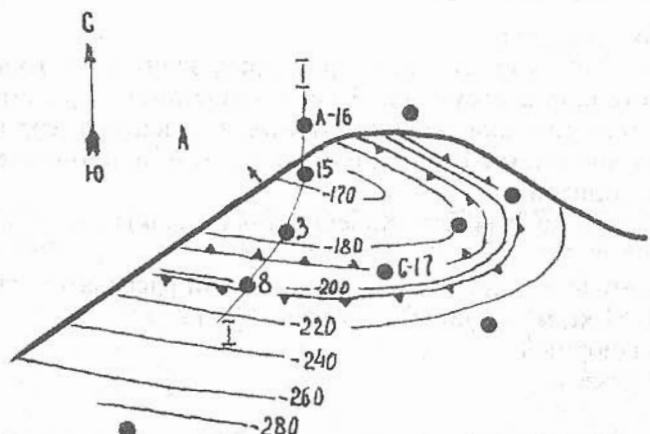
Режим залежей водонапорный. Пластовые воды хлоркальциевые с плотностью 1122-1155 кг/м<sup>3</sup>, значение минерализации от 15,7 до 19,4 г/л.

Месторождение находится в разработке.

**Нефтяное месторождение Айыртау-II** расположено в Кызылкогинском районе Атырауской области, в 30 км северо-западнее ж/д станции Мукур. Областной центр - г. Атырау находится в 170 км северо-западнее площади.

Структура подготовлена сейсморазведкой в 1990 г. (южное крыло). Поисковое бурение начато в 1991 г. Месторождение открыто в 1993 г. поисковой скважиной 3.

По надсолевым отложениям представляет собой брахиантклинальную складку субширотной ориентации, разделенную тектоническим нарушением на 3 крыла: южное,



B

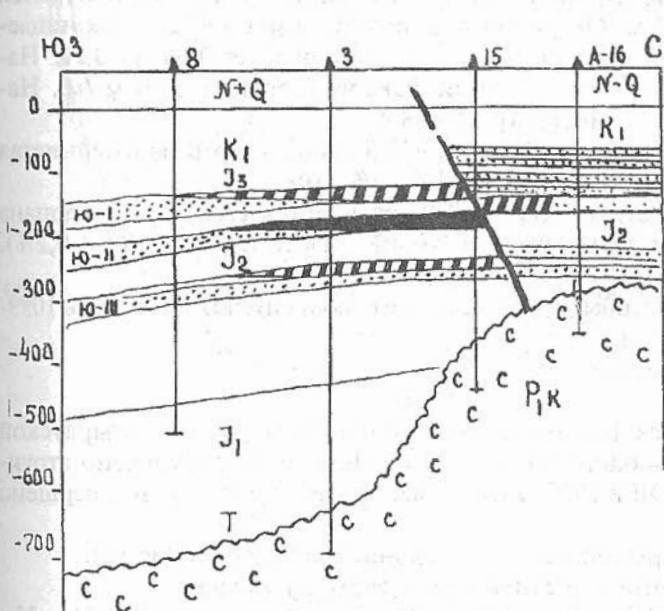
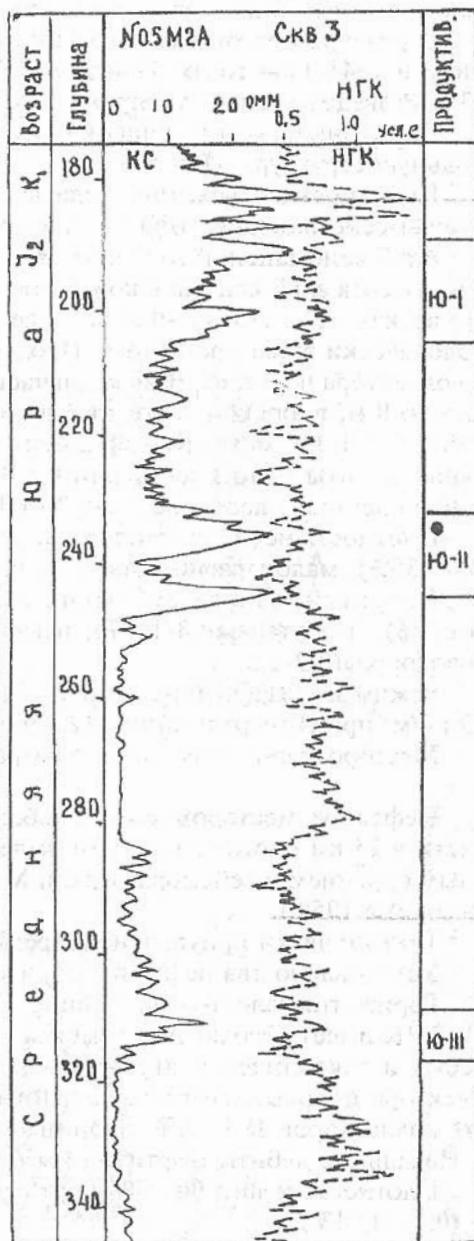


Рис. 56. Нефтяное месторождение Айыртау-II (по данным ПО "Эмбанефть")  
A - структурная карта по кровле Ю-II горизонта; B - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.  
1 - внешний и внутренний контуры нефтеносности; 2 - нефтеносность по данным ГИС.

северо-западное и северо-восточное. (Рис.56).

Установлена продуктивность отложений средней юры, приуроченная к горизонтам Ю-І, Ю-ІІ, Ю-ІІІ в пределах южного крыла структуры. Глубина залегания горизонтов 120-400м. Залежи пластовые, сводовые тектонически экранированные. Коллектора терригенные, поровые, сложены песками и алевролитами с пористостью до 37% и проницаемостью 1,697мкм<sup>2</sup>. Эффективная толщина горизонтов 1-15 м.

Дебиты нефти изменяются от 1,2 до 36 м<sup>3</sup>/сут. Качественная характеристика нефтей не изучена.

Пластовые воды юрского комплекса представлены крепкими рассолами хлоркальциевого типа с плотностью 1107-1154 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 142-191 г/л.

Режим работы залежей водонапорный.

Месторождение находится в разведке.

**Нефтяное месторождение Кошкар Южный** расположено в Макатском районе Атырауской области в 42 км к юго-востоку от железнодорожной станции Доссор.

Структура подготовлена гравиметрической съемкой и структурно-картировочным бурением в 1941-1944 годах. Поисковое бурение начато в 1944 г. Месторождение открыто в 1943 г. Разведочные работы проведены в 1944-1950 годах.

В тектоническом отношении месторождение представляет собой трехкрылую солянокупольную структуру. (Рис.57).

Нефтеносны отложения мела верхней юры и средней юры, где выделяются горизонты АС (альб-сеноманский), ВЮ (верхнеюрский), Ю-І, Ю-ІІ, Ю-ІІІ (среднеюрские).

Альб-сеноманский горизонт залегает на глубине 130-610 м, юрские - на глубине 180-819 м. Высота альб-сеноманской залежи равна 70-185 м, юрских - 25-105 м. ВНК отбивается на отметках от - 415 до -924 м. Залежи пластовые сводовые, пластовые тектонически и литологически экранированные. Продуктивные горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. В меловой части нефтенасыщенная толщина горизонтов изменяется от 2,5 до 8 м, в юрской части от 3 до 34 м. Открытая пористость равна 30-32%, проницаемость 0,542-1,337 мкм<sup>2</sup>. Коэффициент нефтенасыщенности варьирует от 0,64 до 0,78. Начальные дебиты нефти составили 0,8-48 м<sup>3</sup>/сут. Газовый фактор достигает 50,9 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Начальное пластовое давление 1,5-9,0 МПа, температура 15-38°C.

Плотность нефти изменяется в пределах от 865,7 до 933,9 кг/м<sup>3</sup>. Нефть малосернистая (0,08-0,35%), малопарафинистая (0,4-0,63%), содержит 11-23,5% смол.

Попутный газ в своем составе имеет: метана (73,9-97,4%), этана (7,1-20%), пропана (1,6-6,1%), изобутана (0,3-1,1%), пентана и высших (0,1-0,4%), азота и редких (1,8-9,2%), сероводорода (0,2-1,5%).

Режим залежей водонапорный. Пластовые хлоркальциевые воды имеют плотность 1099-1169 кг/м<sup>3</sup> при минерализации 120-160 г/л.

Месторождение находится в разработке.

**Нефтяное месторождение Бесболек** расположено в Макатском районе Атырауской области в 25 км к юго-востоку от железнодорожной станции Доссор. Подготовлено структурным бурением и сейсморазведкой МОВ в 1927, 1958 годах. Открыто в 1958 г. и завершено разведкой в 1959 г.

Тектонически приурочено к трехкрылой солянокупольной структуре. (Рис.58).

Установлено два нефтяных горизонта в средней юре и верхнем триасе.

Горизонты залегают на глубине 120,5 м (Т) и 240 м (Ю). Высота залежи 25м (Т) и 35м (Ю). ВНК имеет абсолютные отметки - 170 м (Т) и - 305 м (Ю). Залежи пластовые, литологически и тектонически экранированные. Горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. Нефтенасыщенная толщина не превышает 10-12 м. Открытая пористость коллекторов 18,9-25%, проницаемость 0,014 мкм<sup>2</sup>, коэффициент нефтенасыщенности 0,8. Начальные дебиты нефти 6-14 м<sup>3</sup>/сут.

Плотность нефти 901-904 кг/м<sup>3</sup>. Нефти малосернистые (0,12-0,49%), малопарафинистые (0,41-0,84%).

Пластовые воды хлоркальциевые с плотностью 1075 кг/м<sup>3</sup>.

Месторождение находится в консервации.

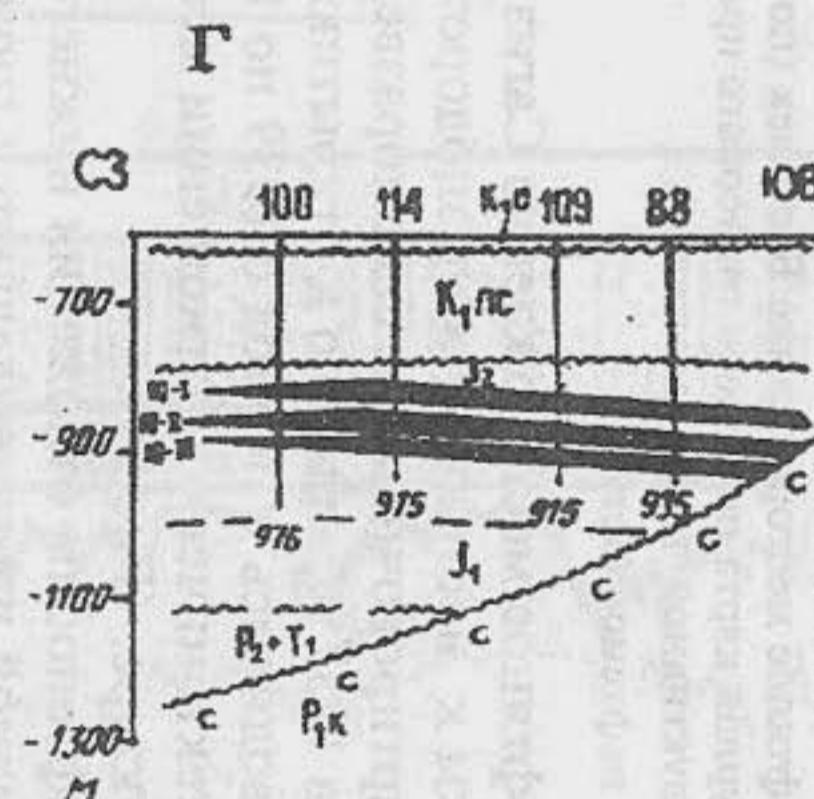
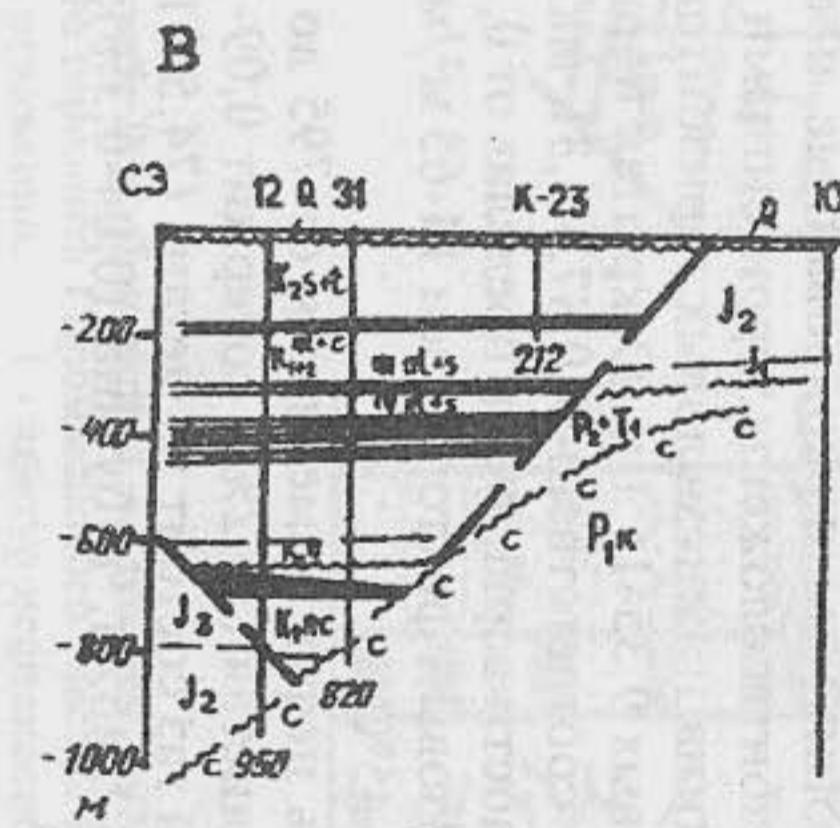
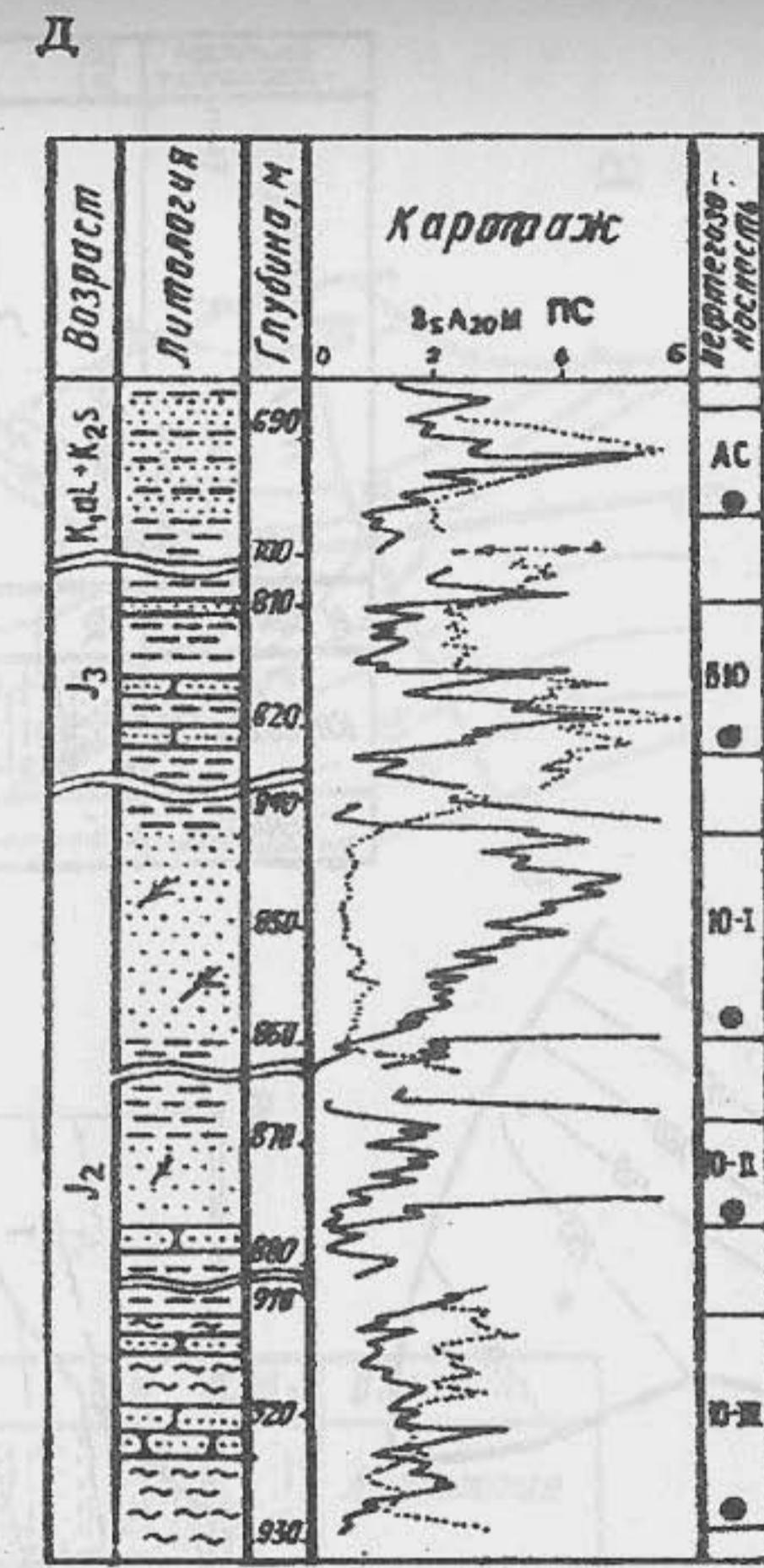
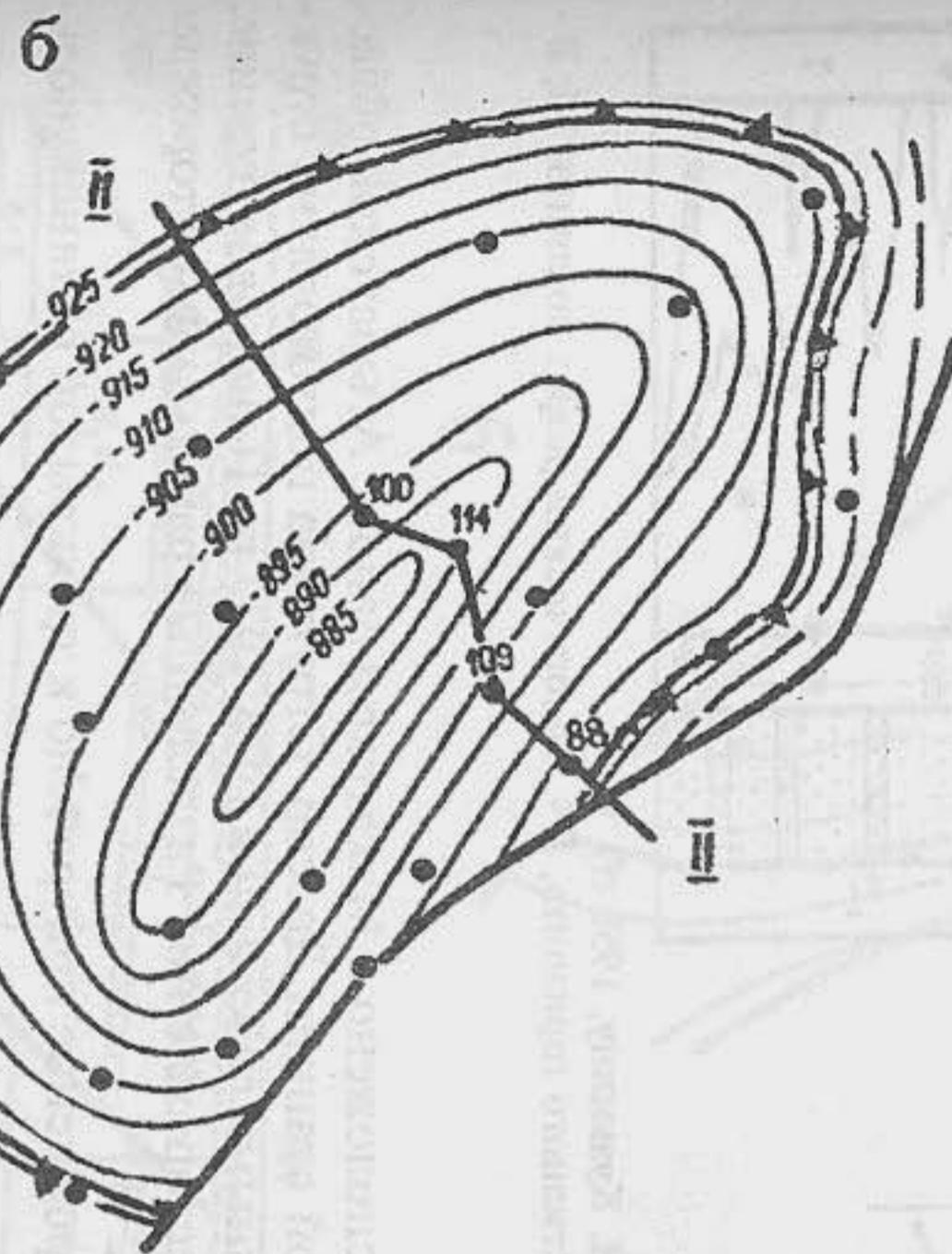
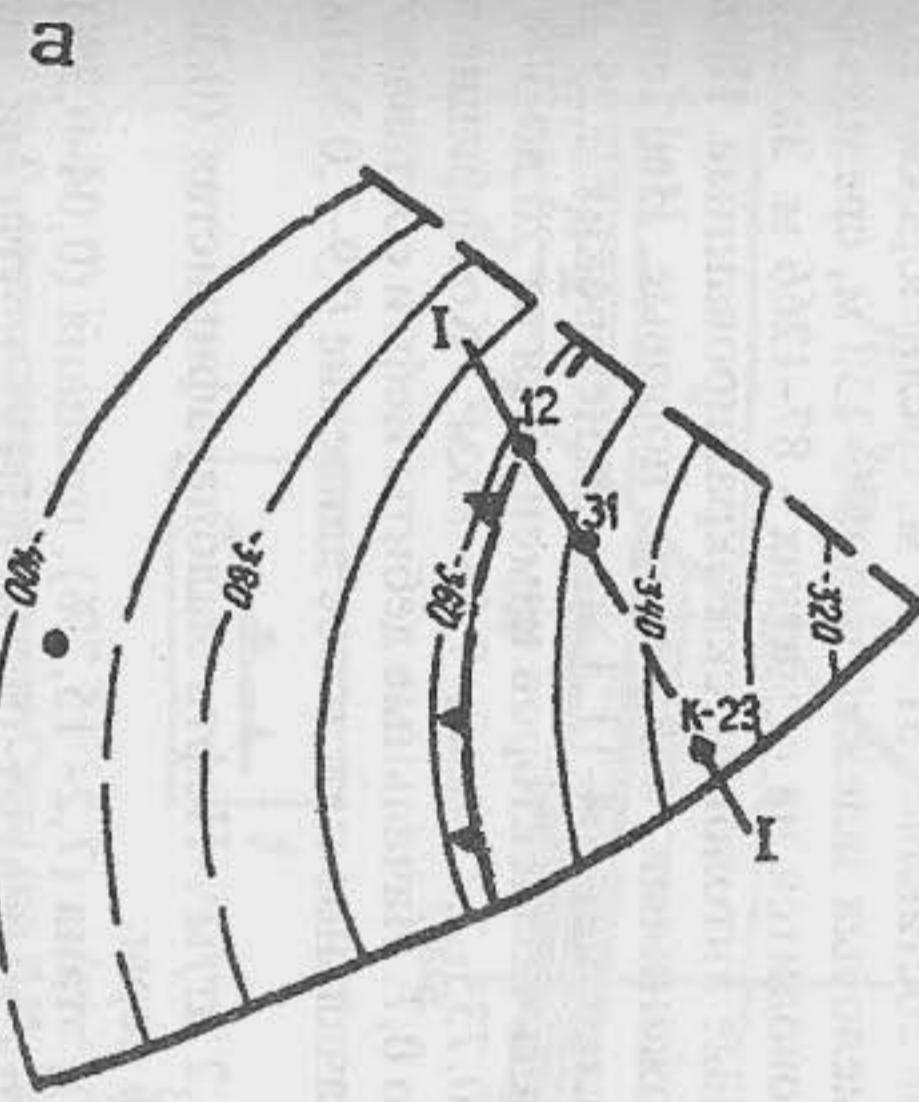


Рис. 57 Нефтяное месторождение Кошкар Южный (по материалам ПО “Эмбанефть”)

Структурные карты по кровле: А - альб-сеноманского продуктивного горизонта IV южного поля северо-западного крыла; Б - юрского продуктивного горизонта III северного поля северо-западного крыла; В, Г - геологические профили по линиям соответственно I-I, II-II; Д - разрез продуктивной части отложений.

1 - внешний контур нефтеносности.

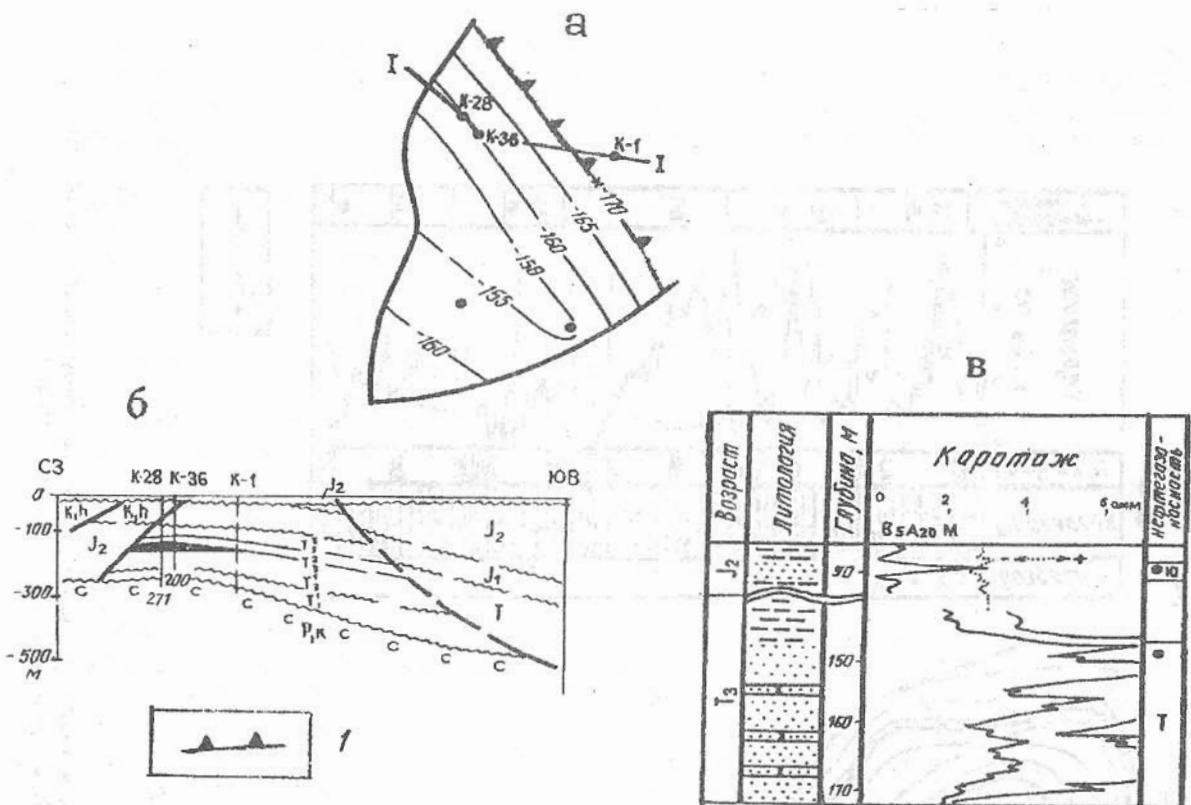


Рис. 58 Нефтяное месторождение Бесболек (по Л.Н. Кузьмину, 1959 г.).  
А - структурная карта по кровле триасового продуктивного горизонта; Б - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.  
1 - контур нефтеносности.

Нефтяное месторождение Сагиз расположено в Макатском районе Атырауской области в 20 км к востоку от железнодорожной станции Доссор. Структура подготовлена структурно-картировочными и сейморазведочными работами в 1925-1937 гг. Поисковое бурение, начатое в 1937 г., привело к открытию месторождения. Разведочные работы на месторождении проводились в период с 1939 по 1952 гг.

В тектоническом отношении месторождение приурочено к трехкрылой солянокупольной структуре. (Рис.59).

Нефтеносны отложения нижнего мела, средней юры и пермитриаса. В нижнемеловой продуктивной части выделяются горизонты Ал-І (среднеальбский), А-ІІ и А-ІІІ (аптские), Н-ІV, Н-ІV (неокомские), Ю-ІІІ, Ю-ІІІІ, Ю-ІІІІІ (среднеюрские), ПТ-І, ПТ-ІІ, ПТ-ІІІ (пермотриасовые).

Глубина залегания нижнемеловых горизонтов составляет 31-422 м, среднеюрских 131-748 м, пермотриасовых 174-1083 м. Высота нижнемеловых залежей равна 6-133 м, среднеюрских 10-145 м, пермотриасовых 60-161 м. ВНК проводится на отметках - 87-1266 м. Залежи пластовые, тектонически экранированные, пластовые литологически экранированные. Продуктивные горизонты сложены терригенными отложениями, коллектора поровые. Нефтенасыщенная толщина нижнемеловых горизонтов составляет 2,4-11,3 м, среднеюрских 2,25-18 м, пермотриасовых 9,35-15,1 м. Открытая пористость коллекторов изменяется от 20 до 30%, проницаемость соответственно 0,872-2,31 мкм<sup>2</sup>; 0,735-2,7 мкм<sup>2</sup>; 7,38 мкм<sup>2</sup>. Коэффициент нефтенасыщенности варьирует в пределах от 0,56 до 0,7. Начальные дебиты нефти составляют 0,1-21 м<sup>3</sup>/сут. Газовый фактор равен 14-65 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Начальное пластовое давление 0,9-7,0 МПа, температура 13-45°C.

Плотность нефти изменяется от 795 до 897,2 кг/м<sup>3</sup>. Нефть малопарафинистая (0,33-1,1%), малосмолистая (10,2%), содержит 0,09-2,2% серы.

Попутный газ состоит из метана (74,5-91,4%), этана (7,2- 15,7%), пропана (0,04-0,3%), изобутана (0,04-0,46%), н-бутана (0,04-0,3%), азота и редких (0,016-0,043%), углекислого газа (0,3-0,88%).

Режим нижнемеловых и среднеюрских горизонтов водонапорный, в пермотриасовых -

гравитационный. Пластовые воды хлоркальциевые с плотностью 1071-1167 кг/м<sup>3</sup>, минерализация 106,6-220,3 г/л.

Месторождение находится в разработке.

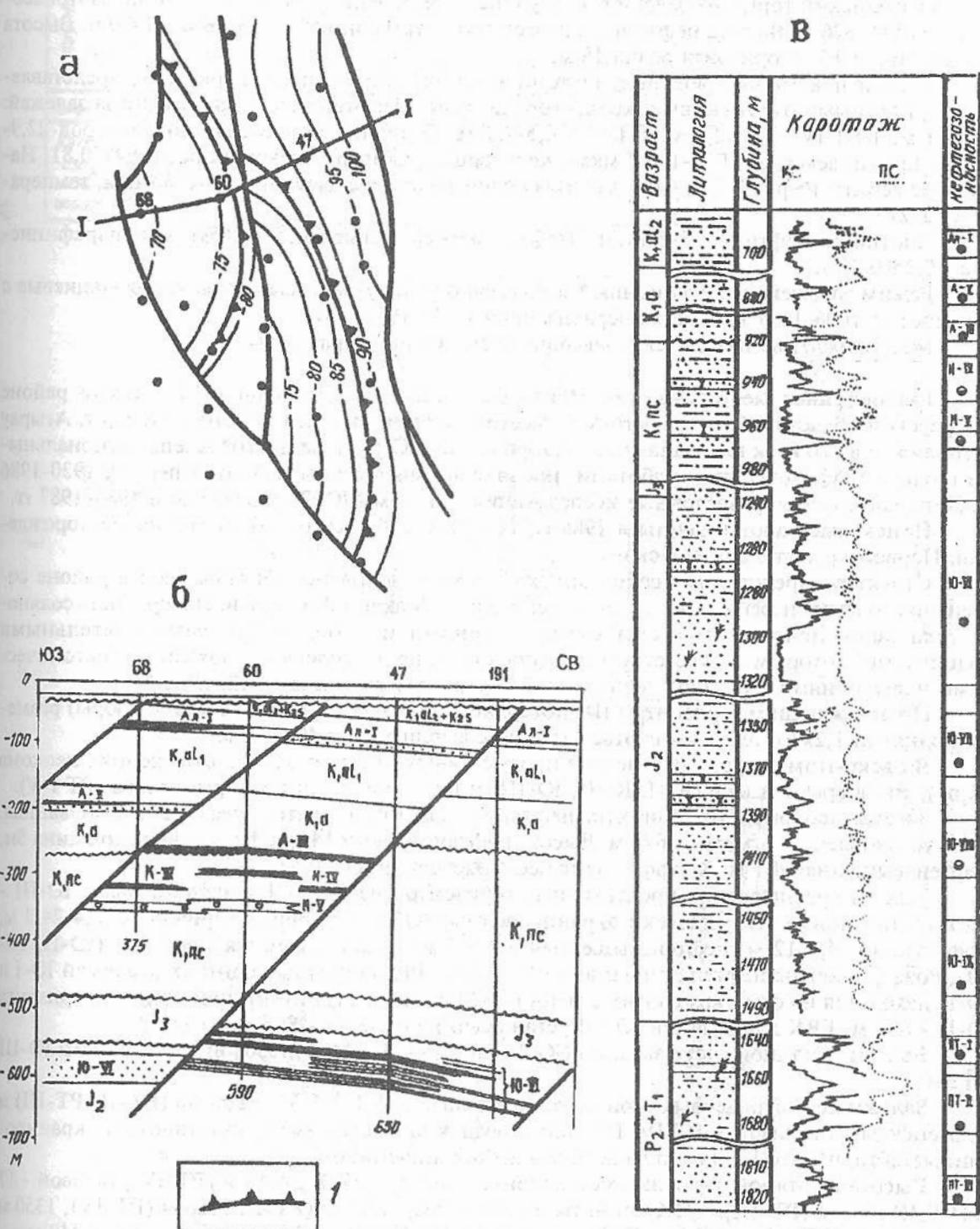


Рис. 59 Нефтяное месторождение Сагиз (по Р.И. Борисовой, Л.И. Доновой, Т.А. Зубовой, 1970 г.)

А - структурная карта по кровле альбского продуктивного горизонта I промыслового участка II; Б - геологический разрез по линии I-I'; В - разрез продуктивной части отложений. 1 - контур нефтеносности.

**Нефтяное месторождение Макат** расположено в Макатском районе Атырауской области, в 100 км к востоку от г. Атырау. Месторождение открыто в 1913 г. Структура подготовлена гравиметрической съемкой и структурно-картировочным бурением в 1931 г.

Тектонически приурочено к четырехкрылой солянокупольной структуре. (Рис.60).

Нефтеносны отложения нижнего мела, средней юры и пермотриаса, где выделены нефтяные горизонты неокомский (Н), Ю-П, Ю-III, Ю-IV, ПТ-V и газонефтяной Ю-I.

Неокомский горизонт залегает на глубине 37 м, юрские - на 51,5-376 м, пермотриасовый - на 516-526 м. Высота нефтяных залежей соответственно 15 м, 16-56 м, 21-30 м. Высота газовой части Ю-I горизонта равна 18 м.

Залежи пластовые, сводовые, тектонически экранированные. Горизонты представлены терригенными отложениями, коллектора поровые. Нефтенасыщенная толщина залежей: Н-2,36 м, Ю-I-IV -3,6-12,8 м, ПТ-V - 6,5-7,9 м. Открытая пористость коллекторов 22,9-32,7%, проницаемость 0,012-1,297 мкм<sup>2</sup>, коэффициенты нефтенасыщенности 0,47-0,81. Начальные дебиты нефти 0,3-3,3 м<sup>3</sup>/сут. Начальное пластовое давление 0,7-5,5 МПа, температура 13-27°C.

Плотность нефти 803-895 кг/м<sup>3</sup>. Нефти малосернистые (0,25-0,28%), малопарафинистые (0,25-0,8%).

Режим залежей гравитационный и водонапорный. Пластовые воды хлоркальциевые с плотностью 1096-1147 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 131,2-190,6 г/л.

Месторождение находится в завершающей стадии разработки.

**Газонефтяное месторождение Макат Восточный** расположено в Макатском районе Атырауской области в 7 км к востоку от месторождения Макат. Областной центр г. Атырау расположен в 120 км к юго-западу от месторождения. Структура подготовлена региональными геолого-геофизическими работами, проводившимися с перерывами в период 1930-1986 гг. Детальные сейсморазведочные исследования методом МОГТ проведены в 1984-1987 гг.

Поисковые работы начаты в 1988 г., который и явился годом открытия месторождения. Первооткрывательница - скв. 1.

Структура представляет собой антиклинальное поднятие, образованное в районе соединения соляных перешейков, соединяющих купола Макат и Жолдыбай. Поверхность соляного тела осложнена многочисленными ступенями и небольшими самостоятельными поднятиями, которым соответствует сложное строение надсолевых отложений. Тектоническими нарушениями структура делится на 2 блока: северный и южный. (Рис.61).

По отражающим горизонтам III (поверхность юры) и V (подошва нижней юры) размеры поднятий 1,2x2 и 3x3,6 км соответственно с амплитудами 40 и 70 м.

Во вскрытом разрезе выявлено 9 продуктивных пластов: один в отложениях неокома (К, ne), три в средней юре (Ю-I, Ю-II, Ю-III) и пять в отложениях пермотриаса (ПТ I-V).

Залежь неокомского горизонта нефтяная, пластовая, тектонически экранированная. ВНК установлен на отметке - 674 м. Высота нефтяной части 14 м, эффективная толщина 5 м, нефтенасыщенная 4,1 м. Коэффициент нефтенасыщенности 0,54.

Залежи среднеюрских продуктивных горизонтов Ю-I, Ю-II - нефтегазовые, Ю-III - газовая, пластовые тектонически экранированные. Общая толщина горизонтов 6,4-24,3 м, эффективная 4,7-12 м, нефтенасыщенная 3,7-4,7 м, газонасыщенная 1,3-2,5 м (Ю-II, Ю-III), коэффициенты нефтенасыщенности 0,72-0,77. Водонефтяные контакты залежей Ю-I и Ю-II находятся на отметках соответственно - 820 и - 849 м, газонефтяной контакт горизонта Ю-II - 841 м, ГВК для залежей Ю-III установлен на отметке - 895 м.

Высота нефтяной части залежей (Ю-I - 28 м, Ю-II - 20 м), газовой части залежи Ю-III - 12 м.

Залежи пермотриасовых горизонтов нефтяные (ПТ-I, ПТ-V), газовые (ПТ-II, ПТ-III) и нефтегазовая в горизонте ПТ-IV. По типу ловушек они пластовые, тектонически экранированные, в горизонте ПТ-IV с литологическим ограничением.

Высота нефтяной части залежей изменяется от 15 (ПТ-I) до 41 м (ПТ-IV), газовой - 17 м (ПТ-II) и 13 м (ПТ-III). ВНК приняты на отметках: - 1201 м (ПТ-I), 1320 м (ПТ-IV), 1350 м (ПТ-V); ГНК (ПТ-IV) - 1315 м и ГВК для пластов ПТ-II и ПТ-III соответственно - 1248 м и - 1259 м. Общая толщина горизонтов 8,2-28,7 м, эффективная 6,1-12,3 м, нефтенасыщенная 5,7-6,1 м, газонасыщенная 2,0-3,6 м. Коэффициенты нефтенасыщенности 0,55-0,65, газонасыщенности 0,55-0,71.

Коллекторы всех продуктивных горизонтов поровые, терригенные, с открытой пористостью 22-29% и проницаемостью от 0,004 до 0,54 мкм<sup>2</sup>, причем емкостно-фильтрационные

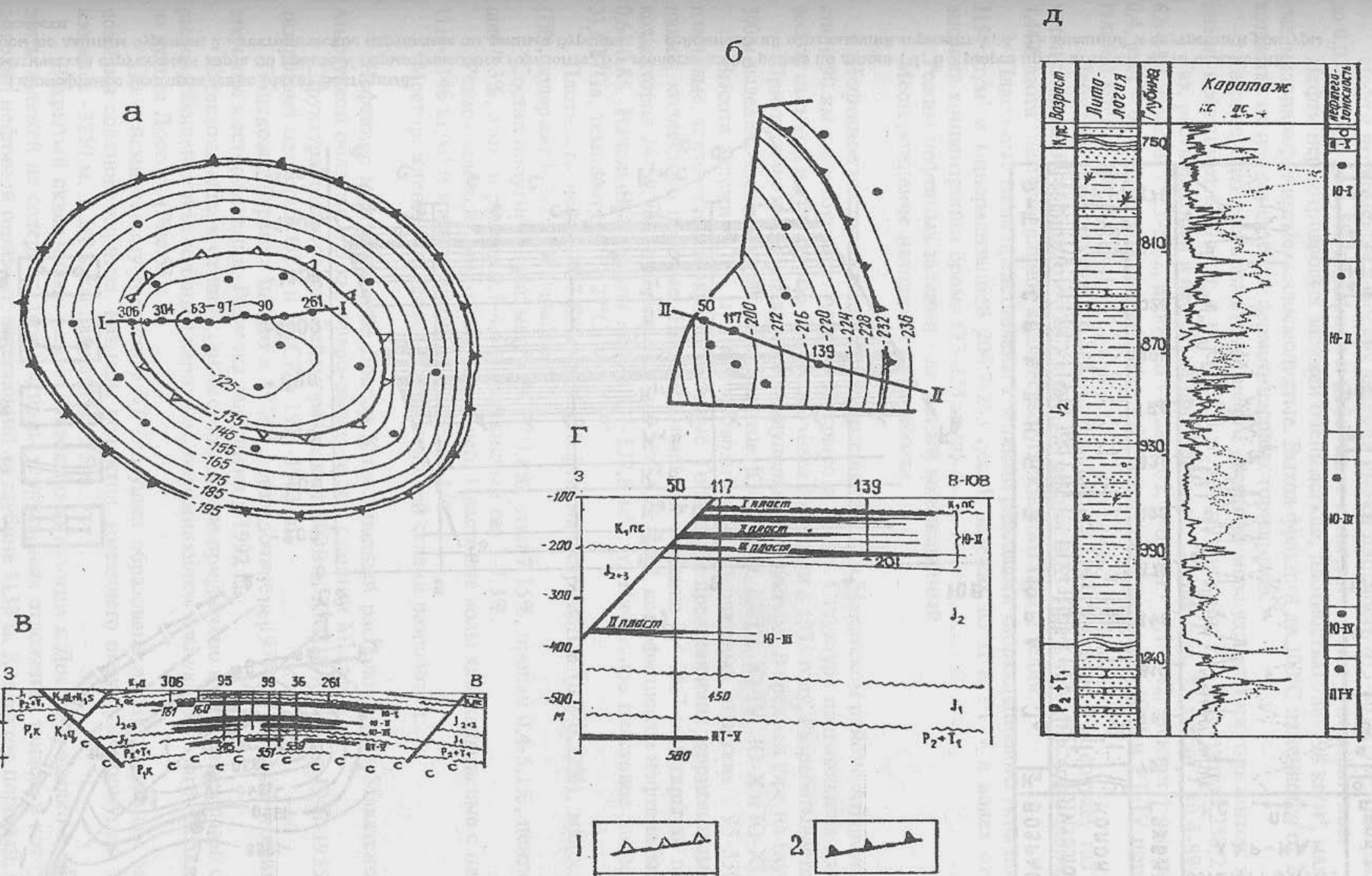


Рис. 60 Нефтяное месторождение Макат (по материалам ПО "Эмбанефть", 1960 г.)

Структурные карты по кровле: А - продуктивного горизонта Ю-І по Северному Макату; Б - продуктивного горизонта Ю-ІІ по Юго-Восточному Макату; В, Г - геологические разрезы по линиям соответственно І-І, ІІ-ІІ; Д - разрез продуктивной части отложений.

Контуры: 1 - газоносности; 2 - нефтеносности.

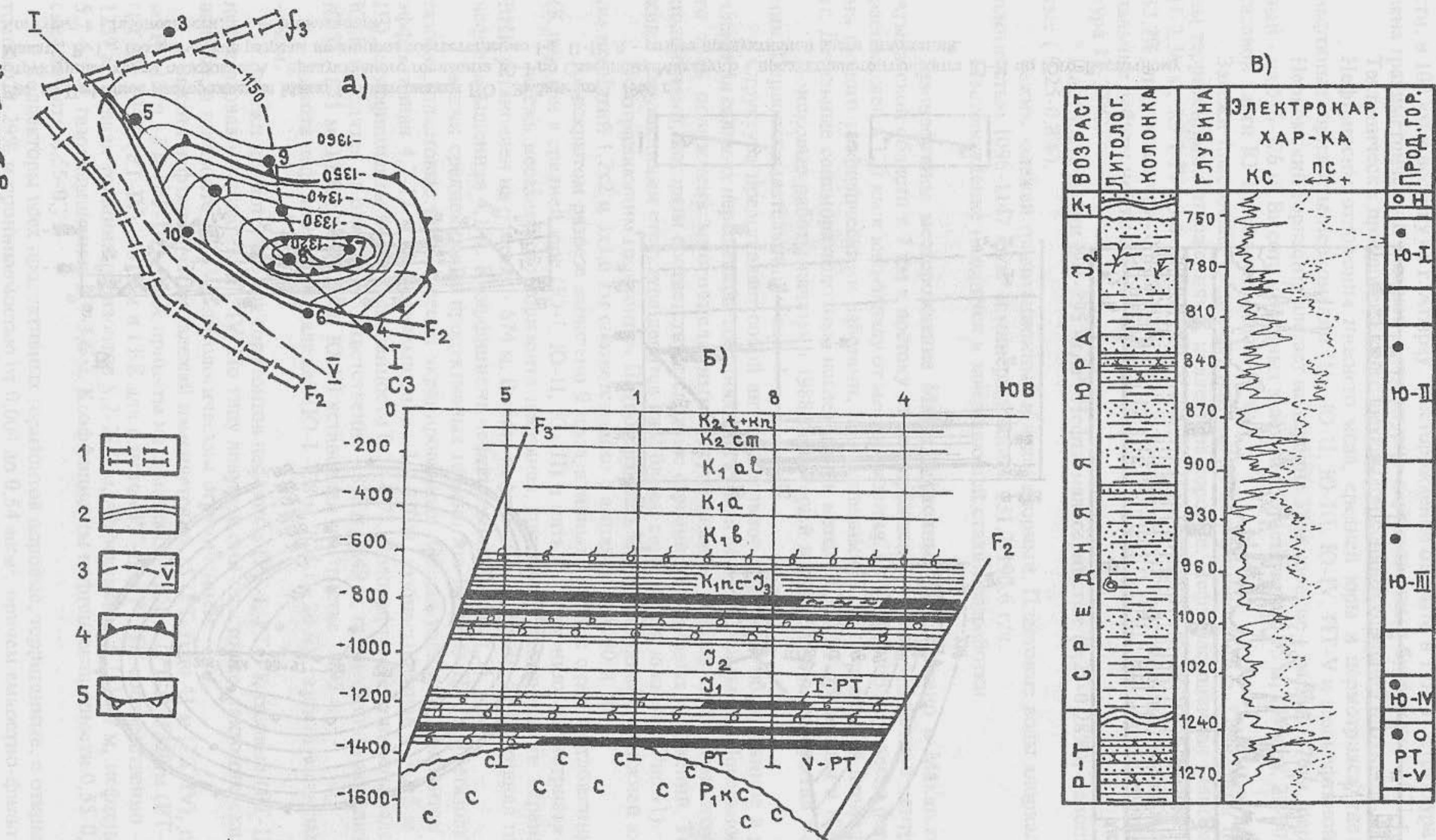


Рис. 61 Газонефтяное месторождение Макат Восточный

А - схематическая структурная карта по кровле V пермитриасового горизонта; Б - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.  
1 - сбросы по данным бурения; 2 - тектоническое нарушение по данным бурения; 3 - сейсмический отражающий горизонт V; 4, 5 - внешний и внутренний контуры нефтеносности.

свойства их ухудшаются с глубиной. Дебиты нефти изменяются от 8,8 до 37 м<sup>3</sup>/сут на штуцерах 5-6 мм, пластовые давления - от 5,6 до 11,9 МПа, температура от 26 до 41°C.

Нефти неокомской и юрских залежей имеют плотность 855-861 кг/м<sup>3</sup>, содержат от 0,02 до 0,07% серы, до 1,5% парафина и небольшое количество смол и асфальтенов.

Нефти пермотриасовых залежей очень легкие, плотностью 788-798 кг/м<sup>3</sup>, малосернистые, малопарафинистые, малосмолистые. Выход фракций до 300°C изменяется от 26 до 68%, возрастая от неокомских до пермотриасовых горизонтов.

Газонасыщенность пластовой нефти растет по мере удревления горизонтов: в неокоме она не превышает 6,05 м<sup>3</sup>/т, в юре - 33,4 м<sup>3</sup>/т, а в горизонте РТ-V достигает 258,2 м<sup>3</sup>/т.

Газ, растворенный в нефти, метан-этановый. Состав газа, %: метан - 80,4-89,06, этан - 6,6-11,1, пропан - 1,5-5,32, изобутан - 0,28-1,02, н-бутан - 0,1-1,42, пентан + высшие - 0,01-0,4, азот - 0,43-4,24, углекислый газ - 0,12-0,4. В газах залежей Ю-I и РТ-IV присутствует гелий в количестве 0,03%.

Дебит свободного газа 26,8-67 тыс.м<sup>3</sup>/сут на 6 мм штуцере. По составу газ жирный, метан-этановый, содержит от 78,7 до 86,3% метана, 9,53-19,2% тяжелых углеводородов, 1,19-4,44% азота, незначительное количество углекислого газа и гелия.

Пластовые воды представлены крепкими рассолами хлоркальциевого типа плотностью 1154 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 204,7-253 г/л. В залежах Ю-II и РТ-V в водах отмечаются высокие концентрации брома (73-255 мг/л).

Режим нефтяных залежей - активный водонапорный.

Месторождение находится в разработке.

**Нефтяное месторождение Доссор** расположено в Макатском районе Атырауской области, в 90 км к востоку от г. Атырау. Открыто в 1911 г. Структура подготовлена гравиметрической съемкой и структурно-картировочным бурением в 1931 году. Разрабатывается с 1911 г.

Приурочено к трехкрылой солянокупольной структуре. В средней юре на глубинах 30-300 м выделено шесть нефтяных горизонтов: Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-X и Ю-XI. (Рис.62).

Высота залежи 8-135 м, ВНК проводится на абсолютных отметках - 95-336. Залежи пластовые, тектонически экранированные. Горизонты представлены терригенными отложениями, коллектора поровые. Нефтенасыщенная толщина 2,4-26,7 м. Открытая пористость коллекторов 24-30,9%, проницаемость 0,128-4,76 мкм<sup>2</sup>, коэффициенты нефтенасыщенности 0,64-0,85. Начальные дебиты нефти 1,7-132,6 м<sup>3</sup>/сут. Начальное пластовое давление 14,4-33,6 МПа, температура 19-27°C.

Плотность нефти 847-887 кг/м<sup>3</sup>. Нефти малосернистые (0,2-0,22%), малосмолистые (7%), содержат 0,2-2,07% парафина.

Состав попутного газа: метан 77,1-93,8%, этан 7,15%, пропан 0,4-5,1%, пентан и высшие 0,3%, азот и редкие 0,7-4,4%, углекислый газ 3-7,3%.

Режим залежей упруго-водонапорный. Пластовые воды хлоркальциевые с плотностью 1116-1146 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 170,4-249 г/л.

Месторождение находится в завершающей стадии разработки.

**Нефтяное месторождение Доссор Юго-Западный** расположено в Макатском районе Атырауской области, в 5 км северо-западнее ж/д станции Макат.

Структура подготовлена сейсморазведкой МОВ И КМПВ в период 1944-1955 гг., детализирована методами ОГТ и ВЧСР в 1978-1982 гг.

Поисковое бурение начато в 1978 г., разведочное в 1979 г., который и явился годом открытия месторождения. Разведка завершена в 1992 г.

В тектоническом отношении месторождение приурочено к антиклинальной структуре, располагающейся под соляным карнизом, осложняющем южную часть юго-западного склона купола Доссор. (Рис.63).

По сейсмическому горизонту VII ловушка образована антиклинальным залеганием подошвы соляного карниза. Размеры поднятия, имеющего округлую форму, по замкнутой изогипсе -3250 м, 1,5x0,9 км., амплитуда 75 м.

Вскрытый скважинами разрез близок по литологии к Доссору, однако юрские горизонты залежей не содержат. Продуктивны терригенные отложения триаса, в которых выделен один нефтяной горизонт, залегающий на глубине 3133 м. Коллектор поровый, терригенный, с открытой пористостью 22% и проницаемостью 0,08 мкм<sup>2</sup>, литологически изменчив и в северо-восточной части замещен глинистыми непроницаемыми породами. Общая толщина горизонта 24 м, эффективная 23 м, нефтенасыщенная 12,2 м. Коэффициент нефтенасы-

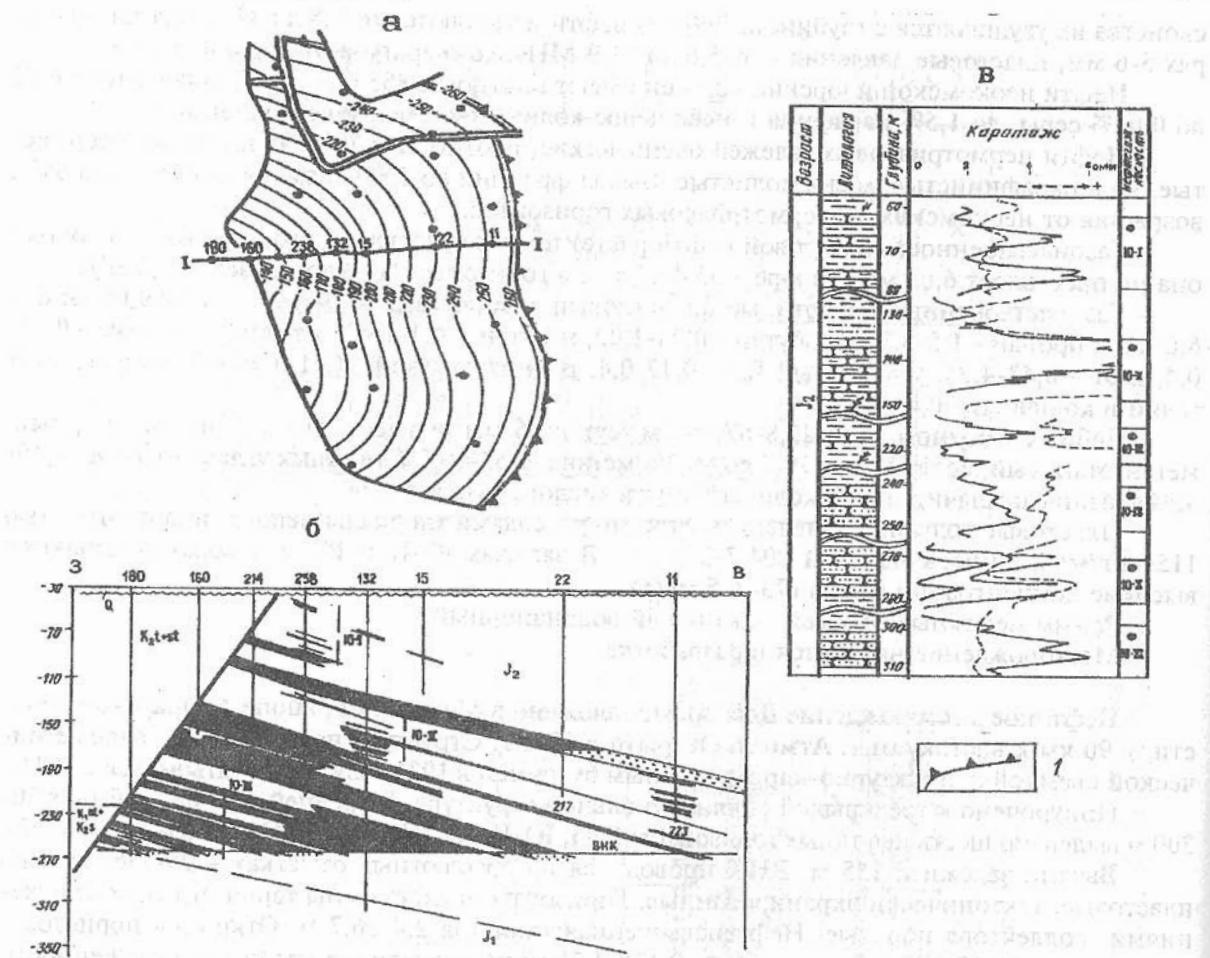


Рис. 62 Нефтяное месторождение Доссор (по И.П. Васильевой, Н.П. Жегулину, Т.А. Зубовой, 1963 г.)  
А - структурная карта по кровле продуктивного горизонта Ю-III восточного крыла; Б - геологический разрез по линии I-I; В - разрез подкупившей части отложений.  
1 - контур нефтеносности.

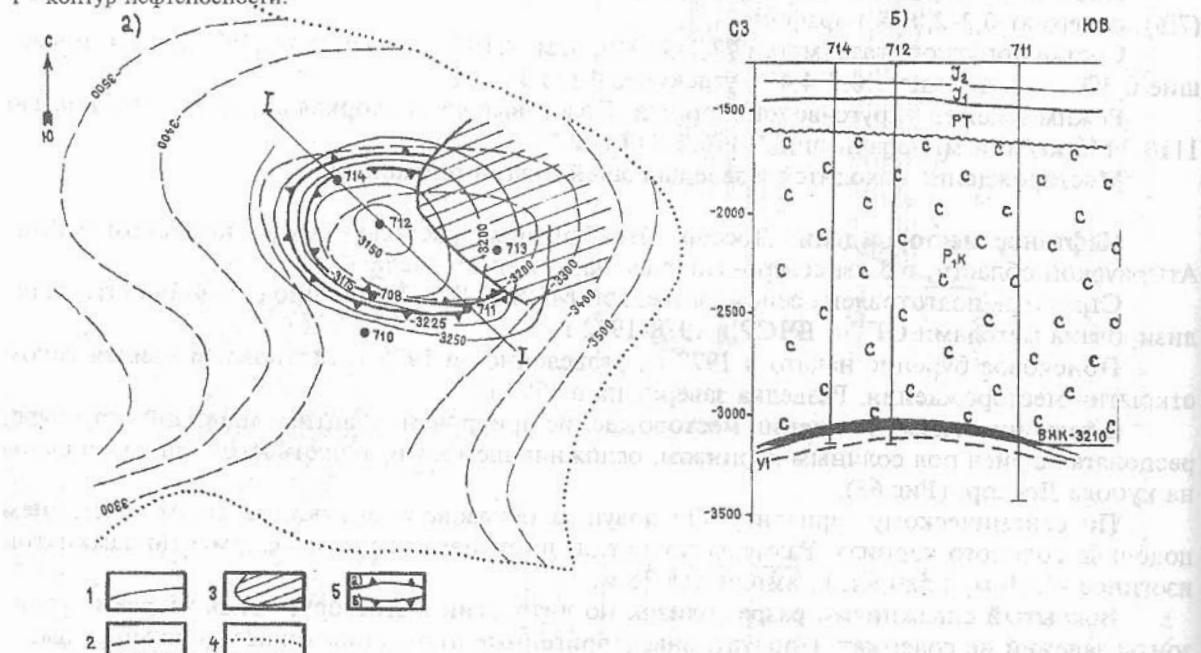


Рис. 63 Нефтяное месторождение Доссор Юго-Западный (по Л.И. Черепивской, 1993 г.)  
А - структурная карта по кровле пермотриасового горизонта; Б - геологический разрез по линии I-I.  
1 - изогипсы кровли пермотриасового горизонта по данным бурения; 2 - изогипсы по VI отражающему горизонту;  
3 - зона литологического замещения коллектора; 4 - граница площади распространения соляного карниза;  
5 - контуры нефтеносности: а) внешний, б) внутренний.

щенности 0,67, давление насыщения 20,8 МПа. Высота залежи 77 м. Залежь сводовая, пластовая, литологически экранированная, контактирует с галогенными образованиями, служащими покрышкой толщиной от 1343 до 1560 м. ВНК установлен на отметке - 3210 м. Площадь нефтяной части залежи 0,564 км<sup>2</sup>, высота 77 м.

Продуктивный горизонт имеет аномально высокое начальное пластовое давление, достигающее 50 МПа, температура 65°C. Дебит нефти 5,8 м<sup>3</sup>/сут на штуцере 2,8 мм. Нефть легкая плотностью 806,4 кг/м<sup>3</sup>, малосернистая (0,12%), парафинистая (2,85%), слабо смолистая (3%). Газовый фактор 315 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Абсолютная плотность газа, растворенного в нефти, 0,960 г/см<sup>3</sup>.

Как и на месторождении Доссор, пластовые воды хлоркальциевого типа представлены крепкими рассолами с минерализацией выше 200 г/л.

Режим залежи водонапорный.

Месторождение находится в консервации.

**Нефтяное месторождение Танатар** расположено в Макатском районе Атырауской области, в 30 км к западу от железнодорожной станции Доссор. Структура подготовлена в 1947 г. сейсморазведкой МОВ. Поисковое бурение начато в 1959 г., месторождение открыто в 1960 г. и завершено разведкой в 1961 г.

Приурочено к двухкрыльй солянокупольной структуре. (Рис.64).

В средней юре установлено три нефтяных горизонта: Ю-І, Ю-ІІ, Ю-ІІІ.

Продуктивные горизонты залегают на глубинах 28-140 м. Высота залежей 13-49,3 м. ВНК находится на абсолютных отметках - 95,8-173,5. Залежи пластовые, тектонически экранированные. Горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. Нефтенасыщенная толщина 9,1-15,06 м, открытая пористость коллекторов 25-28%, проницаемость 0,263-0,82 мкм<sup>2</sup>, коэффициенты нефтенасыщенности 0,68-0,73. Начальные дебиты нефти 3,9-6,2 м<sup>3</sup>/сут. Начальное пластовое давление 0,7-1,6 МПа, температура 19-22°C.

Плотность нефти 884-897 кг/м<sup>3</sup>. Нефти малосернистые (0,17-0,25%), малопарафинистые (0,22-0,28%).

Режим залежей водонапорный. Пластовые воды хлоркальциевые с плотностью 1042-1073 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 55,83-128,07 г/л.

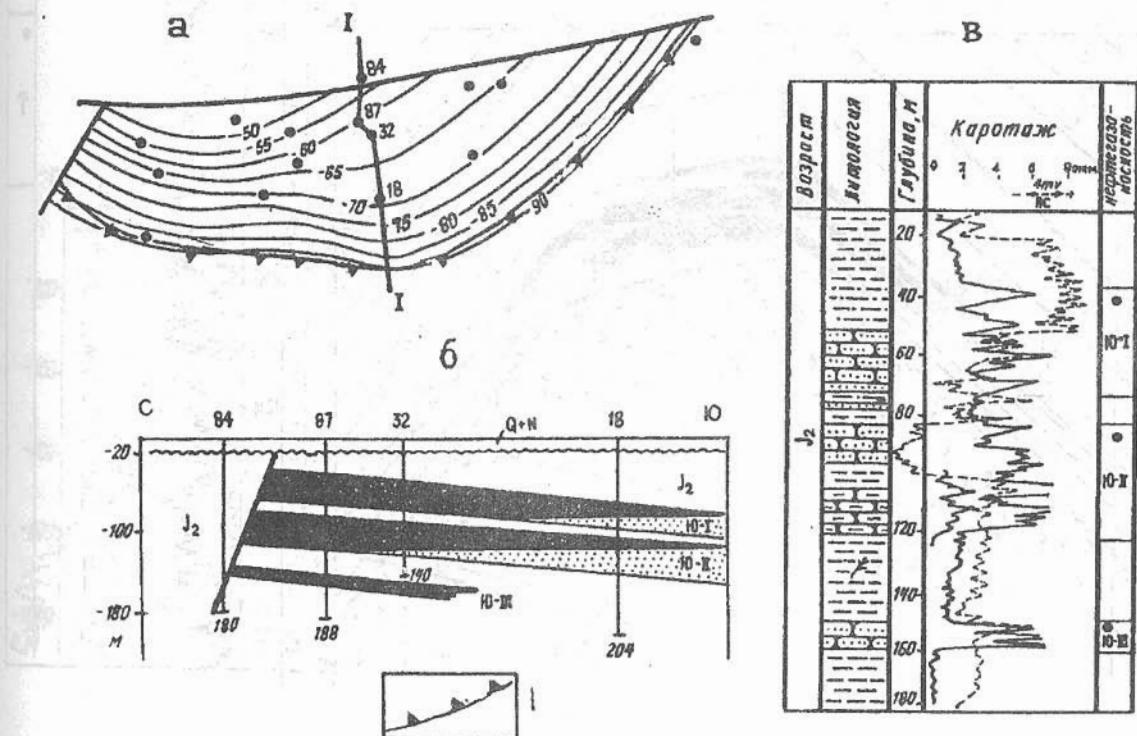


Рис. 64 Нефтяное месторождение Танатар (по материалам ПО "Эмбанефть", 1961 г.)

А - структурная карта по кровле продуктивного горизонта Ю-І; Б - геологический разрез по линии І-І;

В - разрез продуктивной части отложений.

1 - контур нефтеносности.

Месторождение находится в разработке.

Нефтяное месторождение Танатар Южный находится в Макатском районе Атырауской области.

Структура подготовлена сейсмическими работами КМПВ и МОВ, проводившимися в период 1946-1951г. Глубокое бурение начато в 1950г., приведшее к открытию месторождения.

В пределах гравитационного минимума Кошак-Танатар выделено два локальных свода соли: восточный и юго-западный. К восточному, наиболее приподнятому, приурочена структура Танатар с глубиной залегания соли в своде 150 м. Надсолевой комплекс Кошак-Танатар узким гребнем, протягивающимся в широтном направлении, разделен на 2 крыла: южное и северное. Промышленные скопления нефти обнаружены только на южном крыле (Рис.65).

В присводовой части в низах среднеюрских отложений выявлены три нефтяных горизонта, разделенных между собой небольшой глинистой перемычкой. С севера нефтяная залежь ограничена сбросом приграбеновой ступени, с запада - поперечным сбросом. Далее на юг, на крыле центрального поля, в районе крутого склона соли на глубинах 1134-1176,5 м находится триасовая залежь нефти. Общая толщина горизонта 25,5 м, нефтенасыщенная-14 м. Пористость 25%, проницаемость 0,097 мкм<sup>2</sup>. Коллектора представлены песчано-глинистыми отложениями. Тип залежи - пластовая сводовая, тектонически ограниченная. Сред-

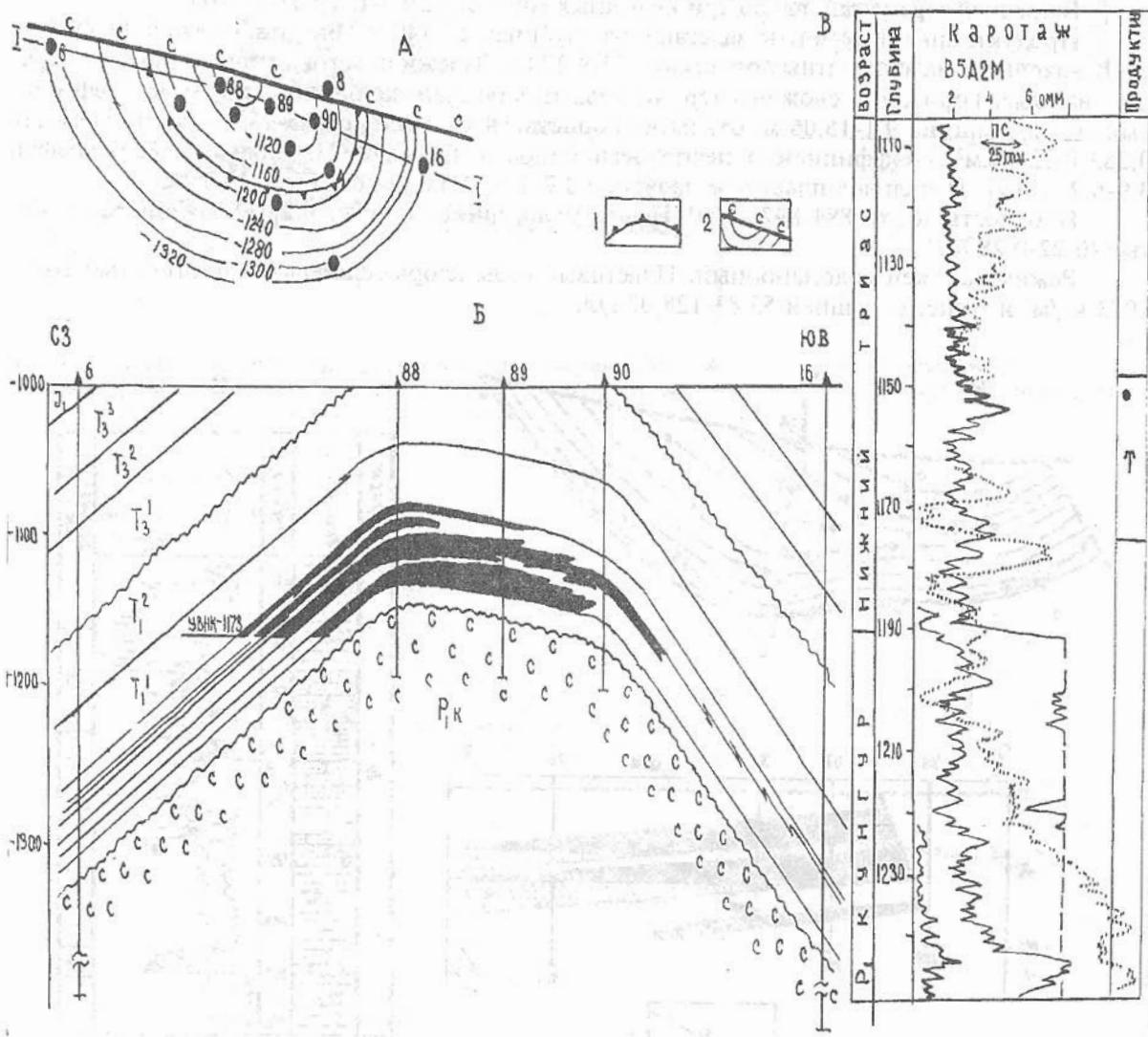


Рис.65 Нефтяное месторождение Танатар Южный

А - структурная карта по кровле триасового продуктивного горизонта; Б - геологический разрез по линии I-I';

В - разрез продуктивной части отложений.

1 - контур нефтеносности; 2 - кровля соленосных отложений кунгурского яруса.

ний дебит нефти составляет  $7 \text{ м}^3/\text{сут.}$

Нефть продуктивного горизонта сернистая, высокопарафинистая, малосмолистая.

Пластовые воды хлоркальциевого типа с плотностью  $1100 \text{ кг}/\text{м}^3$ .

Режим залежи упруговодонапорный.

Залежь разрабатывается с 1995 г.

Нефтяное месторождение Карагат расположено в Макатском районе Атырауской области, в 80 км к северо-западу от железнодорожной станции Доссор. Подготовлено гравиметрической съемкой и структурным бурением в 1954 г. Поисковое бурение начато в 1958 г., месторождение открыто в 1959 г. и завершено разведкой в 1960 г.

Приурочено к четырехкрылой солянокупольной структуре (Рис.66). В нижнем мелу выделен один нефтяной неоком-аптский (НА) горизонт.

Горизонт залегает на глубинах 360-443 м. Высота залежи 13-15,6 м. ВНК находится на отметках - 355,6-400 м. Залежи пластовые, тектонически экранированные. Продуктивный горизонт сложен терригенными породами, коллектора поровые. Нефтенасыщенная толщина 2,6-3 м, открытая пористость коллекторов 21,5%, проницаемость  $0,285 \text{ мкм}^2$ , коэффициенты нефтенасыщенности 0,81. Начальный дебит нефти  $0,54 \text{ м}^3/\text{сут.}$ , начальное пластовое давление  $3,65 \text{ МПа.}$

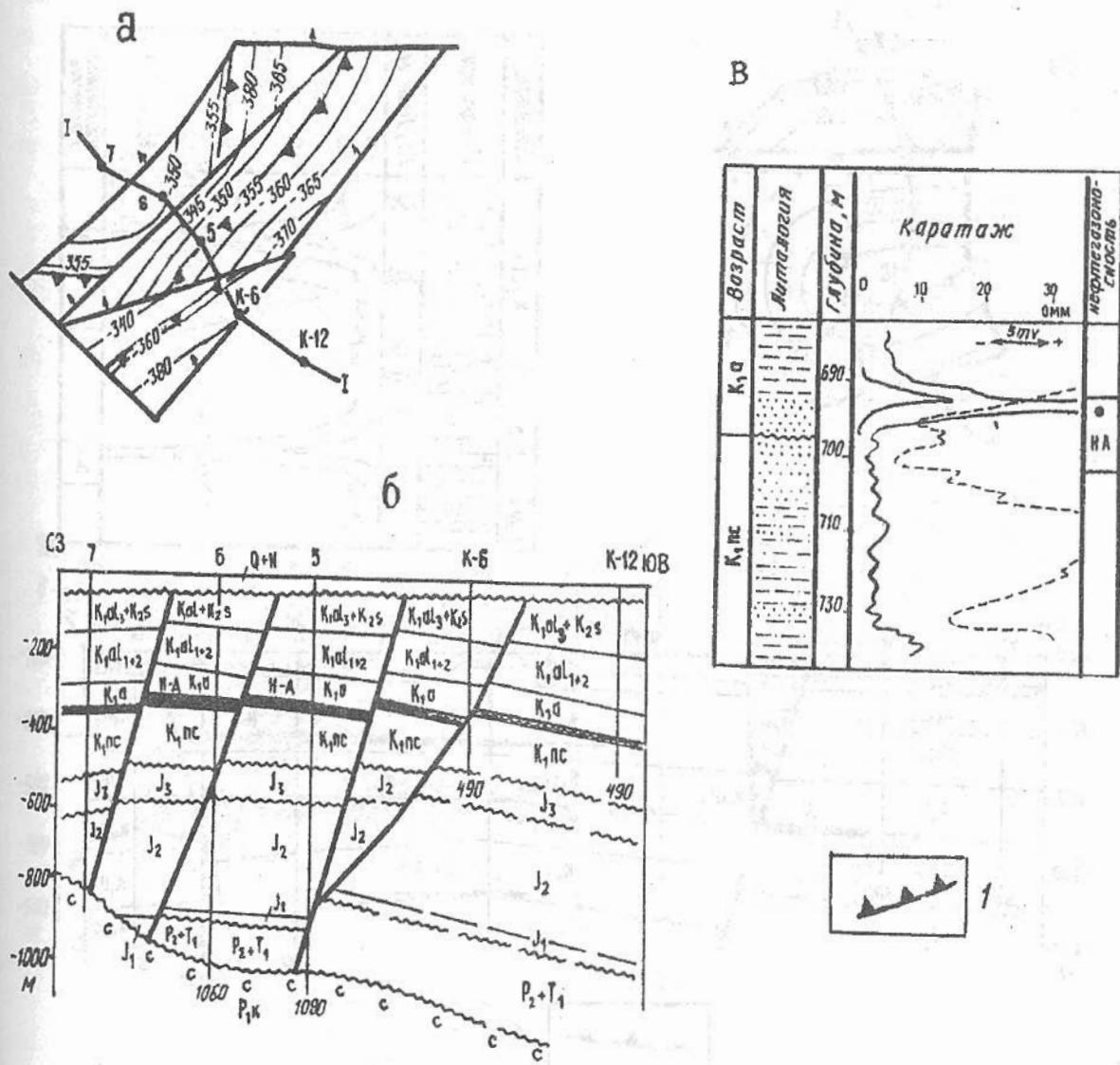


Рис. 66 Нефтяное месторождение Карагат (по С.К. Абдулову, М.Ф. Серебрякову, 1969 г.)

А - структурная карта по кровле неоком-аптского продуктивного горизонта; Б - геологический разрез по линии I-I'; В - разрез продуктивной части отложений.

1 - контур нефтеносности.

Нефть малосернистая (0,4%), малопарафинистая (0,65%), высокосмолистая (34%).

Пластовые воды хлоркальциевые с плотностью 1110 кг/м<sup>3</sup>.

Месторождение находится в консервации.

Нефтяное месторождение Бакланий расположено в Макатском районе Атырауской области, в 60 км к северу от г. Атырау. Подготовлено сейсморазведкой МОВ и структурным бурением в 1956 г. Поисковое бурение начато в 1959 г. Месторождение открыто в 1961 г.

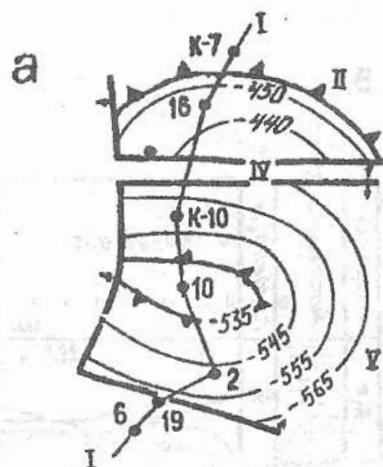
В тектоническом отношении приурочено к трехкрылой солянокупольной структуре. (Рис.67).

В нижнем мелу выделено два нефтяных горизонта: верхнеальбский ВА и аптский А.

Глубина залегания горизонтов в своде - 294-513 м. Высота залежей 4,2-18,9 м. ВНК находится на абсолютных отметках - 328,8-535,6 м. Залежи пластовые, тектонически экранированные. Горизонты сложены терригенными отложениями, коллектора поровые. Нефтенасыщенная толщина 2-4,1 м, открытая пористость коллекторов 29-32%, проницаемость 0,208-1,78 мкм<sup>2</sup>, коэффициенты нефтенасыщенности 0,53-0,8. Начальные дебиты нефти 24-35 м<sup>3</sup>/сут, начальное пластовое давление 2,84-4,37 МПа, температура 19,5 - 20°C.

Плотность нефти 899-911 кг/м<sup>3</sup>. Нефти содержат 0,42-1,3% серы, 0,29-0,54% парафи-

В



Б

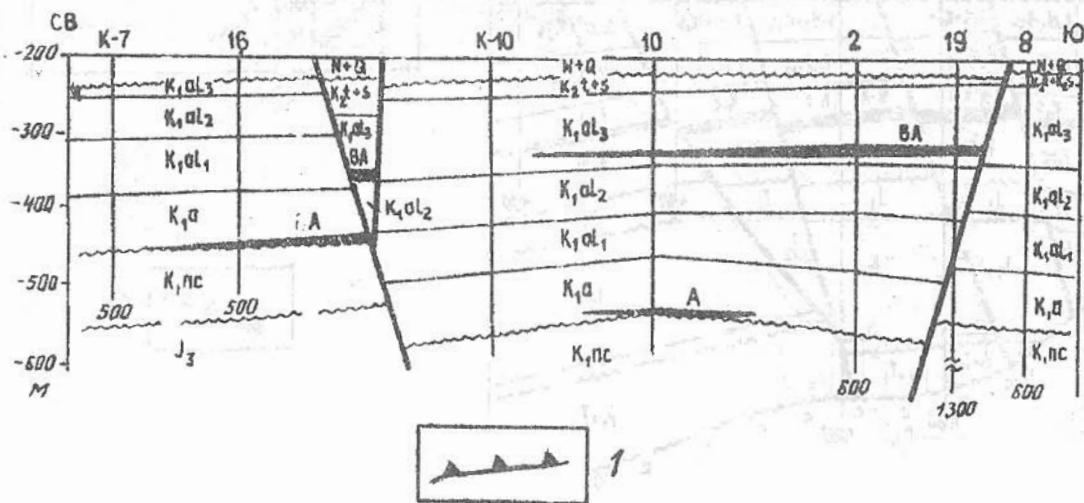
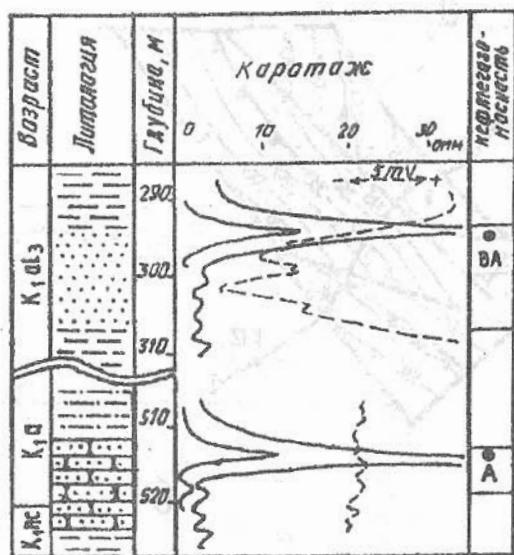


Рис. 67 Нефтяное месторождение Бакланий (по М.Ф. Серебрякову, 1961 г.)

А - структурная карта по кровле аптского горизонта; Б - геологический профиль по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.

1 - контур нефтеносности; римские цифры на карте - номенклатура блоков месторождения.

на. Месторождение находится в консервации.

Нефтяное месторождение Байшонас расположено в Макатском районе Атырауской области, в 85 км к востоку от г. Атырау. Подготовка структуры проводилась в 1925-1940 гг. структурно-картировочным бурением и сейсморазведкой. Разведочное бурение начато в 1930 г. Тектонически приурочено к двукрылой солянокупольной структуре. (Рис.68).

Нефтеносны отложения мела и юры, где выделено семь горизонтов: сеноманский, I, II и III верхнеальбские, аптский, неокомский и юрский.

Продуктивные горизонты в сеномане залегают на глубине 18 м, в нижнем мелу - на 27-

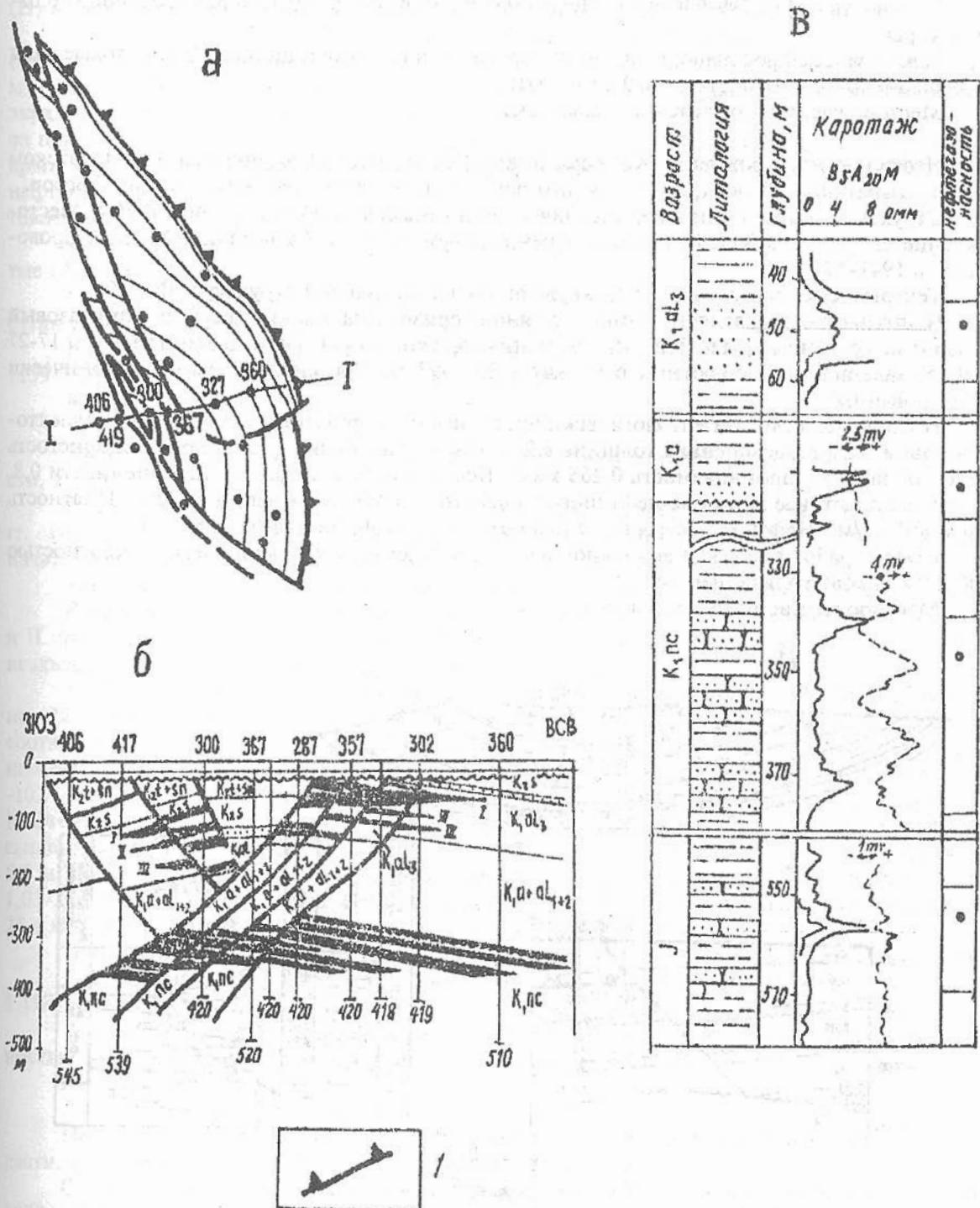


Рис. 68 Нефтяное месторождение Байшонас (по материалам ПО "Эмбанефть", 1962 г.)  
А - структурная карта по кровле аптского продуктивного горизонта; Б - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.  
I - контур нефтеносности.

394 м, в юре - на 45-524 м. Высота залежей соответственно 69,7 м, 12-102 м, 20-50 м. ВНК имеют отметку - 109,7 м (сеноманский горизонт), - 100-430,5 м (апт-неокомский), - 230-825 м (юрский). Залежи пластовые, тектонически, литологически и стратиграфически экранированные. Горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. Нефтенасыщенная толщина сеноманского горизонта 3,63 м, апт-неокомских - 1,7-11,0, юрских 3,7-6,9 м. Открытая пористость коллекторов 27,7-32,8%, проницаемость 0,151-2,13 мкм<sup>2</sup>, коэффициент нефтенасыщенности 0,68-0,78. Начальные дебиты нефти 0,2-54,1 м<sup>3</sup>/сут. Начальный газовый фактор 10-350 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Начальное пластовое давление 0,77-7,95 МПа, температура 18-42°C.

Плотность нефти 799-936 кг/м<sup>3</sup>. Нефти малопарафинистые (0,13-0,32%), содержат 0,02-0,51% серы.

Режим залежей водонапорный, упруго-водонапорный, гравитационный. Пластовые воды хлоркальциевые с плотностью 1079-1167 кг/м<sup>3</sup>.

Месторождение находится в разработке.

**Нефтяное месторождение Комсомольское (Нармунданак)** расположено в Макатском районе Атырауской области, в 70 км к юго-востоку от железнодорожной станции Доссор.

Структура подготовлена гравиметрической и сейсмической съемками в 1926 г. Месторождение открыто в 1935 г. Поисковое бурение начато в 1935 г. Разведочное бурение проводилось в 1941-1944 гг.

Тектонически приурочено к трехкрылой солянокупольной структуре.(Рис.69).

В апт-неокоме выделяется один нефтяной горизонт на южном крыле и один газовый горизонт на северном крыле. Глубина залегания горизонтов 191-346 м. Высота залежей 17-27 м. ВНК залегает на абсолютных отметках - 227-397 м. Залежи пластовые, тектонически экранированные.

Продуктивная толща литологически представлена терригенными породами, коллектора поровые. Нефтенасыщенная толщина 8,2 м, газонасыщенная 6,3 м, открытая пористость коллекторов 30%, проницаемость 0,265 мкм<sup>2</sup>. Коэффициенты нефтегазонасыщенности 0,8. Начальное пластовое давление нефтяного горизонта 3,6 МПа, температура 22°C. Плотность нефти 891 кг/м<sup>3</sup>. Нефть малосернистая (0,36%), малопарафинистая (0,51 г/см<sup>3</sup>).

Режим работы залежей водонапорный. Пластовая вода хлоркальциевая с плотностью 1106 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 142 г/л.

Месторождение находится в разработке.

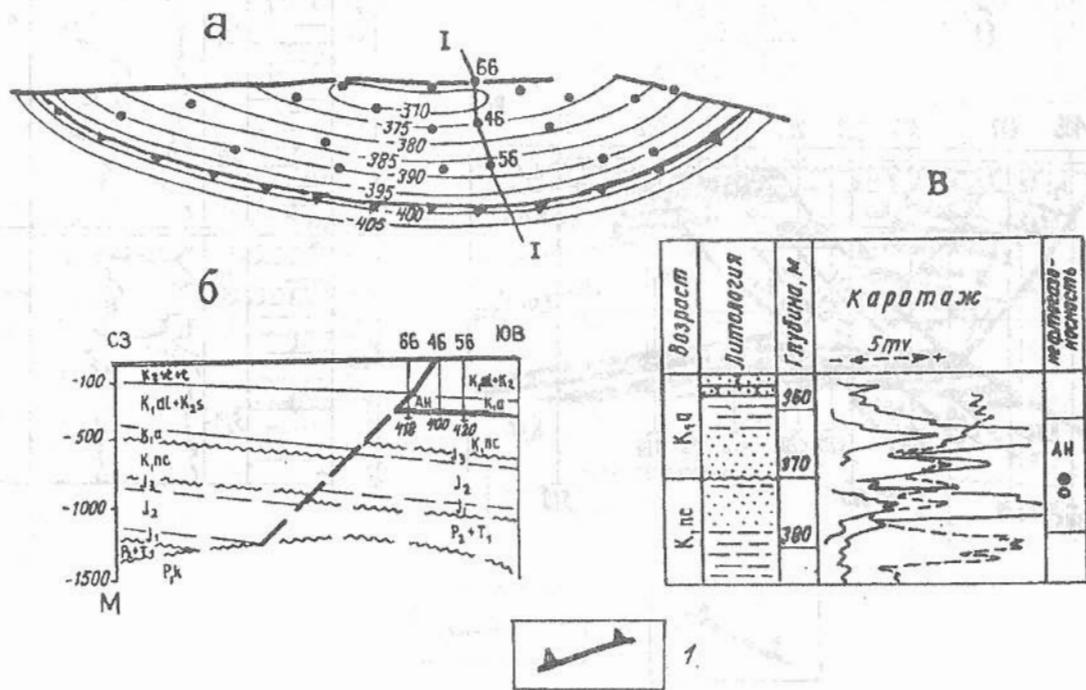


Рис. 69 Нефтяное месторождение Комсомольское (Нармунданак) (по материалам ПО "Эмбанефть")  
А - структурная карта по кровле неоком-аптского продуктивного горизонта западного поля южного крыла;  
Б - геологический профиль по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.  
1 - контур нефтеносности.

**Нефтяное месторождение Ескене** расположено в Макатском районе Атырауской области, в 60 км к северо-востоку от г. Атырау.

Структура подготовлена гравиметрической съемкой в 1928 г., сейсморазведкой в 1936 г., структурно-картировочным бурением - в 1953 г. Месторождение открыто в 1932 г., тогда же начато разведочное бурение. Поисковое бурение начато в 1938 г. Разведка завершена в 1952 г.

В тектоническом отношении месторождение приурочено к двум солянокупольным структурам Ескене и Ескене Северный. (Рис.70).

В продуктивной толще выделено три нефтяных горизонта: аптский (А), неокомский (Н) и пермотриасовый (ПТ).

Продуктивные горизонты залегают на глубинах 146-576 м (А), 160 м (Н) и 255-517 м (ПТ). Высота залежей 250 м (А), 135,5 м (Н). ВНК находится на абсолютных отметках - 824 м (А) и - 275,5 м (Н). Залежи пластовые, тектонически, стратиграфически и литологически экранированные. Нефтеносные горизонты сложены терригенными отложениями, коллектора поровые. Нефтенасыщенная толщина 14,4-18,2 м (А), 3,94 м (Н) и 17-21,6 м (ПТ). Открытая пористость коллекторов 23-30%, проницаемость 0,052-0,423 мкм<sup>2</sup>, коэффициенты нефтенасыщенности 0,65-0,75. Начальные дебиты нефти 1,4-296,3 м<sup>3</sup>/сут. Начальное пластовое давление 1,9-10 МПа, температура 16,5-33,9°С.

Плотность нефти 793-924 кг/м<sup>3</sup>. Нефти малосернистые (0,06-0,36%), малопарафинистые (0,4-1,01%).

Состав попутного газа: метан (59,6-75,6%), этан (6,7-13,6%), пропан (2,2-8,1%), изобутан (4,9%), н-бутан (0,4%), азот (3-6,9%), водород (0,3%), углекислый газ (0,4-72%).

Режим залежей водонапорный. Пластовые воды хлоркальциевого типа с плотностью 1159-1185 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 234,64-320,16 г/л.

Месторождение находится в разработке.

**Нефтяное месторождение Карсак** расположено в Макатском районе Атырауской области, в 130 км к востоку от г. Атырау.

Подготовлено сейсморазведкой и структурно-картировочным бурением в 1948-1950 гг. Поисковое бурение начато в 1948 г. Месторождение открыто в 1951 г., в том же году начато разведочное бурение, завершенное в 1963 г.

Тектонически приурочено к трехкрылой солянокупольной структуре (Рис.71).

В меловых отложениях установлено 9 нефтяных горизонтов: I и II альб-сеноманские; I и II промежуточные альб-сеноманские; III альб-сеноманский, IV средне-альбский, V нижнеальбский, VI нижнеаптский и неокомский.

Альб-сеноманские продуктивные горизонты залегают на глубинах 164-383 м, альбские на 472-595 м, аптский - на 665 м и неокомский - на 70-71 м. Высота нефтяных залежей соответственно равны 11-26 м, 8-31 м, 12 м и 9-70 м. ВНК горизонтов залегают на абсолютных отметках -209 - -426 м (альб-сеноманские), -526 - -625 м (альбские), -699 м (аптский) и -102 - -165 м (неокомский). Залежи пластовые, сводовые, тектонически экранированные. Нефтеносные горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. Нефтенасыщенная толщина альб-сеноманских горизонтов 4,4-11,3 м, альбских - 4,6-5,1 м, апских - 5,5 м и неокомских 7,3-16,8 м. Открытая пористость коллекторов 25-30%, проницаемость 1,03-2,34 мкм<sup>2</sup>, коэффициенты нефтенасыщенности 0,75-0,84. Начальные дебиты нефти 0,6-25,4 м<sup>3</sup>/сут. Начальное пластовое давление 1,8-7,2 МПа, температура 25-35°С.

Плотность нефти 857-932 кг/м<sup>3</sup>. Нефти содержат 0,1-0,6% серы, 0,17-2,19% парафина.

Состав попутного газа: метан 70,4%, этан 4,2%, пропан 9,3%, изобутан 14,4%, азот 1,1%, водород 0,3%.

Режим работы залежей водонапорный. Пластовые воды хлоркальциевого типа с плотностью 1091-1670 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 135,2-253,6 г/л.

Месторождение находится в разработке.

**Нефтяное месторождение Ботахан** расположено в Макатском районе Атырауской области, в 65 км к западу от железнодорожной станции Кулсары.

Структура подготовлена сейсморазведкой в 1962-1976 гг. Поисковое бурение начато в 1978 г. В 1980 г. открыто месторождение и начато разведочное бурение.

Тектонически приурочено к солянокупольной структуре (Рис.72).

В средней юре выделяются нефтяные горизонты Ю-I (I, II пласти) и Ю-II (I, II, III, IV пласти). Продуктивные горизонты залегают на глубинах 1190-1203 м (Ю-I) и 1366-1422 м

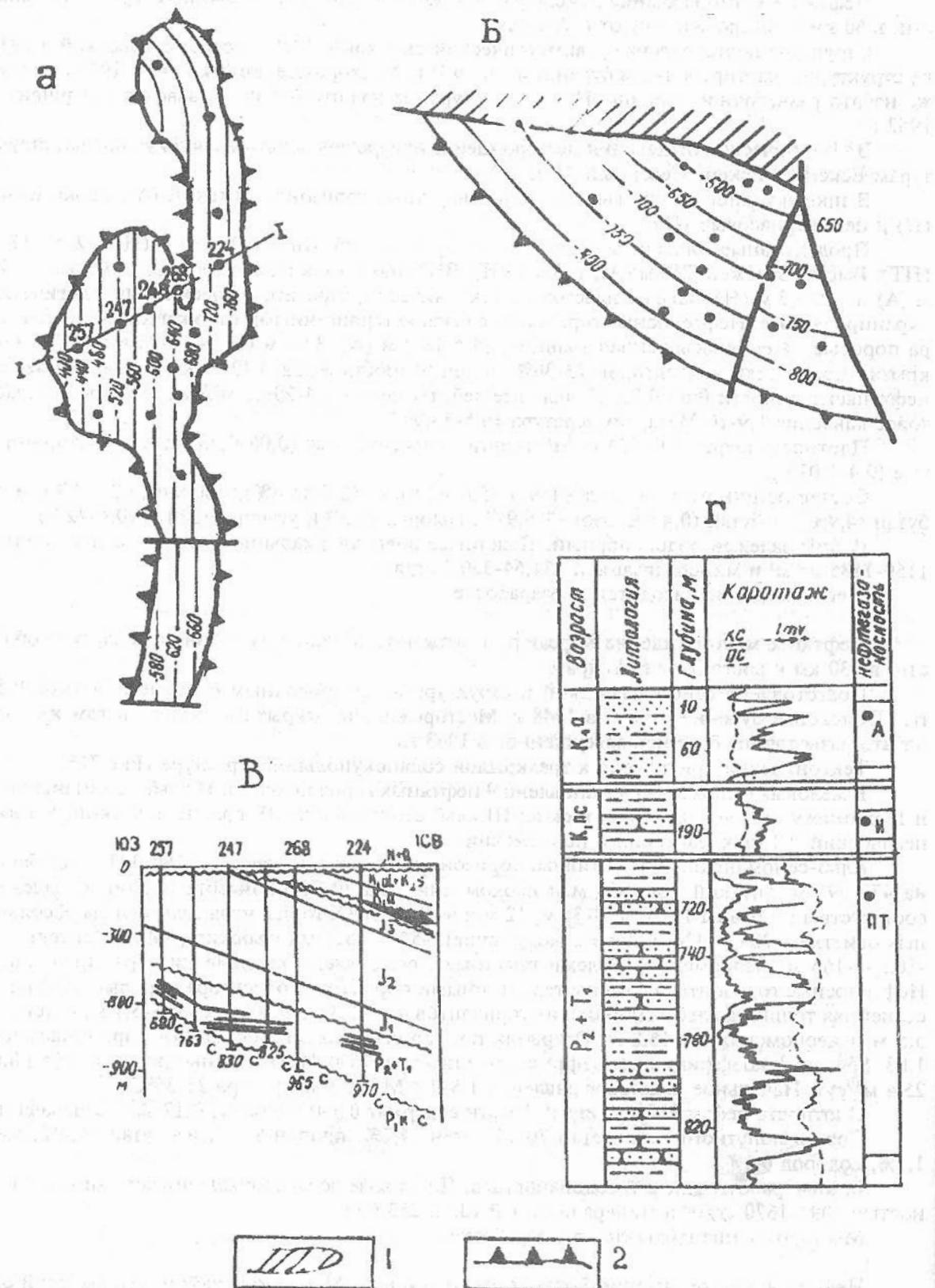


Рис. 70 Нефтяное месторождение Ескене (по Н.П. Жегулину)

Структурные карты по кровле: А - верхнепермско-нижнетриасовых отложений Северного Ескене; Б - алтского продуктивного горизонта западного участка Южного Ескене; В - геологический разрез по линии I-I; Г - геологический разрез продуктивной части отложений.

1 - зона литологического замещения коллектора; 2 - внешний контур нефтесности.

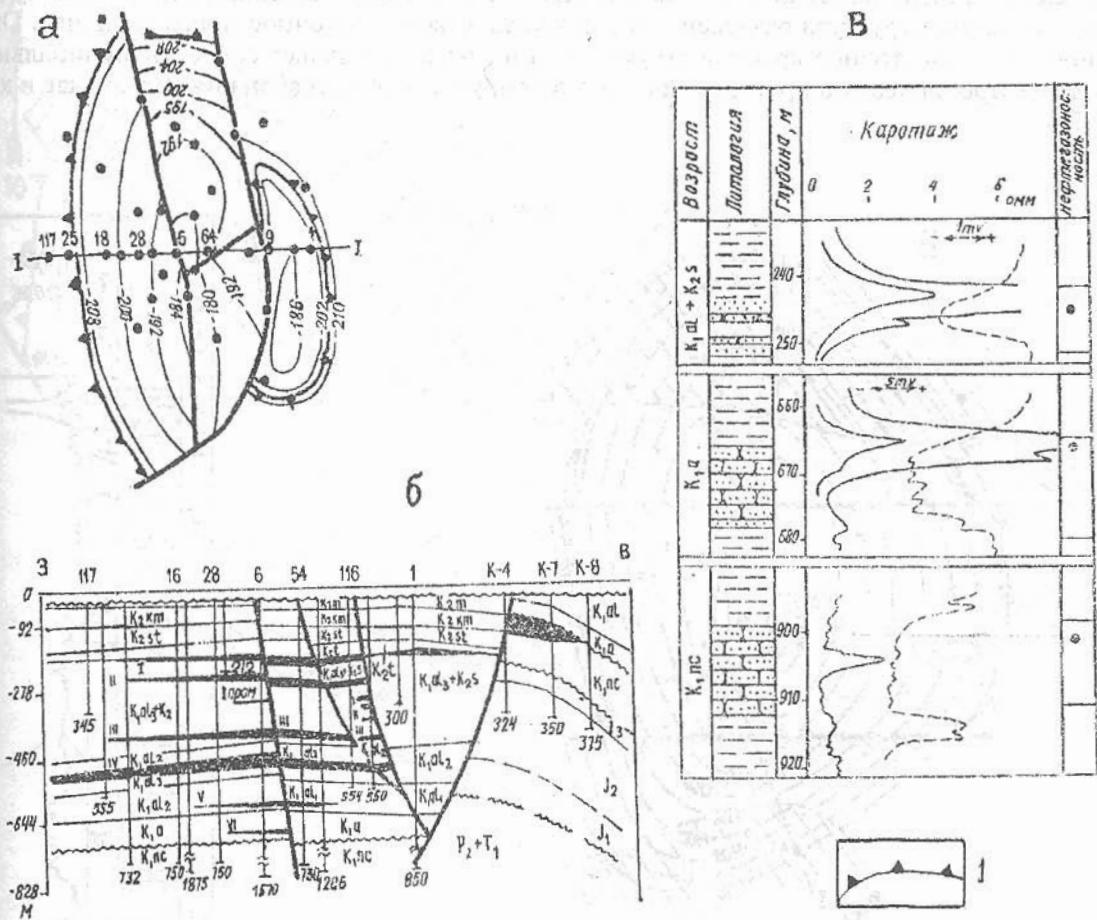


Рис. 71 Нефтяное месторождение Карсак (по Л.Н. Поповой, 1954 г.)

А - структурная карта по кровле альб-сеноманского продуктивного горизонта I западного крыла; Б - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.

1 - контур нефтеносности.

(Ю-II). Высота нефтяных залежей Ю-I горизонта - 18 м, Ю-II - 20-27 м. ВНК проводится на абсолютных отметках -1227-1245 м (Ю-I), -1417-1442 м (Ю-II). Залежи пластовые, сводовые, пластовые тектонически экранированные. Продуктивная толща сложена терригенными породами, коллектиора поровые. Нефтенасыщенная толщина 3,1-6,8 м (Ю-I), 4,2-6,3 м (Ю-II), открытая пористость коллекторов 22,5-25%, проницаемость 0,05-0,15 мкм<sup>2</sup>, коэффициент нефтенасыщенности 0,51-0,59. Начальные дебиты нефти 14,45-32,0 м<sup>3</sup>/сут на 3 мм штуцере. Начальный газовый фактор 36-106,1 м<sup>3</sup>/т. Пластовое давление 6,1-9,4 МПа, температура 46-52°C.

Плотность нефти 812-850 кг/м<sup>3</sup>. Нефти малосернистые 0,16-0,29%, содержат 1,8-2,65% парафина.

Состав попутного газа: метан 83,96%, этан 3,58%, пропан 0,76-2,83%, изобутан 0,14-1,22%, н-бутан 0,13-1,66%, азот 1,81-5,25%, углекислый газ 0,12-0,26%.

Режим работы залежей водонапорный. Пластовые воды хлоркальциевые с плотностью 1154-1176 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 258,6-262,9 г/л.

Месторождение находится в разработке.

**Нефтяное месторождение Жолдыбай** расположено в Макатском районе Атырауской области, в 18 км на северо-восток от ж-д станции Макат, в 160 км к северо-востоку от областного центра г. Атырау.

Структура подготовлена региональными геолого-геофизическими работами в 1932-1947 гг. Разведочные работы были начаты в 1941 г. и тогда же было открыто месторождение при опробовании скважины 1. Окончание разведки относится к 1947 г, но разработка месторождения осуществлялась сразу после его открытия. Эксплуатация продолжалась до 1955 г.

В тектоническом отношении представляет собой соляной купол, ориентированный в

направлении северо-запад-юго-восток. Минимальная глубина залегания соленосных пород -400м. Грабеном структура разделена на два крыла: северо-восточное и юго-западное. Опущенное северо-восточное крыло в структурном плане представляет собой антиклинальную складку северо-западного простириания, ограниченную сбросом грабена на юго-западе и юге. (Рис.73)

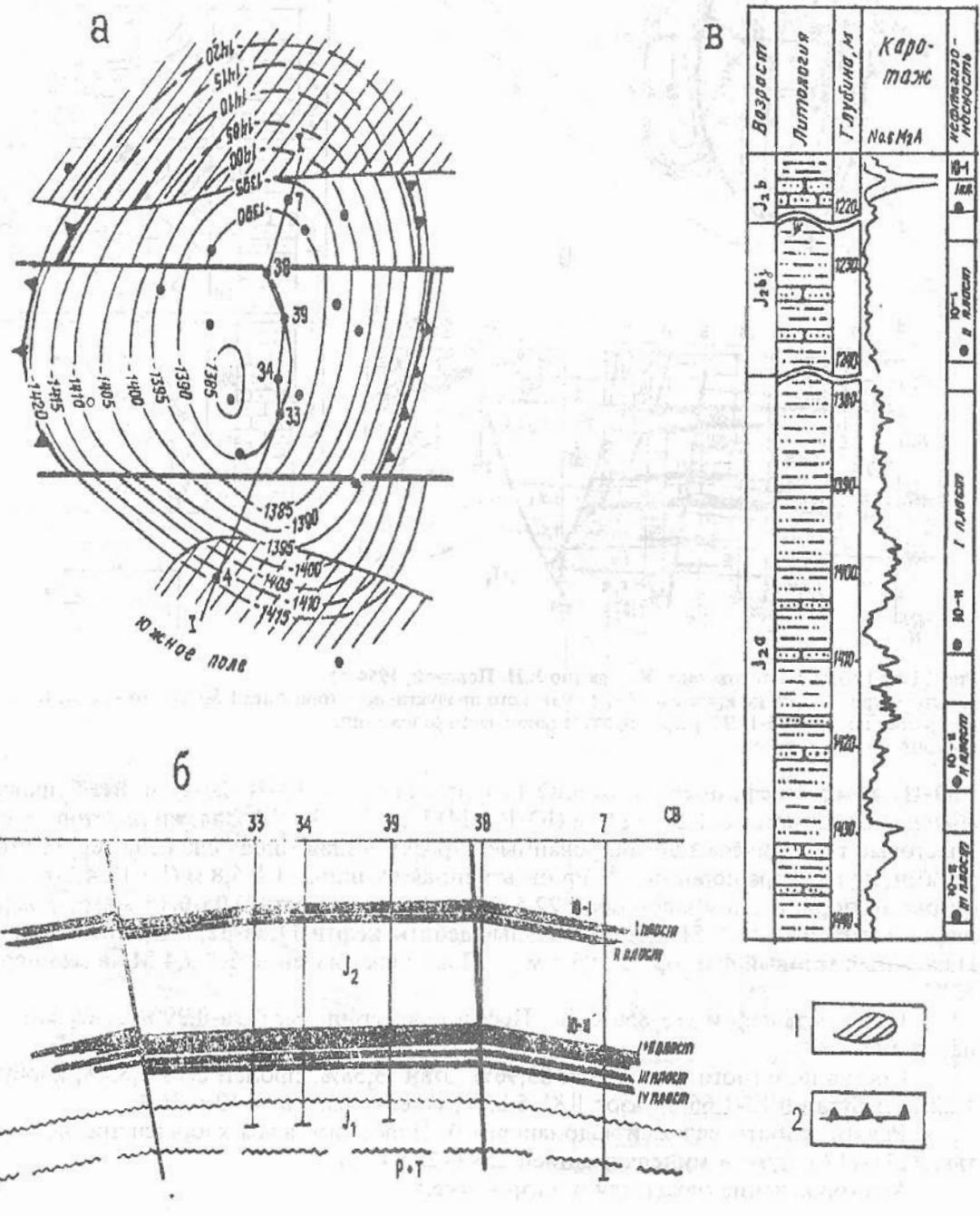


Рис. 72 Нефтяное месторождение Ботахан (по К.Т. Вериной, 1981 г.)

А - структурная карта по кровле пласта I продуктивного горизонта Ю-II; Б - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.

1 - зоны замещения коллектора; 2 - контур нефтеносности.

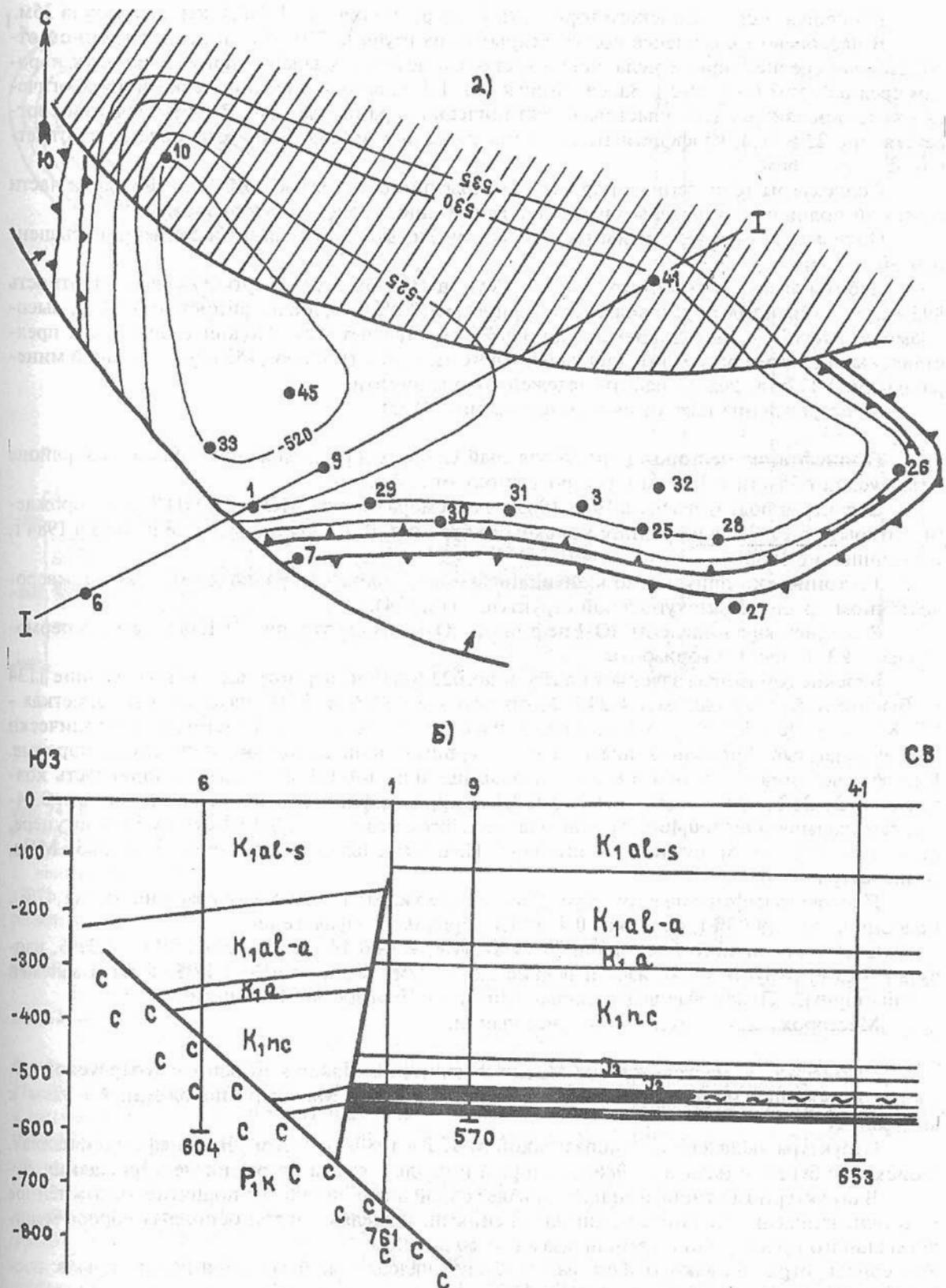


Рис. 73 Нефтяное месторождение Жолдыбай (по данным "Эмбамунайгаз", 1994 г.)

А - структурная карта по I среднеюрскому горизонту; Б - геологический разрез по линии I-I'.

1 - внешний и внутренний контуры нефтеносности.

По кровле I среднеурского горизонта размеры поднятия 1,7x0,47км, амплитуда 25м.

В надсолевом комплексе пород, вскрытых на глубине 720-750м и представленном отложениями средней юры и мела, установлено две нефтяные залежи, приуроченных к породам средней юры (I-J<sub>2</sub>, II-J<sub>2</sub>). Залежь горизонта I-J<sub>2</sub> пластовая, тектонически и литологически экранированная, II-J<sub>2</sub> пластовая, тектонически экранированная. Высоты залежей соответственно 22 и 10м, коэффициенты нефтенасыщенности 0,65. ВНК установлены на отметках -540м и -560м.

Коллекторы терригенные, поровые с открытой пористостью 29%. Для большей части северной половины структуры характерна глинизация коллектора горизонта I-J<sub>2</sub>.

Общая толщина продуктивных горизонтов 7м, эффективная 6м и 5м, нефтенасыщенная 6м и 4,7м.

Дебиты нефти в горизонте I-J<sub>2</sub>-20м<sup>3</sup>/сут, в II-J<sub>2</sub>-5м<sup>3</sup>/сут. Нефти тяжёлые, плотность 892,1кг/м<sup>3</sup> в пластовых условиях, малосернистые (0,2%), малопарафинистые (0,68%), высокосмолистые (18%). Выход фракций до 300%С составляет 20%. Подошвенные воды представлены крепкими рассолами хлоркальциевого типа, плотностью 1153 кг/м<sup>3</sup> и общей минерализацией 177г/л. Режим работы залежей водонапорный.

Месторождение находится в консервации с 1955г.

**Газонефтяное месторождение Жолдыбай Северный** расположено в Макатском районе Атырауской области в 152 км к северо-востоку от г. Атырау.

Структура подготовлена в 1980-1983 гг. сейсморазведкой МОВ и КМПВ. Месторождение открыто в 1982 г. в результате поискового бурения. Разведочное бурение начато в 1984 г. и завершено в 1986 г.

Тектонически приурочено к антиклинальному поднятию, расположенному на северо-восточном крыле солянокупольной структуры. (Рис.74).

В средней юре выделены: Ю-I нефтяной, Ю-II газонефтяной, Ю-III газовый, в пермом-триасе - PT-I газовый горизонты.

Юрские горизонты залегают на глубинах 623,6-848 м, пермомарксовый на глубине 1134 м. Высота нефтяных залежей 4-28,7 м, газовых - 3,8-40,6 м. ВНК находится на отметках - 657-840 м, ГВК - 857,5-1163,4 м. Залежи пластовые, сводовые и пластовые, тектонически экранированные. Горизонты представлены терригенными породами, коллектора поровые. Нефтенасыщенная толщина 5,8-6 м, газонасыщенная 1,4-1,9 м; открытая пористость коллекторов 21-31%, проницаемость 0,139-0,838 мкм<sup>2</sup>; коэффициенты нефтенасыщенности 0,54-0,6, газонасыщенности 0,46-0,54. Начальные дебиты нефти 2,5-40,3 м<sup>3</sup>/сут на 5 мм штуцере, газа - 10,6-77,6 тыс. м<sup>3</sup>/сут на 5 мм штуцере. Начальное пластовое давление 6,27-10,35 МПа, температура 36-42°C.

Плотность нефти в пластовых условиях 881-885 кг/м<sup>3</sup>. Нефти малопарафинистые (1,47%), малосмолистые (9,03%), содержат 0,4-0,57% серы, 0,24 асфальтенов.

Состав свободного газа: метан 79,74-87,64%, этан 0,49-6,18%, пропан 0,65-2,31%, изобутан 0,23%, н-бутан 0,2%, азот и редкие 2,5-18,77%, водород 0,36-1,17%. Режим залежей водонапорный. Пластовые воды хлоркальциевые с плотностью 1120 кг/м<sup>3</sup>.

Месторождение находится в консервации.

**Газонефтяное месторождение Матин** находится в Макатском районе Атырауской области. Ближайшим населённым пунктом является посёлок Макат, расположенный в 32км к юго-западу.

Структура выявлена сейсморазведкой МОГТ в 1980г. трестом "Эмбанефтегеофизика". Поисковое бурение начато в 1986г., который и явился годом открытия месторождения.

В структурном отношении представляет собой антиклинальное поднятие, осложнённое многочисленными тектоническими нарушениями. Выделяются три основных сброса меридионального простиранья с амплитудами от 60 до 100м.

Эти сбросы ограничивают грабен, разделяющий надсолевые отложения на три крыла: восточное, северо-западное и южное (Рис.75).

Нефтегазоносность связана на северном поле восточного крыла с неокомскими (горизонты I и II) и среднеурскими отложениями (I, II, III, IV). Глубина залегания соответственно 467-576 и 600-767 м.

На южном поле восточного крыла выявлен продуктивный горизонт в отложениях пермомаркса. На северо-западном крыле продуктивны отложения апта (горизонты II, III) и породы средней юры (J-IV). На южном крыле продуктивны только отложения аптского го-

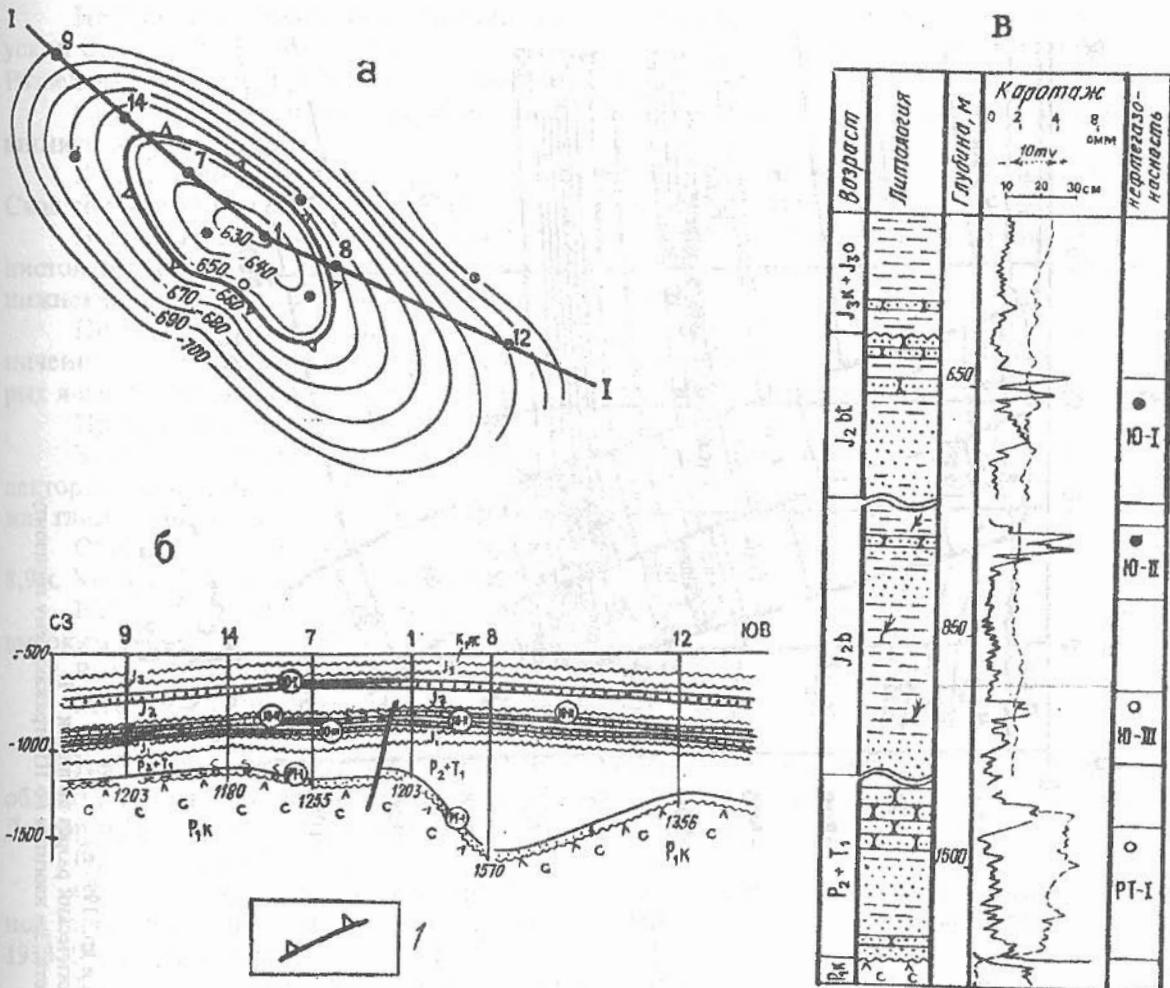


Рис. 74 Газонефтяное месторождение Жолдыбай Северный (по В.И. Чен, 1985 г.)  
А - структурная карта по кровле юрского горизонта Ю-І; Б - геологический профиль по линии І-І; В - разрез продуктивной части отложений.  
1 - контур нефтегазоносности.

ризонта.

Высота залежей колеблется от 50 до 100 м. Тип залежей - пластовые, сводовые, экранированные тектонически и литологически.

Эффективные мощности горизонтов изменяются от 3 до 7 м на восточном крыле и от 8 до 10 м на южном.

Основная часть коллекторов представлена мелкозернистыми, глинистыми, слабокарбонатными алевролитами с открытой пористостью от 24 до 31%. Наименьшая пористость 18,5% отмечена в пермотриасе. Проницаемость продуктивных горизонтов 0,31 - 0,61 мкм<sup>2</sup> - в меловых отложениях и 0,041-0,29 мкм<sup>2</sup> - в среднеюрских. Начальные пластовые давления 6,04-10,38 МПа, температура 12-36°C. Дебиты нефти 4,57-36,9 т/сут, на восточном крыле они ниже - от 4 до 21,5 т/сут.

Нефти месторождения относятся к маловязким, малопарафинистым, малосернистым, высокосмолистым. Плотность сепарированной нефти 884-899 кг/м<sup>3</sup>. Выход фракций до 300°C составляет 31,5%.

Газосодержание 0,53-14,4 м<sup>3</sup>/т. В пермотриасовой залежи нефть очень легкая плотностью 762 кг/м<sup>3</sup>, содержит до 10% смол. Выход фракций до 300°C достигает 77%.

Свободный газ продуктивных пластов неокома и юры состоит на 85% из метана. Плотность газа по воздуху 0,647.

Пластовые воды хлоркальциевого типа. Режим работы залежей водонапорный.

Месторождение введено в разработку в 1995 г.

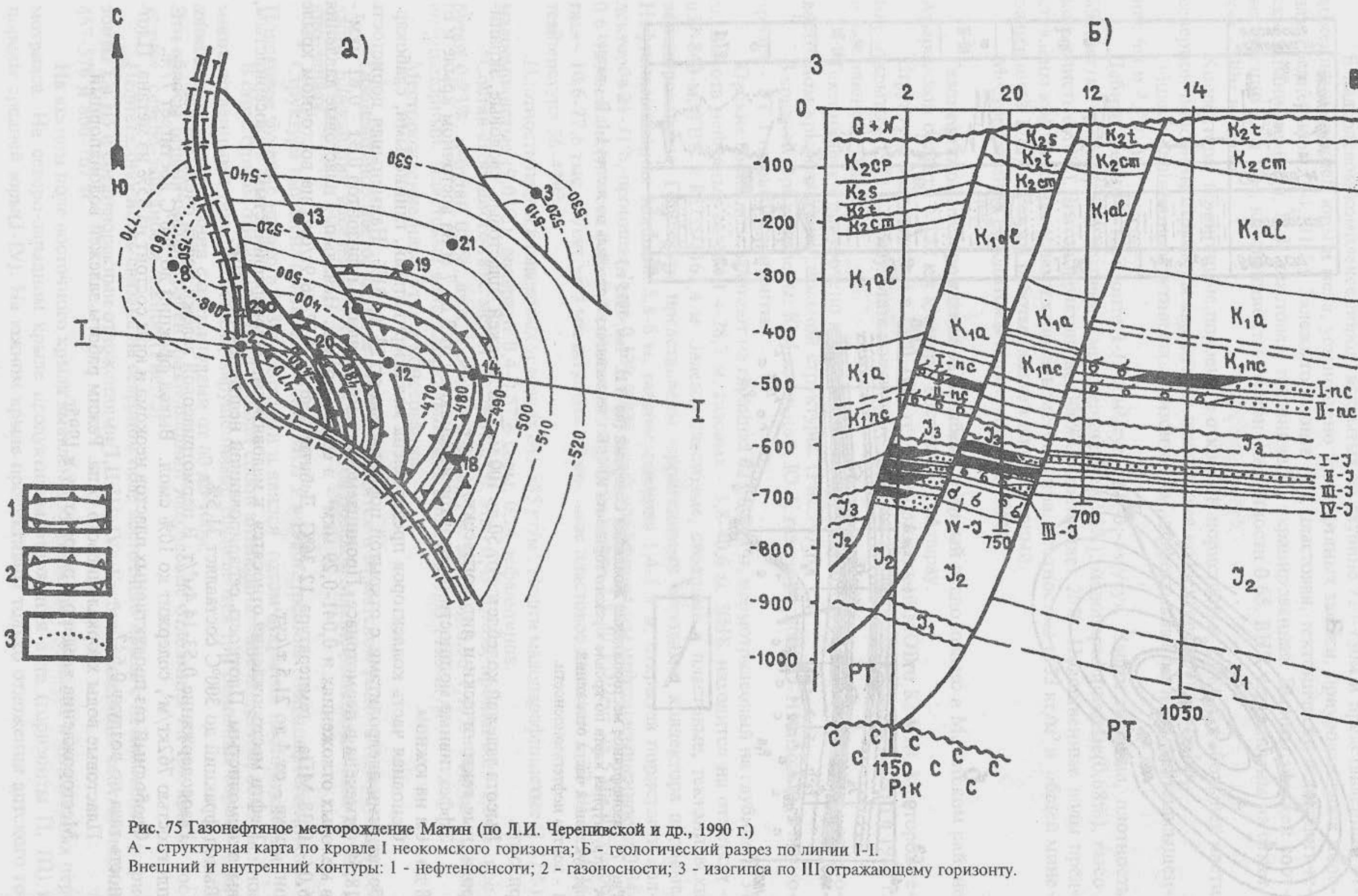


Рис. 75 Газонефтяное месторождение Матин (по Л.И. Черепивской и др., 1990 г.)

А - структурная карта по кровле I неокомского горизонта; Б - геологический разрез по линии I-I'.

Внешний и внутренний контуры: 1 - нефтеносности; 2 - газоносности; 3 - изогипса по III отражающему горизонту.

**Нефтяное месторождение Толеген (Тюлегень)** находится в Макатском районе Атырауской области, в 25 км к югу от ж/д станции Доссор. Открыто в 1937г. разведочной скв.3. Разведочные работы проводились с 1937г. по 1940г.

Структура подготовлена региональными геолого-геофизическими работами, проводившимися в 1926-1959гг.

В тектоническом плане связано с соляным куполом северо-западной ориентировки. Свод соляного купола на глубине 150-200м имеет размеры 15x10км.

Надсолевые отложения вскрыты на глубине 630-200м. Представлены они песчано-глинистой толщей пород пермотриасового, юрского и мелового возрастов. Пермотриасовые и нижнеюрские отложения выклиниваются к своду купола.

По кровле апт-неокомского горизонта структура представляет собой полусвод, ограниченный с севера, запада и востока сбросами делящими поднятие на поля, одним из которых является узкий грабен, где установлена промышленная нефтенасыщенность (Рис.76).

Продуктивность связана с апт-неокомским горизонтом.

Залежь пластовая, тектонически экранированная. ВНК отбит на отметке - 160 м. Коллектор поровый, представлен песчаниками с открытой пористостью 28%. Покрышкой служат глины толщиной 10 м.

Общая толщина продуктивного горизонта 28м, эффективная 14м, нефтенасыщенная 8,9м. Коэффициент нефтенасыщенности 0,68.

Нефть в пластовых условиях тяжелая с плотностью 926 кг/м<sup>3</sup>, малосернистая 0,28%, с высоким содержанием силикагелевых смол 37,5%.

Выход фракций до 300°C не превышает 17%.

Месторождение находится в консервации с 1994 г.

**Нефтяное месторождение Жингилды** расположено в Макатском районе Атырауской области, в 20 км севернее ж/д станции Макат. В 10км южнее находятся месторождения Доссор и Доссор Юго-западный, в 15км к западу-Танатар.

Открыто в 1939г. Первооткрывательница - скважина 1.

Структура подготовлена региональными геолого-геофизическими работами (маршрутной геофизической съемкой-1939г., гравиметрическими и электрометрическими работами-1933-1941гг., сейсморазведкой 1954-1958гг.)

Приурочено к соляной структуре, представляющей собой скрытопрорванный соляной купол, свод которого вытянут с северо-запада на юго-восток (Рис.77). Глубина залегания галогенных пород в своде 400м, на склонах до 1000м. Узкими грабенами купол разбит на крылья-северное, северо-восточное и юго-западное. В пределах юго-западного крыла установлена промышленная нефтенасыщенность. Крыло разбито сбросами на поля: западное, центральное и восточное. В пределах центрального поля, рассеченного продольными сбросами, выделяются блоки, в которых нефтеносны отложения апта, неокома и средней юры. На восточном поле (скв. 1) продуктивны отложения апта. Всего насчитывается до 10 нефтеносных пластов. По характеру залегания все залежи пластовые, тектонически экранированные. Глубина залегания горизонтов от 135 до 500м.

Коллекторы поровые, литологически представлены песчаниками с открытой пористостью от 29 до 34%. Покрышками залежей являются глинистые породы. Общая толщина продуктивных пластов аптских залежей от 5 до 10м, неокомских от 5,6 до 13 м, юрских от 4,3 до 7 м; эффективная от 4 до 8,5 м, от 4 до 9 м, и от 3 до 4 м соответственно; нефтенасыщенная от 2,2 до 5 м, от 3,8 до 5,2 м, и от 1,3 до 2,9 м соответственно. Водонефтяные контакты залежей различных пластов установлены в пределах отметок от -139 до -472 м. Глубина залегания нефтяных горизонтов в сводовых частях в апте от 125 до 170 м, в неокоме от 209 до 253 м, в средней юре от 330 до 465 м.

Высота нефтяных частей залежей изменяется от 7 до 31 м. Коэффициенты нефтенасыщенности 0,55 - 0,68. Дебиты нефти в залежах апта 0,5 -3м<sup>3</sup>/сут, средней юры 0,4-12м<sup>3</sup>/сут.

Нефти нижнемеловых отложений тяжелые, плотностью от 895 до 906 кг/м<sup>3</sup>, малосернистые (0,34%), сильносмолистые (12-34%), малопарафинистые(1,05%).

Нефти среднеюрских залежей по плотности значительно легче от 875 до 881кг/м<sup>3</sup>, они также малосернистые и малопарафинистые (1,67-1,77%). Содержание силикагелевых смол в них изменяется от 10 до 14,5%.

Выход фракций до 300°C в нефтях нижнего мела колебается от 5 до 20%, в среднеюрских нефтях он достигает 25,5%.

Режим залежей слабоводонапорный с переходом в гравитационный.

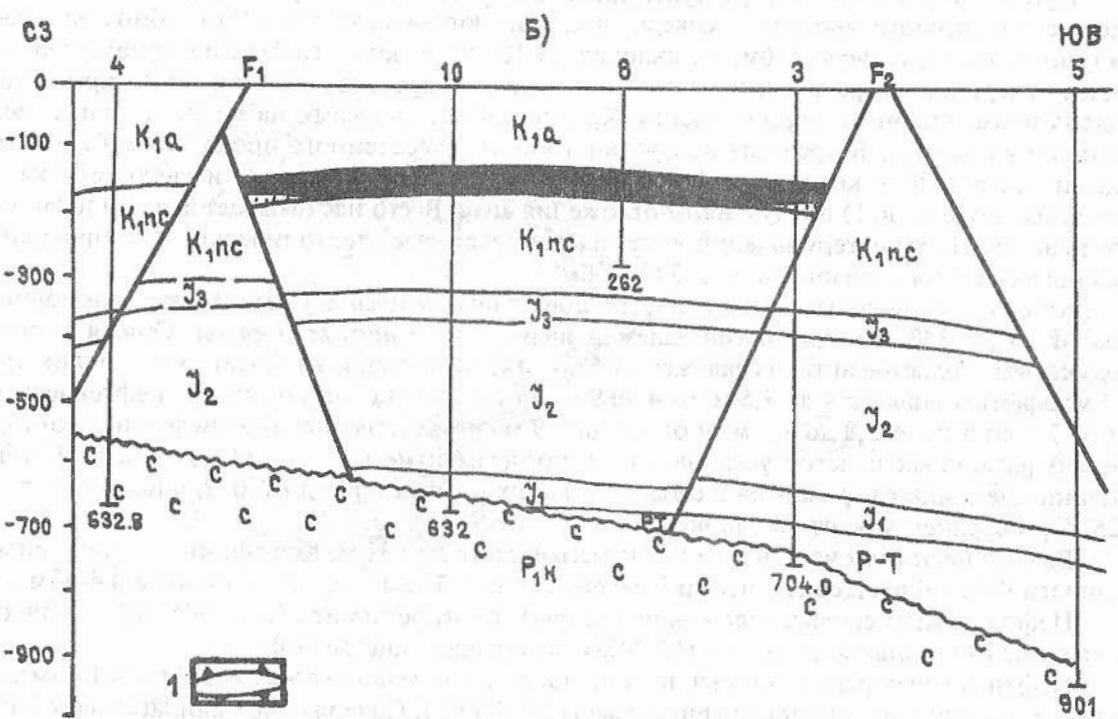
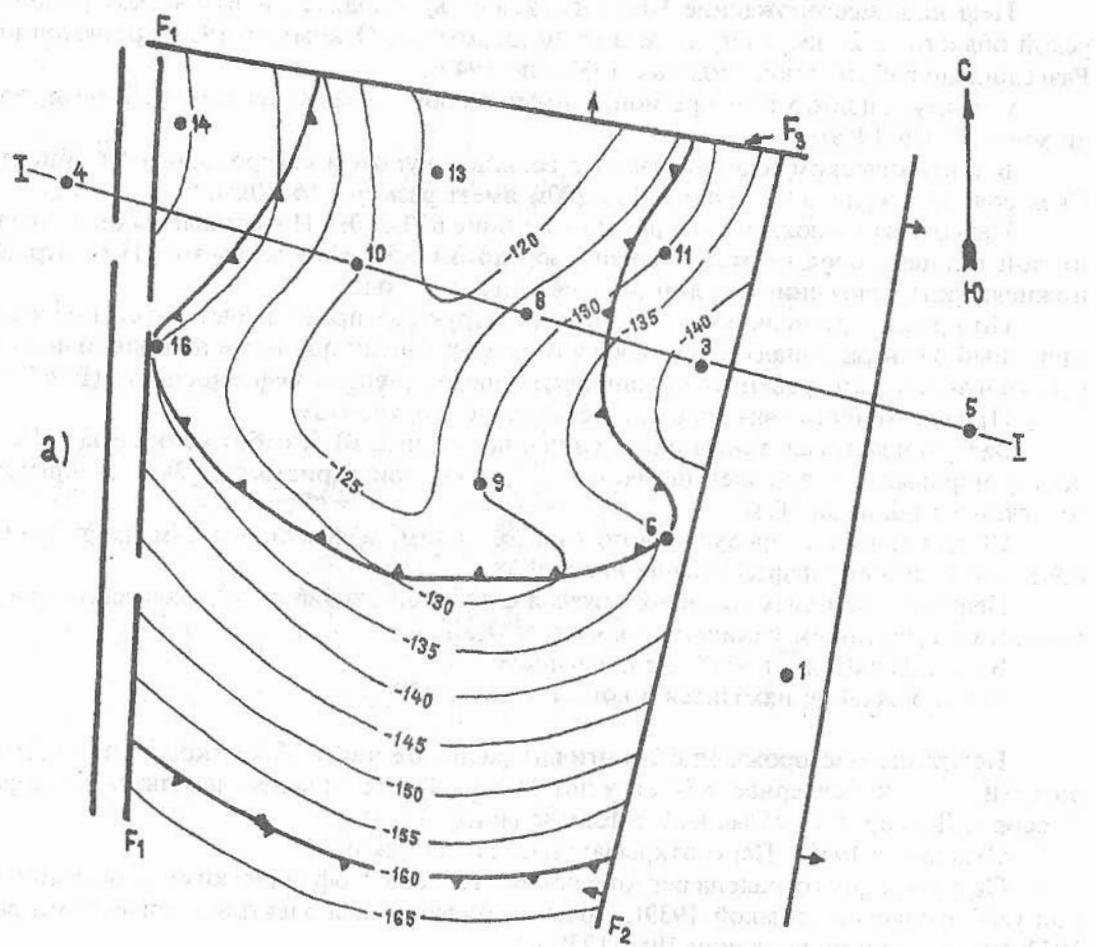


Рис. 76 Нефтяное месторождение Толеген (по данным ПО "Эмбанефть", 1992 г.)  
 А - структурная карта по кровле апт-исокомского продуктивного горизонта; Б - геологический разрез по линии I-I'.  
 1 - внешний и внутренний контуры нефтеносности.

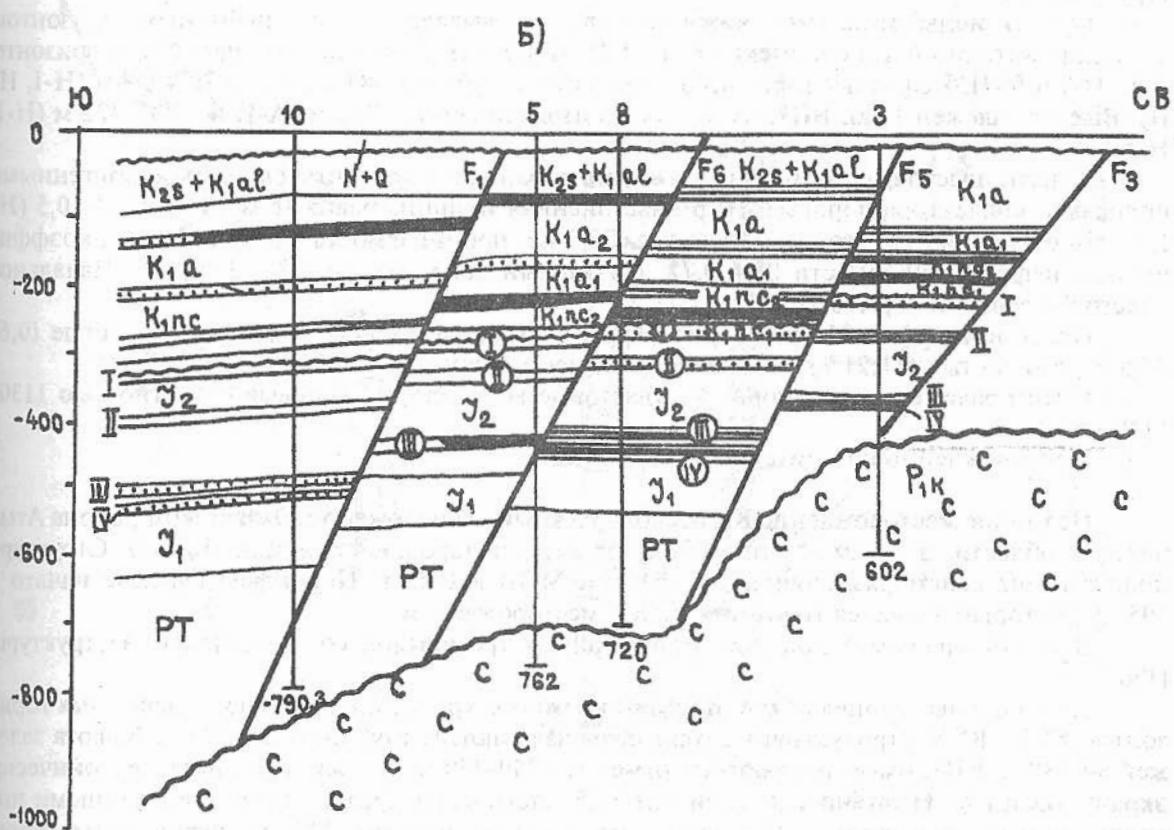
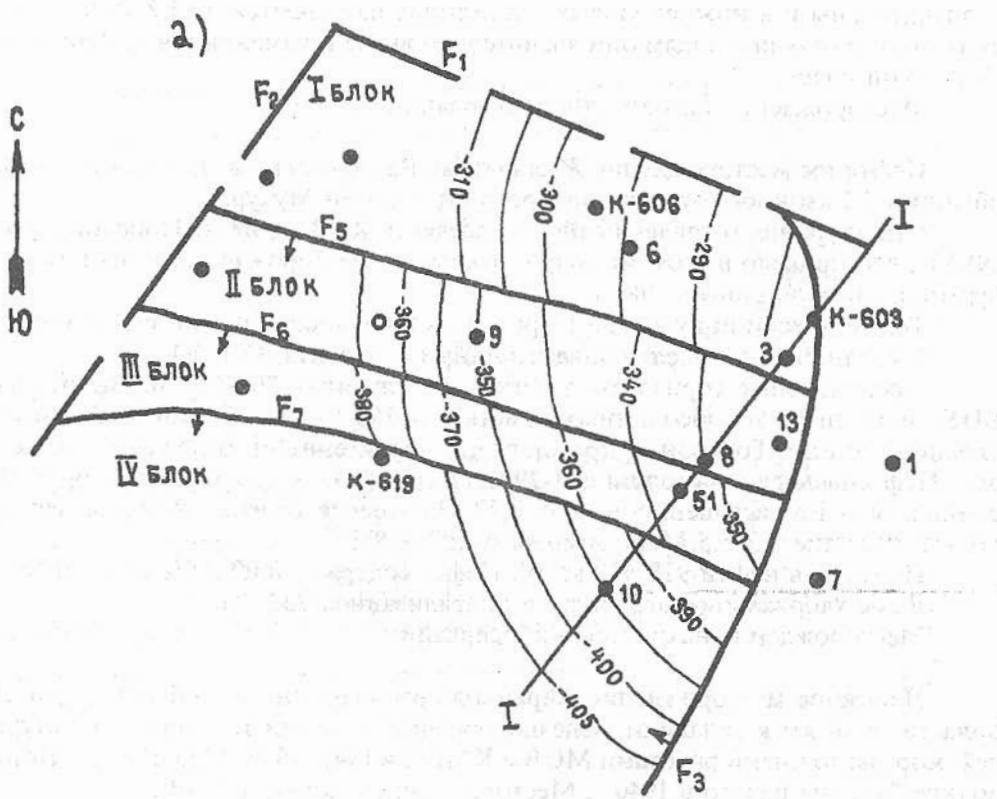


Рис. 88 Нефтяное месторождение Жингилды (по Л.И. Черепивской, 1992 г.)  
 А - схематическая структурная карта по II среднеуральскому горизонту; Б - геологический разрез по линии I-I.

Подошвенные воды хлоркальциевого типа, плотностью 1095-1163 кг/м<sup>3</sup>. Дебиты вод незначительны и в нижнемеловых отложениях изменяются от 0,2 до 6 м<sup>3</sup>/сут. В среднеюрских отложениях по блокам они значительно выше и изменяются от 4 до 27 м<sup>3</sup>/сут. (II блок, IV юрский пласт).

Месторождение находится в консервации.

**Нефтяное месторождение Жиланкабак** расположено в Эмбенском районе Атырауской области в 35 км к югу от железнодорожной станции Мукур.

Структура подготовлена сейсморазведкой МОВ в 1960 г. Поисковое бурение начато в 1980 г., что привело в этом же году к открытию месторождения и постановке разведочного бурения, завершенного в 1981 г.

Тектонически приурочено к трехкрылой солянокупольной структуре. (Рис.78).

В средней юре выделено два нефтяных горизонта Ю-І, Ю-ІІ.

Продуктивные горизонты залегают на глубинах 203-610 м. Высота залежей 3-94 м. ВНК проводится на абсолютных отметках - 166-580 м. Залежи пластовые, тектонически экранированные. Горизонты представлены терригенными отложениями, коллектора поровые. Нефтенасыщенная толщина 3-29 м. Открытая пористость коллекторов 27-30,5%. Коэффициенты нефтенасыщенности 0,55-0,72. Начальные дебиты 4,8-17,4 м<sup>3</sup>/сут. Начальное пластовое давление 1,3-5,5 МПа, температура 23-28°С.

Плотность нефти 918-920 кг/м<sup>3</sup>. Нефть содержит 0,09-0,9% серы, 0,56% парафина.

Воды хлоркальциевого типа с минерализацией 232 г/л.

Месторождение находится в консервации.

**Нефтяное месторождение Айранколь** расположено в Эмбенском районе Атырауской области, в 40 км к западу от железнодорожной станции Кулсары. Структура подготовлена сейсморазведочными работами МОВ и КМВП в 1940, 1943, 1955-1957 гг. Поисковое и разведочное бурение начато в 1940 г. Месторождение открыто в 1944 г.

В тектоническом отношении представляет собой двухкрылую солянокупольную структуру.(Рис.79).

Продуктивны отложения нижнего мела, где выделено шесть нефтяных горизонтов: альбский, аптский А-І, неокомские Н-І, Н-ІІ, Н-ІІІ и Н-V. Основными являются горизонты А-І, Н-І и Н-ІІ. Нефтяные горизонты залегают на глубинах 684 м (А-І) и 707-748 м (Н-І, Н-ІІ). Высота залежей 12 м. ВНК имеет абсолютные отметки - 713 м (А-І) и - 737-772 м (Н-І, Н-ІІ).

Залежи пластовые, тектонически экранированные. Горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. Нефтенасыщенная толщина равна 16 м (А-І) и 5,3-10,5 (Н-І, Н-ІІ), открытая пористость коллекторов 33-34%, проницаемость 0,06-0,387 мкм<sup>2</sup>, коэффициенты нефтенасыщенности 0,64-0,72. Начальный дебит нефти 1,3-7,3 м<sup>3</sup>/сут. Начальное пластовое давление 7,01-8,26 МПа.

Плотность нефти 913-949 кг/м<sup>3</sup>. Нефти сернистые (0,64%), малопарафинистые (0,6-0,75%), смолистые (11,21%), содержат 4,49% асфальтенов.

Режим залежей водонапорный. Пластовые воды хлоркальциевые с плотностью 1130-1140 кг/м<sup>3</sup>.

Месторождение находится в консервации.

**Нефтяное месторождение Камысколь Южный** расположено в Эмбенском районе Атырауской области, в 10 км к юго-востоку от железнодорожной станции Доссор. Структура подготовлена сейсморазведочными работами МОВ в 1945 г. Поисковое бурение начато в 1957 г., который и явился годом открытия месторождения.

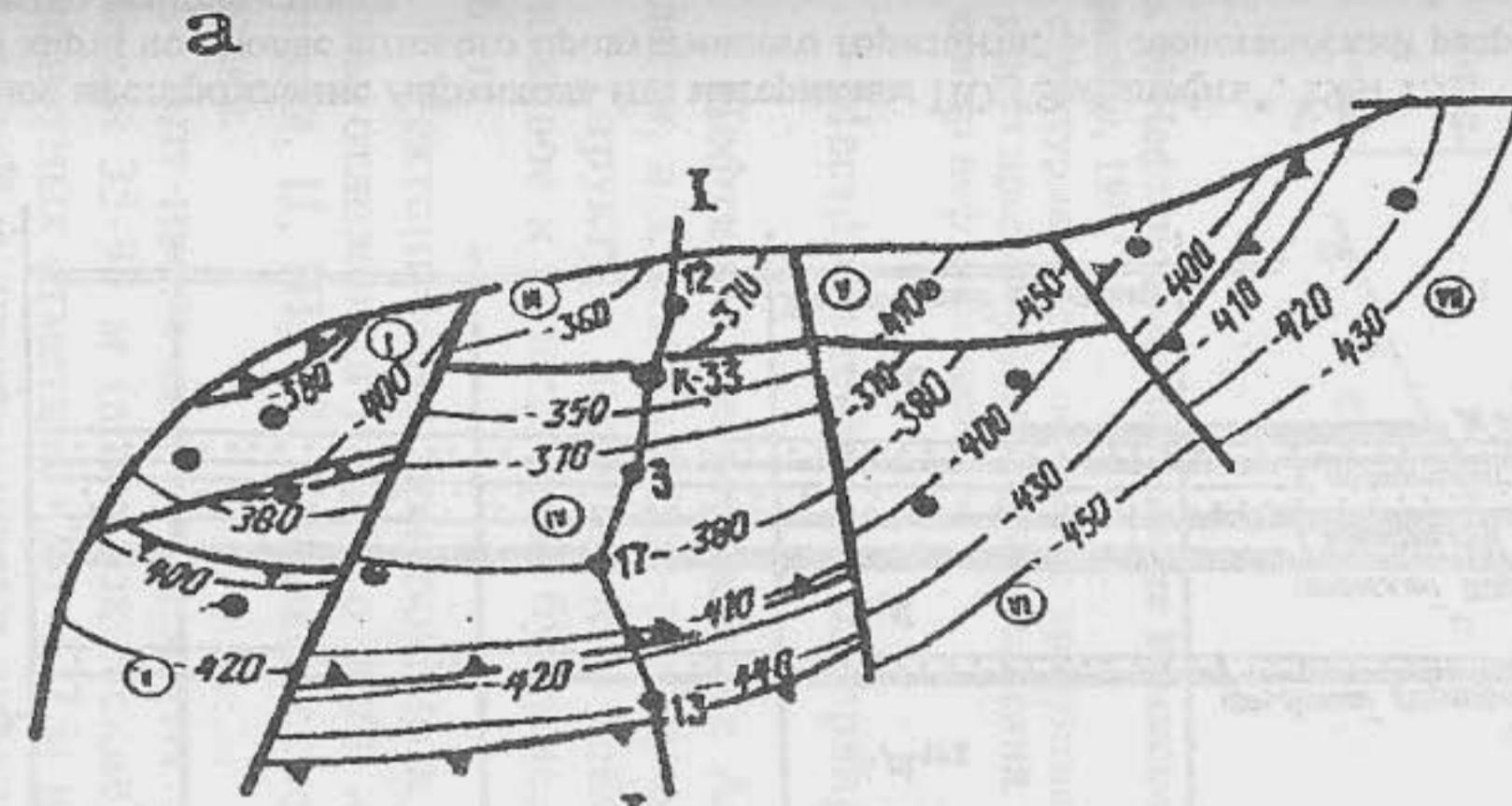
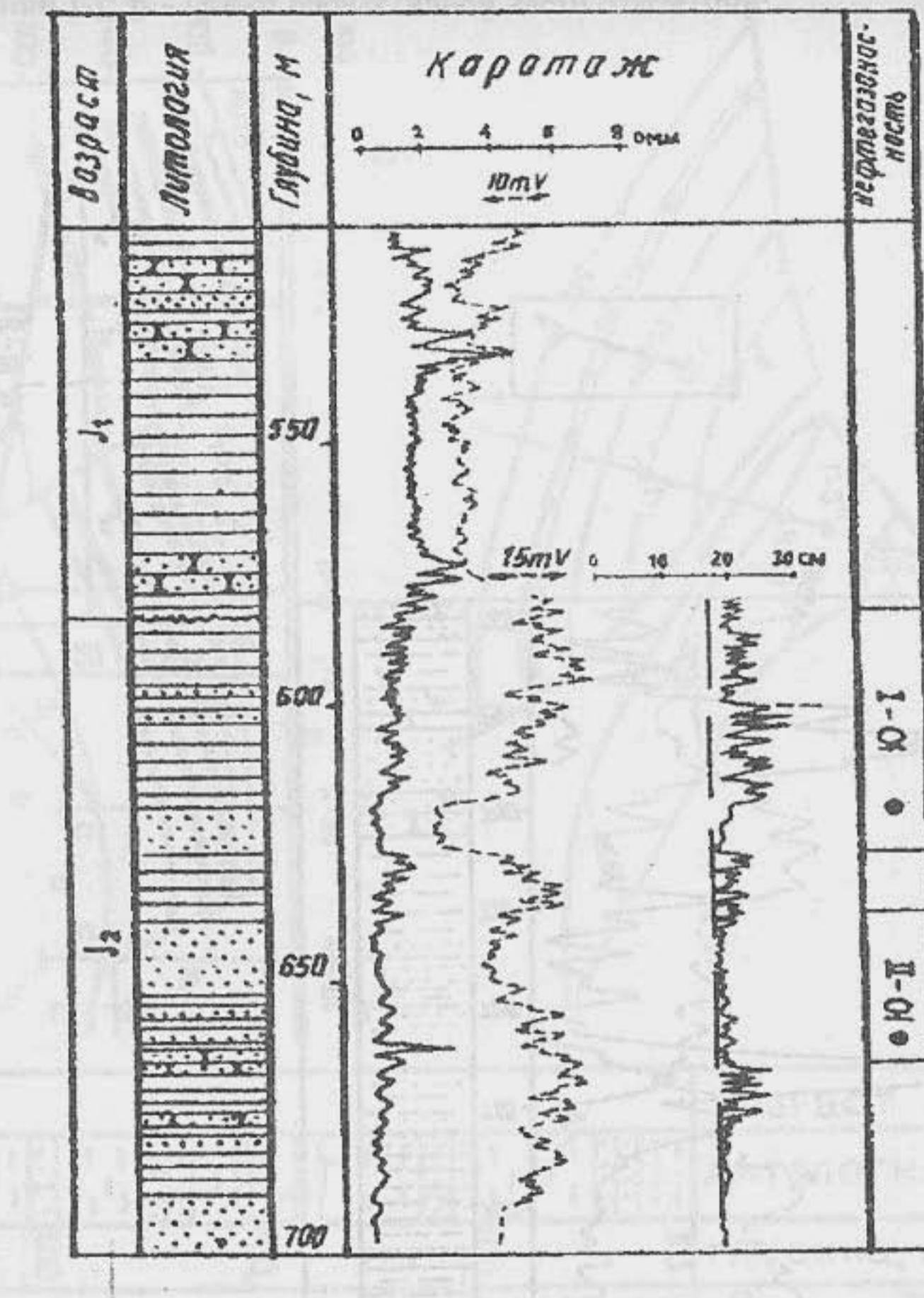
В тектоническом отношении приурочено к трехкрылой солянокупольной структуре. (Рис.80).

Нефтеносны среднеюрские отложения южного крыла, где выделено 5 нефтяных горизонтов Ю-І - Ю-V. Продуктивные горизонты залегают на глубинах 133-229 м. Высота залежей 60-180 м. ВНК имеет абсолютные отметки - 240-350 м. Залежи пластовые, тектонически экранированные. Нефтеносные горизонты литологически представлены терригенными породами, коллектора поровые. Открытая пористость коллекторов 20%, коэффициенты нефтенасыщенности 0,75. Начальные дебиты нефти 0,8-9,2 м<sup>3</sup>/сут.

Плотность нефти 880 кг/м<sup>3</sup>.

Пластовые воды хлоркальциевые с плотностью 1044-1055 кг/м<sup>3</sup>.

В



Б

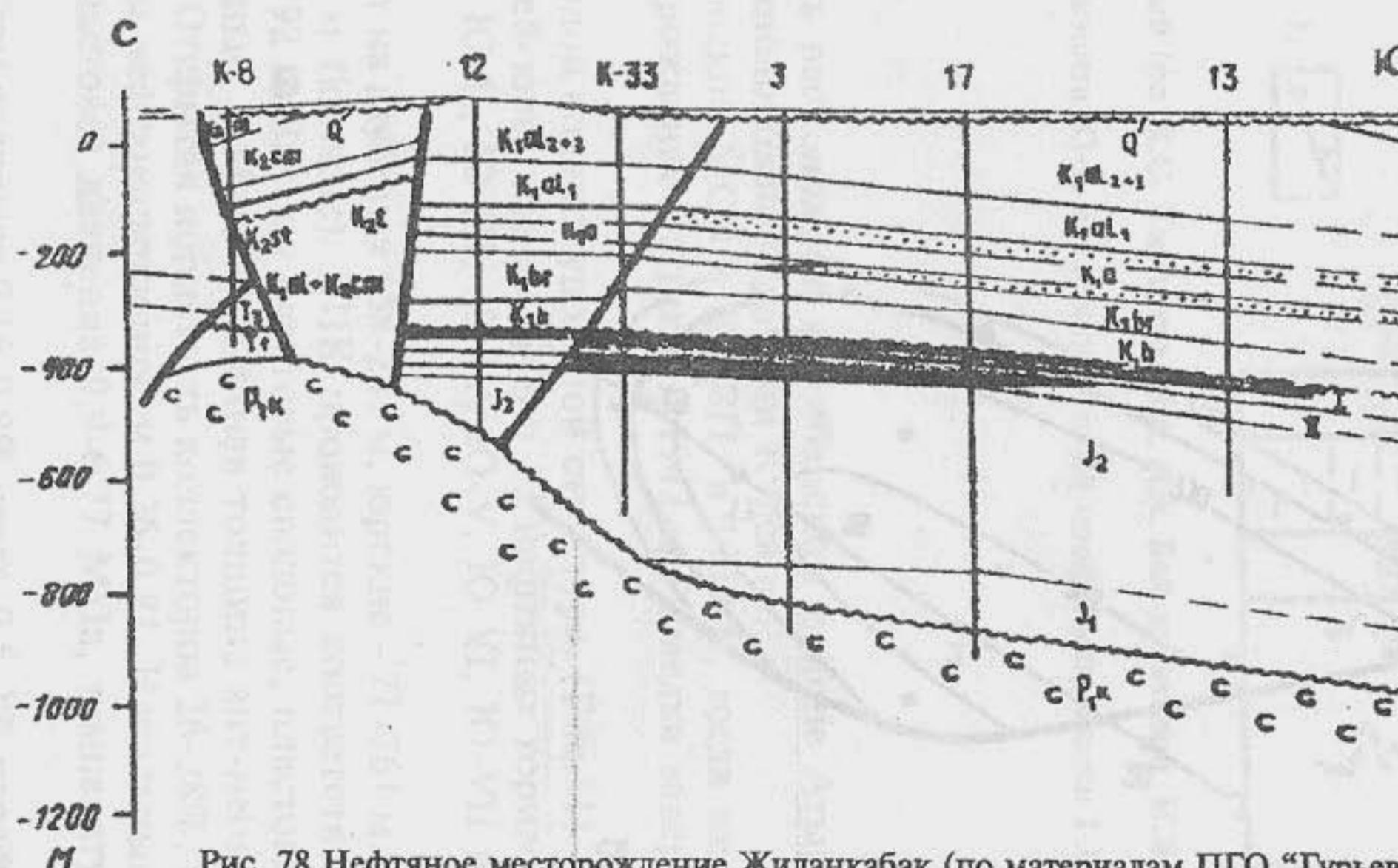


Рис. 78 Нефтяное месторождение Жиланкабак (по материалам ПГО "Турьевнефтегазгеология")

А - структурная карта по кровле продуктивного горизонта Ю-І; Б - геологический профиль по линии І-І; В - разрез продуктивной части отложений.  
Контуры нефтеносности: 1 - внутренний, 2 - внешний; римские цифры на карте - номенклатура блоков месторождения.

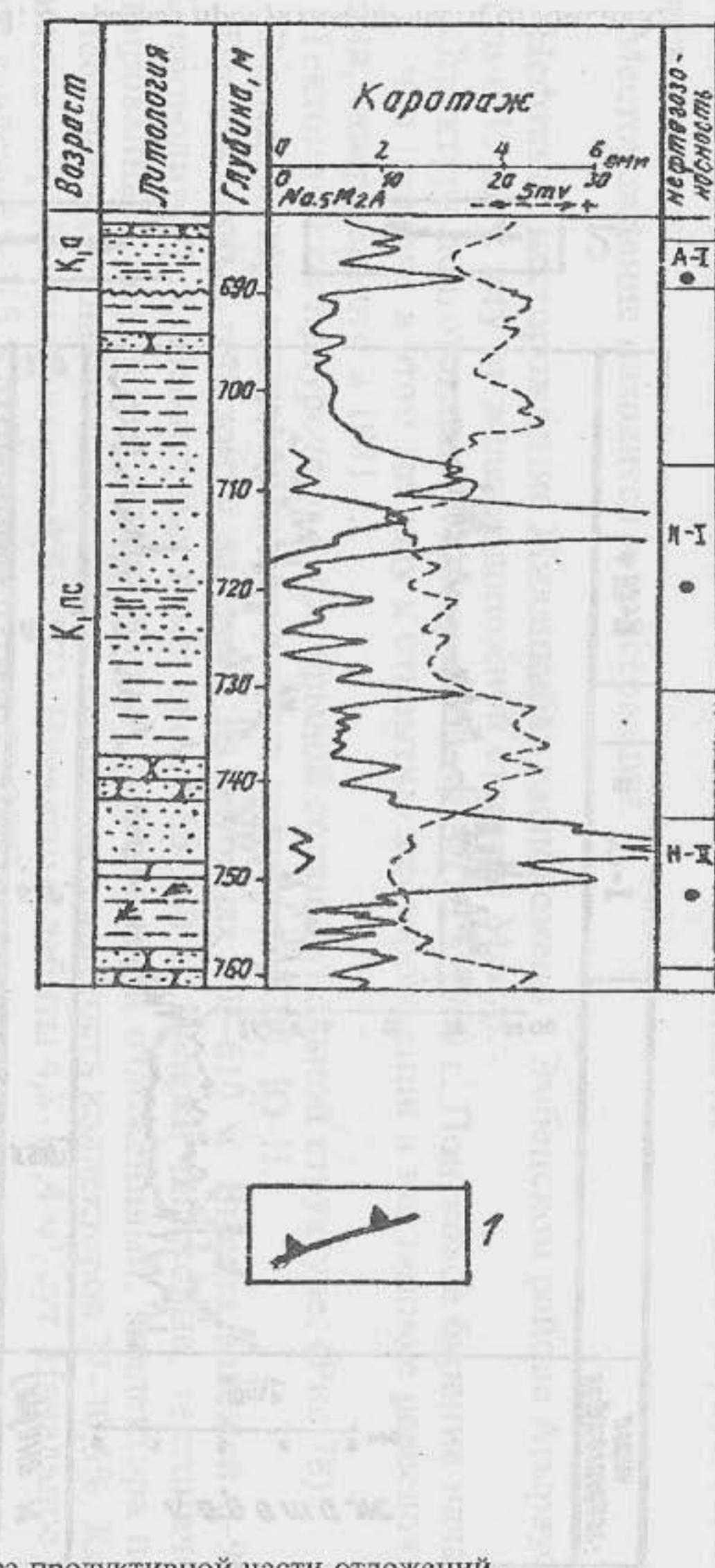
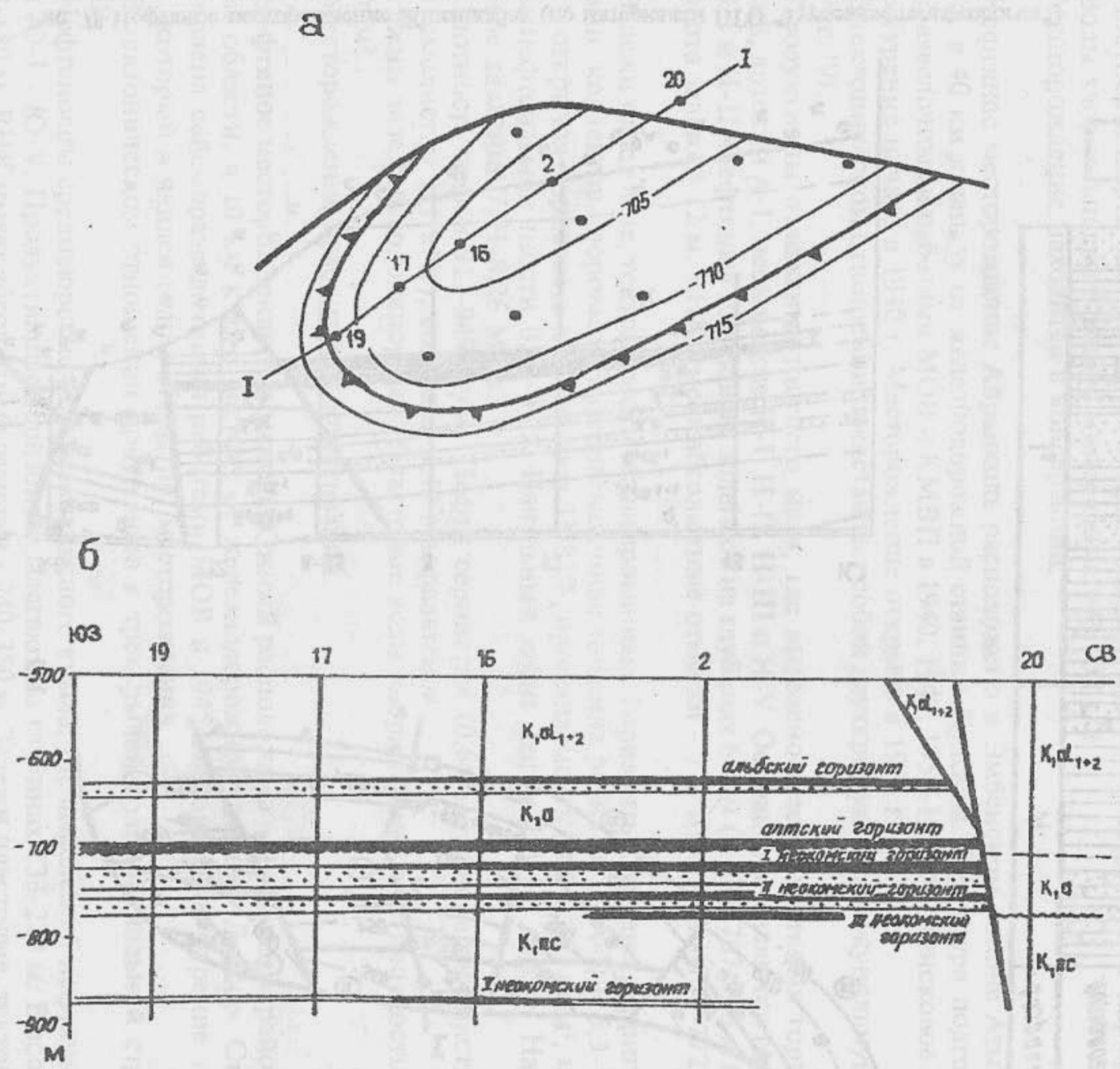


Рис. 79 Нефтяное месторождение Айранколь (по материалам ПО "Эмбанефть", 1981 г.)

А - структурная карта по кровле аптского продуктивного горизонта; Б - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.  
1 - внешний контур нефтеносности.

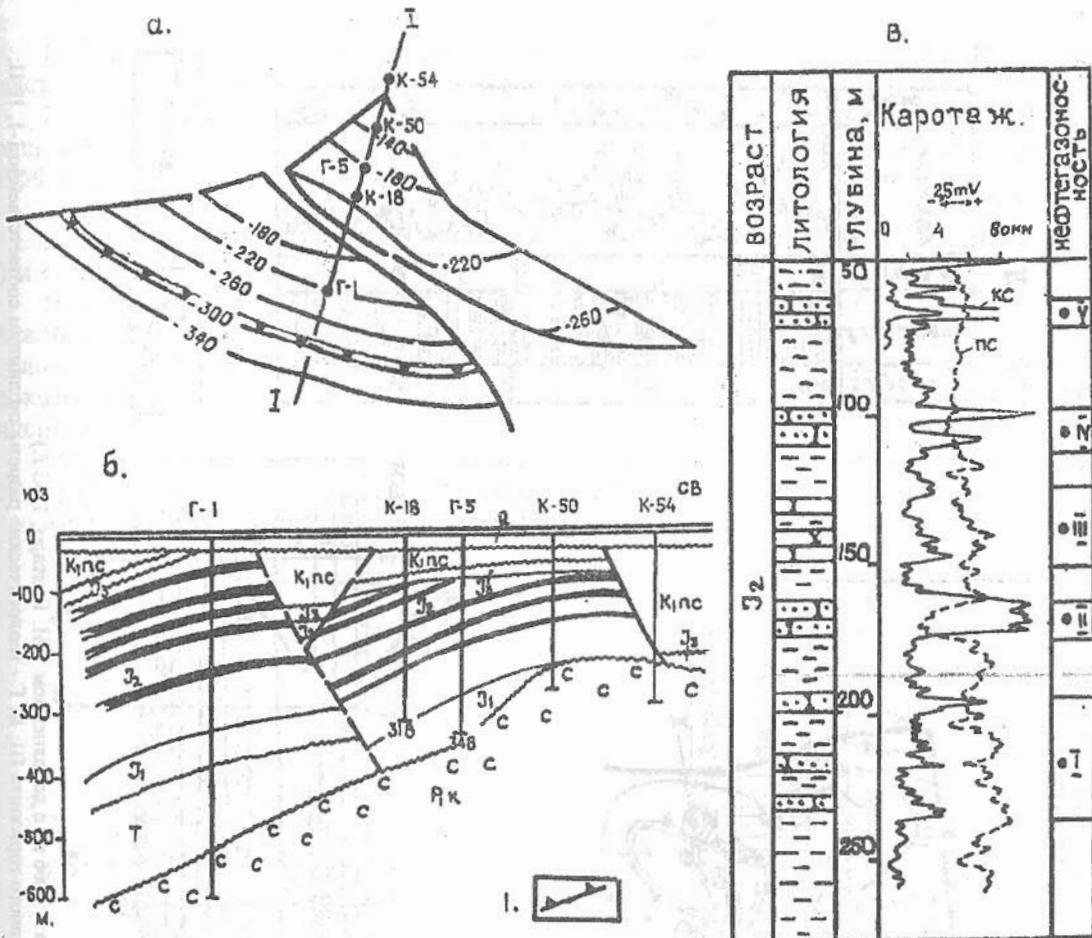


Рис. 80 Нефтяное месторождение Камысколь Южный (по Ж.С. Карымсаковой, А.А. Байдаулетовой, Н.Ж. Сиражеву, 1989 г.)

А - структурная карта по кровле продуктивного горизонта Ю-І; Б - геологический профиль по линии І-І;  
В - разрез продуктивной части отложений.

1 - контур нефтеносности.

Месторождение законсервировано.

Нефтяное месторождение Алтыколь расположено в Эмбенском районе Атырауской области, в 35 км к северо-западу от железнодорожной станции Кулсары.

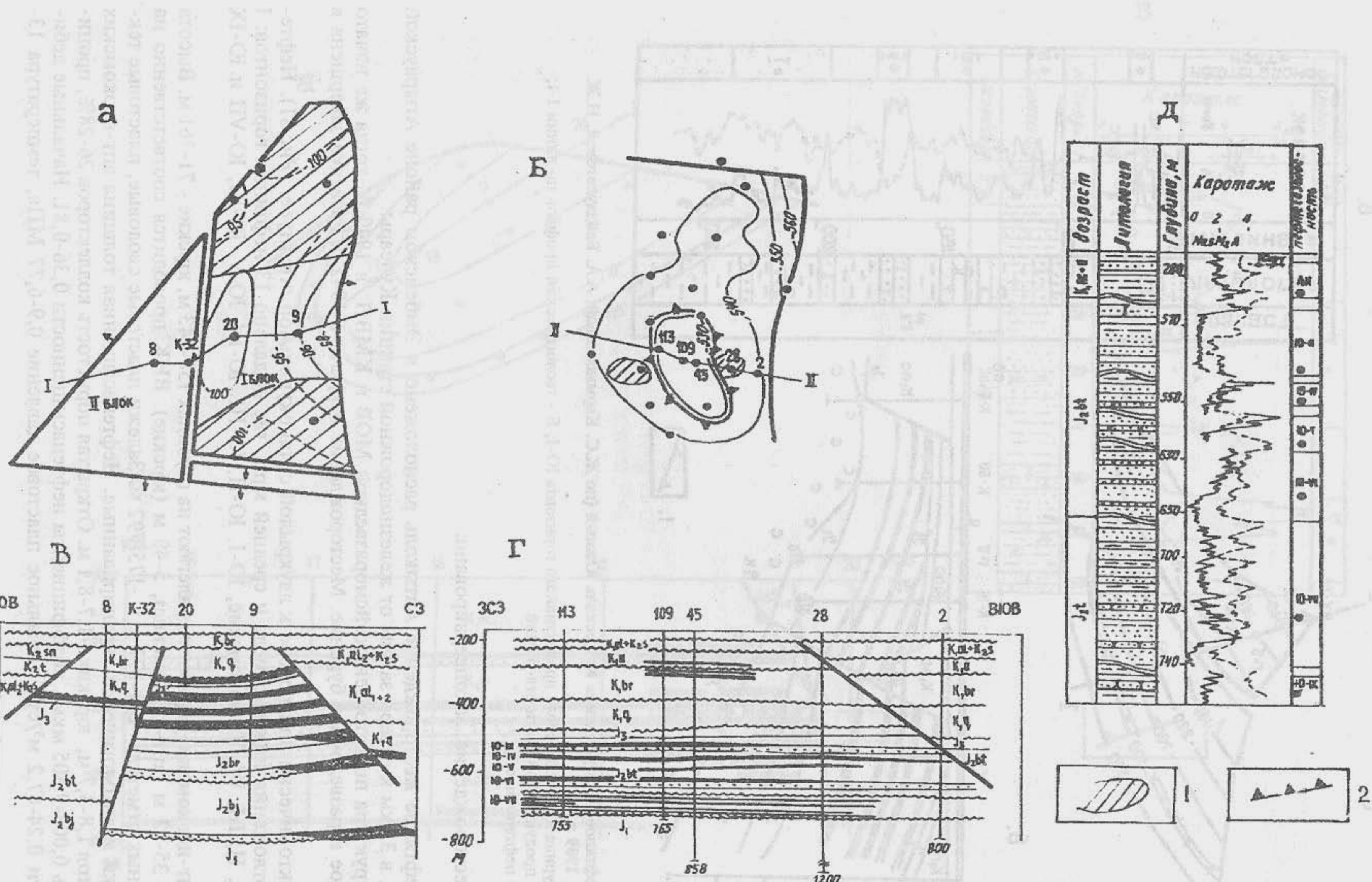
Структура подготовлена сейсморазведкой МОВ и КМВП в 1940 г., тогда же начато поисковое и разведочное бурение. Месторождение открыто в 1942 г. Разведка завершена в 1961 г.

Тектонически приурочено к двукрылой солянокупольной структуре. (Рис.81). Нефтеносны отложения нижнего мела и средней юры, где выделено 13 нефтяных горизонтов: I аптский, II, III, IV, V неокомские, Ю-І, Ю-ІІ, Ю-ІІІ, Ю-ІV, Ю-V, Ю-VI, Ю-VII и Ю-IX юрские.

Апт-неокомские горизонты залегают на глубинах 158-243 м, юрские - 71-761 м. Высота залежей 35-93 м (апт-неокомские), 5-49 м (юрские). ВНК проводится соответственно на абсолютных отметках -261-277 м и -175-792 м. Залежи пластовые сводовые, пластовые тектонически и литологически экранированные. Нефтенасыщенная толщина апт-неокомских горизонтов 1,8-3,7 м, юрских - 1,7-8,1 м. Открытая пористость коллекторов 26-28%, проницаемость 0,008-9,805 мкм<sup>2</sup>, коэффициенты нефтенасыщенности 0,36-0,81. Начальные дебиты нефти 0,24-67,2 м<sup>3</sup>/сут. Начальное пластовое давление 0,9-6,77 МПа, температура 13-38°C.

Плотность нефти 810-830 кг/м<sup>3</sup>. Нефти содержат 0,16-0,8% серы, 0,5-2% парафина.

Режим залежей водонапорный. Пластовые воды хлоркальциевые с плотностью 1056-1550 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 73,18-180,4 г/л.



Месторождение находится в разведке.

**Нефтяное месторождение Каратайкыз** расположено в Эмбенском районе Атырауской области, в 85 км к востоку от железнодорожной станции Доссор.

Подготовлено структурно-картировочным бурением и сейсморазведкой в 1948-1951 гг. Поисковое бурение начато в 1958 г., тогда же открыто месторождение. Разведка проводилась в 1959-1960 гг.

Тектонически приурочено к двукрылой солянокупольной структуре (Рис.82).

Установлено шесть нефтяных горизонтов в неокоме (Н-I, Н-II, Н-III, Н-IV, Н-V, Н-VI) и один в юре.

Неокомские горизонты в своде залегают на глубине 260 м, в юре - на 359 м. Высота залежей 11-20 м. Залежи пластовые, тектонически экранированные. Нефтеносные горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. Нефтенасыщенная толщина 16 м (неоком) и 5 м (юра). Открытая пористость коллекторов 25-30%. Коэффициенты нефтенасыщенности 0,9.

Плотность нефти в пластовых условиях 894-899 кг/м<sup>3</sup>. Нефти малосернистые (0,32%), малопарафинистые (0,64%), высокосмолистые (28%).

Месторождение находится в консервации.

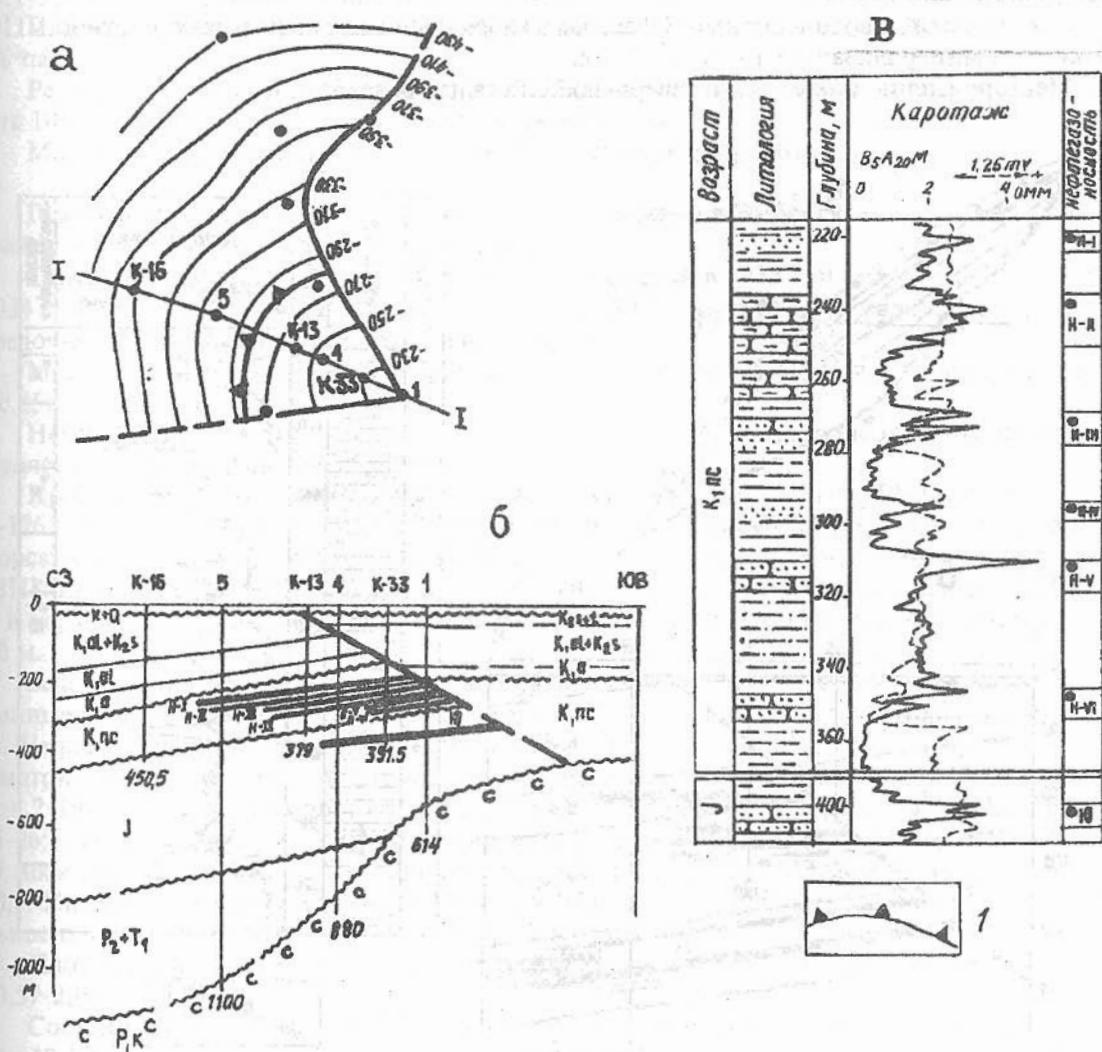


Рис. 70 Нефтяное месторождение Кааратайкыз (по материалам ЗКГУ, 1958 г.)

А - структурная карта по кровле неокомского продуктивного горизонта III; Б - геологический профиль по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.

1 - внешний контур нефтеносности.

Нефтяное месторождение Тентексор расположено в Эмбенском районе Атырауской области, в 130 км к северо-востоку от областного центра.

Подготовлено структурно-картировочным бурением и сейсморазведкой МОВ в 1941-1944 гг. Месторождение открыто в 1941 г. Поисковое бурение начато в 1943 г., разведочное бурение в 1944 г. и завершено в 1955 г.

Приурочено к двукрылой солянокупольной структуре (Рис.83).

В продуктивной толще месторождения выделяются три нефтяных горизонта: аптский, неокомский (I, II, III пласти) и среднеюрский.

Аптский горизонт залегает на глубинах 80-183 м, неокомский на 21,5-239 м, среднеюрский - на 298 м. Высоты нефтяных залежей соответственно равны 10,5-27 м, 20-24 м и 100 м. ВНК залегает на абсолютных отметках -116-226 м в аптском горизонте, -26-83 м в неокомском и -400 м в среднеюрском. Залежи пластовые, тектонически экранированные. Нефтенасыщенная толщина аптского горизонта 2,4-2,8 м, неокомского - 2,3 м, среднеюрского - 9,5 м. Открытая пористость коллекторов 27,2-32%, проницаемость 0,106-2,192 мкм<sup>2</sup>, коэффициенты нефтенасыщенности 0,65-0,79. Начальные дебиты нефти 0,6-21,9 м<sup>3</sup>/сут. Начальное пластовое давление 0,9-3,9 МПа, температура 20-40°С.

Плотность нефти 819-913 кг/м<sup>3</sup>. Нефти малосернистые (0,12-0,26%), парафинистые (5,46%).

Режим залежей водонапорный. Пластовые хлоркальциевые воды имеют плотность 1108-1169 кг/м<sup>3</sup> и минерализацию 156,6-253,6 г/л.

Месторождение находится в завершающей стадии разработки.

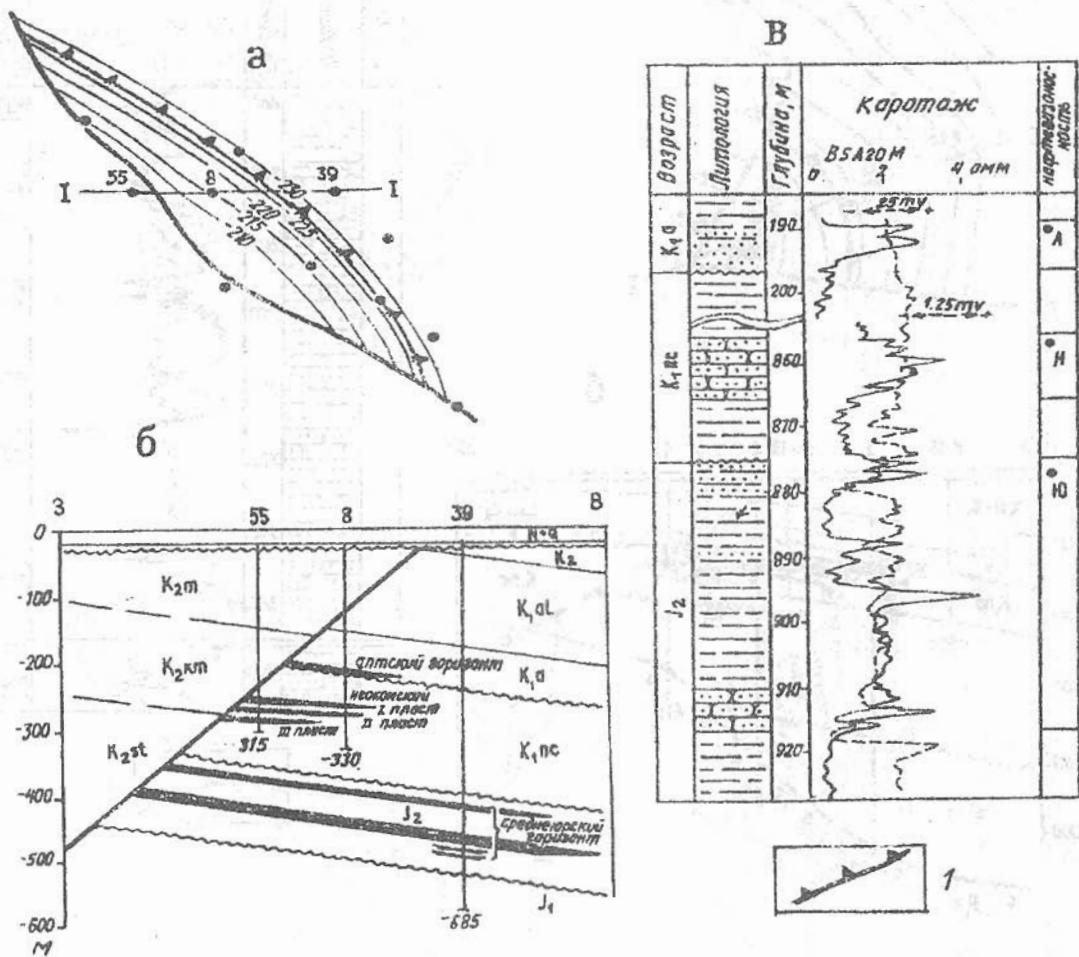


Рис.83 Нефтяное месторождение Тентексор (по материалам ПО "Эмбанефть", 1962 г.)

А - структурная карта по кровле аптского продуктивного горизонта северо-западного поля северного крыла;

Б - геологический разрез по линии I-I'; В - разрез продуктивной части отложений.

1 - внешний контур нефтеносности.

**Нефтяное месторождение Мунайлы** расположено в Эмбенском районе Атырауской области, в 205 км к восток-юго-востоку от г. Атырау.

Структура подготовлена сейсморазведкой и структурно-геологической съемкой в 1931г. Поисковое бурение начато в 1946 г. Месторождение открыто в 1947 г. Разведка проводилась в 1947-1951 гг.

Тектонически представляет собой двухкрыловую солянокупольную структуру. Нефтеносны нижнемеловые, среднеюрские и пермотриасовые отложения, где выделено 11 нефтяных горизонтов: I и II неокомские, I, II, III, IV, V, VI VII среднеюрские, среднеюрский и пермотриасовый. (Рис.84).

Нефтеносные горизонты в неокоме залегают на глубинах 523-563 м, в средней юре - на 902-1372 м в пермотриасе - на 1649 м. Высота неокомских залежей 61-63 м, среднеюрских 31-70 м, пермотриасовой 9 м. ВНК залегает на отметках -586-624 м, -1142-1403 м и -1658 м соответственно в неокомских, среднеюрских и пермотриасовых залежах. Залежи пластовые, тектонически и литологически экранированные. Продуктивные горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. Эффективная толщина неокомских горизонтов 4,4-4,6 м, среднеюрских 5-20,1 м, пермотриасовых 5,5 м. Открытая пористость коллекторов неокомских залежей 30%, среднеюрских - 22-27%, пермотриасовых - 25%. Проницаемость неокомских горизонтов равна 2,617 мкм<sup>2</sup>, юрских 0,157-1,088 мкм<sup>2</sup>. Начальные дебиты нефти 1,7-9,8 м<sup>3</sup>/сут. Начальное пластовое давление 6-14 МПа, температура пласта 32-63°C.

Плотность нефти 817-909 кг/м<sup>3</sup>. Нефти малосернистые 0,05-0,41%, содержат 0,74-2,5% парафина.

Режим работы залежей водонапорный. Пластовые хлоркальциевые воды имеют плотность 1086-1137 кг/м<sup>3</sup> и минерализацию 126,9-205,5 г/л.

Месторождение находится в завершающей стадии разработки.

**Газонефтяное месторождение Кулсары** расположено в Эмбенском районе Атырауской области, в 160 км к юго-востоку от г. Атырау.

Структура подготовлена вариометрической съемкой в 1933 г. и структурным бурением в 1934 г. Поисковое бурение начато в 1935 г. В 1937 г. открыто месторождение и начато разведочное бурение. Разведка завершена в 1961 г.

Месторождение тектонически приурочено к трехкрылой солянокупольной структуре. (Рис.85).

Нефтеносны нижнемеловые, верхне-среднеюрские и пермотриасовые отложения, где выделяется 21 продуктивный горизонт.

Продуктивные горизонты в нижнем мелу залегают на глубинах 152-382 м, в юре - на 190-1265 м, в пермотриасе - на 1149-1256 м. Высота нефтяных нижнемеловых залежей 2-46 м, юрских 19-70 м, пермотриасовых 60-74 м; газовых юрских 9-39 м, пермотриасовых 5-60 м. ВНК имеет отметку -207-390 м в нижнемеловых залежах, -251-1310 в юрских, -1278-1335 м - в пермотриасовых. ГВК юрских горизонтов установлен на абсолютных отметках -601-1050 м.

Залежи пластовые тектонически экранированные и пластовые литологически экранированные. Продуктивные горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. Нефтенасыщенная толщина нижнемеловых горизонтов 6,5-13,5 м, юрских - 3-14 м, пермотриасовых 6,5-31 м. Газонасыщенная толщина юрских залежей 2-6,8 м, пермотриасовых 4,2-19 м. Открытая пористость коллекторов нижнемеловых горизонтов 30%, юрских - 18,5-26%, пермотриасовых - 24,7-26%, проницаемость соответственно 0,387-1,1 мкм<sup>2</sup>, 0,0049-0,45 мкм<sup>2</sup>, 0,063-0,687 мкм<sup>2</sup>. Коэффициенты нефтенасыщенности 0,7-0,8, газонасыщенности 0,7. Начальные дебиты нефти 0,3-36 м<sup>3</sup>/сут. Начальный газовый фактор 13-306 м<sup>3</sup>/т. Начальное пластовое давление 1,8-15 МПа, температура 16-53°C.

Плотность нефти 785-919 кг/м<sup>3</sup>. Нефти малосернистые 0,02-0,35%, содержат парафин на 0,57-2,0%.

Состав газа: метан 32,5-83,7%, этан 2,3-23,4%, пропан 2,3-23,6%, изобутан 10,3%, н-бутан 10,1%, азот и редкие 3,4%, углекислота 0,8-5,8%.

Режим работы залежей водонапорный, упруговодонапорный. Пластовые воды хлоркальциевые, с плотностью 1075-1146 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 112,8-222,3 г/л.

Месторождение находится в разработке.

**Нефтяное месторождение Косшагыл** расположено в Эмбенском районе Атырауской области, в 270 км к юго-востоку от г. Атырау.

Составлено по материалам Геолого-разведочного института Академии наук Казахской ССР

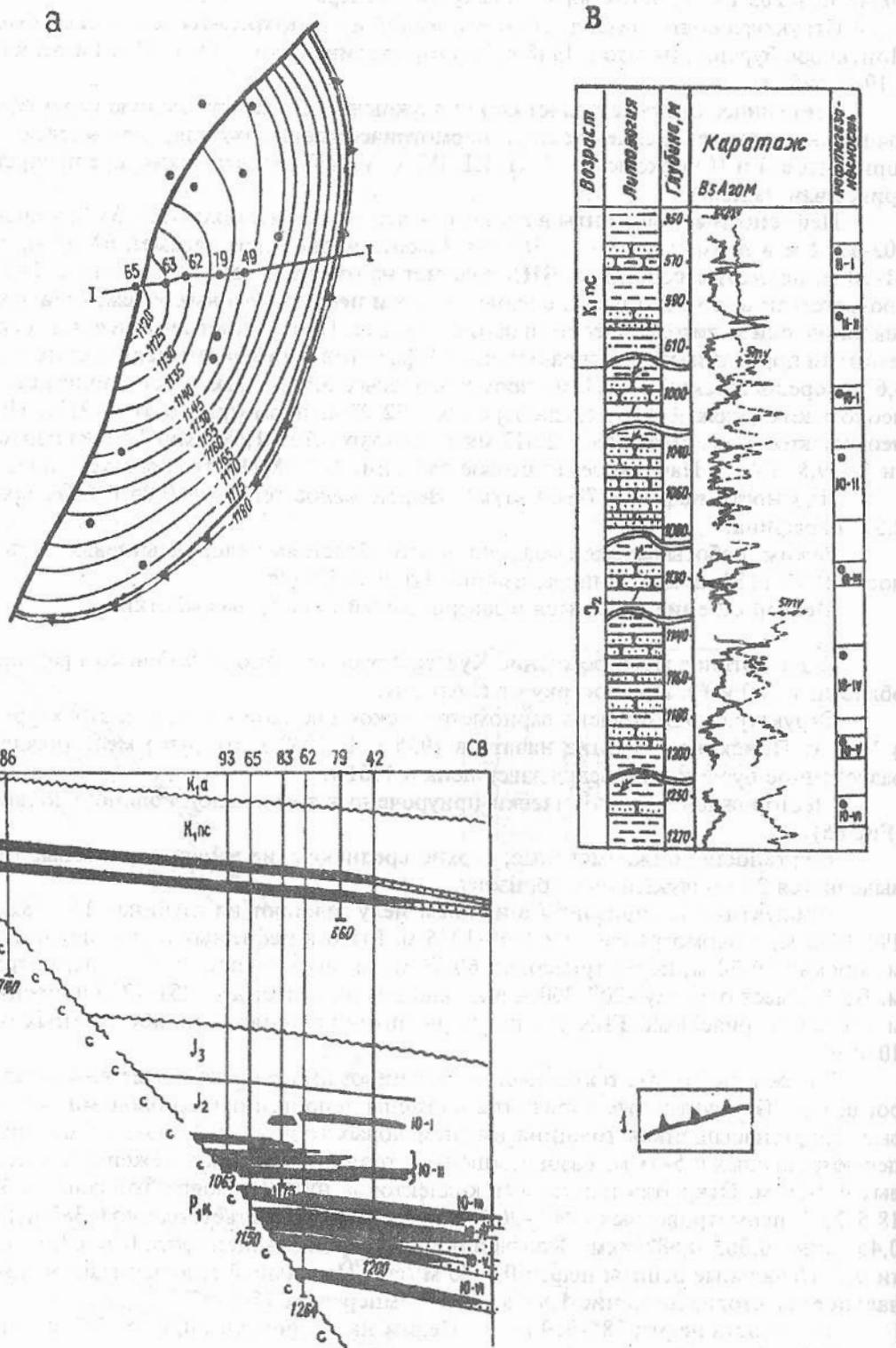


Рис. 84 Нефтяное месторождение Мунайлы (по Н.П. Жегулину, 1957 г.)

А - структурная карта по кровле продуктивного горизонта Ю-IV; Б - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.

I - внешний контур нефтеносности.

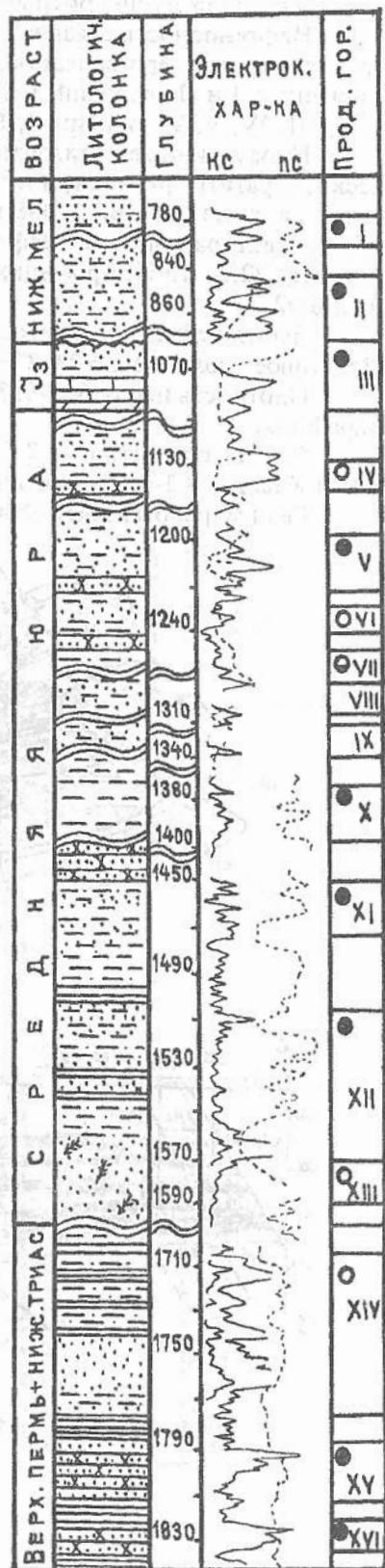
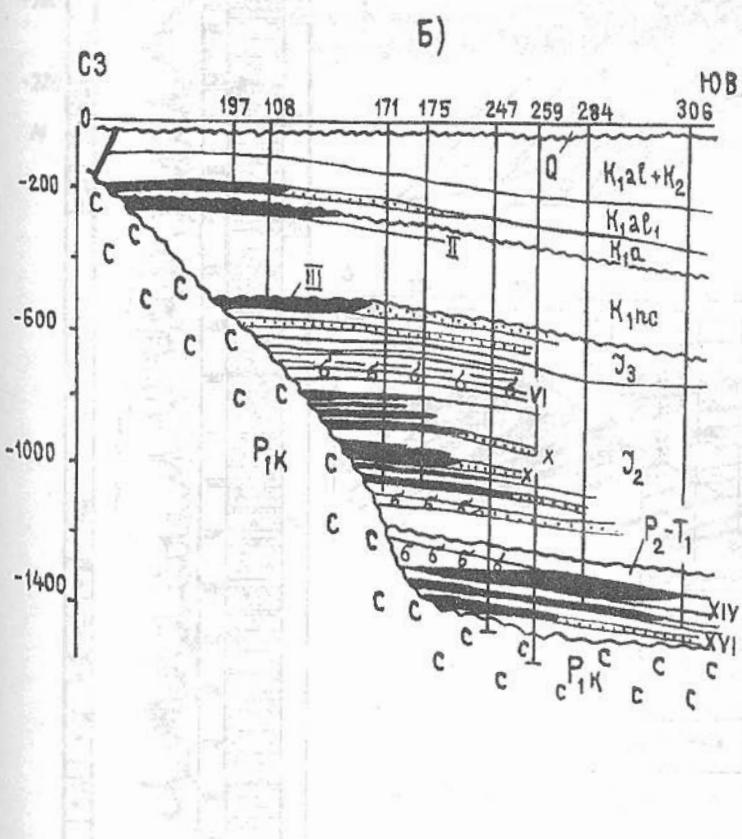
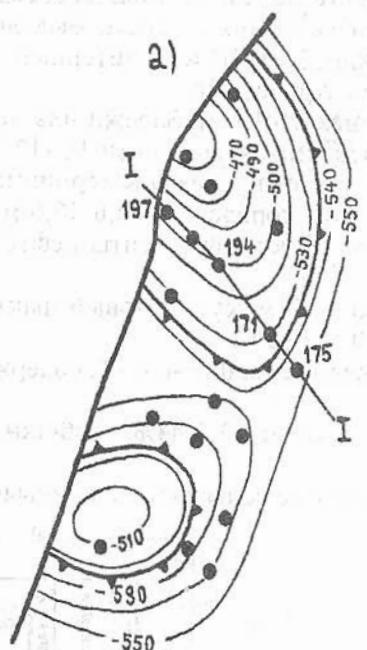


Рис. 85 Газонефтяное месторождение Кулсары (по материалам ПО "Эмбанефть")

А - структурная карта по кровле продуктивного горизонта Ю-III; Б - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.

Месторождение открыто в 1926 г. Разведочное бурение начато в 1935 г. и завершено в 1942 г.

Месторождение приурочено к червонехройской солянокупольной структуре. (Рис. 86, 87).

Нефтеносность связана с отложениями нижнего мела и средней юры северного крыла, средней юры северо-западного крыла и пермомиаса южного крыла. Выделены нефтяные горизонты: I и II альбский, I, II, III и IV неокомский, I, II, III и IV литерный (средняя юра), I, II, III, IV, V, VI юрский, I, II, III, IIIа и IV пермомиасовый.

Продуктивные горизонты залегают на глубинах 81-420 м. Залежи пластовые, тектонически, стратиграфически, литологически экранированные с высотами 12-127 м. ВНК находится на отметках -167 - -488 м. Продуктивные горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. Нефтенасыщенная толщина горизонтов 2,6-13,6 м, открытая пористость 22,2-31,9%, проницаемость 0,031-9,718 мкм<sup>2</sup>, коэффициенты нефтенасыщенности 0,52-0,92.

Дебит нефти колеблется в пределах от 1 до 320,2 м<sup>3</sup>/сут. Газовый фактор 6-75 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Пластовое давление 1,67-8,2 МПа, температура 19,3-29,5°C.

Плотность нефти 827-927 кг/м<sup>3</sup>. Нефть малосернистая 0,05-0,46%, содержит 0,22-1,87% парафина.

Состав газа: метан 72,7-89,3%, этан 2-10,1%, пропан 1,2-2,44%, изобутан 0,2-3,66%, пентан и высшие 0,3-0,8%, углекислый газ 0,8-3,1%.

Режим работы залежей водонапорный. Пластовые воды хлоркальциевые с плотностью

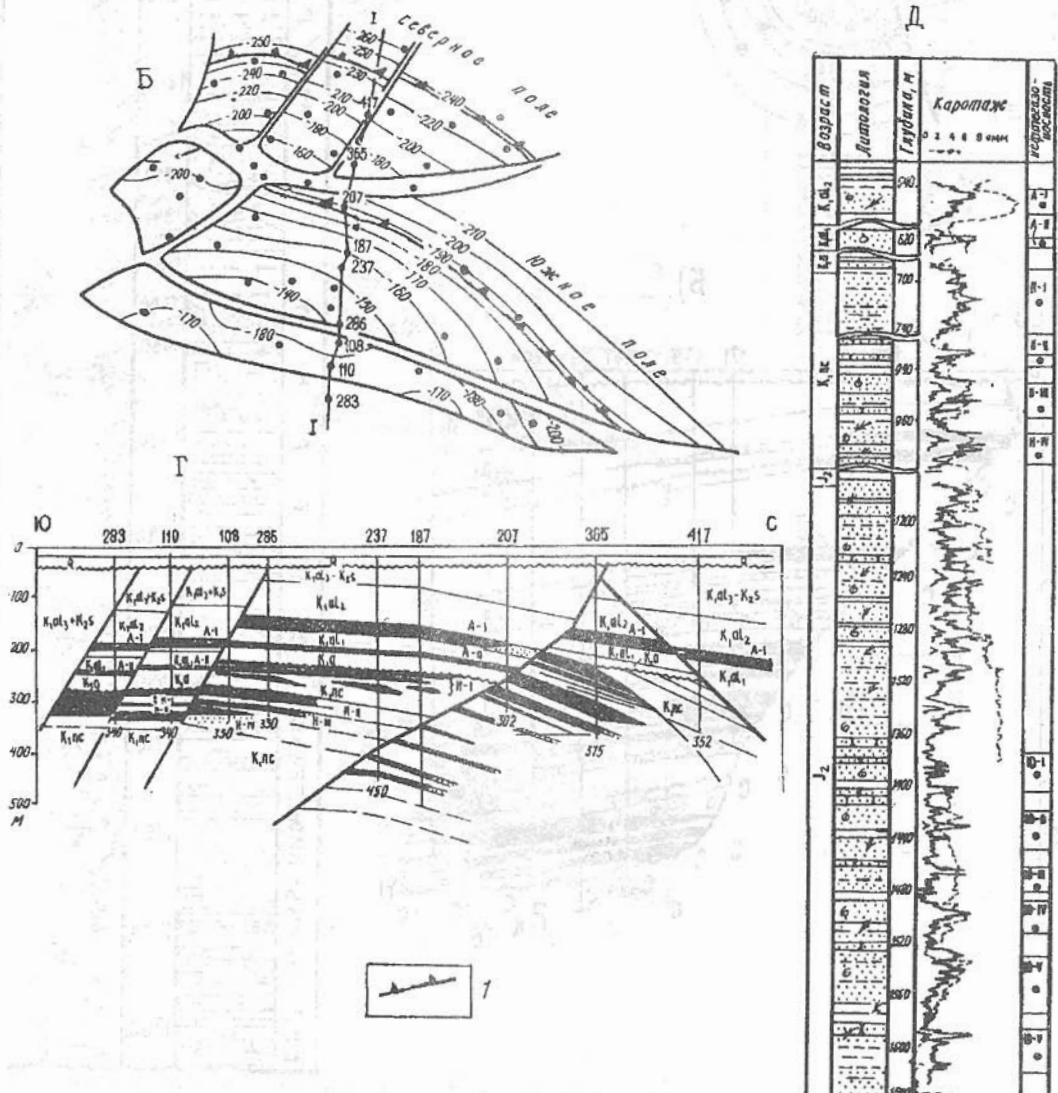


Рис. 86 Нефтяное месторождение Косшагыл (по Т.А.Зубовой, К.Т.Ревенко, 1968 г.).

Структурные карты по кровле: А - пермомиасового продуктивного горизонта IV; Б - альбского продуктивного горизонта I; В, Г - геологические разрезы по линиям соответственно I-I, II-II; Д, Е - разрезы продуктивной части отложений. 1 - внешний контур нефтеносности.

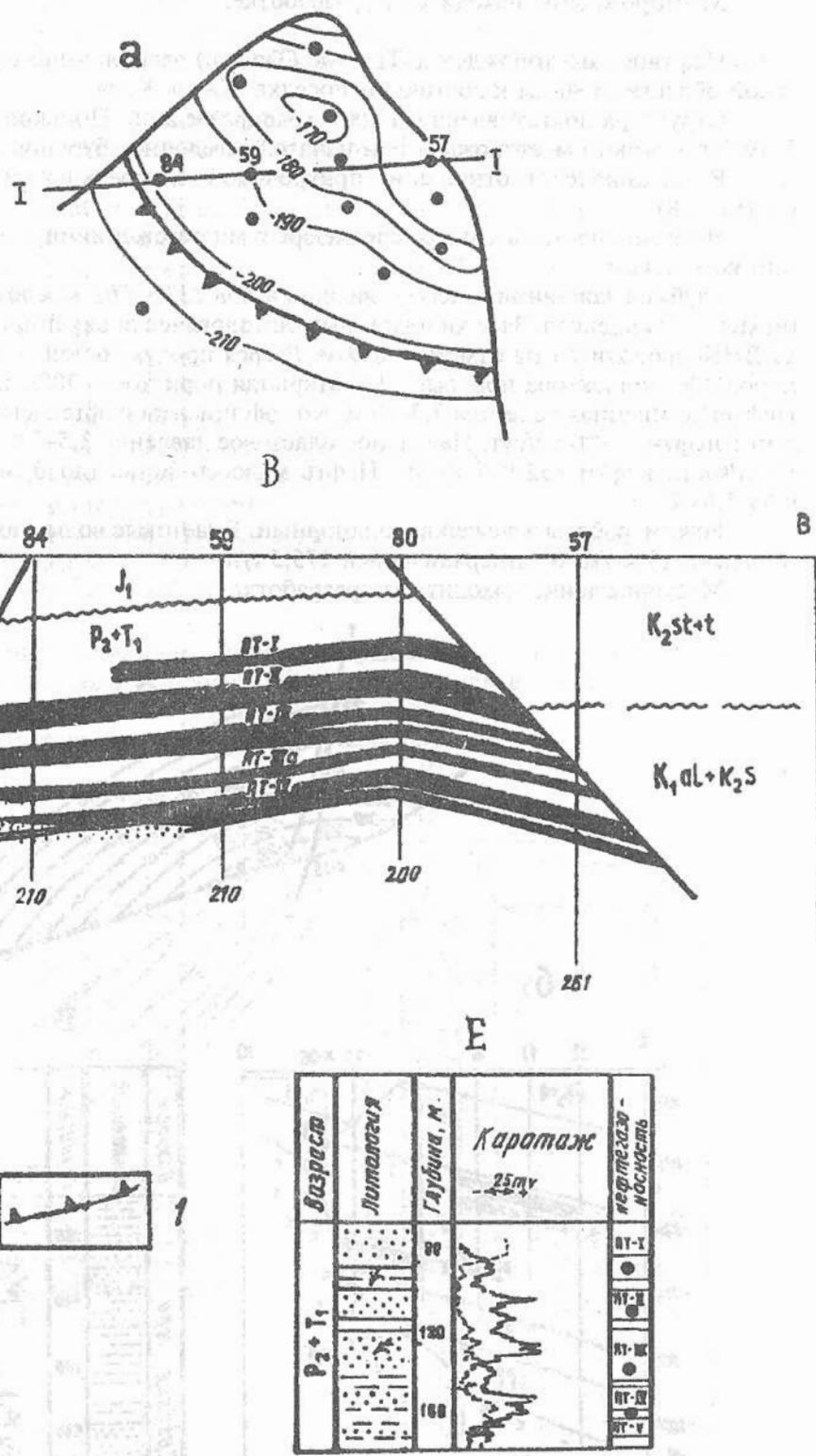


Рис. 87 (продолжение месторождения Косшагыл)

1058-1145 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 83,6-231,8 г/л.

Месторождение находится в разработке.

Нефтяное месторождение Тюйлис (Тюлюс) расположено в Эмбенском районе Атырауской области, в 90 км к востоку от поселка Жилая Коса.

Структура подготовлена в 1928 г. гравиразведкой. Поисковое бурение начато в 1937 г. В 1947 г. открыто месторождение и начато разведочное бурение, завершенное в 1950 г.

В тектоническом отношении приурочено к четырехкрылой солянокупольной структуре. (Рис.88).

Нефтеносность связана со среднеюрскими отложениями, где выделены верхний и нижний комплексы.

Глубина залегания продуктивных пластов 333 и 561 м, соответственно для верхнего и нижнего комплексов. Залежи пластовые, литологически экранированные с высотами 88 и 72 м. ВНК проводится на отметке -639 м. Разрез продуктивной толщи сложен терригенными породами, коллектора поровые. Их открытая пористость 20%, проницаемость 0,280 мкм<sup>2</sup>. Нефтенасыщенная толщина 7,3-20 м. Коэффициенты нефтенасыщенности 0,85. Начальный дебит нефти 1-20 м<sup>3</sup>/сут. Начальное пластовое давление 3,5-7,0 МПа, температура 29-36°C. Плотность нефти 852-917 кг/м<sup>3</sup>. Нефть малосернистая (до 0,26%), содержание парафина 0,65-1,64%.

Режим работы залежей водонапорный. Пластовые воды хлоркальциевого типа, с плотностью 1119 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 175,5 г/л.

Месторождение находится в разработке.

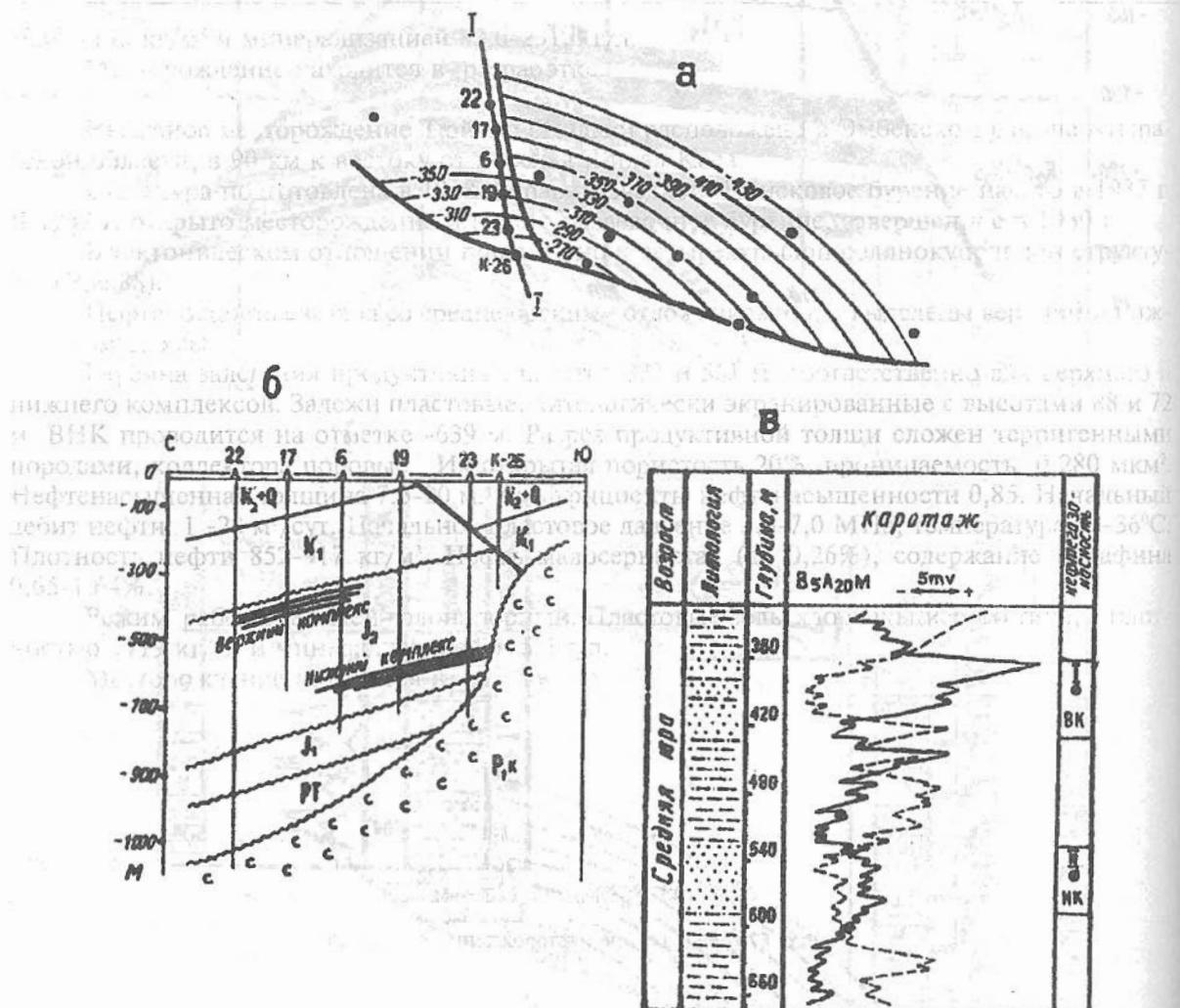


Рис. 88 Нефтяное месторождение Тюйлис (Тюлюс) (по материалам ПО "Эмбанефть")

А - структурная карта по кровле среднеюрских отложений; Б - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.

Нефтегазоконденсатное месторождение Кисимбай расположено в Эмбенском районе Атырауской области, в 210 км к юго-востоку от г. Атырау.

Структура подготовлена в 1961-1963 гг. гравиметрической и сейсмической съемками. Поисковое бурение начато в 1976 г. Месторождение открыто в 1978 г. Разведочное бурение начато в 1979 г.

В тектоническом отношении приурочено к солянокупольной структуре. (Рис.89).

Нефтеносны отложения нижнего мела и верхней юры. В нижнемеловой части продуктивной толщи выделен один нефтяной валанжинский горизонт, а в верхней юре два горизонта: I келловейский - газовый и II келловейский - газонефтяной. Глубина залегания валанжинского горизонта 1564 м, келловейских горизонтов - 1710-1736. Залежи пластовые, сводовые. Высота валанжинской залежи 23,6 м, келловейских 5-18 м. ВНК проводится на отметках от - 1597,8 до 1756,1 м, ГВК - на 1740,1 м. Продуктивные горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. Нефтенасыщенная толщина 2,7-10,5 м, газонасыщенная толщина 1,6-5,9 м. Открытая пористость коллекторов 20,7-21%, проницаемость 0,39-4,645 мкм<sup>2</sup>. Коэффициенты нефтегазонасыщенности 0,61.

Начальные дебиты при 7 мм штуцере: нефти 67,04 м<sup>3</sup>/сут (валанжинский горизонт), и 20,0 м<sup>3</sup>/сут (II келловейский); газа - 127,9 тыс. м<sup>3</sup>/сут (I келловейский) и 102,6 тыс. м<sup>3</sup>/сут (II келловейский); конденсата 16,6-17,6 м<sup>3</sup>/сут. Газовый фактор 66 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Начальное пластовое давление 15,99-19,88 МПа, температура 60-61°C.

Плотность нефти 871-881 кг/м<sup>3</sup>. Нефть сернистая (0,89-0,94%), смолистая (11,86%), содержит 0,51-3,84% парафина.

Состав газа: метан 61,68-72,34%, этан 5,77-7,45%, пропан 0,09-4,38%. Содержание азота достигает 12,17%.

Начальное содержание стабильного конденсата равно 96 г/м<sup>3</sup>. Его плотность 871 кг/м<sup>3</sup>.

Режим работы залежей водонапорный. Плотность хлоркальциевых вод 1190 - 1120 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 182,0-277,5 г/л.

Месторождение подготовлено к разработке.

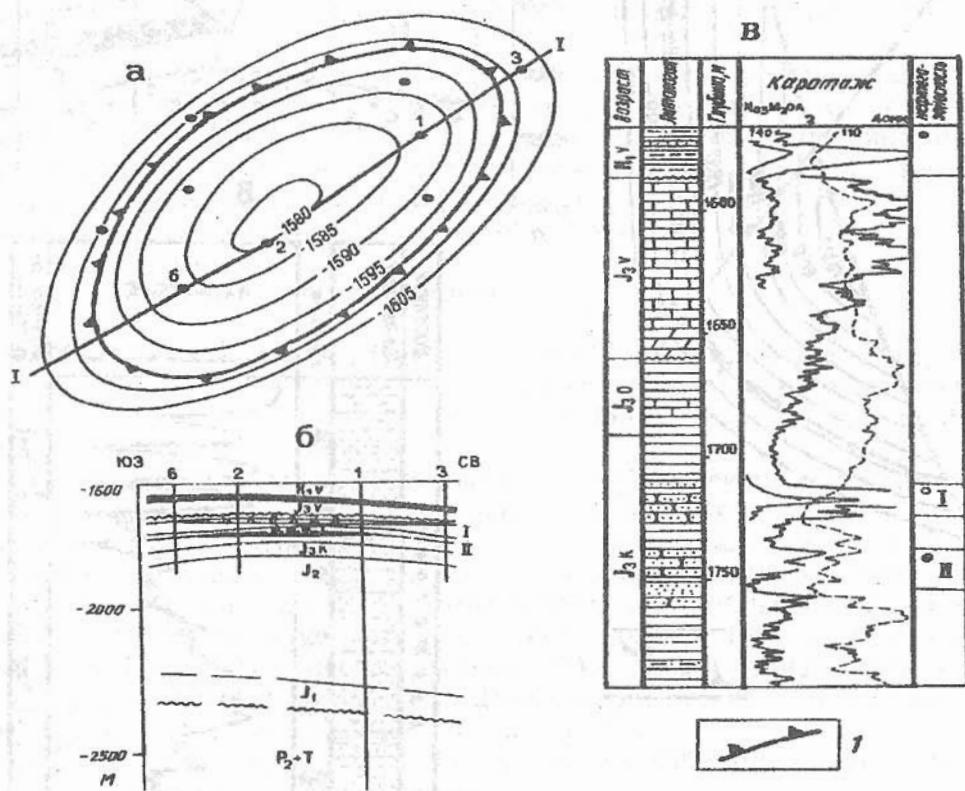


Рис. 89 Нефтегазоконденсатное месторождение Кисимбай (по Т.И. Бадсову, 1981 г.).

А - структурная карта по кровле валанжинского продуктивного горизонта; Б - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.

1 - контур нефтеносности.

Нефтяное месторождение Масабай расположено в Эмбенском районе Атырауской области, в 45 км к северо-востоку от железнодорожной станции Кулсары.

Структура подготовлена сейсморазведкой в 1974 г. Поисковое бурение начато в 1976 г. В 1977 г. открыто месторождение и начато разведочное бурение, завершенное в 1980 г.

В тектоническом отношении представляет собой двухкрыльную солянокупольную структуру. (Рис.90).

В продуктивной толще месторождения выделены I и II пермитриасовые горизонты.

Глубина залегания залежи II горизонта 1941 м. Залежь пластовая, тектонически экранированная с высотой 10 м. ВНК принят на абсолютной отметке -1947 м. Продуктивные горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. Эффективная толщина 5,2 м. Открытая пористость коллекторов 20%, проницаемость 0,32 мкм<sup>2</sup>. Коэффициент нефтенасыщенности 0,57. Дебит нефти 34,2 м<sup>3</sup>/сут при 5 мм штуцере.

Плотность нефти 855 кг/м<sup>3</sup>. Нефть малосернистая (0,38%), парафинистая (2,85%).

Режим работы залежи водонапорный.

Месторождение находится в консервации.

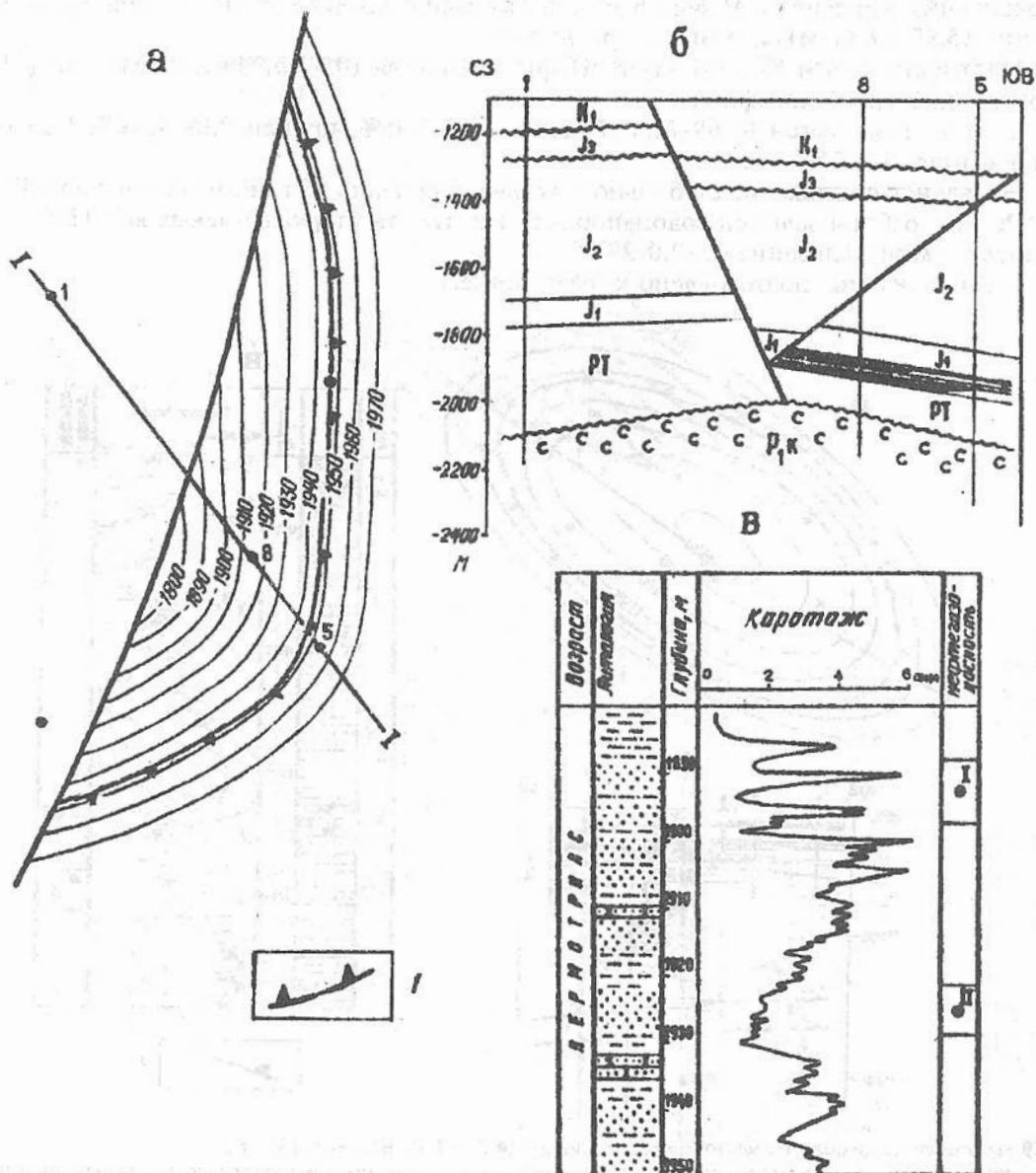


Рис. 90 Нефтяное месторождение Масабай (по материалам ПО "Эмбанефть")

А - структурная карта по кровле пермитриасового продуктивного горизонта; Б - геологический разрез по линии I-I'; В - разрез продуктивной части отложений.

1 - внешний контур нефтеносности.

**Нефтяное месторождение Аккудук** расположено в Эмбенском районе Атырауской области, в 64 км к юг-юго-востоку от железнодорожной станции Кулсары.

Структура подготовлена в 1952 г. сейсморазведкой МОВ. В 1981 г. начато поисковое и разведочное бурение и открыто месторождение. Разведка завершена в 1983 г.

В тектоническом отношении месторождение приурочено к двукрылой солянокупольной структуре. (Рис.91).

Выделено два нефтеносных пласта в средней юре. Глубина залегания продуктивных пластов в своде 1737-1759 м. Залежи пластовые, тектонически экранированные. Высота залежи I пласта 21 м, второго - 7 м. ВНК проводится на абсолютных отметках -1768 (I пласт) и - 1780 м (II пласт). Продуктивная толщина сложена терригенными породами, коллектора поровые. Нефтенасыщенная толщина 12,3 и 6 м, соответственно для пластов I и II; открытая пористость 21%, проницаемость 0,481 и 0,035 мкм<sup>2</sup>, коэффициенты нефтенасыщенности 0,62 и 0,58. Дебиты нефти 119 м<sup>3</sup>/сут на 5 мм штуцере и 40 м<sup>3</sup>/сут на 10 мм штуцере. Газовый фактор 23,5 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, пластовое давление 19,4-19,7 МПа, температура 63-65°C.

Плотность нефти 836-842 кг/м<sup>3</sup>. Нефть малосернистая (0,18%), парафинистая (1,67-1,85%), содержит 12-14% асфальтенов.

В составе попутного газа содержится: метана - 51,18%, этана - 11,19%, пропана - 7,12%, тяжелых гомологов 15,1%, азота 5,41%.

Режим работы залежей водонапорный. Пластовые хлоркальциевые воды имеют плотность 1148 кг/м<sup>3</sup> и минерализацию 225,2 г/л.

Месторождение находится в консервации.

**Нефтяное месторождение Равнинное** расположено в Эмбенском районе Атырауской области, в 100 км к юго-востоку от железнодорожной станции Кулсары.

Структура подготовлена сейсморазведкой МОГТ в 1978-1979 гг. В 1981 г. начато поисковое и разведочное бурение и открыто месторождение.

В тектоническом отношении приурочено к палеозойскому антиклинальному поднятию. (Рис.92).

В терригенно-карбонатной толще выделено два нефтяных горизонта в верхнем и среднем карбоне.

Горизонты залегают на глубинах 3253-3260 м. Высота залежей 6-21 м. ВНК проводится на отметках -3266 -3281 м. Залежи пластовые сводовые, с элементами литологического экранированная. Разрез продуктивной толщи представлен чередованием песчаников и аргиллитов. Нефтенасыщенная толщина 0,5-5,8 м, открытая пористость 10%, коэффициент нефтенасыщенности 0,8. Начальный дебит нефти 8,0 м<sup>3</sup>/сут на 7 мм штуцере.

Плотность нефти варьирует в пределах 858-916 кг/м<sup>3</sup>.

Режим залежи водонапорный.

Месторождение находится в консервации.

**Нефтяное месторождение Тортай** расположено в Эмбенском районе Атырауской области в 255 км к юго-востоку от г. Атырау. Структура подготовлена сейсморазведочными работами в 1967 г. Поисковое бурение начато в 1976 г., который стал годом открытия месторождения. Разведочные работы начаты в 1977 г.

По кровле визейского яруса среднего и верхнего карбона структура Тортай представляет валаобразное поднятие северо-восточного простирания. (Рис.93).

Установлено шесть нефтяных горизонтов: A<sup>1</sup> в среднем карбоне: А, Б, В и Д в нижнем карбоне, залегающих на глубинах 2792-3349 м. ВНК проводится на отметках -2890,9 -3256,7 м. Залежи пластовые сводовые, литологически и тектонически экранированные. Горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. Нефтенасыщенная толщина горизонтов 0,7-5 м. Открытая пористость коллекторов 10,8%, проницаемость 0,003 мкм<sup>2</sup>, коэффициент нефтенасыщенности 0,66-0,77. Дебиты нефти 24-30,5 м<sup>3</sup>/сут на 7 мм штуцере. Начальное пластовое давление 33,2 МПа, температура 93°C.

Плотность нефти 846 кг/м<sup>3</sup>. Нефти малосернистые (0,30%), парафинистые (2,8%), малосмолистые (7%), содержит 0,08% асфальтенов.

Режим залежей упруго-водонапорный. Пластовые воды месторождения относятся к хлоридно-натриевым. Минерализация вод достигает 235,3 г/л. В водах содержатся микроэлементы йода, брома, лития, рубидия, цезия, стронция.

Месторождение находится в консервации.

Рис. 91 Нефтяное месторождение Аккудук

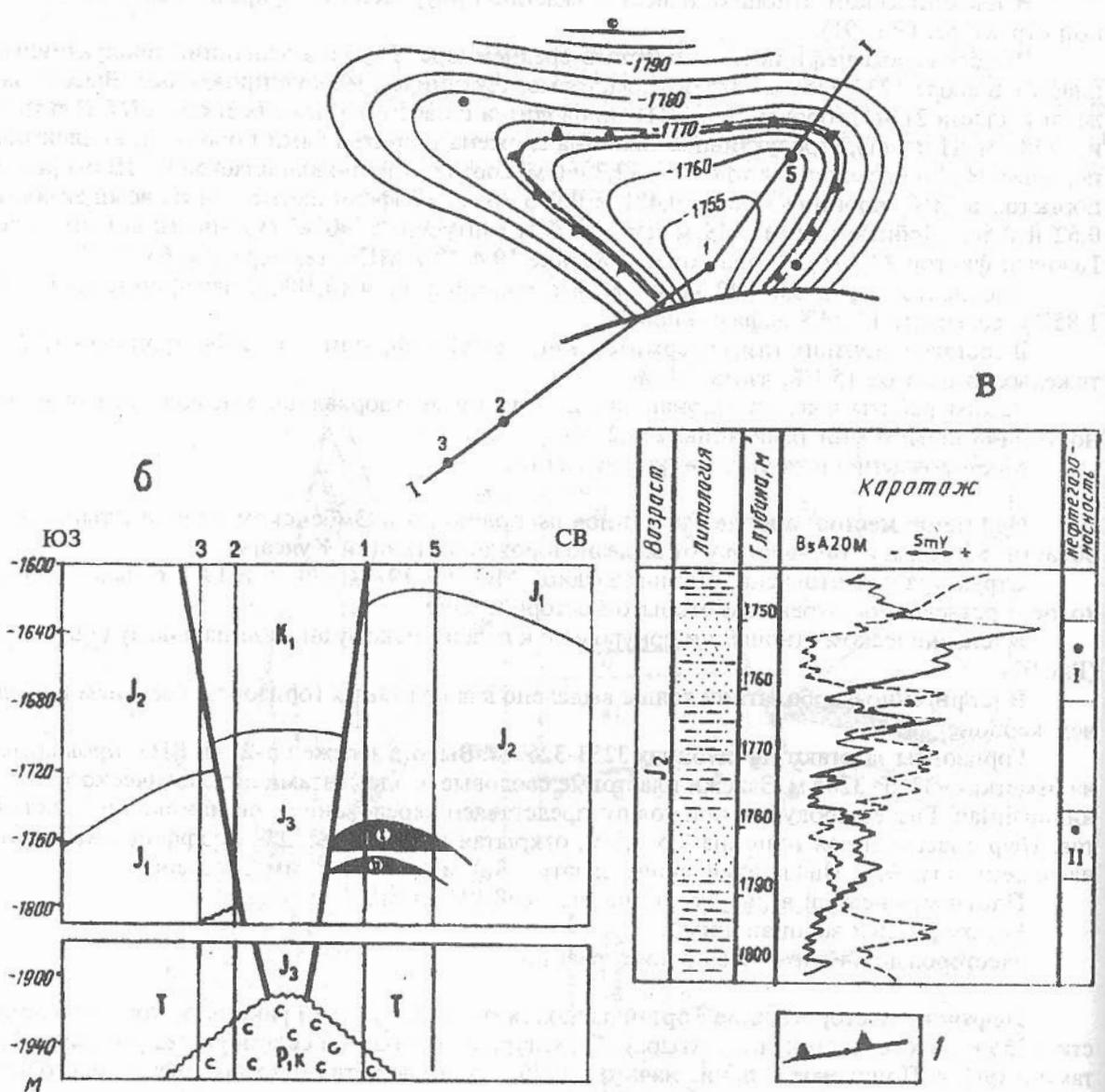
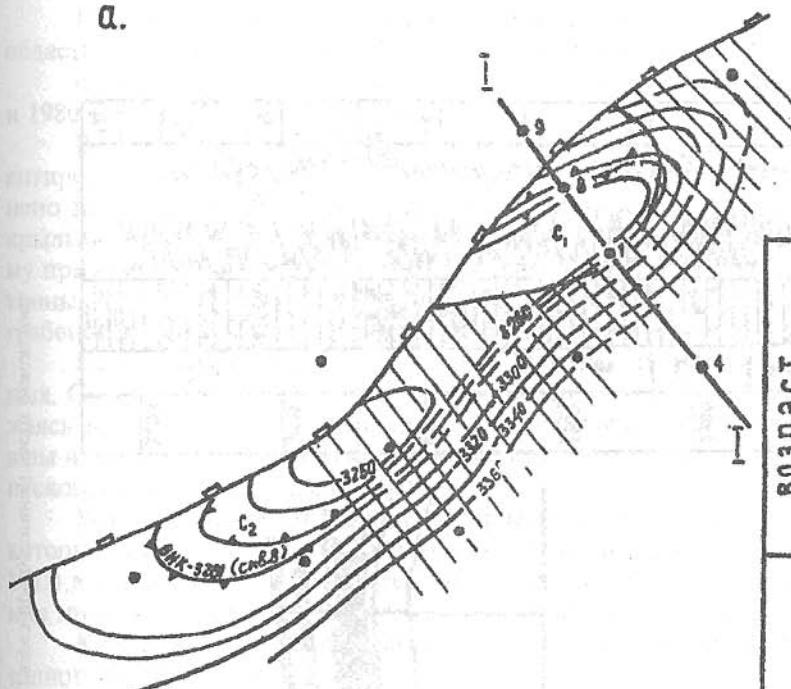


Рис. 91 Нефтяное месторождение Аккудук (по материалам ПО "Эмбанефть")

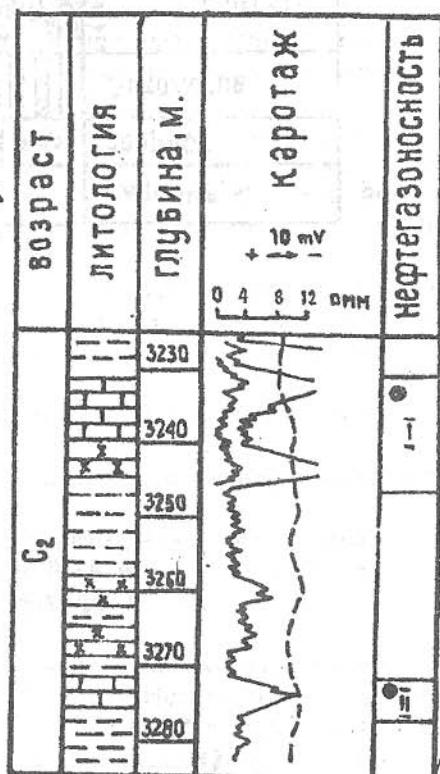
А - структурная карта по кровле пласта среднесурского продуктивного горизонта I; Б - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.

1 - внешний контур нефтеносности.

а.



в.



б.

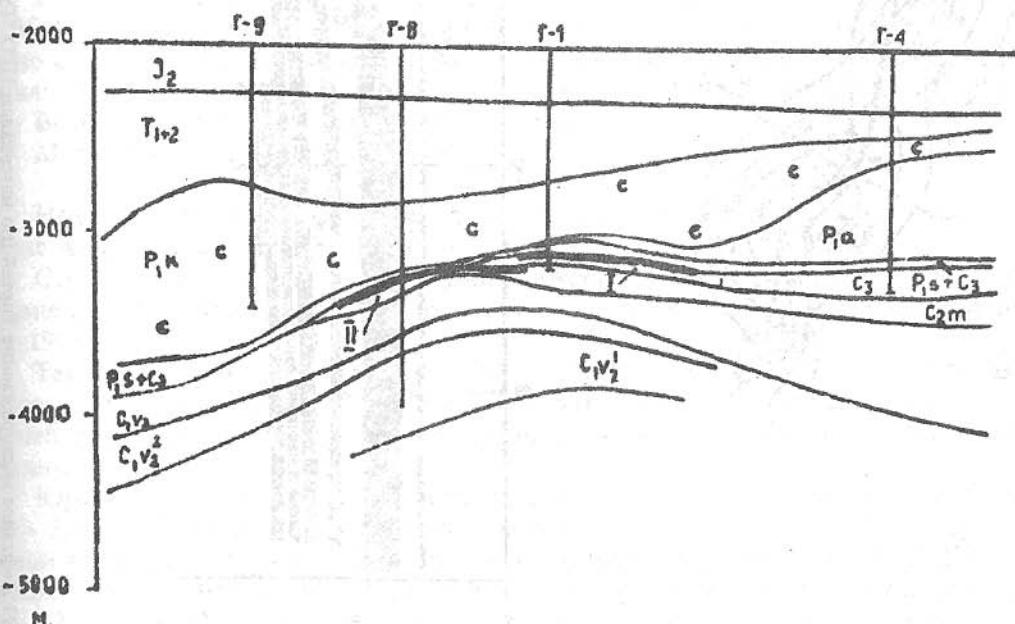


Рис. 92 Нефтяное месторождение Равнинное (по материалам ПГО "Гурьевнефтегеология")

А - структурная карта по кровле коллектора среднекаменноугольной (горизонт II) продуктивной толщи "б";

Б - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.

1 - линия выклинивания продуктивных отложений; 2 - зона глинизации коллектора; контуры нефтеносности: 3 - внешний, 4 - внутренний.

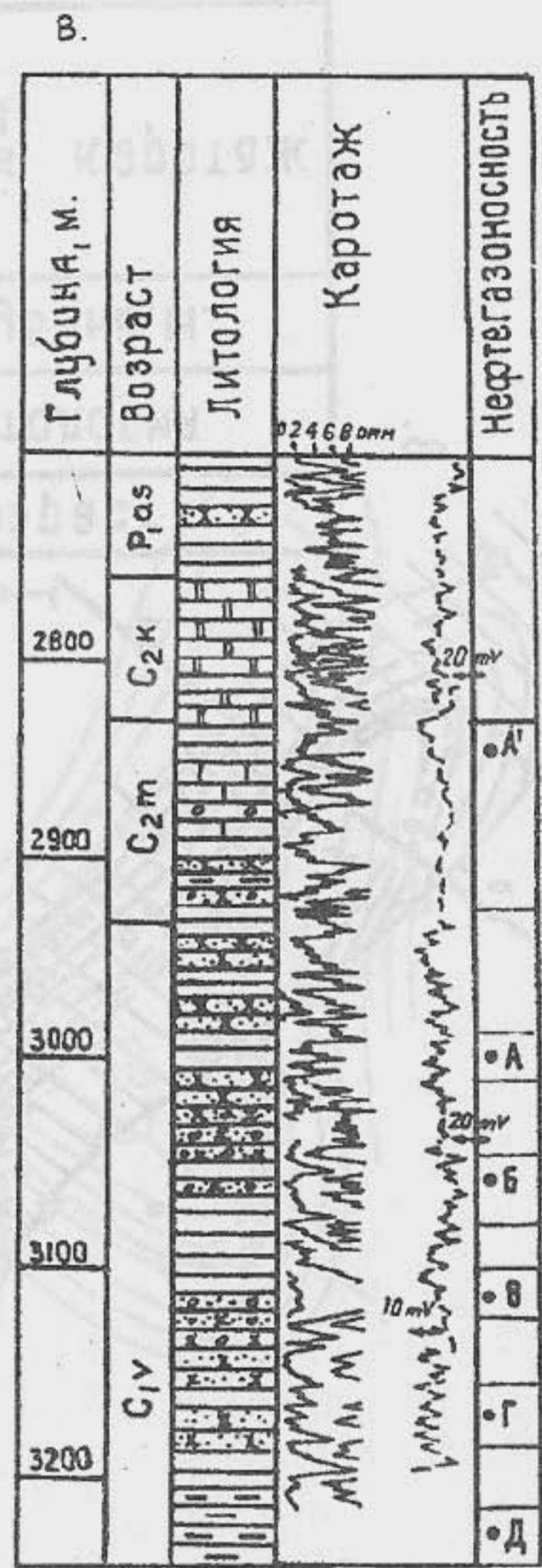
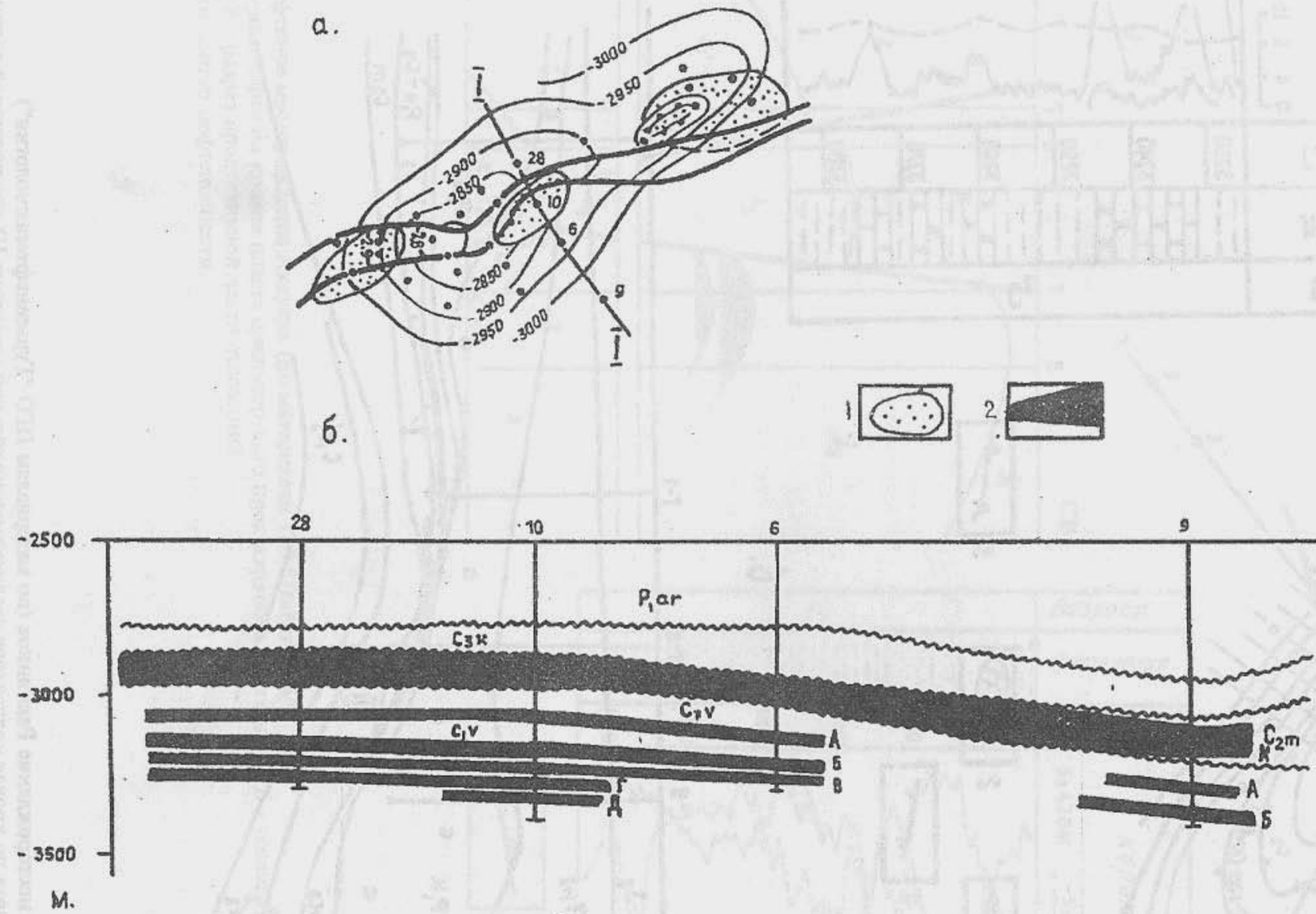


Рис. 93 Нефтяное месторождение Тортай (по материалам ПГО "Гурьевнефтегазгеология")

А - структурная карта по кровле продуктивного горизонта А; Б - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.  
1 - зона коллектора; 2 - продуктивные горизонты.

**Нефтяное месторождение Жубантам** расположено в Эмбенском районе Атырауской области, в 90 км к северо-востоку от ж/д станции Кульсары.

Структура подготовлена сейсморазведочными работами, проводившимися в 1970, 1972 и 1980-1981 гг. Первооткрывательница - скв. 4.

В тектоническом плане структура связана с соляным куполом субмеридиональной ориентировки. Свод купола залегает на глубине 500 м. Трехлучевым грабеном поднятие расчленено на северо-восточное, западное и южное крылья. Надсолевые отложения в пределах крыльев залегают моноклинально. Наиболее опущенным является южное крыло, к которому приурочены залежи нефти. В структурном плане - это полусвод, разделенный дизьюнктивными нарушениями на блоки и поля, с севера, запада и востока ограниченный сбросом грабена. (Рис.94)

Вскрытый разрез представлен отложениями от нижней перми до неоген-четвертичных. Соленосная толща кунгурских отложений залегает на глубинах от 700 до 950 м, погружаясь в юго-восточном направлении. Надсолевой комплекс сложен отложениями триаса юры и мела. В литологическом отношении - это толща переслаивания пластов и пачек глин, песков, алевролитов, песчаников.

Установлена нефтеносность барремских и готеривских отложений нижнего мела, в которых выделено 8 продуктивных горизонтов: 6 (I-VI) в барремских отложениях и 2 (VII-VIII) в готериве. Все горизонты литологически не выдержаны по площади. Глубина залегания продуктивных горизонтов изменяется от 390 до 560 м.

Коллекторы поровые, терригенные с пористостью 27%. Покрышками служат глины толщиной от 5 до 12 м.

Общая толщина продуктивных горизонтов 4,8-18,9 м, эффективная и нефтенасыщенная 1,8-4,7 м. Коэффициенты нефтенасыщенности 0,5-0,63.

По типу природного резервуара залежи пластовые, тектонически экранированные, иногда (горизонты II, III, VI) литологически ограниченные. ВНК установлены на отметках от -310 до -472 м. Пластовые давления 0,78-5,7 МПа, температура 22-33°C.

Дебиты нефти продуктивных пластов от 2,2 до 6,6 м<sup>3</sup>

Нефти практически всех горизонтов тяжелые. Их плотность в пластовых условиях находится в пределах 870-928 кг/м<sup>3</sup>. Выход фракций до 300°C - 20,1-37,6%. Исключение составляет II продуктивный горизонт, имеющий плотность в пластовых условиях 826 кг/м<sup>3</sup> с выходом фракций до 300°C, %. Нефти горизонтов II и VI малосернистые 0,11-0,17%, в остальных горизонтах сернистые 0,5-1,63%, парафинистые 3,7%, смолистые 7,5-13,6% с небольшим содержанием асфальтенов 0,39-0,88.

Пластовые воды хлоркальциевого типа. Общая их минерализация изменяется от 107,8 до 135,05 г/л. В отдельных случаях (скв. 4) минерализация воды составляет 46,8 г/л, что возможно связано с перетоком пресных вод из альбских горизонтов по тектоническому нарушению. В водах содержатся незначительные количества лития, рубидия, цезия, йода, брома.

Возможный режим залежей упруго-водонапорный.

Месторождение находится в консервации с 1987 г.

**Нефтегазоконденсатное месторождение Западная Прорва** расположено в Эмбенском районе Атырауской области в 170 км к югу-юго-востоку от г. Атырау.

Структура подготовлена под глубокое бурение сейсморазведкой в 1958 г. Поисковое бурение начато в 1963 г. Месторождение открыто в 1964 г. Разведочные работы проведены в 1964-1978 гг.

Тектонически приурочено к солянокупольной структуре. (Рис.95). Выделено 9 горизонтов: в келловее VIII<sub>1</sub> - газоконденсатный, VIII<sub>2</sub>, VIII<sub>3</sub> - газонефтяные, VIII<sub>4</sub> - газовый; в средней юре - IX<sub>1</sub> - газовый, IX<sub>2</sub> - газоконденсатный; в триасе II-T, III-T и VI-T - газонефтяные.

Юрские продуктивные горизонты залегают на глубинах 2179-2320 м, триасовые - на 3109 - 3308 м. Высота нефтяной части залежей в юрской толще 10-28 м, в триасе 36-75 м, газовой части соответственно 23-56 м. ВНК отбивается на отметках - 2295-2381 м в юрских залежах, -3168 - 3404 м в триасовых. ГВК юрских горизонтов залегают на абсолютных глубинах - 2258-2363 м. Залежи пластовые тектонически экранированные, частично пластовые литологически экранированные (VI-T горизонт). Продуктивные горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. Открытая пористость коллекторов 14-19%, проницаемость 0,015-0,603 мкм<sup>2</sup>. Нефтенасыщенная толщина юрских горизонтов 3-9 м, триасовых 7-11 м, газонасыщенная соответственно 7-9 м и 19 м. Коэффициенты нефтенасыщенности

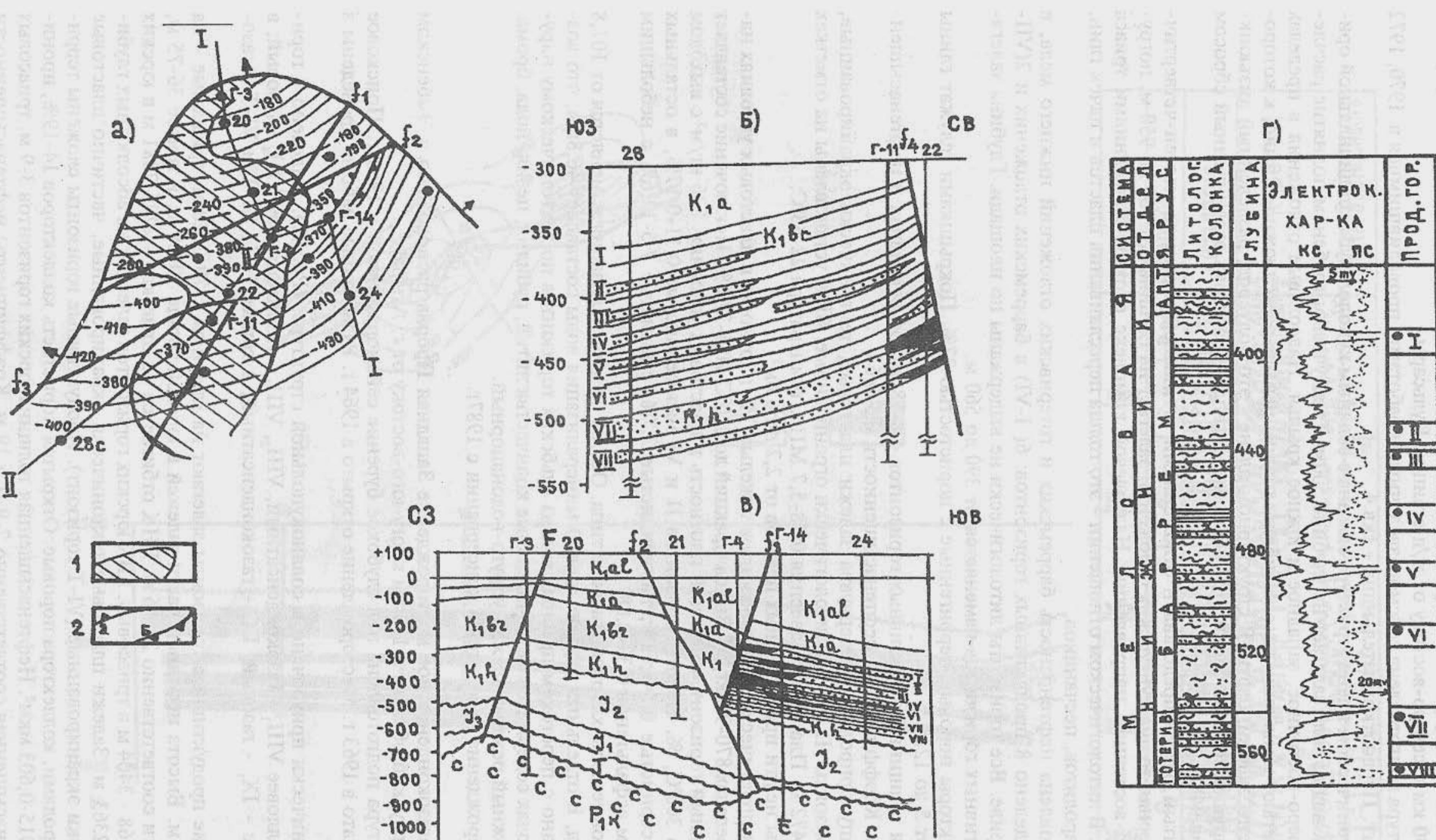
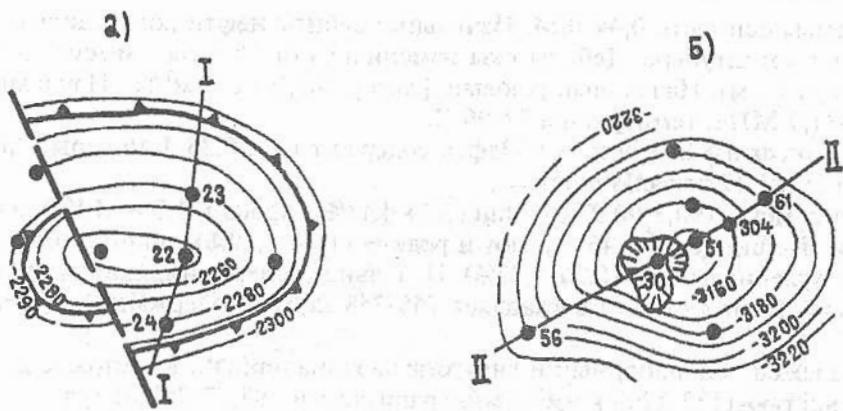


Рис. 94 Газонефтяное месторождение Жубантам (по В.П. Ветровой, 1987 г.)

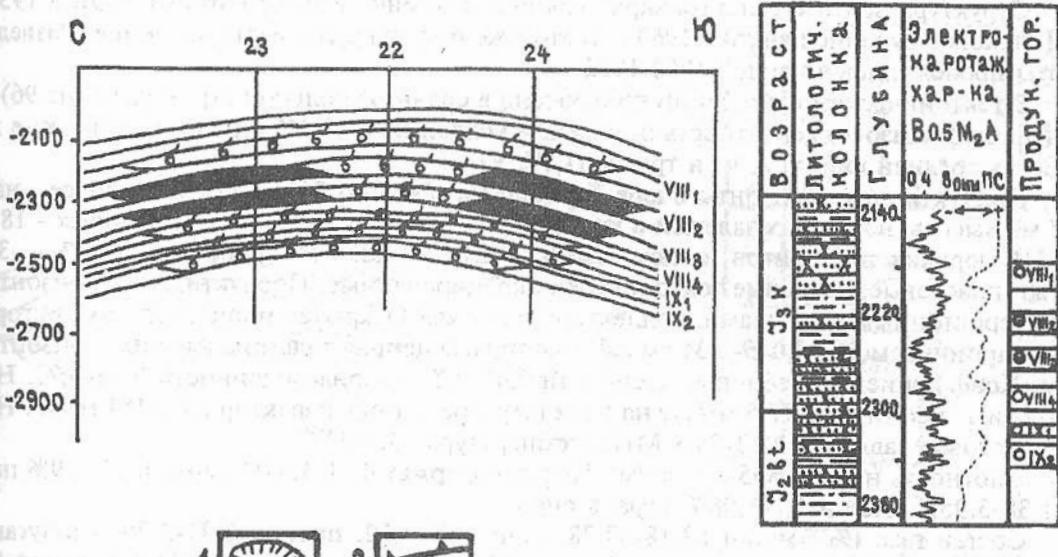
А - структурная карта по кровле коллектора III продуктивного горизонта барремского яруса; Б, В - геологические разрезы по линиям II-II, I-I соответственно; Г - разрез продуктивной части отложений.

1 - зона глинизации коллектора; 2 - контур нефтеносности: а) внутренний, б) внешний.



В)

Д)



Г)

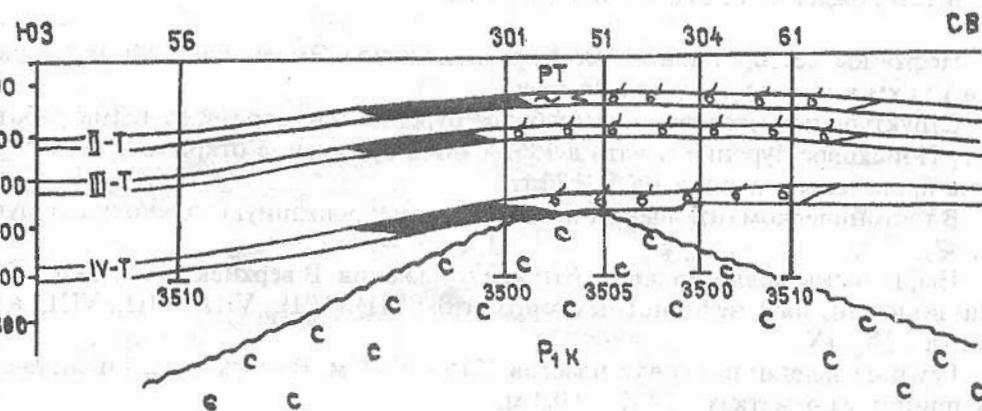


Рис. 95 Нефтегазоконденсатное месторождение Западная Прорва (по материалам ПО "Эмбанефть")

Структурные карты: А - по кровле продуктивного горизонта VIII<sub>2</sub> (по К.Т. Ревенко, 1972 г.); Б - по подошве горизонта П-Т; В, Г - геологические разрезы во линиям соответственно I-I, II-II; Д - разрез продуктивной части отложений.

1 - зона глинизации коллектора; 2 - контур нефтеносности.

0,51-0,67, газонасыщенности 0,44-0,64. Начальные дебиты нефти колебались от 11 м<sup>3</sup>/сут до 144,4 м<sup>3</sup>/сут на 7 мм штуцере. Дебиты газа изменялись от 18,1 тыс. м<sup>3</sup>/сут до 85 тыс.м<sup>3</sup>/сут (диаметр штуцера 7 мм). Начальный газовый фактор 105,6 - 261 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Начальное пластовое давление 23,6-34,9 МПа, температура 73-96°C.

Плотность нефти 823-899 кг/м<sup>3</sup>. Нефть содержит (%): 0,33-1,46 серы, 2,05-4,22 парафина, 15,66 смол и 1,12 асфальтенов.

Состав газа: метан (90,3-90,93%), этан (3,34-4,13%), пропан (1,36-1,64%), изобутан (0,83-1,05), пентан и высшие (0,42-0,46%), азот и редкие (1,74-1,79%), гелий (0,01-0,016%), сероводород 0,01%, углекислый газ (0,26-1,72%). Начальное содержание стабильного конденсата в газе 79-93 г/м<sup>3</sup>. Плотность его составляет 755-758 кг/м<sup>3</sup>. Содержание серы в конденсате 0,11%.

Режим залежей водонапорный и упругогазоводонапорный. Пластовые воды хлоркальциевые с плотностью 1132-1209 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 198,57-307,61 г/л.

Месторождение находится в разработке.

**Нефтегазоконденсатное месторождение Центральная и Восточная Прорва** находится в Эмбенском районе Атырауской области в непосредственной близости от месторождения Западная Прорва.

Структура подготовлена гравиразведкой и сейсмическими работами МОВ в 1954-1962 гг. Поисковое бурение начато в 1960 г. В этом же году открыто месторождение. Разведочные работы проводились в период 1960-1982 гг.

В тектоническом отношении приурочено к солянокупольной структуре (Рис.96). Установлена нефтегазоконденсатность отложений келловея (I, II, III горизонты), а также нефтеносность средней юры (IV, V) и триаса (I, IV, V).

Продуктивные горизонты в юре залегают на глубинах 2175-2775 м, в триасе - на 3104-3337 м. Высоты нефтяных залежей в юре 12,6 - 49,9 м, в триасе 7 - 36 м; газовых - 18,9-74,6 м. ВНК юрских горизонтов имеют отметку -2281 - -2804 м, триасовых -3137 - -3365 м. Залежи пластовые, сводовые тектонически экранированные. Продуктивные горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. Открытая пористость коллекторов 16-21,2%, проницаемость 0,016-0,340 мкм<sup>2</sup>. Нефтенасыщенная толщина юрских горизонтов 2,9-9,8 м. Коэффициенты нефтенасыщенности 0,48-0,77, газонасыщенности 0,55-0,77. Начальные дебиты нефти 20,7-77,5 м<sup>3</sup>/сут на 5 мм штуцере. Газовый фактор 28,1-181 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Начальное пластовое давление 23,3-28,8 МПа, температура 73,5-97°C.

Плотность нефтей 865-895 кг/м<sup>3</sup>. Нефти содержат 0,31-1,47% серы, 0,97-2,9% парафина, 1,38-3,95% смол и 1,7-1,96% асфальтенов.

Состав газа (%): метан 88,18-88,38, этан 3,51-3,72, пропан 2,84-3,25, изобутан 1,58-4,42, н-бутан 0,97-1,09, пентан и высшие 0,59-0,61, азот и редкие 0,78-1,3, гелий 0,0069-0,0169, углекислый газ 1,3-1,74. Начальное содержание стабильного конденсата в газе 98 - 103 г/м<sup>3</sup>. Плотность конденсата 752-755 кг/м<sup>3</sup>. Содержание серы в нем составляет 0,028-0,46.

Режим залежей водонапорный, упруговодонапорный. Пластовые воды хлоркальциевые с плотностью 1153-1174 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 220,3-252,6 г/л.

Месторождение находится в разработке.

**Нефтяное месторождение Актобе** расположено в Эмбенском районе Атырауской области, в 170 км к юго-востоку от г.Атырау.

Структура подготовлена под глубокое бурение сейсморазведочными работами МОВ в 1961 г. Поисковое бурение начато в 1962 г. Месторождение открыто в 1965 г. Разведочные работы проведены в период 1965-1970 гг.

В тектоническом отношении представляет непрорванную солянокупольную структуру. (Рис. 97).

Нефтеносны келловейские и батские отложения. В верхнеюрской части продуктивной толщи выделены пять нефтеносных горизонтов: VIII<sub>1</sub>, VIII<sub>2</sub>, VIII<sub>3</sub>, VIII<sub>4</sub>, VIII<sub>5</sub>, а в среднеюрской два - IX<sub>1</sub>, IX<sub>2</sub>.

Глубина залегания кровли пластов 2215 - 2348 м. Высоты залежей составляют 9-26 м. ВНК принят на отметках - 2262 - 2383 м.

Залежи пластовые сводовые и пластовые литологически экранированные. Разрез продуктивной части представлен терригенными отложениями. Коллектора поровые, открытая пористость равна 17,5-18,4%, а проницаемость не более 0,308 мкм<sup>2</sup>. Нефтенасыщенная толщина 2,2-10,6 м. Коэффициенты нефтенасыщенности 0,44-0,58. Начальные дебиты нефти

12,9-40 м<sup>3</sup>/сут на 3 мм штуцере. Газовый фактор 116,7-154 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

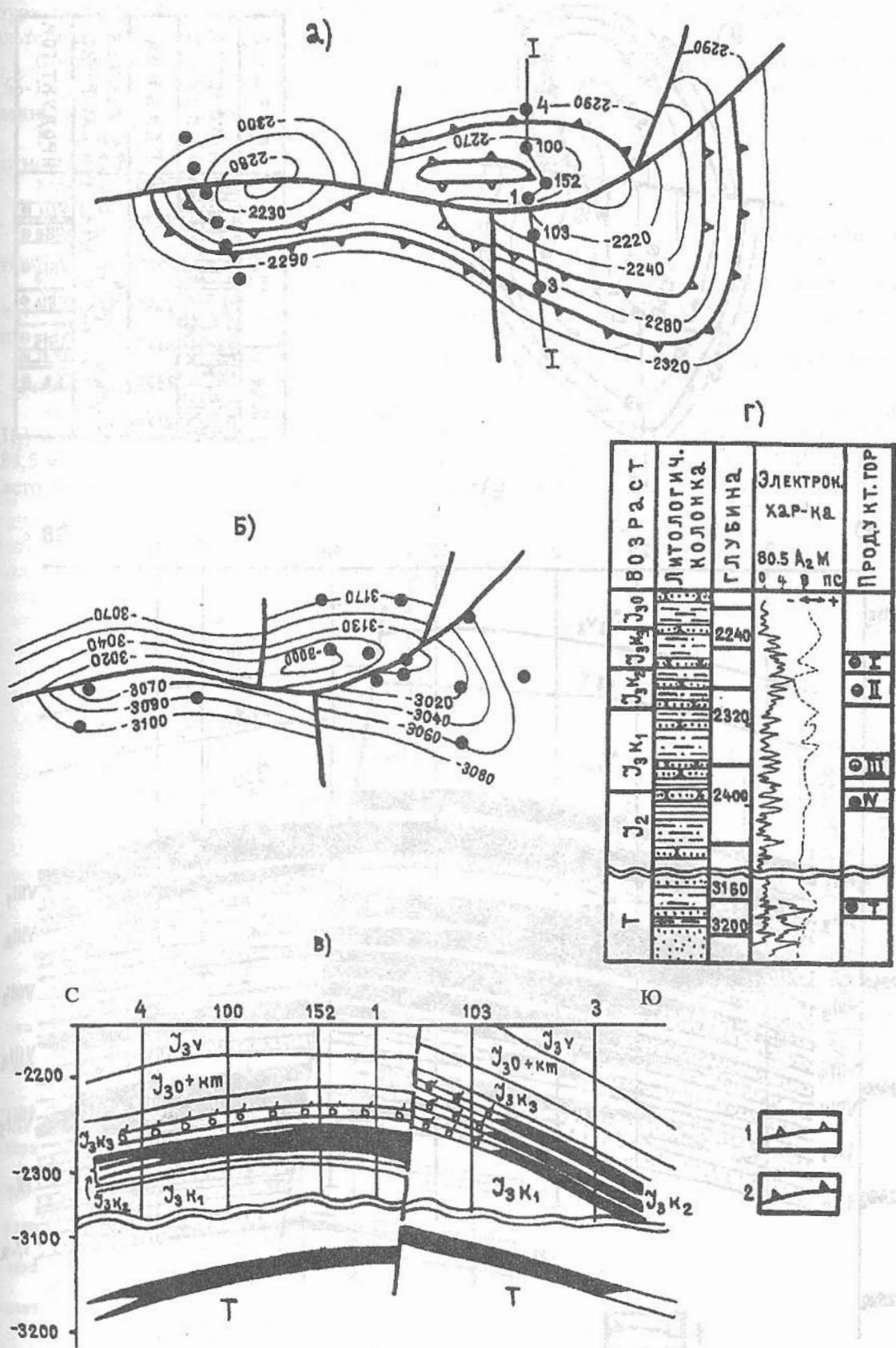


Рис. 96 Нефтегазоконденсатное месторождение Центральная и Восточная Прорва (по материалам ПО "Эмбанефть")  
Структурные карты: А - II песчаного пласта продуктивного горизонта П; Б - продуктивного горизонта Т-И;  
В - геологический разрез во линии I-I; Г - разрез продуктивной части отложений.  
Контуры: 1 - газоносности; 2 - нефтеносности.

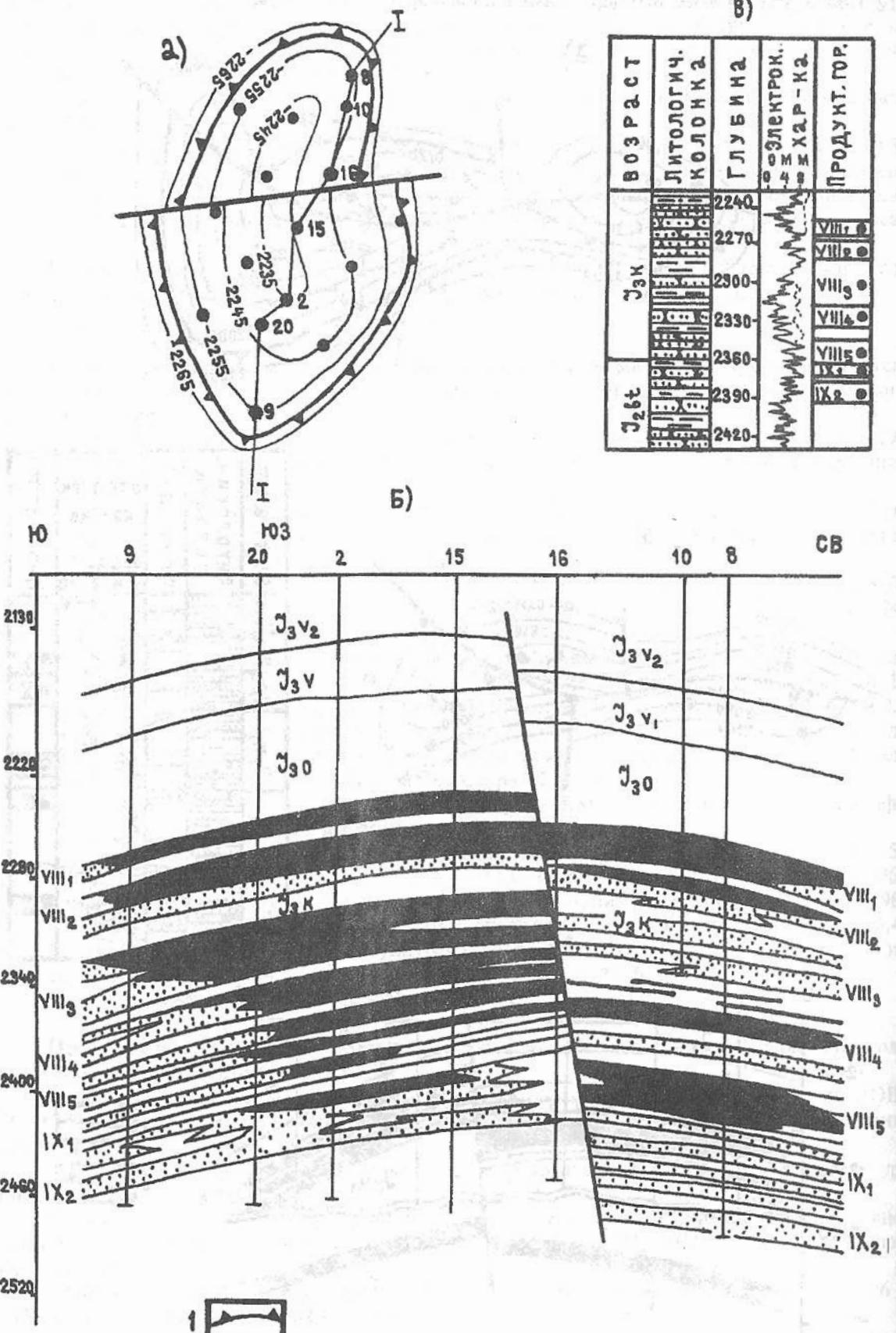


Рис. 97 Нефтяное месторождение Актобе (по материалам ПО "Эмбанефть")  
 А - структурная карта по кровле продуктивного горизонта VIII<sub>1</sub>; Б - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.  
 1 - контур нефтеносности.

Плотность нефти 811-879 кг/м<sup>3</sup>. Начальное пластовое давление 23,9-25,8 МПа, температура 73-780С. Нефти малосернистые 0,4-0,5%, содержат 1,48-2,48% парафина, 1,33% асфальтенов, 2,1% силикагелевых смол.

Состав газа: метан (25,41-72,63%), этан (5,13-19,17%), пропан (2,02-5,32%), изобутан (0,66-1,15%), н-бутан (0,89-1,98%), пентан и выше (0,34-0,63%), азот и редкие (1,66-7,53%), углекислый газ (0,16-1,58%).

Режим работы залежей упруговодонапорный. Пластовые воды хлоркальциевого типа с плотностью 1170-1190 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 219-284,3 г/л.

Месторождение находится в разработке.

Нефтяное месторождение Досмухамбетовское расположено в Эмбенском районе Атырауской области в 170 км к юго-востоку от г. Атырау.

Структура подготовлена сейсморазведочными работами в 1975 г. Поисковое бурение начато в 1978 г., который стал годом открытия месторождения. Разведочные работы проведены в 1979-1980 гг.

В тектоническом отношении месторождение приурочено к солянокупольной структуре. (Рис. 98).

Нефтеносность связана с отложениями келловейского яруса верхней юры (горизонт VIII<sub>2</sub>) и батского яруса средней юры (горизонт IX<sub>2</sub>). Глубина залегания горизонтов 2124 и 2284,5 м. Высоты залежей 10 и 15 м. ВНК установлен на отметках -2153 и -2319 м. Залежи пластовые, сводовые тектонически экранированные. Нефтеносные горизонты сложены тер-

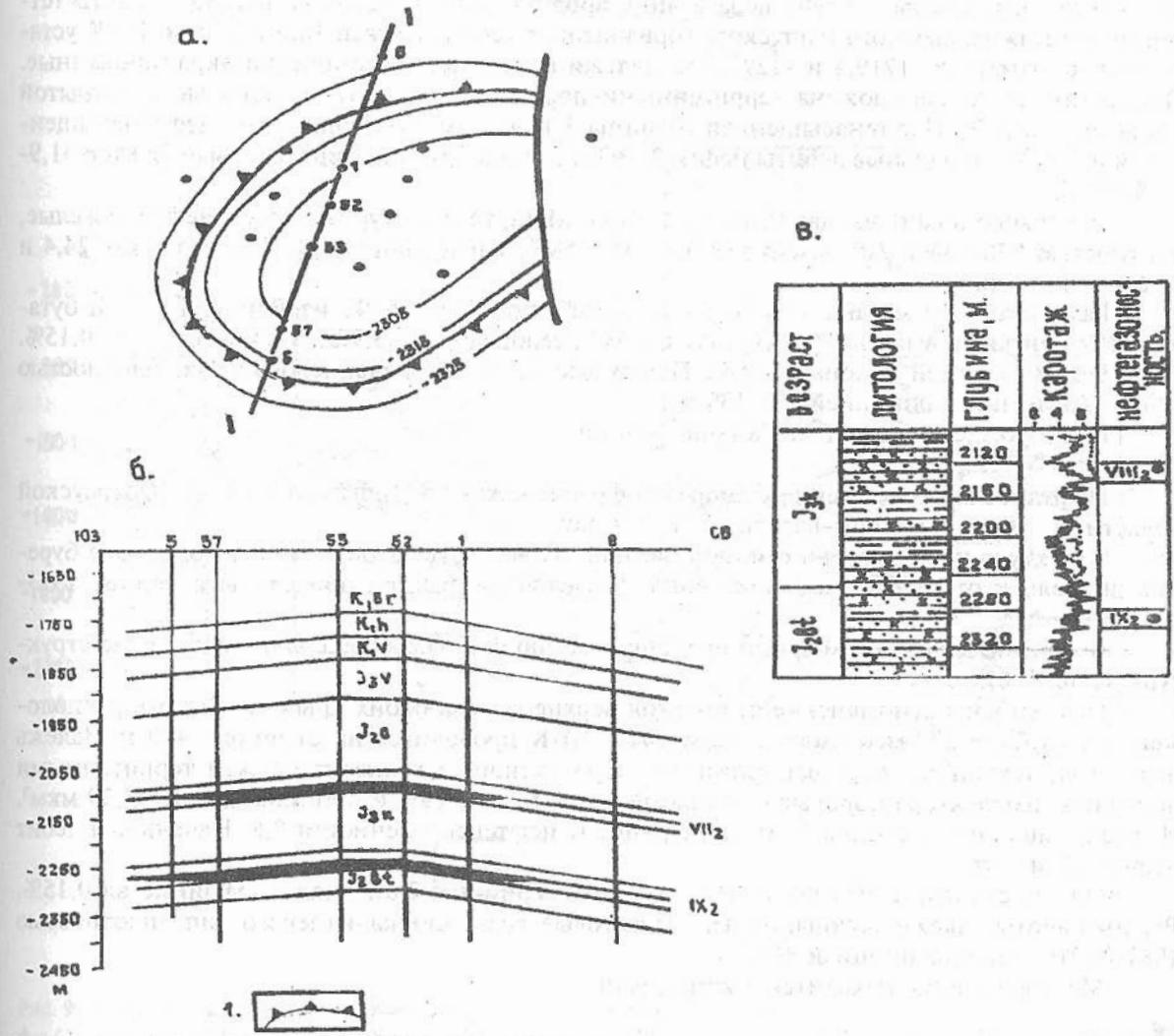


Рис. 98 Нефтяное месторождение Досмухамбетовское (по материалам ПО "Эмбанефть")  
А - структурная карта по кровле продуктивного горизонта X2; Б - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.

I - контур нефтеносности.

ригенными отложениями, коллектора поровые. Их открытая пористость равна 23 и 18,5%, проницаемость 0,095 и 0,029 мкм<sup>2</sup>, соответственно для горизонтов VIII<sub>2</sub> и IX<sub>2</sub>. Нефтенасыщенная толщина 3,2-5,2 м. Коэффициенты нефтенасыщенности 0,65 и 0,6. Начальные дебиты нефти по горизонту VIII<sub>2</sub> - 113,4 м<sup>3</sup>/сут (5 мм штуцер); по горизонту IX<sub>2</sub> - 19,1 м<sup>3</sup>/сут (3 мм штуцер). Газовый фактор 36 м<sup>3</sup>/т. Начальные пластовые давления 25,0 и 24,2 МПа, температура 76°C.

Плотность нефти 830-872 кг/м<sup>3</sup>. Нефти сернистые 1,18 и 1,59%, парафинистые 1,95 и 1,99%.

Состав растворенного в нефти газа: метан 53,63%, этан 12,54%, пропан 11,28%, изобутан 3,99%, н-бутан 8,49%, пентан + высшие 2,77%, азот 2,01%, углекислый газ 0,11%.

Режим работы залежей водонапорный. Пластовые воды хлоркальциевого типа, плотностью 1159 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 235-267 г/л.

Месторождение находится в разработке.

**Нефтяное месторождение Морское** находится в Эмбенском районе Атырауской области, в 90 км к юго-западу от железнодорожной станции Кулсары.

Структура выявлена и подготовлена сейсморазведочными работами МОВ в 1963 г. Поисковое бурение начато в 1965 г., ставшим годом открытия месторождения. Разведочные работы проведены в 1965-1967 гг.

В тектоническом отношении приурочено к трехкрылой солянокупольной структуре. (Рис. 99).

Нефтеносны нижнеальбские и аптские отложения нижнего мела северо-восточного и юго-восточного крыльев. Глубина залегания продуктивных пластов 1178-1236 м, соответственно для нижнеальбского и апского горизонтов; высоты залежей 18,6 и 38,8 м. ВНК установлен на отметках -1219,4 и -1297,5 м. Залежи пластовые тектонически экранированные. Продуктивная толща сложена терригенными породами, коллектора, поровые с открытой пористостью 22%. Нефтенасыщенная толщина 3,17-6,58 м, коэффициенты нефтенасыщенности 0,7-0,74. Начальные дебиты нефти 38-93 м<sup>3</sup>/сут на 7 мм штуцере. Газовый фактор 31,9-39,5 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Начальное пластовое давление 12,8 и 14,6 МПа, температура 42-45°C. Нефти тяжелые, плотностью 936-954 кг/м<sup>3</sup>, высокосернистые 2,58%, парафинистые 3,89%, содержат 24,4 и 25,6% асфальтенов.

Газ состоит из метана 90,62%, этана-2,15%, пропана-0,65%, изобутана-1,35% н-бутана-0,4%, пентана и высших -0,47%, гелия-0,03%, сероводорода-3,9%, углекислого газа-0,15%.

Режим залежей водонапорный. Пластовые воды хлоркальциевого типа, плотностью 1200 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 135-139 г/л.

Месторождение находится в консервации.

**Нефтяное месторождение Прибрежное** расположено в Эмбенском районе Атырауской области, в 186 км к юг-юго-востоку от г. Атырау.

Структура подготовлена сейсморазведкой в 1968 г. Начатое в 1973 г. поисковое бурение привело к открытию месторождения. Разведочные работы проведены в период 1973-1975 гг.

В тектоническом отношении представляет собой двухкрылую солянокупольную структуру. (Рис. 100).

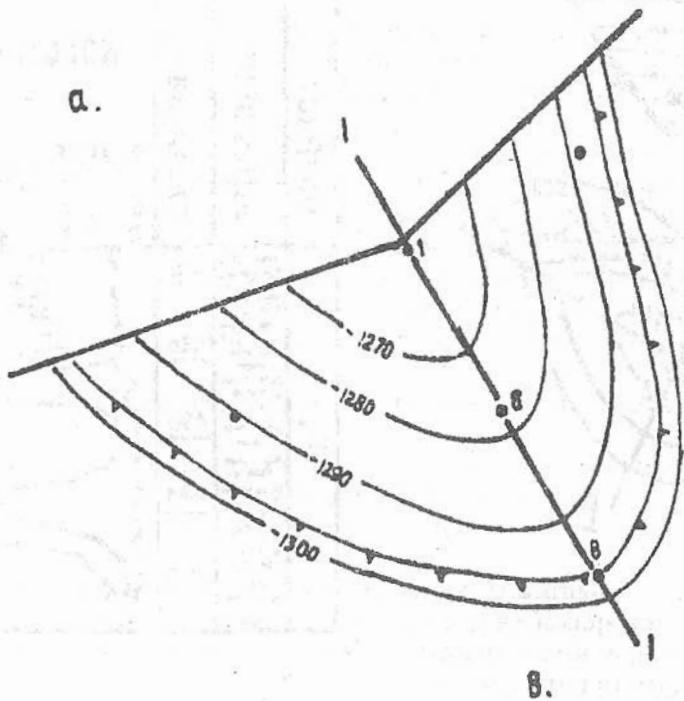
Нефтеносны сеноманские отложения верхнего мела обоих крыльев. Залежь расположена на глубине 397 м и имеет высоту 47 м. ВНК проводится на отметке - 450 м. Залежь пластовая, тектонически экранированная. Продуктивный горизонт сложен терригенными породами. Коллектора поровые с открытой пористостью 29% и проницаемостью 2,39 мкм<sup>2</sup>. Нефтенасыщенная толщина 30 м, коэффициент нефтенасыщенности 0,8. Начальный дебит нефти 3,7 м<sup>3</sup>/сут.

Плотность нефти 955 кг/м<sup>3</sup>. Нефть высокосернистая 2,6%, малопарафинистая 0,15%. Режим работы залежи водонапорный. Пластовые воды хлоркальциевого типа плотностью 1081 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 408,3 г/л.

Месторождение находится в консервации.

**Нефтяное месторождение Караарна** расположено в Эмбенском районе Атырауской области, в 180 км к юг-юго-востоку от г. Атырау.

Структура подготовлена под глубокое бурение сейсморазведкой в 1954 г. Поисковое



В.

Б.

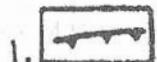
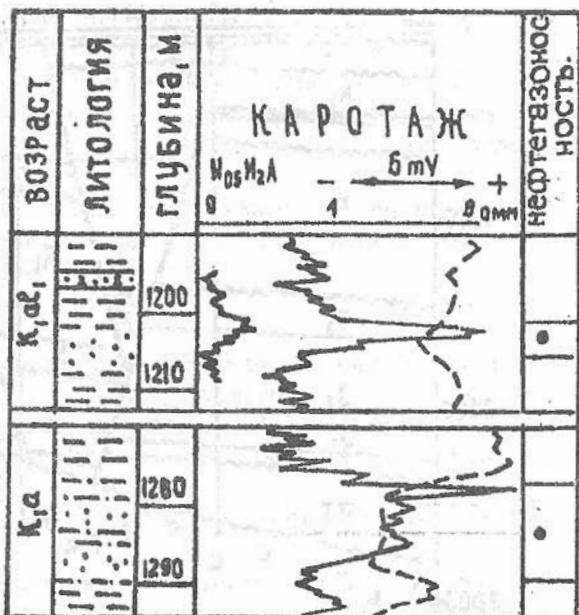
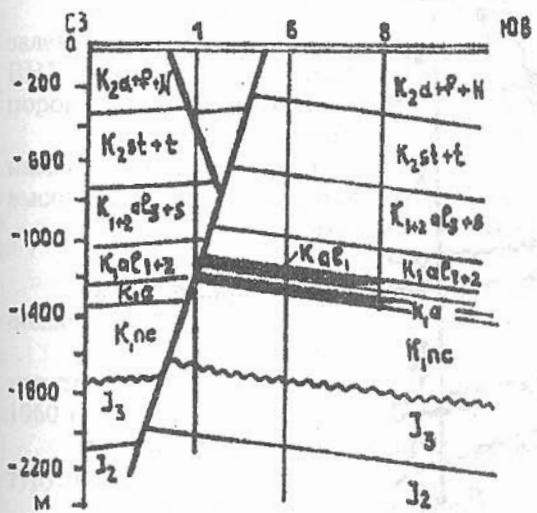


Рис. 99 Нефтяное месторождение Морское (по материалам ПО "Эмбанефть")

А - структурная карта по кровле аптского продуктивного горизонта; Б - геологический разрез по линии I-I'; В - разрез продуктивной части отложений.

1 - контур нефтеносности.

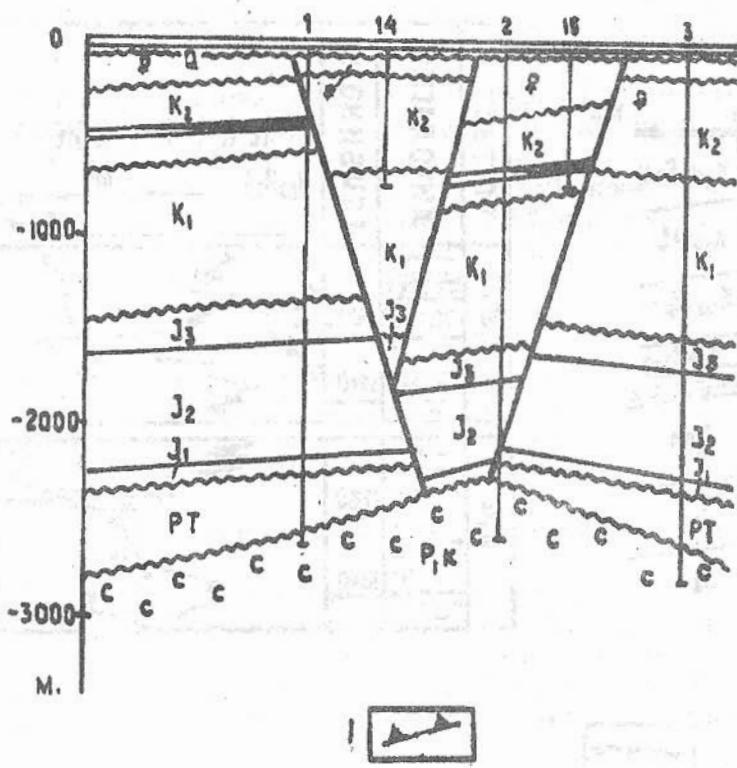
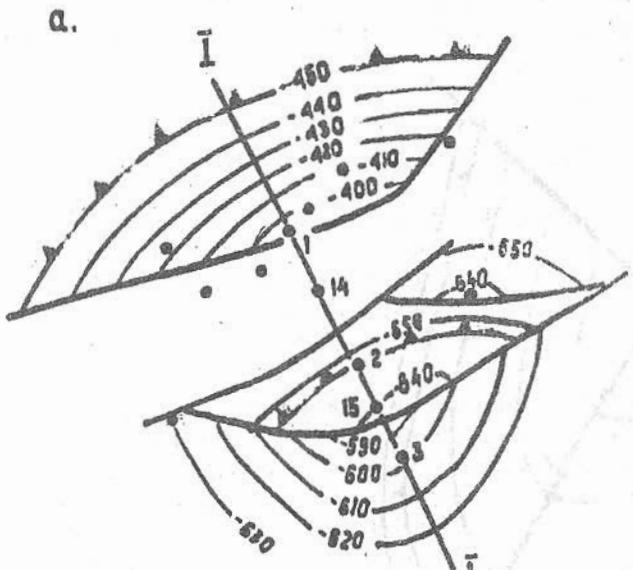


Рис. 100 Нефтяное месторождение Прибрежное (по материалам ПО "Эмбанефть")  
 А - структурная карта по кровле сеноманского горизонта; Б - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.  
 1 - контур нефтеносности.

бурение начато в 1955 г. Месторождение открыто в 1960 г. Разведочные работы проведены в 1960-1961 гг.

В тектоническом отношении приурочено к двукрылой солянокупольной структуре. (Рис.101).

Нефтеносность связана с отложениями аптского, альбского ярусов нижнего мела и сеноманского яруса верхнего мела. Глубина залегания кровли продуктивных горизонтов находится в пределах 467-1046 м. Высота залежей 15-30 м. ВНК установлен на отметках от -503 до -1099 м.

Залежи пластовые сводовые. Разрез продуктивной толщи сложен терригенными породами, коллектора поровые. Открытая пористость 27,2-30,2%, проницаемость 0,215-1,605 мкм<sup>2</sup>, нефтенасыщенная толщина 3,5-8,5 м, коэффициенты нефтенасыщенности изменяются от 0,72 до 0,95. Начальные дебиты нижнемеловых горизонтов западного крыла 21,2-38,3 м<sup>3</sup>/сут при 3 мм штуцере. Дебиты сеноманского горизонта низкие (3,1-3,7 м<sup>3</sup>/сут).

Газовый фактор 7,4-9,8 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Начальное пластовое давление 5,0-11,5 МПа, температура 32,5-40°С. Плотность нефти 964 кг/м<sup>3</sup>. Нефти сернистые 2,28-2,8%, малопарафинистые 0,18-0,61%.

Попутный газ содержит метана 88,9%, пентана и высших 1,3%, азота 8,65-12,2%, углекислого газа 0,41%.

Режим работы залежей водонапорный. Пластовые хлоркальциевые воды имеют плотность 1078-1105 кг/м<sup>3</sup> и минерализацию 104-156,2 г/л.

Месторождение находится в разработке.

**Нефтяное месторождение Юго-Западный Тажигали** расположено в Эмбенском районе Атырауской области, в 85 км к юго-западу от железнодорожной станции Кулсары.

Структура подготовлена к глубокому бурению сейсморазведочными работами в 1965 г. Поисковое бурение начато в 1975 г., который явился годом открытия месторождения. Разведочные работы проведены в 1975-1976 гг.

В тектоническом отношении приурочено к двукрылой солянокупольной структуре. (Рис. 102).

Нефтеносны отложения сеноманского яруса верхнего мела. Продуктивный горизонт залегает на глубине 396 м. Высота пластовой тектонически экранированной залежи - 33 м. ВНК установлен на отметке - 443 м. Горизонт сложен терригенными породами, коллектора поровые, нефтенасыщенная толщина 6,5 м.

Открытая пористость составляет 29%, проницаемость 2,35 мкм<sup>2</sup>, коэффициент нефтенасыщенности 0,8. Начальный дебит нефти равен 2,1 м<sup>3</sup>/сут. Плотность нефти 995 кг/м<sup>3</sup>, она высокосернистая 2,5%, малопарафинистая 0,15%.

Месторождение находится в консервации.

**Газонефтяное месторождение Тажигали** находится в Эмбенском районе Атырауской области, в 80 км к юго-западу от железнодорожной станции Кулсары.

Структура подготовлена сейсморазведочными работами в 1953 г. Поисковое бурение начато в 1954 г. Месторождение открыто в 1956 г. Разведочные работы проводились в 1956-1960 гг.

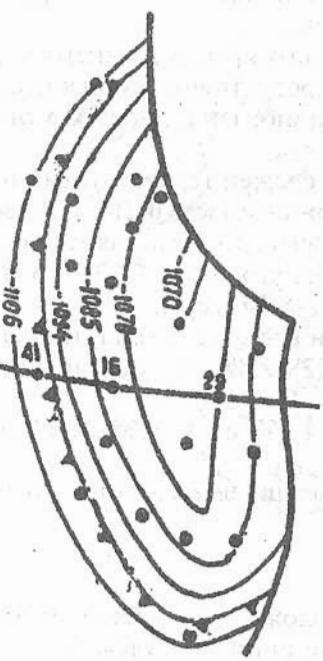
В тектоническом отношении представляет собой трехкрылую солянокупольную структуру. (Рис. 103).

Нефтеносность связана с меловыми и юрскими отложениями западного и восточного крыльев. В отложениях мела установлены четыре горизонта: сеноманский, I альбский, II альбский, неокомский и один горизонт в средней юре. Неокомский горизонт газонефтяной, остальные - нефтяные.

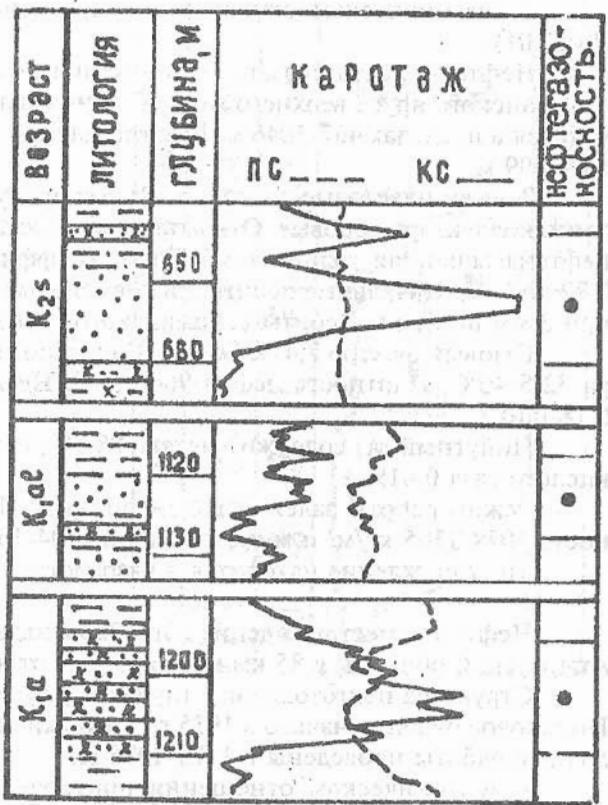
Глубина залегания продуктивных горизонтов меняется в пределах от 382 до 1002 м. ВНК установлен на отметках от -424 до -1005 м, ГВК -1067 м. Залежи пластовые, сводовые, тектонически экранированные с высотами 10-40 м. Нефтеносные пласти сложены терригенными породами, коллектора поровые. Открытая пористость 27-31,8%, проницаемость 0,032-0,845 мкм<sup>2</sup>, нефтенасыщенная толщина 3,0-8,3 м, газонасыщенная толщина неокомского горизонта 2,9 м. Коэффициенты нефтенасыщенности 0,7-0,81. Начальные дебиты нефти находятся в пределах 8-76 м<sup>3</sup>/сут.

Газовый фактор 2,0-49 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Начальное пластовое давление 3,8-11,2 МПа, температура 23-40°С. Плотность нефти 855-929 кг/м<sup>3</sup>. Нефти сернистые (0,87-1,42%), малопарафинистые (0,296-0,49%) и парафинистые (1,66-5,12%).

а.



б.



в.

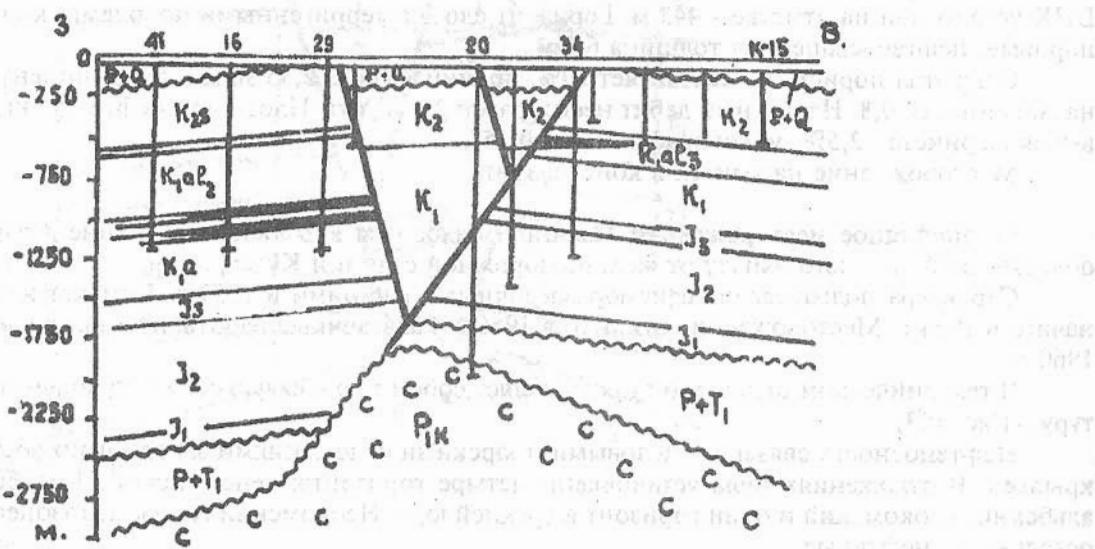


Рис. 101 Нефтяное месторождение Караарна (по материалам ПГО "Гурьевнефтегазгеология")

А - структурная карта по кровле аптского продуктивного горизонта; Б - геологические разрезы по линии А-А';

В - разрез продуктивной части отложений.

1 - контур нефтеносности.

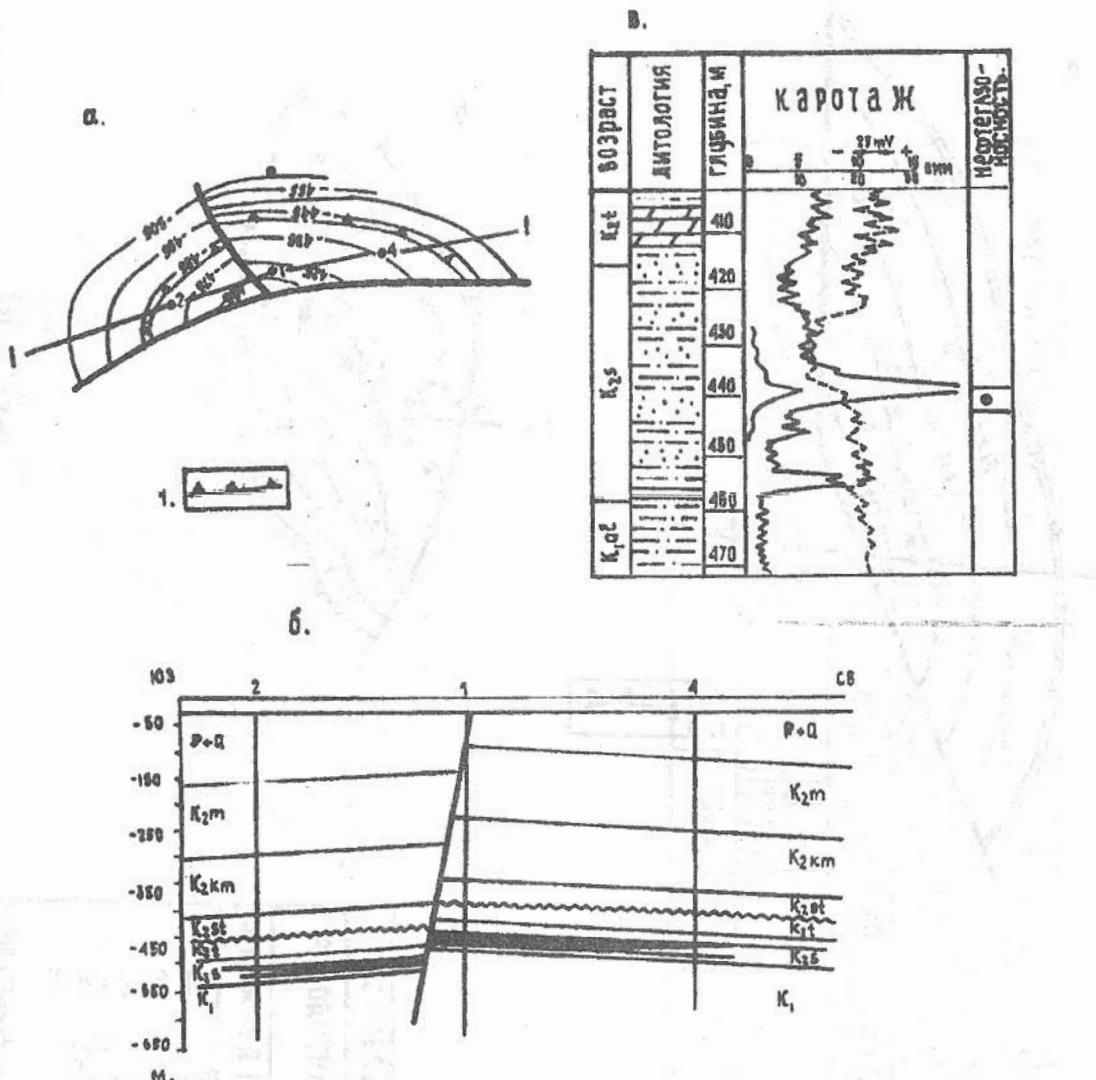


Рис. 102 Нефтяное месторождение Юго-Западный Тажигали (по материалам ПО "Эмбанефть")  
А - структурная карта по кровле сеноманского продуктивного горизонта; Б - геологический разрез по линии I-I;  
В - разрез продуктивной части отложений.  
1 - контур нефтеносности.

Состав газа: метан 59,8-62,4%, этан 7%, пропан 5,3%, азот + редкие 14,8-29,2%, водород 0,4%.

Режим работы залежей водонапорный. Пластовые воды хлоркальциевые с плотностью 1042-1147 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 61,6-212,2 г/л.

Месторождение находится в консервации.

**Газонефтяное месторождение Каратон-Кошкимбет** расположено в Эмбенском районе Атырауской области в 150 км к юго-востоку от г. Атырау.

Структура подготовлена сейсморазведкой МОВ в 1931 г. Месторождение открыто в 1934 г. Поисковое бурение начато в 1937 г. Разведочные работы начаты в 1934 г. и завершены в 1964 г.

В тектоническом отношении приурочено к двукрылой солянокупольной структуре. (Рис. 104).

Нефтеносны отложения палеогена, верхнего и нижнего мела, средней юры. В палеогене выделен один нефтяной горизонт, в верхнем мелу - два нефтяных, в альбе - четыре нефтяных и один газовый горизонт, в апте - один нефтяной и один газовый горизонт, в неокоме и средней юре по одному нефтяному горизонту.

Глубина залегания палеогенового горизонта 70-169 м, верхнемеловых - 213 м, альбских 665-864 м, неокомского 670-930 м, среднеюрского -1122-1168 м. Высота залежи в палеогене 11-40 м, маастрихте 70 м, альбе 5-60 м, апте 9-93 м, неокоме 15-65 и средней юре 30-84 м. ВНК находится на отметках от -135 до -1233 м. Залежи пластовые, тектонически экраниро-

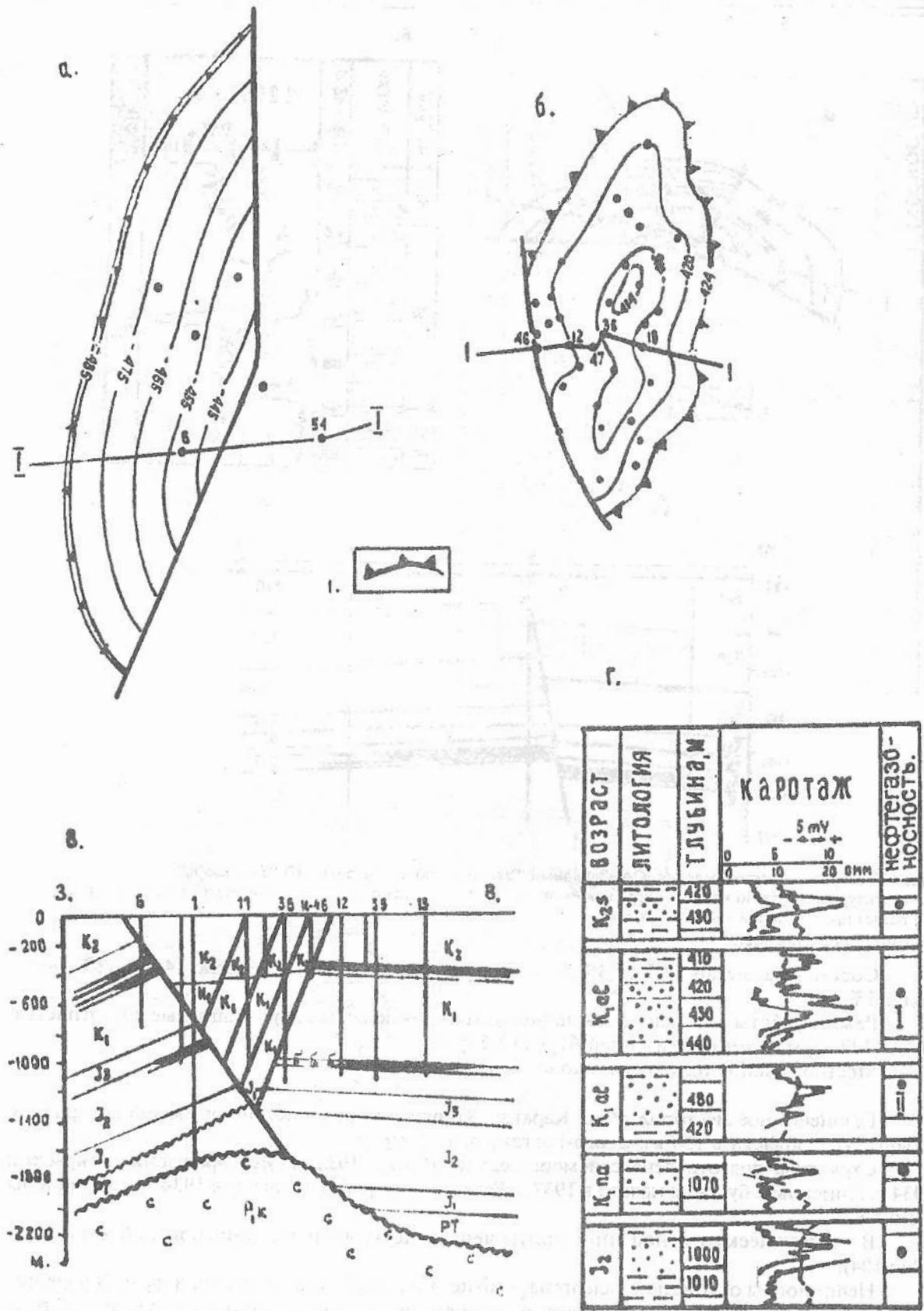


Рис. 103 Газонефтяное месторождение Тажигали (по материалам ПО "Эмбенефть", 1958 г.)

Структурные карты по кровле: А - альбского продуктивного горизонта II; Б - сеноманского продуктивного горизонта I; В - геологический разрез по линиям I-I', II-II'; Г - разрез продуктивной части отложений.

1 - контур нефтеносности.

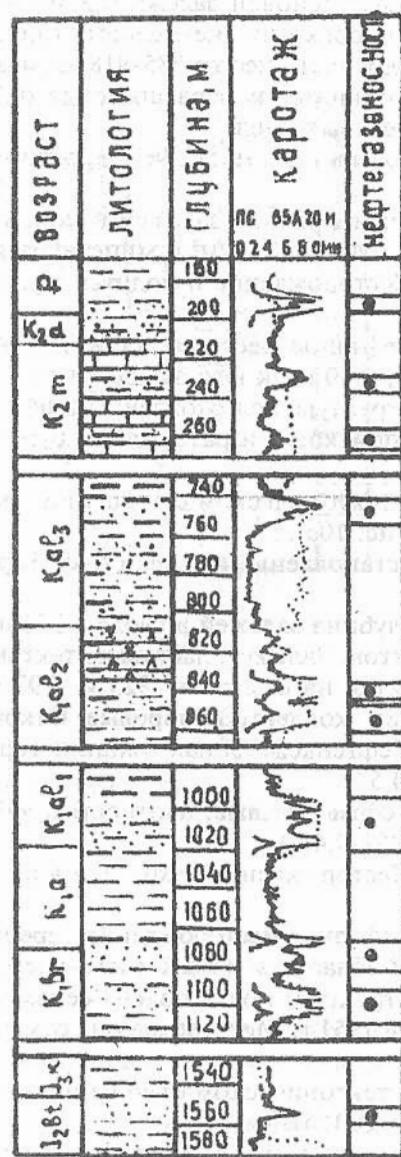
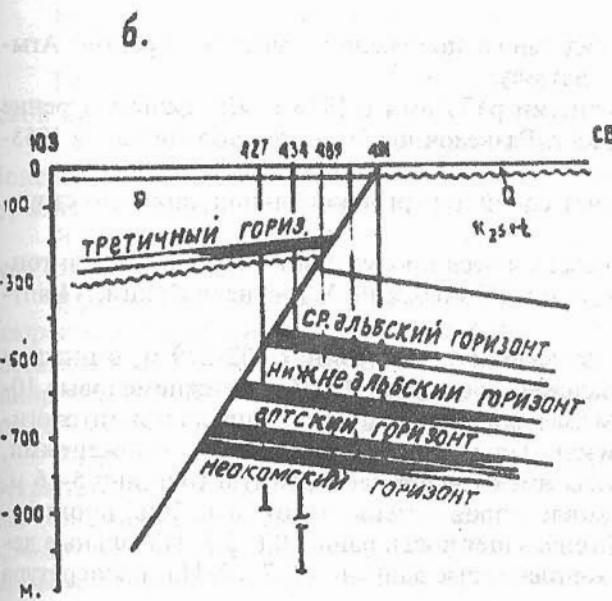
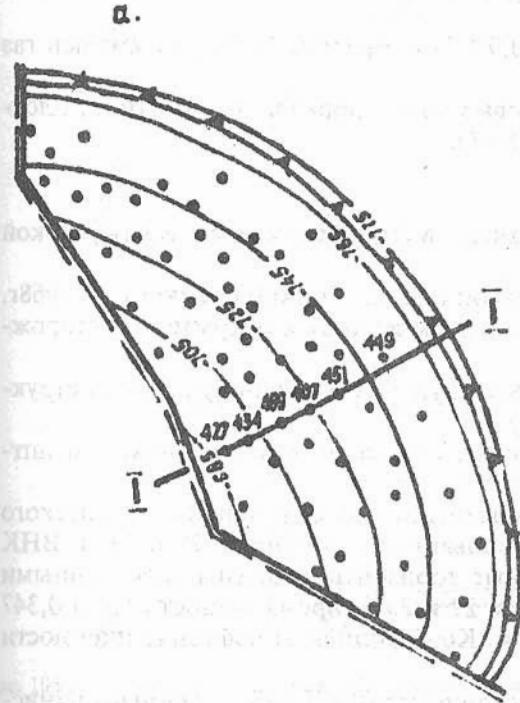


Рис. 104 Газонефтяное месторождение Каратон-Кошкимбет (по материалам ПО "Эмбанефть")

А - структурная карта по кровле аптского продуктивного горизонта; Б - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.

1 - контур нефтеносности.

ванные. Продуктивные горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. Открытая пористость палеогеново-верхнемеловых горизонтов равна 18%, среднеюрско-нижнемеловых 30-32%. Проницаемость меняется от 0,12 до 0,723 мкм<sup>2</sup>, нефтенасыщенная толщина горизонтов 3-20 м. Коэффициенты нефтенасыщенности 0,65-0,8. Начальные дебиты нефти палеогеновой залежи 0,2 м<sup>3</sup>/сут, юрско-меловых 6-67 м<sup>3</sup>/сут. Начальные пластовые давления юрско-нижне-меловых горизонтов 3,5-9,2 МПа, температура 19-50°C.

Плотность нефти 885-918 кг/м<sup>3</sup>. Нефти малосернистые и сернистые (0,32-1,29%), малопарафинистые и парафинистые (0,28-4,23%), содержат 0,4-0,6%, асфальтенов и 3-7,2% силикагелевых смол.

Состав газа: метан 96,2%, этан 0,5%, пропан 0,9%, азот+редкие 1,4%, углекислый газ 0,7.

Режим работы залежей водонапорный. Пластовые воды хлоркальциевые типа, плотностью 1045-1122 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 67,2-177,8 г/л.

Месторождение находится в разведке.

**Нефтяное месторождение Пустынное** расположено в Эмбенском районе Атырауской области, в 40 км к юго-западу от поселка Каратон.

Структура подготовлена в 1964 г. гравиметрической и сейсмической съемками. В 1968 г. начато поисковое и разведочное бурение, приведшее в этом же году к открытию месторождения.

В тектоническом отношении представляет собой двукрылую солянокупольную структуру. (Рис. 105).

Установлены два нефтяных горизонта в меловых отложениях (сеноманский и аптский).

Глубина залежей в своде - 272 и -760 м, соответственно для сеноманского и апского горизонтов. Залежи пластовые, тектонически экранированные с высотами 28 и 16 м. ВНК проводится на отметках -323 и -797 м. Продуктивные горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. Открытая пористость 22 и 25%, проницаемость 1,8 и 0,347 мкм<sup>2</sup>. Нефтенасыщенная толщина горизонтов 4-7,3 м. Коэффициенты нефтенасыщенности 0,73 и 0,57.

Нефти тяжелые, плотностью 953 и 925 кг/м<sup>3</sup>, сернистые (0,6-1,02%), малопарафинистые (0,068-0,4%).

Месторождение находится в разведке.

**Нефтяное месторождение Теренозек Западный** расположено в Эмбенском районе Атырауской области в 180 км к юго-востоку от г. Атырау.

Структура подготовлена сейсморазведочными работами в 1953 г. Поисковое бурение начато в 1951 г. Месторождение открыто в 1953 г. Разведочное бурение проводилось в 1953-1963 гг.

В тектоническом отношении представляет собой двукрылую солянокупольную структуру. (Рис. 106).

В отложениях верхнего и нижнего мела выделяются продуктивные горизонты: сантонский, I сеноманский, II сеноманский, III альбский, IV альбский, V нижнеальбский, VI аптский и VII нижненеокомский.

Продуктивные горизонты в верхнем мелу залегают на глубинах 102-279 м, в нижнем мелу на -174-721 м. Высота верхнемеловых залежей составляет 18-45 м, нижнемеловых 10-67 м. ВНК проводится на отметках -233-718 м. Залежи пластовые, тектонически и литологически экранированные. Продуктивные горизонты сложены терригенными отложениями, коллектора поровые. Верхнемеловые горизонты имеют нефтенасыщенную толщину 5-16 м, нижнемеловые 2-24 м. Открытая пористость коллекторов изменяется от 20 до 30%, проницаемость 0,461-2,376 мкм<sup>2</sup>. Коэффициенты нефтенасыщенности равны 0,6-0,8. Начальные дебиты меняются от 0,2 до 66,5 м<sup>3</sup>/сут. Начальные пластовые давления 1-7,4 МПа, температура 20-41°C.

Плотность нефти колеблется в пределах от 842 до 946 кг/м<sup>3</sup>. В ней содержится 0,26-2,36% серы, 0,15-2,31% парафина.

Газ состоит из метана (62,5-86,6%), этана 7,9%, пропана 2,7%, изобутана 2,8%, н-бутана 0,8%, азота и редких 8,1-9,2, углекислого газа 1,3-2,5%.

Режим залежи водонапорный. Пластовые воды хлоркальциевые, с плотностью 1041-1128 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией от 73,7 до 131,3 г/л.

Рис.  
А - с  
В - р  
1 - ко

уско

Пои  
буре

туру

нею  
сост  
ранн  
тов -

Откр  
ная \*  
0,54-  
соот

71-8-

стые

пент

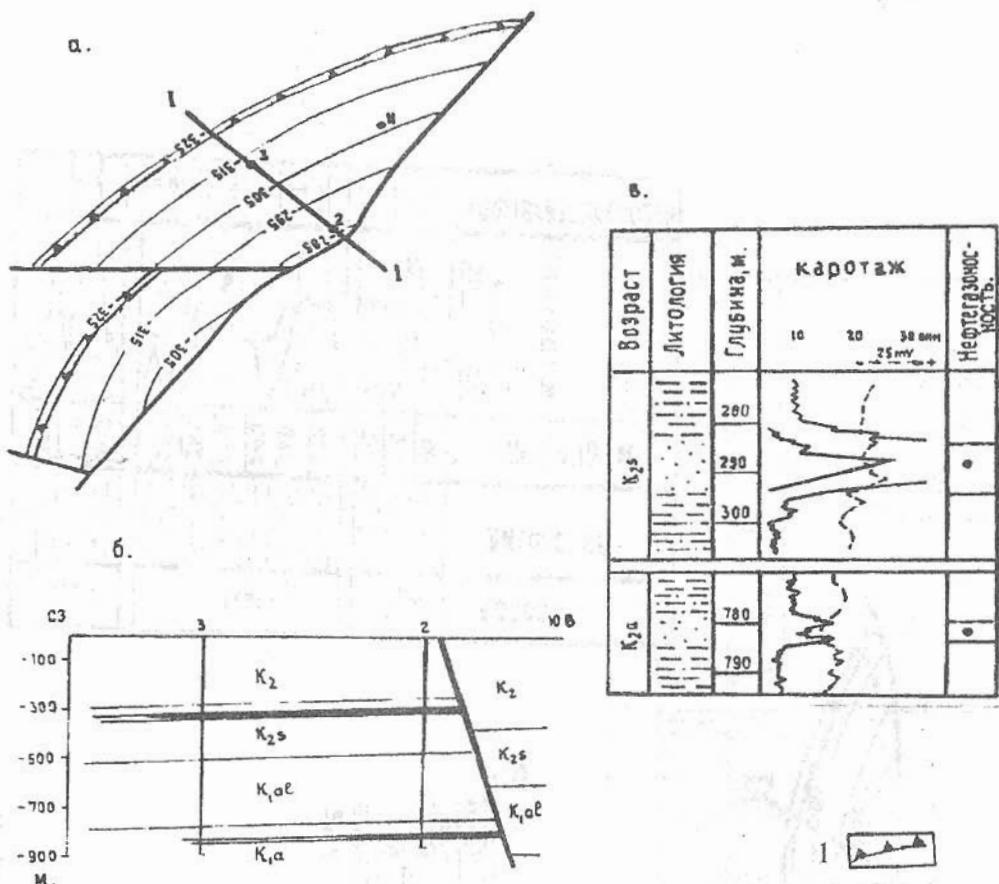


Рис. 105 Нефтяное месторождение Пустынное (по материалам ПО "Эмбенефть", 1973 г.)

А - структурная карта по кровле сеноманского продуктивного горизонта; Б - геологический разрез по линии I-I;  
В - разрез продуктивной части отложений.  
1 - контур нефтеносности.

Месторождение находится в разработке.

Нефтяное месторождение Кокарна Восточная находится в Эмбенском районе Атырауской области, в 150 км к юго-востоку от г.Атырау.

Структура выявлена и подготовлена к глубокому бурению сейсморазведкой в 1977 г. Поисковые работы начаты в 1978 г. В 1979 г. открыто месторождение и начато разведочное бурение, завершенное в 1986 г.

В тектоническом отношении представляет собой двукрылую солянокупольную структуру (рис.107).

В разрезе продуктивной части месторождения выделено 3 нефтяных горизонта: II среднеюрский, II триасовый и III триасовый. Глубина залегания II среднеюрского горизонта составляет 2263 м, а триасовых горизонтов 2346 -2603. Залежи пластовые, тектонически экранированные. Высота залежи II среднеюрского горизонта равна 28 м, триасовых горизонтов -20 и 36 м. ВНК находится на отметках - 2317-2661 м.

Разрез продуктивной толщи сложен терригенными породами, коллектора поровые. Открытая пористость коллекторов 16-19%, проницаемость 0,017-0,043 мкм<sup>2</sup>, нефтенасыщенная толщина 6,3, 6,9 и 2,8 м. Коэффициенты нефтенасыщенности колеблются в пределах 0,54-0,6. Начальные дебиты нефти 154,3 м<sup>3</sup>/сут (7 мм штуцер) и 115 м<sup>3</sup>/сут (5 мм штуцер) соответственно в II среднеюрском и III триасовом горизонтах.

Газовый фактор 29,6 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Начальное пластовое давление 25-29,4 МПа, температура 71-84°C.

Плотность нефти 844 кг/м<sup>3</sup>. Нефти малосернистые 0,47%, парафинистые 2,4%, смолистые 6,4%, содержат 1,4% асфальтенов.

Состав газа: метан 47,25%, этан 6,74%, пропан 9,29%, изобутан 2,27%, н-бутан 7,09%, пентан + высшие 3,8%, азот + редкие 12,88%, углекислый газ 1,99%.

Режим работы залежей водонапорный. Пластовые воды хлоркальциевые, плотностью

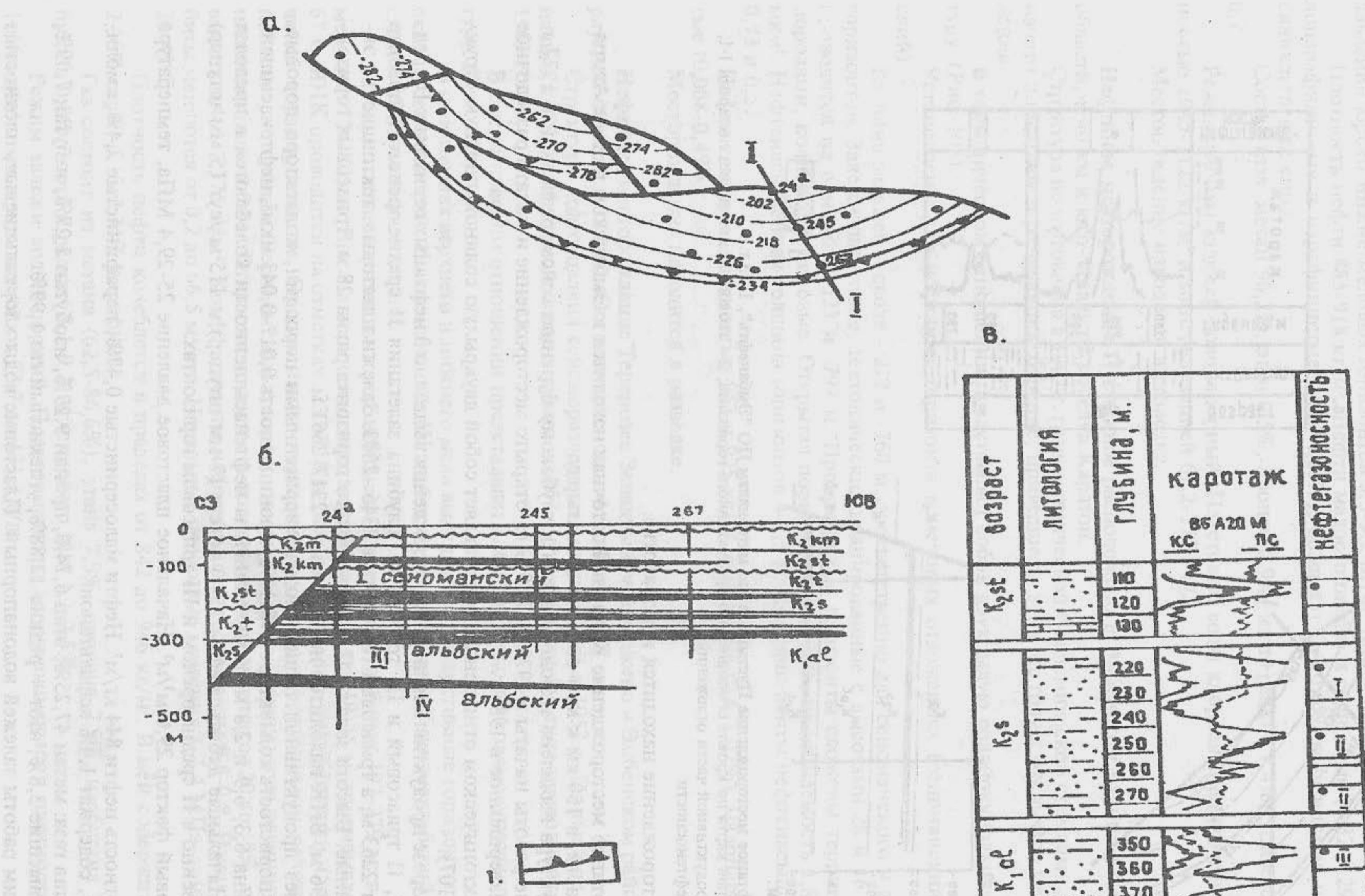
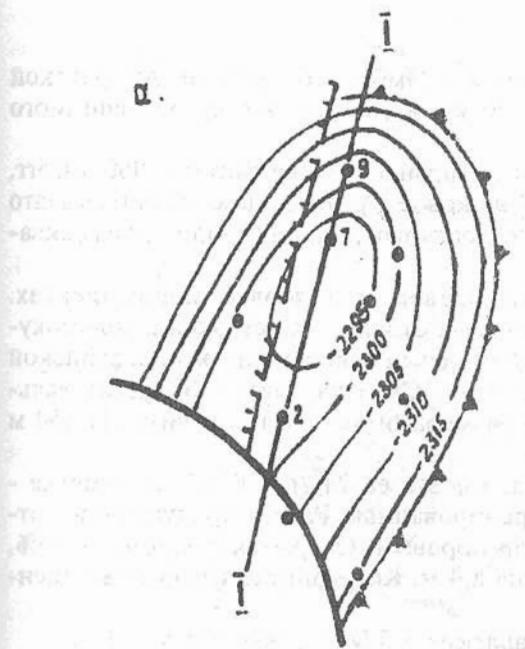


Рис. 106 Нефтяное месторождение Теренозек Западный (по материалам ПО "Эмбанефть")

А - структурная карта по кровле сеноманского продуктивного горизонта I; Б - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.

1 - контур нефтеносности.



6.

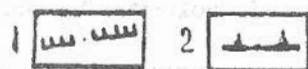
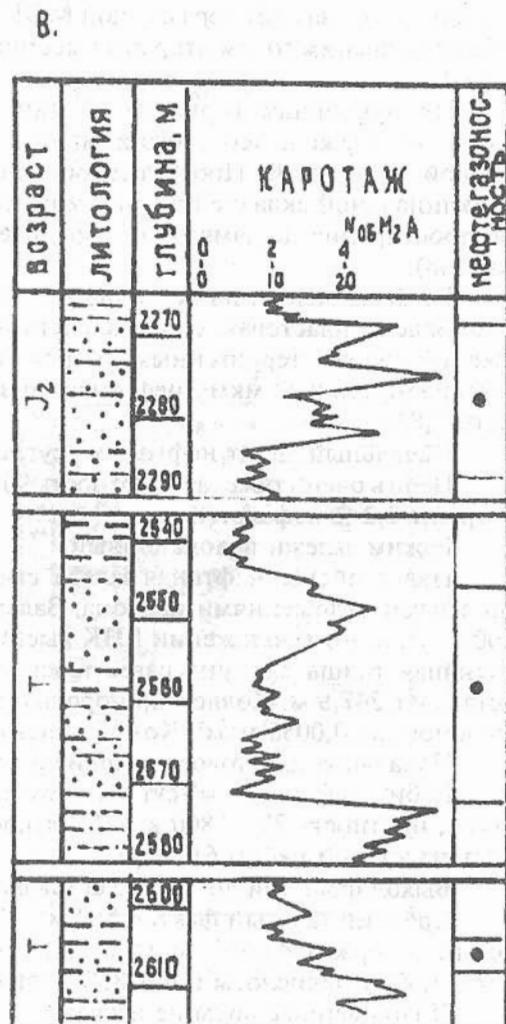
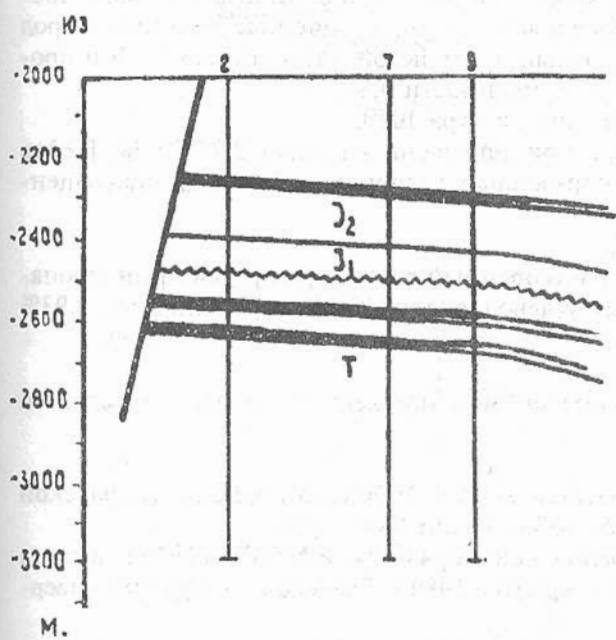


Рис. 107 Нефтяное месторождение Кокарна Восточная (по материалам ПО "Эмбанефть")

А - структурная карта по кровле среднеурского продуктивного горизонта II; Б - геологический разрез по линии II; В - разрез продуктивной части отложений.

1 - граница зоны литологического замещения коллекторов; 2 - контур нефтеносности.

1139-1156 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 24,6-251,1 г/л.

Месторождение находится в консервации.

**Нефтяное месторождение Королевское** находится в Эмбенском районе Атырауской области, в 150 км к юго-востоку от г. Атырау и в 20 км к северо-востоку от нефтяного гиганта - месторождения Тенгиз.

Структура подготовлена региональными геолого-геофизическими работами 1960-1975 гг. и детализирована сейсморазведкой МОГТ в 1975 г. Поисковое и разведочное бурение начато в 1982 г., ставшим годом открытия месторождения. Первооткрывательница - поисковая скважина 2.

Продуктивные горизонты установлены в надсолевом и подсолевом комплексах. Нефтяная залежь надсолевого комплекса в верхнемеловых отложениях связана с солянокупольной структурой. Продуктивность подсолевого комплекса приурочена к палеозойской антиклинальной складке тектоно-седиментационного типа. Складка имеет субмеридианальное простиранье по замкнутой изогипсе - 4800 м с размерами 8x5 км и амплитудой 850 м (рис.108).

Глубина залегания сеноманской залежи 538 м, высота ее 24 м и ВНК на отметке - 581 м. Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная. Разрез продуктивных отложений сложен терригенными породами, коллектор поровый. Открытая пористость 26%, проницаемость 0,48 мкм<sup>2</sup>, нефтенасыщенная толщина 8,4 м. Коэффициент нефтенасыщенности 0,83.

Начальный дебит нефти 4 м<sup>3</sup>/сут, пластовое давление 5,5 МПа, температура 30°C.

Нефть очень тяжелая, плотность 965 кг/м<sup>3</sup>, сернистая (2%), малопарафинистая (0,52%), содержит 2,2 % асфальтенов.

Режим залежи водонапорный.

Палеозойская нефтяная залежь связана с артинскими породами нижней перми и карбонатными отложениями карбона. Залегает на глубине 3952 м. ВНК принят на отметке - 4800 м. При этом положении ВНК высота залежи составляет 748 м. Залежь массивная. Продуктивная толща сложена известняками. Эффективная нефтенасыщенная толщина пород составляет 247,8 м. Коллектор поровый карбонатный, с открытой пористостью 7,8% и проницаемостью 0,0058 мкм<sup>2</sup>. Коэффициент нефтенасыщенности 0,83.

Начальное пластовое давление 81,1 МПа, температура 105°C.

Дебит нефти 281 м<sup>3</sup>/сут на 6 мм штуцере при депрессии на пласт 2,75 МПа. Нефть легкая, плотность 797 - 800 кг/м<sup>3</sup>. Вязкость в нормальных условиях 2,02 сст. Газонасыщенность пластовой нефти 611 м<sup>3</sup>/т.

Выход фракций до 300°C составляет 70%.

Средний газовый фактор 589 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Газ, растворенный в нефти, жирный, этан-пропановый, содержит 43,36% метана, 21% тяжелых углеводородов, 26,3% сероводорода, 0,93% азота, 4,6% углекислоты и 0,0185% гелия.

Подошвенные воды не изучены.

Месторождение находится в разведке по подсолевым отложениям. Залежь надсолевого комплекса законсервирована.

**Нефтегазовое месторождение Акинген** расположено в Эмбенском районе Атырауской области в 40 км к юго-востоку от железнодорожной станции Кульсары.

Структура подготовлена к глубокому бурению сейсморазведкой МОГТ в 1979 г. и тогда же начаты поисковые работы. Месторождение открыто в 1980 г. Разведочное бурение завершено в 1983 г.

В тектоническом отношении приурочено к двукрылой солянокупольной структуре (рис.109).

В нижнем мелу выделены пять продуктивных горизонтов: I и II альбские нефтяные, апт-неокомский и III неокомский (пласт I и пласт II) - газовые и III неокомский газо-нефтяной.

Глубина залегания продуктивных горизонтов 660-682 м, 927 м и 1028 - 1111 м, соответственно для альбских, апт-неокомского и неокомских горизонтов. Залежи пластовые сводовые и пластовые литологически экранированные. Высота альбских нефтяных залежей 10-16 м; нефтяной части III неокомского горизонта - 6 м. Высота газовых залежей 11-22 м. ВНК проводится на отметках -679 - -877 м, ГВК на -947 - -1090 м. Разрез продуктивной толщи сложен терригенными породами, коллектора поровые. Нефтенасыщенная толщина 3,2-4,9 м,

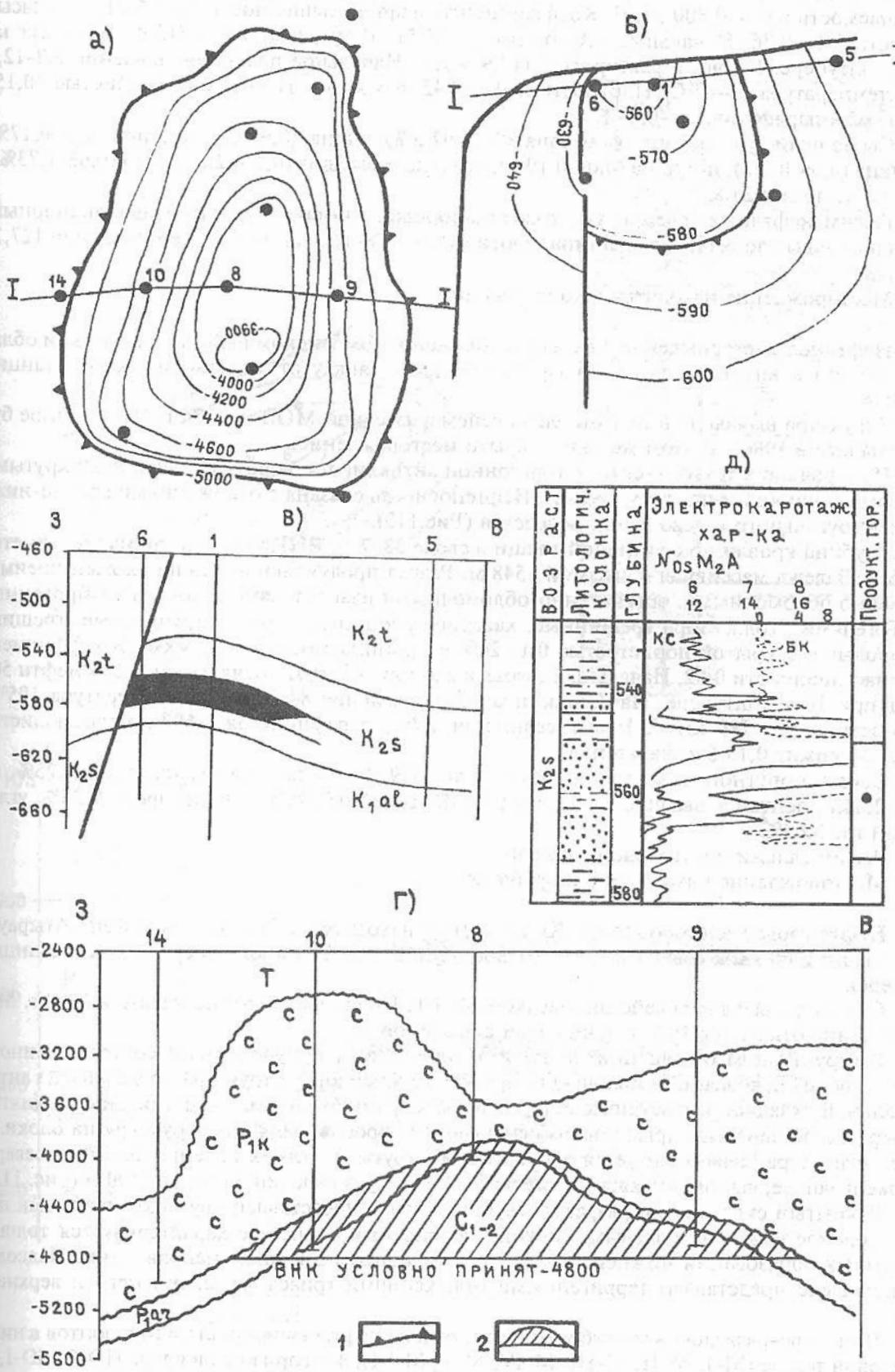


Рис. 108 Нефтяное месторождение Королевское (по материалам ПО "Эмбанефть", "Тенгизнефтегаз")  
Структурные карты по кровле продуктивных горизонтов: А - артинского; Б - сеноманского; В, Г - геологические  
разрезы по линиям I-I, II-II соответственно; Д - разрез продуктивной части отложений.  
1 - контур нефтеносности; 2 - массивная залежь.

газонасыщенная 3,3-8,9 м. Открытая пористость коллекторов колеблется в пределах 27-31%, проницаемость 0,091-0,800 мкм<sup>2</sup>. Коэффициенты нефтенасыщенности 0,52-0,71, газонасыщенности 0,51-0,76. Начальные дебиты нефти 27-51 м<sup>3</sup>/сут, газа 452,8-716,9 тыс.м<sup>3</sup>/сут на 15,8 мм штуцере. Газовый фактор 27,7-119,9 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Начальное пластовое давление 6,2-12,8 МПа, температура 34-47°С. Плотность нефти 842-905 кг/м<sup>3</sup>. Нефти малосернистые (0,15-0,28%), малопарафинистые-0,88%.

Свободный газ состоит из метана (94,2-97,3%), этана (0,95-3,68%), пропана 0,17%, изобутана (0,06-0,2%), н-бутана (0,04-0,19%), пентана + высших (0,1-0,2%), азота (0,98-1,73%), углекислого газа 0,25%.

Режим нефтяных залежей упруговодонапорный, газовых - упругогазоводонапорный. Пластовые воды хлоркальциевого типа, плотностью 1078-1105 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 127,1-162,5 г/л.

Месторождение находится в консервации.

**Нефтяное месторождение Тенгиз** расположено в Эмбенском районе Атырауской области в 160 км к юго-востоку от г.Атырау, в 70 км к западу от железнодорожной станции Опорная.

Структура выявлена и подготовлена сейсморазведкой МОВ в 1974 г. Разведочное бурение начато в 1980г. В этом же году открыто месторождение.

Приурочено к тектоно-седиментационной антиклинали коробчатой формы с крутыми крыльями и широким плоским сводом. Нефтеносность связана с отложениями средне-нижнекаменноугольного и девонского возрастов (Рис.110).

Глубина кровли продуктивной толщи в своде 3867 м, ВНК условно принят на отметке - 5415 м. Залежь массивная с высотой 1548 м. Разрез продуктивной толщи сложен преимущественно обломочными, органогенно-обломочными известняками и доломитизированными мергелями. Коллектора трещинные, каверно-трещинные, порово-трещинные, трещинно-поровые с открытой пористостью 0,1- 24% и проницаемостью 1-30 мкм<sup>2</sup>. Коэффициент нефтенасыщенности 0,82. Начальный газовый фактор 487 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, начальный дебит нефти 500 м<sup>3</sup>/сут при 10 мм штуцере. Начальное пластовое давление 84,24 МПа, температура 105°С. Плотность нефти 789 кг/м<sup>3</sup>. Нефть сернистая 0,7%, парафинистая 3,69%, малосмолистая 1,14%, содержит 0,13% асфальтенов.

Состав попутного газа: метан 53,8%, этан 12,99%, пропан 6,85%, изобутан 1,25%, н-бутан 2,64%, пентан + высшие 9,63%, азот 1,19%, гелий 0,0195%, сероводород 19,25%, углекислый газ 3,69%.

Режим залежи упруговодонапорный.

Месторождение находится в разработке.

**Нефтегазовое месторождение Крыкмылтық** находится в Эмбенском районе Атырауской области в 60 км к северо-востоку от пос. Кулсары, в 57 км юго-восточнее ж/д станции Жантекек.

Структура выявлена сейсморазведкой МОГТ. Поисковое бурение начато в 1988 г. Месторождение открыто в 1988 г. поисковой скважиной 1.

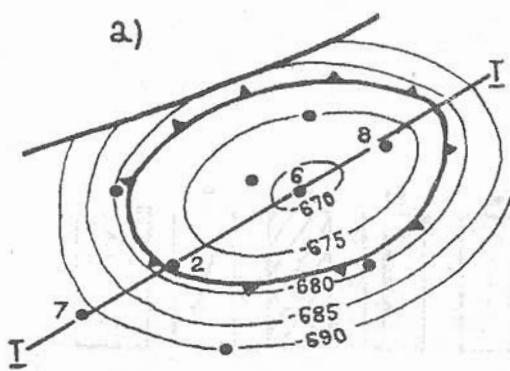
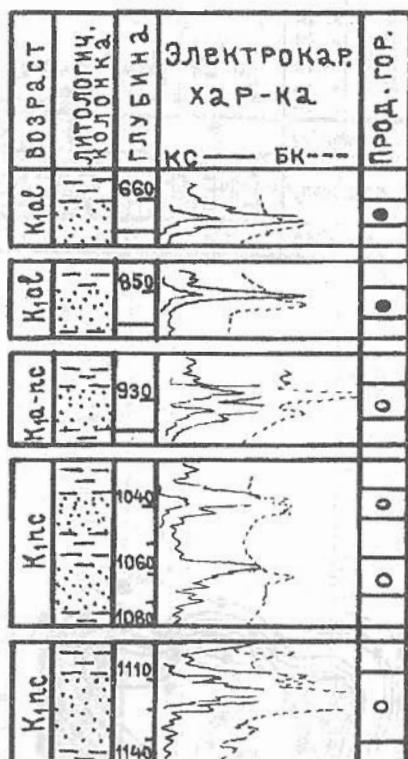
В структурном отношении по III и V горизонтам, приуроченным соответственно к кровле юрских отложений и подошвенной части нижней юры, структура представлена антиклинальной складкой изометрической формы размерами 6х4,4 км. Сводовая часть поднятия и север-северо-западное крыло осложнены серией сбросов, делящих структуру на блоки. В целом, структура характеризуется относительно крутыми углами падения до 10° на севере, востоке и западе, выполаживаясь на юге до 5°. Амплитуда складки достигает 100 м (рис. 111).

Вскрытый скважинами разрез на глубину 1750 м представлен двумя комплексами пород - соленосным и надсолевым. Нижний соленосный комплекс характеризуется толщей галогенных образований нижней перми, погружающихся в южном направлении. Надсолевой комплекс представлен терригенными отложениями триаса, юры, нижнего и верхнего мела.

Поисково-разведочными работами установлена нефтегазоносность 6 горизонтов в нижнемеловой толще (M-I, M-II, M-III, M-IV, M-V, M-VI), 4-х горизонтов в юре (Ю-0 - Ю-I, II и III) и трех в отложениях триаса (T-I, T-II, T-III). По характеру природного резервуара все выявленные залежи пластовые, тектонически экранированные, с элементами литологического ограничения в залежах M-II (пласти Б и Т-II).

Продуктивные горизонты нижнемеловых отложений залегают на глубинах 286 - 725 м.,

В)



Б)

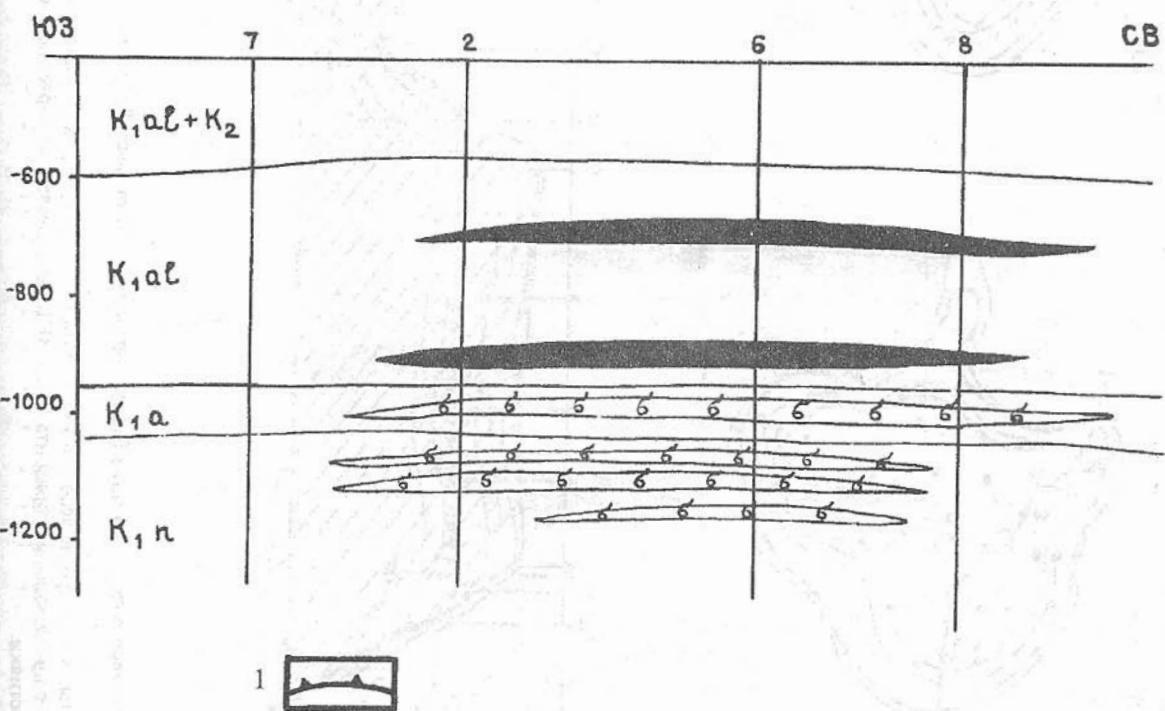


Рис. 109 Нефтегазовое месторождение Акинген (по материалам ПО "Эмбанефть")

А - структурная карта по кровле альбского продуктивного горизонта; Б - геологический разрез продуктивной части отложений.

1 - контур нефтеносности.

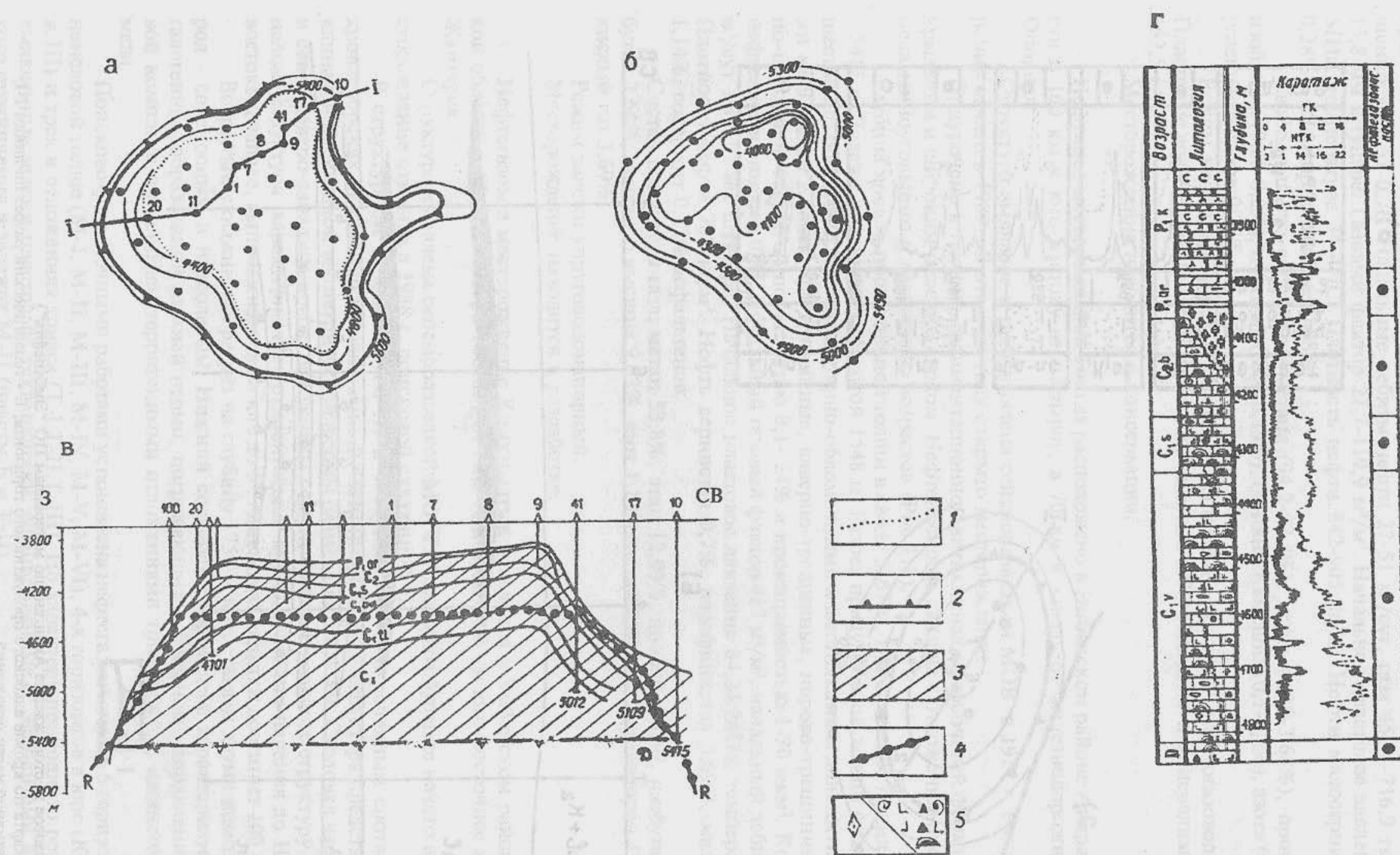


Рис. 110 Нефтяное месторождение Тенгиз (по материалам ПО "Эмбанефть", "Тенгизнефтегаз", Нижневолжск НИПИнефть)

Структурные карты: А - по кровле условного горизонта R; Б - по кровле карбонатного массива; В - геологический разрез по линии I-I'; Г - разрез продуктивной части отложений.  
 1 - зона отсутствия прослеживания горизонта R; 2 - ВНК (на разрезе и на карте) по состоянию на 01.01.90 г.; 3 - нефтяная залежь массивного типа; 4 - горизонт R; 5 - органогенно-обломочные известняки.

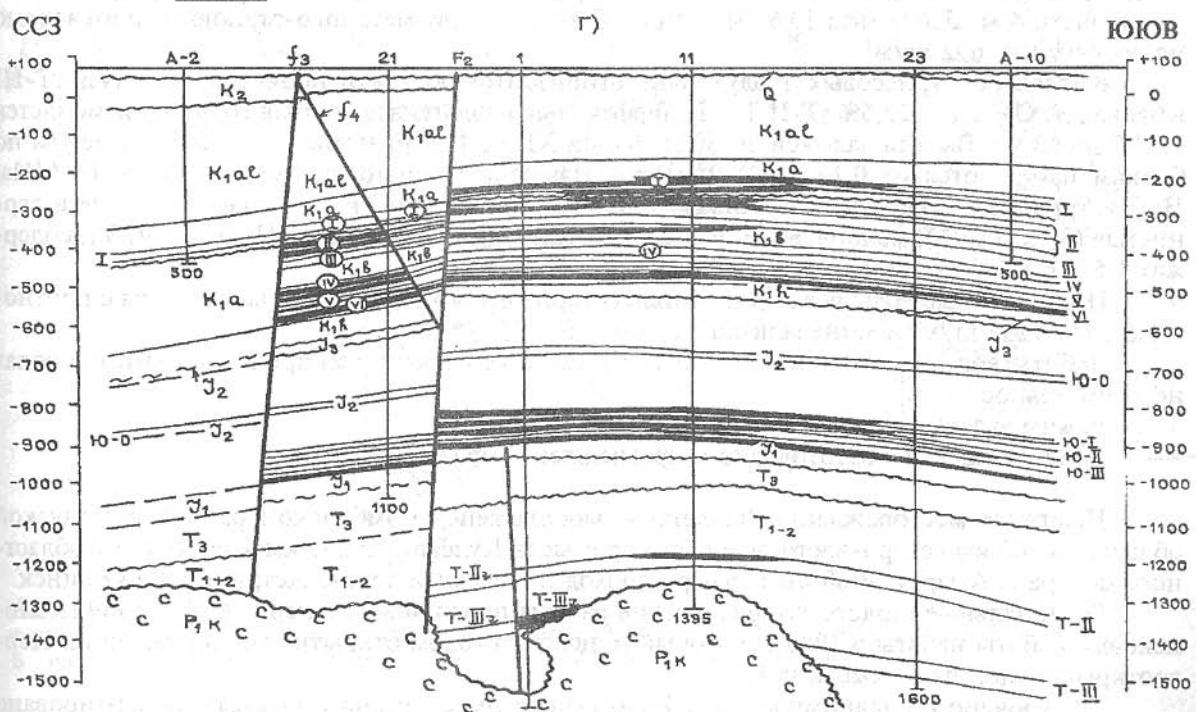
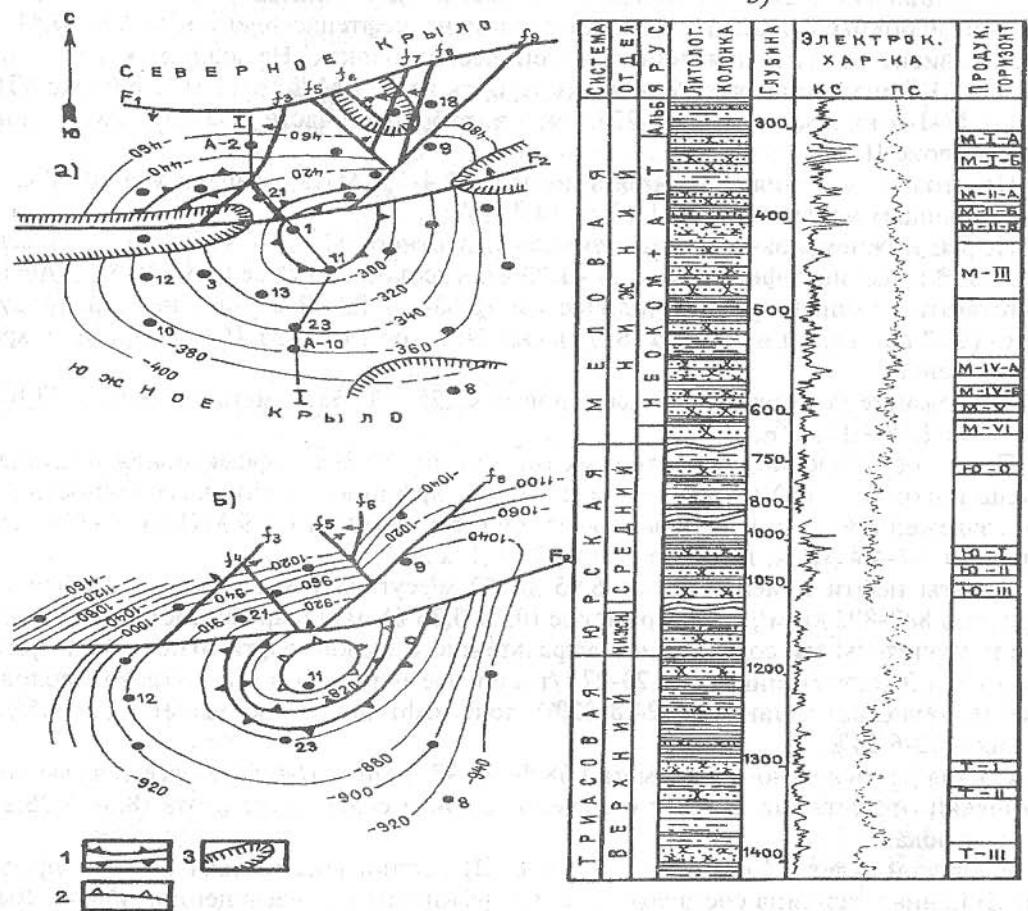


Рис. 112 Нефтегазовое месторождение Крыкмылтык (по В.И. Чен, 1989 г.)  
 Структурные карты по кровле коллектора: А - горизонта М-II пласт В; Б - Ю-II продуктивного горизонта;  
 В - разрез продуктивной части отложений; Г - геологический разрез по линии I-I.  
 1 - внутренний и внешний контуры нефтеносности; 2 - контур газоносности; 3 - зоны отсутствия коллектора.

юрских - на глубинах 750-1060 м и в триасе - на 1300 - 1400 м.

Все горизонты сложены терригенными породами, коллекторы поровые. Покрышками служат пачки глин толщиной 10-20 м. Открытая пористость нижнемеловых горизонтов изменяется в диапазоне 27-40%. Общая нефтенасыщенная толщина составляет 2,5-9 м., эффективная нефтенасыщенная 2-6 м, коэффициент нефтенасыщенности 0,62-0,81. Высота залежей зависит от их положения в тектонических блоках. На южном крыле в пласте А горизонта М-I она составляет 29 м, в пласте Б горизонта М-I-16-17 м, а в блоке VII - 12 м. ВНК для М-I-A на южном крыле -225,5 м, а в грабеновой части - 351 м, - 289 в блоке II и - 330,7 м в блоке III.

Пластовые давления находятся в пределах 2,4-5,4 МПа, температура 30-38°C. Дебиты нефти по блокам изменяются от 1,12 до 14,4 м<sup>3</sup>/сут.

Нефти нижнемеловых залежей тяжелые, плотностью 909 - 935 кг/м<sup>3</sup>, малосернистые (0,25 - 0,35%), малопарафинистые (0,3 - 1,23%), высокосмолистые (9,5 - 19,8%). Асфальтены присутствуют в незначительных количествах (0,63-1,38%). В составе нефтей присутствуют ванадий (от 7 до 54 г/т, никель (до 76 г/т в скв. № 7, горизонта М-II-A), марганец, хром и др. микроэлементы.

Содержание углеводородов: нафтеновые 43,25 - 88,58%, метановые 9,84-54,07%, ароматические 2,68 - 12,16%.

Пористость юрских продуктивных горизонтов 25-29%, эффективная нефтенасыщенная толщина от 1,2 м (Ю-О) до 14-17 м (Ю-II), коэффициент нефтенасыщенности 0,51-0,55. Высота залежей 6,4-41 м. Пластовые давления и температура 7,5-9 МПа и 36-38°C. Давление насыщения 1,7-4,4 МПа, газосодержание 7-37,1 м<sup>3</sup>/т.

Дебиты нефти изменяются от 6,95 до 52 м<sup>3</sup>/сут на 7 мм штуцере. Нефти тяжелые, плотностью 887-892 кг/м<sup>3</sup>, малосернистые (0,23-0,36%), малопарафинистые и высокосмолистые с незначительным содержанием асфальтенов. В сырой нефти отмечаются примеси ванадия до 78 г/т (скв. I), никеля до 23-27 г/т и др. элементов. В составе углеводородов юрских нефтей преобладают метановые (24,8-82%), доля нафтеновых составляет 15,6-74,5%, ароматических 0,62-6,24%.

Состав растворенного газа: метан 68,44-81,97, этан 1,07-6,57. Более тяжелые гомологи практически отсутствуют. В газах отмечено высокое содержание азота (8,8-15,26%) и двуокиси углерода.

В юрской залежи горизонта Ю-II (скв. II) установлена газовая шапка. Эффективная газонасыщенная толщина составляет 2 м, коэффициент газонасыщенности 0,44. Высота газовой части 4 м. Дебит газа 10,6 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Газ по составу метаново-этановый, плотностью по воздуху 631-692 кг/м<sup>3</sup>.

Коллекторы триасовых продуктивных горизонтов обладают пористостью 8-17% (Т-III в блоках X,XI), 20,5 - 22,5% (Т-II, Т-III). Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 4,8 до 13 м. Высота залежей 20-60 м (блоки XI и XII горизонта Т-II). Дебиты нефти по блокам изменяются от 0,16 до 18,9 м<sup>3</sup>/сут. Начальное пластовое давление 12 - 14 МПа. Нефти триасовых залежей очень тяжелые, плотностью 921-983 кг/м<sup>3</sup>, малосернистые и сернистые (0,42-0,67%), малопарафинистые (0,34-1%), высокосмолистые (12,83-31,47%), содержат 1,53- 6,8% асфальтенов.

Подошвенные воды всех продуктивных горизонтов хлоркальциевые рассолы с плотностью 1030-1152 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией от 95 до 197 г/л.

Дебиты вод изменяются от 11 до 160 м<sup>3</sup>/сут., содержание микрокомпонентов в водах незначительное.

Режим залежей упруговодонапорный.

Месторождение подготовлено к промышленному освоению.

Нефтяное месторождение Даулеталы расположено в Эмбенском районе Атырауской области, в 100 км северо-восточнее нефтепромысла Кулсары, в 265 км к востоку от областного центра г. Атырау. В 60 км к северу проходит железная дорога Астрахань-Актюбинск.

Региональные геолого-геофизические работы проводились в период 1931-1969 гг. Поисковые работы начаты в 1980 г, который и является годом открытия месторождения. Первооткрывательница - скважина I.

Приурочено к соляному куполу. Ядро купола имеет овальную форму, ориентировано субширотно и залегает на глубине 800 м., размеры купола 0,6x0,8 км (рис.112).

В надсолевых отложениях выделяются три крыла структуры: северное, южное и западное. Северное крыло наиболее опущено, западное поисковыми работами не освещено. По

подошве аптского яруса, в контуре изогипсы-340 м, структура характеризуется полузамкнутой антиклинальной складкой размерами 1,8x0,8 км и амплитудой 15 м. С юга структура ограничена сбросом.

Вскрытый на максимальную глубину 1390 м разрез представлен соленосной толщей кунгурского яруса нижней перми и терригенными отложениями триаса, юры, нижнего и верхнего мела.

Нефтяная залежь выявлена в отложениях барремского яруса нижнего мела на северном крыле. По характеру резервуара залежь пластовая, тектонически экранированная. ВНК установлен на отметке - 498 м. Глубина кровли пласта в своде 548 м.

Коллектор поровый, терригенный с открытой пористостью 22% и проницаемостью 0,227 мкм<sup>2</sup>. Покрышкой служат глины толщиной от 20 до 30 м. Общая толщина коллектора 18 м, эффективная и нефтенасыщенная 15 м. Коеффициент нефтенасыщенности 0,60.

Высота нефтяной залежи 28 м; начальное пластовое давление 2,9 МПа, температура 30°C. Дебит нефти 5,4 м<sup>3</sup>/сут при динамическом уровне 467 м. Нефть очень тяжелая, плотностью 935 кг/м<sup>3</sup> (в пластовых условиях), сернистая (0,64%). Выход фракций до 300°C низкий, не превышает 13%. Режим залежи водонапорный.

Пластовые воды представлены крепкими рассолами хлоркальциевого типа плотностью 1116 кг/м<sup>3</sup> и общей минерализацией 176 г/л. Дебит воды от 2,1 до 4,8 м<sup>3</sup>/сут.

Месторождение находится в консервации.

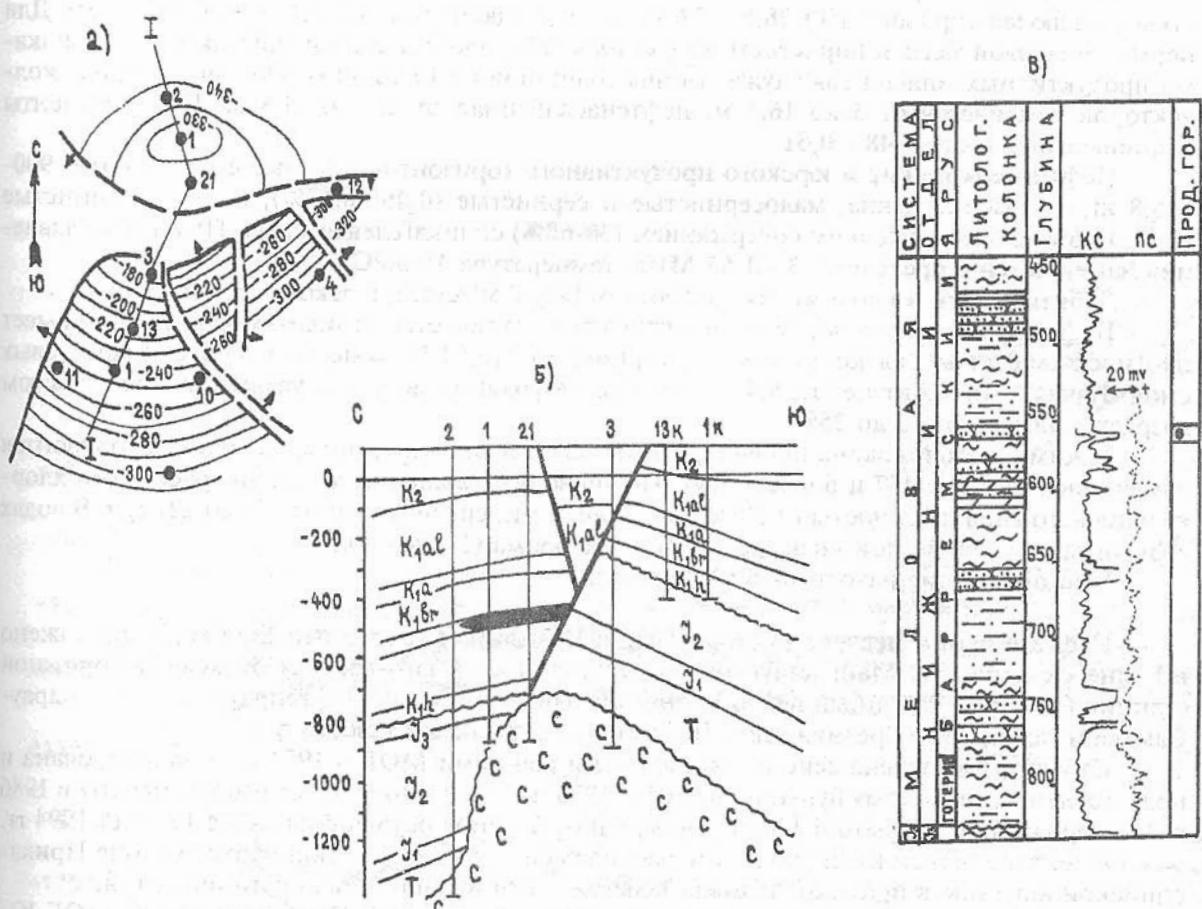


Рис. 112 Нефтяное месторождение Даулеталы

А - структурная карта по подошве отложений аптского яруса (по О.С. Туркову и Н.И. Катковой, 1983 г.);  
Б - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.

**Нефтяное месторождение Караган** расположено в Эмбенском районе Атырауской области, в 52 км к северу от ж/д станции Кулсары. Ближайший нефтепромысел - пос. Мунайлы находится в 30 км, областной центр Атырау - в 205 км к западу.

Региональные геолого-геофизические работы проведены в 1962-1965 гг. Структура подготовлена сейсморазведкой МОГТ в 1977 г. Поисковое бурение начато в 1983 г, разведочное в 1984 г. Месторождение открыто в 1984 г. Первооткрывательница - скважина I.

Вскрытый на максимальную толщину 2000 м разрез представлен галогенными образованиями кунгурского яруса нижней перми и терригенными отложениями пермо-триасового, юрского, мелового, неоген-четвертичного возрастов.

Месторождение приурочено к поднятию (по III отражающему сейсмическому горизонту, относимому к отложениям неокома), имеющему овальную форму, вытянутую в субмеридианальном направлении. Размеры структуры в контуре изогипсы - 1200 м 3,5x2,5 км, амплитуда 150 м. Западное крыло поднятия нарушено сбросом и приподнято относительно свода. Отложения пермо-триаса в этой части структуры образуют полусвод, экранированный с востока плоскостью сброса (рис.113).

На глубинах от 877 до 1662 м установлена продуктивность отложений пермо-триаса (ПТ), верхней юры (горизонт I) и неокомских отложений нижнего мела (горизонты K<sub>1</sub> пс - I, II, III). По типу ловушек все залежи пластовые, тектонически экранированные, с высотой нефтяной части от 15 до 39 м. ВНК принят на отметках: - 915 м, - 1005 м, - 1059 м, - 1169 м, - 1721 м соответственно.

Коллекторы поровые, литологически представлены песчаниками с открытой пористостью (исключая горизонт ПТ) 26,5 - 27,5% и проницаемостью от 0,176 до 0,687 мкм<sup>2</sup>. Для пермо-триасовой залежи пористость коллектора 18%, проницаемость 0,02 мкм<sup>2</sup>. Покрышки пластовых горизонтов служат глины толщиной от 10 до 50 м. Общая толщина коллекторов изменяется от 3 до 16,1 м, нефтенасыщенная от 2,2 до 11,8 м. Коэффициенты нефтенасыщенности 0,48 - 0,51.

Нефти неокомских и юрского продуктивного горизонтов тяжелые с плотностью 900-915,8 кг/м<sup>3</sup>, высоковязкие, малосернистые и сернистые (0,46 - 0,67%), малопарафинистые (1,15-1,16%) с очень высоким содержанием (36-60%) силикагелевых смол. Пластовые давления изменяются в пределах 1,3 - 1,65 МПа, температура 45-56°C.

Дебиты нефти в неокомских горизонтах 1-1,87 м<sup>3</sup>/сут, в юрском - 5,7 м<sup>3</sup>/сут.

Нефть пермо-триасовой залежи значительно отличается от более молодых. Она имеет плотность 860 кг/м<sup>3</sup>, вязкость 178 сст, сернистость (0,54%), содержит 36% силикагелевых смол. Начальный дебит нефти 6,4 м<sup>3</sup>/сут. Выход фракций до 300°C увеличивается с ростом возраста залежей от 13 до 25%.

Режим залежей водонапорный. Дебиты вод в неокомских и верхнеюрских горизонтах изменились от 46 до 457 и более м<sup>3</sup>/сут. Подошвенные воды представлены рассолами хлоркальциевого типа, плотностью 1200 кг/м<sup>3</sup> с общей минерализацией от 175 до 227 г/л. В водах горизонта I отмечено повышенное содержание брома (118,4 мг/л).

Месторождение находится в консервации.

**Нефтегазоконденсатное месторождение Исановское (Западный Елемес)** расположено в Бейнеуском районе Мангистауской области, в 40 км к юго-востоку от железнодорожной станции Опорная. Районный центр Бейнеу находится в 120 км. Нефтепровод Узень-Атырау-Самара и газопровод Средняя Азия-Центр проходят в 45 км к востоку.

Структура выявлена сейсморазведочными работами МОВ в 1954 г., детализирована и подготовлена к глубокому бурению МОГТ в 1976 и 1986 гг. Поисковые работы начаты в 1986 г. Месторождение открыто в 1987 г. Разведочное бурение осуществлялось с 1987 по 1994 гг.

В тектоническом плане поднятие расположено в юго-восточной бортовой зоне Прикаспийской впадины в пределах периклинальной части Южно-Эмбенского поднятия.

В структурном отношении по подошве нижнего мела (ОГ-III) и верхней юры (ОГ-Ю-I) поднятие представляет собой бранхиантинклиналь субширотного простирания, южное крыло которой осложнено субширотным тектоническим нарушением и рядом поперечных оперяющих малоамплитудных дизъюнктивов (Рис.114). По отражающему горизонту III структура имеет размеры 9,3x3 км и амплитуду 15 м. По отражающему горизонту Ю-I размеры ее меньше: 5,5x2,9 км при амплитуде 10 м. (Рис.114).

Поднятие разбито на XI блоков. Каждый обособленный блок с продуктивными скважинами имеет свой водонефтяной раздел. Наиболее приподнятыми являются блоки VII и VIII. В блоках II, IX, X залежи углеводородов отсутствуют.

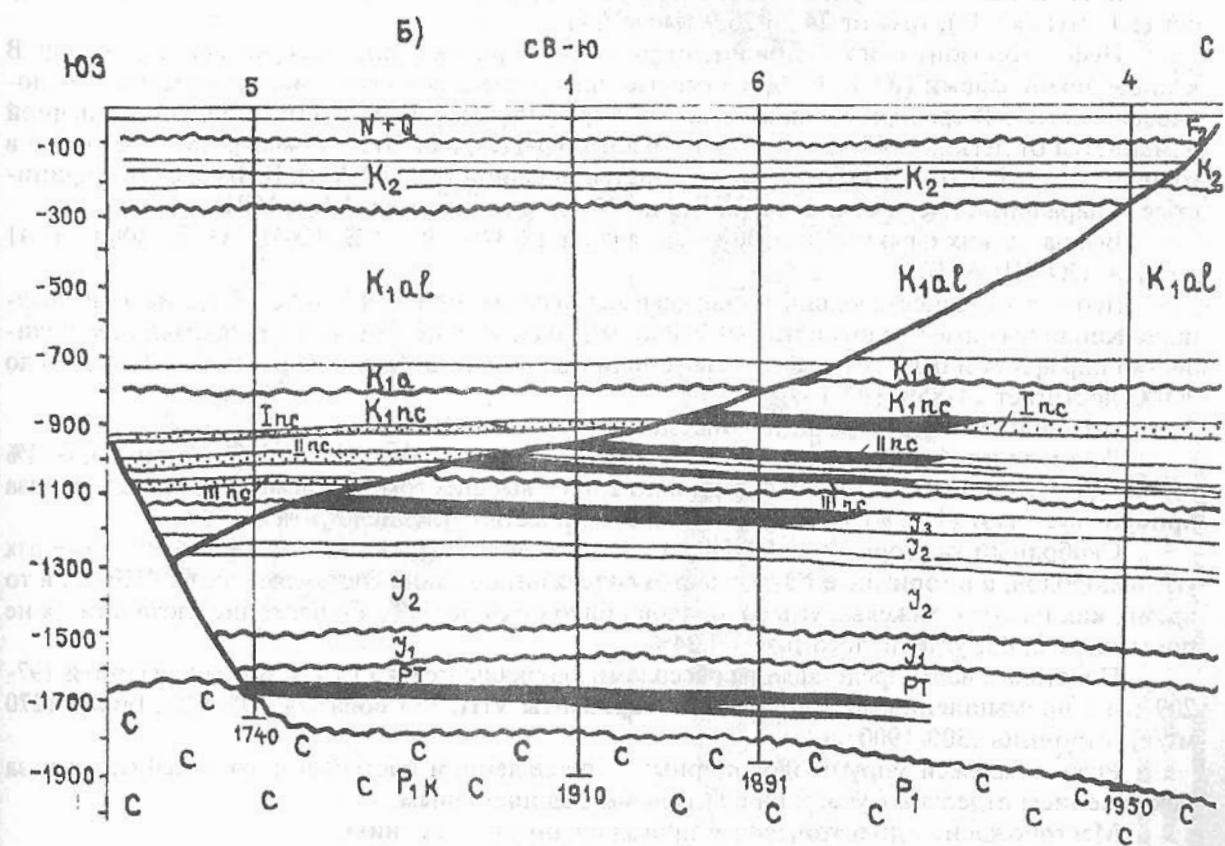
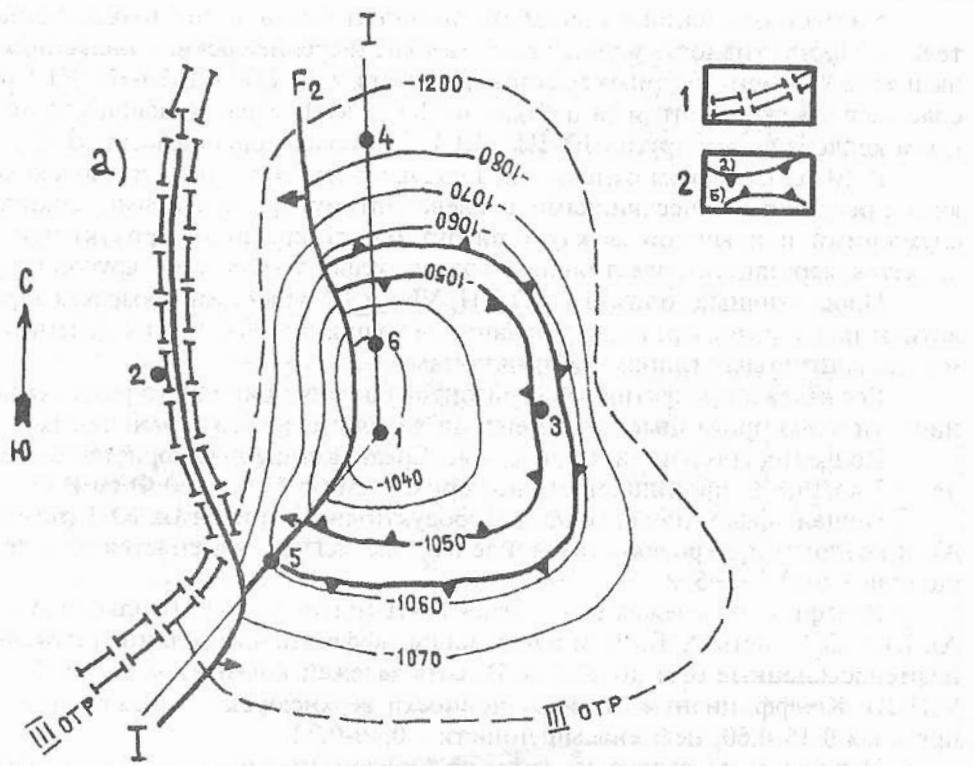


Рис. 113 Нефтяное месторождение Караган (по З.А. Суягиной, 1988 г.)

А - структурная карта по кровле III неокомского продуктивного горизонта; Б - геологический разрез по линии I-I;  
1 - зона потери корреляции; 2 - внешний и внутренний контуры нефтеносности.

На месторождении вскрыты отложения от каменноугольных до четвертичных включительно. Продуктивность установлена в верхне и среднеюрских отложениях, в толще которых выделено 9 номенклатурных пластов, из которых Ю-І, Ю-ІІ, Ю-ІІІ, Ю-VII, Ю-VIII и Ю-ІХ содержат залежи нефти и газа. Пласти Ю-І, Ю-ІІ стратиграфически относятся к отложениям келловейского яруса, Ю-ІІІ - Ю-ІХ - к среднеюрской толще.

В литологическом отношении продуктивные горизонты келловейского яруса верхней юры представлены песчаниками и алевролитами, разделенными сероцветными глинами, служащими покрышкой между горизонтами. Покрышкой продуктивного горизонта Ю-І является мергелисто-известняковая толща оксфорд-волжского ярусов верхней юры.

Продуктивные горизонты Ю-ІІІ, VIII и IX байосского возраста характеризуются развитием пачек разнозернистых песчаников толщиной 20-50 м, разделенных гидрослюдистыми, алевритистыми глинами и аргиллитами.

Все залежи продуктивных горизонтов по типу природного резервуара пластовые текtonически экранированные, с элементами литологического ограничения.

Коллекторы терригенные, поровые. Средневзвешенная пористость по блокам изменяется от 17,2 до 19,8%, проницаемость по горизонтам от 13,9 до 60 Ф (м<sup>2</sup>).

Общая эффективная толщина продуктивных горизонтов Ю-І (пласт Б) и Ю-ІІ (пласт А), к которым приурочены газоконденсатные залежи, изменяется от 1 до 19,8 м, газонасыщенная - от 2,8 до 5 м.

В нефтяных залежах горизонтов Ю-ІІ (пласт Б), Ю-ІІІ(пласти А и Б), Ю-ІІІ (пласт А), Ю-ІІІ (пласти А, Б, В) и Ю-ІХ общие эффективные толщины изменяются от 1 до 35 м, нефтенасыщенные от 1 до 20,2 м. Высота залежей колеблется от 1,6 (Ю-ІХ) до 32,5 м (Ю-ІІІ-В). Коэффициенты газонасыщенности верхнеюрских залежей по блокам находятся в пределах 0,45-0,60, нефтенасыщенности - 0,40-0,72.

Начальное пластовое давление по горизонтам и пластам юрских залежей колеблется в пределах 24,6-27,9 Мпа. Температура в VIII продуктивном горизонте достигает 85°C.

Дебиты нефти по горизонтам и блокам варьируют от 19,2 до 140,9 (Ю-ІХ) и до 216 м<sup>3</sup>/сут (Ю-ІІІ скв.77), газа от 24 до 26,9 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

Нефти горизонтов и пластов имеют различную физико-химическую характеристику. В келловейской залежи (Ю-ІІ-Б) они тяжелые, плотностью 884 кг/м<sup>3</sup>, малосернистые и мало-парафинистые. В среднеюрских залежах по мере удревления горизонтов, плотность нефтей изменяется от легких (845-855 кг/м<sup>3</sup> в горизонте Ю-ІІІ пласт Б) до тяжелых (877-907 кг/м<sup>3</sup> в горизонтах VII, VIII и IX), они малосернистые и сернистые (Ю-ІІІ-Б, В) малопарафинистые и парафинистые, смолистые (от 6,3 до 12,4% в горизонтах VII и VIII).

Выход легких фракций до 200°C составляет 18-32% (Ю-ІІ Б, Ю-ІІІ А), до 300°C от 41 до 62% (Ю-ІІІ, А, Б).

Дебиты конденсата келловейских залежей изменяются от 44 до 52 м<sup>3</sup>/сут на 7 мм штуцере. Конденсат имеет плотность 740-760 кг/м<sup>3</sup>, содержит 0,15% серы, незначительное количество парaffина и 0,1-1,7% асфальтово-смолистых веществ. Выход бензиновых фракций до 200°C достигает 74-85% (Ю-І Б).

Потенциальное содержание конденсата составляет 101 г/м<sup>3</sup>.

Растворенный в нефти газ этан-пропановый. Содержит от 55 до 85% метана, 5,4-14% этана, 1,9-7% пропана, 1,3-5,2% бутана и до 2,6% - высших гомологов метана. В составе газа присутствует азот (1,75%) и незначительное количество углекислого газа.

Свободный газ горизонта Ю-І пласт Б (скв. 94) содержит 81% метана и 9% тяжелых углеводородов, а в горизонте Ю-ІІ пласт Б содержание метана составляет лишь 45,97%, в то время, как на долю тяжелых углеводородов приходится до 50%. Содержание азота в газах не превышает 2,3%, углекислого газа - 0,34%.

Пластовые воды представлены рассолами хлоркальциевого типа с минерализацией 197-209 г/л с промышленными кондициями (горизонты VIII, IX) йода (21-39 мг/л), брома (270 мг/л), стронция (300-1900 мг/л).

Режим залежей упруговодонапорный с проявлением растворенного в нефти газа, за исключением отдельных участков с активным водонапорным.

Месторождение подготовлено к промышленному освоению.

Нефтегазоконденсатное месторождение Боранколь расположено в Бейнеуском районе Мангистауской области, в 90 км к югу от ж/д ст. Кулсары.

Структура подготовлена к глубокому бурению сейсморазведкой в 1952г. В поисковое бурение введена в 1954г. Месторождение открыто в 1959г. Разведочные работы начаты в

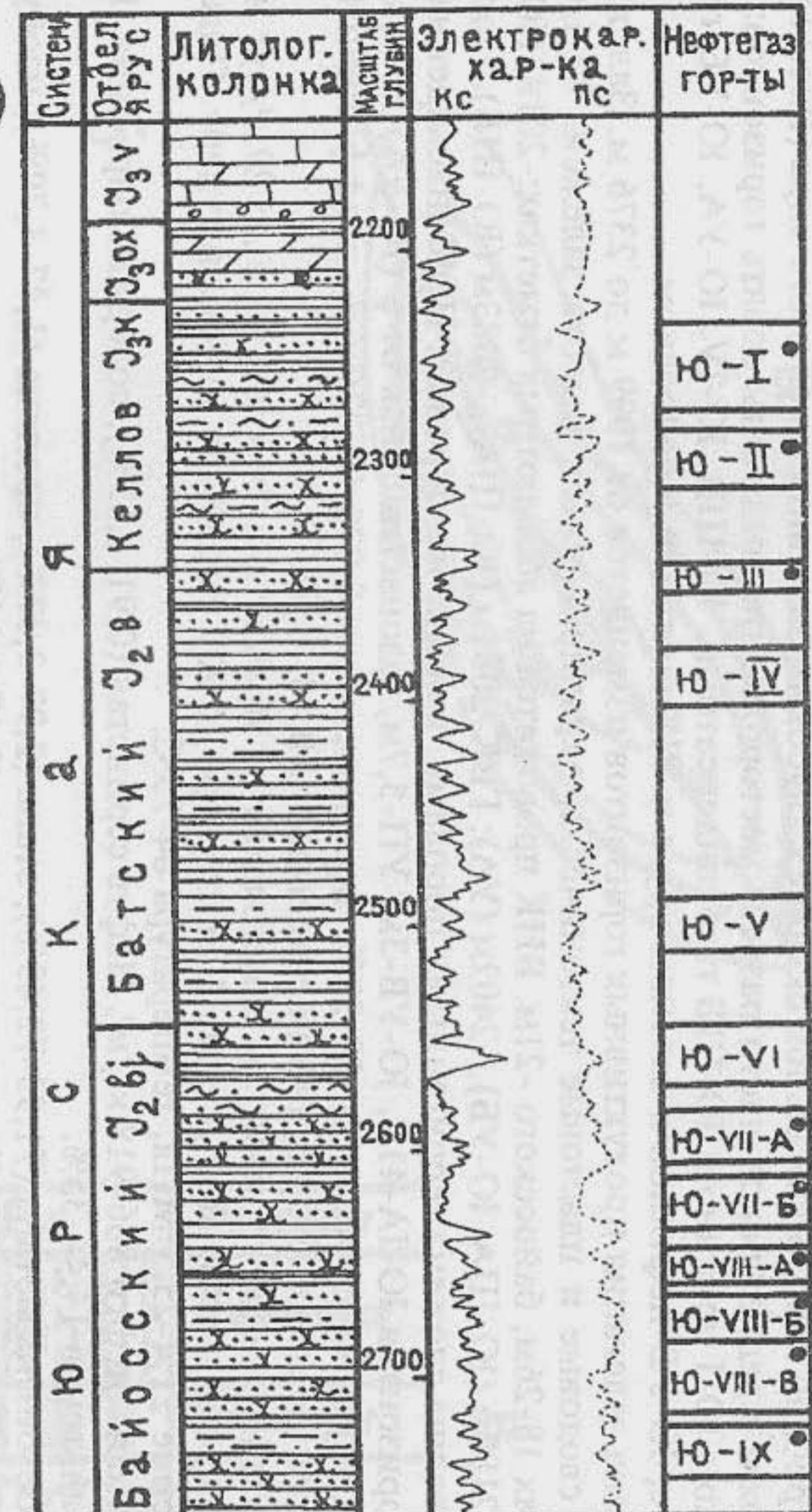
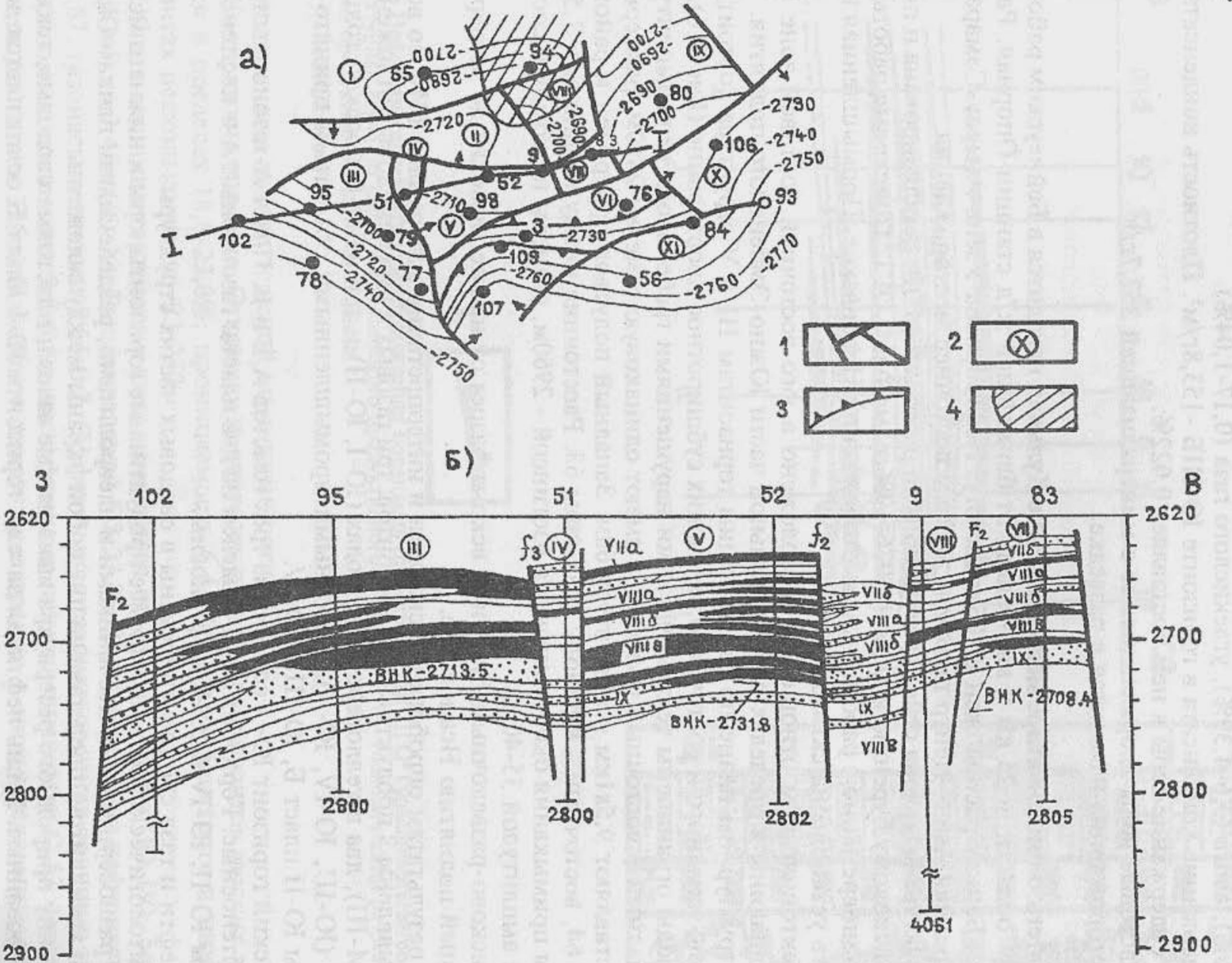


Рис. 114 Нефтегазоконденсатное месторождение Исановское (Зап. Елемес) (по данным Бабашевой М.Н., Джарылгапова Ш.М., 1994 г.)

А - структурная карта по кровле коллектора продуктивного пласта Ю-VIII-B; Б - геологический разрез по линии I-I'.

1 - тектонические нарушения; 2 - номер тектонического блока; 3 - водонефтяной контакт; 4 - зона литологического замещения коллектора.

1973г.

Приурочено к антиклинальной складке с глубоким залеганием соляного ядра (Рис.115)

В верхне-среднеюорской части разреза месторождения выделены девять горизонтов: в келловейском Ю-І нефтяной; Ю-ІІБ газоконденсатный, Ю-ІІВ, Ю-ІV, Ю-УА, Ю-УБ-газонефтяные, Ю-УВ-нефтяной в батском ярусе и VII нефтяной в байосском.

Глубина залегания продуктивных горизонтов изменяется от 1999 м до 2376 м. Залежи пластовые сводовые и пластовые тектонически экранированные. Высота залежей: Ю-ІА-19м, батских 18-26м, байосского -21м. ВНК проводится на абсолютных отметках:-2018, (Ю-ІА), -2100-2180м (Ю-ІІА, Ю-УБ), -2402м (УА); ГВК-2061м (Ю-ІІА), -2083м (Ю-ІІБ). Продуктивная толща сложена терригенными породами, коллектора поровые. Нефтенасыщенная толщина горизонтов Ю-ІА-41м, Ю-УВ-3м, УП-5,7м, газонасыщенная от 3 (Ю-УА) до 5,8м (Ю-ІІБ). Открытая пористость 23-27%, проницаемость 0,020-0,727мкм<sup>2</sup>, коэффициенты нефтенасыщенности 0,46-0,63, газонасыщенности 0,48- 0,59.

Дебиты нефти по горизонтам изменяются от 96м<sup>3</sup>/сут на 7мм штуцере до 29м<sup>3</sup>/сут на 9мм штуцере; газа-от 44тыс.м<sup>3</sup>/сут на 7мм штуцере до 209 тыс.м<sup>3</sup>/сут на 9мм штуцере. Пластовое давление 21,4-25,3 МПа, температура 64-75°C.

Плотность нефти 866-918 кг/м<sup>3</sup>. Нефть сернистая (0,91-1,63%), содержит парафина 1-1,69%, асфальтенов 14,44-35%.

Газ состоит из метана (71,93-72,43%), этана (2,97-3,37%), пропана (1,47-3,79%), изобутана (0,06%), азота (3,6-4,39%), углекислого газа (0,17-1,04%).

Содержание конденсата в горизонте Ю-ІІВ -153,8г/м<sup>3</sup>. Плотность конденсата 731кг/м<sup>3</sup>, содержание серы в нем составляет 0,022%.

Пластовые воды хлоркальциевые с минерализацией 357,7г/л.

Месторождение находится в разведке.

**Нефтегазоконденсатное месторождение Кульжан** находится в Бейнеуском районе Мангистауской области, в 25 км к юго-западу от ближайшей ж/д станции Опорная. Районный центр пос. Бейнеу расположен в 105 км к югу. Нефтепровод Узень-Атырау-Самара и газопровод Средняя Азия- Центр проходят в 20 км восточнее месторождения.

Структура выявлена сейсморазведочными работами МОВ, детализирована и подготовлена к поисковому бурению в период 1976-1986гг. методом ОГТ. Поисковые работы начаты в 1986 г. одновременно с работами на месторождении Нсановское. Промышленная нефтегазоносность установлена скважиной 64.

В тектоническом отношении расположено в юго-восточной бортовой зоне Прикаспийской впадины в пределах периклинальной части Южно-Эмбенского поднятия.

В структурном плане по отражающим горизонтам III и V структура состоит из двух полусводов: западного и восточного, имеющих субширотное простиранье (Рис.116). С севера полусводы ограничены тектоническими нарушениями грабенового типа амплитудой 80-100м. Западный и восточный полусводы имеют одинаковую отметку-2850м, размеры по которой составляют 9,5x1км и амплитуду 60м. Западный полусвод приурочен к району скважин 75 и 64, восточный - к району скважины 63. Расстояние между вершинами 7,5км. Обе структуры примыкания оконтуриваются изогипсой - 2960м, размеры по которой составляют 5x1,5км с амплитудой 35-40м.

Поисково-разведочным бурением вскрыт разрез от нижнепермских до четвертичных, аналогичный поднятию Нсановское.

По результатам опробования скважин и интерпретации материалов ГИС во вскрытом разрезе выявлены 8 продуктивных горизонтов: три газовых в нижнемеловых отложениях (М-I, М-II, М-III), два в келловейских породах (Ю-І, Ю-ІІ) и три в бат-байосской толще средней юры (Ю-ІІІ, Ю-ІV, Ю-Х). Основными промышленными объектами принято считать горизонты Ю-ІІ пласт Б, Ю-ІІІ и Ю-ІV.

Юрский горизонт Ю- І состоит из трех пластов А,Б и В. Пласт А-газоносный, пласти Б и В нефтеносные. Горизонт Ю-ІІ разделен на два пласта: газоносный А и нефтеносный Б. Горизонты Ю-ІІ, Ю-ІV и Ю-Х нефтеносны.

Залежи нефти и газа сконцентрированы в сводовых частях структуры.

В литологическом отношении все продуктивные горизонты юры и нижнего мела представлены разнозернистыми песчаниками и алевролитами, разделенными пачками и пластами глин и аргиллитов, представляющих собой экраны между залежами.

По типу природного резервуара выявленные залежи пластовые сводовые, тектонически экранированные. Лишь нефтяная залежь горизонта Ю-І пласт Б осложнена дополнительными

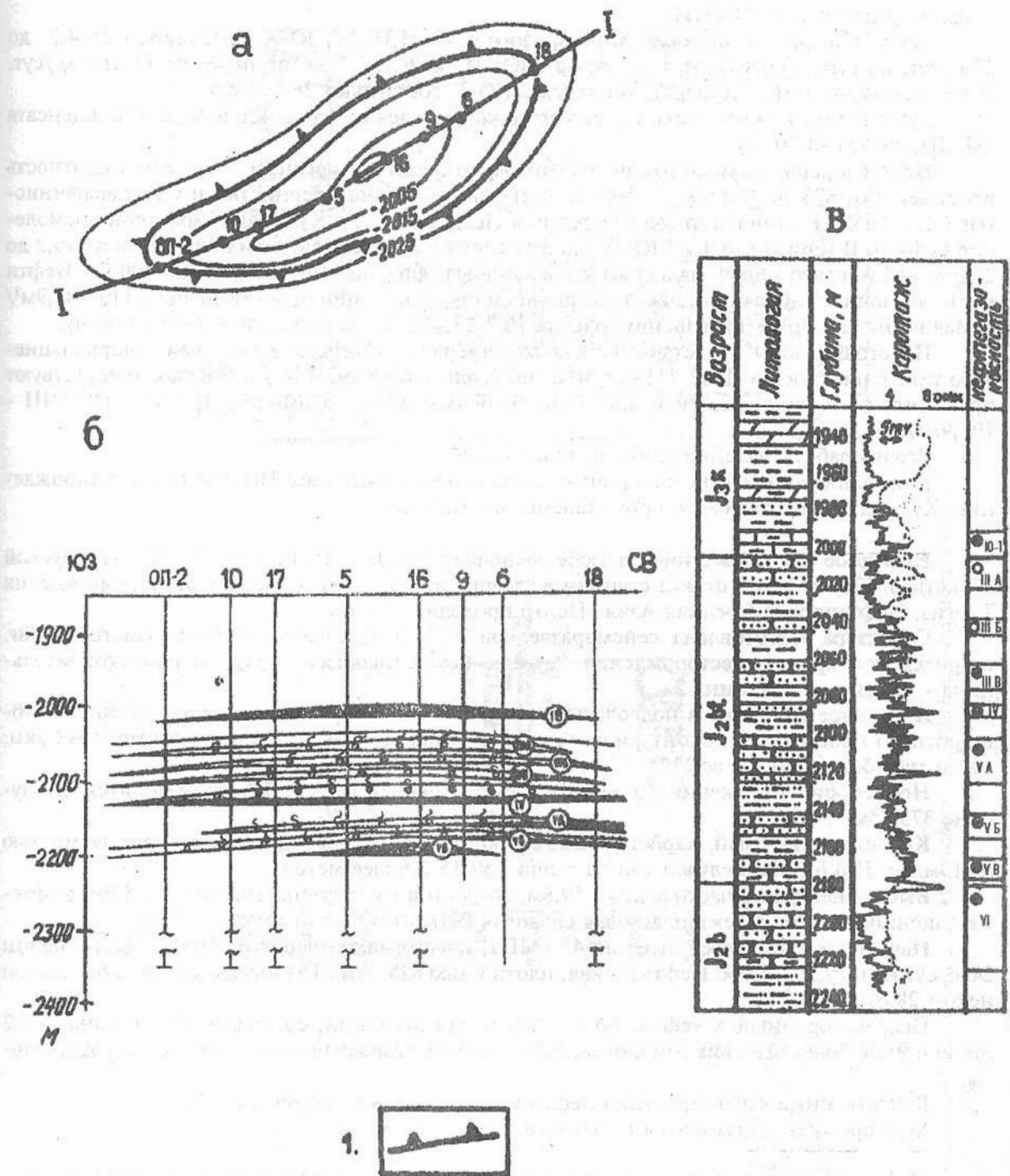


Рис. 115 Нефтегазоконденсатное месторождение Боранколь (по материалам ПГО "Гурьевнефтегазгеология")  
 А - структурная карта по кровле келловейского продуктивного горизонта I; Б - геологический разрез по линии I-I';  
 В - разрез продуктивной части отложений.  
 1 - контур нефтеносности.

тельно элементом литологической ограниченности.

Коллекторы поровые. Открытая пористость пластов и горизонтов юрских залежей находится в пределах 18,6-23,8%, проницаемость 6,4-34,9 мкм<sup>2</sup>, пористость в нижнемеловых горизонтах несколько выше -23-25%.

Общая толщина горизонтов юры изменяется от 17,3м до 68,6м (Ю-I), эффективная от 1м (Ю-I) до 3,45м (Ю-X). Высота залежей 5,2-23,3м. Коэффициенты нефтенасыщенности 0,46-0,67, газонасыщенности 0,65-0,7. Эффективная газонасыщенная толщина нижнемеловых горизонтов составляет 3,5-6,7м, коэффициент газонасыщенности 0,53. Этаж газонасыщенности достигает 325м. Пластовое давление в юрских и нижнемеловых залежах колеб-

ляется в пределах 17,6-28,4 МПа.

Дебиты нефти по скважинам в горизонтах Ю-II, III, IV, Ю-X изменяются от 4,2 до 27 м<sup>3</sup>/сут. на штуцерах 6-7мм, газа от 16,8(Ю-II скв.64 на 7мм штуцере) до 144тыс.м<sup>3</sup>/сут. (Ю-I, скв.64, на 11мм штуцере), конденсата (Ю-I) составляют 36,2м<sup>3</sup>/сут.

Дебиты газа нижнемеловых горизонтов колеблются от 15 до 42тыс.м<sup>3</sup>/сут, конденсата (М-III, скв.75) -0,7м<sup>3</sup>/сут.

Нефти юрских горизонтов по плотности относятся к средним и тяжелым, плотность изменяется от 876 до 918кг/м<sup>3</sup>. В большинстве своем они малосернистые и малопарафинистые (1,9-2,4%). В отличие от месторождения Исановское для Кульжана характерно осмоление нефтей. В горизонтах Ю-I, Ю-IV содержание смол и асфальтенов колеблется от 16,2 до 21,6%, нефти имеют очень малый выход бензиновых фракций (не более 6% до 200°C). Нефти месторождения отличаются также повышенным газосодержанием, достигающим 119-143,9м<sup>3</sup>/т. Величина давления насыщения, равная 20,2-23,4 МПа, приближается к пластовому.

Пластовые воды представлены высокоминерализованными рассолами хлоркальциевого типа с плотностью 1107-1118 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 192-214г/л. В водах присутствуют промышленные концентрации йода (до 32мг/л), брома (164,9 -376мг/л), стронция (Ю-VIII -197,9мг/л)

Режим работы залежей упруговодонапорный.

Разведанное совместно с нефтегазоносным месторождением Исановское, месторождение Кульжан подготовлено к промышленному освоению.

**Нефтяное месторождение Сазтюбе** расположено в Бейнеуском районе Мангистауской области, в 130 км к югу от ж/д станции Кулсары, в 60 км к юго-востоку от месторождения Тенгиз. Нефтепровод Средняя Азия -Центр проходит в 50 км.

Структура подготовлена сейсморазведкой в 1975г. Поисковое бурение начато в 1988г. и привело к открытию месторождения. Разведка осуществлялась с 1989г. Первооткрывательница - поисковая скважина 2.

Локальное поднятие в подсолевых отложениях представляет собой антиклиналь субширотного простирания, оконтуривающуюся изогипсой-4000. Размеры поднятия 15x3,5км, амплитуда более 200м (Рис.117).

Нефтеносны отложения сакмарского яруса нижней перми. Залежь находится на глубине 3754,5м.

Коллектор поровый, карбонатный, с открытой пористостью 8-9% и проницаемостью 0,013мкм<sup>2</sup>. Покрышкой служат глины толщиной 15 и более метров.

Высота нефтяной части залежи 59,8м, эффективная нефтенасыщенная -35,9м, нефтенасыщенность 66%. Залежь пластовая сводовая. ВНК отбит на отметке -3833,5.

Начальное пластовое давление 41,1МПа, пластовая температура 109°C. Дебит нефти 24м<sup>3</sup>/сут на штуцере 6 мм. Нефть легкая, плотностью 828кг/м<sup>3</sup>. Газонасыщенность пластовой нефти 280м<sup>3</sup>/т.

Газ, растворенный в нефти, по составу метан-этановый, содержит 63% метана, 4,7% этана и 9,2% более высоких гомологов, 2,25% азота и незначительное количество углекислоты.

Качественные характеристики нефти и пластовых вод изучены слабо.

Месторождение находится в разведке.

**Нефтегазоконденсатное месторождение Тасым** находится в Бейнеуском районе Мангистауской области в 55 км к северо-западу от железнодорожной станции Опорная.

Структура подготовлена сейсморазведочными работами в 1984-1985г. Поисковые работы велись в 1986 г., в котором было открыто месторождение и начато разведочное бурение.

Тектонически приурочено к антиклинальной складке субширотной ориентировки, осложненной западным и восточным сводами. (Рис 118).

В средней юре выделены батский нефтяной и байосский газоконденсатный горизонты. Глубина залегания батского горизонта 2682м, байосского - 3043м. Высота нефтяной залежи 12,4 м, газоконденсатной - 50м. ВНК проводится на отметке - 2707м, ГВК - 3105 м. Залежи пластовые, сводовые, литологически экранированные. Горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. Открытая пористость коллекторов 19-20%. Нефтенасыщенная толщина 11 м, газонасыщенная 27,4м. Коэффициенты нефтенасыщенности 0,56, газонасыщенности 0,62. Начальные дебиты нефти 54м<sup>3</sup>/сут на 26м штуцере, конденса-

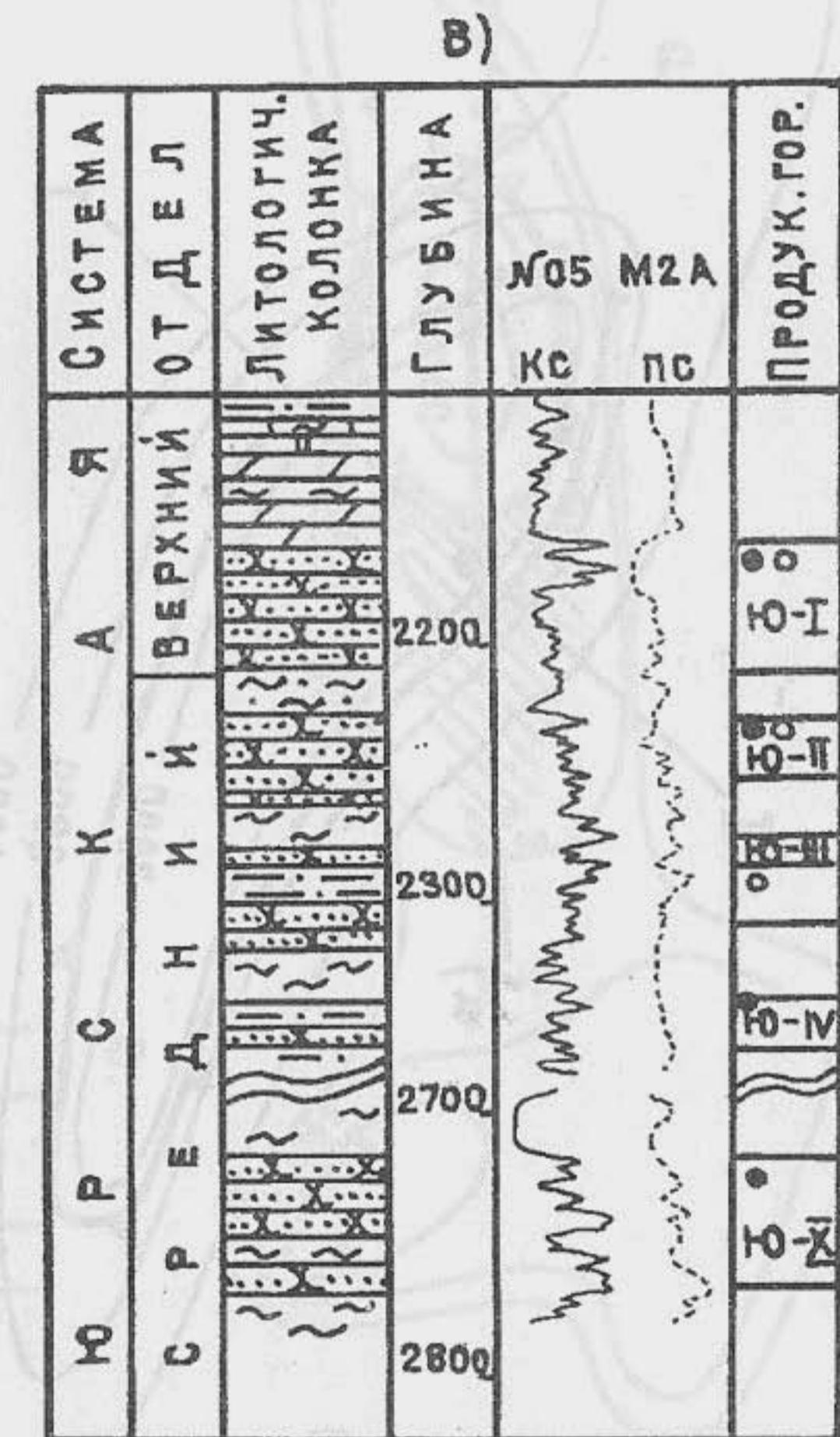
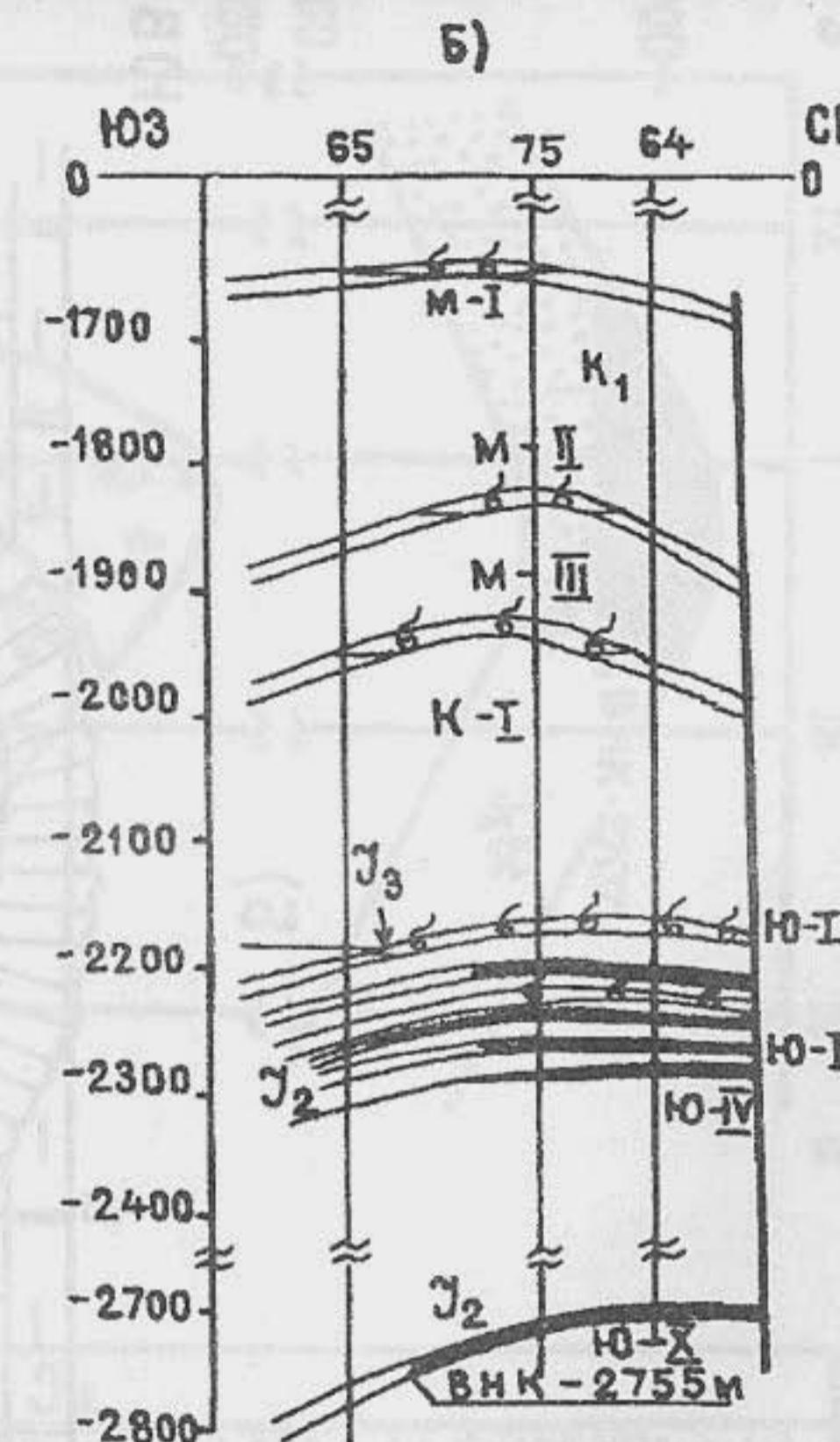
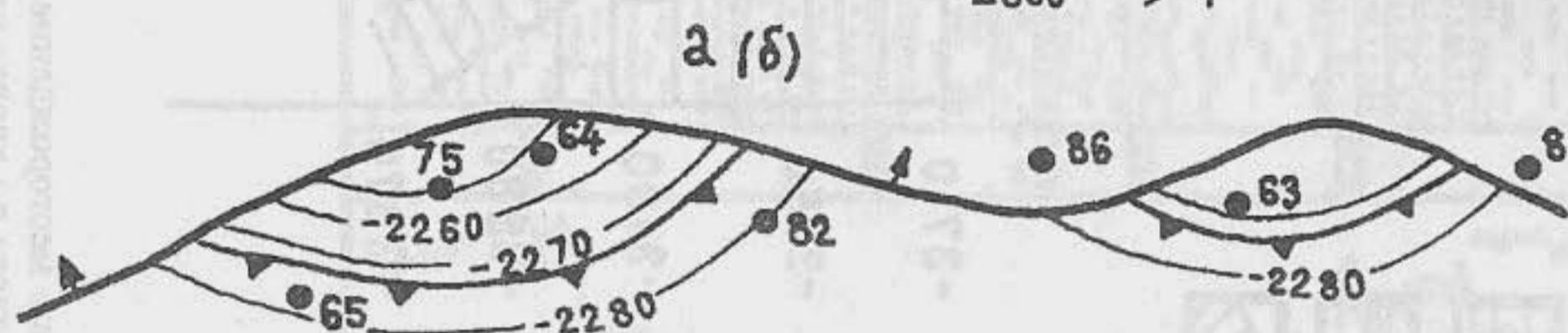
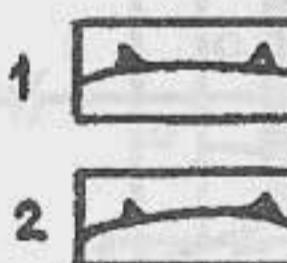
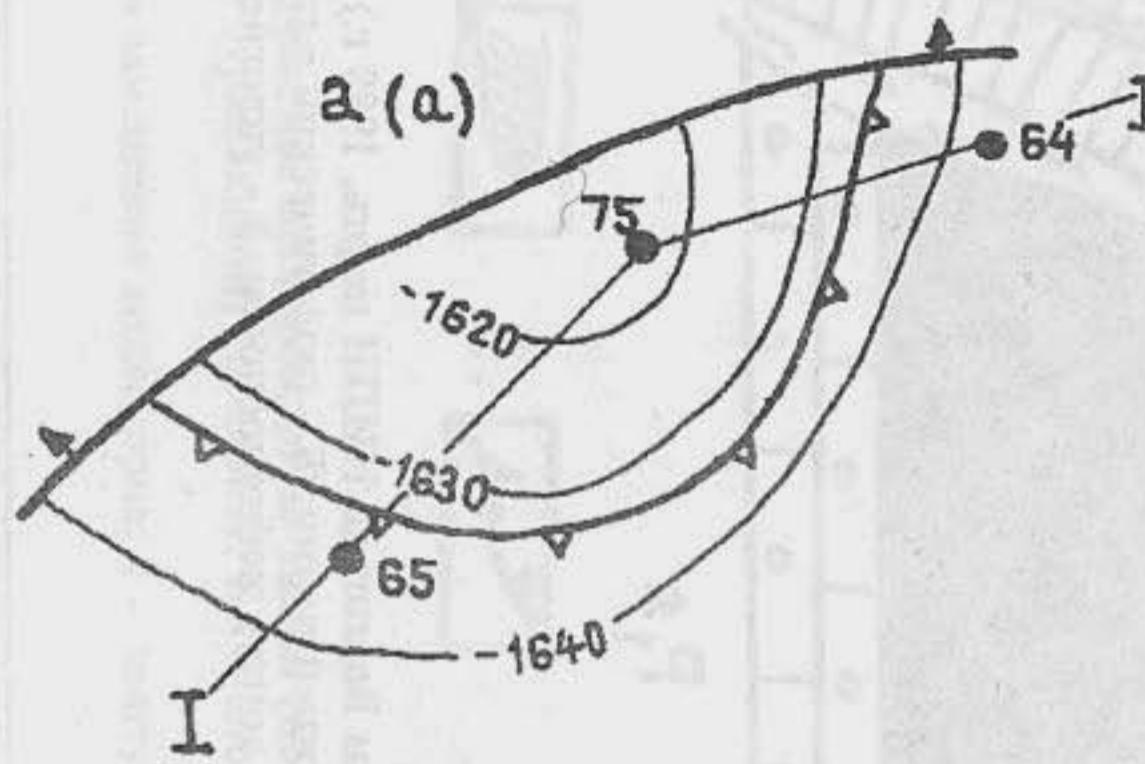


Рис. 116 Нефтегазоконденсатное месторождение Кульжан (по М.Н. Бабашевой и Ш.М. Джарылгапову, 1994 г.)

А - структурные карты по кровле коллекторов продуктивных горизонтов: а) М-I, б) Ю-II-Б; Б - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.

1 - контур газонасности; 2 - контур нефтеносности.

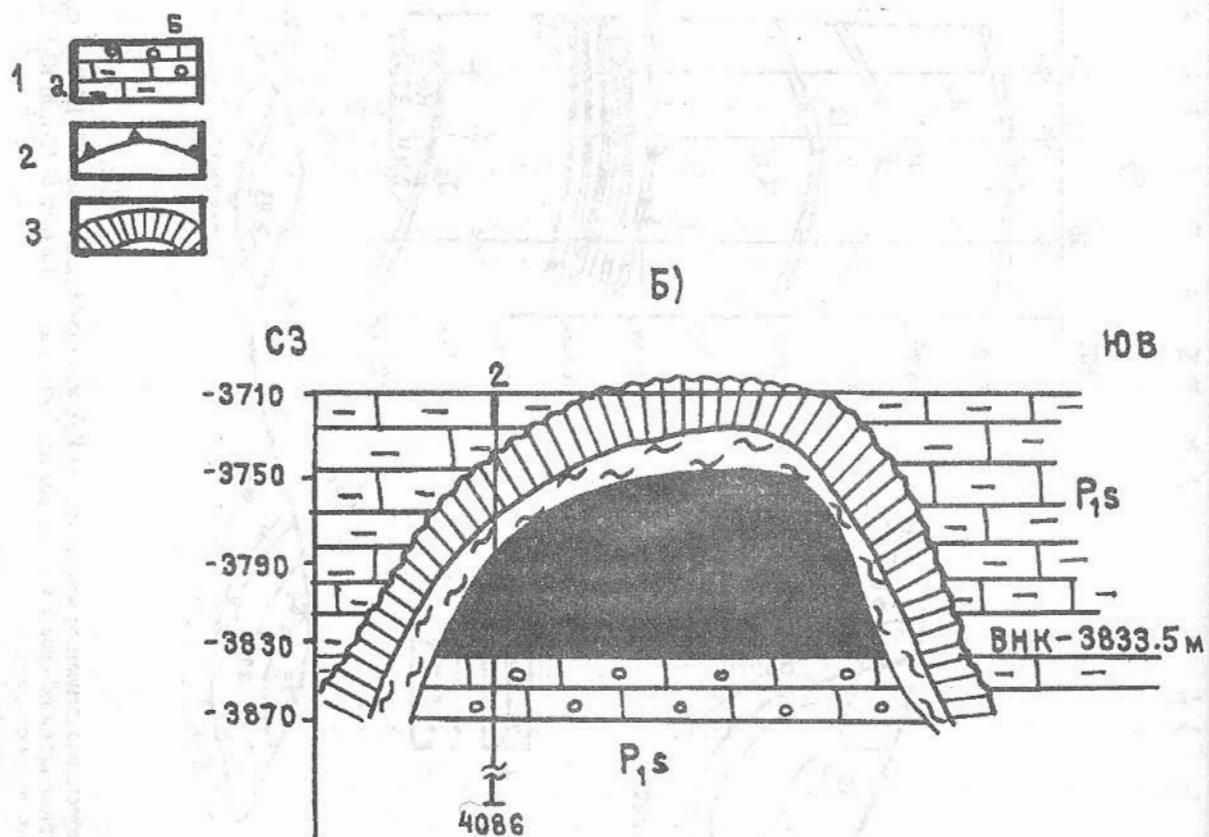
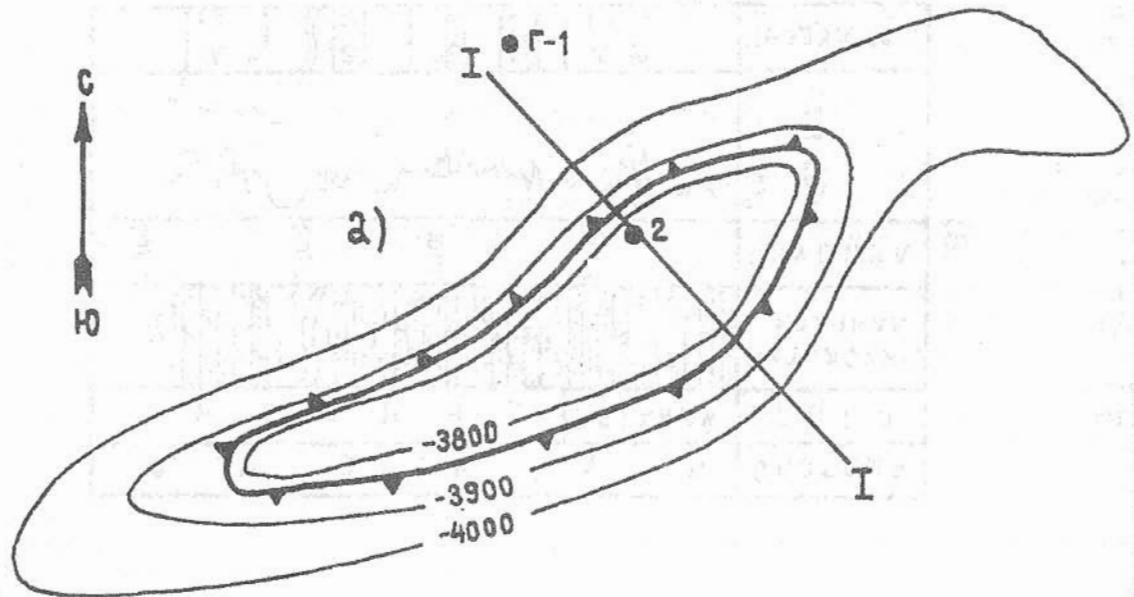
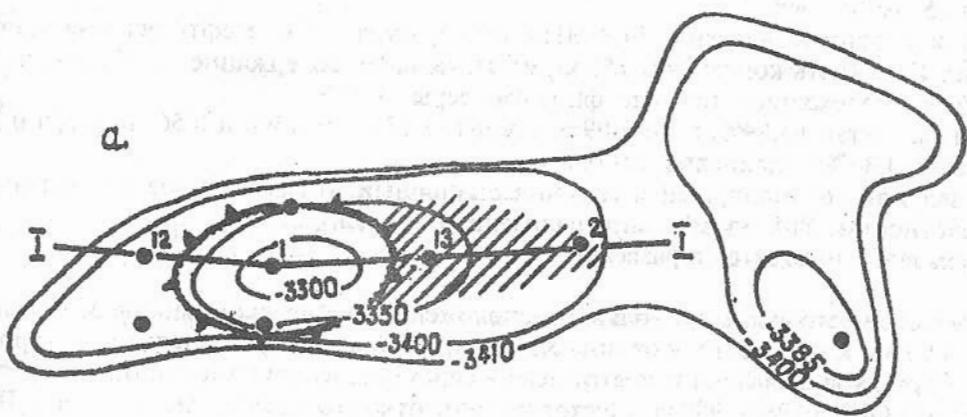


Рис. 117 Нефтяное месторождение Сазлюбе (по данным Волгоград НИПИ нефть, 1989 г.)  
 А - структурная карта по кровле сакмарского яруса нижней перми; Б - геологический разрез по линии I-I.  
 1 - известняки: а) глинистые, б) водонасыщенные; 2 - контур нефтеносности; 3 - уплотненные породы.



Б.

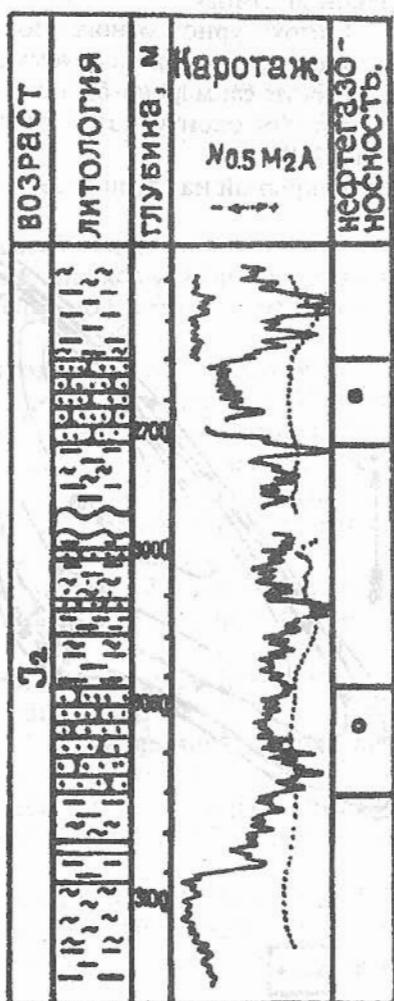
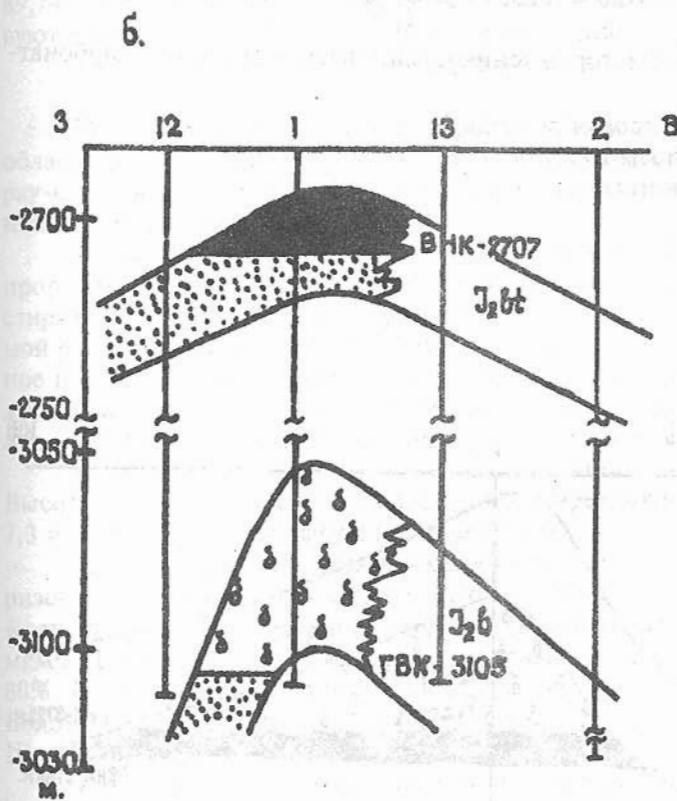


Рис. 118 Нефтегазоконденсатное месторождение Тасым (по материалам ПГО "Гурьевнефтегазгеология")  
А - структурная карта по отражающему горизонту; Б - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.  
1 - зона литологического замещения коллектов; 2 - контур нефтеносности.

та 60 м<sup>3</sup>/сут на 5 мм штуцере.

Начальное пластовое давление 34,3 МПа, температура 103° С. Нефть тяжелая, плотностью 920 кг/м<sup>3</sup>. Плотность конденсата 752 кг/м<sup>3</sup>. Начальное содержание стабильного конденсата 406 г/м<sup>3</sup>. Содержание в нем парафина 4%, серы 0,05%.

Состав газа: метан 85,89%, этан 6,09%, пропан 3,17%, изобутан 0,56, н-бутан 0,38%, пепнати и высшие 3,34%, углекислый газ 0,57%.

Режим залежей водонапорный и упругогазонапорный. Пластовые воды хлоркальциевого типа с плотностью 1140 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 200 г/л.

Месторождение находится в разведке.

Нефтегазовое месторождение Толкын расположено в Бейнеуском районе Мангистауской области, в 90 км к юго-востоку от пос. Каратон, в 5-6 км северо-западнее месторождения Сазтобе. Структура выявлена и подготовлена сейсморазведочными работами и детализирована методом ОГТ в 1988-1989 гг. Месторождение открыто в 1992 г. скважиной 1. Поисковое бурение начато в 1991 г., разведочное - в 1992 г.

В тектоническом плане поднятие относится к Южно-Эмбенскому мегавалу Прикаспийской впадины.

В структурном отношении представляет собой антиклиналь юго-запад-северо-восточного простирания, фиксируемую по отражающему горизонту  $\Pi_1$ , относимому к размытой поверхности сакмарско-башкирского карбонатно-терригенного комплекса среднего карбона. Структура оконтуривается изогипсой -3750 м и имеет размеры 6x2,1 км с амплитудой 110 м. (Рис.119).

Вскрытый на глубину 3975 м разрез месторождения представлен терригенно-карбонат-

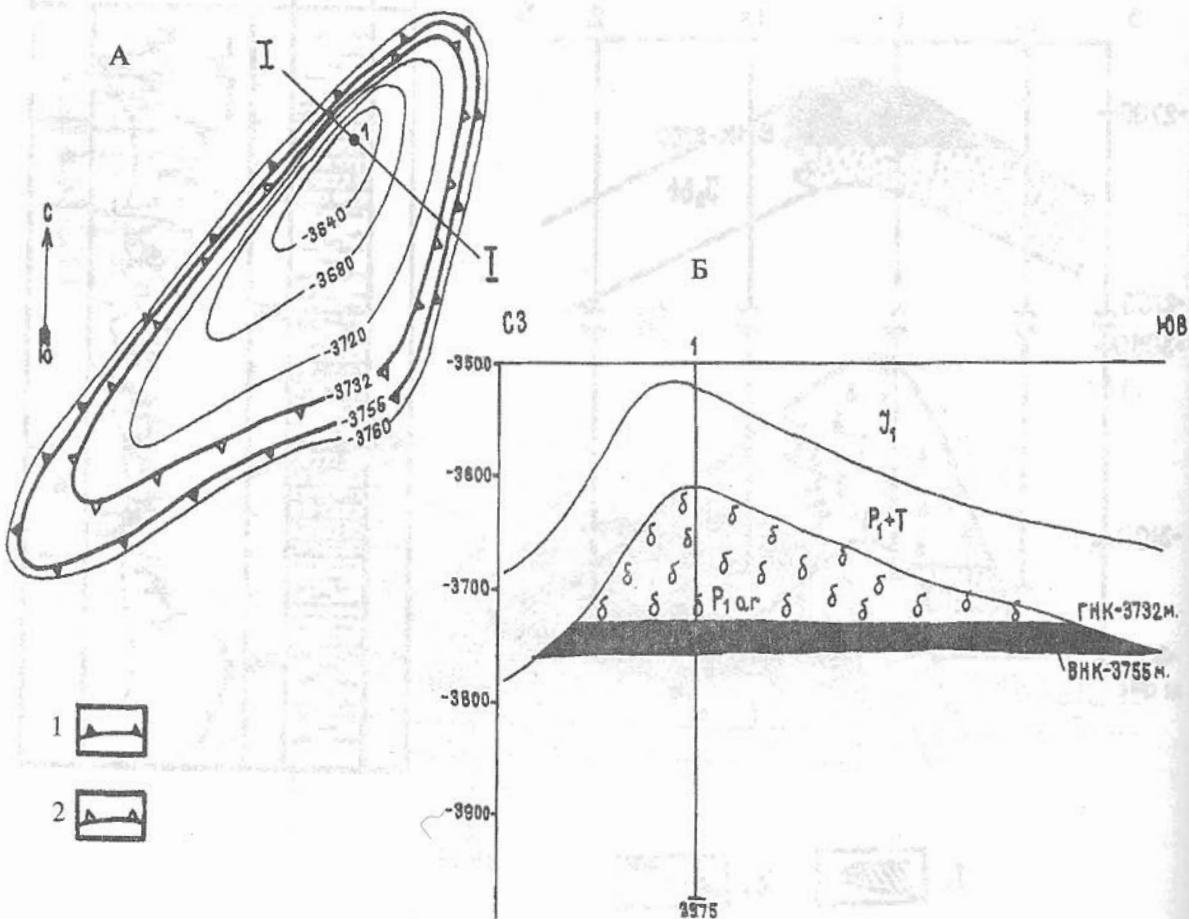


Рис. 119 Нефтегазоконденсатное месторождение Толкын (по данным КазНИПИ нефть, 1993 г.)

А - структурная карта по кровле продуктивного горизонта  $P_{1\text{аг}}$ ; Б - геологические разрезы по линии I-I'.

1 - контур нефтеносности; 2 - контур газоносности.

ной толщёй среднего карбона, перми, триаса и терригенными отложениями юры, мела и кайнозоя.

Нефтегазовая залежь выявлена в породах артинского яруса нижней перми на глубине 3591 м. Высота залежи 150 м. По типу природного резервуара залежь массивная с ГВК и ВНК принятами на отметках -3732 м и -3755 м соответственно.

Коллектор продуктивного горизонта смешанный, карбонатный с открытой пористостью 13% и проницаемостью 0,0149 мкм<sup>2</sup>. Покрышкой служат плотные глины толщиной 234 м. Общая толща продуктивного горизонта 147 м., эффективная 132 м., нефтенасыщенная 10,4 м. Газонасыщенная 122 м. Коэффициенты нефте- и газонасыщенности 0,62 и 0,38 соответственно.

Начальное пластовое давление 43,2 МПа, температура 105°C. Дебит нефти 46 м<sup>3</sup>/сут., газа газовой шапки 189,7 тыс. м<sup>3</sup>/сут. на 8 мм штуцере.

Нефть легкая, плотностью 840 кг/м<sup>3</sup>, малосернистая 0,23%, слабопарафинистая 1,1%, содержит небольшое количество 3,1% асфальтенов и силикагелевых смол. Газонасыщенность пластовой нефти 346 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Газ, растворенный в нефти, тяжелый, с плотностью по воздуху 0,83. Характерной его особенностью является состав, в котором без пентана и высших содержание тяжелых углеводородов составляет 38%. Состав газа, %: метан 48,6, этан 13, пропан 10,9, изобутан 5,4, н-бутан 8,7.

Газ газовой шапки имеет плотность по воздуху 0,76. В его составе преобладает метан 89,74%. Доля тяжелых углеводородов незначительна 6,86%. Азот и углекислый газ присутствуют в количествах 2,12 и 1,06% соответственно.

Месторождение находится в разведке.

Нефтяное месторождение Дараймала находится в Махамбетском районе Атырауской области, в 130 км севернее г.Атырау. В 30 км от месторождения проходит нефтепровод Атырау-Самара. Открыто в 1975 г. поисковой скважиной 5, пробуренной на структуре, выявленной сейсморазведкой.

В тектоническом отношении представляет собой солянокупольную структуру скрытого-прорванного типа. Соляные отложения кунгуря залегают на глубинах от 280 до 1800 м, простираясь на северо-восток, образуя западный, северо-западный и восточный склоны. Системой разрывных нарушений и грабеном надсолевые отложения разделены на южное, восточное и северо-западное крылья. Амплитуда сбросов достигает 450 м. Крылья сложены отложениями мела, юры и триаса, образующими структуры-полусводы. Структурные планы мела и юры идентичны. Оперяющими сбросами крылья структуры разделены на поля.

Амплитуда продуктивной складки по кровле коллекторов (рис.120) превышает 120 м. Высота залежей равна 19 и 26 м, средняя эффективная толщина 13 и 32 м, нефтенасыщенная 7,3 и 10,8 м, размеры ловушек - 0,6x2,1 км.

Продуктивными являются мелкозернистые песчаники и алевролиты средней юры (горизонт I) и юры нижней (горизонт II), залегающие на глубинах 461-480 м и 486-524 м. Коллекторы терригенные поровые с открытой пористостью 18,2-19% и проницаемостью 0,0016 мкм<sup>2</sup>. Покрышками служат пачки плотных глин. Нефтенасыщенность коллекторов - 54 и 80%. По характеру резервуара залежи пластовые сводовые, тектонически экранированные. Водонефтяные контакты прослежены на отметках - 491,5 (горизонт I) и - 522,5 м (горизонт II).

Начальные пластовые давления и температура в горизонтах 5,3- 5,6 МПа и 35°C. Дебит нефти среднеюрской залежи не превышал 7 м<sup>3</sup>/сут на 3 мм штуцере. Плотность её 903 кг/м<sup>3</sup>. Нефть сернистая (0,54%), парафинистая (2,97%), высокосмолистая. Содержание силикагелевых смол и асфальтенов достигает 56%.

Дебит нефти нижнеюрского горизонта 17,8 м<sup>3</sup>/сут на 5 мм штуцере. Нефть тяжелая, плотностью 889 кг/м<sup>3</sup>, содержание серы и парафина аналогично залежи средней юры. Содержание смол и асфальтенов снижается, достигая 37%. Нефти выявленных залежей содержат фракции, выкипающие до 300°C-22%. Газонасыщенность пластовой нефти - 8,2 м<sup>3</sup>/т.

Подошвенные воды представлены слабыми рассолами плотностью 1150-1170 кг/м<sup>3</sup> с минерализацией от 38 г/л (II горизонт) до 90 г/л (I горизонт), хлоркальциевого типа с дебитами от 38 до 92 м<sup>3</sup>/сут.

Режим залежей водонапорный.

С 1993 г. месторождение переведено в группу разрабатываемых.

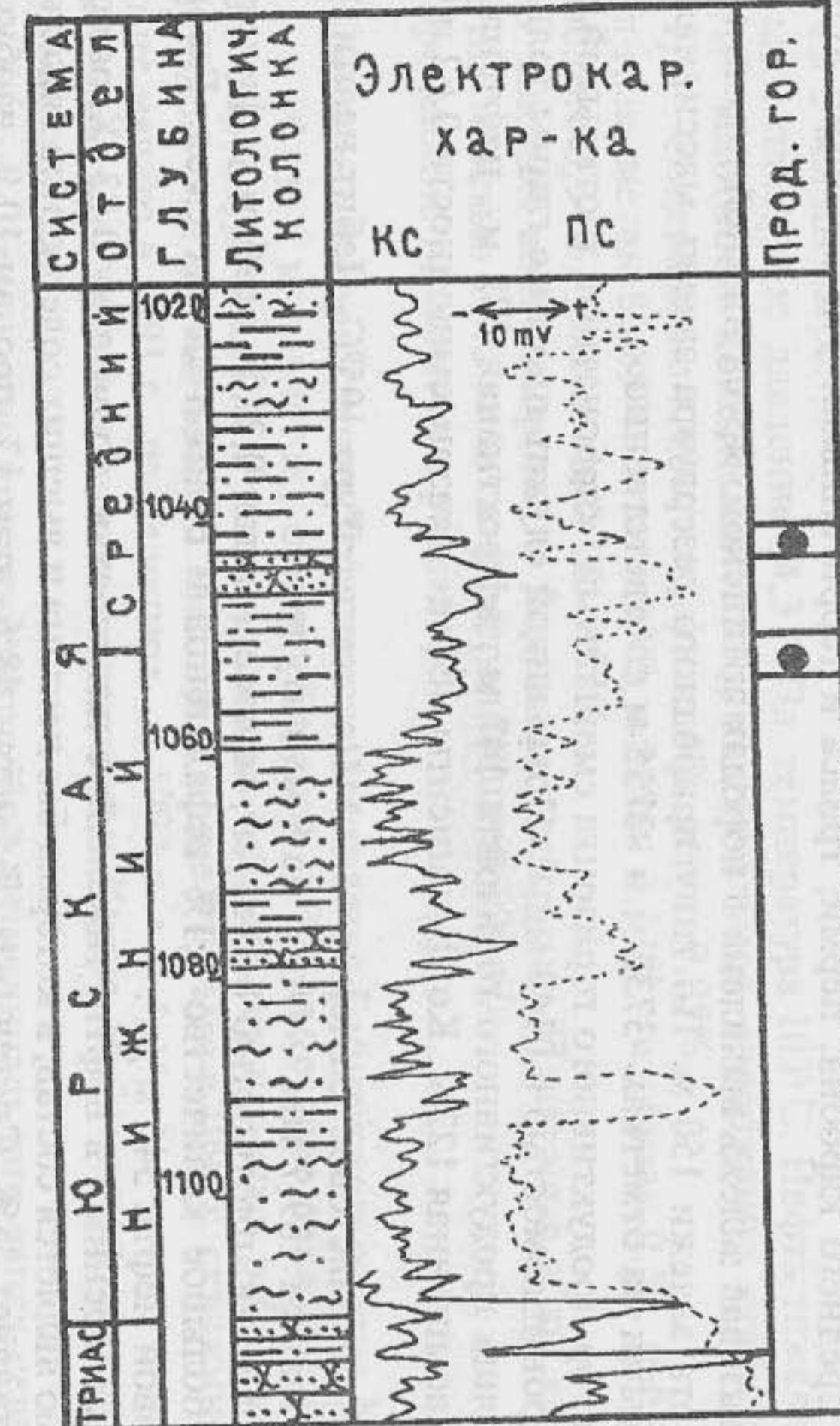
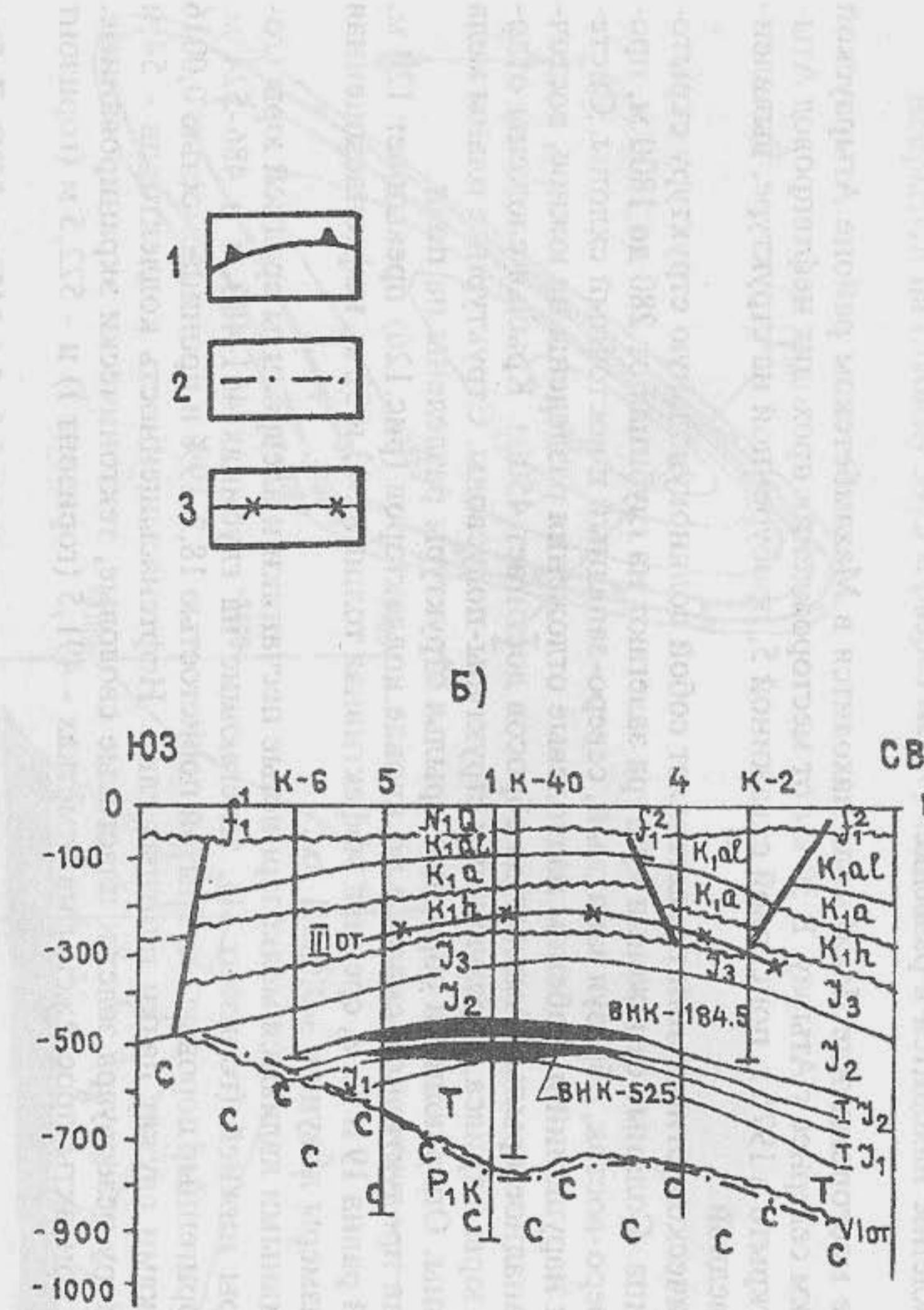
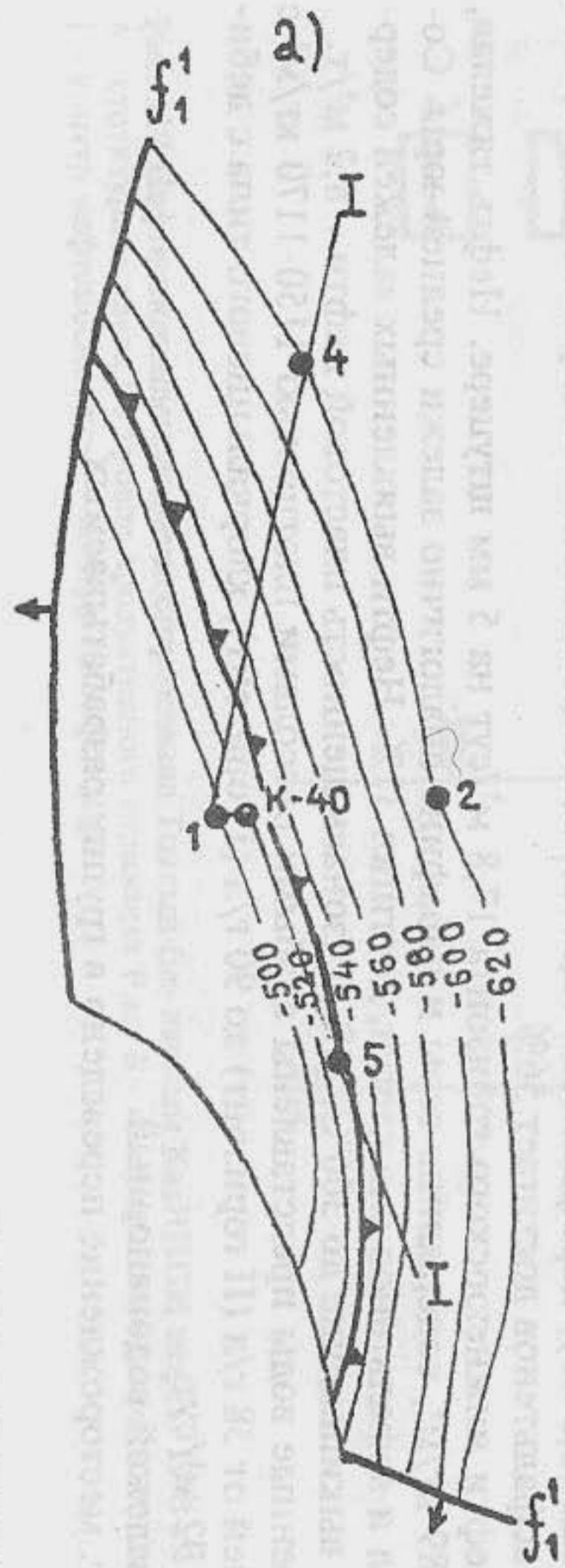


Рис. 120 Нефтяное месторождение Дараймала

А - структурная карта по кровле коллекора I ниженюрского продуктивного горизонта; Б - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.  
1 - контур нефтеносности; 2 - отражающий горизонт VI (поверхность юры); 3 - отражающий горизонт III (кровля верхней юры).

## МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЮГА И ЮГО-ЗАПАДА ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

### АСТРАХАНСКО-АКТЮБИНСКАЯ И ЮГО-ЗАПАДНАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ОБЛАСТИ

Нефтяное месторождение Камышитовое Юго-Восточное расположено в Исатаевском районе Атырауской области, в 40 км запад-юго-западнее г.Атырау.

Структура подготовлена к бурению сейсморазведочными работами МОВ в комплексе с гравиразведкой в 1979 г. Поисковое бурение начато в 1982 г. и привело к открытию месторождения. Разведочное бурение начато в 1983 г.

В тектоническом отношении приурочено к трехкрылой солянокупольной структуре (рис.121).

Нефтеносны отложения альбского яруса нижнего мела и средней юры, где выделяются горизонты: А-І, А-ІІ, А-ІІІ, Ю-І, Ю-ІІ, Ю-ІІІ, Ю-ІV, Ю-V, Ю-VI, Ю-VII и Ю-VIII.

Глубина залегания горизонтов в своде колеблется в пределах 358-650 м. Высоты залежей изменяются от 88 до 165 м. ВНК проводятся на отметках от -484 до -747 м. Залежи пластовые, тектонически экранированные. Продуктивная толща сложена терригенными породами, коллектора поровые. Нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,8 до 5,6 м. Открытая пористость коллекторов 18-28%, проницаемость 0,047-0,087 мкм<sup>2</sup>, коэффициенты нефтенасыщенности -0,5-0,61. Газовый фактор составляет 15-34 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, начальное пластовое давление 4,12-6,9 МПа, температура 24-29°C.

Плотность нефти 882-897,5 кг/м<sup>3</sup>. В ней содержится серы 0,28-0,575%, парафина 0,84-1,39%, смол 11,9-28% и асфальтенов 0,3-0,42%.

Состав газа: метан 45,68-84,43%, этан 16,75-28,58%, пропан 2,36-15,53%, изобутан 0,46-3,44%, н-бутан 0,34-3,38%, азот и редкие 0,27-1,79%, углекислый газ 0,25-0,51%.

Режим залежей гравитационный и водонапорный. Пластовые хлоркальциевые воды имеют плотность 1168-1189 кг/м<sup>3</sup> при минерализации 256,4-311 г/л.

Месторождение находится в разработке.

Газонефтяное месторождение Камышитовое Юго-Западное расположено в Исатаевском районе Атырауской области в 80 км к западу от г.Атырау.

Структура подготовлена сейсморазведкой МОВ и структурным бурением в 1960 г. Поисковое и разведочное бурение начато в 1962 г., тогда же открыто месторождение. Разведка завершена в 1975 г.

В тектоническом отношении приурочено к трехкрылой солянокупольной структуре (рис.122).

Нефтеносны нижнемеловые, среднеюрские и пермогриасовые отложения. В нижнемеловой толще выделено три нефтяных (верхнеальбский А-І, неокомский Н-ІІІ, IV) и два газонефтяных горизонта (среднеальбский Ал-ІІ, неоком-аптский Н-А). В среднеюрских отложениях выделено девять нефтяных горизонтов (Ю-І, Ю-І<sup>2</sup>, Ю-І<sup>3</sup>, Ю-І<sup>4</sup>, Ю-І<sup>5</sup>, Ю-ІІ, Ю-ІІІ, Ю-ІV, Ю-ІV), а в пермогриасовых два - ПТ-ІІ, ПТ-ІІІ.

Глубина залегания горизонтов колеблется в пределах от 199 до 783 м, высота нефтяной части нижнемеловых залежей 26-145 м, среднеюрских 125-167 м, пермогриасовых 61-76 м; газовой части 20-24 м. ВНК проводятся на отметках от -270 до -875 м, ГВК от -377 до -560 м. Тип залежей пластовый, сводовый и пластовый тектонически экранированный. Продуктивные горизонты сложены терригенными отложениями, коллектора поровые. Открытая пористость коллекторов 21-27%, проницаемость 0,140-1,699 мкм<sup>2</sup>. Нефтенасыщенная толщина 3,2-14,4 м. Коэффициенты нефтенасыщенности 0,75-0,84.

Дебиты нефти составляли 10-34,6 м<sup>3</sup>/сут на 5мм штуцере, газовый фактор 11-37,8 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Начальные пластовые давления 2,38-8,03 МПа, температура 20°-40°C.

Плотность нефти изменяется в пределах 812-919 кг/м<sup>3</sup>. В ней содержится серы 0,05-0,9%, парафина 1,5-4,92%, асфальтенов 0,06-4,6%, силикателевых смол 1,85-17,5%.

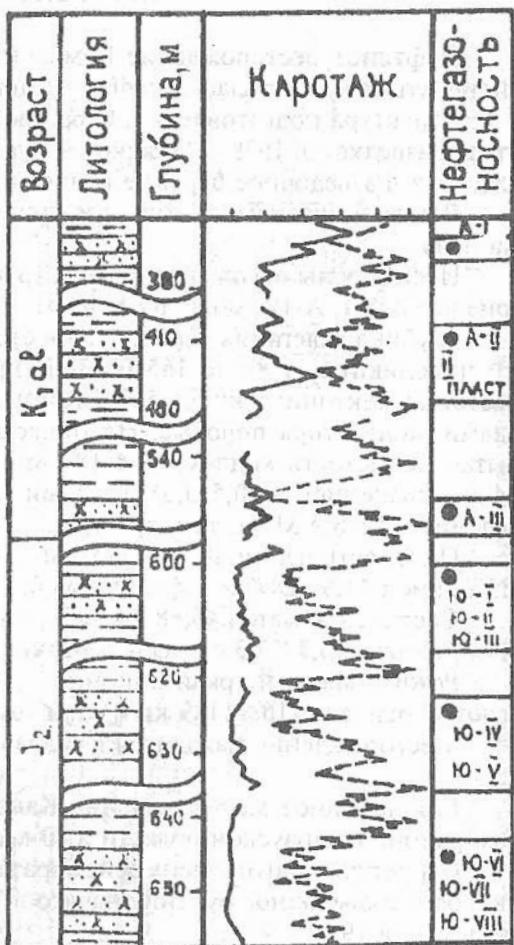
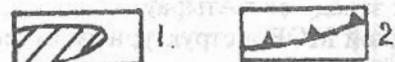
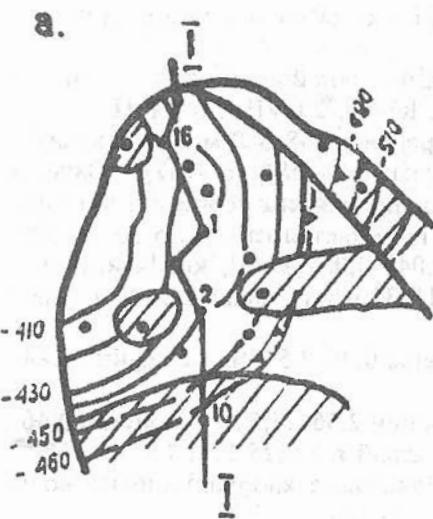
Газ состоит из метана 38,56-78,8%, этана 10,28-25,26%, пропана 3,32-19,52%, изобутана 2,13-11,29%, пентана и высших 0,44-5,39%, азота 0,84-4,23%, сероводорода 0,69-7,64%, углекислоты 0,38-2,75%.

Режим залежей водонапорный. Пластовые воды хлоркальциевого типа с плотностью от 1160 до 1200 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 252,8-290,4 г/л.

Месторождение находится в разработке.

8.

Камышитовское месторождение нефти и газа  
Юго-Восточного крыла



6.

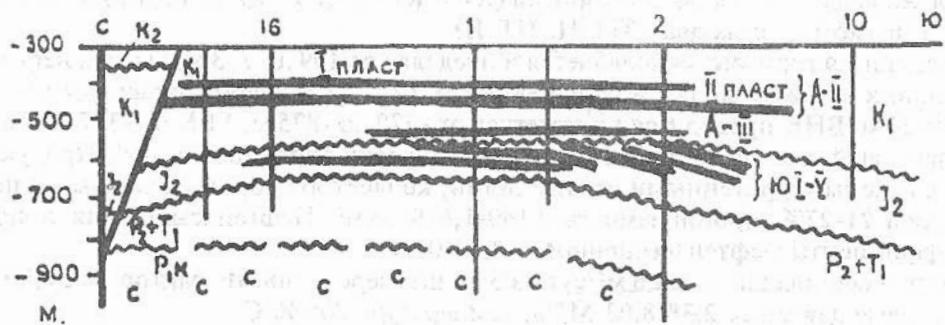
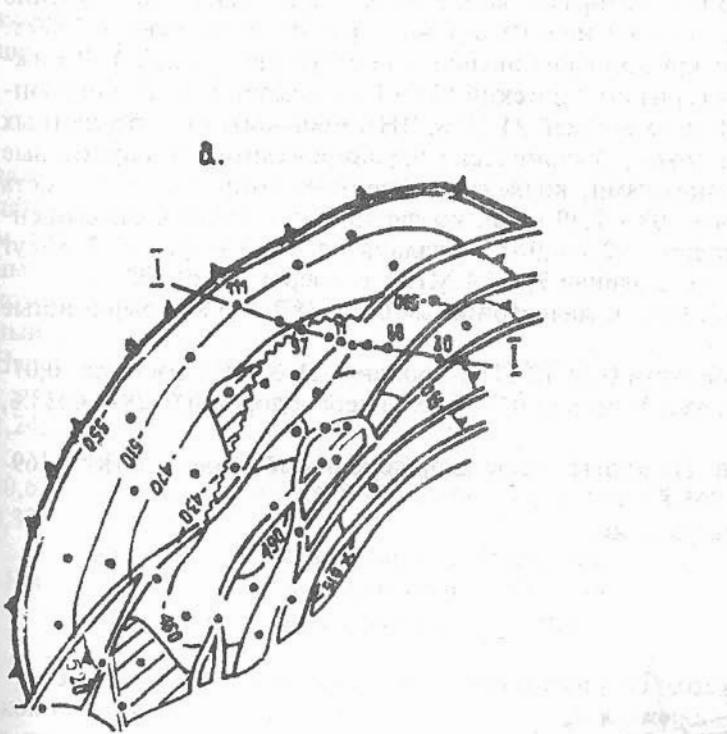


Рис. 121 Нефтяное месторождение Камышитовое Юго-Восточное (по Р.И. Борисовой, Л.И. Черепивской, 1989 г., с дополнениями А.А. Байдаутеговой, 1990 г.)

А - структурная карта по кровле продуктивного горизонта А-II (II-пласт) юго-восточного крыла; Б - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.

1 - зона глинизации коллекторов; 2 - контур нефтегазоносности.



**Б.**

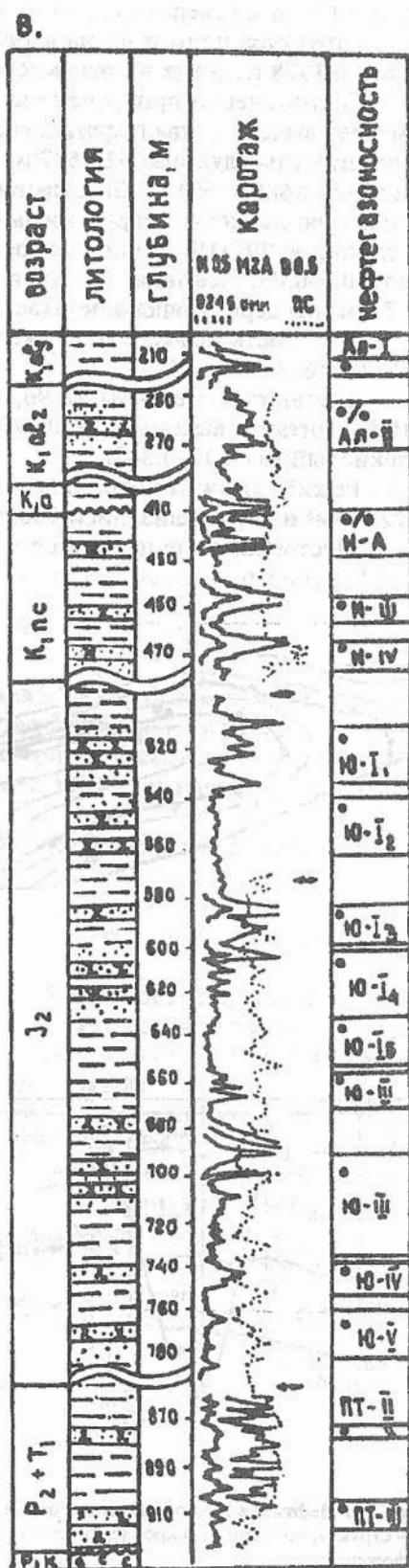
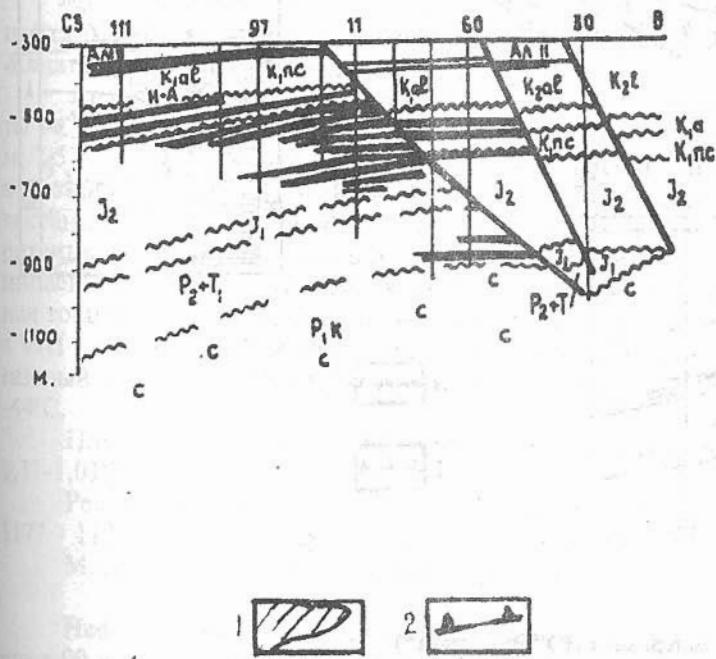


Рис. 122 Газонефтяное месторождение Камышитовое Юго-Западное (по Л.И. Доновой, 1976 г.)  
А - структурная карта по кровле горизонта Н-А; Б - геологический разрез по линии И-И; В - разрез продуктивной части отложений.  
1 - зона глинизации коллекторов; 2 - контур нефтеносности.

Нефтяное месторождение Ровное расположено в Исатаевском районе Атырауской области в 85 км к северо-западу от г.Атырау.

Структура подготовлена в 1975 г. сейсморазведкой. Поисковое и разведочное бурение начато в 1978 г., тогда же открыто месторождение. Разведочные работы завершены в 1980 г.

Тектонически приурочено к двукрылой солянокупольной структуре (рис.123). В нижнем мелу выделено два нефтегазовых горизонта: аптский (А) и I неокомский (Н-І). Горизонты залегают на глубинах 627-647 м. Высота залежей 24-38 м, ВНК проводится на абсолютных отметках - 688 - 694 м. Залежи пластовые, тектонически экранированные. Продуктивные отложения сложены терригенными породами, коллектора поровые. Открытая пористость коллекторов 29-31%, проницаемость 1,303 - 2,39 мкм<sup>2</sup>, коэффициенты нефтегазонасыщенности 0,6-0,83. Нефтенасыщенная толщина 2,7-6,9 м. Начальные дебиты нефти 40,2 м<sup>3</sup>/сут на 7 мм штуцере. Начальное пластовое давление 7,1-7,4 МПа, температура 29,5°C.

Плотность нефти 744-745 кг/м<sup>3</sup>. Нефти малосернистые 0,1-0,18%, малопарафинистые 2,55-2,94%.

Состав газа: метан 81,21-96,96%, этан 0,59-12,61%, пропан 0,21-3,56% изобутан 0,07-0,18%, пентан и высшие 0,28-0,47%, азот и редкие 0,37-1,48%, сероводород 0,0028-0,0038%, углекислый газ 0,12-0,84%.

Режим залежей водонапорный. Пластовые воды хлоркальциевые с плотностью 1169-1172 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 253,6-266,8 г/л.

Месторождение находится в разработке.

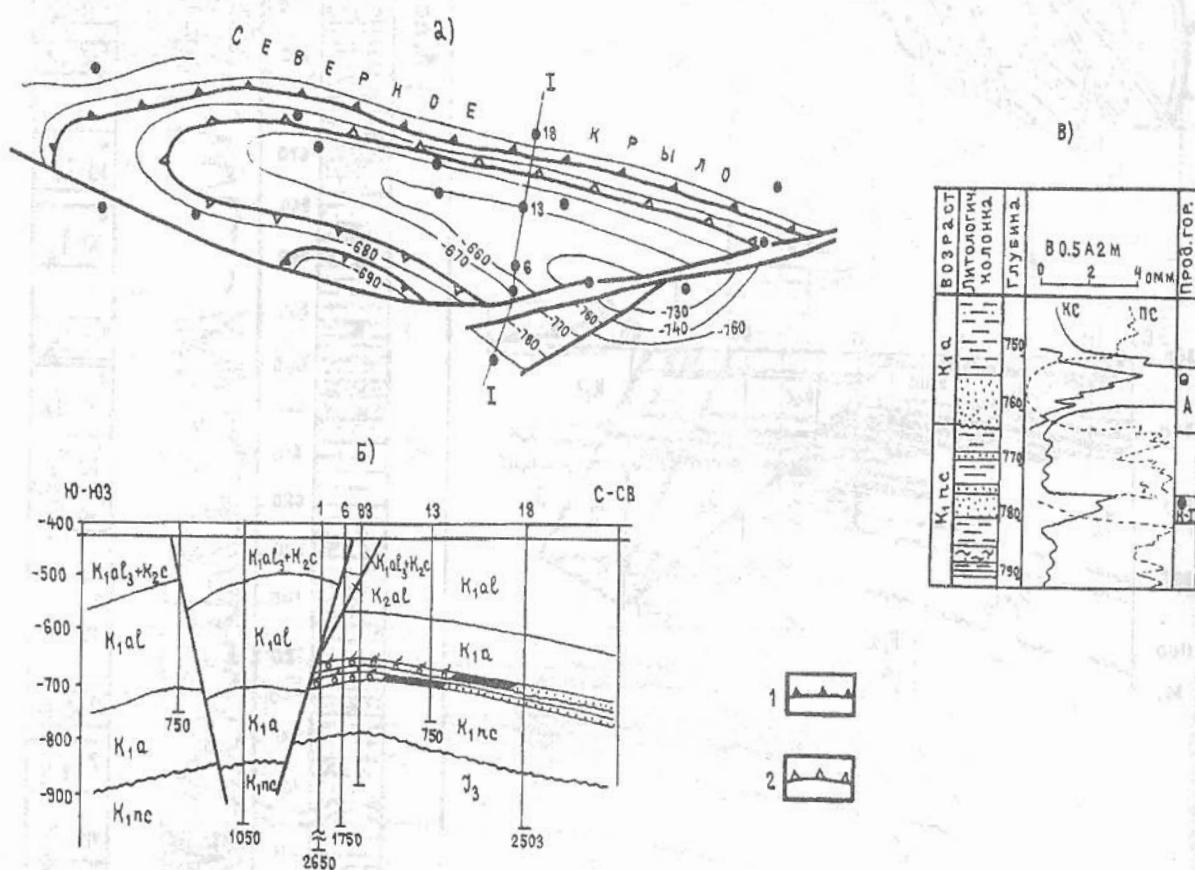


Рис. 123 Нефтяное месторождение Ровное (по материалам ПО "Эмбанефть")  
А - структурная карта по кровле горизонта А; Б - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.

Контуры: 1 - нефтеносности; 2 - газоносности.

**Газонефтяное месторождение Мартышы** находится в Исатаевском районе Атырауской области, в 76 км к западу от г.Атырау.

Структура подготовлена гравиметрической и сейсмической съемками в 1958 г. Поисковое бурение начато в 1961 г. Месторождение открыто в 1962 г. Разведочные работы завершены в 1965 г.

В тектоническом отношении приурочено к солянокупольной структуре (рис.124).

Нефтеносность связана с нижнемеловыми и среднеюрскими отложениями.

Выделены один среднеюрский, три неокомских и один аптский горизонты. Глубина залегания горизонтов изменяется от 594 до 852 м. Высота нефтяной части залежей колеблется в пределах от 30 до 85 м, газовой части - 10 м. ВНК проводится на отметках - 706- 915 м, ГВК на - 711 м. Залежи пластовые, тектонически экранированные. Коллектора терригенные, поровые. Открытая пористость коллекторов 25,5-33,1%, проницаемость 0,571-3,898 мкм<sup>2</sup>, коэффициент нефтенасыщенности 0,56-0,76. Нефтенасыщенная толщина 2,1-7,6 м. Начальный дебит нефти составлял 12,3-85,2 м<sup>3</sup>/сут на 5 мм штуцере. Газовый фактор 21-30,3 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Начальное пластовое давление 6,84-10,5 МПа, температура 31-39,5°C.

Плотность нефти составляет 799-897 кг/м<sup>3</sup>. Содержание серы 0,1-0,32%, парафина 0,47-1,24%.

Состав газа: метан 5,44-80,7%, этан 3,47-15,98%, пропан 1,01-26,32%, изобутан 1,25-30,67%, пентан и высшие 3,45-7,15%, азот 1,49-5,75%, сероводород - следы, углекислота - 0,33-1,22%.

Режим залежей водонапорный. Пластовые воды хлоркальциевые, с плотностью 1146-1185 кг/м<sup>3</sup> и общей минерализацией 190,9 - 246,3 г/л.

Месторождение находится в разработке.

**Газонефтяное месторождение Жанаталап** расположено в Исатаевском районе Атырауской области в 85 км к западу от г. Атырау. Подготовка структуры проводилась в 1950-1971 гг. гравиразведкой, сейсморазведкой МОВ, КМПВ и структурно-поисковым бурением. Поисковые работы начаты в 1963 г., месторождение открыто в 1964 г. и начато разведочное бурение, завершенное в 1973 г.

Тектонически приурочено к двум трехкрылым солянокупольным структурам Жанаталап и Жанаталап Восточный (рис.125).

Продуктивны отложения нижнего мела и средней юры. На Жанаталапе установлены нефтяные горизонты аптский, неокомский, I, II, III, IV, V, VI, VII среднеюрские, а на Вост. Жанаталапе VIII и IX среднеюрские.

Аптовые и некомские горизонты залегают на глубинах 358-568, среднеюрские горизонты I - VII на - 415 - 641 м, VIII - IX - на 1045 - 1093 м. Высота залежей соответственно 23 - 132 м, 7,5 - 155 м, 20 - 26 м. ВНК проводится на абсолютных отметках - 409 м - 612 м в аптовых, в некомских залежах - 480 - 684 м; в I - VII юрских - 1085 - 1140 м. Залежи пластовые, тектонически и стратиграфически экранированные. Продуктивные горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. Открытая пористость коллекторов 22-32%, проницаемость 0,028 - 0,82 мкм<sup>2</sup>, коэффициент нефтенасыщенности 0,53-0,86. Нефтенасыщенная толщина аптового и некомского горизонтов 4,6-11,6 м, I - VII горизонтов 0,8 - 11,3 м, а VIII - IX - 6,2 - 9,9 м. Начальные дебиты нефти 10-46 м<sup>3</sup>/сут на 5 мм штуцере. Начальный газовый фактор II- 44,3 м<sup>3</sup>/т. Начальное пластовое давление 4,12-13,2 МПа, температура 25 -44°C.

Плотность нефти 814-892 кг/м<sup>3</sup>. Нефти малосернистые 0,17-0,38%, малопарафинистые 0,31-1,01%.

Режим работы залежей водонапорный. Пластовые воды хлоркальциевые с плотностью 1177 - 1184 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 277,4 - 289,2 г/л.

Месторождение находится в разработке.

**Нефтяное месторождение Гран** расположено в Исатаевском районе Атырауской области в 90 км к западу-северо-западу от г.Атырау.

Подготовка структуры проводилась в 1959-1970 гг. гравиразведкой, картировочным бурением и сейсморазведкой МОВ, КМПВ. Поисковое бурение начато в 1962 г. Месторождение открыто в 1969 г. Разведочные работы выполнены в 1969-1970 гг.

Тектонически представляет собой двухкрылую солянокупольную структуру (рис.126).

Нефтеносны нижнемеловые и среднеюрские отложения. Выделено шесть нефтяных горизонтов: I среднеальбский (A-I) и среднеюрские (Ю-I, III, V, VI, VII) и два газонефтяных

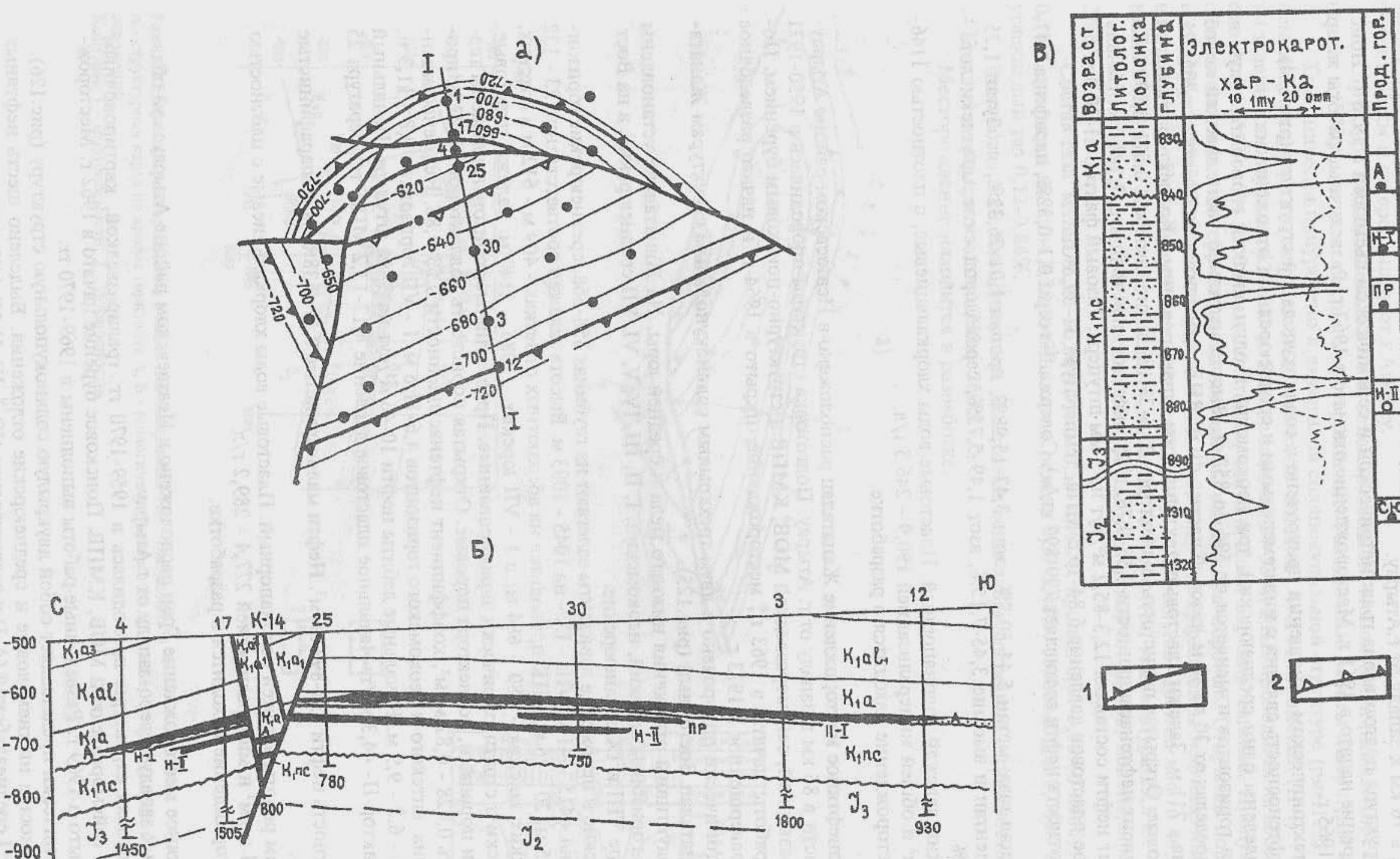


Рис. 124 Газонефтяное месторождение Мартыни (по Н.П. Жегулину, 1961 г.)

А - структурная карта по кровле продуктивного горизонта А; Б - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.  
Контуры: 1 - нефтеносности; 2 - газоносности.

B

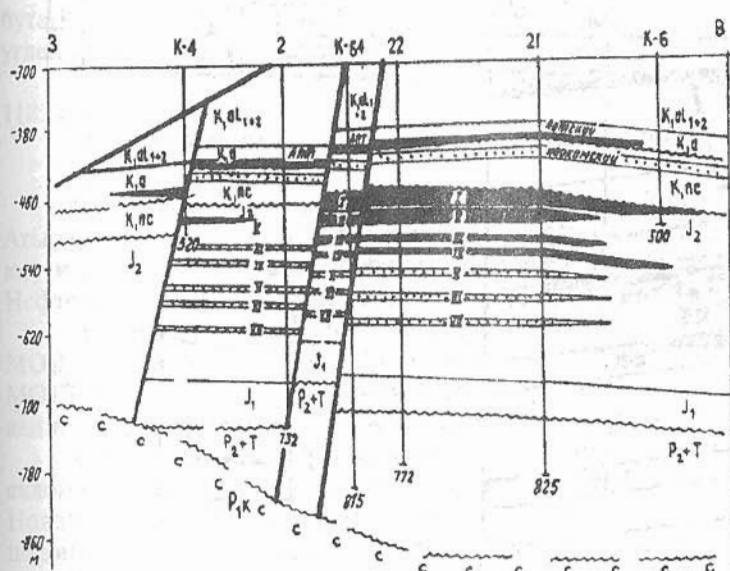
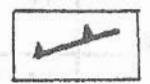
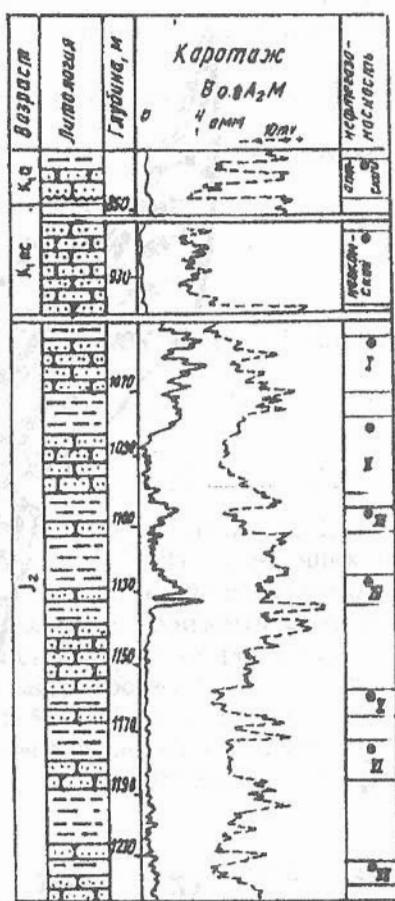
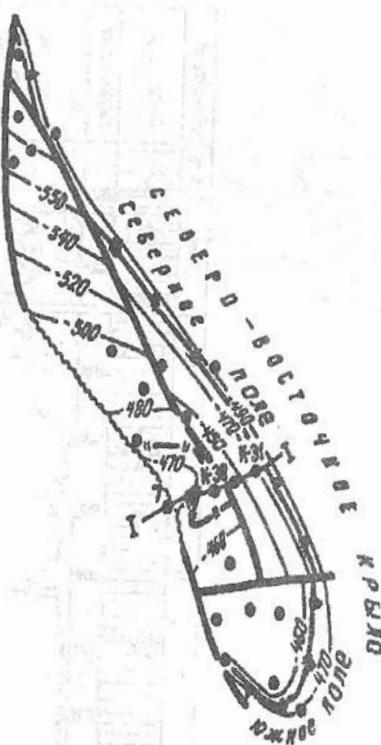


Рис. 125 Газонефтяное месторождение Жанаталап (по В.И. Гонтарь, Т.В. Троицкий, 1988 г.)

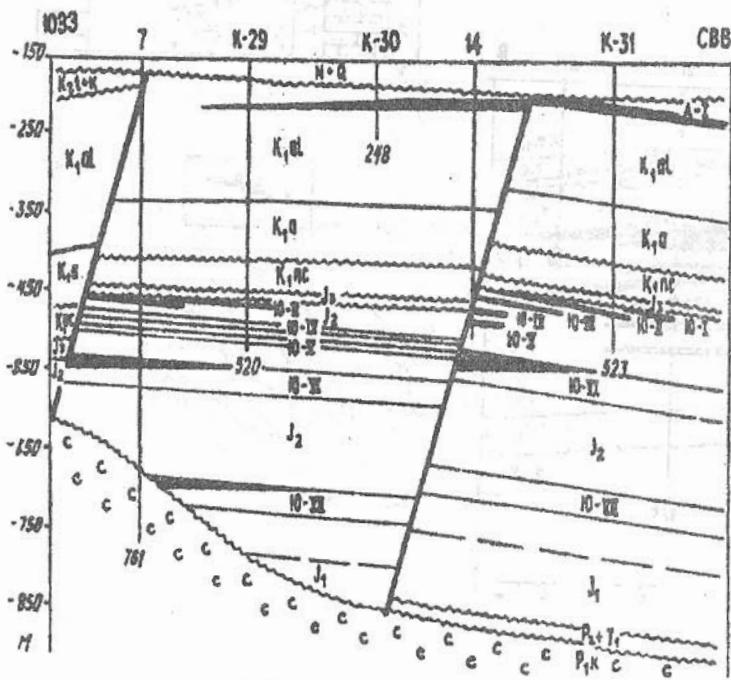
A - структурная карта по кровле аптского продуктивного горизонта (по среднему крылу); B - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.

1 - внешний контур нефтеносности.

а



6



в

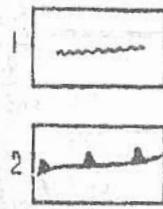
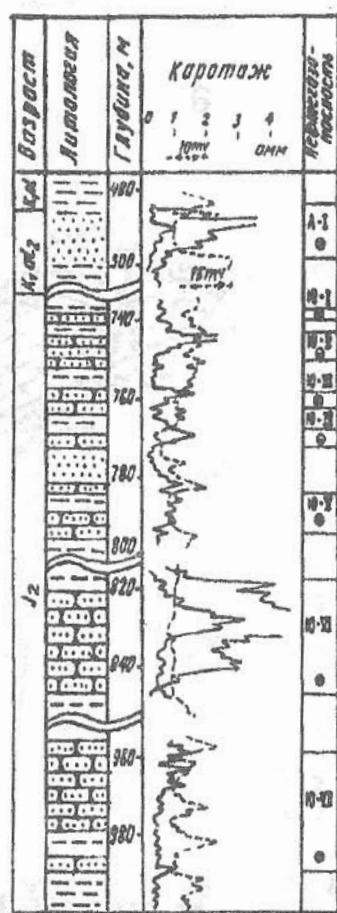


Рис. 126 Нефтяное месторождение Гран (по К.А. Ахощеву, Г.С. Нечаевой, 1971 г.)

А - структурная карта по кровле продуктивного горизонта Ю-II; Б - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.

1 - линия размыва; 2 - контур нефтеносности.

(Ю-II, IV). Глубина залегания горизонтов 172-644 м. Высота нефтяной части залежей 12 - 50 м, газовой - 10 м. ВНК проводится на отметках от -220 до -715 м, ГВК - на -480 м. Залежи пластовые, тектонически экранированные. Коллектор терригенный, поровый. Открытая пористость коллекторов 22-32%, проницаемость 0,54-1,2 мкм<sup>2</sup>, коэффициенты нефтенасыщенности 0,43-0,65. Нефтенасыщенная толщина 2-15,3 м. Начальный дебит нефти равен 1,2-1,9 м<sup>3</sup>/сут при 5 мм штуцере. Газовый фактор 12-56,7 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Начальное пластовое давление 0,93-6,92 МПа, температура 18-44°C.

Нефти имеют плотность 867-925 кг/м<sup>3</sup>. Содержание серы в нефтях составляет 0,24-0,45%, парафина 0,75-3,04%, силикагелевых смол 4,95%.

Газ состоит из метана 69,5-88,38%, этана 5,89-23,7%, пропана 0,63-5,6%, изобутана 0,15-0,32%, пентана и высших 1,8-5,97%, углекислоты 0,26-1,41%.

Режим работы залежей водонапорный. Пластовые воды хлоркальциевые, плотностью 1176-1193 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 268,5-285 г/л.

Месторождение находится в разработке.

**Нефтяное месторождение Новобогатинское Юго-Восточное** расположено в Исатаевском районе Атырауской области в 60 км к западу от г. Атырау.

Подготовка структуры проведена сейсморазведкой МОГТ и КМПВ в 1976-1978 гг. Месторождение открыто в 1982 г.

В тектоническом отношении представляет собой полусвод, развитый под соляным карнизов (рис. 127).

В подкарнинской пермтариасовой толще выделены 11 нефтяных горизонтов (ПТ-I, ПТ-II, ПТ-III, ПТ-IV, ПТ-V, ПТ-VI, ПТ-VII, ПТ-VIII, ПТ-IX, ПТ-X, ПТ-XI), залегающих на глубинах 1640-1900 м. Высота залежей 40-310 м, ВНК условно проводится на отметках от -1735 до -2180 м. Залежи пластовые, литологически экранированные. Горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. Открытая пористость коллекторов 15-21,5%, проницаемость 0,001-0,009 мкм<sup>2</sup>, коэффициенты нефтегазонасыщенности 0,53-0,88. Нефтенасыщенная толщина 2,2-25,6 м. Начальные дебиты нефти 2,8-57,6 м<sup>3</sup>/сут на 5 мм штуцере. Начальный газовый фактор 36,5-2500 м<sup>3</sup>/т. Начальное пластовое давление 15,1-23,6 МПа, температура 42-51°C. Плотность нефти 632 кг/м<sup>3</sup>. Нефти малосернистые 0,05-0,24%, смолистые 3-16%, содержат 1,62-5,3% парафина.

Состав газа: метан 70,6-80,5%, этан 10,8-16,2%, пропан 4,7-8,1%, изобутан 0,7-1,9%, н-бутан 0,7-2,5%, пентан и выше 0,19-0,85%, азот и редкие 0,74-1,61%, гелий 0,0079-0,03%, углекислый газ 0,2%.

Режим залежи водонапорный. Пластовые воды хлоркальциевые с плотностью 1183 кг/м<sup>3</sup>.

Месторождение подготовлено к промышленному освоению.

**Нефтяное месторождение Новобогатинское Западное** находится в Исатаевском районе Атырауской области, в 70 км к северо-западу от г. Атырау. В непосредственной близости к югу и юго-востоку расположены месторождения Гран и Новобогатинское Юго-Восточное. Нефтепровод Мангышлак-Атырау проходит в 21 км к югу.

Региональные геолого-геофизические исследования начаты в 1937 г. Сейсморазведка МОВ выполнена в 1945-1946 гг. и лишь в 1950-1992 гг. осуществлены детальные работы МОГТ, позволившие подготовить структуру и начать поисковое бурение в 1990 г. Месторождение открыто в 1992 г. Первооткрывательница - скважина I.

Структура приурочена к соляному карнизу, прослеживающемуся вдоль юго-западного склона купола Новобогатинск от соляного перешейка Гран на СЗ до соляного перешейка Новобогатинск-Камышитовый на ЮВ. Ловушка образована антиклинальным залеганием подошвы соляного карниза, которая оконтуривается изогипсой -2200 м.

В подкарнинской пермтариасовой толще, как и на месторождении Новобогатинское Юго-Восточное, выявлено 4 нефтяных горизонта (ПТ-I, ПТ-II, ПТ-III, ПТ-IV), залегающих на глубинах 2480-2550 м (рис.128).

Залежи пластовые присводовые, стратиграфически экранированные. Горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. Открытая пористость коллекторов 20%, проницаемость 0,001-0,08 мкм<sup>2</sup>, коэффициенты нефтенасыщенности 0,64-0,66. Нефтенасыщенная толщина горизонтов 10-12 м.

Начальные дебиты нефти 11,8-38,6 м<sup>3</sup>/сут на 5 мм штуцере. Начальные пластовые давления 17,4-28,4 МПа. Нефти с плотностью 804-824 кг/м<sup>3</sup>, малосернистые (0,03-0,14%),

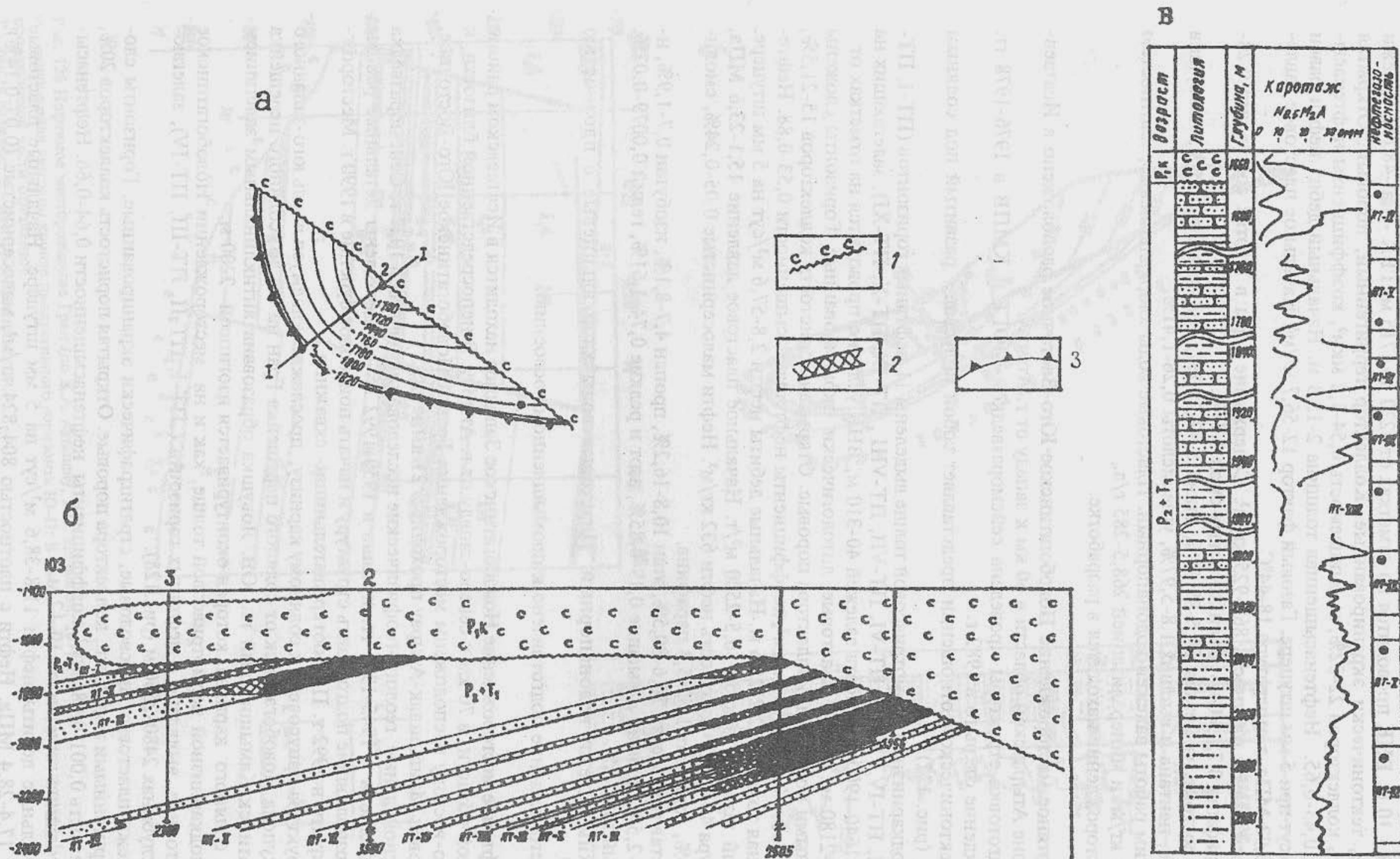


Рис. 127 Нефтяное месторождение Новобогатинское Юго-Восточное (по Р.И. Борисовой, Л.И. Черепивской, 1986 г.)

А - структурная карта по кровле продуктивного горизонта ПТ-III; Б - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений. 1 - контакт соли с пермо-триасовыми горизонтами; 2 - неясный характер насыщения; 3 - контур нефтеносности.

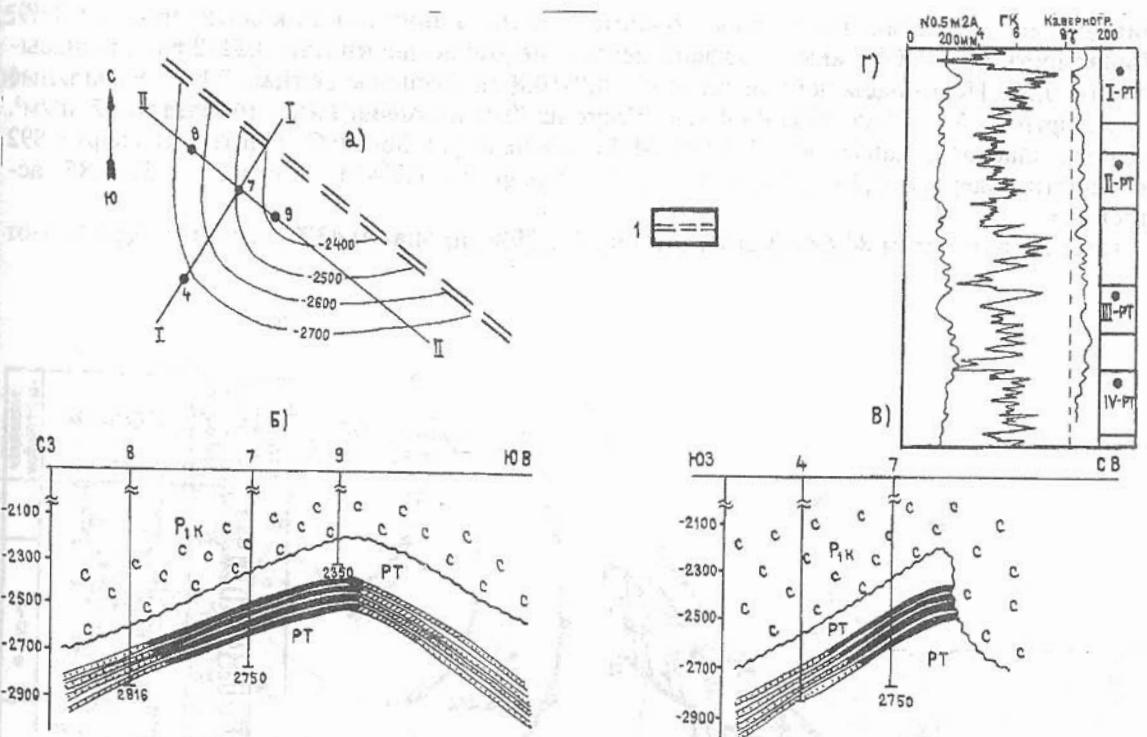


Рис. 128 Нефтяное месторождение Новобогатинское Западное (по Л.И. Черепивской, 1993 г.)

А - схематическая структурная карта по кровле IV горизонта I PT; геологические разрезы: Б - по линии II-II; В - по линии I-I; Г - электрокаротажная характеристика продуктивной части отложений.  
1 - граница соляного карниза.

малопарафинистые, с небольшим содержанием смол и асфальтенов.

Среднегодовой газовый фактор для всех горизонтов  $188,4 \text{ м}^3/\text{м}^3$ . Водонефтяные контакты не установлены, состав растворенного газа и его химизм не изучены.

Месторождение находится в разведке.

**Нефтяное месторождение Грядовое** находится в Исатаевском районе Атырауской области в 85 км к запад-юго-западу от г. Атырау.

Подготовка структуры проводилась гравиразведкой, сейсморазведкой МОВ, МОГТ, структурно-картировочным бурением в период 1957-1979 гг. Поисковое и разведочное бурение начато в 1986 г., тогда же открыто месторождение. Приурочено к солянокупольной структуре (рис.129).

В средней юре выделено два нефтяных горизонта Ю-І и Ю-ІІ. Продуктивные горизонты залегают на отметках -285 -380 м. Высота залежей 43-52 м, ВНК условно принят на отметках -337 - 423 м. Залежи пластовые, стратиграфически и тектонически экранированные. Горизонты сложены теригенными породами, коллектора поровые. Открытая пористость коллекторов 24,4-29%, проницаемость  $0,083-0,513 \text{ мкм}^2$ , коэффициент нефтенасыщенности 0,48-0,55. Нефтенасыщенная толщина 4,6-16м. Начальные дебиты нефти  $0,5-1,6 \text{ м}^3/\text{сут}$  на 3 мм штуцере.

Плотность нефти  $881-896 \text{ кг}/\text{м}^3$ . Химизм вод не изучен.

Месторождение находится в консервации.

**Газонефтяное месторождение Забурунье** расположено в Исатаевском районе Атырауской области, в 170 км к запад-юго-западу от г. Атырау.

Подготовка структуры проводилась в 1966-1979 гг. гравиметрической и сейсмической съемками. В 1981 г. начаты поисковые работы, приведшие к открытию месторождения. Разведка завершена в 1984 г.

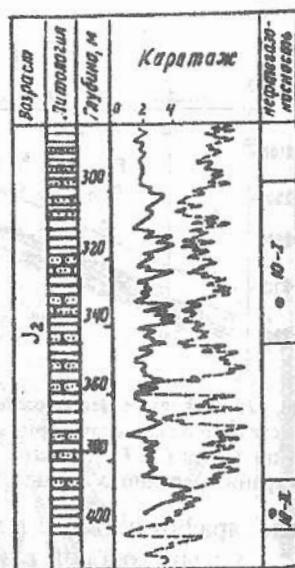
Тектонически приурочено к межкупольному поднятию (рис. 130).

Выделяются апт-неокомский (АН) и Інеокомский (Н-І) нефтяные и ІІ неокомский (Н-ІІ) газонефтяной горизонты. Глубина залегания горизонтов 851-905,6 м. Высота нефтяных залежей 7,2-53 м, газовой части-9,3 м. ВНК проводится на отметках - 900-943 м. Залежи пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные. Горизонты сложены

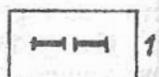
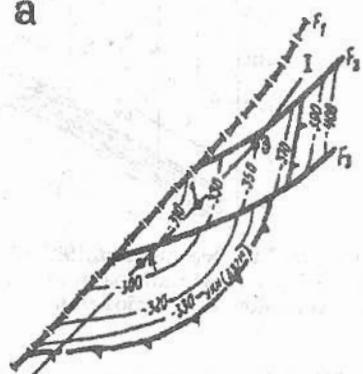
терригенными породами, коллектора поровые. Открытая пористость коллекторов 29-31%, проницаемость 0,23-1,008 мкм<sup>2</sup>, коэффициенты нефтенасыщенности 0,51-0,64, газонасыщенности 0,52. Нефтенасыщенная толщина 0,8-10,8 м, газонасыщенная 7,1 м. Начальные дебиты нефти 14-72 м<sup>3</sup>/сут, газа 43,4 тыс.м<sup>3</sup>/сут на 7мм штуцере. Газовый фактор 47 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Начальное пластовое давление 9,1-10,05 МПа, температура 36-39° С. Плотность нефти 892 кг/м<sup>3</sup>. Нефти содержат 0,26-1,26% серы, 1,75% парафина, 11,8-13,7% смол и 0,57-0,85 асфальтенов.

Состав газа: метан 84,68-93,26%, этан 0,27-1,79%, пропан 0,43%, изобутан 0,66%, азот

В



а



б

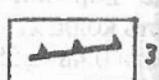
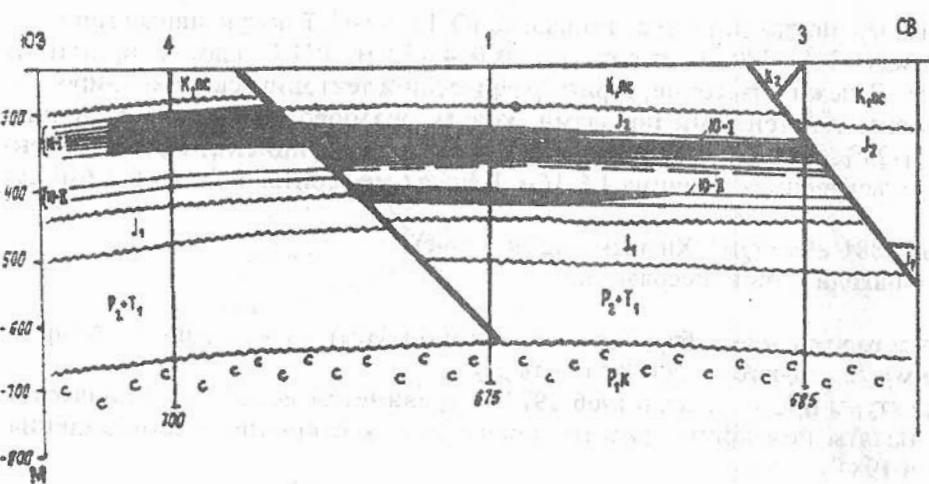


Рис. 129 Нефтяное месторождение Грядовое (по Л.И. Черепивской, 1988 г.)

А - структурная карта по кровле продуктивного горизонта Ю-1; Б - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.

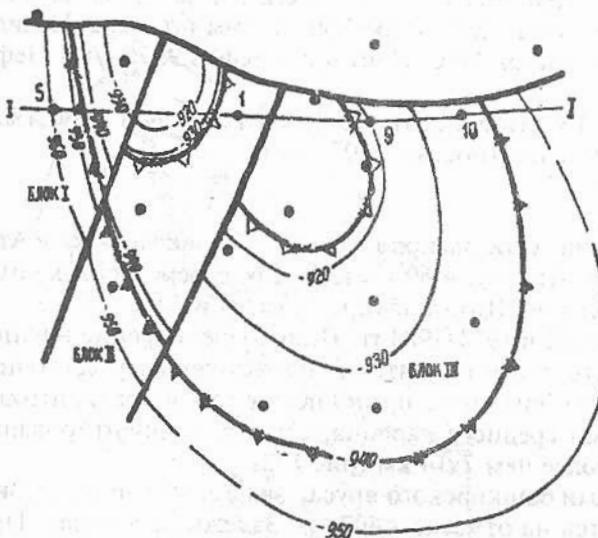
1 - проекция пересечения сбросов продуктивных горизонтов с V отражающим горизонтом, по данным сейсморазведки; 2 - проекция пересечения сбросов с кровлей продуктивных горизонтов, по данным бурения; 3 - условный контур нефтеносности.

5,59%.

Режим залежей водонапорный. Пластовые воды хлоркальциевого типа с плотностью 1096-1099 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 137-141,7 г/л.

Месторождение находится в разработке.

**a**



**В**



**б**

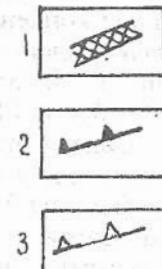
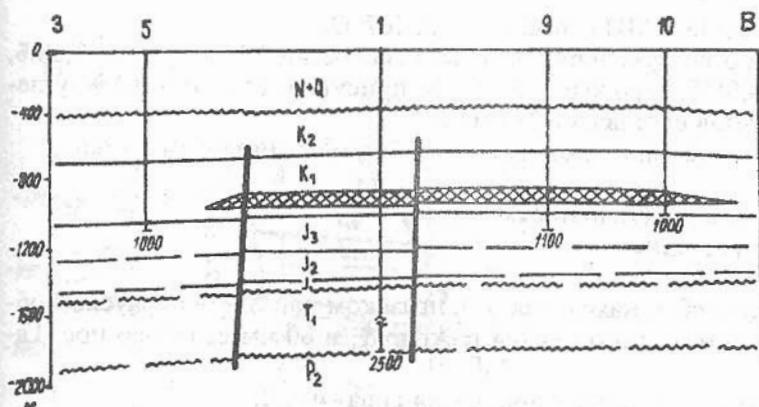


Рис. 130 Газонефтяное месторождение Забурунье (по В.И. Чен, Ю.А. Исаеву, 1984 г.)

А - структурная карта по кровле пласта А продуктивного горизонта Н-П; Б - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.

1 - апатит-неокомская продуктивная толща; контуры: 2 - нефтеносности; 3 - газоносности.

**Газонефтяное месторождение Октябрьское** расположено в Исатаевском районе Атырауской области, в 160 км к запад-юго-западу от г. Атырау.

Структура подготовлена сейсморазведкой и структурным бурением в 1967 г. Поисковое бурение начато в 1968 г. В 1969 г. открыто месторождение и начато разведочное бурение, завершенное в 1972 г.

Тектонически приурочено к солянокупольной структуре. Нефтегазоносны отложения верхней юры (рис.131). Глубина залегания горизонта 855-900 м. Высота нефтяной залежи 10 м, газовой 27 м. ВНК имеет абсолютные отметки - 891,4; ГВК - 960 м. Залежи пластовые, тектонически экранированные. Горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. Открытая пористость коллекторов 25%, коэффициент нефтенасыщенности 0,77, газонасыщенности 0,43. Нефтенасыщенная толщина 11 м, газонасыщенная - 7 м. Начальные дебиты нефти 42 м<sup>3</sup>/сут на 5мм штуцере, газа - 249 тыс.м<sup>3</sup>/сут на 7мм штуцере. Начальное пластовое давление 1,14-9,09 МПа, температура 48°С. Плотность нефти 939 кг/м<sup>3</sup>. Нефть малосернистая (0,34%).

Состав газа: метан 89,92%, пропан 0,11%, азот и редкие 3,1%, углекислый газ 0,4%.

Пластовые воды хлоркальциевого типа с плотностью 1107 кг/м<sup>3</sup>.

Месторождение находится в разведке.

**Газоконденсатное месторождение Имашевское** расположено в Денгизском районе Атырауской области, в 250 км к юго-западу от г. Атырау, в 60 км к восток-северо-востоку от г. Астрахань. Ближайший населенный пункт пос. Шортанбай находится в 7 км.

Структура подготовлена сейсморазведкой в 1974-1984 гг. Поисковое бурение начато в 1985 г. Месторождение приурочено к подсолевому поднятию, осложняющему восточную периклиналь Астраханского свода. В структурном плане представляет собой брахиантклинальную складку, связанную с отложениями среднего карбона. Складка ориентирована в широтном направлении и имеет размеры более чем 7x14 км (рис.132).

Продуктивность связана с известняками башкирского яруса, залегающими на глубине 3790 м. Высота залежи 276 м., ГВК находится на отметке - 4073 м. Залежь массивная. Продуктивная толща представлена органогенными известняками. Коллектора поровые и порово-трещинные с открытой пористостью 9,51%. Покрышкой служат глинистые породы толщиной до 15 м. Коэффициент газонасыщенности 0,83. Эффективная газонасыщенная толщина составляет 34-58 м. Дебиты газа от 71 тыс.м<sup>3</sup>/сут на 4мм штуцере до 418 тыс.м<sup>3</sup>/сут на 14мм штуцере, конденсата от 30,7 м<sup>3</sup>/сут до 99,5 м<sup>3</sup>/сут. соответственно.

Плотность конденсата 805-807 кг/м<sup>3</sup>; отгон 89%, конец кипения 360°С. Потенциальное содержание конденсата 224,22 г/м<sup>3</sup>.

Начальное пластовое давление 55,7 МПа, температура 107°С.

Плотность свободного газа по воздуху 0,693. Состав газа: метан 75,78%, этан 3,68%, пропан 2,77%, бутан 1,82%, азот 4,95%, сероводород 15,6%, присутствует гелий 0,1%, углекислый газ. Содержание меркаптанов составляет 250 мг/л.

Пластовые воды хлоркальциевого типа плотностью 1061 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 93,5 г/л. Дебиты вод 21-27 м<sup>3</sup>/сут.

Режим залежи упругогазовый с водонапорным.

Месторождение находится в разведке.

**Нефтяное месторождение Кумисбек** находится в Денгизском районе Атырауской области, в 360 км к северо-западу от областного центра г. Атырау, в 60 км севернее пос. Ганюшкино.

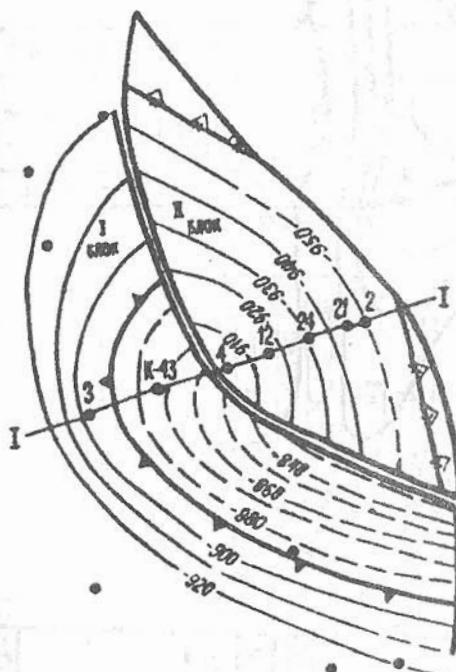
Открыто в 1987 г., первооткрывательница - поисковая скважина I.

Структура подготовлена региональными геолого-геофизическими работами и сейсморазведкой МОГТ в период 1981-1985 гг. Поисковые работы начаты в 1986 г., разведочные в 1987 г. Месторождение открыто в 1986 г.

Связано с соляным куполом, расположенным в Жетыаральском прогибе Прикаспийской впадины. По сейсмическому отражающему горизонту III представлено куполовидным поднятием размерами 5x4,5 км, по оконтуривающей изогипсе - 925 м. Амплитуда 25 м. По кровле коллектора продуктивного горизонта характеризуется куполовидной структурой, осложненной двумя дизьюнктивными нарушениями юго-запад-северо-восточного простирания (рис.133).

Установлена продуктивность двух пластов апт-альбского возраста, залегающих на глубинах 597-614 м в сводовой части поднятия. Залежи нефтяные, пластовые, сводовые тектонические.

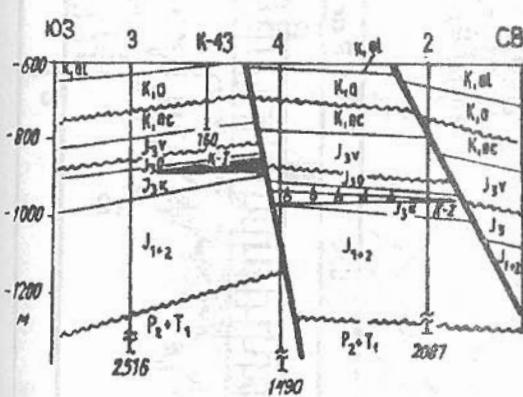
a



B



6



1



2

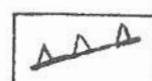
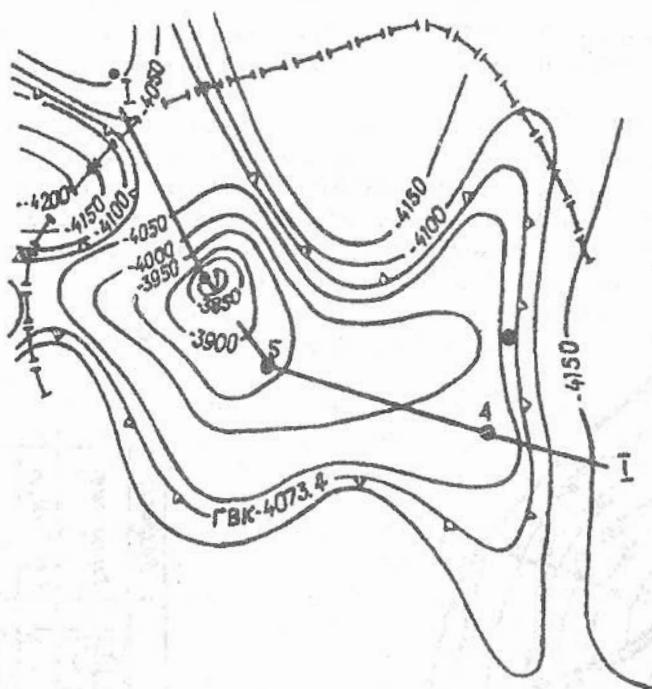


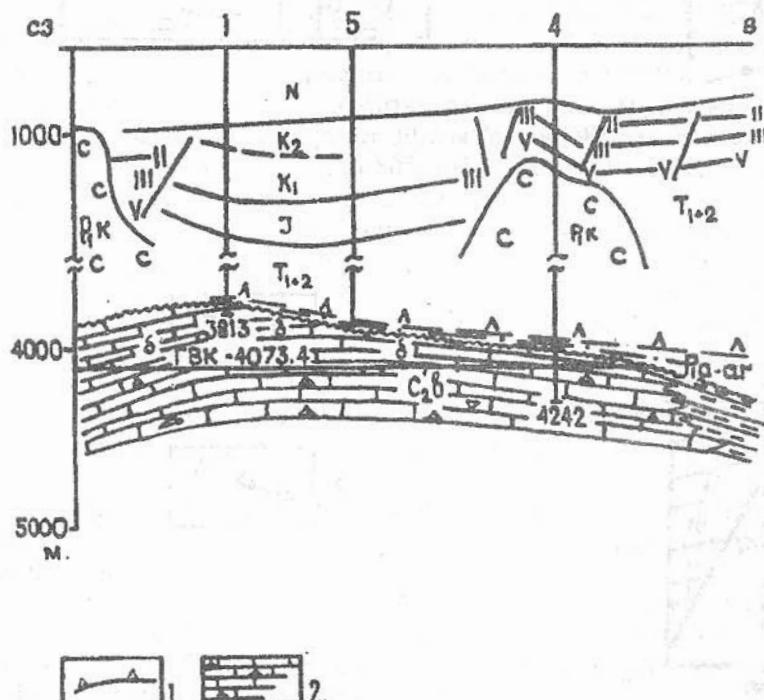
Рис. 131 Нефтяное месторождение Октябрьское (по А.А. Абаканову, Т.К. Куспангалиеву, 1974 г.)  
А - структурная карта по кровле продуктивного горизонта К-I; Б - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.

Внешние контуры: 1 - нефтеносности блока I; 2 - газоносности блока II.

a.



б.



в.

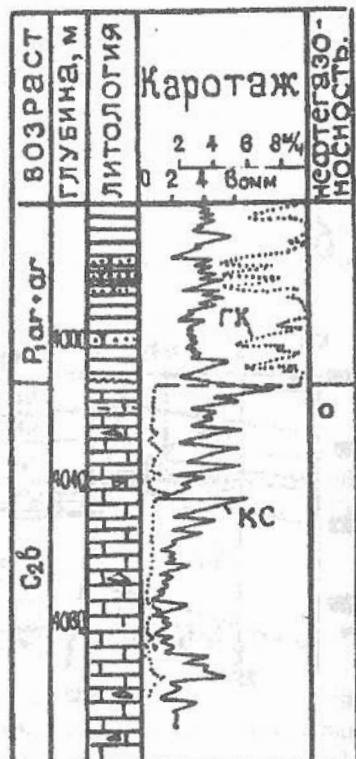


Рис. 132 Газоконденсатное месторождение Имашевское (по материалам ПГО "Гурьевнефтегазгеология")  
А - структурная карта по кровле среднекаменноугольного продуктивного горизонта; Б - геолого-геофизический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.  
1 - контур газоносности; 2 - рифогенные известняки.

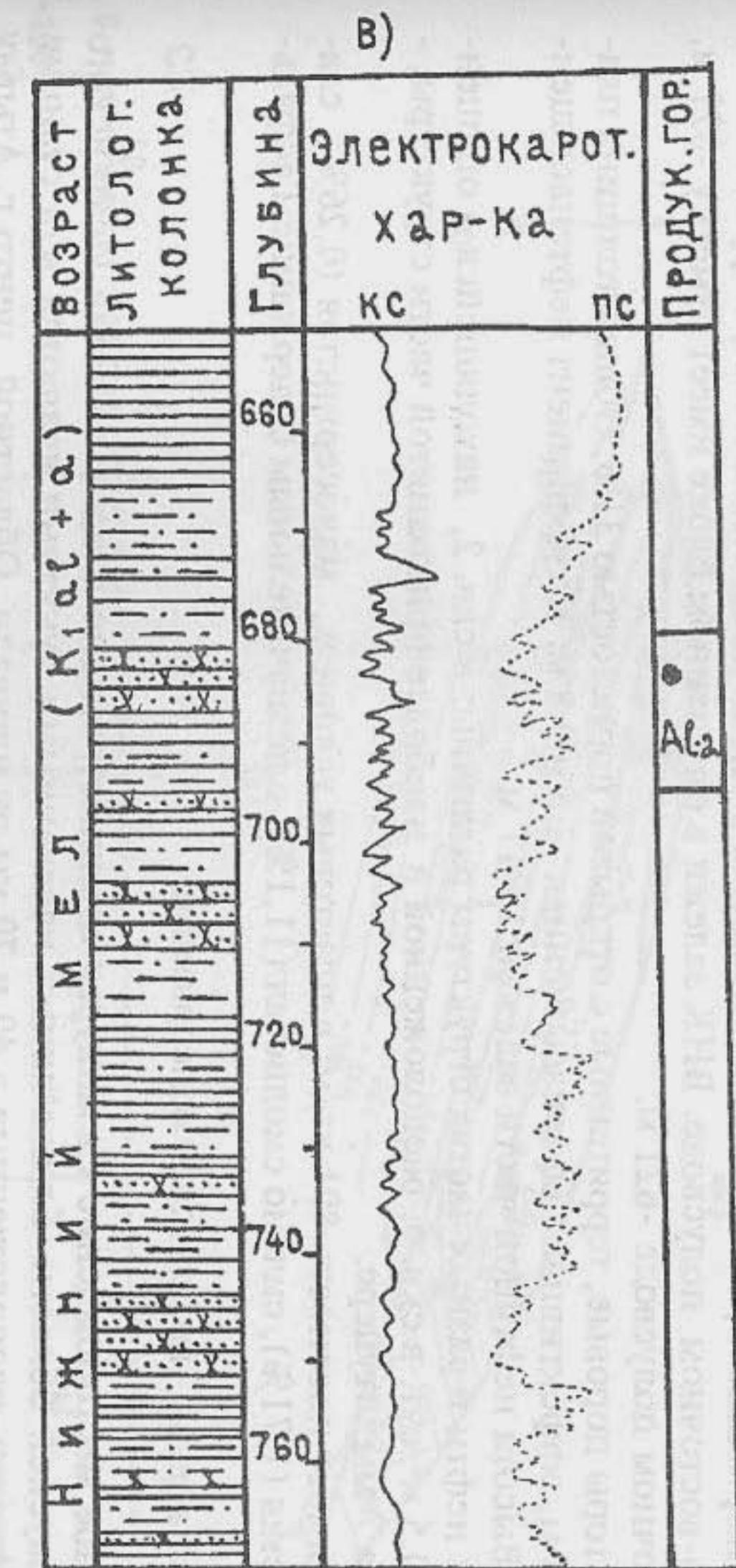
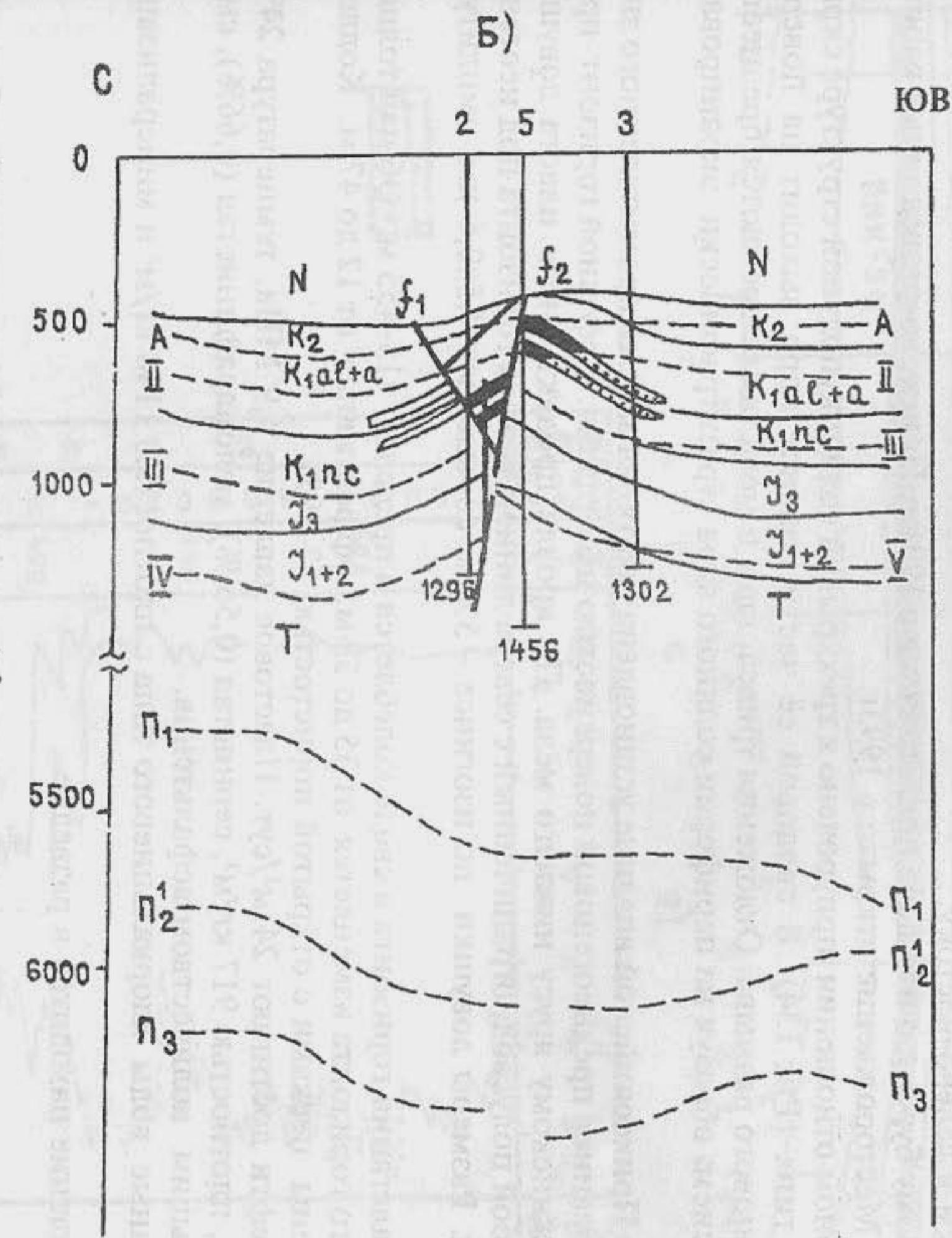
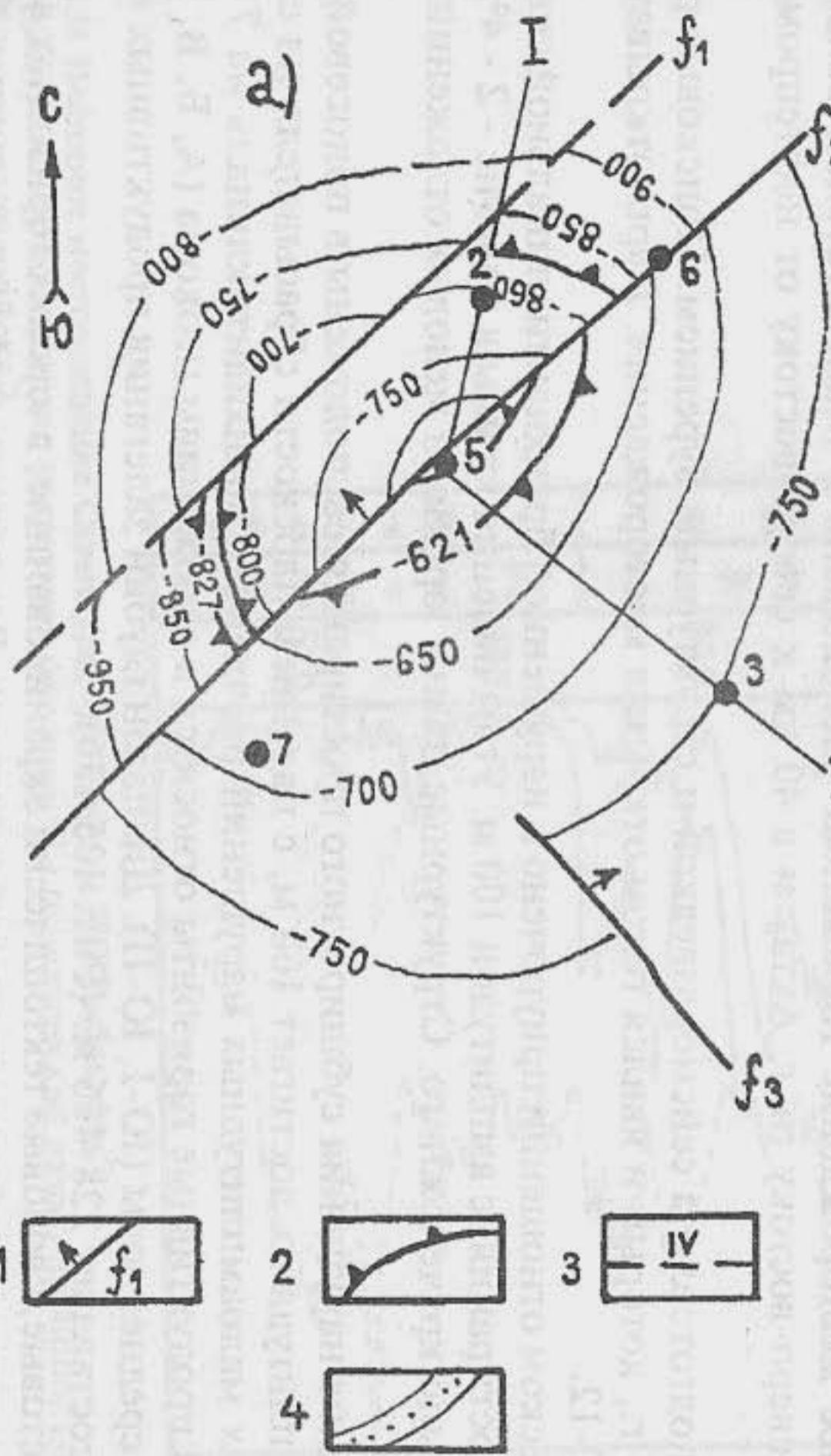


Рис. 133 Нефтяное месторождение Кумисбек

а) схематическая структурная карта по кровле коллектора продуктивного горизонта; б) геолого-геофизический разрез; в) разрез продуктивной части отложений.  
1 - тектонические нарушения; 2 - контур нефтеносности; 3 - сейсмический отражающий горизонт; 4 - водоносность пласта.

нически экранированные; часть залежи находится в опущенном блоке между нарушениями, часть -на юго-восточном полусводе. ВНК залежи в опущенном блоке имеет отметку -827 м, на юго-восточном полусводе -621 м.

Коллекторы поровые, терригенные с открытой пористостью 31%. Общая толщина пластов 16 и 16,8 м, эффективная нефтенасыщенная -3,6 и 9,8 м. Коэффициент нефтенасыщенности -0,47. Высота нефтяной части залежей 12-17 м.

Дебиты нефти в разных частях структуры различны: в скв. 2, находящейся в опущенном блоке, -0,5 м<sup>3</sup>/сут, в скв. 5, расположенной в наиболее приподнятой части структуры, -35,5 м<sup>3</sup>/сут на 7 мм штуцере.

Нефть имеет плотность 891 кг/м<sup>3</sup> в пластовых условиях, малосернистая (0,26%), слабопарафинистая (1,71%), сильно смолистая (11,1%), с незначительным содержанием асфальтенов.

Месторождение находится в консервации.

**Нефтяное месторождение Сазанкурак** административно входит в состав Исатайского района Атырауской области. Ближайшими населенными пунктами являются ж/д станции Исатай и Аккистау, расположенные в 40 и 70 км от площади. Областной центр г. Атырау находится в 85 км к северо-востоку.

К поисковому бурению площадь подготовлена в 1991 г. Поисково-разведочные работы начаты в 1992г. Месторождение открыто в 1993г.

В структурном отношении приурочено к трехкрылой солянокупольной структуре скрытотрорванного типа (Рис.134). В сводовой её части соляное ядро выходит на поверхность преднеогенового размыва. Отложения триаса, юры и мела также срезаются преднеогеновым несогласием, образуя на периферии соляного ядра стратиграфически экранированные ловушки.

Впервые в Прикаспийской впадине установлена нефтяная залежь промышленного значения, экранированная преднеогеновой поверхностью несогласия. Нефтяной горизонт приурочен к валанжинскому ярусу нижнего мела. По кровле продуктивного пласта ловушка представляет собой полусвод, ограниченный с севера линией выхода горизонта под неогеновые отложения. Размеры ловушки по изогипсе - 550 м составляют 4,5x0,6 км, амплитуда 200м.

Глубина залегания горизонта в своде колеблется в пределах 415-455 м. Общая толщина продуктивного горизонта изменяется от 35 до 58 м, эффективная от 12 до 47 м. Коллекторы представлены песками с открытой пористостью 33-39%.

Дебиты нефти достигают 24 м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление 4,9 МПа, температура 24°C. Нефть тяжелая, плотностью 917 кг/м<sup>3</sup>, сернистая (0,56 %), малопарафинистая (0,66%), смолистая, с небольшим количеством асфальтенов.

Подошвенные воды хлоркальциевого типа с плотностью 1148 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 157 г/л.

Месторождение находится в разведке.

**Газонефтяное месторождение Каражанбас** расположено в Мангистауской области в 140 км к север-северо-востоку от г. Актау и в 40 км к северо-востоку от нефтепромысла Каламкас.

Структура подготовлена сейсморазведкой и структурным бурением. Поисковые работы начаты в 1974 г., который и явился годом открытия месторождения. Первооткрывательница скважина К-12.

В тектоническом отношении приурочено к нарушенной бранхиантклинальной складке субширотного простирания, с амплитудой 100 м. Углы падения крыльев пологие - 2 - 4°, при этом северное крыло круче южного. Структурные планы юрских и меловых отложений совпадают.

Тектонические нарушения субширотного простирания расположены в приосевой части структуры. Амплитуда их достигает 160 м, с падением плоскости сбрасывателя на север. Серия оперяющих малоамплитудных нарушений расчленяет бранхиантклиналь на 7 блоков. Выявленные продуктивные горизонты относятся к отложениям неокома (А, Б, В, Г, Д) и батского яруса средней юры (Ю-І, Ю-ІІ). Диапазон глубин залегания продуктивных горизонтов в блоках составляет 228-466 м. (Рис. 135,136).

Залежи пластовые, сводовые тектонически экранированные, в юрских горизонтах встречаются пластовые, стратиграфически экранированные. Все залежи нефтяные, лишь в блоке

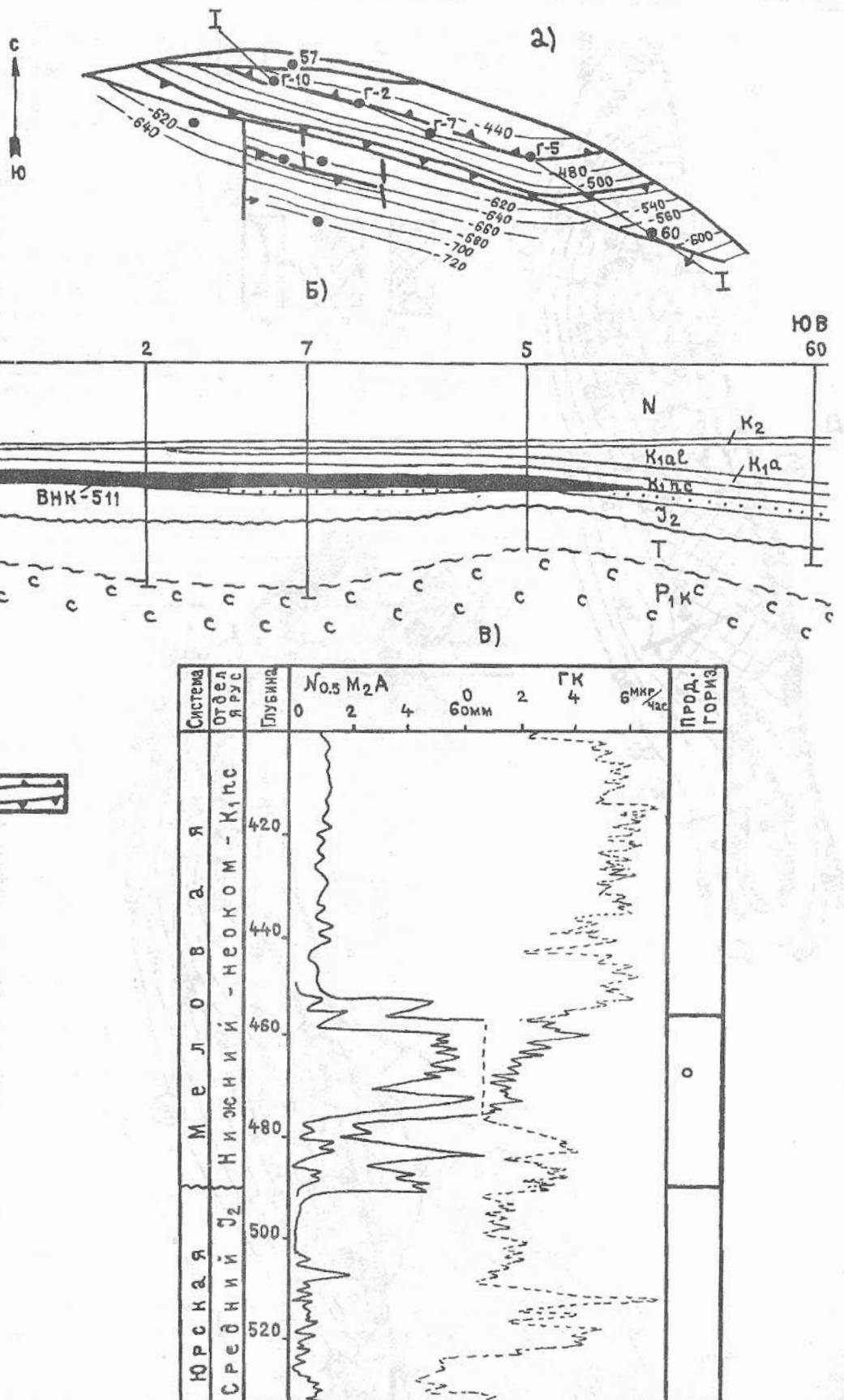


Рис. 134 Нефтяное месторождение Сазанкурак (по данным ПО "Эмбанефть")

А - структурная карта по кровле коллектора (неоком); Б - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений скв. 7.

1 - внешний и внутренний контуры нефтеносности.

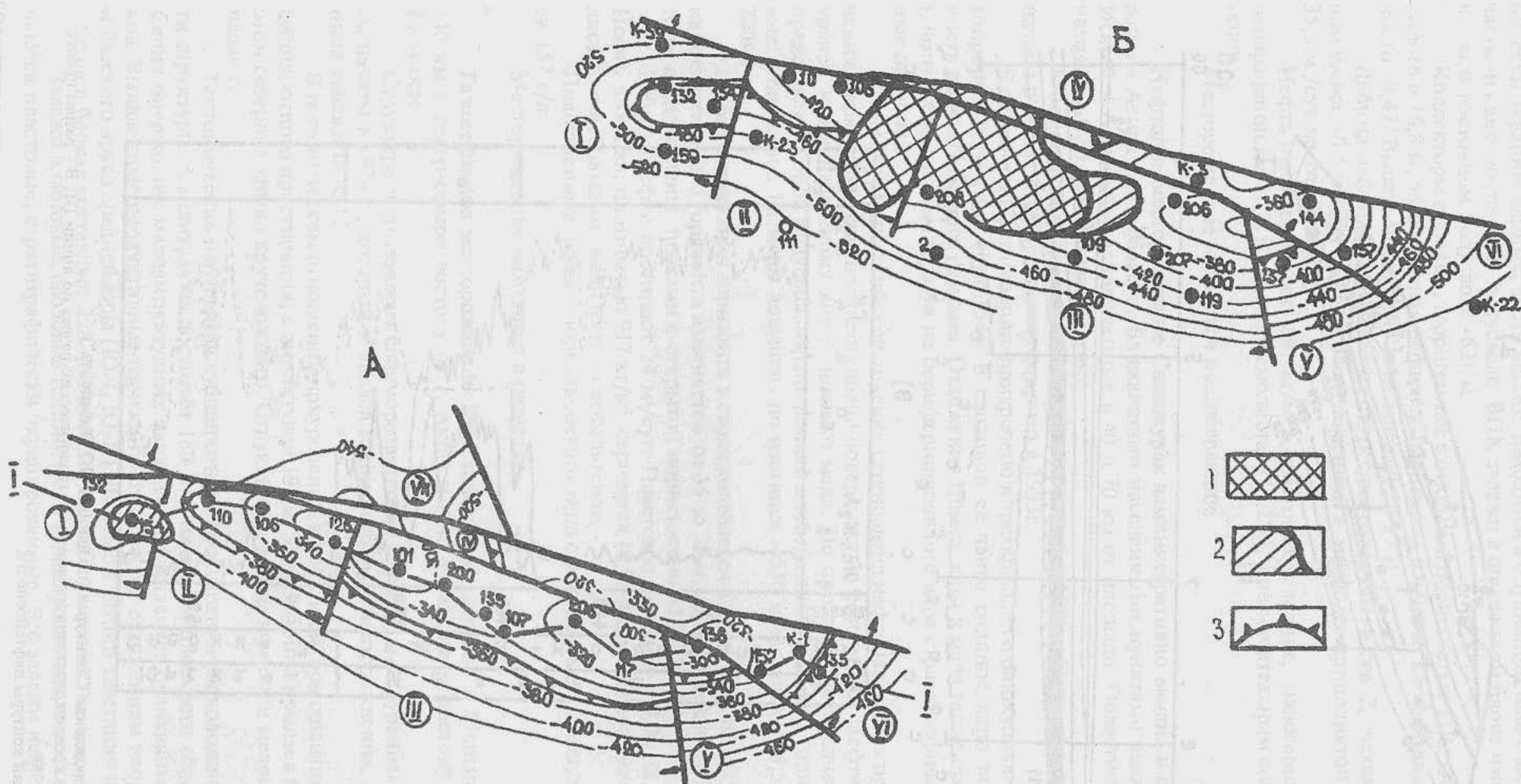


Рис. 135 Газонефтяное месторождение Каражанбас (по Т.И.Бадоеву, 1977 г.)

Структурные карты по кровле коллекторов: А - продуктивного горизонта Г; Б - продуктивного горизонта Ю-І; В - геологический разрез по линии І-І'; Г - разрез продуктивной части отложений.

Зоны: 1 - отсутствия юрских отложений; 2 - литологического замещения коллекторов; 3 - контур нефтеносности; римские цифры на карте - номенклатура тектонических блоков.

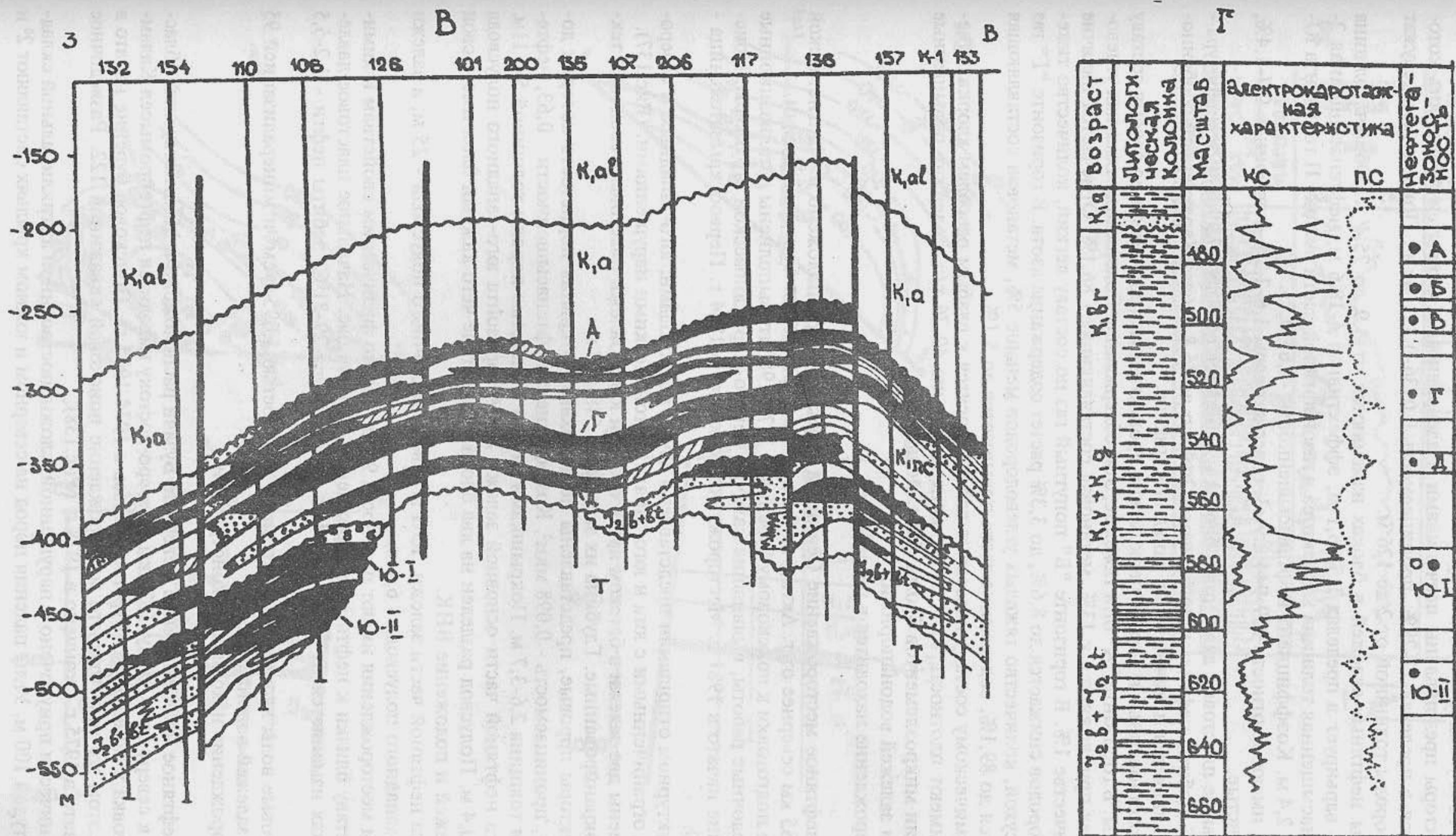


Рис. 136 (продолжение месторождения Каражанбас)

II горизонта Ю-І установлена газонефтяная залежь.

Коллекторы представлены песчаниками и алевролитами, открытая пористость которых находится в пределах 27-29%, проницаемость 0,0136-0,351 мкм<sup>2</sup>. Покрышками служат глинистые породы толщиной от 2 до 126 м.

Высоты нефтяных залежей в блоках изменяются от 3,9 до 75,4 м. Общая толщина коллекторов варьирует в пределах 1,5-26,1 м, эффективная 4-18,6 м, нефтенасыщенная 2-14,6 м. Газонасыщенная толщина коллектора в газонефтяной части в блоке II горизонта Ю-І составляет 2,4 м. Коэффициент нефтенасыщенности -0,63-0,75.

Нефти имеют плотность 939-944 кг/м<sup>3</sup>, содержат серы 1,6-2,2%, парафинов 0,7-1,4%, высокосмолистые.

Начальные пластовые давления в блоках изменяются от 3 до 5,75 МПа, температура - от 25 до 37°С. Дебиты нефти изменяются от 1,2 м<sup>3</sup>/сут до 76,8 м<sup>3</sup>/сут. Характерной особенностью нефтей является наличие в них ванадия и никеля.

Газы, растворенные в нефтях неокомских продуктивных горизонтов по своему составу разнообразны. В горизонте "А" они тяжелые, этансодержащие. Содержание тяжелых углеводородов в них приближается к 13%, метановая составляющая - 86,1%. Отмечается наличие азота в количестве 1%. В горизонте "Б" попутный газ по составу легкий, количество тяжелых углеводородов снижается до 8,6%, до 3,3% растет содержание азота. В горизонте "Г" газ по составу сухой, количество тяжелых углеводородов меньше 5%, метановая составляющая увеличивается до 89,1%, содержание азота повышается до 5,1%.

По химическому составу пластовые воды относятся к слабым рассолам хлоркальциевого типа, имеют плотность 1030 кг/м<sup>3</sup>, минерализацию 40-76 г/л, содержат повышенные концентрации микроэлементов брома, бора, йода.

Режим залежей водонапорный.

Месторождение находится в разработке.

**Газонефтяное месторождение Северный Каражанбас** расположено в Мангистауской области в 185 км севернее от г. Актау, в 10 км от месторождения Северные Бузачи.

В ходе подготовки к поисковому бурению в 1974-1980 гг. выполнены детализационные сейсморазведочные работы, выявившие наличие Северо-Каражанбасской структуры. Поисковое бурение начато в 1981 г. Месторождение открыто в 1984 г. Первооткрывательница - скважина 19.

В структурном отношении представлено двумя полусводами: юго-западным и северо-восточным, ограниченными с юга и юго-запада тектоническими нарушениями. (Рис.137).

Выявлены две залежи в батском ярусе средней юры. Залежи пластовые, сводовые тектонически экранированные. Глубина их залегания 548-659 м.

Коллекторы поровые, представлены песчаниками, открытая пористость которых достигает 28%, проницаемость - 0,098 мкм<sup>2</sup>. Коэффициент нефтенасыщенности - 0,63, нефтенасыщенная толщина 2,6-3,7 м. Покрышками служат глинистые породы толщиной 5 и 11 м.

Высота нефтяной части основной залежи Ю-ІА горизонта юго-западного полусвода достигает 30,4 м. Полусвод разделен на два блока, вследствие чего каждый блок имеет свои высоты залежей и положение ВНК.

Высота нефтяной части залежи Ю-І А северо-восточного полусвода - 25 м, а залежи Ю-І Б юго-западного полусвода - 6,4 м.

Нефти месторождения имеют плотность 940 кг/м<sup>3</sup>, по физическим свойствам и химическому составу близки к нефтям месторождения Каражанбас. Начальное пластовое давление в залежах изменяется от 6,1 до 7,4 МПа, температура 29-31°С, дебиты нефти - 1,2-5,5 м<sup>3</sup>/сут.

Пластовые воды хлоркальциевого типа, плотностью 1,095 г/см<sup>3</sup> и минерализацией 95 г/л. Режим залежей водонапорный.

Месторождение находится в консервации.

**Газонефтяное месторождение Северные Бузачи** расположено в Мангистауской области в 175 км к северу от г. Актау. В 32 км к северо-востоку находится нефтепромысел Каламкас. Подготовка к поисковому бурению велась в 1974-1975 гг. Поисковое бурение начато в 1975 г. и в этом же году открыто месторождение поисковой скважиной 122. Разведочное бурение начато в 1975 г. окончено в 1978 г. (Рис.138).

Тектонически приурочено к нарушенной, сложнопостроенной антиклинальной складке, с амплитудой 100 м. Углы падения пород на северном и южном крыльях составляют 2° и

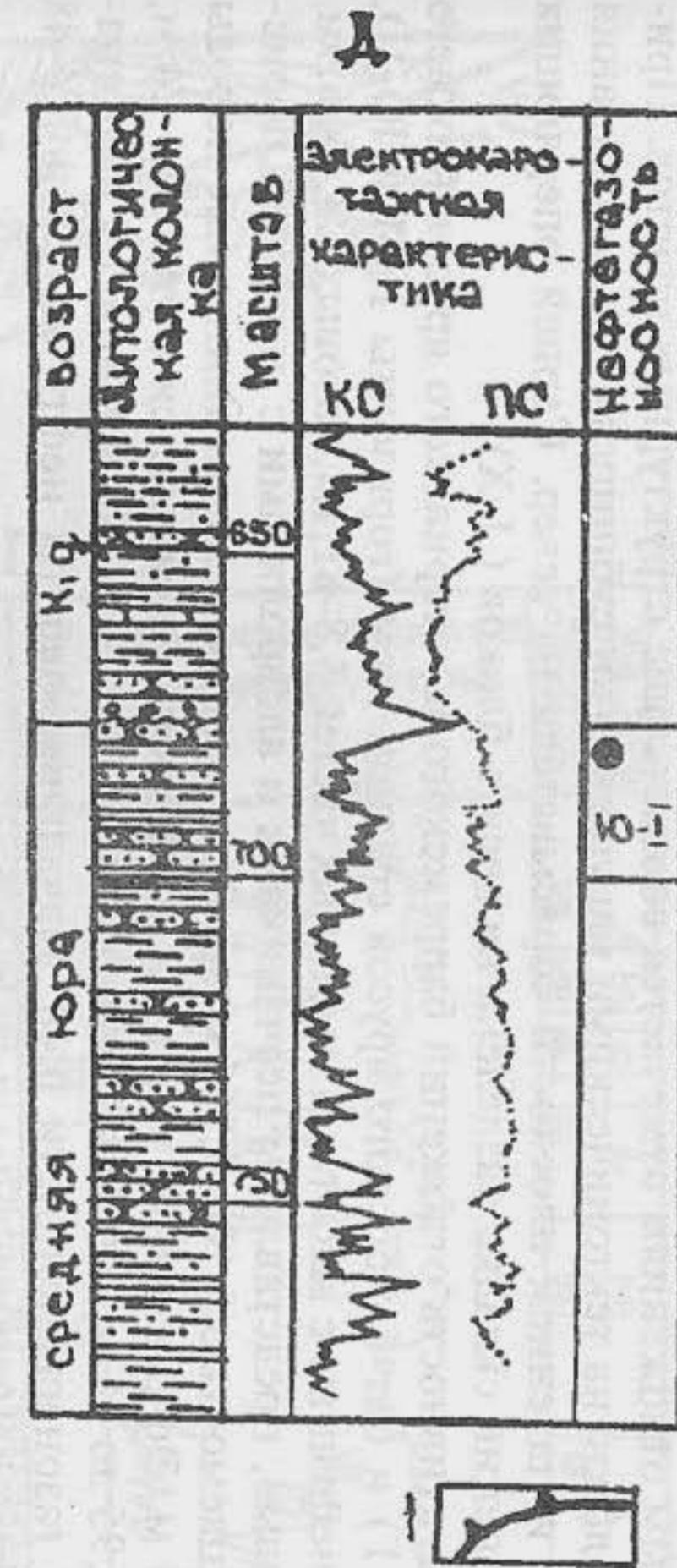
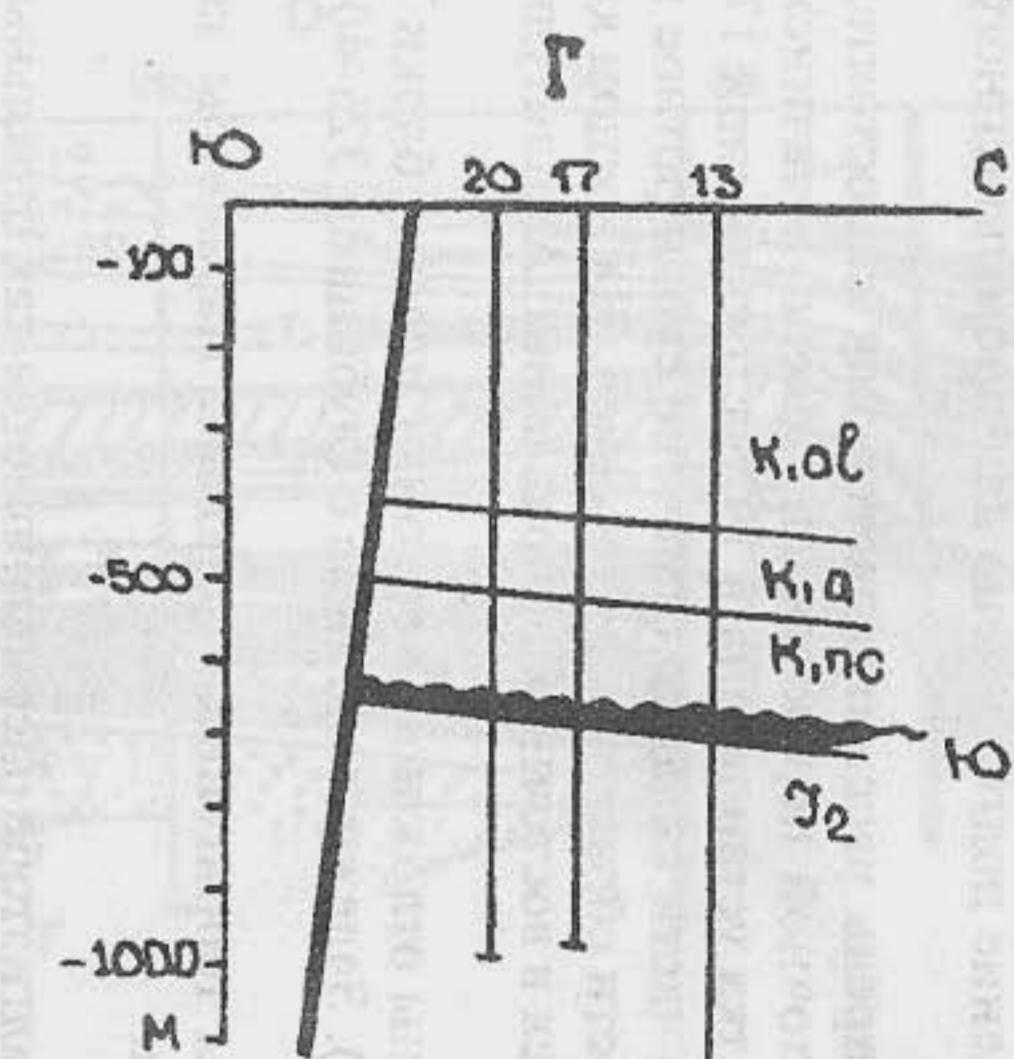
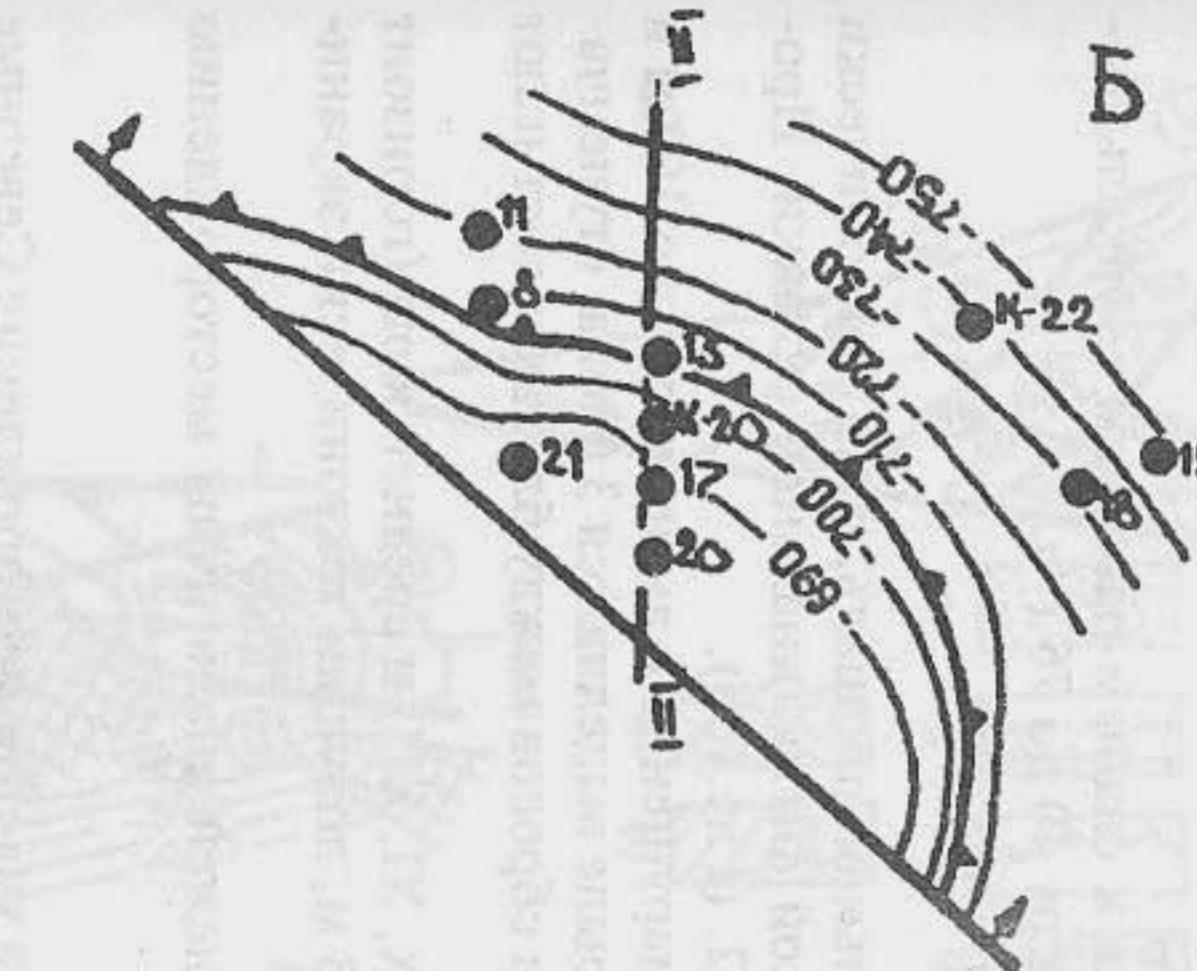
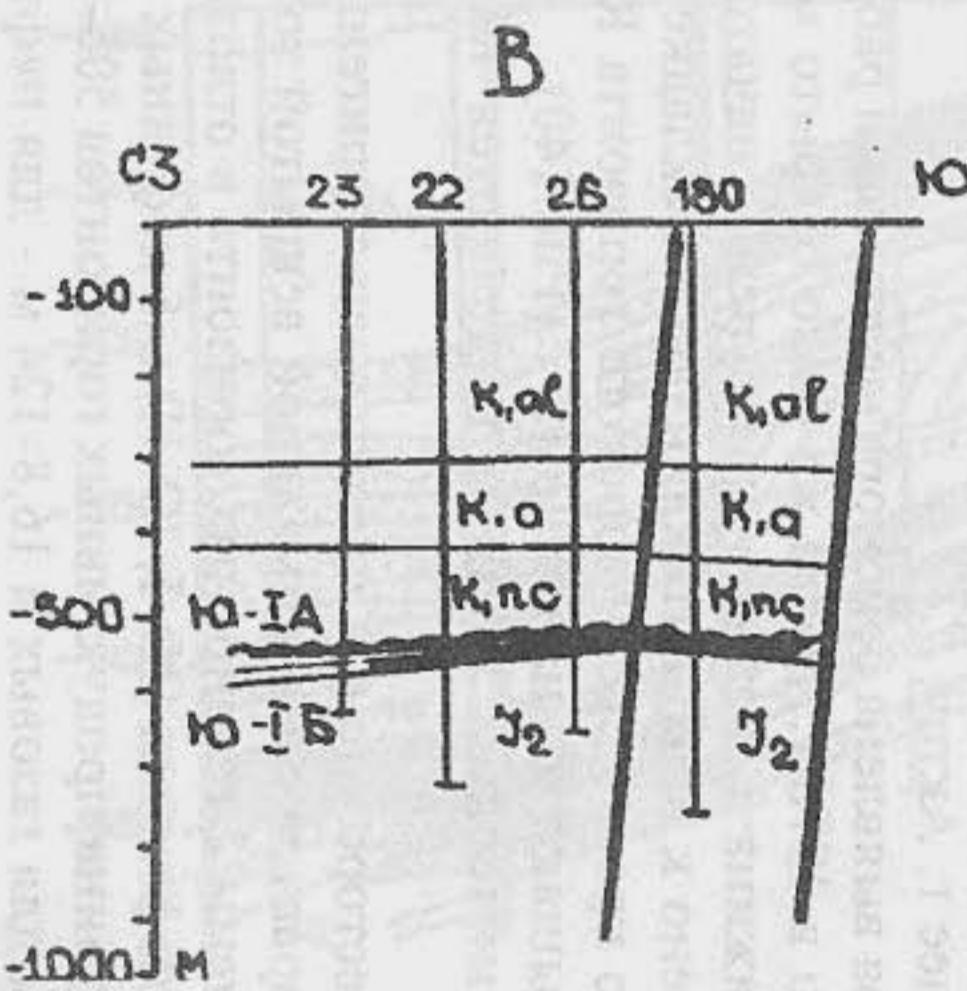
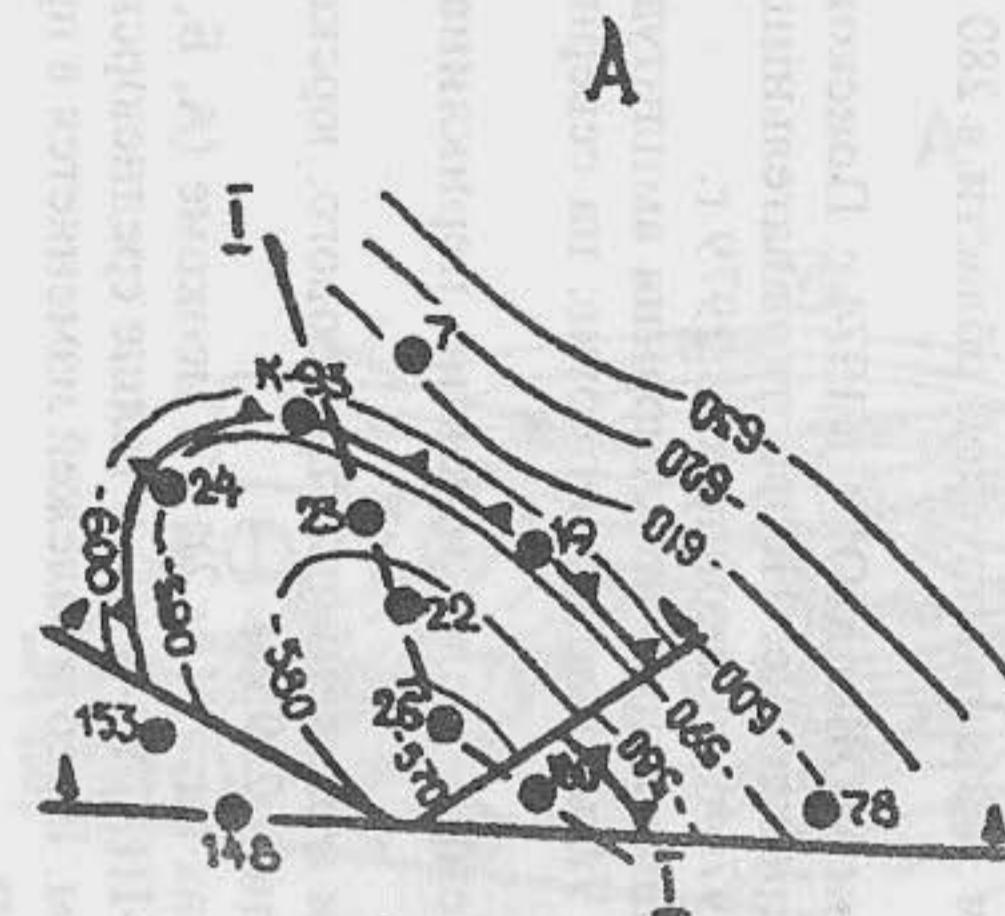


Рис.137. Нефтяное месторождение Северный Каражанбас ( по материалам КЭМНТР, 1988 г.)

Структурные карты по кровле коллекторов продуктивного горизонта Ю-І: А - юго-западный полусвод, район скв. 26; Б - северо-восточный полусвод, район скв. 13; В, Г - геологические разрезы по линиям соответственно І-І, ІІ-ІІ; Д - разрез продуктивной части отложений. 1 - контур нефтеносности.

4<sup>0</sup>. По юрским и меловым отложениям отмечается соответствие структурных пластов. Приосевая часть складки осложнена тектоническими нарушениями субширотного простираия с амплитудой до 160 м и падением плоскости сбрасывателя на север. Серией оперяющих малоамплитудных нарушений складка разделена на десять блоков ( I-X).

Установлена продуктивность отложений барремского и готеривского ярусов нижнего мела (пласты А, Б, В, Г) и бат-байосского ярусов средней юры (горизонты Ю-І и Ю-ІІ). Залежи нефтяные, газонефтяные с высотами нефтяных частей 5,8-81,1 м, газовых - 3,1-16,9 м.

Коллекторы поровые, представлены песчаниками и алевролитами с открытой пористостью 26-28% и проницаемостью 0,106-0,365 мкм<sup>2</sup>. Покрышками служат глинистые породы толщиной от 12 до 126 м. Эффективная толщина коллекторов изменяется от 4,2- до 24 м, нефтенасыщенная от 1,95 до 18 м, газонасыщенная от 1,1 до 5,3 м. Коэффициент нефтенасыщенности 0,64-0,68, газонасыщенности 0,48. Начальные дебиты нефти залежей 3,4-48 м<sup>3</sup>/сут газа от 25 до 54 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Нефти тяжелые с плотностью 938-940 кг/м<sup>3</sup>, сернистые, парафинистые, смолистые. Содержание серы - 2%, парафина 1,5%, асфальтенов 5,6-5,8%, смол сикагелевых 14,8-16,9%. Характерной особенностью нефтей является наличие в них промышленных концентраций ванадия и никеля.

Газ по составу относится к "сухим", содержит метана 95,5% и тяжелых углеводородов - 4,5%.

Режим залежей водонапорный.

Пластовые воды по химическому составу относятся к слабым рассолам хлоркальциевого типа плотностью 1026-1041 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией от 40 до 76 г/л.

Месторождение подготовлено для промышленного освоения.

**Участок Кирель** рассматривается как самостоятельная площадь, хотя тектонически приурочен к восточной периклиниали Северо-Бузачинской антиклинальной складки. Продуктивность участка установлена в 1975 г. скважиной 172. (Рис.139).

В сводовой части складки отмечено субширотное нарушение с амплитудой до 160 м и падением плоскости сбрасывателя на север. На южном крыле выделяются 3 блока, ступенчато погружающихся в восточном направлении. Амплитуды сбросов между блоками достигают 12-16 м.

Продуктивны отложения неокома ( пласт А блоки X, XI, XII) и средней юры (горизонт Ю-І блоки X, XI). Залежи нефтяные с глубинами 326-403 м, ловушки тектонически экранированные.

Коллекторы терригенные поровые. Параметры залежей аналогичны месторождению Северные Бузачи.

**Участок Жалгизтобе** рассматривается как отдельный участок месторождения Северные Бузачи. Малоамплитудными нарушениями расчленен на 3 блока (I-III). Продуктивны барремские и готеривские отложения нижнего мела. Тип залежей - пластовые, тектонически экранированные. Характеристика залежей аналогична месторождению Северные Бузачи. (Рис.139).

Газонефтяное месторождение Каламкас находится в Мангистауской области в 280 км северо-восточнее г. Актау.

Структура выявлена сейсморазведочными работами МОВ и МОГТ в 1974 г. Поисковое бурение начато в 1976 г., тогда же было открыто месторождение. Первооткрывательница - поисковая скважина 3. Разведочное бурение начато в 1976 г. и закончено в 1979 г.

Приурочено к брахиантклинальной складке субширотного простираия амплитудой около 100 м по кровле среднеюрского горизонта Ю-І. Углы падения пологие: на северном крыле не превышают 2°, на южном 1°. (Рис.140).

По сейсмическим данным выделяются нарушения, осложняющие периклинали поднятия.

Разрез месторождения представлен терригенными отложениями триасового, юрского и мелового возрастов с максимальной вскрытой толщиной 2395 м.

Установлены 2 газоносных горизонта в отложениях алта (I и 2), 6 в неокоме (А, Б, В, Г, Д, Е), 2 газонефтяных (Ю-І, Ю-ІІ) и 5 нефтяных (Ю-ІІІ, - Ю-VІІІ) в толще среднеюрских отложений. Глубина продуктивных горизонтов 505-936 м. Высота залежей изменяется в пределах 16,6-67 м для газовых и 16,8-124 м - для нефтяных.

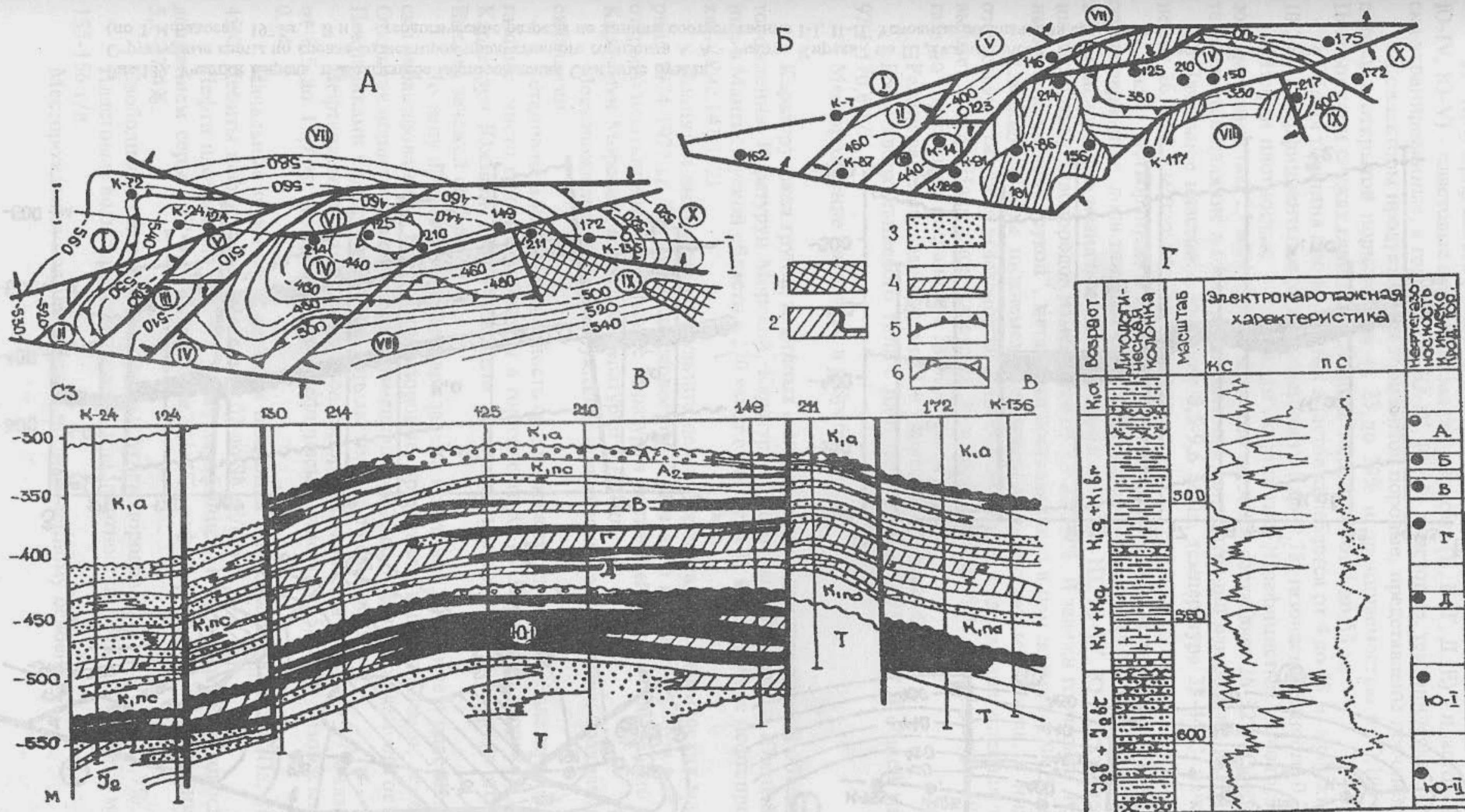


Рис.138. Газонефтяное месторождение Северные Бузачи (по Т.И.Бадоеву, 1977 г.)

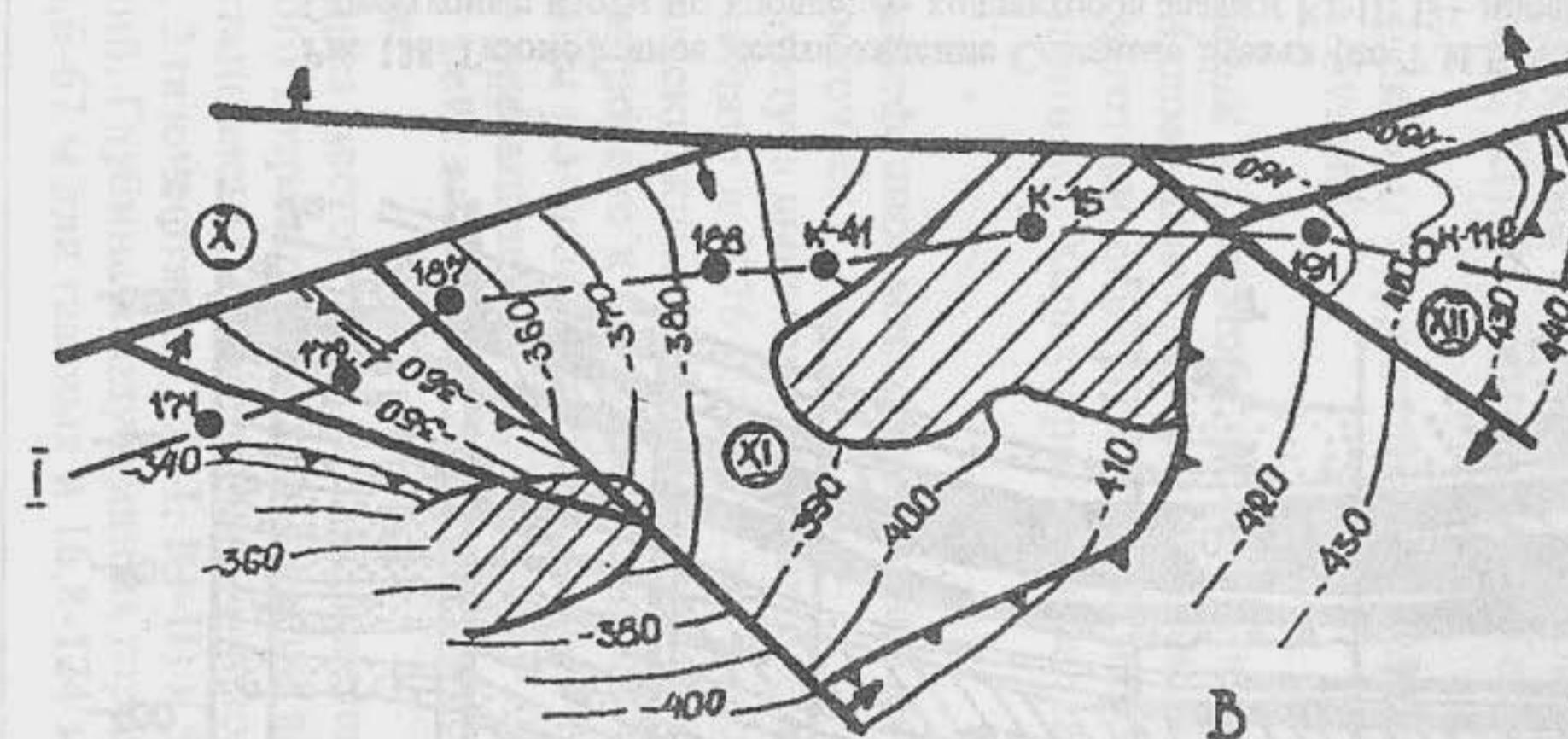
Структурные карты по кровле: А - коллекторов залежи Ю-П; Б - продуктивного пласта Т; В - геологический разрез по линии I-I; Г - разрез продуктивной части отложений.

Зоны: 1 - отсутствия юрских отложений; 2 - литологического замещения пород; 3 - водонасыщение горизонта; 4 - непроницаемые породы; контуры: 5 - нефтеносности; 6 - газоносности. Римские цифры на карте - номенклатура тектонических блоков.

200

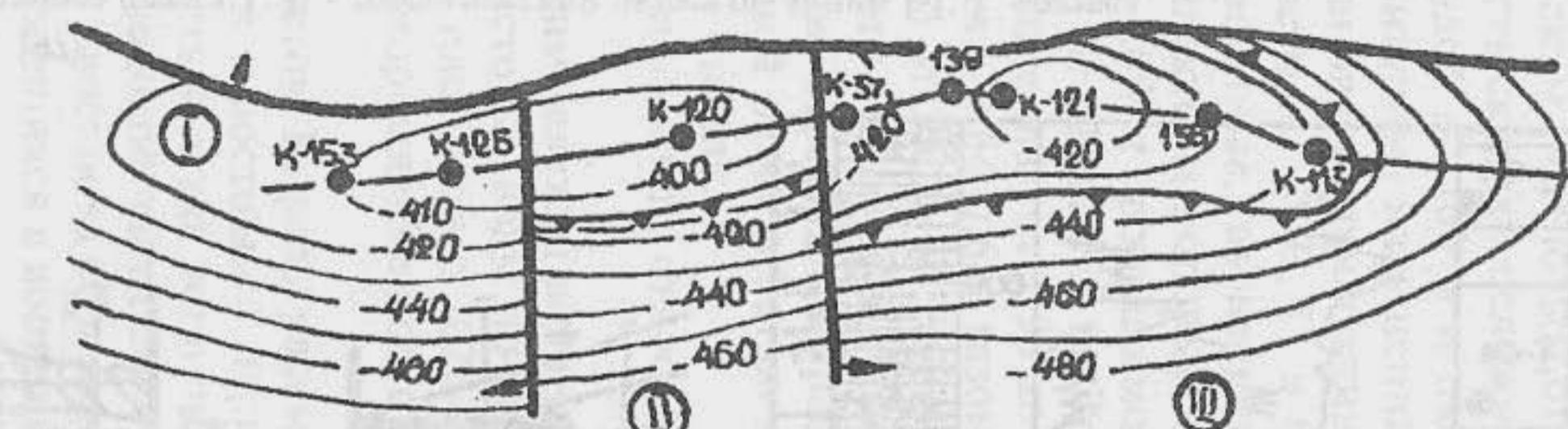
## Участок Кирель

A



## Участок Жалгизтобе

B



Г

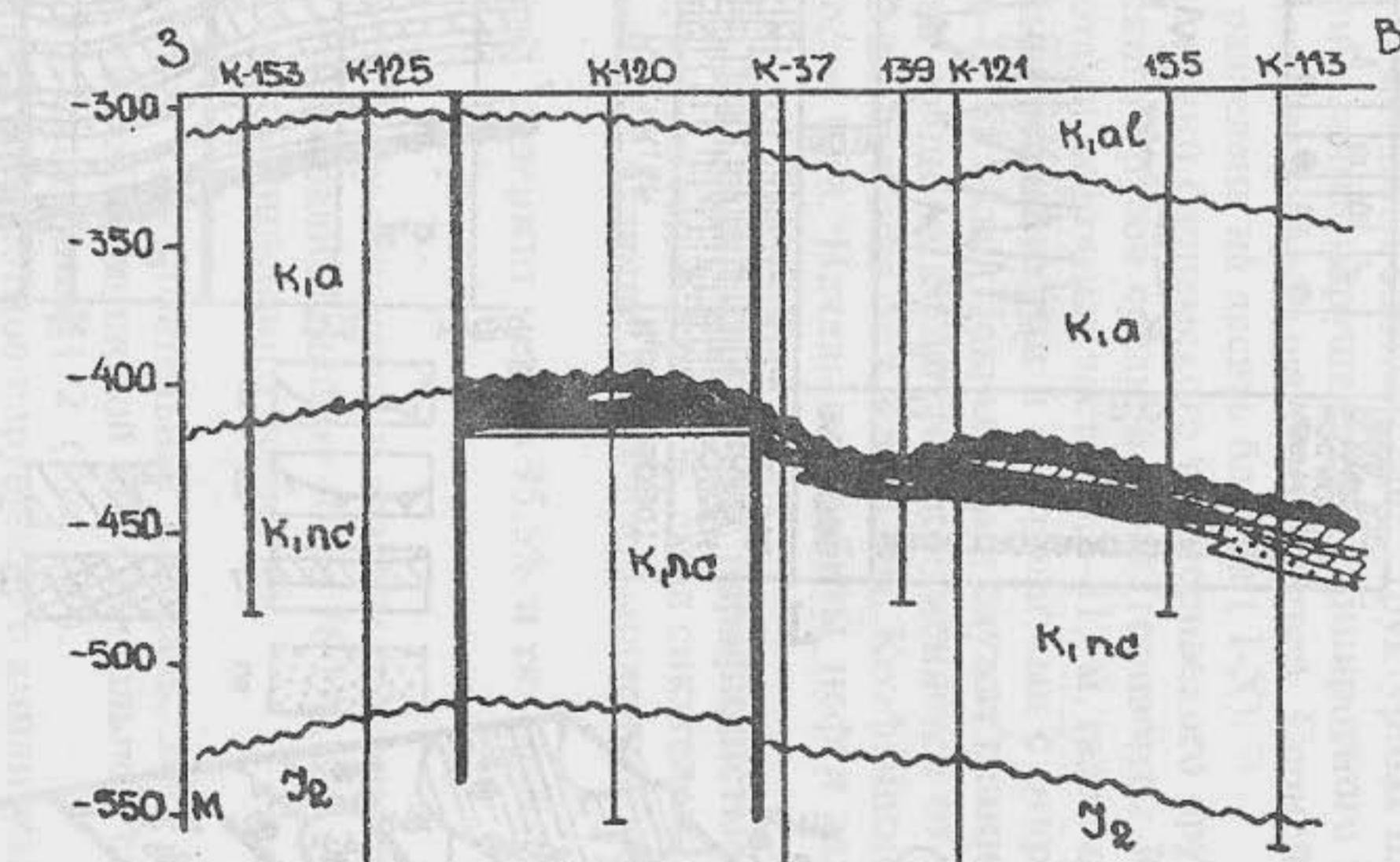
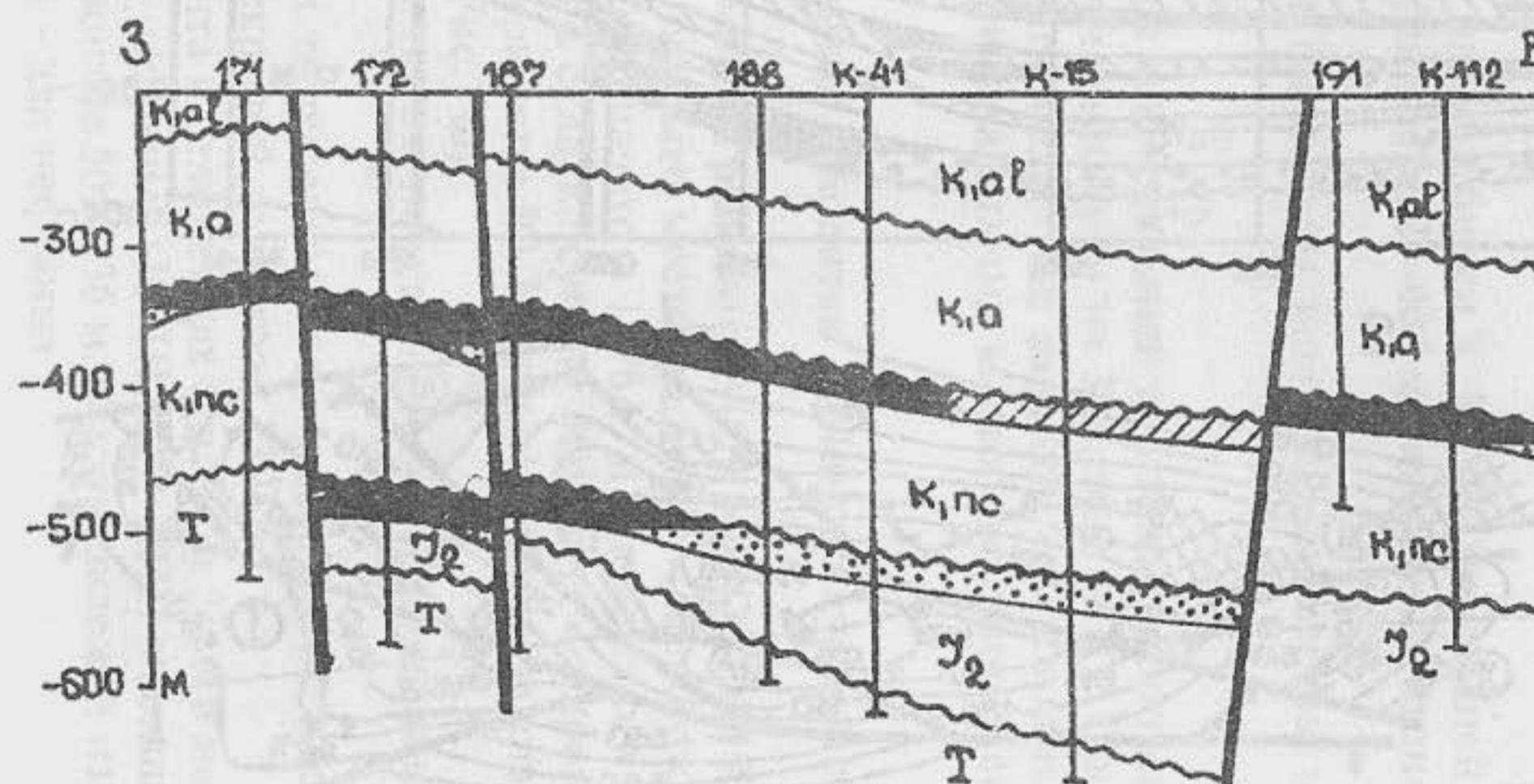


Рис.139. Участки Кирель и Жалгизтобе месторождения Северные Бузачи.

Структурные карты по кровле коллекторов продуктивного горизонта А: А - участок Кирель (по Ш.Джарылгапову, 1980 г.), Б - участок Жалгизтобе (по Т.И.Бадосву, 1977 г.); В и Г - геологические разрезы по линиям соответственно I-I, II-II. Условные обозначения см на рис.

По типу природного резервуара залежи апта, неокома (А), юрские (Ю-І, Ю-ІІ, Ю-ІІІ, Ю-ІV, Ю-V) - пластовые сводовые; залежи неокома (Б, В, Г, Д, Е) - пластовые, литологически экранированные, а горизонты Ю-ІV, Ю-V - пластовые, тектонически экранированные.

Коллекторы продуктивных горизонтов поровые, представлены песчаниками и алевролитами с открытой пористостью от 23 до 29% и проницаемостью от 0,105 до 1,468 мкм<sup>2</sup>. Покрышками служат глинистые породы толщиной от 4 до 53 м.

Общая толщина продуктивных пластов колеблется от 4 до 28 м, эффективная от 4,2 до 10,3 м. Коэффициенты нефтенасыщенности 0,66-0,72, газонасыщенности 0,32-0,69.

Нефти плотностью 902-914 кг/м<sup>3</sup>, сернистые, парафинистые, высокосмолистые, с газонасыщенностью 25 м<sup>3</sup>/т. Выход фракций до 300°C составляет 26-32%. Особенностью нефтей является наличие в них промышленных концентраций ванадия и никеля.

Начальное пластовое давление 6,5-9,6 МПа, температура 39-44°C, начальные дебиты нефти 26,4-62,1 м<sup>3</sup>/сут на 7 мм штуцере.

Газы, растворенные в нефти по составу различны: в горизонтах Ю-І и Ю-ІІ тяжелые, этансодержащие, доля тяжелых углеводородов в них достигает 11,1-12,7%. Содержание азота и углекислого газа незначительное. В горизонтах Ю-ІІІ, Ю-ІV, Ю-VI газы легкие, содержание тяжелых углеводородов изменяется от 5,9 до 9,9%. В залежи горизонта Ю-V растворенный газ по составу "сухой", метановая составляющая в нем достигает 94,5%.

Свободные газы нижнемеловых залежей по составу метановые, в них практически отсутствуют тяжелые углеводороды (0,85%), нет азота, содержание углекислого газа не превышает 0,31%. Начальное пластовое давление 6,5-8,0 МПа, температура 30-38°C. Дебиты газа по горизонтам составляют 38-80,8 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

Режим залежей водонапорный и упруговодонапорный.

Воды хлоркальциевого типа с плотностью 1083-1095 кг/м<sup>3</sup> и общей минерализацией 97,4-170,6 г/л.

Месторождение находится в разработке.

Каратурунская группа нефтяных и нефтегазовых месторождений объединяет три месторождения: Каратурун Морской, Каратурун Восточный, Каратурун Южный, расположенных в Мангистауской области в 270 км от г. Актау, в 30 км восточнее нефтепромысла Каламакас. (Рис.141,142).

Поднятия выявлены в результате переинтерпретации сейсмических материалов в период 1974-1977 гг. Глубокое поисковое бурение начато в 1978 г. в результате которого было открыто нефтяное месторождение Каратурун Восточный. В 1980 г. выявлено месторождение Каратурун Морской, а затем и Каратурун Южный.

Месторождения контролируются тектонически нарушенными брахиантклинальными складками.

Установлена нефтегазоносность среднеюрских отложений. Залежи нефтяные и нефтегазовые; чисто газовые выявлены в горизонтах Ю-ІІІ Каратурун Морской и Ю-ІІІ, Ю-ІV Каратурун Южный. Глубина кровли продуктивных горизонтов в своде от 883 до 1098 м. Высота залежей от 1 до 34 м.

По типу природного резервуара залежи пластовые, сводовые и пластовые, литологически экранированные. Коллекторы поровые, представлены песчаниками, реже алевролитами. Открытая пористость коллекторов изменяется от 25 до 34%, проницаемость от 0,06 до 0,8 мкм<sup>2</sup>. Покрышками служат глинистые породы толщиной от 4 до 25 м.

Нефтенасыщенная толщина коллекторов изменяется от 1,5 до 5,7 м газонасыщенная - от 0,5 до 17,7 м. Коэффициенты нефтенасыщенности 0,58-0,70, газонасыщенности 0,71-0,84.

Начальные пластовые давления находятся в пределах 9,8-12,9 МПа, температура 40-45°C. Дебиты нефти изменяются от 0,02 до 98 м<sup>3</sup>/сут.

Нефти плотностью 894-925 кг/м<sup>3</sup>, парафинистые смолистые и высокосмолистые с содержанием серы 0,77-1,5%, парафина 1,4-4%, асфальтенов 0,8-4,3%, силикагелевых смол 5,1-17,4%.

Свободные газы содержат тяжелых углеводородов 70% и метана 29,7%.

Пластовые воды хлоркальциевого типа, плотностью 1099-1114 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 155-156 г/л.

Месторождения подготовлены к промышленному освоению.

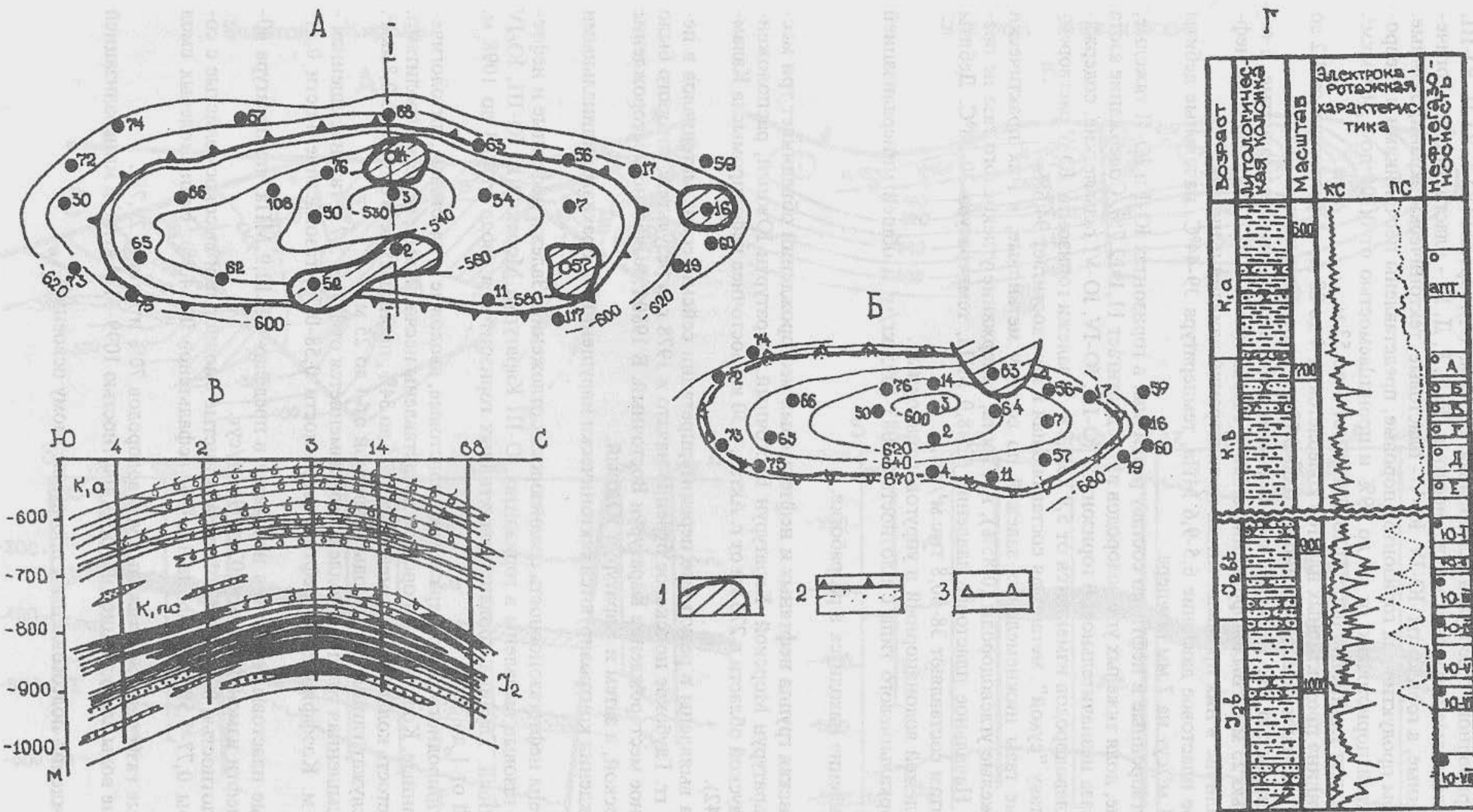
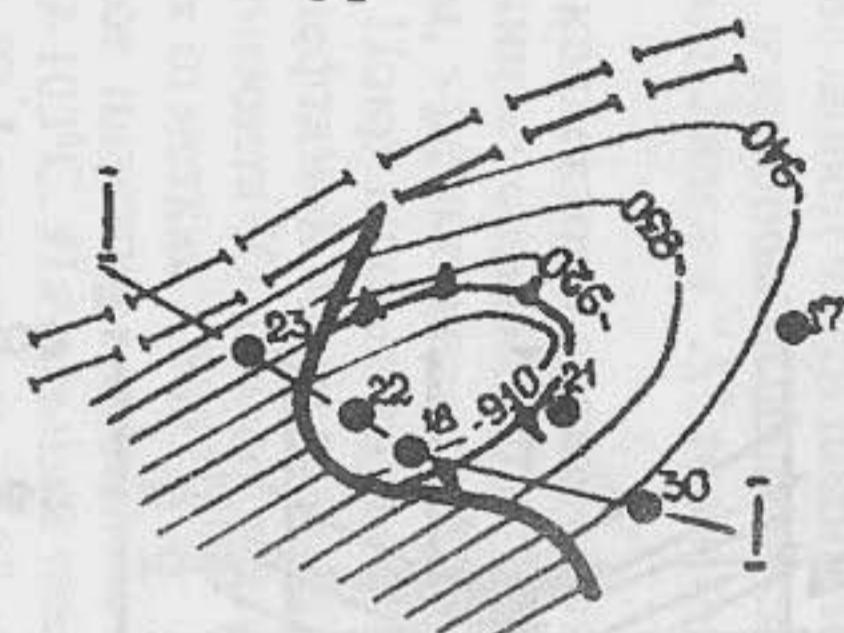


Рис.140. Газонефтяное месторождение Каламкас (по Т.И.Бадоеву, 1979 г.)

Структурные карты по кровле: А - аптского горизонта; Б - коллекторов пласта А; В - геологический разрез по линии I-I; Г - разрез продуктивной части отложений.  
1 - зоны литологического замещения коллекторов продуктивных горизонтов; 2 - нефтеносности; 3 - газоносности.

*Каратурун Морской*

**А**



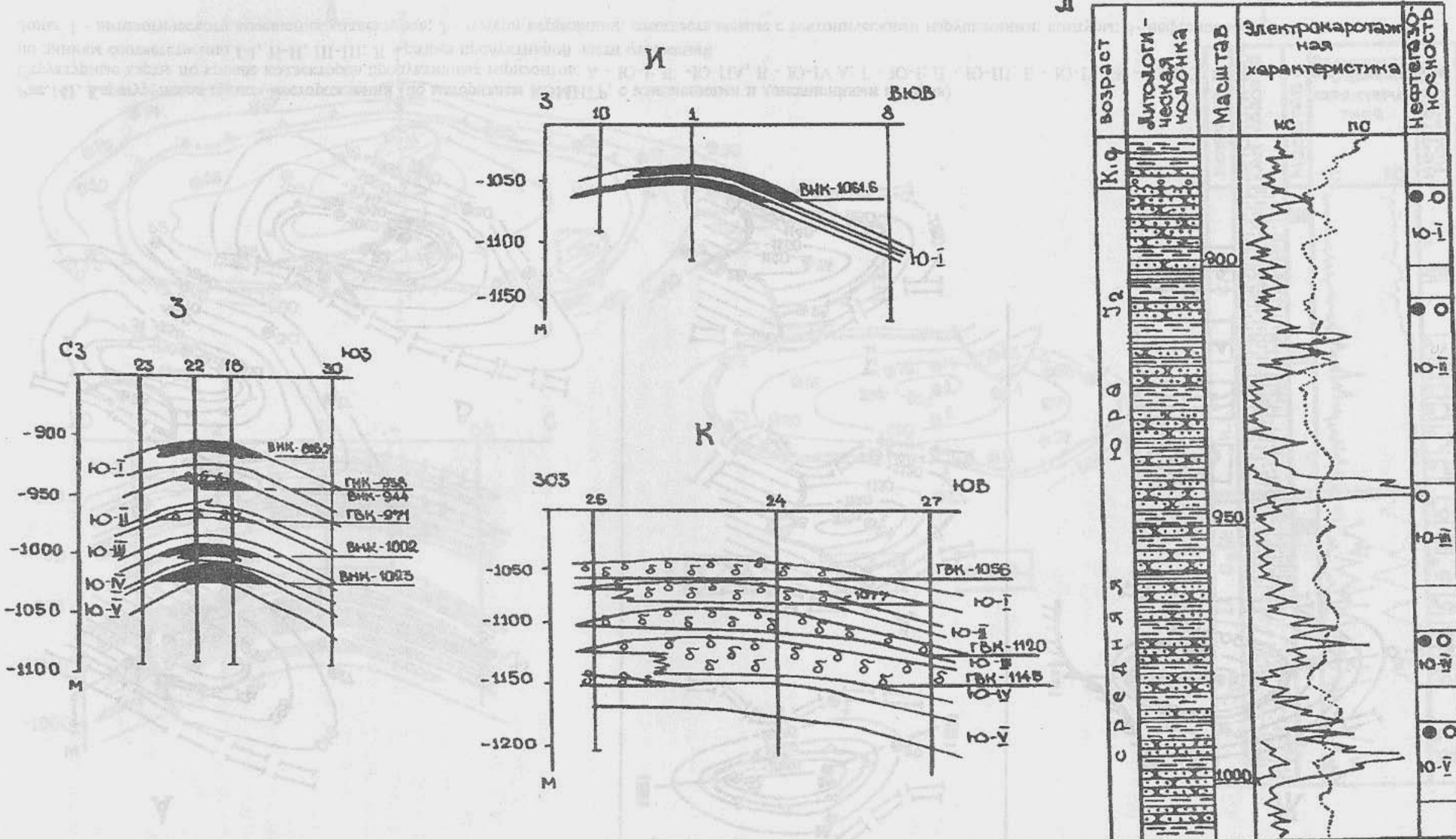


Рис. 142 (продолжение Каратуунской группы месторождений)

Газонефтяное месторождение Арман расположено в Бейнеуском районе Мангистауской области в 196 км к северу от г. Актау.

Месторождение открыто в 1979 г. поисковой скважиной 25, заложенной для уточнения геологического строения северо-западного крыла месторождения Каламкас. Поисковое бурение проведено в 1979-1988 гг.

В тектоническом отношении представляет собой узкую антиклинальную складку, осложняющую западную часть Каламкасского поднятия и отделяющуюся от него разрывным нарушением. (Рис.143,144).

Продуктивны отложения средней юры, где выделяются Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X; Ю-XI, Ю-XII, Ю-XIII, Ю-XIV нефтеносные, Ю-V газоносные и Ю-VI, Ю-VII газонефтяные горизонты с глубинами залегания горизонтов 880-1280 м. Высота нефтяных залежей колеблется от 3,8 до 78,6 м, газовых от 8,6 до 18 м, а газонефтяных - от 7 до 40 м, при высоте газовых шапок 1-9,8 м. Водонефтяной контакт проводится на абсолютных отметках - 955,5-1344,7 м, газоводяной контакт - на -1045,5 - 1050,6 м.

Залежи пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные. Продуктивные горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые с пористостью составляют 23-30%, проницаемость 0,013-0,138 мкм<sup>2</sup>. Коэффициенты нефтенасыщенности изменяются от 0,45 до 0,78. Дебиты нефти колеблются от 4,2 до 109,2 м<sup>3</sup>/сут, газа - от 10,8 до 64,4 тыс. м<sup>3</sup>/сут на 7 мм штуцере. Газовый фактор составляет 25-48,5 м<sup>3</sup>/т. Пластовое давление 9,81-14,25 МПа, температура 37-51°C.

Плотность нефти 881-912,5 кг/м<sup>3</sup>. Нефти сернистые (0,53-2,4%), парафинистые (0,5-4,7%), смолистые (5,86-12,7%), содержание асфальтенов колеблется от 1,79 до 4,3%. В составе нефти определены ванадий и никель от 7 до 16 г/т.

Свободный и растворенный газ в своем составе имеет следующие компоненты: метан 74,4-95,4%, этан 9,6-15,7, пропан 0,2-8,1%, бутан 0,1-1,9%, азот 2,4-2,5%, углекислый газ 0,2-0,7%.

Режим залежей водонапорный, а в горизонтах Ю-V и Ю-VI водонапорный с элементами газового.

Пластовые воды хлоркальциевого типа. Плотность их изменяется от 1107 до 1115 кг/м<sup>3</sup>, увеличиваясь вниз по разрезу. Минерализация вод составляет 151,3-164,7 г/л.

Месторождение находится в разработке.

Нефтяное месторождение Комсомольское расположено в Мангистауской области, в 80 км к югу от нефтепромысла Прорва. Структура выявлена и подготовлена к поисковому бурению сейсморазведкой в 1977-1980 гг. Поисковое бурение начато в 1981 г. Месторождение открыто в 1984 г. скважиной 2.

В тектоническом отношении представлено брахиантиклинальной складкой северо-восточного простирания размерами 11x5 км с амплитудой 70 м. Крылья слабо асимметричны, северное круче южного. Северное крыло осложнено тектоническим нарушением с падением плоскости сбрасывателя на северо-запад.

В геологическом строении месторождения принимают участие отложения от триасового до неоген-четвертичного возраста. Максимальная толщина вскрытых отложений в скважине 1 достигает 4458 м. Продуктивная толща относится к келловейскому ярусу верхней юры и залегает на глубине 2995-3050 м. (Рис.145). В ней выделены 2 продуктивных горизонта Ю-I и Ю-II. Залежь горизонта Ю-II характеризуется локальным распространением и приурочена к сводовой части поднятия (район скв. 9). Основным продуктивным горизонтом является Ю-I, в котором выделяются пласти А, Б, В и Г. Залежи нефтяные, тектонически экранированные. Залежи "А" горизонта Ю-I и Ю-II литологически и тектонически экранированные.

Пласти-коллекторы сложены разнозернистыми песчаниками с открытой пористостью 15-17% и проницаемостью от 0,002 до 0,038 мкм<sup>2</sup>. Общая толщина коллекторов изменяется от 7,6 до 56,2 м, эффективная от 6,6 до 39,2 м, нефтенасыщенная 1,8-6,3 м. Нефтенасыщенность 58-67%. Покрышками служат глины толщиной от 2 до 80 м.

Высота нефтяной части залежи горизонта Ю-II составляет 13,8 м. Для основного продуктивного горизонта Ю-I высота нефтяной части изменяется от 24 до 42,8 м. ВНК принят на абсолютных отметках - 3037,3 и - 3059,6 м.

Начальное пластовое давление изменяется в пределах 31,3-32,9 МПа при пластовой температуре 99-103°C. Начальный газовый фактор 171-192 м<sup>3</sup>/т. Начальные дебиты в основном горизонте Ю-I составили 33-63 м<sup>3</sup>/сут на 5 мм штуцере. Дебит нефти в залежи Ю-II не

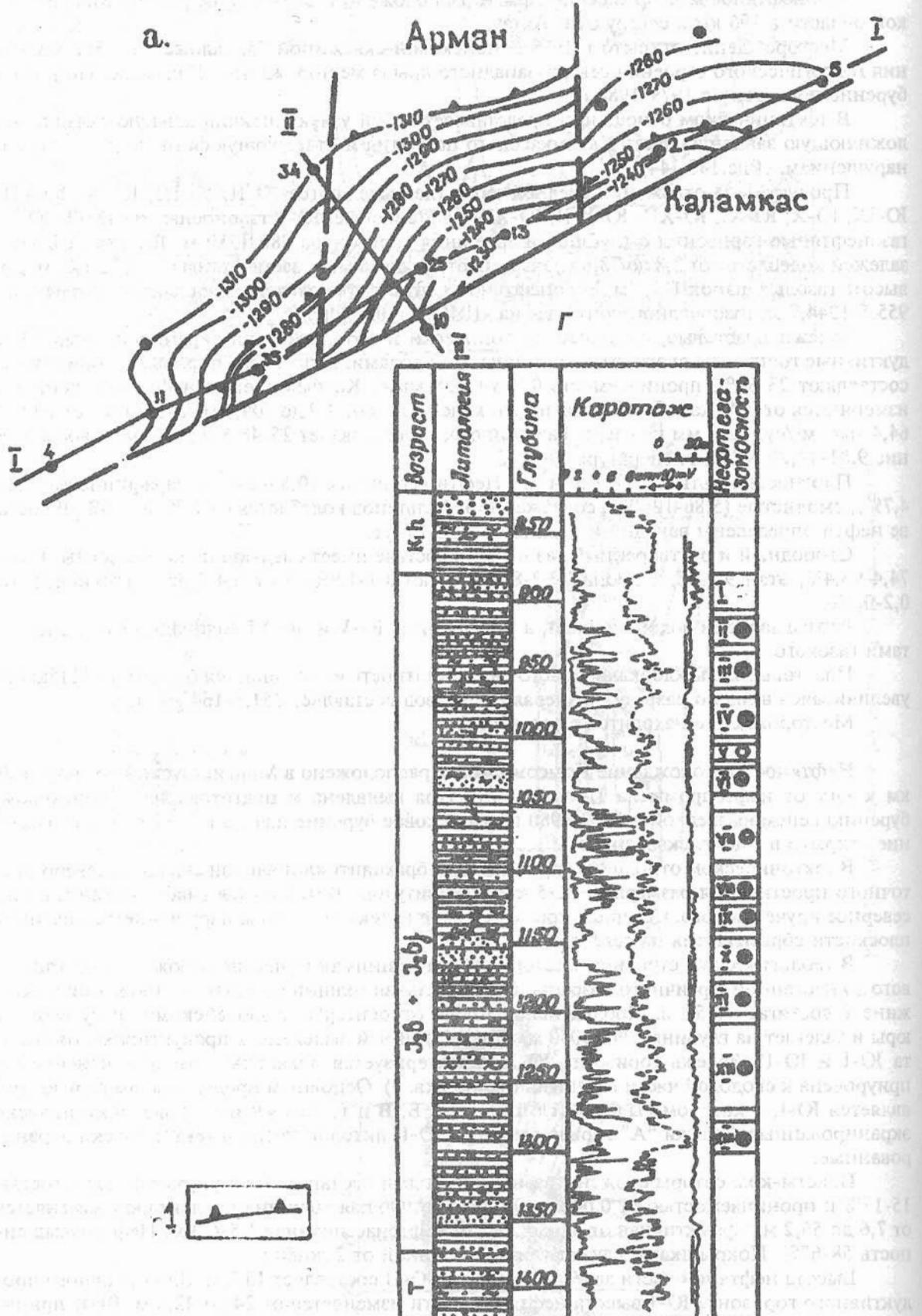


Рис.143 Газонефтяное месторождение Арман (по материалам КЭМНТР)

А - структурная карта по кровле коллекторов пласта А горизонта Ю-ХII; Б, В - геологические разрезы по линиям соответственно I-I, II-II; Г - разрез продуктивной части отложений.

1 - контур нефтеносности.

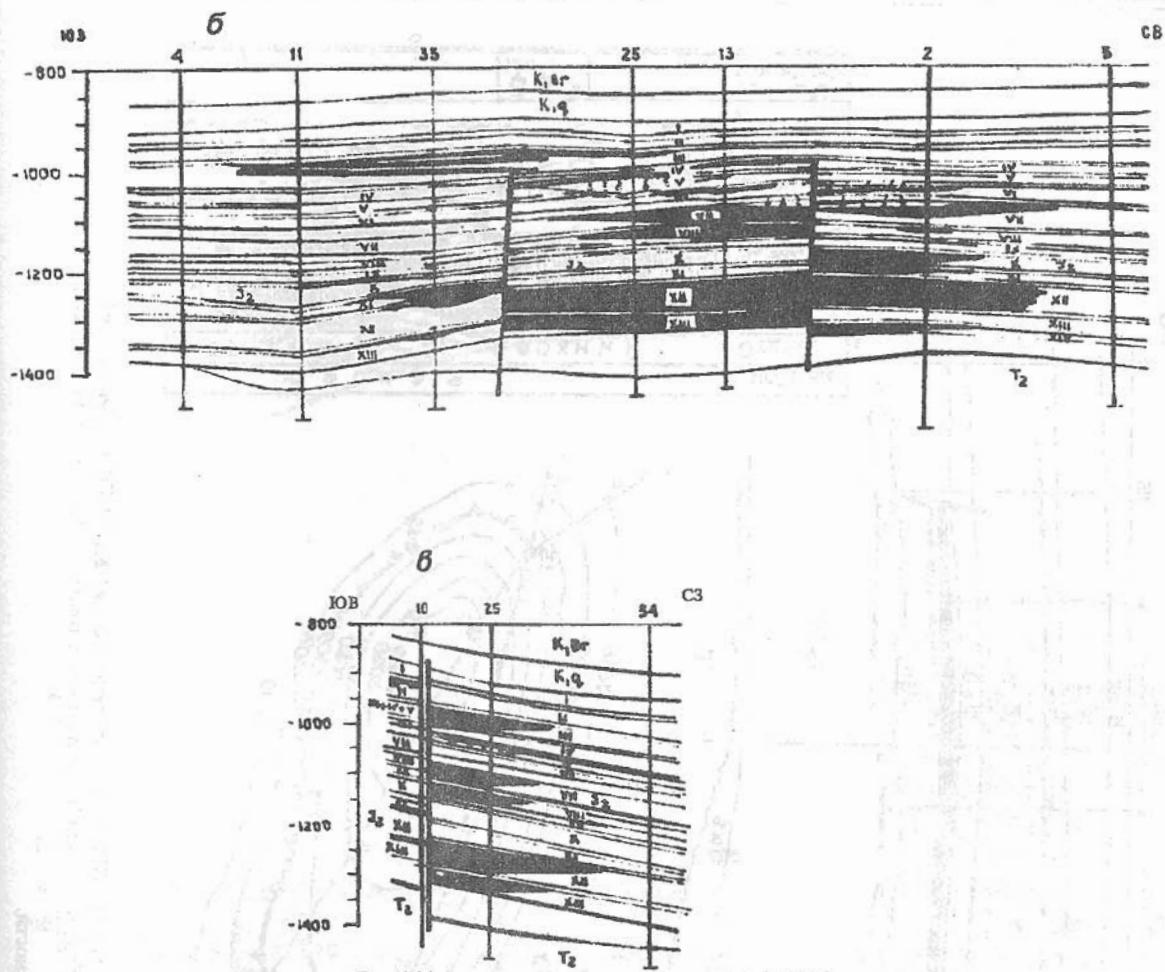


Рис.144 (продолжение месторождения Арман)

превышает 1 м<sup>3</sup>/сут.

Нефти очень легкие, с плотностью 791 кг/м<sup>3</sup>, содержат до 0,35% серы, 4,97% парафина, 2,5-2,85% смол, 0,33% асфальтенов.

Газы, растворенные в нефти, по составу тяжелые, содержание тяжелых углеводородов в них превышает 30%, метана 54-57%, азота 3,2-4,9%, углекислого газа 1,3-1,75%.

Режим залежи упруговодонапорный.

Пластовые воды юрского водоносного комплекса относятся к рассолам с минерализацией от 114,9 г/л (Ю-II) до 213,4 г/л (Ю-I-Б). Характерно повышенное содержание микро-компонентов брома (284 мг/л), лития и стронция.

Месторождение подготовлено для промышленного освоения.

**Нефтяное месторождение Култук** расположено в Бейнеуском районе Мангистауской области в 90 км к западу от железнодорожной станции Бейнеу.

Структура подготовлена сейсморазведкой в 1977 г., в котором начались поисковые работы. Месторождение открыто в 1978 г.

В тектоническом отношении приурочено к антиклинальной складке.

Выделены два нефтяных горизонта в верхней и средней юре (келловейский и байосский ярусы). (Рис.146).

Нефтеносные горизонты залегают на глубинах 2863 и 3150 м. Залежи пластовые, литологически экранированные. Высота келловейской залежи 7,2 м, байосской 28,8 м. ВНК проводится на абсолютных отметках -2893 и -3202 м. Продуктивные пласти представлены терригенными отложениями, коллектора поровые. Нефтенасыщенные толщины 5,7 и 4,9 м, открытая пористость 18%, проницаемость 0,039 и 0,013 мкм<sup>2</sup>. Коэффициенты нефтенасыщенности 0,6 и 0,49. Дебиты нефти 3,5-32,6 м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление 33,4 МПа.

Плотность нефти 832 кг/м<sup>3</sup>. Нефть малосернистая 0,44%, парафинистая 2,37%, смолистая 5,74%, содержит 1,83% асфальтенов.

Месторождение находится в консервации.

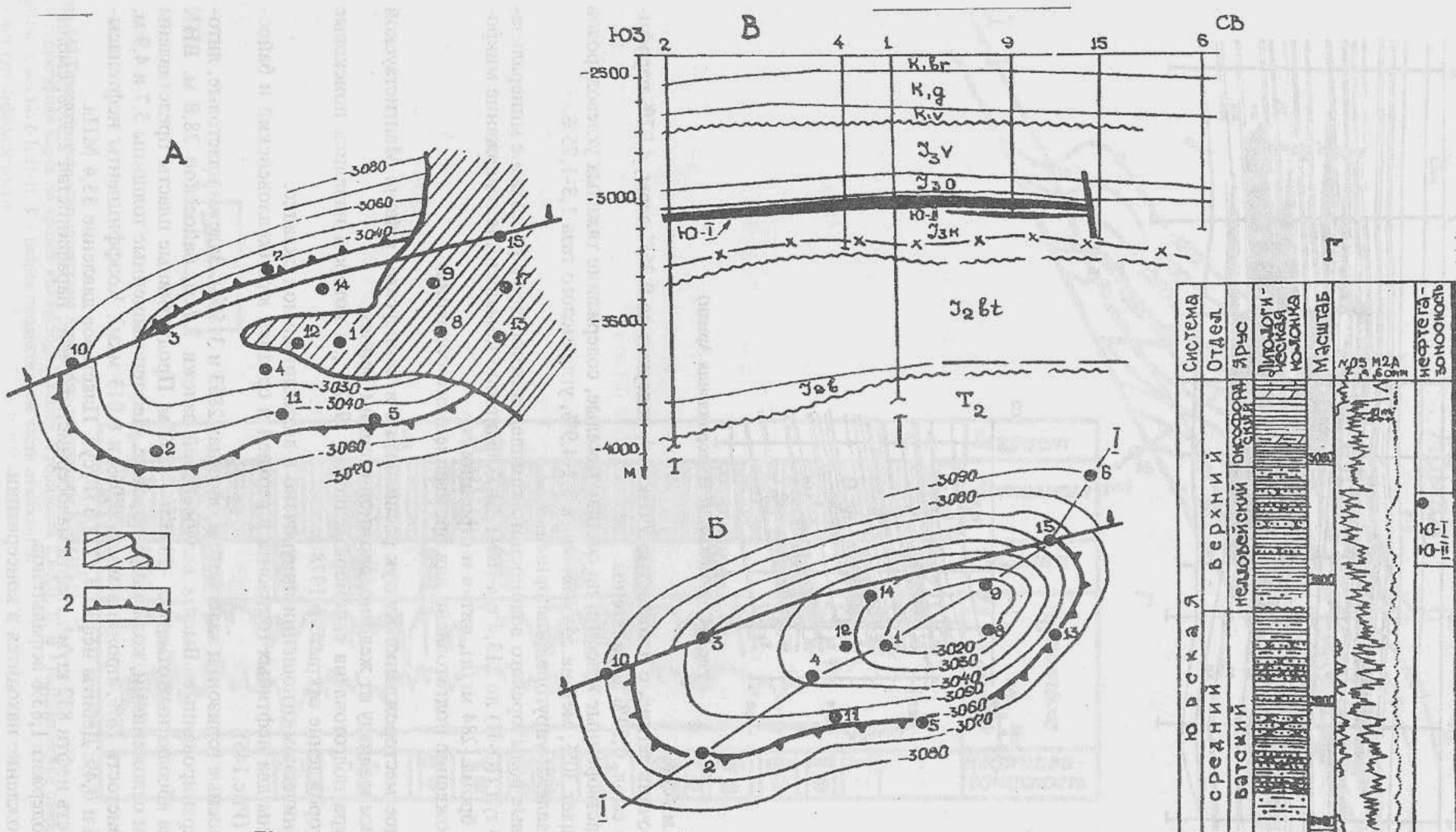
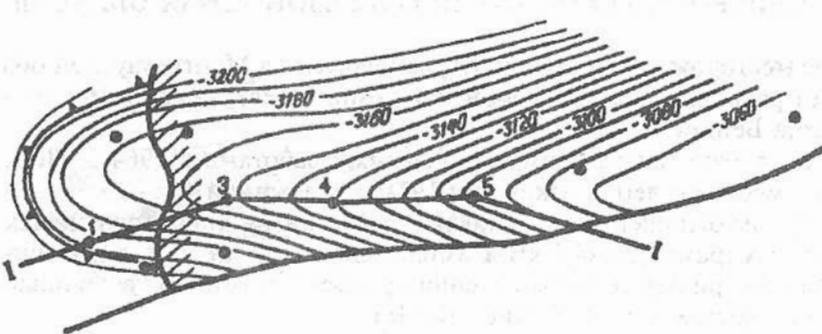


Рис. 145 Нефтяное месторождение Комсомольское (по материалам КЭМНТР, ПГО "Турьевнефтегазгеология КазНИГРИ, 1986-1987 гг.)  
Структурные карты по кровле: А - пласта А продуктивного горизонта Ю-І; Б - пласта В продуктивного горизонта Ю-І; В - геологический  
разрез по линии І-І; Г - разрез продуктивной части отложений.  
1 - зона литологического замещения коллекторов; 2 - контур нефтеносности.

а



Б

б

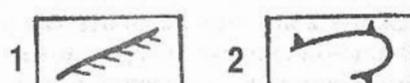
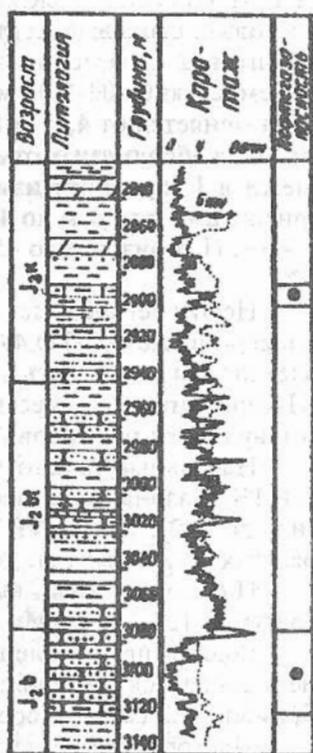
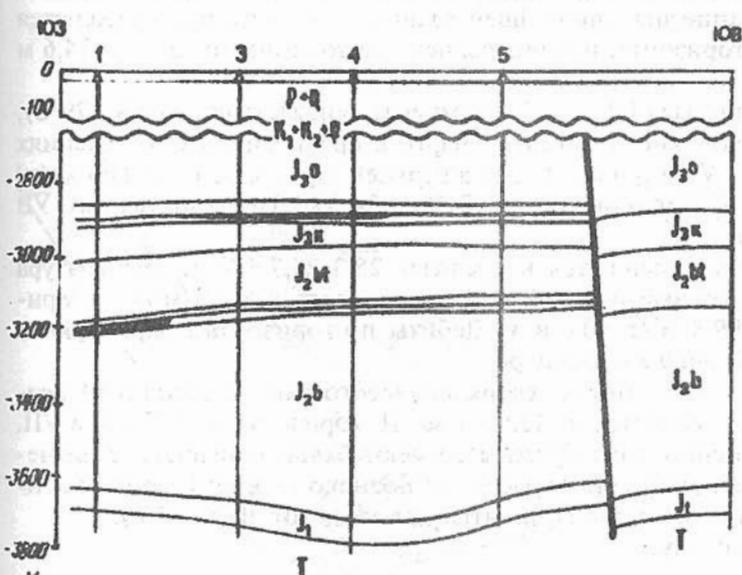


Рис. 146 Нефтяное месторождение Култук (по Т.И.Бадоеву, 1983 г.)

А - структурная карта по кровле байосского продуктивного горизонта; Б - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.

1 - граница зоны отсутствия коллекторов; 2 - контур нефтеносности.

## ТУРАНСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

### СЕВЕРО-УСТЮРТСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Нефтяное месторождение Каракудук расположено в Мангистауской области, в 35 км к северо-западу от разъезда 4 железнодорожной линии Макат-Актау, в 160 км на юго-запад от районного центра Бейнеу.

Структура подготовлена сейсморазведочными работами в 1964 г. Поисковое бурение начато в 1966 г., месторождение открыто в 1971 г. скважиной 1.

В структурном отношении представляет собой антиклинальную складку субширотного простириания размерами 12,8x8,7 км, с амплитудой от 15 до 50 м, разбитую тектоническими нарушениями на три блока. Углы падения крыльев с глубиной увеличиваются: в туроне - доли градуса, в нижнем мелу - 1-2° (рис.147,148).

Месторождение многопластовое, продуктивными являются отложения средней и верхней юры, где выделены 9 продуктивных горизонтов. Нефтяные залежи выявлены в семи из них, за исключением III и VII горизонтов. Разрез продуктивной части сложен терригенными отложениями, представленными переслаивающимися песчаниками, глинами и алевролитами, в нижней части появляются прослои аргиллитов.

Нефтяная залежь I горизонта выделяется во всех трех блоках структуры, II горизонта - в I и II блоках, а залежи нижних горизонтов выявлены только во II блоке. Все залежи пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные. Залежь IV горизонта состоит из 2-х нефтеносных пластов. Коллекторы поровые, с пористостью 13,5-16,9% и проницаемостью 0,003-0,02 мкм<sup>2</sup>. Нефтенасыщенная толщина для I блока составляет 2 м, для II блока меняется от 4,73 м (II горизонт) до 24,6 м (IX). ВНК определены для горизонтов I, II, V и IX на абсолютных отметках соответственно -2429,2 м, -2461, -2594,4 и -2846,7 м. Высота залежи в I горизонте изменяется от 19,7 м в III блоке до 72,6 м во II, по нижележащим горизонтам - от 1,2 м до 45,6 м. Средние значения общей толщины коллекторов колеблются от 9,6 м (I горизонт) до 45 м - в IV горизонте, нефтенасыщенные толщины от 2 м до 24,6 м в IX.

Нефти легкие, высокопарафинистые (4,2-22,3%, с температурой застывания +8 +29°C), малосернистые (0,03-0,49%), с низкой кислотностью. Нефть в среднеюрских отложениях более легкая (плотность 807,8 кг/м<sup>3</sup> - VII горизонт), чем в верхней юре (плотность 866 кг/м<sup>3</sup> - II горизонт). Количество фракций, выкипающих до 200°C, 8-19%. По групповому УВ составу нефти нафтеново-метановые.

Начальные пластовые давления изменяются в пределах 25,3-29,7 МПа, температура 78-111°C. Газонасыщенность пластовой нефти с глубиной увеличивается от 107 м<sup>3</sup>/т в I горизонте до 289,5 м<sup>3</sup>/т в VIII и IX и 299,8 м<sup>3</sup>/т в IV и V. Дебиты по горизонтам варьируют в пределах от 25,3 м<sup>3</sup>/сут. до 153 м<sup>3</sup>/сут на 9 мм штуцере.

Пластовые воды высокоминерализованные, хлоркальциевого типа, с пластовой температурой 104-110°C. Минерализация меняется от 132 г/л во II горизонте до 177 г/л в VII.

Воды в промышленном отношении йодо-бромные, имеют бальнеологическое значение и относятся к хлоридно - натриевым лечебным рассолам Боенского типа. Газонасыщенность вод 862 см<sup>3</sup>/л, в составе газа значительны концентрации азота (от 30 до 57%).

Месторождение находится в разведке.

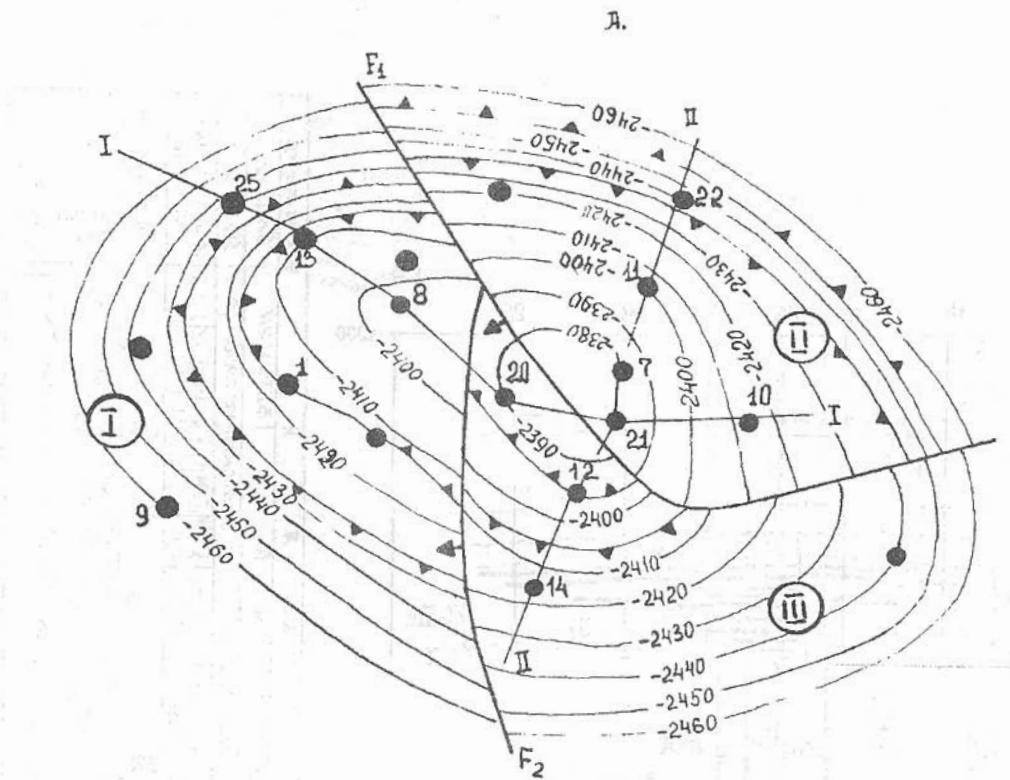
**Арыстановское нефтяное месторождение** расположено в Мангистауской области, в 100 км к юго-западу от райцентра Бейнеу.

Структура выявлена в 1965 г. сейсморазведочными работами. Поисковое бурение начато в 1966 г., и первая пробуренная скважина 2 явилась первооткрывательницей месторождения.

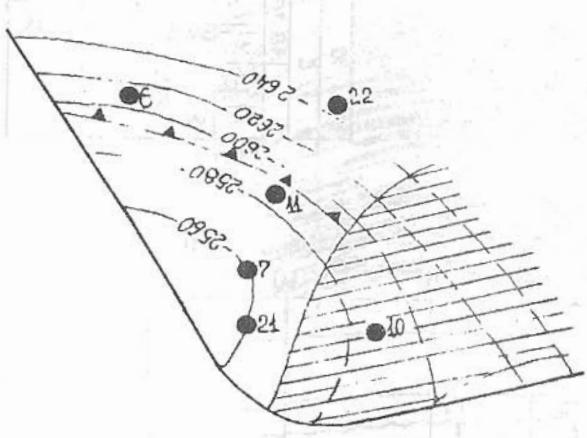
Приурочено к брахиантиклинальной складке северо-западного простириания размерами 28x9 км и амплитудой до 120 м, северное крыло положе южного (углы падения 2°-2°30') (рис.149).

Продуктивны верхне и среднеюрские отложения, в которых выделены 11 продуктивных горизонтов: в келловее I и II, в бате - III и IV, в байосе - V-IX, в аалене - X и XI. Разрез представлен переслаивающимися песчаниками, аргиллитами и алевролитами. Общая толщина продуктивных отложений составляет около 600 м. Породы отличаются значительной глинистостью и карбонатностью. Коллектора поровые, трещиноватые, низкопроницаемые и малоемкие, пористость 10-15%, проницаемость изменяется от 0,001 до 0,1 мкм<sup>2</sup>.

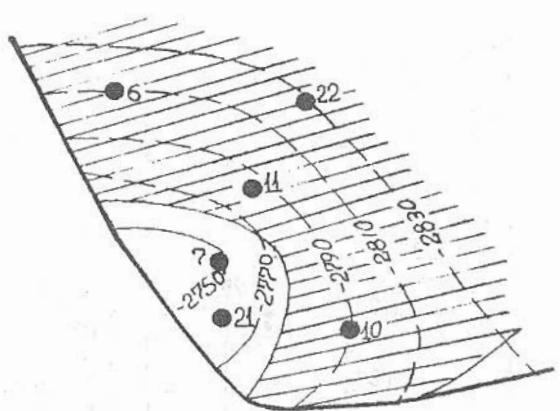
Нефтяные залежи пластовые сводовые, в ряде случаев литологически экранирован-



Б.



В.



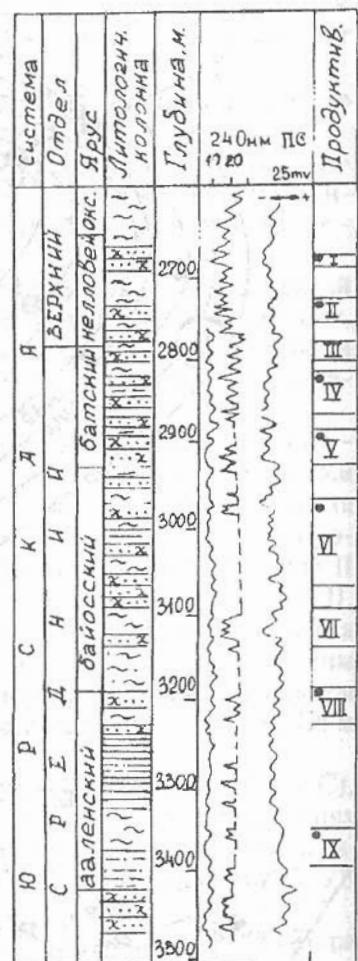
- 1.
- 2.
- 3.

Рис. 147 Нефтяное месторождение Каракудук

А, Б, В - структурные карты по кровле коллекторов продуктивных горизонтов соответственно I, V и VIII; Г - разрезы продуктивной части отложений; Д, Е - геологические разрезы по линии II-II и I-I.

1- внешний и внутренний контуры нефтеносности; 2-зона отсутствия и замещения коллектора; 3 - номера блоков.

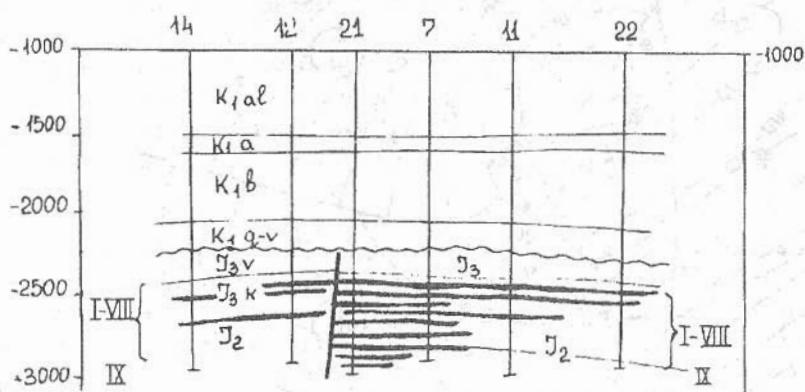
Г.



Д.

СВ

103



Е.

В

С3

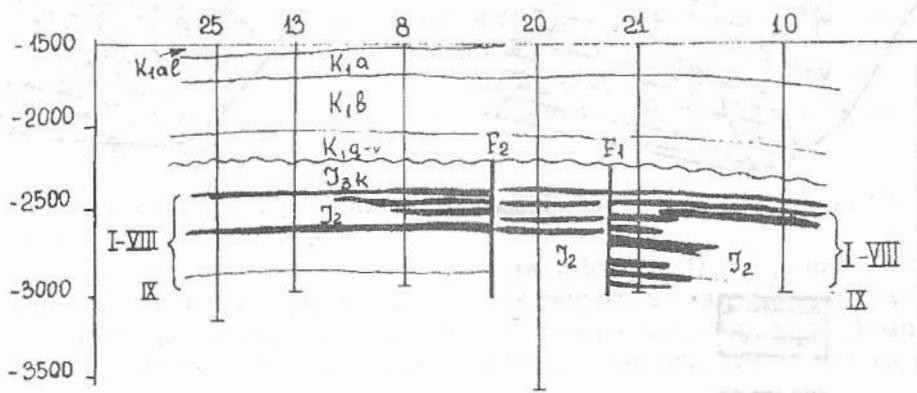


Рис. 148 (продолжение месторождения Каракудук)

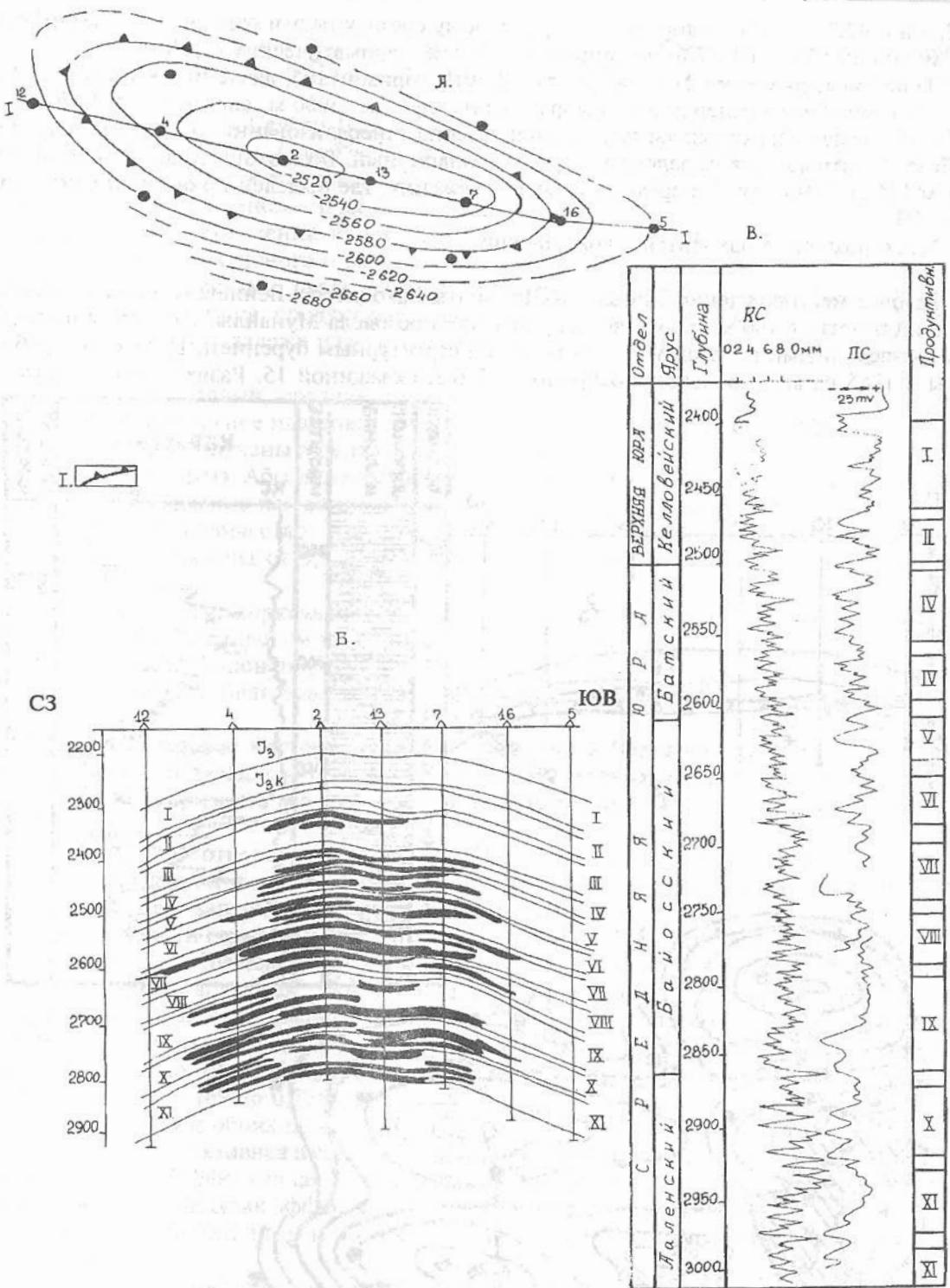


Рис. 149 Нефтяное месторождение Арystановское (по данным В.Е. Аронсона)

А - структурная карта по кровле VII юрского продуктивного горизонта; Б - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части юрских отложений скважины №2.

1 - внешний контур нефтеносности.

ные. ВНК в связи со слабой изученностью определен не во всех продуктивных горизонтах, с IV по VII принят на абсолютных отметках -2415 м, - 2580 м. Высота залежей меняется от 30 м (IV - V) до 69 м по VII горизонту.

Дебиты нефти меняются от 1,5 м<sup>3</sup>/сут. (IX) до 150 м<sup>3</sup>/сут. на 7 мм штуцере (низы X, XI и верхи XII горизонта), газовый фактор от 60 до 77 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Нефти легкие, высокопарафинистые (парафина 15-20%), смолистые (5-7%), содержание серы не превышает 0,14%. Плотность сепарированной нефти 810-840 кг/м<sup>3</sup>. Содержание легких фракций до 200°C составляет около 24%, а фракций, выкипающих от 200 до

300°C, - до 42%. По углеводородному групповому составу нефти относятся к метановому типу: метановых УВ - 64-77%, наftenовых - 16-24%, ароматических - 2-7%.

Пластовые давления 27-28 МПа (по VI, VII горизонтам), давление насыщения 11,5 МПа, максимальная температура, замеренная на глубине 3000 м, составляет 111,8°C.

Пластовые воды хлоркальциевого типа, высокоминерализованные (186 г/л), практически безсульфатные. Режим залежей упруговодонапорный. Возможно продуктивными (по данным ГИС) являются и пермотриасовые отложения, где выделен пока лишь один горизонт - XII.

Месторождение находится в консервации.

Газовое месторождение Шагырлы-Шомышты находится в Бейнеуском районе Мангистауской области, в 160 км к юго-востоку от нефтепромысла Мунайлы. Структура выявлена сейсморазведочными работами, детализирована структурным бурением. Поисковые работы начаты в 1965 г., месторождение открыто в 1966 г. скважиной 15. Разведочные работы за-

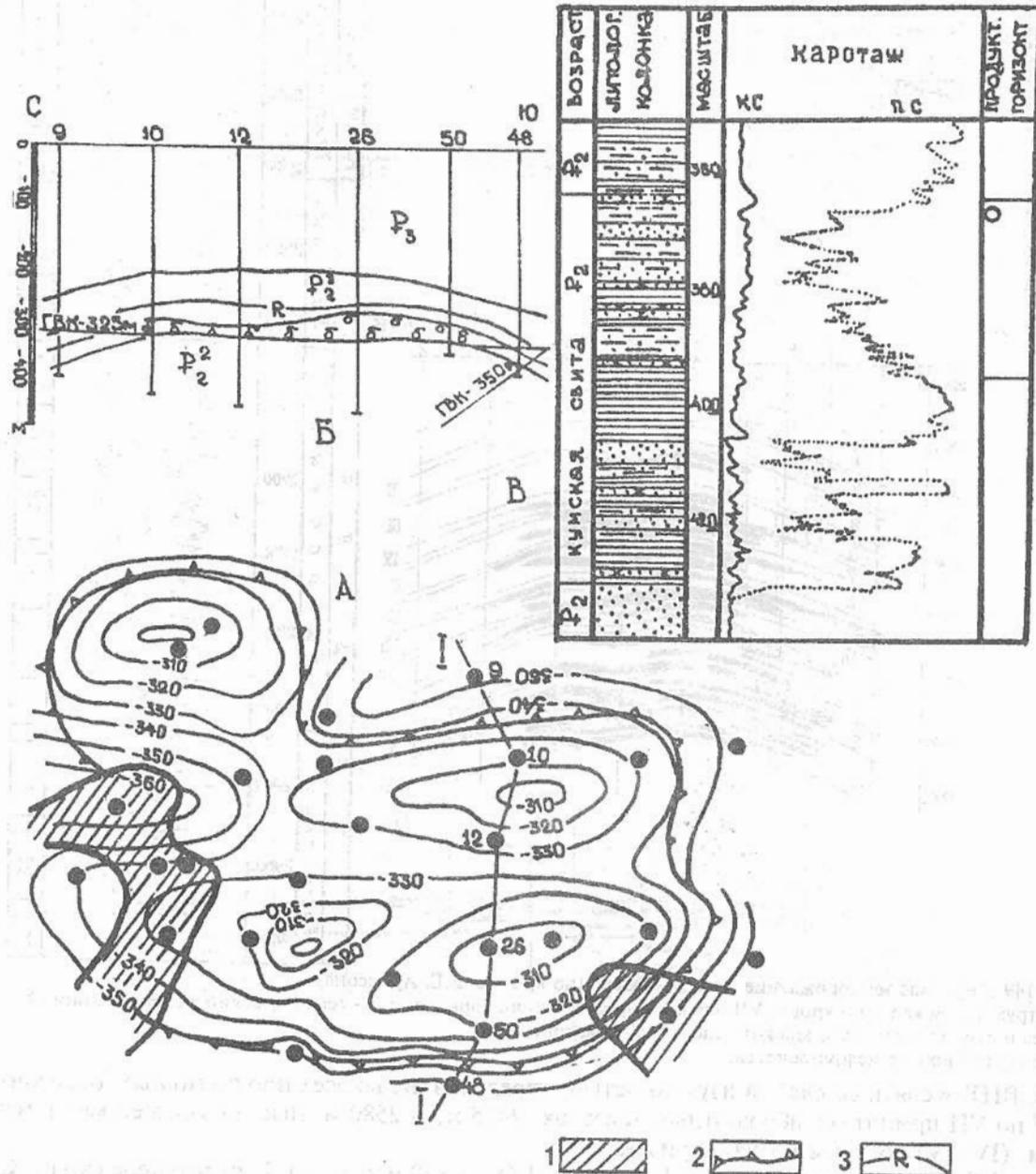


Рис.150 Газовое месторождение Шагырлы-Шомышты

А-структурная карта по кровле газоносного горизонта в отложениях верхнего эоцена (по К.Ахощеву, В.П.Ветровой, 1969г.); Б-геологический разрез по линии I-I; В-разрез продуктивной части отложений.

1-зоны глинизации коллекторов, 2-контур газоносности, 3-кровля нижней глинистой пачки белоглинской свиты.

вершены в 1969 г.

Приурочено к брахиантиклинальной складке субширотного простирания, осложненной Шагырлынским, Северо-Шомыштынским, Западно- и Восточно-Шомыштынским сводами. (Рис.150).

Шагырлинское и Северо-Шомыштынское поднятия имеют амплитуды 30 и 20 м и углы падения крыльев от 1 до 8°; Западно- и Восточно-Шомыштынское характеризуются амплитудами 20 и 15 м и более круглыми углами падения крыльев. Отмечается совпадение структурных планов кайнозоя и мезозоя.

Продуктивны отложения кумской свиты верхнего эоцена палеогеновой системы. Глубина залегания продуктивного горизонта 360 м. Разрез представлен слабосцементированными песчаниками и песками, переслаивающимися с алевролитами и плотными алевристыми глинами. Общая толщина продуктивной части составляет 28,8 м, эффективная -8 м, газонасыщенная -7,4 м. Тип залежи пластовый сводовый с частичным литологическим экранированием.

Коллектор поровый, средняя пористость 26%, проницаемость 0,049 мкм<sup>2</sup>, газонасыщенность 61%. Начальное пластовое давление 4,1 МПа, температура 30°C. Сравнительно высокие дебиты газа получены в центральных и северных частях поднятий (до 34-51 тыс.м<sup>3</sup>/сут при диафрагме 9,6 мм). Абсолютно свободный дебит газа достигает 288,5 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

Газ месторождения по составу относится к "сухим", содержит от 86,9 до 96,4% метана и незначительное количество этана. Более высокие гомологи полностью отсутствуют. В составе газа установлены от 3,9 до 7,3% азота, 0,05-2,35% углекислого газа, присутствует гелий.

Пластовые воды хлоркальциевого типа, плотностью 1080 кг/м<sup>3</sup>, минерализацией 87,9-147,2 г/л, содержат микрокомпоненты йода, брома, бора.

Режим залежи водонапорный.

Месторождение подготовлено для промышленного освоения.

**Базайское газовое месторождение** расположено в Челкарском районе Актюбинской области, в 30 км от западного побережья Аральского моря. Установлена газоносность отложений кумского горизонта верхнего эоцена. Промышленный приток получен в скважине Г-9 в 1964 г.

В структурном отношении представлено брахиантиклинальной складкой субмеридионального простирания с двумя сводами - юго-восточным, получившим название Жаманкояникулак и северо-западным - Жаксыкояникулак. Амплитуды их 40 и 64 м.

Продуктивный горизонт залегает в кровле алевритово-глинистых отложений кумского горизонта (рис.151). Вышележащие отложения Белоглинской свиты совместно с породами нижнего олигоцена являются покрышкой для залежи. Горизонт состоит из двух пачек (I и II), представленных чередованием пластов разнозернистых песков, песчаников толщиной 1,0-27 м, алевритистых глин и алевролитов. Продуктивные пачки разделены прослоями глин толщиной от 10 до 19 м. Открытая пористость коллекторов изменяется от 27,5 до 37%, проницаемость от 0,169 до 0,725 мкм<sup>2</sup>.

Газовые залежи обоих поднятий пластовые, сводовые.

Верхняя I продуктивная пачка является основным газосодержащим горизонтом поднятия Жаманкояникулак. Эффективная толщина коллектора изменяется от 2,7 до 9,7 м. В пределах поднятия Жаксыкояникулак эффективная толщина этой пачки составляет 0,8-3,7 м. Для газоносной пачки II эти величины находятся в пределах 0,6-5,5 м. Коэффициент газонасыщенности 0,74-0,77.

Этаж газоносности Жаманкояникулакской залежи относительно ее северо-западного крыла составляет 27 м, юго-восточного - 58 м; для Жаксыкояникулакской залежи 35-36 и 55 м соответственно.

Пластовые давления и температура в пределах Жаманкояникулак и Жаксыкояникулак в пачках I и II находятся в пределах 3,36 - 3,41 МПа и 25° С соответственно.

Эксплуатационные дебиты по скважинам изменяются от 47,2 до 51 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Абсолютно свободный дебит газа при совместном испытании пачек I и II достигал 186-366 тыс.м<sup>3</sup>/сут в пределах Жаксыкояникулакского поднятия и 250 - 591 тыс.м<sup>3</sup>/сут на площади Жаманкояникулак.

Газ в залежи по составу "сухой" с содержанием метана 93-96%, азота 3,4-4,7%, углекислого газа 1,26%.

Пластовые воды хлоркальциевого типа с минерализацией 53-82 г/л.

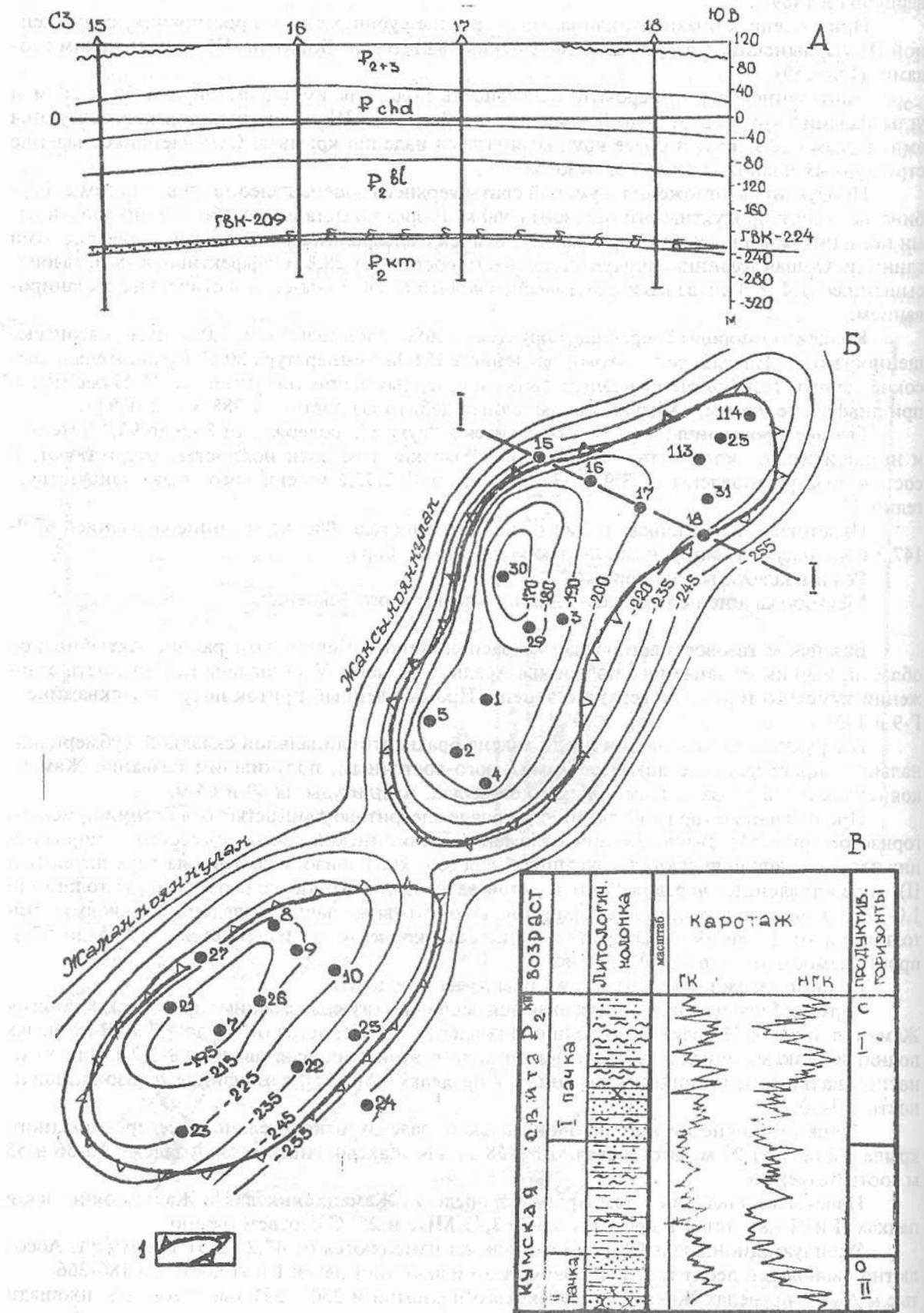


Рис. 151 Газовое месторождение Базайское (по О.Н.Марченко, З.П.Сысоеву, И.В.Дальян, 1966г.)  
А-геологический разрез полинии I-I; Б-структурная карта по кумскому продуктивному горизонту; В-разрез про-  
дуктивной части отложений  
I-контур газоносности.

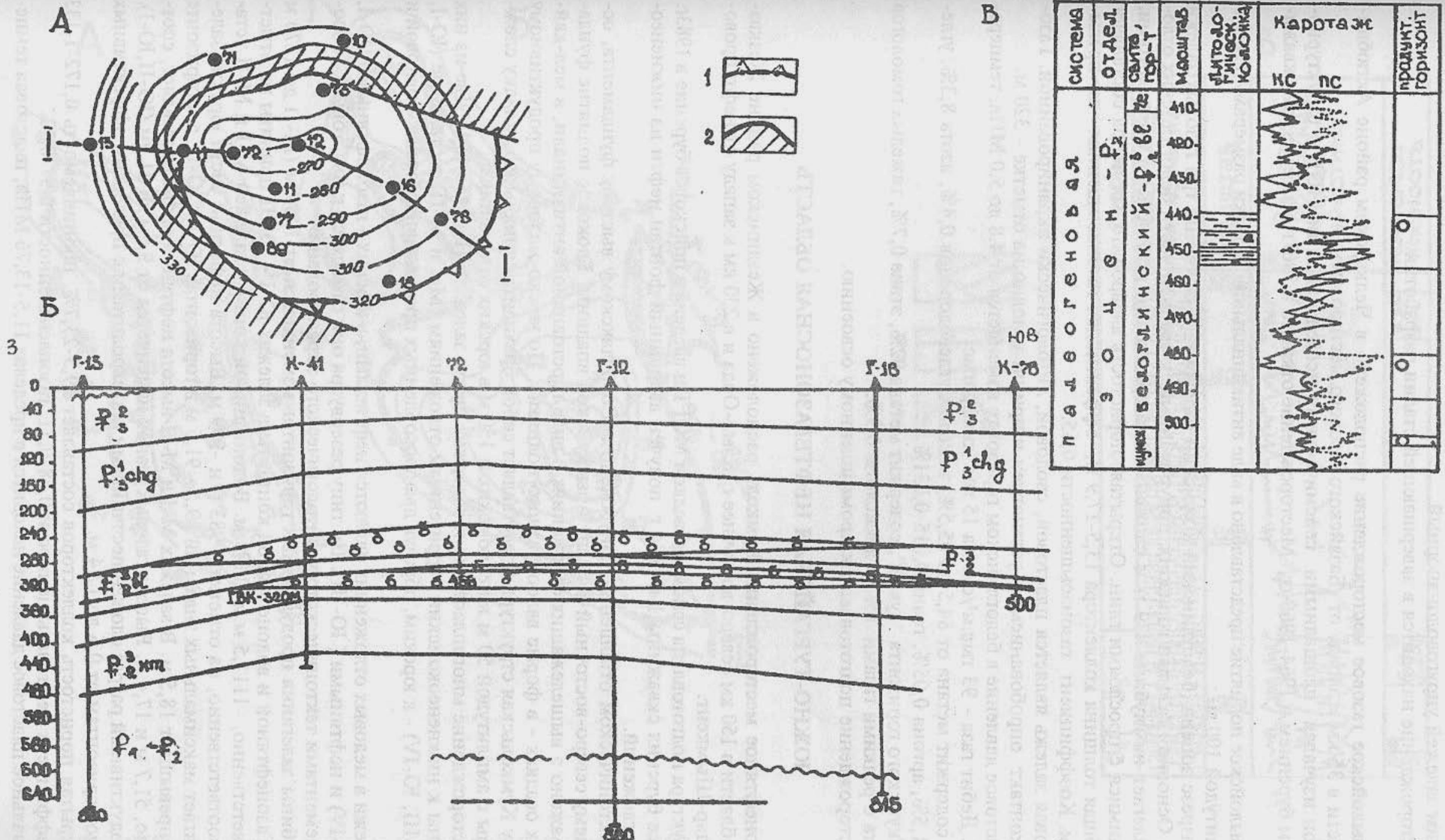


Рис. 152 Газовое месторождение Кызылойское (по материалам ПГО "Актюбиннефтегазгеология")  
 А-структурная карта по кровле продуктивного горизонта; Б-геологический разрез по линии I-I; В-разрез продуктивной части отложений.  
 1-контур газоносности; 2-зона литологического замещения коллекторов;  
 свиты: P<sub>3</sub>chd - хадумская; P<sub>2</sub>bl - белоглинская; Pkm-кумская.

Режим залежей упруговодонапорный.

Месторождение находится в завершающей стадии разработки.

**Кызылойское газовое месторождение** расположено в Челкарском районе Актюбинской области в 35 км к западу от Базайского газового месторождения.

Район изучался площадными сейсмическими исследованиями МОВ и структурно-поисковым бурением в 1964-1966 гг. Месторождение открыто в 1967г разведочной скважиной Г-11.

Кызылойское поднятие представлено в виде антиклинальной складки размерами 19x13,5 км с амплитудой 100 м.

В разрезе эоцен (белоглинский и кумский горизонты) выявлено три газовых залежи (рис.151). Основной газовый горизонт, приуроченный к средней части белоглинских отложений, залегает на глубине 439 м и сложен мелкозернистыми глинистыми алевролитами, чередующимися с прослойями глин. Открытая пористость алевролитовых пород составляет 37,6%. Общая толщина коллектора 13,5-17,9 м, эффективная газонасыщенная - не превышает 8,0 м. Коэффициент газонасыщенности 0,65.

Газовая залежь является пластовой, сводовой, литологически экранированной. Газоводяной контакт опробованием не установлен и принят условно на отметке - 320 м.

Пластовое давление в белоглинском горизонте изменяется от 4,8 до 5,0 МПа, температура 32°C. Дебит газа - 93 тыс.м<sup>3</sup>/сут на 15 мм диафрагме.

Газ содержит метана от 84,5 до 95,5%, тяжелых углеводородов 0,4%, азота 8,3%, углекислоты 1,5%, аргона 0,05%, гелия 0,015-0,031%.

Газ кумского горизонта "сухой", содержит метана 92%, этана 0,7%, тяжелых гомологов 0,9%, азота с редкими газами 6%, углекислоты 0,9%.

Месторождение подготовлено к промышленному освоению.

## ЮЖНО-ТУРГАЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

**Газонефтяное месторождение Кумколь** расположено в Жездинском районе Жезказганской области в 150 км северо-восточнее г. Кыл-Орда и в 230 км к западу от нефтепровода Павлодар-Шымкент.

Структура подготовлена сейсморазведкой МОГТ и введена в поисковое бурение в 1983г. В процессе бурения скважины 1 в 1984 г. получен аварийный фонтан нефти из нижненекомских отложений.

В тектоническом отношении приурочено к Сорбулакскому выступу фундамента, осложняющему северо-восточный сегмент Арыскумской впадины. Блоковое поднятие фундамента отражено в вышележащих отложениях в виде горстовидной антиклинали, в мел-кайнозойских осадках - в форме валообразного поднятия. По юрско-меловому продуктивному комплексу Кумкольская структура представляет собой брахиантклинальную складку сложной формы с амплитудой 50 м в неокомских и 150 м в юрских отложениях.

Месторождение многопластовое и содержит шесть залежей. (Рис.153,154). Две из них приурочены к нижненекомским терригенным отложениям (М-I и М-II), остальные (Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV) - к юрским, образуя два обособленных продуктивных этажа - меловой и юрский.

Залежи в мелевых отложениях являются нефтяными, в юрских - газонефтяными (Ю-I, Ю-II, Ю-IV) и нефтяными (Ю-III). По типу резервуара они относятся к пластовым, сводовым, с элементами тектонического и литологического экранирования.

Глубины залегания продуктивных горизонтов изменяются от 1063 м (М-I) до 1270 м (Ю-IV). Газонефтяной и водонефтяной контакты в залежах Ю-I - Ю-III приняты на отметках, соответственно, -1111,5 м и -1198 м. Водонефтяной контакт залежей М-I и М-II установлен, соответственно, на отметках -983 м и -999 м. Высота нефтяной части юрских залежей достигает максимальных значений 89,5 - 91,5 м в горизонтах Ю-I и Ю-II, а в горизонте Ю-IV не превышает 18,5 м. В залежах М-I и М-II высота нефтяной части составляет, соответственно, 51,7 м и 17,4 м. Высота газовых шапок изменяется от 9,6 м до 31,9 м (Ю-II,Ю-I).

Продуктивный разрез сложен песчаниками и алевролитами с пределами эффективных толщин по горизонтам от 0,6 до 12,4 м.

Открытая пористость коллекторов составляет 19,3-23,7%, проницаемость 0,172-1,133 мкм<sup>2</sup>, коэффициент нефтенасыщенности 0,58-0,71, газонасыщенности 0,57-0,72.

Начальное пластовое давление находится в пределах 11,5-13,76 МПа, пластовая темпе-

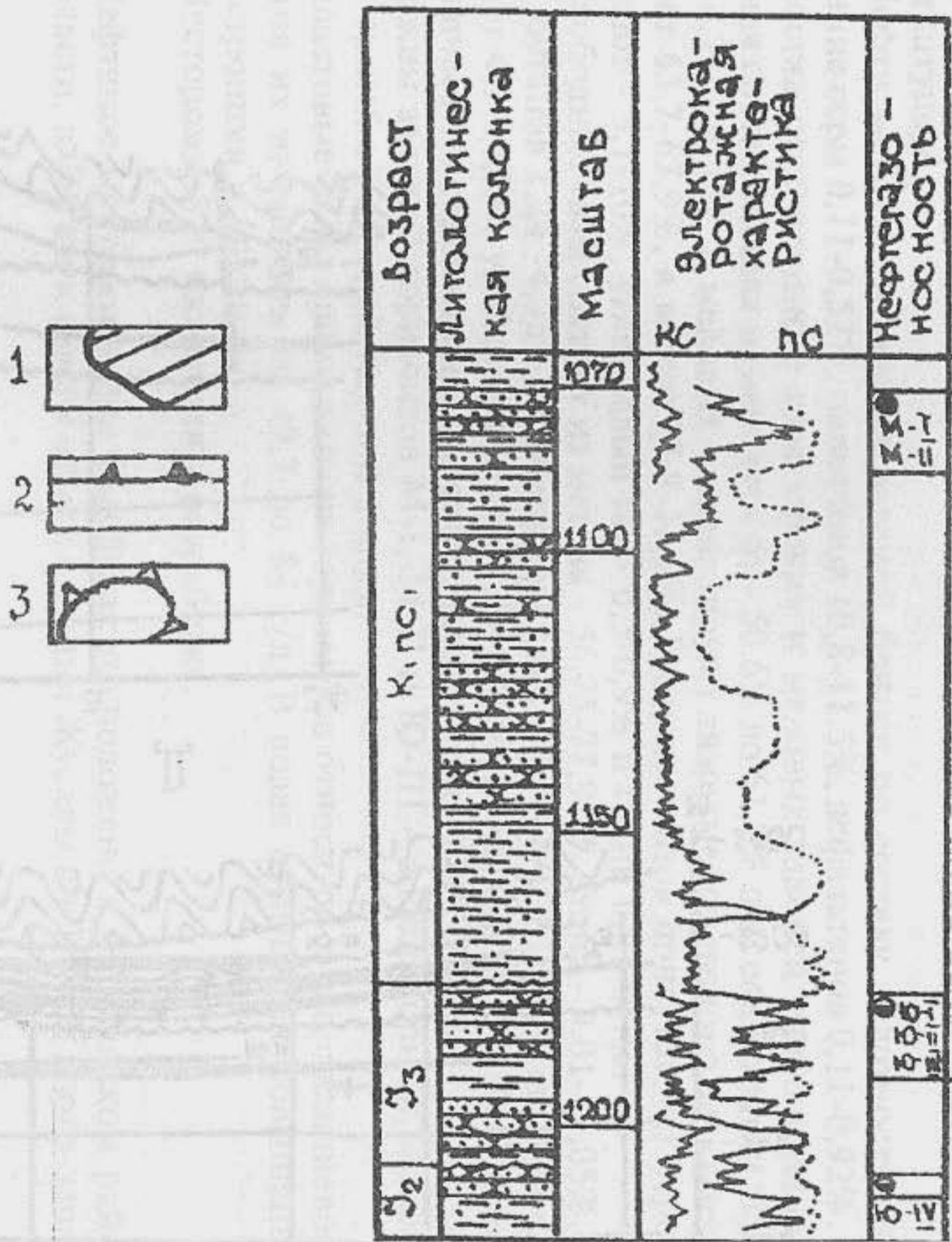
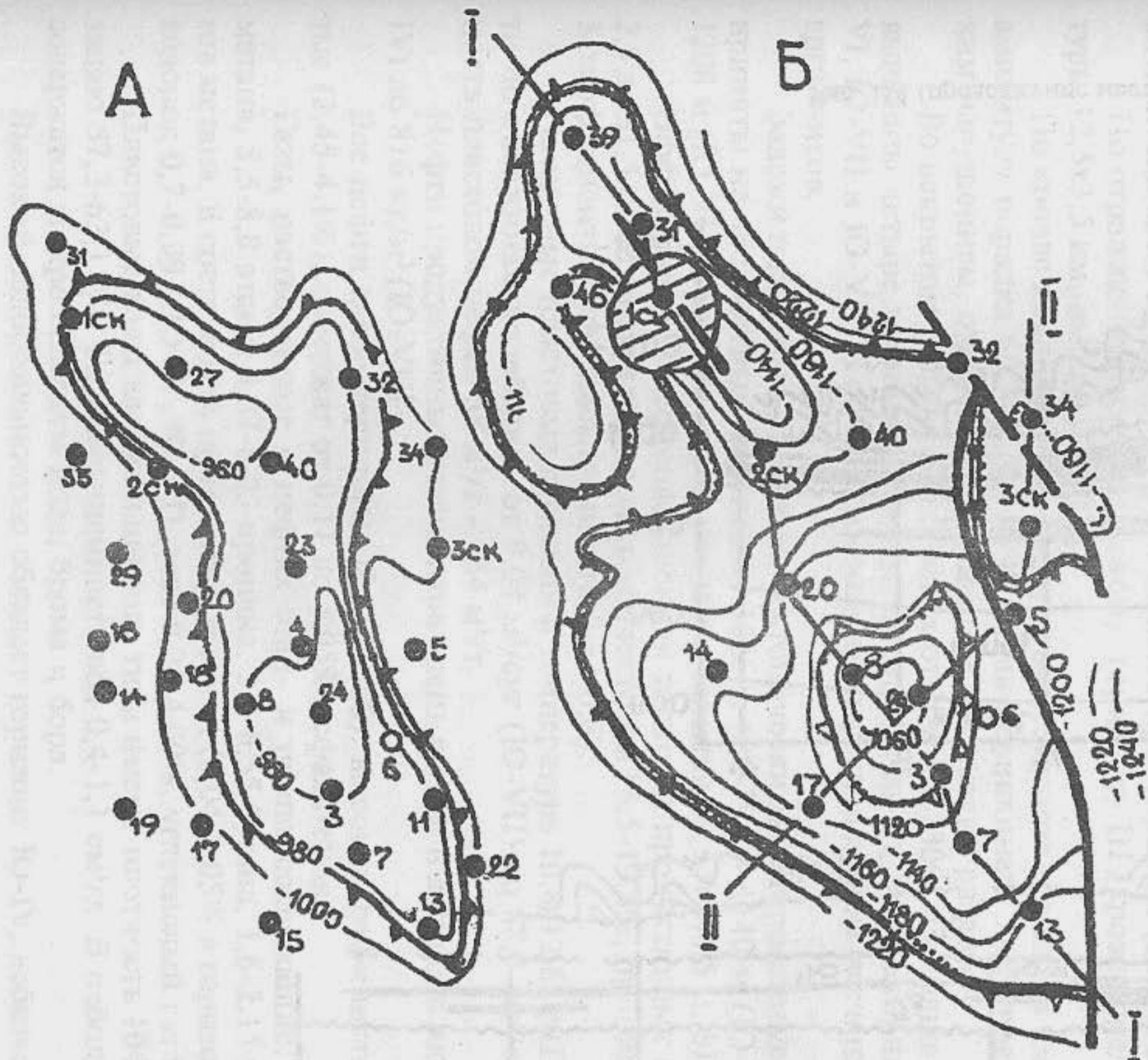


Рис. 153 Газонефтяное месторождение Кумколь (по Т.И. Бадоеву и др. 1987 г.)

Структурные карты по кровле коллекторов: А-продуктивного горизонта М-І, Б-продуктивного горизонта Ю-І, В-разрез продуктивной части отложений; Г, Д-геологические разрезы по линиям соответственно І-І, ІІ-ІІ.

1 - зона литологического замещения коллекторов; контуры: 2-нефтеносности, 3-газоносности.

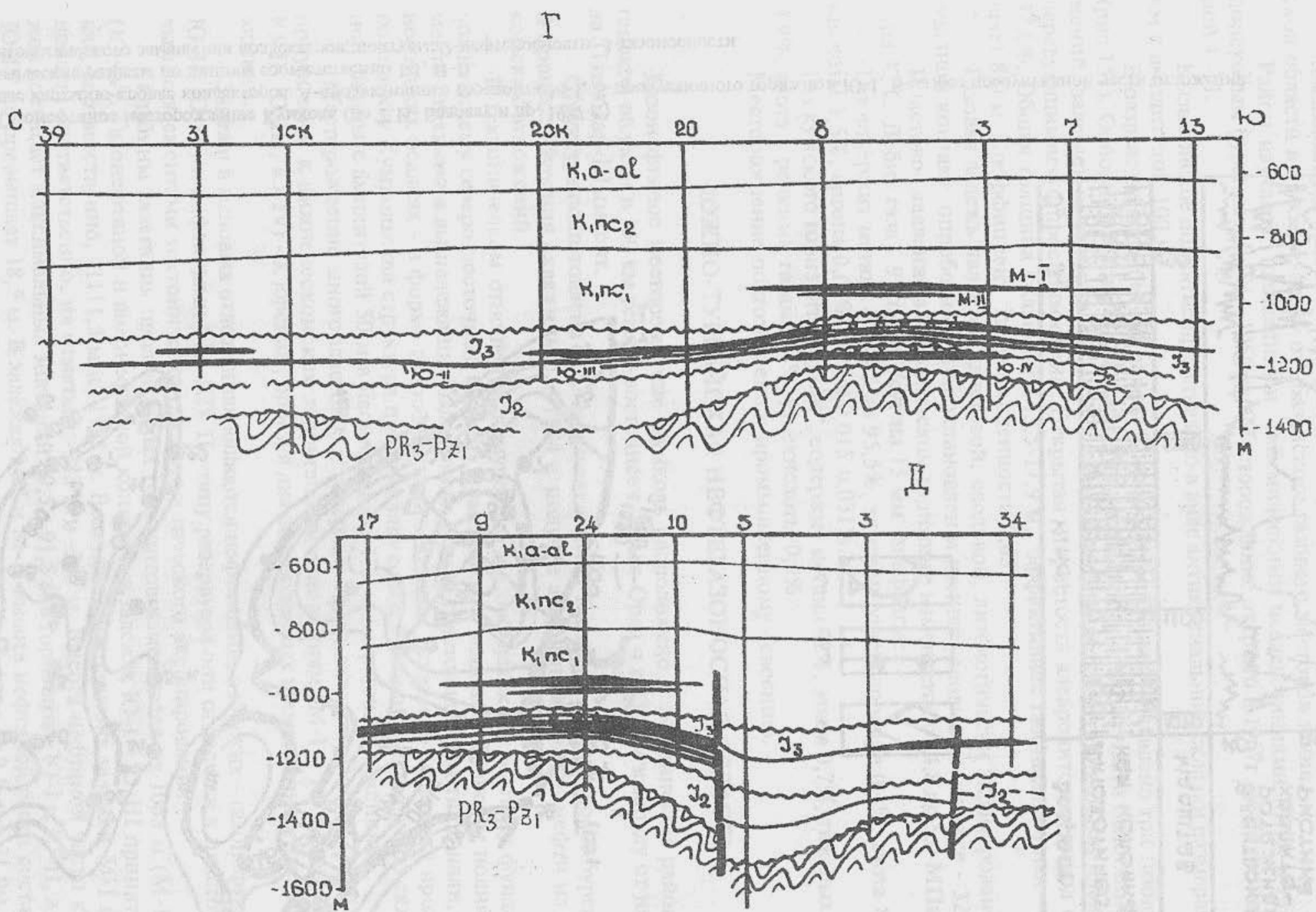


Рис. 154 (продолжение месторождения Кумколь)

ратура 49-56°C. Дебиты нефти достигали 125,8 м<sup>3</sup>/сут на 7 мм штуцере, газа - 93,8 тыс.м<sup>3</sup>/сут на 7 мм штуцере.

Нефти меловых и юрских залежей близки по составу. Плотность их 812-819 кг/м<sup>3</sup>, содержание серы 0,11-0,52%, парафинов 10,8-11,5%, асфальтенов 0,11-0,92%, смол 4,8-8,42%.

Состав растворенного газа юрских и меловых залежей резко различен: в юрских - метановая составляющая изменяется от - 50,6% до 61,2% при содержании тяжелых углеводородов 34,26 - 50,6%, в меловых - превалируют тяжелые углеводороды, содержание которых достигает 63,7-67,9%, а метан 17,8-22,2%. В составе газов присутствует сероводород - 0,02-0,07%, азот - 3,1-10%, углекислый газ - 0,5-0,9% и гелий 0,01-0,1%.

Свободные газы состоят из метана - 56,75-77,92%, этана - 9,01-14,05%, пропана - 4,24-10,17%, бутанов 1,24-4,75%, пентана+высших - 0,77-1,01%, сероводорода следы, присутствуют азот 4,1-10,7%, углекислый газ - 0,29-0,69% и гелий 0,15-0,22%. В газе в незначительных количествах содержится конденсат, плотностью 712-732 кг/м<sup>3</sup>.

Режим залежей горизонтов М-I, М-II и Ю-III - водонапорный, остальных залежей - водонапорный с энергией газовой шапки.

Пластовые воды продуктивных горизонтов относятся к хлоркальциевому типу. Минерализация их изменяется от 49,7 до 84 г/л. В водах отмечается повышенное содержание брома, стронция и лития.

Месторождение находится в разработке.

**Нефтяное месторождение Майбулак** расположено в Жездинском районе Жезказганской области, в 200 км к северу от ж/д станции Жусалы и в 250 км к юго-западу от г.Жезказган.

Структура выявлена и подготовлена к поисковому бурению сейсморазведкой МОГТ в 1983-1984 гг. Поисковые работы начаты в 1987 г., а в 1988 г. при опробовании из скважины 1 получен промышленный приток нефти. Разведочное бурение начато в 1989 г. и завершено в 1990 г.

Тектонически приурочено к полусводу, представляющему собой часть приразломной антиклинальной складки северо-западного простирания. (Рис.155).

По отражающему сейсмическому горизонту III (кровля средней юры) размеры структуры 12,5x3,5 км, амплитуда 75 м.

По кровле коллектора IV продуктивного пласта структура имеет размеры 5,75x1,2 км и амплитуду порядка 60 м. Северо-западная периклиналь полусвода ограничена тектоническим нарушением, оперяющим Главный Караганский разлом.

Во вскрытом разрезе на глубинах от 1090 до 1300 м в толще среднеюрских отложений выявлены четыре нефтяных залежи, приуроченных к продуктивным горизонтам Ю-IV, Ю-VI, Ю-VII и Ю-VIII. Горизонты сложены переслаиванием песчаников, алевролитов, глин и аргиллитов.

Залежи пластовые, сводовые, тектонически экранированные. Водонефтяные контакты принятые на абсолютных отметках: - 1026 м (Ю-IV), - 1140 м (Ю-VI), - 1178 м (Ю-VII) и - 1208 м (Ю-VIII). Высота нефтяной части залежей 66,3 м, 44,5 м, 61 м, 56,6 м соответственно.

Эффективная и нефтенасыщенная толщина продуктивных горизонтов изменяется от 2,5 до 31,5 м. Открытая пористость коллекторов 15,5-19,4%, проницаемость 0,015-0,062 мкм<sup>2</sup>. Коэффициенты нефтенасыщенности 0,52-0,63.

Начальные пластовые давления и температура 10,8-12,65 МПа и 46-53°C. Дебиты нефти по скважинам колебались от 9,08 м<sup>3</sup>/сут (Ю-VII) до 88,5 м<sup>3</sup>/сут (Ю-IV). Газонасыщенность пластовой нефти 58 м<sup>3</sup>/т - 154 м<sup>3</sup>/т.

Нефти продуктивных горизонтов очень легкие и легкие, с плотностью от 791 кг/м<sup>3</sup> (Ю-IV) до 816 кг/м<sup>3</sup> (Ю-VIII).

Все нефти слабо сернистые (0,1-0,49%), высокопарафинистые (9,81-12,89%), смолистые (2,45-4,1%), содержат от 0,11 до 1,05% асфальтенов.

Газы, растворенные в нефтях этан- и пропансодержащие. Состав газа (%): 71,2-81 метана, 5,5-8,8 этана, 4,57-8,05 пропана, 3,5-6,55 бутана, 1,6-2,15 пентана+высших гомологов метана. В составе газа присутствуют гелий (0,04-0,05% в горизонтах Ю-IV, Ю-VII), сероводород 0,7-0,99 (Ю-IV, Ю-VI), азот 0,25-4,09%, углекислый газ 0,1-0,74%.

Пластовые воды хлоркальциевого типа имеют плотность 1043-1065 кг/м<sup>3</sup> и минерализацию 57,3-63,1 г/л. Газонасыщенность вод 0,4-1,1 см<sup>3</sup>/л. В небольших количествах в водах содержатся микроэлементы йода, брома и бора.

Высокой водообильностью обладает горизонт Ю-IV, дебиты в котором колебались от

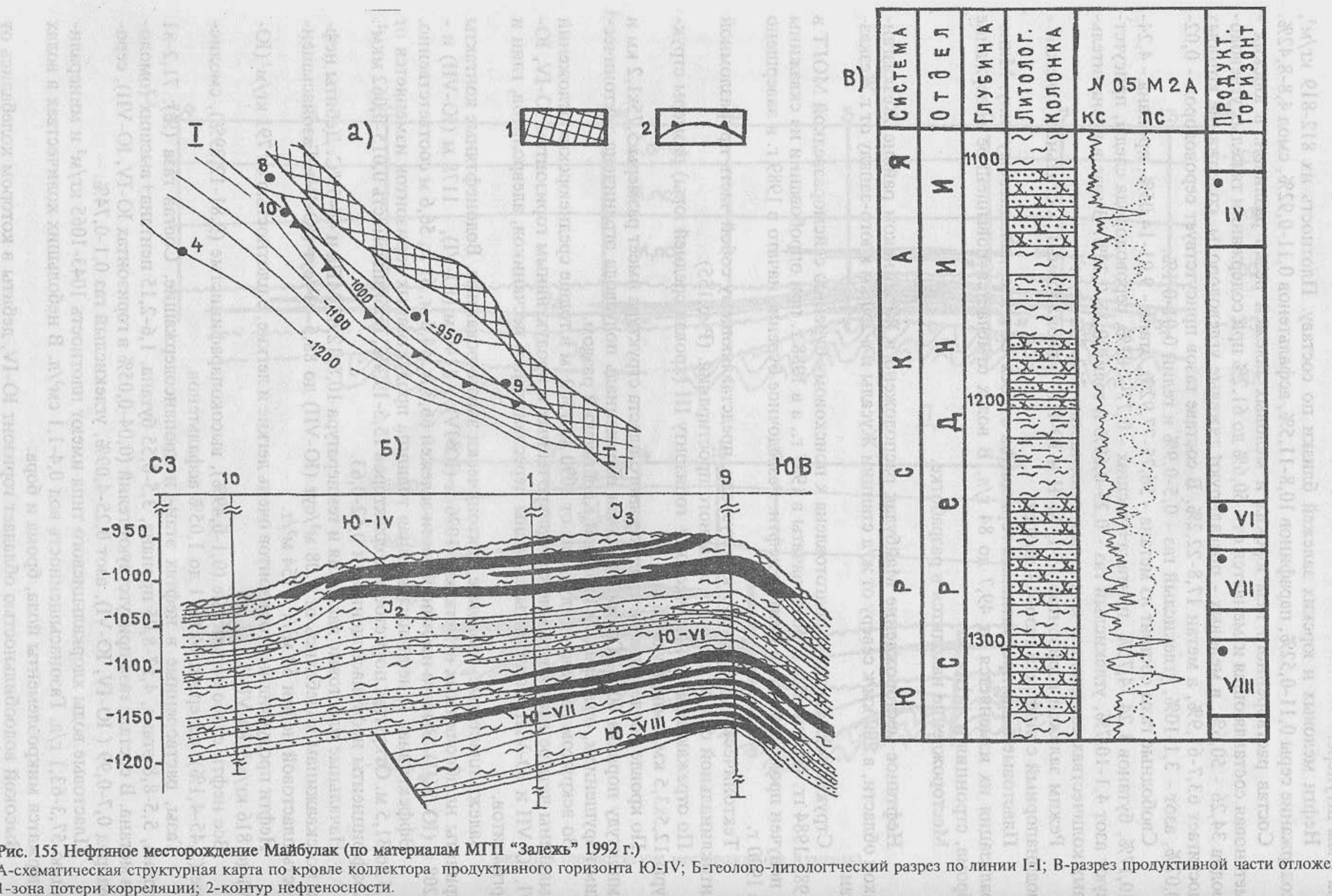


Рис. 155 Нефтяное месторождение Майбулак (по материалам МГП "Залежь" 1992 г.)

А-схематическая структурная карта по кровле коллектора продуктивного горизонта Ю-IV; Б-геолого-литологический разрез по линии I-I; В-разрез продуктивной части отложений. 1-зона потери корреляции; 2-контур нефтеносности.

57,4 до 137,2 м<sup>3</sup>/сут. Режим работы залежей водонапорный.

Месторождение подготовлено для промышленного освоения.

**Газоконденсатное месторождение Кызылкия** расположено в Жезказганской области, в 40 км к западу от месторождения Кумколь и в 25 км к восток-северо-востоку от месторождения Арыскум. Ближайшая ж/д станция Жусалы находится в 125 км к юго-западу. Структура выявлена и подготовлена к поисковому бурению сейсморазведкой в 1984-1985 гг. Поисковые работы начаты в 1986 г. Первый промышленный приток нефти получен в 1986 г. в скважине 3.

Приурочено к брахиантклинальной складке субмеридианального простирания. Структура имеет сложную форму. По подошве осадочного чехла с запада она осложнена разрывными нарушениями. В центральной и южной частях фундамента осложнения отмечаются выше уровня продуктивных горизонтов.

Пробуренными скважинами вскрыта толща отложений от дислоцированного протерозоя до современных. Во вскрытом разрезе отсутствуют осадки перми, нижней и средней юры, частично, верхней юры.

Установлена газонефтяная залежь в отложениях арыскумского горизонта нижнего неокома (М-II) в интервале глубин 1467-1600 м, а также получены незначительные притоки нефти из пород фундамента в скважинах 5 и 18. (Рис.156).

Литологически продуктивный горизонт представлен переслаиванием песчаников, алевролитов, гравелитов и глин.

Коллектор поровый, терригенный, открытая пористость 16,7%, проницаемость 0,0013 мкм<sup>2</sup>. Покрышкой служат глины толщиной от 10 до 50 м.

Залежь пластовая литологически и стратиграфически экранированная. ВНК установлен на отметке: - 1404 м, ГНК - 1364 м. Высота залежи 55 м. Общая толщина продуктивного горизонта от 12 до 58 м, эффективная нефтенасыщенная 20,6 м, газонасыщенная 3,6 м. Коэффициенты нефтенасыщенности 0,59, газонасыщенности 0,57.

Максимальный дебит нефти в 158,4 м<sup>3</sup>/сут отмечен в скважине 9 на 6мм штуцере. Дебит газа максимальной величины 42 тыс.м<sup>3</sup>/сут на 6 мм штуцере зафиксирован в скважине 15.

Пластовые давление и температура изменяются в пределах 15,1-15,8 МПа и 61-70°C.

Нефть легкая плотностью 797-805 кг/м<sup>3</sup>, малосернистая (0,017-0,33%), малопарафинистая и высокопарафинистая (0,6-36,0%), содержит от 0,1 до 8% смол и асфальтенов. Выход светлых фракций до 300°C составляет 57,5%.

Газ газовой шапки имеет плотность 0,678, содержит в своем составе до 26% тяжелых углеводородов и до 8% азота. На долю метана приходится 65%.

Подошвенные воды хлоркальциевого типа, плотностью 1050 кг/м<sup>3</sup> и общей минерализацией 61,1 г/л. Дебит воды 9,87 м<sup>3</sup>/сут. Режим залежи газоводонапорный.

Месторождение передано в разведку и разработку СП Туран-Петролеум.

**Нефтяное месторождение Кенлык** находится в Жезказганской области, в 120 км к северо-востоку от ж/д ст.Жусалы. Ближайшим месторождением является Кызылкия.

Площадь подготовлена сейсморазведкой. Месторождение приурочено к брахиантклинальной складке, осложняющей Аксайскую горст антиклиналь.

По подошве мезозойских отложений структура представляет собой выступ фундамента, сложенного карбонатными породами палеозоя. С запада и юга он ограничен ступенью с амплитудой до 300 м. Восточное крыло пологое и также осложнено локальными ступенями с амплитудой до 100 м. Размеры выступа 20 x 5-6 км (рис.157).

По отражающему горизонту Паг (нижний мел) структура представлена складкой облекания. В ее строении участвуют верхнеюрские отложения (акшабулакская свита, распространенная только в краевых наиболее погруженных участках выступа) и нижнедаульская подсвита нижнего неокома, расчлененная на верхний и нижний (арыскумский) горизонты. Верхний горизонт представлен толщей красноцветных глин (до 150м), арыскумский же горизонт сложен глинистыми алевролитами, песчаниками и гравелитами общей толщиной до 100 м. Глинистые алевролиты являются флюидоупором над нефтегазоносными коллекторами и корой выветривания фундамента.

Арыскумский горизонт отсутствует в разрезе центральной, наиболее приподнятой части структуры.

Установлена продуктивность коллекторов базальной части арыскумского горизонта

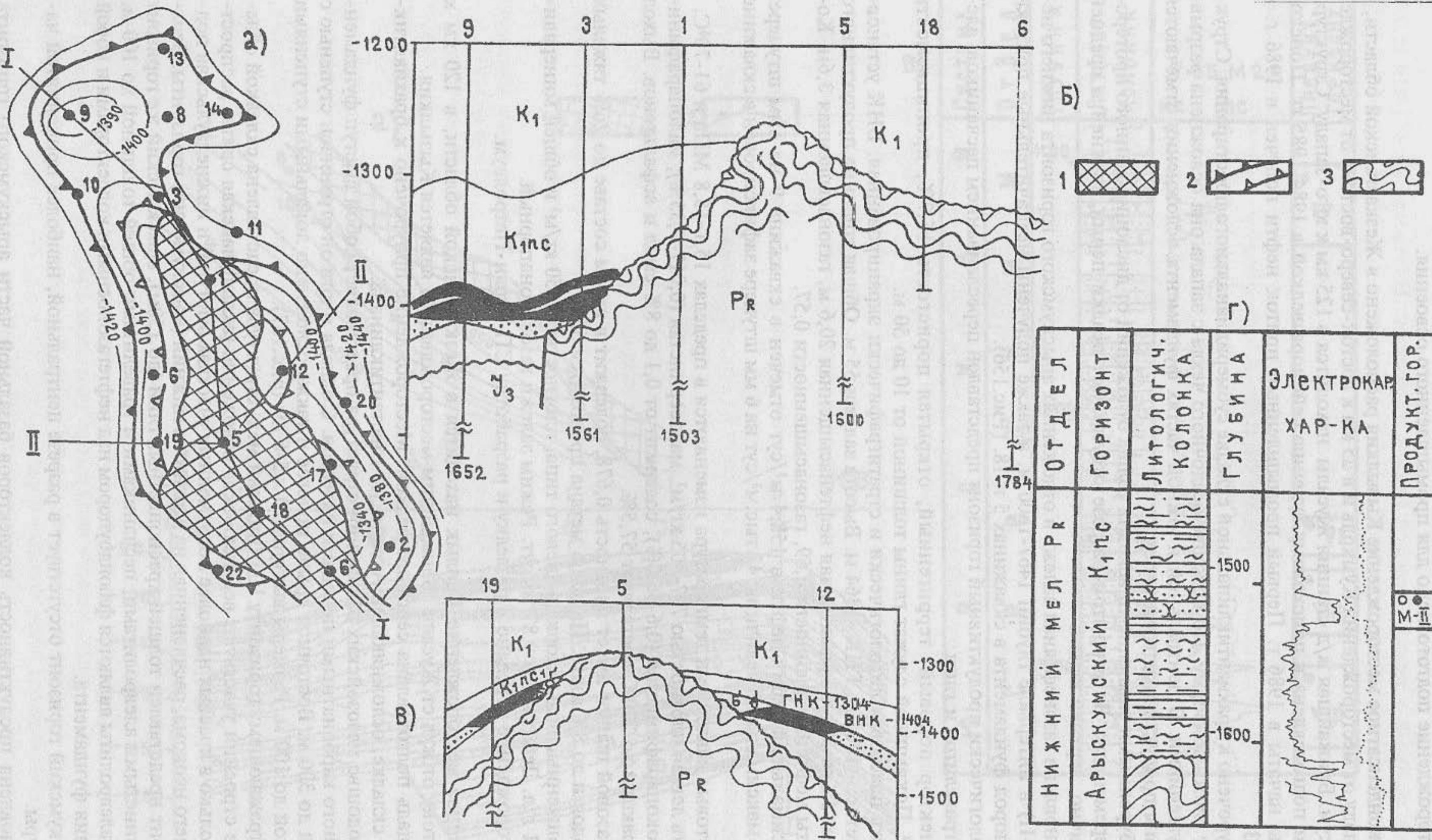


Рис. 156 Газонефтяное месторождение Кызылкия (по Мурсолимову, 1990 г.)

а) Структурная карта по кровле коллектора горизонта М-II; б, в) Геологические разрезы по линиям I-I, II-II; г) Разрез продуктивной части отложений.  
I- зона выхода фундамента на поверхность продуктивного горизонта; 2-контуры нефтегазоносности и газоносности; 3-породы складчатого фундамента.

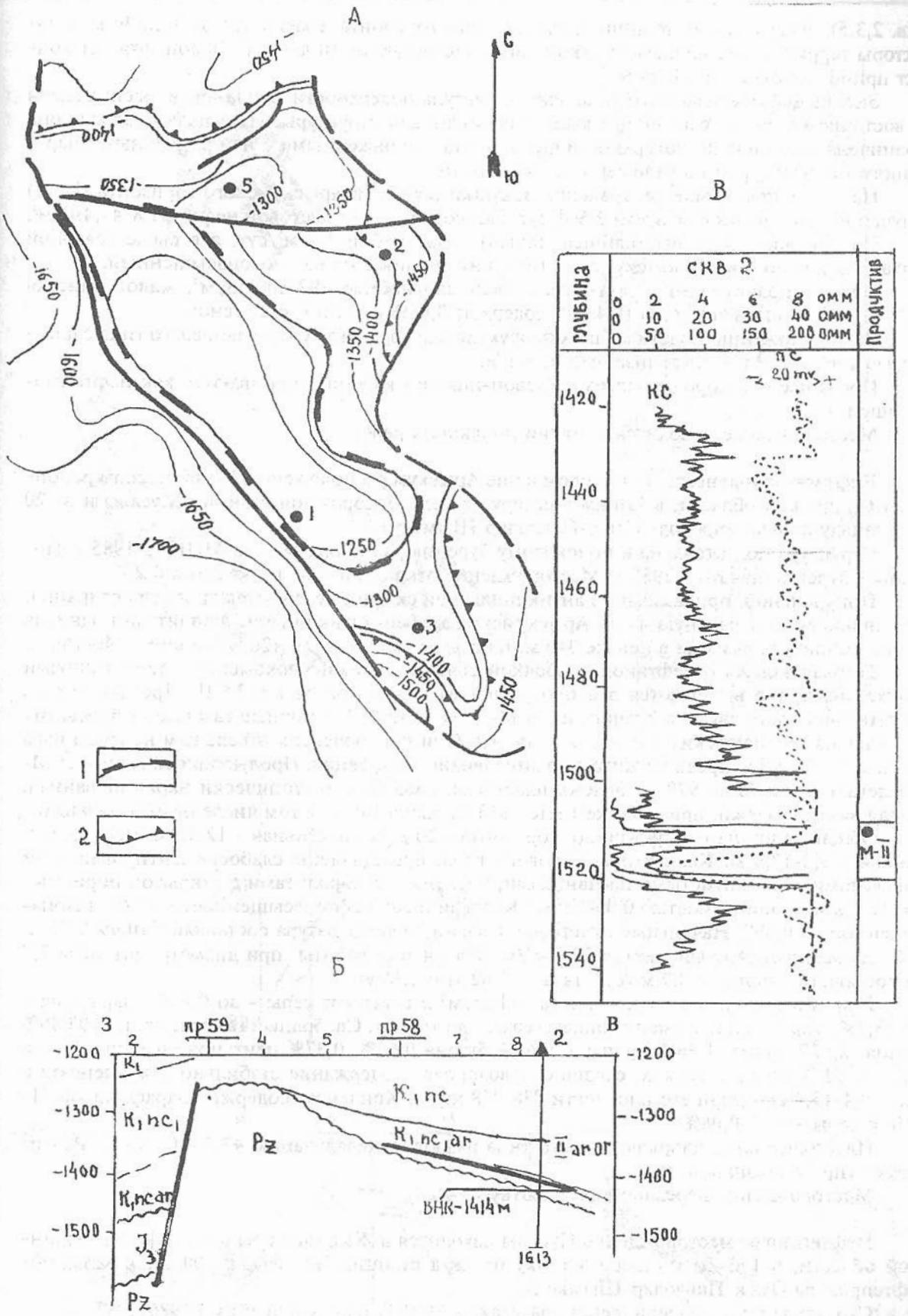


Рис. 157 Нефтяное месторождение Кенлык (по данным АО "Южнефтегаз")

А - структурная карта по отражающему горизонту  $P_z$ ; Б - сейсмогеологический разрез по пофилю 851042; В - разрез продуктивной части отложений скв.2.

1 - граница выклинивания ОГ-Пшаг к фундаменту; 2 - контур нефтеносности

(скв. 2,3,5). Эффективная толщина нефтеносного горизонта изменяется от 3 до 30 м. Коллекторы терригенные, поровые с открытой пористостью от 10 до 20%. Водонефтяной контакт принят на отметке - 1414 м.

Залежь нефти кольцевого типа вокруг выступа поверхности фундамента, расположена по восточному крылу, северной и южной периклинали структуры. На западном крыле она ограничена ступенью по поверхности фундамента, сопряженными с ней разрывными нарушениями и флексурой по отложениям нижнего мела.

На восточном крыле центральной ловушки (скв.2) из арыскумского горизонта (М-II) получен приток нефти с дебитом 2,5м<sup>3</sup>/сут. Газосодержание пластовой нефти 31,8-41,4м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

На юго-восточной периклинали (скв.3) дебит нефти 1,2 м<sup>3</sup>/сут, а в своде северной полуантклинали (скв.5) арыскумский горизонт оценивается как водонасыщенный.

Нефть продуктивного горизонта легкая плотностью 792-800 кг/м<sup>3</sup>, малосернистая (0,21%), высокопарафинистая (8,43%), содержит 3,64% смол и асфальтенов.

Воды отложений, подстилающих продуктивный горизонт, хлоркальциевого типа с плотностью 1062 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 65,8 г/л.

Проницаемые породы палеозоя (девон-нижний карбон) оцениваются как нефтегазонасыщенные.

Месторождение находится в стадии поисковых работ.

**Нефтегазоконденсатное месторождение Арыскум** расположено в Жалагашском районе Кзыл-Ординской области, в 120 км к северу от железнодорожной станции Жусалы и в 320 км к западу от нефтепровода Омск-Павлодар-Шымкент.

Структура подготовлена к поисковому бурению сейсморазведкой МОГТ в 1985 г. Поисковое бурение начато в 1985 г. Месторождение открыто в 1985 г. скважиной 2.

Приурочено к приразломной антиклинальной складке северо-западного простирания, осложняющей центральную часть Арыскумской грабен-антиклинали. Амплитуда поднятия 120 м. Амплитуда разлома в центре 340 м, на севере складки - до 120 м, на юге - 140-160 м.

Газовая залежь с нефтяной оторочкой связана с нижненеокомскими терригенными отложениями, где выделяются два продуктивных горизонта: М-I и М-II. Промышленная нефтегазоносность связана с горизонтом М-II. (Рис.158). Единичные газовые выбросы отмечались из верхнеюрских терригенных пород. Они приурочены к отдельным неизученным пластам песчаников предположительно линзовидного строения. Продуктивный горизонт М-II залегает на глубине 928 м. Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная. Общая высота залежи, при отметке ВНК - 913 м, равна 108 м, в том числе нефтяной части - 27 м. Общая толщина продуктивного горизонта - 20 м, эффективная - 12-15 м, нефтенасыщенная - 3,2-12,6 м. Коллекторы порового типа, представлены слабосцементированными гравелитами, гравелистистыми песчаниками, песками и алевролитами с открытой пористостью 17,4% и проницаемостью 0,054 мкм<sup>2</sup>. Коэффициент нефтенасыщенности - 0,66, газонасыщенности -0,697. Начальные пластовое давление и температура составляют 10,49 МПа и 44°С. Начальный газовый фактор 39,7 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Начальные дебиты при диаметре штуцера 7,7 мм составили: нефти - 60,9 м<sup>3</sup>/сут, газа - 69,62 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Нефть оторочки имеет плотность 854 кг/м<sup>3</sup> и содержит серы - до 0,46%, парафина - 9,7-27,2%, асфальтенов и смол силикагелевых - до 16,65%. Свободный газ состоит из - 93,86% метана, 2,87% этана, 1,36% пропана, 0,65% бутана 0,65%, 0,37% пентанов+высших, 0,01% гелия, 0,52 % азота + редких, следов сероводорода. Содержание стабильного конденсата в газе - 9,4-15,2 г/м<sup>3</sup>, при его плотности 738-788 кг/м<sup>3</sup>. Конденсат содержит парафина - 0,01-1,3% и серы - 0,01-0,06%.

Пластовые воды хлоркальциевого типа имеют минерализацию 43,3 - 63,3 г/л. Режим залежи упруговодонапорный.

Месторождение передано в разработку.

**Нефтегазовое месторождение Нуралы** находится в Жалагашском районе Кзыл-Ординской области, в 150 км к северо-востоку от ж/д станции Жусалы, в 200 км к западу от нефтепровода Омск-Павлодар-Шымкент.

Структура подготовлена сейсморазведкой МОГТ, проводившейся в 1986-1987 гг.

Поисковое бурение начато в 1987 г., который и явился годом открытия месторождения. Первооткрывательница - поисковая скважина I. Разведочные работы проводятся с 1989г.

В тектоническом плане площадь Нуралы представляет собой сложную структуру в пределах Аксайского выступа. По отражающему горизонту III, приуроченному к кровле юрских

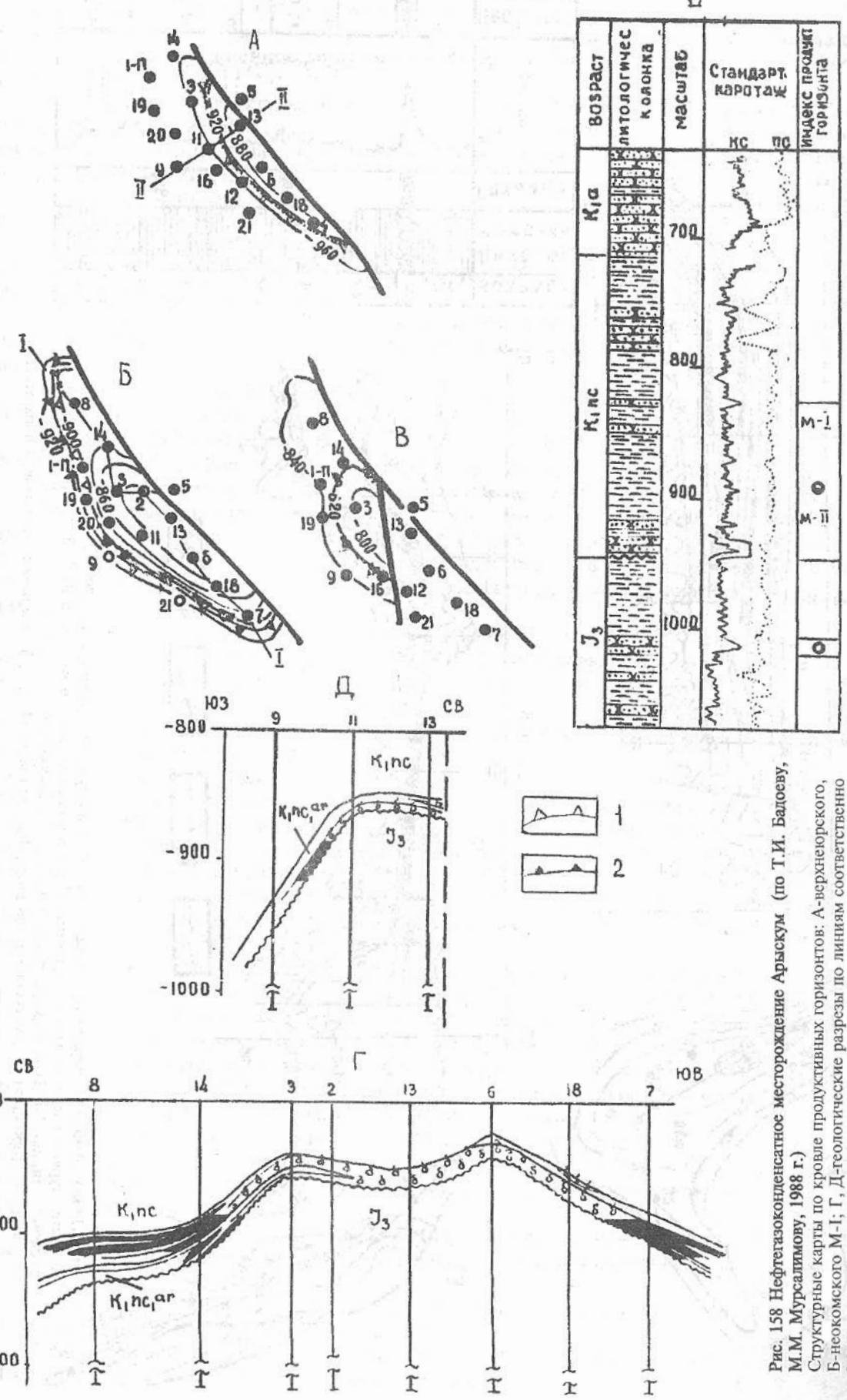


Рис. 158 Нефтегазоконденсатное месторождение Арыскум (по Т.И. Балову, М.М. Мурзалимову, 1988 г.)  
Структурные карты по кровле продуктивных горизонтов: А-верхнекорсского, Б-неокомского М-1; Г, Д-геологические разрезы по линиям соответственно I-I, II-II; Е-разрез продуктивной части отложений.  
Контуры: 1-газоносности, 2-нефтеносности.

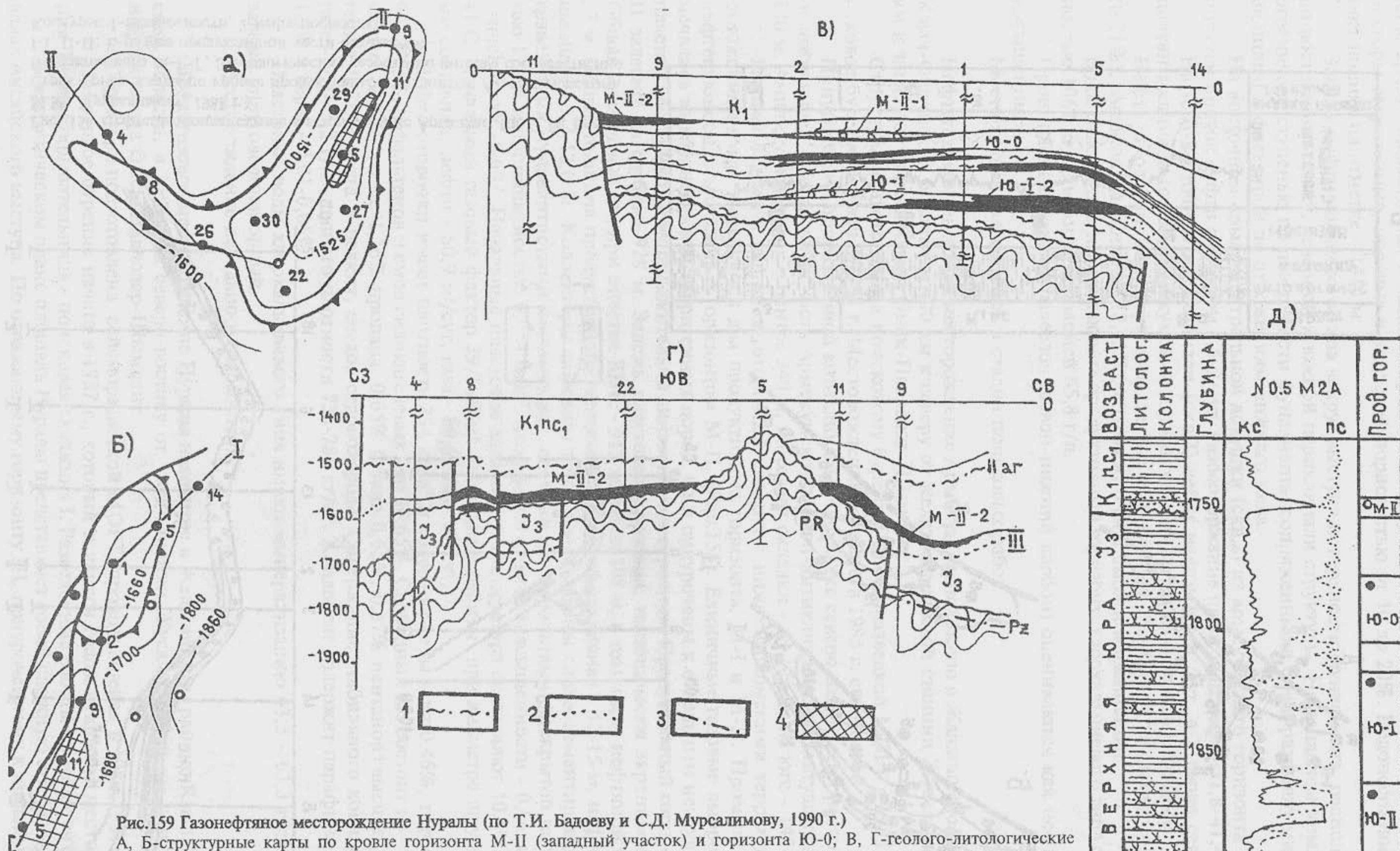


Рис.159 Газонефтяное месторождение Нурали (по Т.И. Бадоеву и С.Д. Мурсалимову, 1990 г.)  
 А, Б-структурные карты по кровле горизонта М-II (западный участок) и горизонта Ю-0; В, Г-геолого-литологические разрезы по линиям I-I; II-II; Д-разрез продуктивной части отложений.  
 Отражающие горизонты: 1-арыскумского горизонта; 2-кровли верхней юры; 3-поверхности палеозоя; 4-зона отсутствия отложений продуктивного горизонта.

отложений, это многосводовое валообразное поднятие, вытянутое в северо-восточном направлении и ограниченное тектоническими нарушениями с запада.

По кровле арыскумского горизонта нижнего неокома происходит общее выполаживание структуры, но осложненность сводами сохраняется. Своды, как правило, тектонически нарушены.

Восточная часть структуры (Восточный Нуралы) по отражающему горизонту IV, приуроченному к подошве байосского яруса средней юры, представлена полусводом, ограниченным с запада границей выклинивания среднеюрских пород, а далее к северу - тектоническим нарушением. (Рис. 159).

Поисковыми и разведочными скважинами вскрыта толща отложений от палеозоя до неоген-четвертичных.

На месторождении установлена нефтегазоносность верхнеюрских и неокомских отложений, в которых выделены продуктивные горизонты Ю-0 и М-II-2 нефтяные, Ю-I и М-II-1 нефтегазовые.

В крайней северо-восточной части площади, именуемой Северный Нуралы, обнаружена небольшая литологически и тектонически экранированная газовая залежь в средней юре в горизонте Ю-IV.

Для всех залежей характерно сложное строение, связанное с невыдержанностью коллектора по площади и наличием в разрезе продуктивных и водоносных песчаных линз.

По типу природного резервуара залежи пластовые, линзовидные, литологически экранированные, стратиграфически и тектонически ограниченные.

Глубина залегания продуктивных горизонтов изменяется от 1620 до 2050 м.

Юрские продуктивные горизонты сложены терригенными породами с открытой пористостью 22-24,5% и проницаемостью от 0,031 до 2,2 мкм<sup>2</sup>. Нефтенасыщенная толщина коллекторов изменяется от 3,4 до 24,2 м, газонасыщенная - 2,6 м. Высота нефтяной части залежей 19-25 м, газовой (для горизонта Ю-I) 2,4 м. Покрышками служат пачки глин толщиной от 20 до 60 м.

Начальные дебиты нефти в юрских залежах изменились от 12,8 м<sup>3</sup>/сут (Ю-I) до 110-149 м<sup>3</sup>/сут (Ю-0, Ю-II) на штуцерах соответственно 3 и 7 мм. Газовый фактор составляет 165-189 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Пластовое давление в пределах 19,4-21,5 МПа, температура 85-90°C.

Нефти легкие, плотностью 807-838 кг/м<sup>3</sup>, малосернистые, высокопарафинистые (12,1-19,8%); содержат небольшое количество (5,35%) смол и асфальтенов. Выход светлых фракций до 300°C колеблется от 43 до 58%.

Продуктивные горизонты арыскумской свиты неокома М-II-1 и М-II-2 сложены гравелитами, песчаниками и глинистыми алевролитами. Коллекторы поровые с открытой пористостью 15-19% и проницаемостью от 0,002 до 0,308 мкм<sup>2</sup>. Нефтенасыщенная толщина коллекторов изменяется от 1,8 до 3,6 м, газонасыщенная (М-II-1) 1,5 м. Высота нефтяной части залежей - 14,4-19 м, газовой части - 16,6 м.

Начальные дебиты нефти в горизонте М-II-1 составляли 79 м<sup>3</sup>/сут, в горизонте М-II-2 - 27,4 м<sup>3</sup>/сут. Дебит свободного газа (М-II-1) 69,76 тыс.м<sup>3</sup>/сут на штуцере 7,82 мм. Пластовое давление в пределах 18 МПа, температура 82°C.

Нефти легкие, плотностью 800-845 кг/м<sup>3</sup> (на участке Западный Нуралы - 826 кг/м<sup>3</sup>), малосернистые и сернистые (0,01-0,9%), парафинистые и высокопарафинистые (4,8-25,6%); содержат от 6 до 17% смол и асфальтенов. Выход фракций до 300°C составляет 42-55%.

Свободный газ юрского горизонта Ю-I имеет плотность по воздуху 1,141 (дебит 77,7 тыс. м<sup>3</sup>/сут), по составу очень тяжелый, содержит лишь 37,5% метана, доля же тяжелых углеводородов достигает 47-51%. В составе газа присутствуют азот (5,5%) и незначительное количество (0,07%) углекислого газа. Сероводород отсутствует.

Свободный газ неокомского горизонта М-II-1 по составу также тяжелый, этансодержащий, но доля тяжелых углеводородов в нем сокращается до 15% и основным в составе газа является метан (82%), присутствует сероводород (1,1%) и незначительное количество азота и углекислого газа.

Попутные газы нефтяных залежей тяжелые, содержат от 49,4 до 63,83% метана, 30,2-45% тяжелых углеводородов, 2-3,5% азота и незначительное количество гелия и углекислого газа.

Пластовые воды представлены хлоркальциевыми рассолами, имеющими плотность 1030-1055 кг/м<sup>3</sup> и общую минерализацию 63,3-87,7 г/л.

Обильной водоносностью отличается горизонт Ю-I, дебит воды в котором достигает 104,4 м<sup>3</sup>/сут. Режим работы залежей водонапорный.

Месторождение находится в разведке.

**Газонефтяное месторождение Аксай** расположено в Жалагашском районе Кзыл-Ординской области, в 150 км северо-восточнее ж/д станции Жусалы, в 130 км к северу от г.Кзыл-Орда. Ближайший нефтепровод Павлодар-Шымкент находится в 230 км к востоку.

Структура подготовлена сейсморазведкой МОГТ в 1986-1987 гг. и введена в поисковое бурение. Разведочные работы проводятся с 1989 г. Месторождение открыто в 1988 г. поисковой скважиной 1.

По отражающему горизонту Р (подошва осадочного чехла) структура представляет поднятие, разбитое тектоническими нарушениями на серию блоков, моноклинально погружающихся на юго-восток. По отражающему горизонту III, приуроченному к кровле верхнеюрских отложений, отображается в виде антиклинальной складки сложной формы, расчлененной разломами в северной и юго-восточной частях. Размеры структуры 11x7 км, амплитуда 100 м. (Рис.160).

По кровле продуктивного горизонта М-II в восточной и юго-западной частях структуры развиты зоны литологического замещения коллектора.

Месторождение содержит три залежи, заключенные в терригенных отложениях арыскумского горизонта низов неокома нижнего мела (пласты М-I, М-II-1, М-II-2). Залежь пласта М-I - нефтегазовая, остальные две - нефтяные. По характеру природного резервуара все залежи пластовые, сводовые с элементами тектонического и литологического экранирования.

Глубина залегания залежей составляет в своде от 1354 до 1397 м при высоте нефтяных залежей от 10 (М-II-2) до 60 м (М-I). Газонефтяные контакты отбиты на отметках - 1375 м и - 1415 м, водонефтяные - на отметках - 1395 м, - 1407 м, - 1435 м. Общая толщина продуктивных пластов 11-18 м, эффективная и нефтенасыщенная 4-8 м, газонасыщенная 3,6 м. Коэффициенты нефтенасыщенности 0,56, газонасыщенности 0,73.

Коллекторы терригенные, поровые, открытая пористость в пределах 13,1-14,9%, проницаемость 0,02-0,86 мкм<sup>2</sup>.

Покрышками служат глины толщиной от 10 до 150 м.

Начальные пластовое давление и температура находятся в пределах 15,6-16,73 МПа и 71°C.

Нефти продуктивных пластов имеют плотность от 855 до 950 кг/м<sup>3</sup>, малосернистые (0,11%), высокопарафинистые (16-20%), смолистые (10,6%), содержат 0,11% асфальтенов.

Выход фракций до 300° С составляет 29%.

Дебит газа газовой шапки 137,6 тыс. м<sup>3</sup>/сут при 8 мм штуцере. Плотность газа по воздуху 0,902. Состав %: метан 81,55, этан 9,73, пропан 3,3, изобутан 0,36, н-бутан 0,61, пентан+высшие 0,5. В составе газа присутствуют сероводород (1,01%), азот (0,01%), углекислый газ (1,28%). Подошвенные воды хлоркальциевого типа имеют плотность 1010-1040 кг/м<sup>3</sup>.

Режим залежей газоводонапорный.

Месторождение находится в разведке.

**Нефтяное месторождение Дошан** расположено в Кзыл-Ординской области, в 90 км к северу от ж/д станции Жусалы. Ближайшее нефтегазоконденсатное месторождение Арыскум находится в 25 км.

Структура изучена сейсморазведкой МОГТ и параметрическим бурением (скв. I-II Арыскум). Месторождение открыто в 1988 г.

В тектоническом отношении площадь расположена на западном борту Арыскумской синклинали и ограничена сбросами в границах между двумя выступами поверхности домеозойского складчатого основания.

Локальных антиклинальных поднятий в пределах площади не обнаружено. Поисковыми работами выявлены 2 стратиграфические ловушки, приуроченные к среднеюрским отложениям (скв.3) и породам нижней юры (скв.5).

В районе скважины 3 в зоне стратиграфического выклинивания дошанской свиты залежи имеют высоту, предположительно, более 100 м.

Стратиграфическая ловушка в районе скв.5 приурочена к осадкам айболинской свиты нижней юры в южной части площади и имеет размеры 1x5 км с амплитудой до 150 м (рис.161,162).

Нефтенасыщенные коллекторы ограничены по площади.

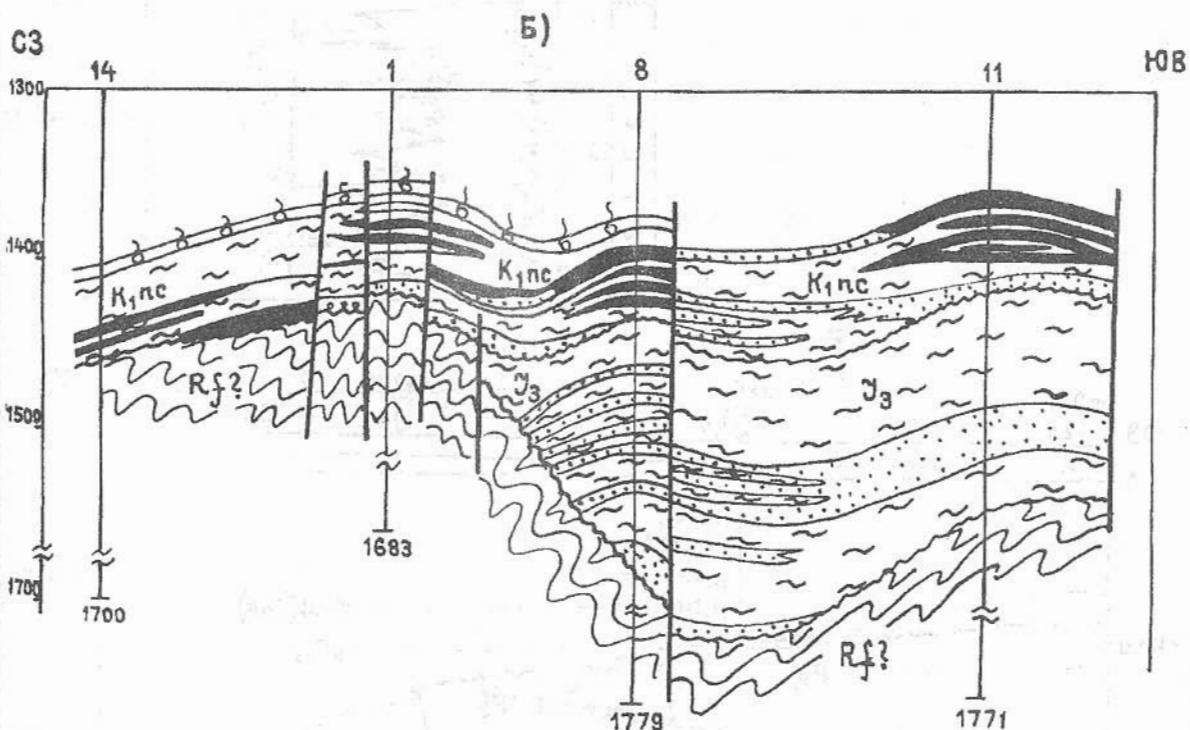
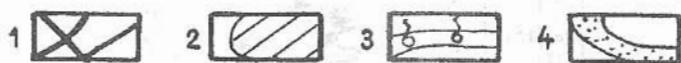
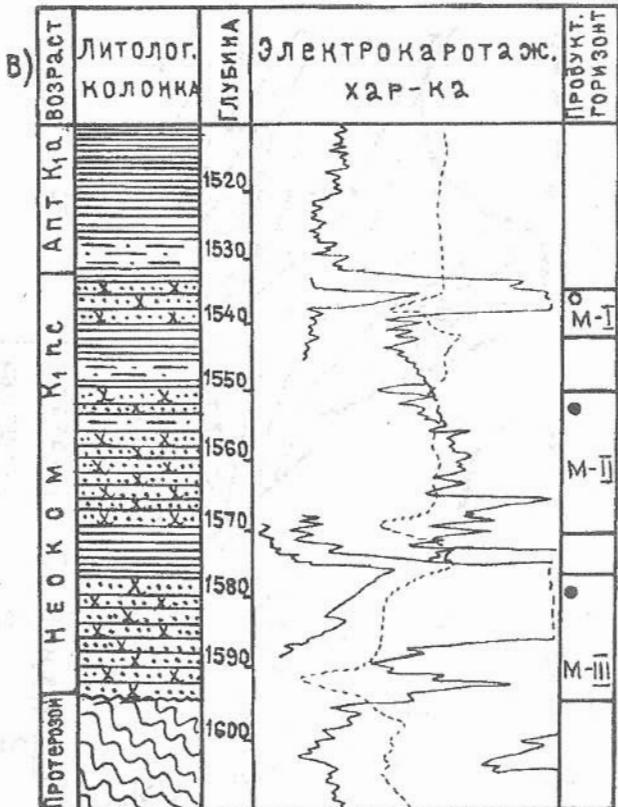
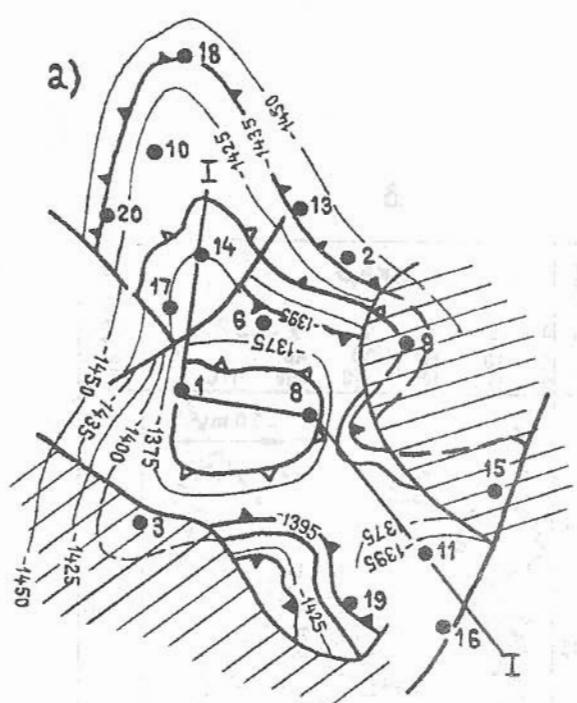
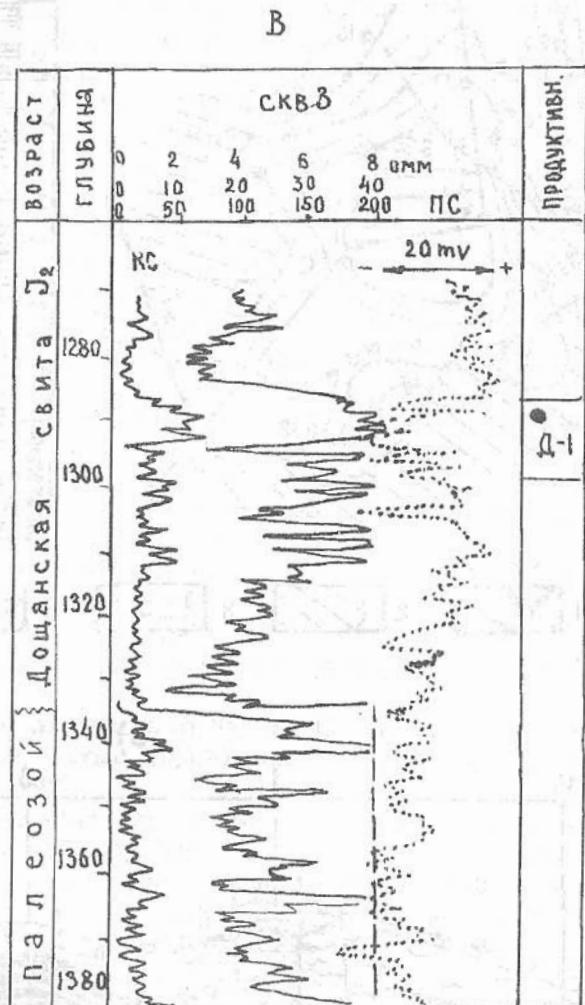
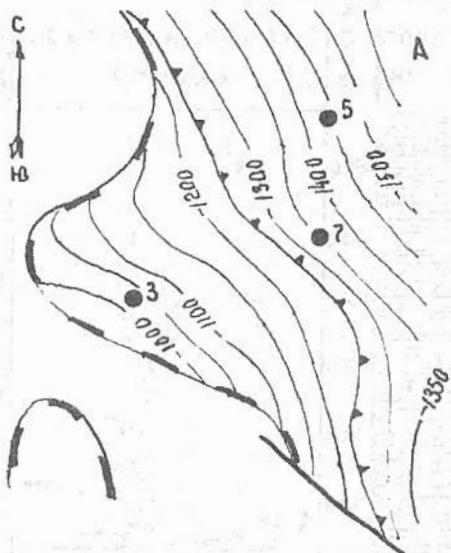


Рис. 160 Газонефтяное месторождение Аксай  
а) схематическая структурная карта по кровле коллектора продуктивного горизонта М-ІІ; б) геолого-литологический разрез по линии І-І; в) разрез продуктивной части отложений.  
1-тектонические нарушения; 2-зона цитологического замещения коллектора; 3-газоносный пласт; 4-водоносный.



**Б**

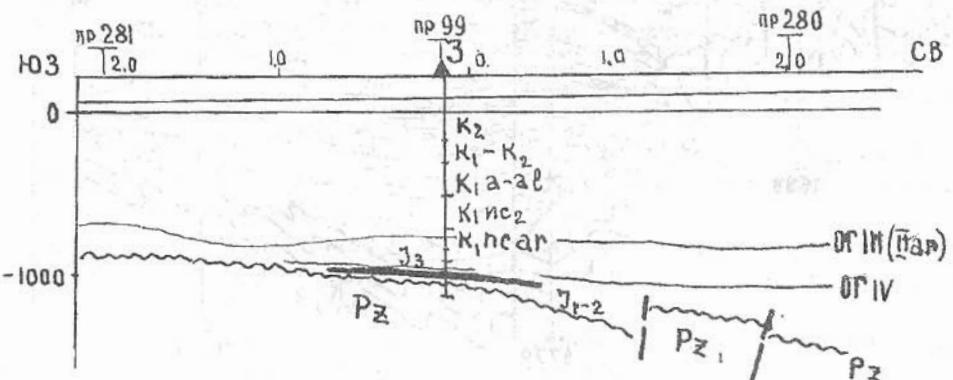
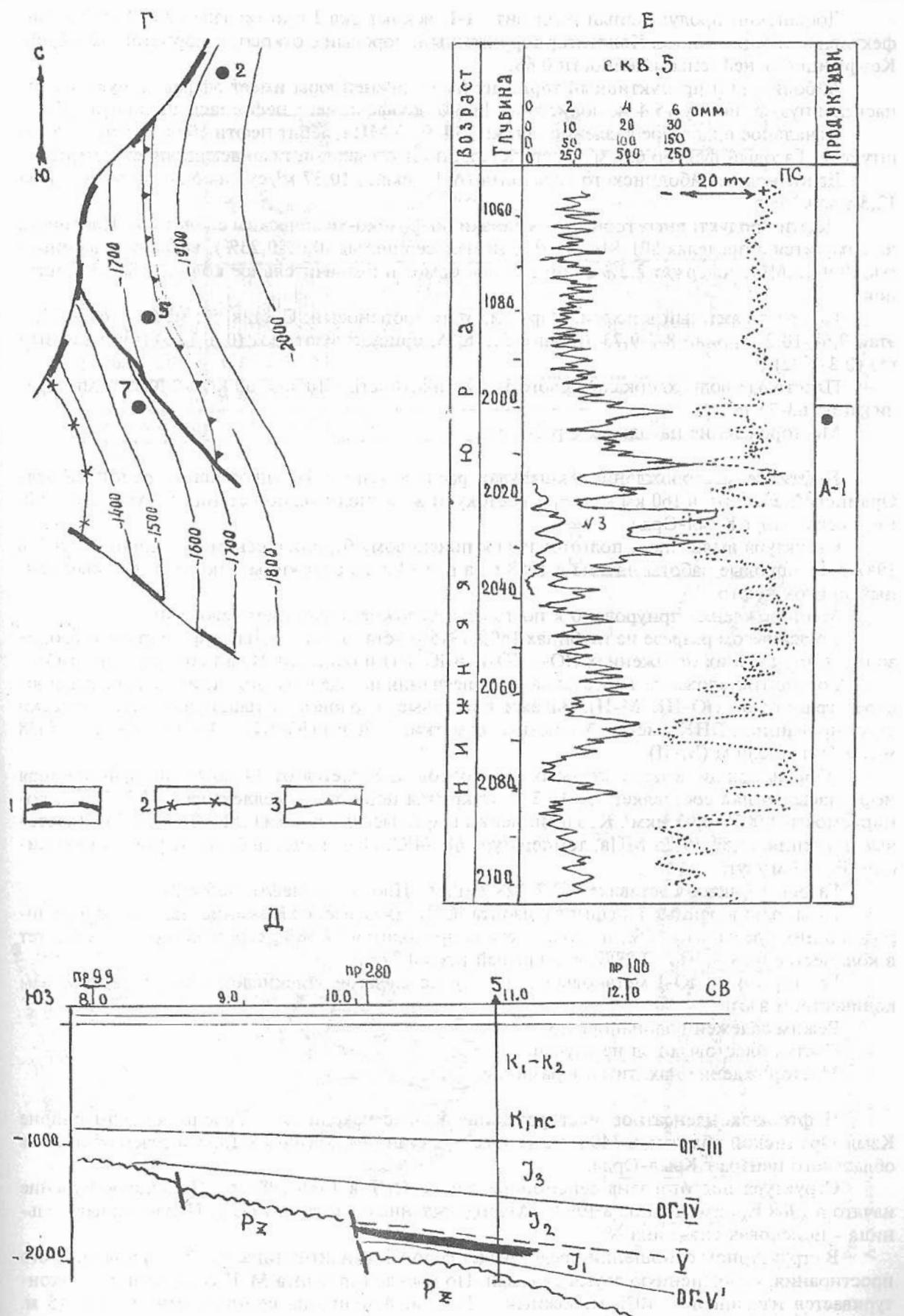


Рис. 161 Нефтяное месторождение Дошан (по материалам ГАО "Южнефтегаз")

А - структурная карта кровли караганской свиты (ОГ-IV); Б - сейсмогеологический разрез по профилю 880289; В - разрез продуктивной части отложений (скв.3); Г - структурная карта кровли айболинской свиты (ОГ-V); Д - сейсмогеологический разрез по профилю 8802253; Е - разрез продуктивной части отложений (скв.5);  
Границы: 1 - выклинивания ОГ-V к уступу фундамента; 2 - прилегания к фундаменту; 3 - контур нефтеносности.



Дощанский продуктивный горизонт (Д-І) вскрыт скв.3 в интервале 1288-1300 м. Эффективная толщина 6,8 м. Коллектор терригенный, поровый с открытой пористостью 34,5%. Коэффициент нефтенасыщенности 0,68.

Айболинский продуктивный горизонт (А-І) нижней юры имеет эффективную нефтенасыщенную толщину 15,4 м, пористость 18,4%, коэффициент нефтенасыщенности 0,76.

Начальное пластовое давление залежи Д-І 9,95 МПа, дебит нефти 10,08 м<sup>3</sup>/сут на 5 мм штуцере. Газовый фактор 633 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> свидетельствует о высокой газонасыщенности нефти.

Дебит нефти айболинского горизонта (А-І - скв.5) 10,37 м<sup>3</sup>/сут на 5 мм штуцере, газа 12,5 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

Нефти продуктивных горизонтов близки по физико-химическим свойствам. Плотность их находится в пределах 801-814 кг/м<sup>3</sup>, они малосернистые (0,05-0,23%), высокопарафинистые (8,9-15,6%), содержат 2,2% силикагеновых смол и незначительное количество асфальтолов.

Газ, растворенный в нефти, жирный, этан-пропановый. Состав, %: метан - 64,2-72,3, этан 9,68-10,2, пропан 8,7-9,73, бутанов 3,1-6,35; присутствуют азот (0,6-4,65) и углекислый газ (0,3-1,02).

Пластовые воды хлоркальциевого типа с плотностью 1050-1060 кг/м<sup>3</sup>, имеют минерализацию 63-75 г/л.

Месторождение находится в разведке.

**Нефтяное месторождение Акшабулак** расположено в Тереньозекском районе Кзыл-Ординской области, в 160 км к северо-востоку от железнодорожной станции Жусалы и в 140 км к северу от г.Кзыл-Орда.

Структура выявлена и подготовлена к поисковому бурению сейсморазведкой МОГТ в 1987 г. Поисковые работы начаты в 1988 г., а в 1989 г. из скважины 2 получен промышленный приток нефти.

Месторождение приурочено к поднятию, осложненному тремя сводами.

Во вскрытом разрезе на глубинах 1605-1915 м установлено четыре продуктивных горизонта: три в юрских отложениях (Ю-І, Ю-ІІ и Ю-ІІІ) и один (М-ІІ) в неокоме. (Рис.163).

Горизонты сложены переслаиванием песчаников, алевролитов, глин и изредка прослоев гравелитов (Ю-ІІІ, М-ІІ). Залежи пластовые, сводовые и пластовые, тектонически экранированные. ВНК имеют абсолютные отметки: - 1760 м (Ю-ІІІ), - 1640 м (Ю-ІІ), - 1638 м (Ю-І) и - 1530 м (М-ІІ).

Общая толщина продуктивных горизонтов изменяется от 14 до 66 м, эффективная нефтенасыщенная составляет 2,2-19,2 м. Открытая пористость коллекторов 11,2-20%, проницаемость 0,0028-0,03 мкм<sup>2</sup>. Коэффициенты нефтенасыщенности 0,51 - 0,61 - 0,75. Пластовые давления 17,59-19,25 МПа, температура 68-74°C. Начальные дебиты нефти по скважинам 58-197 м<sup>3</sup>/сут.

Газовый фактор составляет 63,7-128,7 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Плотность нефти 835 кг/м<sup>3</sup>.

Газы, растворенные в нефти горизонта Ю-ІІІ тяжелые, содержание тяжелых углеводородов в них превышает 10%, на долю метана приходится 87,66%, сероводород присутствует в количестве 0,08%, азот 0,88%, углекислый газ - 0,02%.

Газ горизонта Ю-І метановый (99,13%), со следами углекислоты и незначительным количеством азота.

Режим залежей водонапорный.

Состав пластовых вод не изучен.

Месторождение находится в разведке.

**Нефтегазоконденсатное месторождение Коныс** находится в Тереньозекском районе Кзыл-Ординской области, в 140 км севернее ж/д станции Жусалы, в 150 км северо-западнее областного центра г.Кзыл-Орда.

Структура подготовлена сейсморазведкой МОГТ в 1986-1988 гг. Поисковое бурение начато в 1988 г., разведочное в 1990 г. Месторождение открыто в 1989 г. Первооткрывательница - поисковая скважина № 1.

В структурном отношении представляет собой брахиантклиналь субмеридионального простирания, осложненную двумя сводами. По кровле горизонта М-ІІ северный свод контурируется изогипсой - 1070 м, южный - 1040 м. Амплитуды соответственно 50 и 15 м. Южная часть южного свода и северо-западное погружение крыла северного свода характерны зонами литологического замещения коллекторов. (Рис.164).

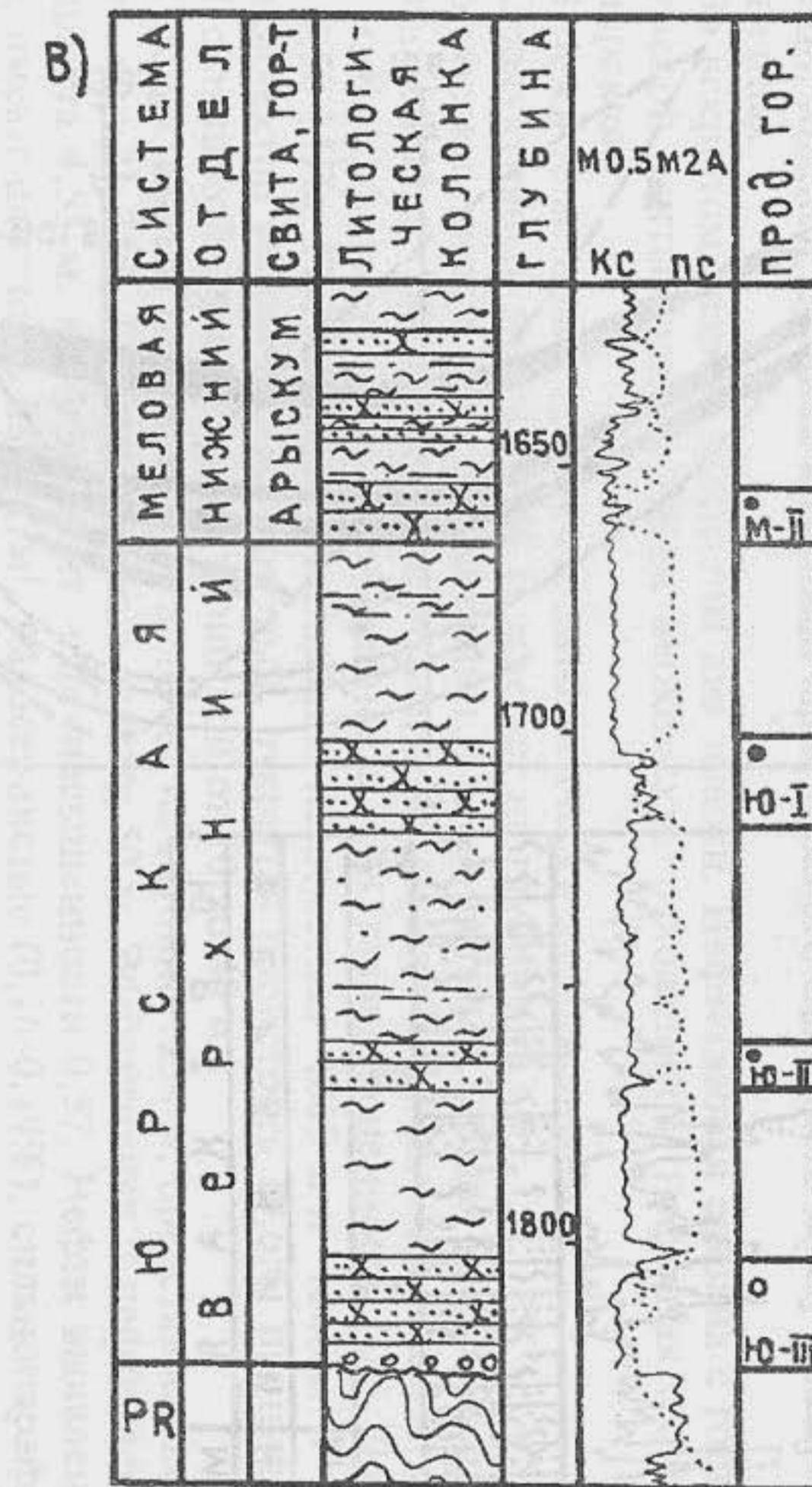
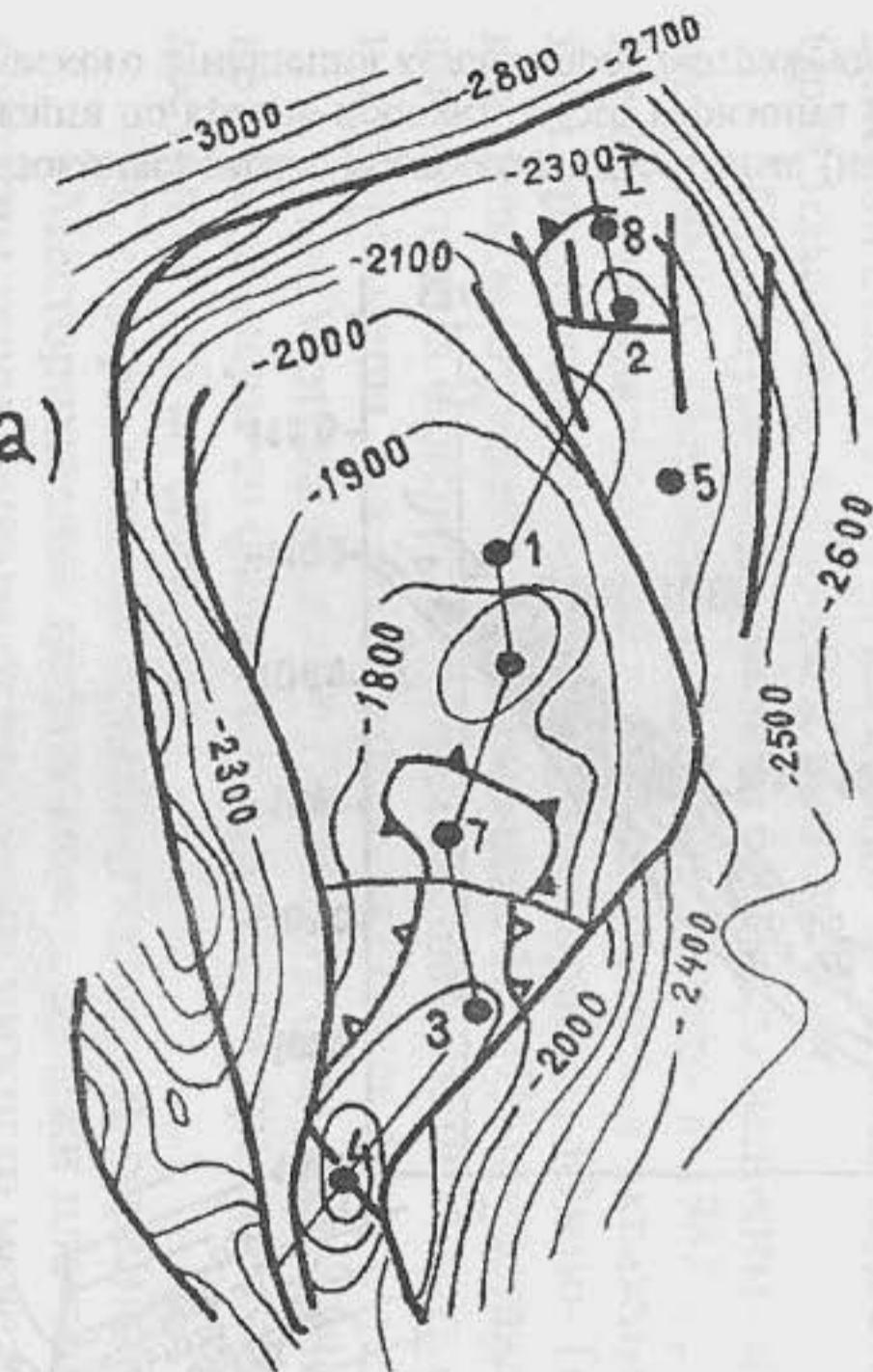
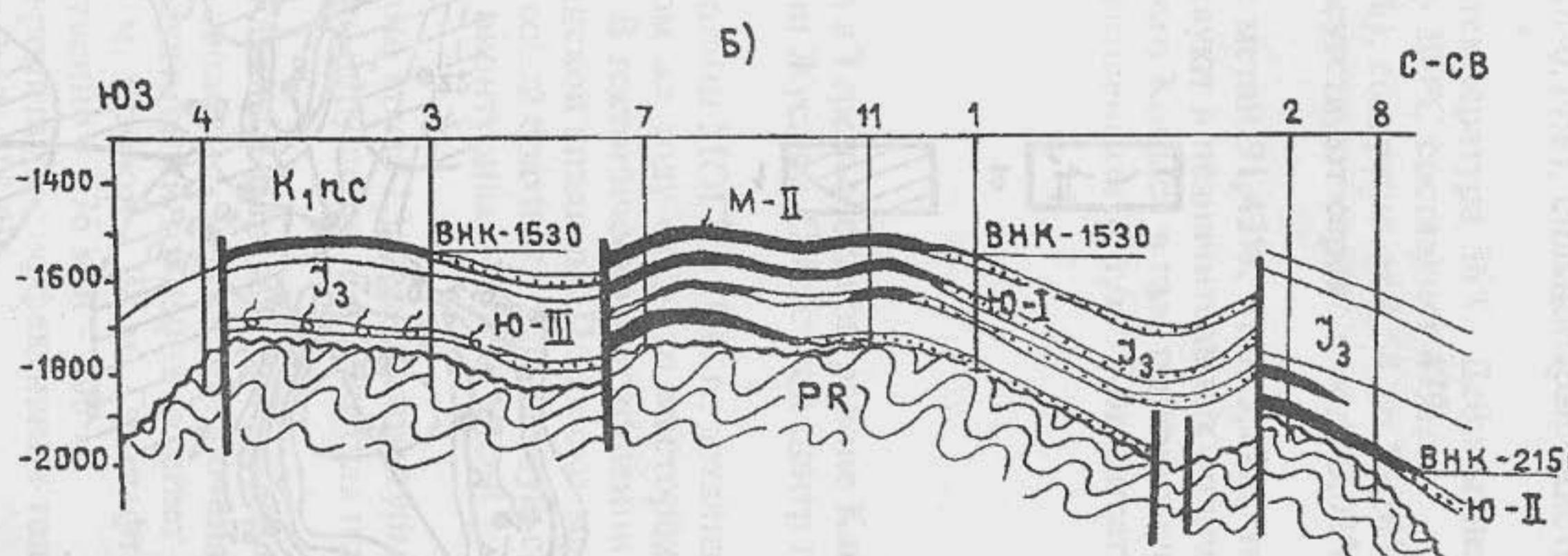


Рис. 163 Нефтегазоконденсатное месторождение Акшабулак  
А-схематическая структурная карта по отражающему горизонту Р; Б-геологический разрез по линии I-I; В-разрез продуктивной части отложений.

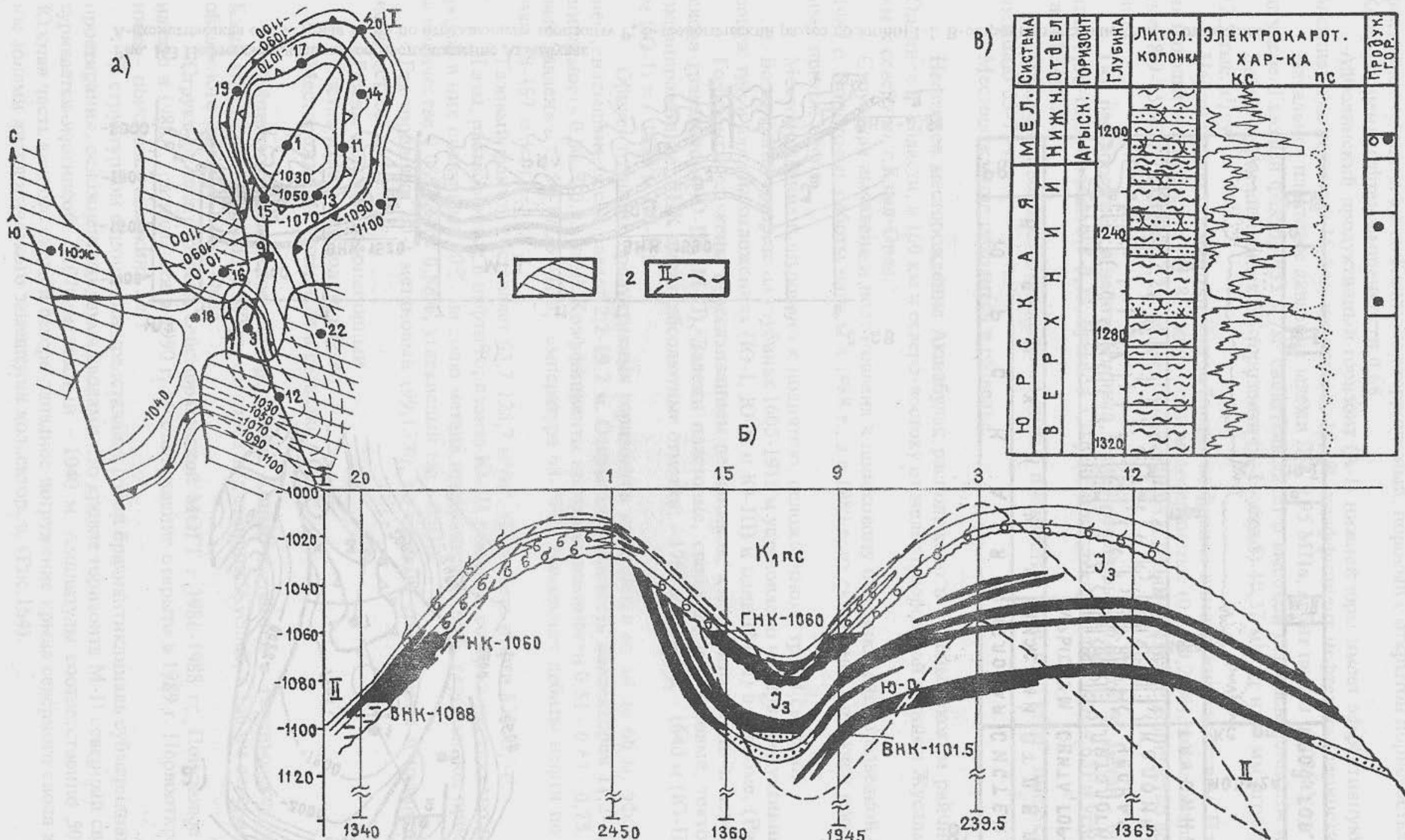


Рис. 164 Нефтегазоконденсатное месторождение Коныс (по К.Ж. Макажанову)

А-Структурная карта по кровле продуктивного горизонта М-II; Б-геолого-литологический разрез по линии I-I; В-разрез продуктивной части отложений.  
1-зона литологического замещения коллектора; 2-отражающий сейсмический горизонт.

Западное крыло южного свода узким и неглубоким прогибом соединяется с полусводом, ограниченным с севера и запада тектоническими нарушениями. Эта часть структуры названа Южным Конысом.

Поисковым и разведочным бурением до глубины 2450 м вскрыта толща терригенных отложений нижней, средней и верхней юры, нижнего и верхнего мела, палеогена, неогена и четвертичных.

Во вскрытом разрезе выявлены две залежи. Нефтегазовая связана с горизонтом М-II арыскумской свиты нижней части неокомских отложений и нефтяная (горизонт Ю-0) - верхнеюрская.

Залежи пластовые, сводовые, литологически экранированные.

Продуктивный горизонт М-II залегает на глубине 963 м.

Литологически представлен песчаниками и алевролитами. Общая высота нефтяной залежи 30 м, газовой 45 м. Эффективная и нефтенасыщенная толщина пласта 32,2 м, газонасыщенная 25 м. Коэффициент нефтенасыщенности 0,68, газонасыщенности 0,65. Давление насыщения 9,58 МПа. ГНК и ВНК установлены на отметках -1060 м и -1088 м.

Коллектор терригенный, поровый, открытая пористость 19,6%, проницаемость 0,015 мкм<sup>2</sup>. Покрышкой служат глины толщиной от 10 до 40 м.

Продуктивный горизонт Ю-0 залегает на глубине 1234 м, представлен песчаниками с пористостью 21-24%. Общая толщина залежи 50 м. Эффективная и нефтенасыщенная толщина пласта 4,55 м, коэффициент нефтенасыщенности 0,57. Нефти выявленных залежей легкие, имеют плотность 830 кг/м<sup>3</sup>, малосернистые (0,16-0,19%), сильнопарафинистые (12-15%), смолистые (9,3-10,72%).

Начальное пластовое давление 11,2-11,35 МПа, температура 56°C. Дебиты нефти от 70,1 до 72,7 м<sup>3</sup>/сут на 7 мм штуцере. Выход фракций до 300°C составляет 47%.

Попутный газ по составу метановый (83,28-95,31%), содержит от 4,58 до 16,16% тяжелых углеводородов. В незначительных количествах присутствуют сероводород (0,02%), азот (0,01-0,2%), углекислый газ.

Газ газовой шапки этансодержащий. Состав газа: метан 91,43%, этан 5,17%, тяжелые УВ 3,32%. Азот, углекислый газ и сероводород присутствуют в незначительных количествах: 0,04%, 0,07% и 0,01% соответственно. В пределах Южного Коныса в газе присутствует конденсат плотностью 700 кг/м<sup>3</sup>. Содержание стабильного конденсата 98 г/м<sup>3</sup>. Конденсат содержит 0,02% серы и 2,6% парафина.

Пластовые воды хлоркальциевого типа.

Режим залежей смешанный.

Месторождение находится в разведке.

Нефтегазовое месторождение Бектас расположено в Теренъозекском районе Кзыл-Ординской области, в 110 км северо-восточнее ж/д станции Жусалы. Областной центр г. Кзыл-Орда находится в 125 км к юго-востоку.

Структура подготовлена сейсморазведочными работами МОГТ в 1983 г., детализирована в 1988 г. Поисковое бурение начато в 1987 г., в том же году открыто месторождение. Первооткрывательница - параметрическая скважина 1. В тектоническом отношении структура приурочена к Арыскумскому прогибу Южно-Торгайской впадины. По юрско-меловому комплексу (отражающие горизонты II<sup>нг</sup>-III) представляет собой брахиантклинальную складку, вытянутую в северо-западном направлении. Структура оконтуривается изогипсой - 1000 м, имеет размеры 7x4 км и амплитуду более 50 м.

По IV отражающему горизонту (подошва байосского яруса J<sub>2</sub>) форма структуры в плане и ее размеры сохраняются, но южное крыло осложнено нарушением. Амплитуда поднятия достигает 175 м. (Рис.165).

С северо-востока брахиантклиналь ограничена Главным Карагауским разломом.

Месторождение нефтегазовое. Залежи пластовые, сводовые. Залежь приурочена к неокомским терригенным отложениям нижнего мела. Продуктивный горизонт залегает на глубине 732 м. Общая высота нефтяной части залежи 36 м, газовой - 38 м. Газонефтяной и водонефтяной контакты приняты на отметках соответственно - 776 м и - 806 м.

Продуктивный разрез сложен песчаниками и алевролитами с эффективной толщиной 32,4 м, нефтенасыщенной толщиной 8,4 м, газонасыщенной - 15,6 м.

Открытая пористость коллектора составляет 23,7%. Коэффициент нефтенасыщенности 0,45, газонасыщенности 0,70.

Покрышкой залежи служит толща глин от 10 до 30 м.

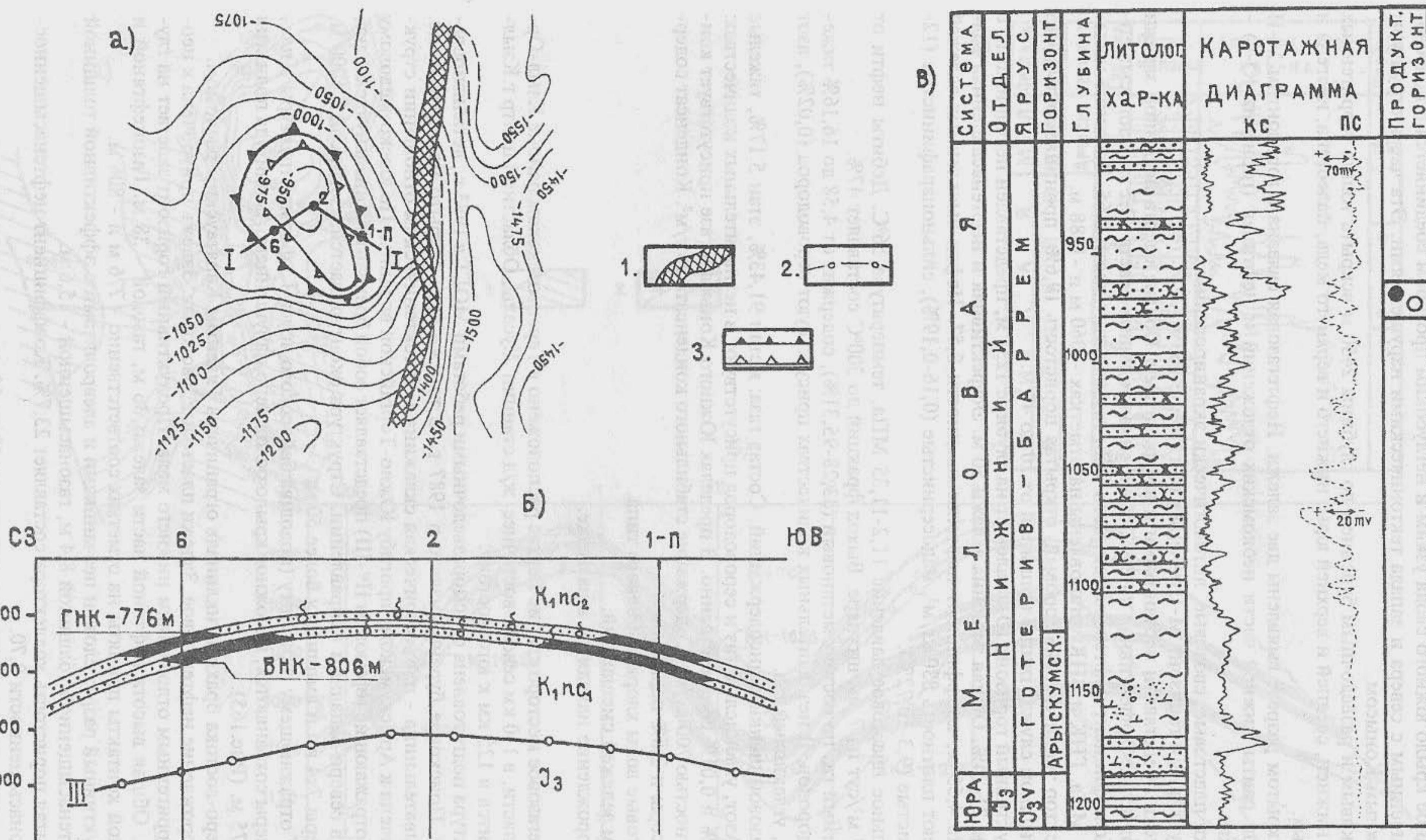


Рис. 165 Нефтегазовое месторождение Бектас

а) Схематическая структурная карта отражающих горизонтов IIa-III; б) Геологический разрез по линии I-I; в) Разрез продуктивной части отложений:  
1-тектоническое нарушение; 2-отражающий горизонт IIa-III; 3-водонефтяной и газонефтяной контакты.

Начальное пластовое давление 9,66 МПа, температура 35°С. Дебит нефти на штуцере 7 мм - 25,1 м<sup>3</sup>/сут.

Нефть плотностью 865 кг/м<sup>3</sup>, малосернистая (0,42%), высокопарафинистая (15,9%), смолистая (10,78%), содержит 0,38% асфальтенов. Выход фракций до 300°С составляет 25%.

Газ газовой шапки по составу метановый, содержит незначительное количество (0,03%) азота.

Пластовые воды хлоркальциевые, плотностью 1030 кг/м<sup>3</sup> и общей минерализацией 28,3 г/л.

Режим залежи водонапорный с энергией газовой шапки.

Месторождение находится в разведке.

**Нефтяное месторождение Ащисай** расположено в Теренъозекском районе Кзыл-Ординской области, в 135 км к северо-востоку от ж/д станции Жусалы.

Структура выявлена и подготовлена сейсморазведочными работами МОГТ 1986-1988 гг. Поисковое бурение начато в 1989 г. Месторождение открыто в 1990 г. Первый промышленный приток нефти получен в скважине 3.

В тектоническом плане связано с моноклинальным склоном палеозойского выступа, в пределах которого выклиниваются и литологически замещаются верхнеюрские отложения. По отражающему горизонту II, приуроченному к неокомской толще нижнего мела, структура представляет собой брахиантиклинальную складку размерами 3,5x7 км с амплитудой 60 м. Продуктивные нефтяные горизонты установлены в верхнеюрских отложениях (горизонт Ю-0) и в неокомской толще нижнего мела (горизонт М-I) на глубинах 1747 и 1140 м соответственно.

Литологически горизонты представлены песчаниками и алевролитами.

Залежь горизонта Ю-0 по типу природного резервуара пластовая, литологически экранированная, горизонта М-I - пластовая сводовая. ВНК приняты на отметках - 1835 и - 1175 м, соответственно.

Эффективная нефтенасыщенная толщина юрского горизонта составляет 2,4 м, неокомского - 3 м. Коэффициенты нефтенасыщенности соответственно 0,61 и 0,56, высота залежей 25 (Ю-0) и 8 м (М-I).

Коллекторы поровые, терригенные. Открытая пористость горизонта Ю-0 составляет 30%, М-I - 20%.

Дебит нефти из юрской залежи составил 31,25 м<sup>3</sup>/сут на 7 мм штуцере. Дебит нефти из неокомской залежи равен 12,5 м<sup>3</sup>/сут на 5 мм штуцере. Пластовые давление и температура в горизонтах в пределах 18,4-12,6 МПа и 83-55°С. Выход светлых фракций до 300°С составляет 55%.

Нефти легкие, плотностью 811 (Ю-0) и 833 кг/м<sup>3</sup> (М-I), малосернистые (0,21-0,24%), высокопарафинистые (16,09-26,6%), смолистые и высокосмолистые (9,3-17,54%), с незначительным содержанием (0,15-0,8) асфальтенов.

Газ, растворенный в юрской нефти, тяжелый, этан-пропановый (17,29 и 14,81% соответственно), доля тяжелых углеводородов превышает 36%, доля метана составляет 62,55%. В газе в количестве 0,09% присутствуют сероводород и незначительное количество азота и углекислоты.

В составе попутного газа неокомской нефти, преобладает метан (86,8%), доля тяжелых углеводородов снижается до 12,84 %. В незначительных количествах присутствуют сероводород, азот и углекислый газ.

Состав пластовых вод не изучен.

Месторождение находится в разведке.

**Газоконденсатное месторождение Арысское** находится в Сырдарынском районе Кзыл-Ординской области, в 120 км северо-восточнее железнодорожной станции Жусалы. Ближайшее нефтегазовое месторождение Акшабулак расположено в 30 км к северо-западу. Структура выявлена, детализирована и подготовлена к поисковому бурению сейсморазведкой МОГТ, проведенной в 1988-1991 гг. Поисковые работы начаты в 1991 г. Первый промышленный приток газа получен в 1992 г. в скважине 1.

Приурочено к брахиантиклинальной складке размерами 3x3,5 км с амплитудой 20 м.

Во вскрытом разрезе на глубине 1131 м установлена газоконденсатная залежь, приуроченная к горизонту М-I нижней части неокомских отложений нижнего мела. (Рис.166).

Литологически продуктивный горизонт представлен переслаиванием песчаников, але-

вролитов, гравелитов и глин.

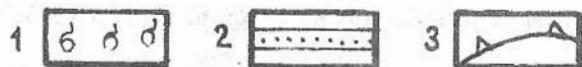
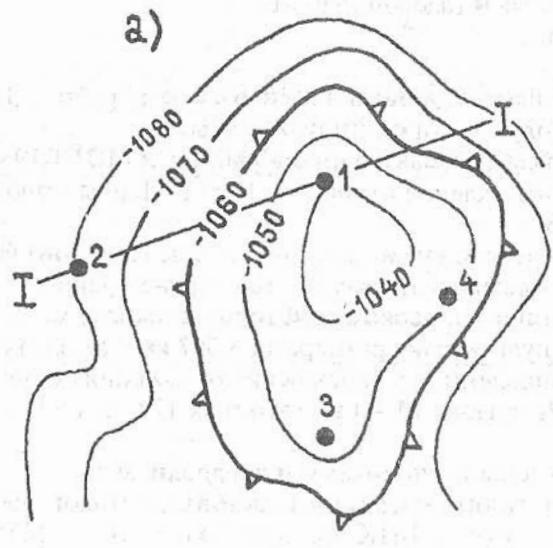
Залежь пластовая, сводовая, высотой 20 м. ГВК принят на отметке - 1059,5 м. Покрышкой залежи служат глины толщиной от 10 до 40 м. Эффективная газонасыщенная толщина составляет 9,6 м, коэффициент газонасыщенности 0,66.

Коллектор поровый, терригенный с открытой пористостью 23,8%. Дебит свободного газа составил 134,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут на штуцере 10,5 мм. Пластовые давление и температура 11,32 МПа и 49°C.

Плотность газа по воздуху 0,864. В составе газа преобладает метан, на долю которого приходится 85,13%. Доля тяжелых углеводородов составляет 9,9%. В газе присутствуют азот (2,32%) и незначительное количество углекислоты.

Дебит конденсата 1,94 м<sup>3</sup>/сут, плотность 706 кг/м<sup>3</sup>. Содержание стабильного конденсата составляет 26,2 г/м<sup>3</sup>.

Пластовые воды месторождения не изучены. Режим залежи газоводонапорный. Месторождение находится в разведке.



Б)

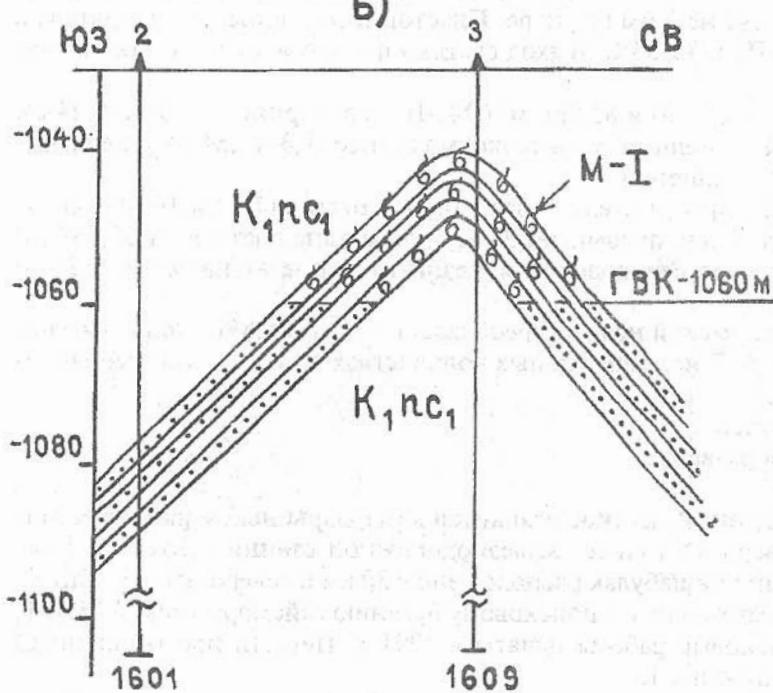


Рис. 166 Газоконденсатное месторождение Арыскское

а) схематическая структурная карта по кровле коллектора горизонта M-I; б) схематический геологический разрез по линии I-I.

1-газоносная часть залежи; 2-водоносные пласти; 3-газоводянной контакт.

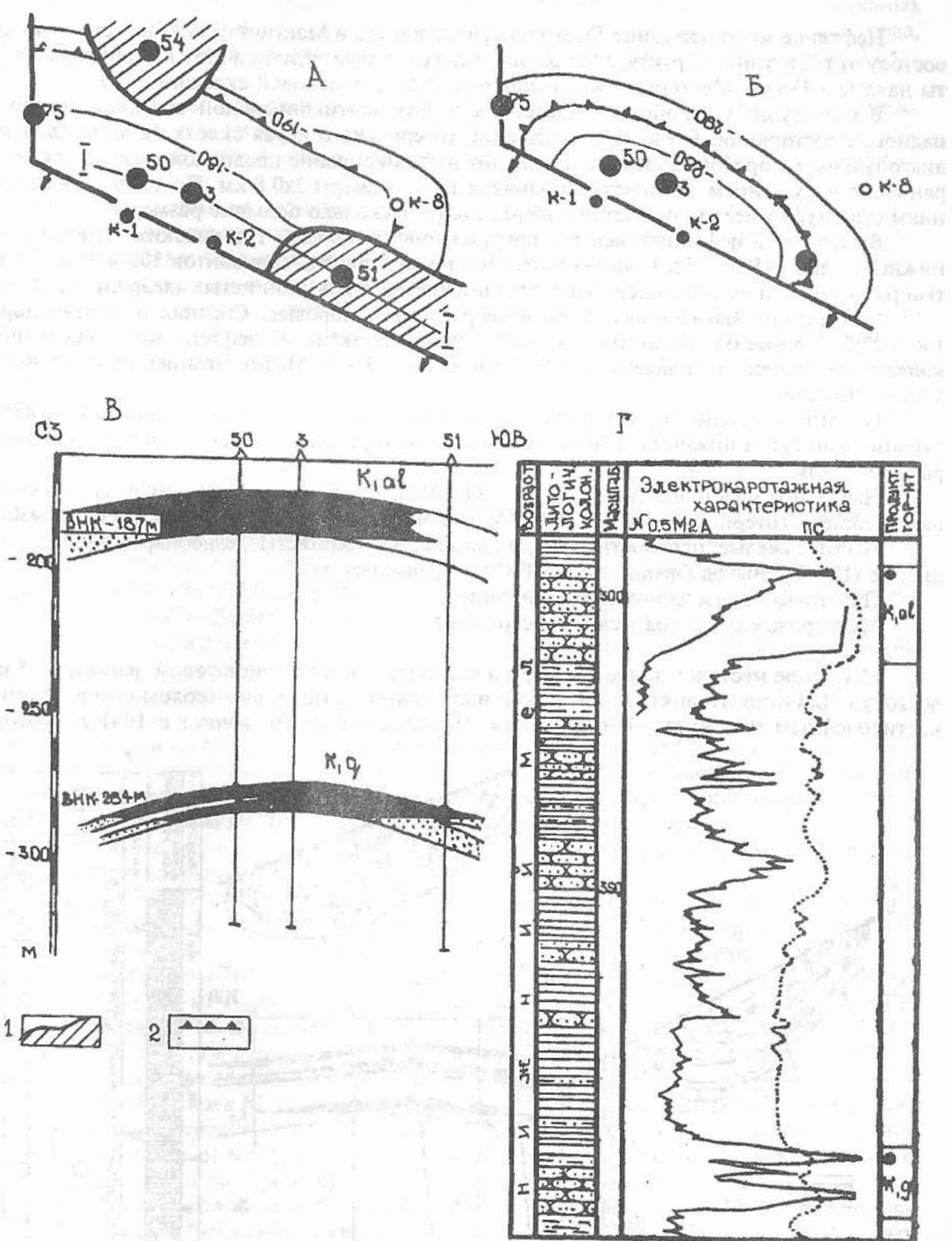


Рис.167 Нефтяное месторождение Тюбеджик (по материалам КМНГРЭ ПГО "Гурьевнефтегазгеология")  
Структурные карты по кровле коллекторов: А-нижнеальбского продуктивного горизонта; Б-готеривского продуктивного горизонта; В- геологический разрез по линии I-I; Г-разрез продуктивной части отложений.  
1-зоны глинизации коллекторов; 2- контур нефтеносности.

# СЕВЕРО-КАВКАЗСКО-МАНГЫШЛАКСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

## МАНГЫШЛАКСКО-БУЗАЧИНСКАЯ ОБЛАСТЬ

Нефтяное месторождение Тюбеджик расположено в Мангистауской области, в 40 км к востоку от г. Баутино. Структура детализирована сейсморазведкой в 1956 г. Поисковые работы начаты в 1958 г. Месторождение открыто в 1981 г. поисковой скважиной 50.

В структурном отношении представлено брахиантиклинальной складкой северо-западного простирания. По кровле отложений готеривского яруса складка с юга осложнена диагональным сбросом. Западное периклинальное окончание предположительно также ограничено нарушением. Амплитуда поднятия 17 м, размеры 3x0,8 км. По альбским отложениям структура имеет менее четкие очертания и несколько большие размеры.

Выявлены 2 нефтяных залежи, приуроченных к кровле готеривских отложений и нижнему альбу. (Рис.167). Глубина залегания продуктивных горизонтов 300-420 м. Вскрытый разрез представлен толщиной переслаивания песчаников, глинистых алевролитов и глин.

Коллекторы выявленных залежей терригенные, поровые. Средняя открытая пористость 27%. Данные о проницаемости отсутствуют. Эффективная нефтенасыщенная толщина коллектора готеривской залежи - 2,1 м, альбской - 5,7 м. Нефтенасыщенность 65 и 77%, соответственно.

По типу природного резервуара залежь в готериве пластовая, сводовая, тектонически экранированная; в нижнем альбе - пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Начальное пластовое давление 3,4 - 3,6 МПа, температура 20<sup>0</sup> С. Дебиты по скважинам низкие: в готеривской залежи 2,4 м<sup>3</sup>/сут, в альбской - 7,2 м<sup>3</sup>/сут, на штуцере 26 мм.

Нефти тяжелые, плотность 911 кг/м<sup>3</sup>, вязкие, малосернистые, слабопарафинистые, смолистые (13,7%). Выход фракций до 300<sup>0</sup> С не превышает 14%.

Пластовые воды хлоркальциевого типа.

Месторождение находится в консервации.

Нефтяное месторождение Жангурши расположено в Мангистауском районе в 55 км к востоку г. Баутино. Поднятие выявлено и подготовлено структурно-геологической съемкой, картировочным и структурным бурением. Поисковое бурение начато в 1981 г., который

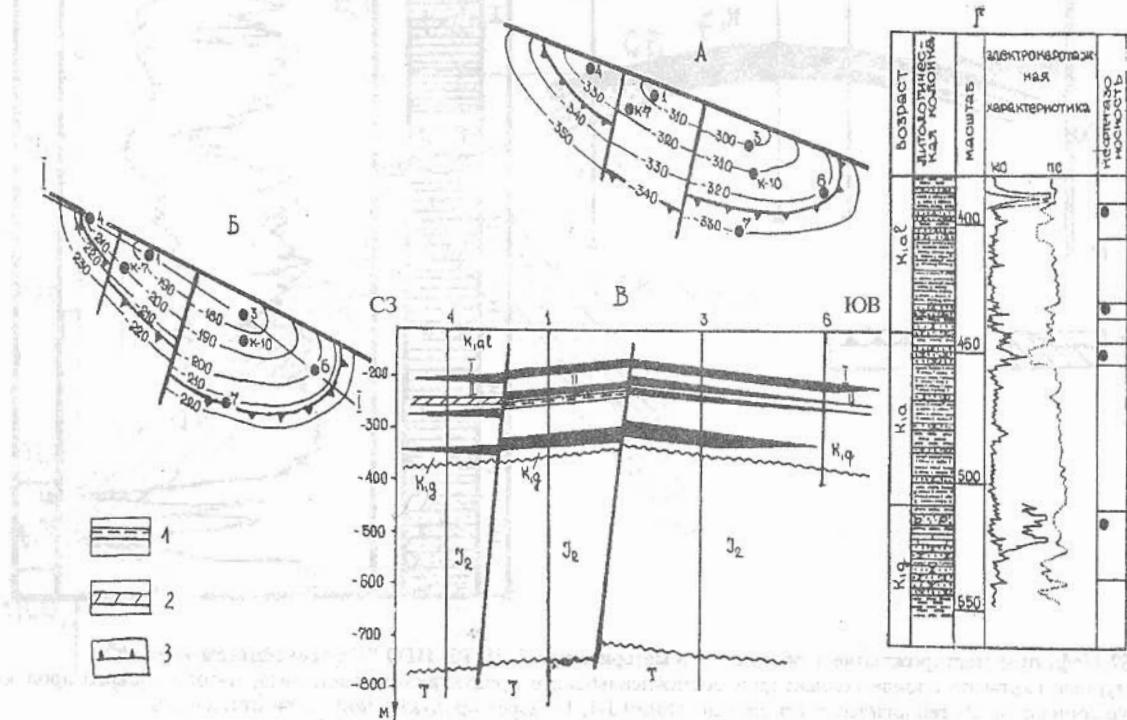


Рис.168 Нефтяное месторождение Жангурши (по материалам КМНГРЭ ПГО "Гурьевнефтегазгеология")  
Структурные карты по кровле коллекторов продуктивных горизонтов: А-готеривского; Б-альбского 1; В-геологический разрез по линии I-I; Г-разрез продуктивной части отложений.  
1-водоносный горизонт; 2-глинизация II альбского продуктивного горизонта; 3-контур нефтеносности.

явился годом открытия месторождения. Первооткрывательница - скважина I.

В структурном отношении связано с брахиантклиналью. По региональному разлому, проходящему вблизи осевой зоны структуры и имеющему амплитуду 150 м, складка делится на 2 блока -северный опущенный и южный приподнятый. По кровле продуктивных горизонтов альбского и готеривского ярусов южный блок представлен в виде полусвода, примыкающего к разлому и в свою очередь разделен поперечными нарушениями на 3 блока.

Бурением вскрыты отложения нижнего триаса, средней юры и нижнего мела. Установлена промышленная продуктивность двух горизонтов в отложениях альбского яруса, одного в апте и одного в готериве. Глубина залегания продуктивных горизонтов от 150 до 350 м (рис.168).

Выявленные залежи по характеру насыщения нефтяные, по типу ловушек - пластовые, сводовые, тектонически экранированные. Продуктивные горизонты альбского и аптского ярусов представлены переслаиванием пластов песчаников. Карбонатные прослои незначительной мощности отмечаются в отложениях готерива.

Средняя пористость достигает 27%, проницаемость - 0,011 мкм<sup>2</sup>. Общая толщина коллекторов изменяется от 6,8 до 16 м, эффективная нефтенасыщенная от 3,2 до 6,7 м.

Нефти продуктивных горизонтов тяжелые с плотностью 911 кг/м<sup>3</sup>, вязкие. Дебиты изменяются от слабых притоков до 4,8 м<sup>3</sup>/сут. Газовый фактор 3,8 м<sup>3</sup>/т.

Месторождение находится в консервации.

## ЮЖНО-МАНГЫШЛАКСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Нефтяное месторождение Дунга находится в Мангистауской области в 50 км северо-западнее г. Актау. В 50 км от месторождения проходит магистральный нефтепровод Узень-Атырау-Самара. Структура выявлена региональными сейсмическими работами 1953 г и детализирована в 1965 г. Поисковое бурение начато в 1966 г. Месторождение открыто в 1969 г поисковой скважиной 6. Разведочные работы завершены в 1974 году.

Тектонически приурочено к антиклинальной складке, разделенной на блоки сбросами субмеридиональной ориентировки.

Установлена продуктивность келловейского яруса верхней юры (залежи Ю-І-А, Ю-І-Б) и отложений апта (пласти А и Б) (рис.169). Литологически все продуктивные горизонты представлены песчаниками. Глубина залегания юрских залежей 2250 м, меловых -1640 м.

Залежь Ю-І-Б нефтяная, по типу ловушки пластовая, тектонически и литологически экранированная; залежь Ю-І-А - газовая, пластовая, тектонически экранированная. Залежи аптского яруса нефтяные, пластовые, тектонически экранированные.

Коллекторы поровые со средней пористостью песчаников келловейского яруса 16%, аптского 21% и проницаемостью 0,01 мкм<sup>2</sup>.

Эффективная толщина залежи Ю-І-Б в блоках изменяется от 2,5 до 3,6 м, нефтенасыщенная от 1,1 до 1,2 м, газонасыщенная 1,3 м, для залежи Ю-І-А Восточного блока эффективная толщина - 8,6 м, газонасыщенная - 2,9 м. Общая толщина продуктивных пластов аптских залежей колеблется от 8,2 до 11,1 м, эффективная от 4,2 до 6,5 м, нефтенасыщенная от 2,66 до 6,6 м. Нефтенасыщенность юрских залежей 56%, нижнемеловых 49%. Нефть залежей Ю-І-А - Ю-І-Б плотностью 811 - 846 кг/м<sup>3</sup>, малосернистая (0,08 - 0,11%), парафинистая (11,7 - 14,5%), содержит асфальтенов 3,85%, силикагелевых смол 5,5 - 10,07%. Начальное пластовое давление 23,8 МПа, температура 80-82°C.

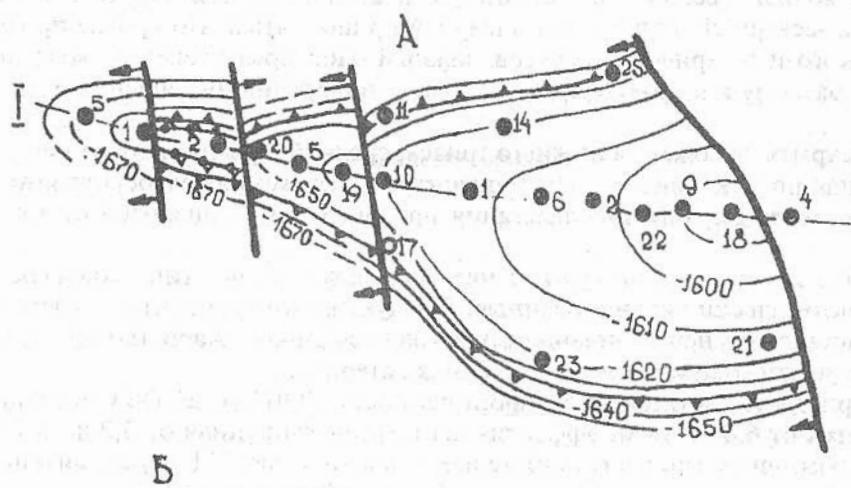
Свободный газ залежи Ю-І-А по составу тяжелый, этансодержащий (8,66%), доля тяжелых углеводородов достигает 11,9%, метановая составляющая - 78,8%. В незначительных количествах присутствуют водород и углекислый газ. Дебит газа в залежи Ю-І-А Восточного блока - 147,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут на 11 мм штуцере и 72 тыс. м<sup>3</sup>/сут в залежи Ю-І-Б.

Нефти аптских залежей легкие (821 - 830 кг/м<sup>3</sup>), малосернистые (0,11%), парафинистые (9 -13,9%), с незначительным содержанием асфальтенов (0,48 - 0,7%) и силикагелевых смол (3,39 - 7,3%). Начальное пластовое давление по блокам 16,5-18,6 МПа, температура 70-85° С. Дебиты нефти изменяются от 2 до 15 м<sup>3</sup>/сут.

Растворенный газ тяжелый, этансодержащий (8,87 - 16,04%), доля тяжелых углеводородов превышает 30%, метана 57%. Отмечается содержание азота (до 9,3%).

Пластовые воды хлоркальцивого типа с плотностью 1019-1105 кг/м<sup>3</sup>, общей минерализацией 5 г/л. В водах залежи Ю-І-Б отмечено повышенное содержание брома (437,9 мг/л).

Режим работы залежей водонапорный.



Б

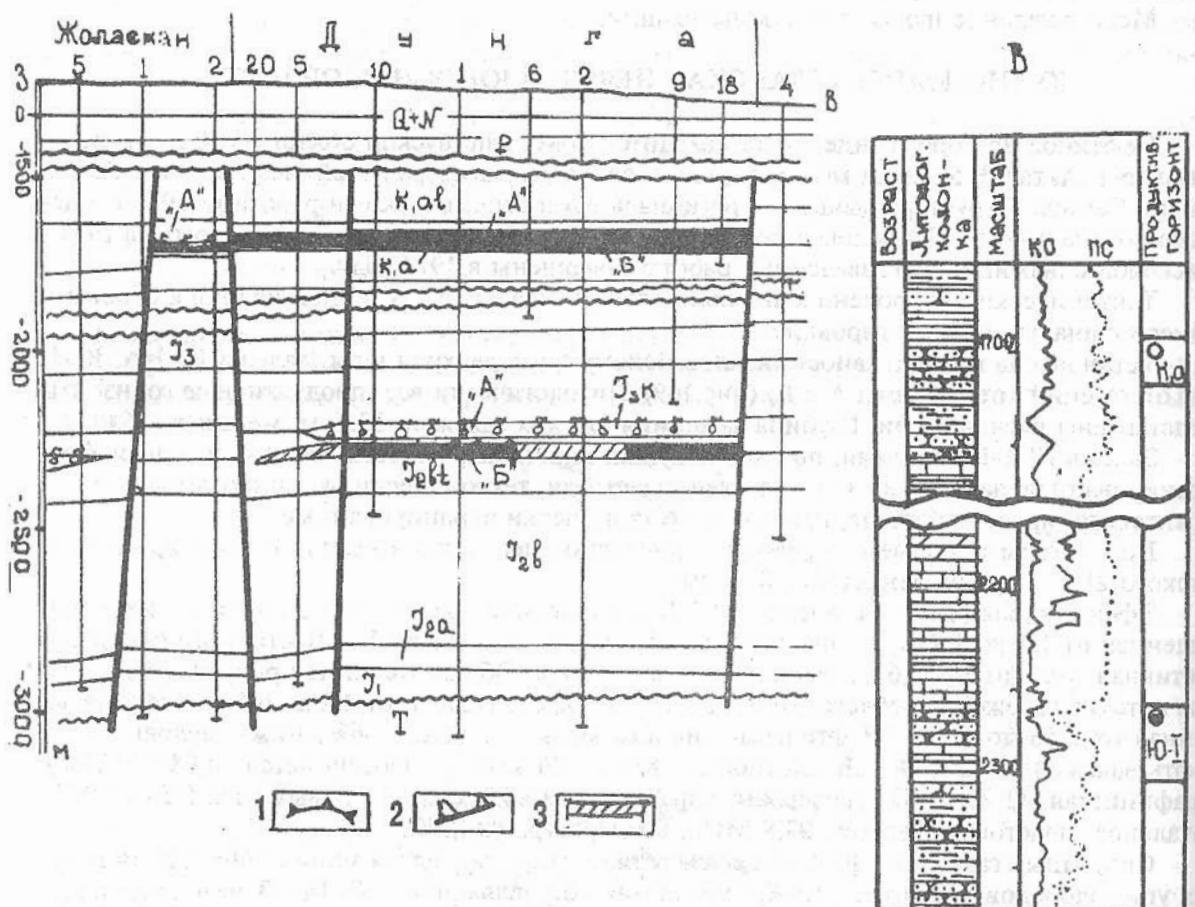


Рис.169 Нефтяное месторождение Дунга (по материалам КМНГРЭ ПГО "Гурьевнефтегазгеология")

А-структурная карта по кровле коллекторов пласта А аптского продуктивного горизонта; Б-геологический разрез по линии I-I; В-разрез продуктивной части отложений.

Контуры: 1- нефтеносности; 2- газоносности; 3- глинизация пласта Б горизонта Ю-1 .

**Газовое месторождение Еспелисай** располагается в Мангистауской области, в 50 км к северу от г. Актау. Структура выявлена сейсморазведочными работами вместе с антиклинальной складкой Дунга и по существу является ее продолжением. Нарушениями небольшой амплитуды структура разделена на 2 блока: западный и восточный. По кровле продуктивного горизонта Ю-И-А размеры западного блока по изогипсе - 2180 м составляют 10x7 км, восточного по изогипсе - 2140 м - 3x7 км.

Выявлена небольшая по запасам газовая залежь в отложениях келловейского яруса верхней юры (Ю-И-А). Залежь пластовая, тектонически экранированная (рис.170). Глубина залегания продуктивного горизонта в западном блоке 2182 м, в восточном - 2140 м. Коллектор поровый, пористость 16%. Эффективная толщина пласта в блоках 12,6 - 13,3 м, газонасыщенная -2,2 - 2,9 м. Коэффициент газонасыщенности 0,44.

Свободный газ содержит тяжелых углеводородов около 12%, метана 83,9%, углекислого газа 1,7%, азота 0,012%.

Начальное пластовое давление в залежи 23 МПа, температура 97°C. Дебит газа 112 тыс. м<sup>3</sup>/сут на 9 мм штуцере.

Пластовые воды по типу и составу аналогичны водам юрских отложений месторождения Дунга.

Режим залежей газоводонапорный.

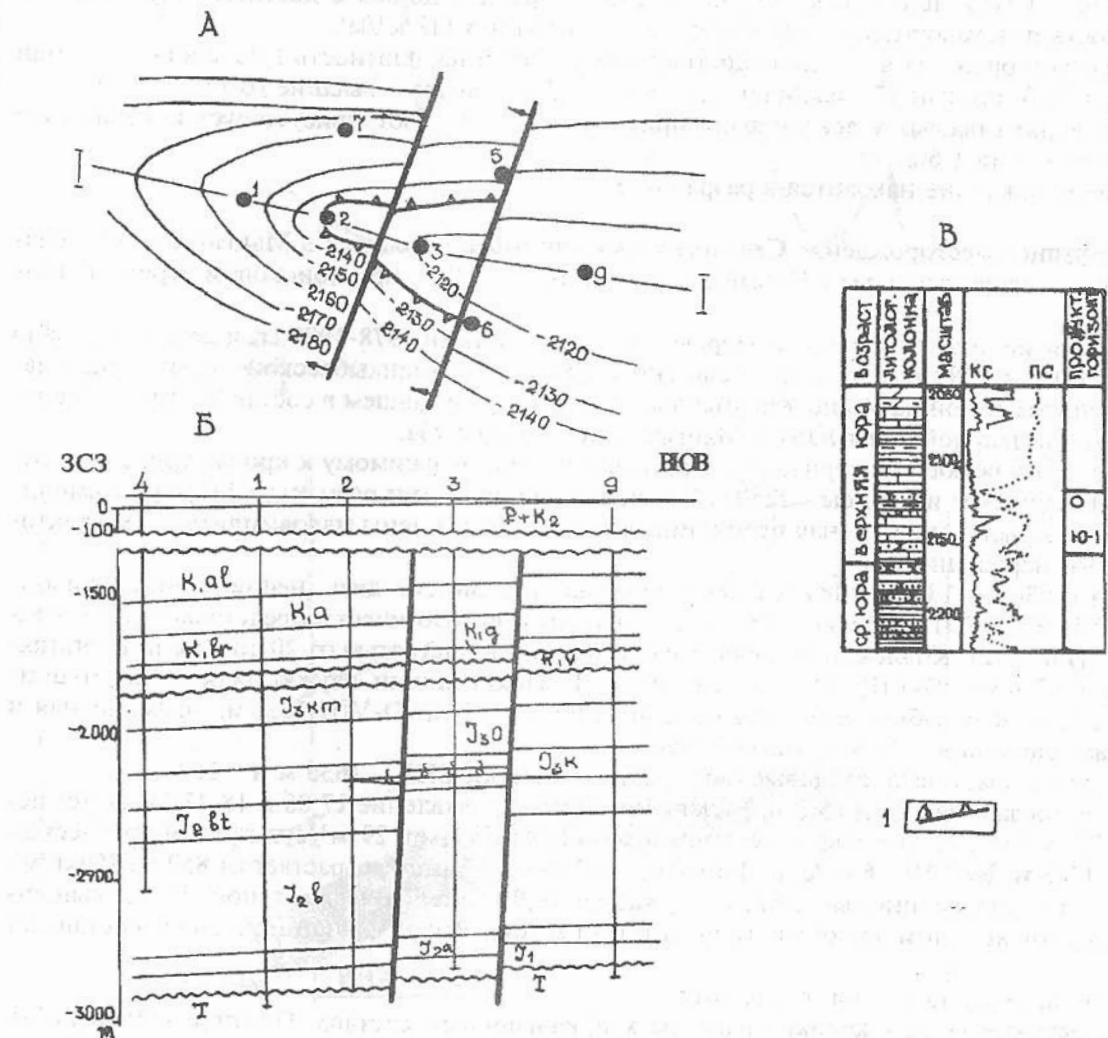


Рис.170 Нефтеносное месторождение Еспелисай

А - структурная карта по кровле коллекторов залежи А продуктивного горизонта Ю-И (по В.А.Саввину и др., 1973г.);  
Б - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.

1 - контур газоносности.

Месторождение подготовлено для промышленного освоения.

**Нефтяное месторождение Атамбай-Сартобе** находится в Ералиевском районе Мангистауской области, в непосредственной близости от ж/д. станции Мангышлак.

Поднятие выявлено сейсморазведочными работами и детализировано в 1986-1988 гг. Поисковые работы начаты в 1989 г., который и явился годом открытия месторождения и годом начала разведочного этапа. Первый скважина 1.

В тектоническом отношении район работ относится к Карагинской седловине.

По  $V_2$  отражающему горизонту, приуроченному к отложениям среднего триаса, структура включает два полусвода, примыкающие к тектоническим нарушениям. Восточный полусвод (Сартобе) по изогипсе -4150 имеет размеры 4,5x2 км с амплитудой порядка 75 м, западный (Атамбай) аналогичен по размерам, но амплитуда его меньше.

Нефтяная залежь установлена на глубине 4092 м в отложениях среднего триаса. (Рис.171). Коллектор смешанный, карбонатный с открытой пористостью 17% и проницаемостью 0,244 мкм<sup>2</sup>. Покрышкой служат плотные глинистые породы толщиной от 75 до 150 м. Нефтенасыщенность коллектора 64%. Общая толщина продуктивного горизонта 13,4 м, эффективная и нефтенасыщенная 6,7 м. Площадь залежи 7,3 км<sup>2</sup>, высота 75 м.

Залежь пластовая, тектонически экранированная, ВНК установлен на отметке -4192 м. Начальное пластовое давление 51,45 МПа, давление насыщения 18,6 МПа, температура 148°C. Дебит нефти 85 м<sup>3</sup>/сут. на 9 мм штуцере.

Нефть легкая, плотностью 815 кг/м<sup>3</sup>, выход фракций до 300°C достигает 46%. Газонасыщенность пластовой нефти 129,8 м<sup>3</sup>/т, газовый фактор 118 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Газ растворенный в нефти очень тяжелый, абсолютная плотность 1,26, состав %: метан 52,8, этан 20,6, пропан 12, изобутан 2,7, н-бутан 4,1, пентан + высшие гомологи 3,5.

На долю тяжелых углеводородов приходится 42,9%. Азот присутствует в количестве 2,7%, углекислота 1,6%.

Месторождение находится в разработке.

**Нефтяное месторождение Северный Карамандыбас** находится в Мангистауской области, в 39 км северо-западнее г. Новый Узень. Открыто в 1988 г. при поисковом бурении скважиной 3.

Поднятие подготовлено сейсморазведочными работами 1978-1980 гг. и детализировано методом ОГТ в 1982 г. Структурно связано с Северо-Карамандыбасской брахиантклиналью, расположенной на Узень-Карамандыбасском валу, входящем в состав Жетыбай Узеньской антиклинальной зоны Южно-Мангышлакского прогиба.

По  $V_1$  отражающему горизонту, стратиграфически относимому к кровле триасовых отложений, в контуре изогипсы - 2250 м брахиантклиналь имеет размеры 4,1x1,8 км с амплитудой 70 м. Крылья и восточная периклиналь складки осложнены малоамплитудными тектоническими нарушениями.

На глубинах 1840 и 1880 м установлена продуктивность двух нефтеносных горизонтов: Ю-VII и Ю-VIII байосского яруса средней юры, литологически представленных песчаниками. (Рис.172). Коллекторы пористые с открытой пористостью от 20 до 22% и проницаемостью 0,07 мкм<sup>2</sup> (Ю-VII) и 0,116 мкм<sup>2</sup> (Ю-VIII). Покрышками служат пачки глин толщиной от 14 до 30 м. Общая толщина горизонта Ю-VII 14 м, Ю-VIII 15,2 м, эффективная и нефтенасыщенная 9 и 12,8 м соответственно.

Залежи пластовые, сводовые, абсолютные отметки ВНК - 1636 м и - 1678 м.

Высота залежей 14 и 15,2 м. Начальное пластовое давление 17,86 и 18,23 МПа, температура 77 и 90°C. Дебит нефти горизонта Ю-VII составляет 29 м<sup>3</sup>/сут при динамическом уровне 1138 м, Ю-VIII - 6 м<sup>3</sup>/сут. Плотность нефти с глубиной возрастает от 852 до 859 кг/м<sup>3</sup>. Нефти высокопарафинистые 18%, содержат до 14,9% смол и асфальтенов. Газонасыщенность пластовой нефти для обеих горизонтов 45 м<sup>3</sup>/сут. Выход фракций до 300°C составляет 38%.

Состав попутного газа отсутствует.

Пластовые воды - крепкие рассолы хлоркальциевого состава. Плотность 1078 кг/м<sup>3</sup>, минерализация 154 г/л, присутствуют микроэлементы бора в количестве 9 мг/л.

Режим залежи водонапорный.

С 1989 г. месторождение находится в разработке.

**Газонефтяное месторождение Узень** расположено в Мангистауской области, в 12 км к

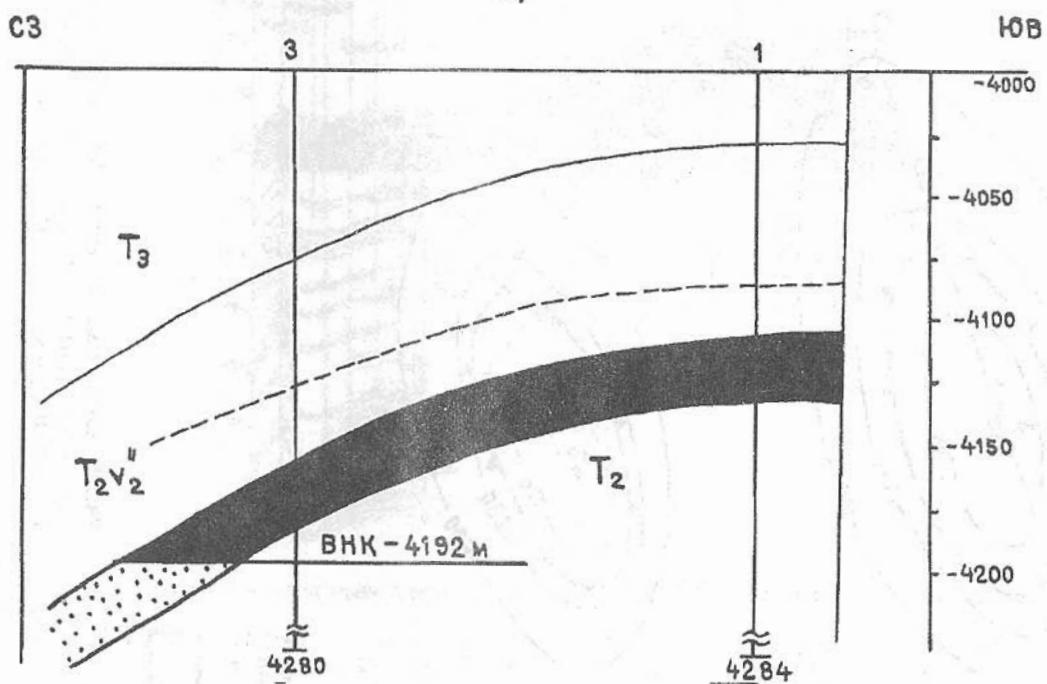
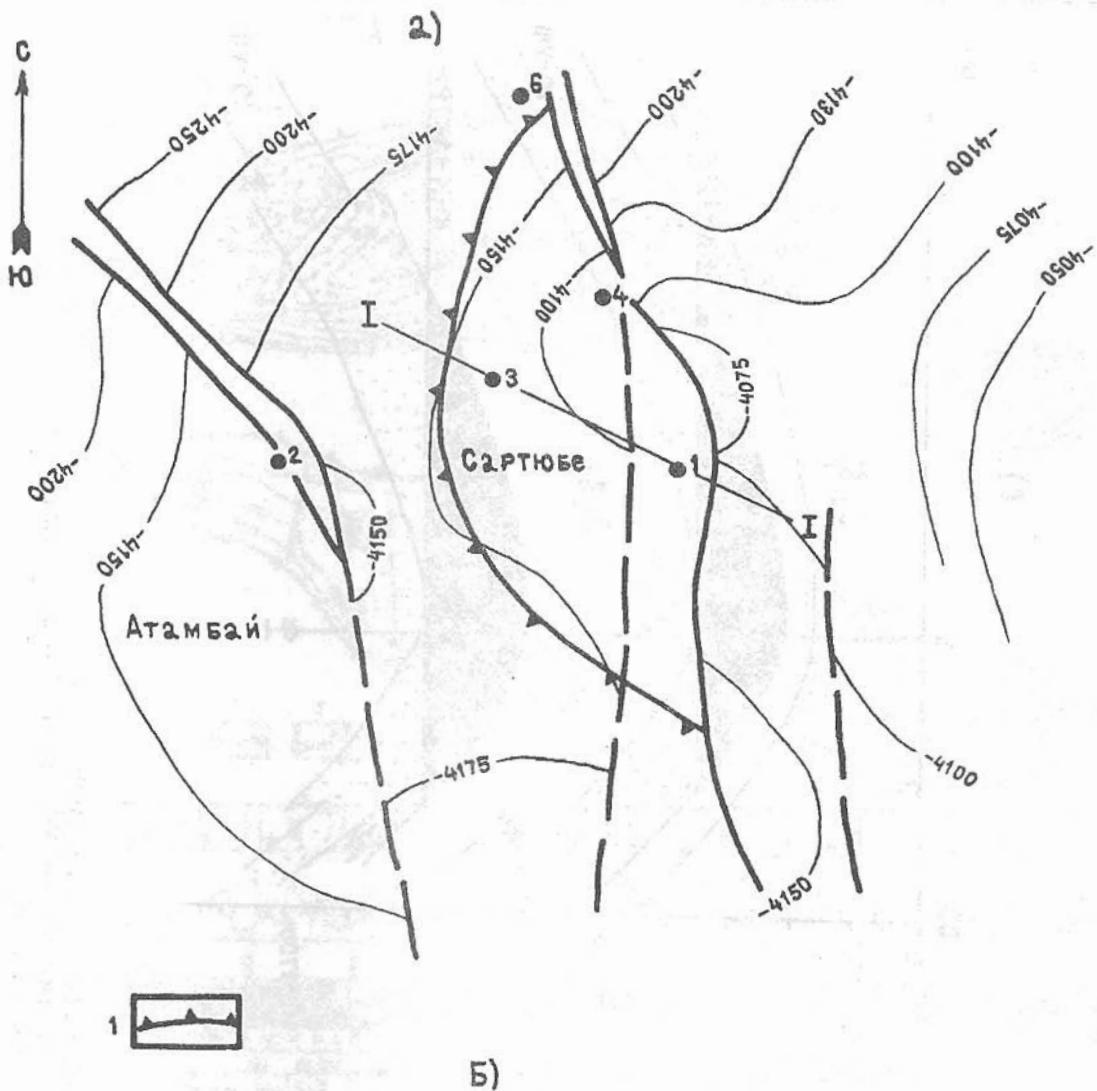


Рис.171 Нефтяное месторождение Атамбай-Сартюбе

А- структурная карта по отражающему горизонту  $V^{III}$ ; Б- геологический разрез по линии I-I;  
1- внешний контур нефтеносности.

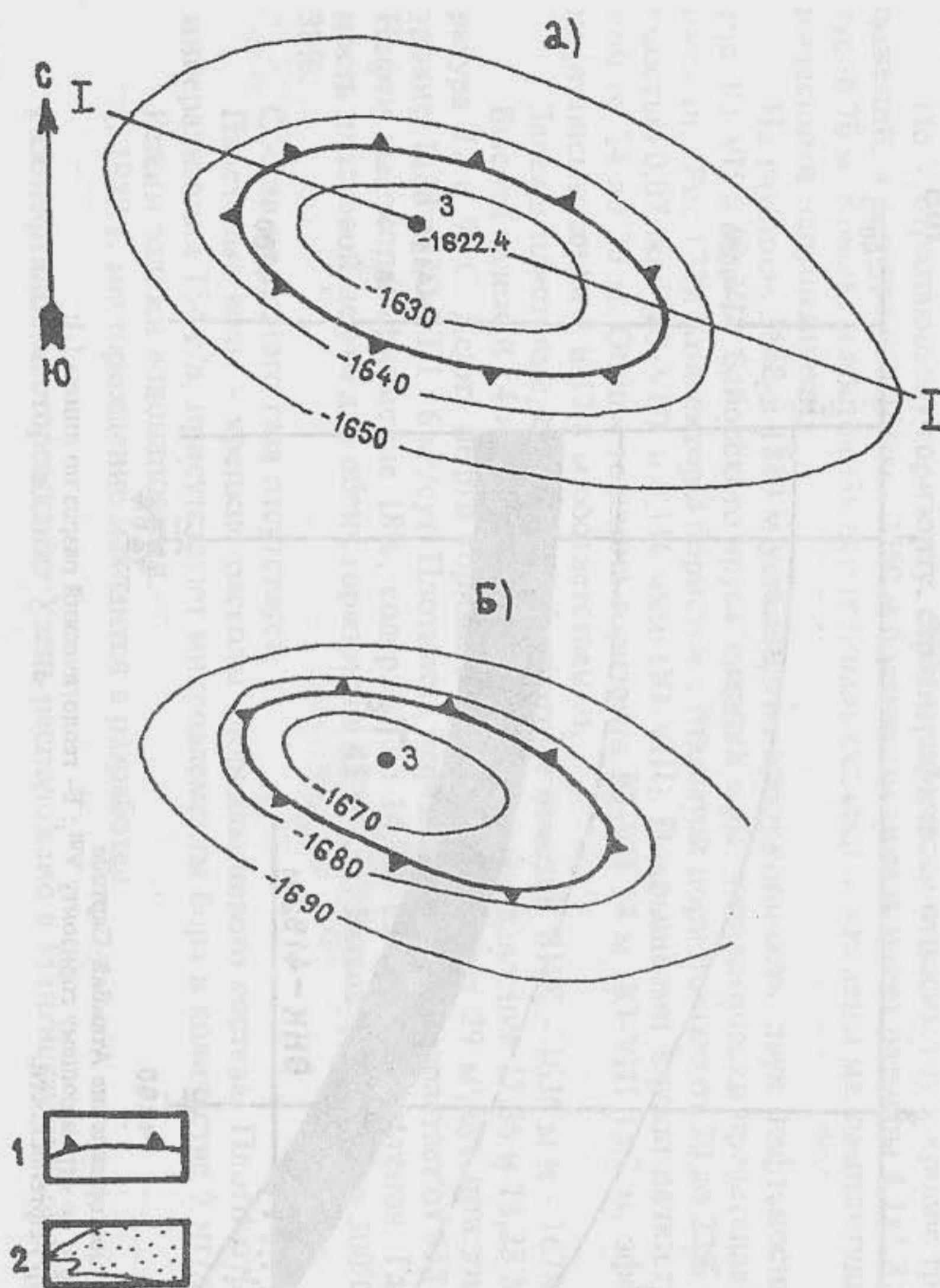


Рис.172 Нефтяное месторождение Северный Караманыбас (по данным Каз.НИПИ. 1989г.)

Структурные карты по кровле коллекторов продуктивных горизонтов: А-Ю-VII; Б-Ю-VIII, В-геологический разрез по линии I-I.  
1- контур нефтеносности; 2- водоносная часть продуктивного горизонта.

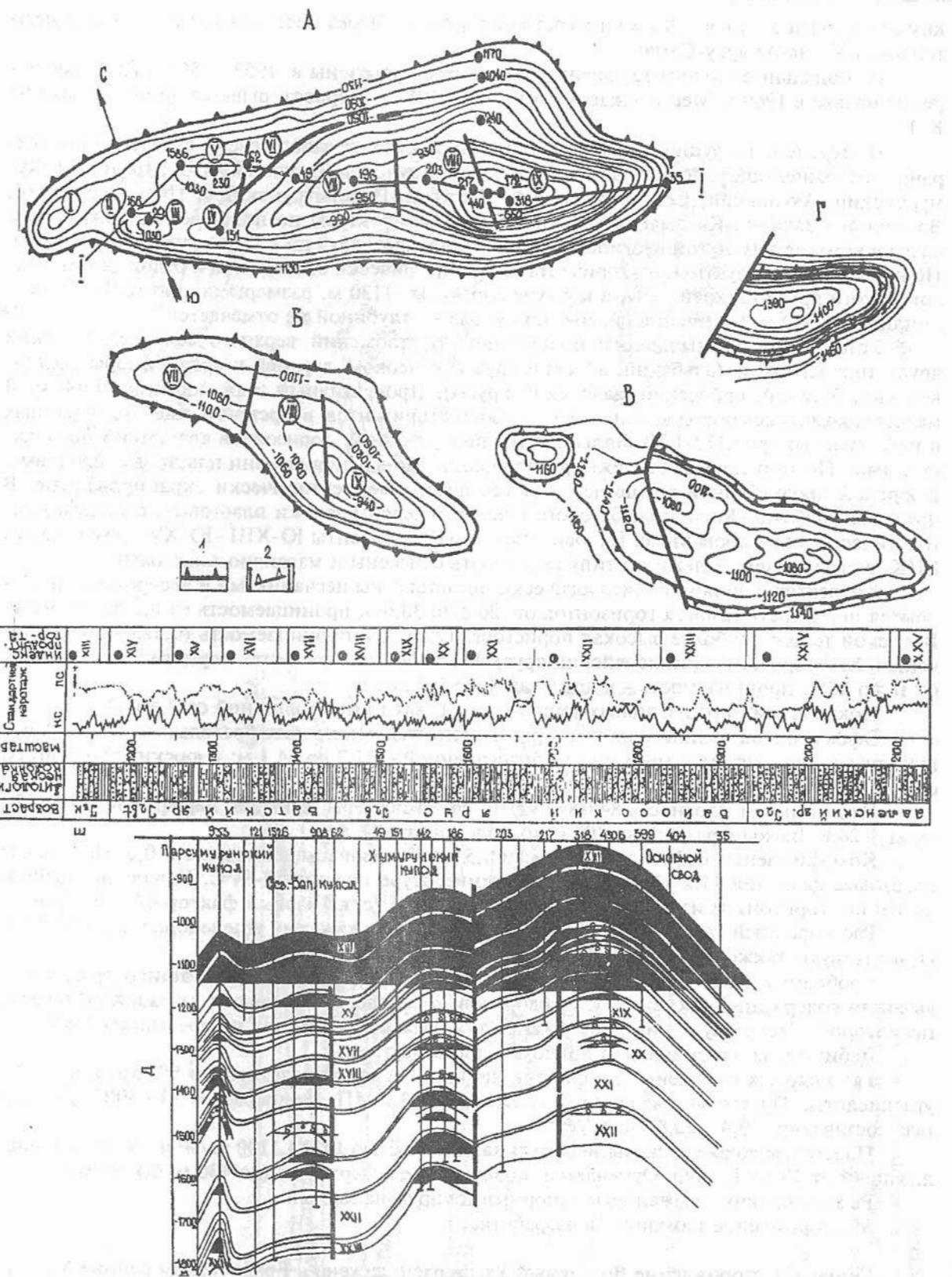


Рис.173 Газонефтяное месторождение Узень (по материалам ПО "Мангышлакнефть", КазНИПИнефть, 1979-1987 гг.)

Структурные карты по кровле: А - продуктивного горизонта Ю-ХIII; Б - продуктивного горизонта Ю-ХV; В - коллекторов пачки горизонта Ю-ХVIII (Основной свод); Г - коллекторов залежи А горизонта Ю-ХХII (Основной свод); Д- геологический разрез по линии I-I'; Е - разрез продуктивной части отложений.

Контуры: 1- нефтеносности; 2- газоносности. Купола и своды на структурных картах: I-Западно-Карамандыбаский; II- Восточно-Карамандыбайский; III- Парсумурунский; IV-Аксайский ; V-Восточно-Парсумурунский; VI-Северо-Западный; VII- Хумурунский; VIII-Центральный; IX- Основной.

югу от г. Новый Узень в 150 км юго-восточнее г. Актау. Через месторождение проходит нефтепровод Узень-Атырау-Самара.

Региональные геолого-геофизические работы проведены в 1953-1956 гг. Глубокое бурение начато в 1960 г. Месторождение открыто в 1962 г. Первооткрывательница - скважина К-18.

Приурочено к крупной брахиантеклинальной складке запад-северо-западного простирания, осложненной рядом локальных поднятий и куполов (Основной и Центральный, Хумурунский, Аксайский, Северо-Западный, Восточно-Парсумурунский и Парсумурунский, Восточно-и Западно-Карамандыбасский). Размеры структуры по подошве валанжинского яруса в контуре замкнутой изогипсы - 900 м составляют 45x9 км с амплитудой около 200 м. По кровле XIII продуктивного горизонта, стратиграфически относимого к отложениям келловейского яруса верхней юры, в контуре изогипсы -1130 м, размеры поднятий 41x11 км с амплитудой 300 м. Смещения сводов по куполам с глубиной не отмечается.

Установлена промышленная продуктивность отложений верхнего мела (сеноманский ярус), нижнего мела (альбский, аптский ярусы) и неоком, верхней и средней юры (келловейский, батский, байосский, ааленский ярусы). Продуктивный этаж достигает 1500 м. В меловом комплексе пород выделяются 12 газовых горизонтов, в юрской толще - 13 нефтяных и нефтегазовых (рис. 173-175). Большинство продуктивных горизонтов являются пластовыми. По типу ловушек залежи разнообразны, но в основном они пластовые, сводовые. В юрской продуктивной толще встречаются пластовые, тектонически экранированные. В пределах Восточно-Карамандыбасского купола отмечены залежи пластовые, сводовые, литологически экранированные. На основном своде горизонты Ю-XIII -Ю-XVII имеют один ВНК, в связи с чем залежи по типу могут быть отнесены к массивно-пластовым.

Коллекторы поровые, литологически представлены песчаниками и алевролитами. Открытая пористость газовых горизонтов от 26,8 до 30,6%, проницаемость от 0,2 до 0,4 мкм<sup>2</sup>. В юрской толще наиболее высокая пористость (26,5%) и проницаемость (0,523 мкм<sup>2</sup>) отмечены в XIII горизонте (келловейский ярус). В остальных горизонтах пористость колеблется от 18 до 25%, проницаемость - в пределах 0,02-0,3 мкм<sup>2</sup>.

Покрышками продуктивных горизонтов служат глины толщиной от 2 до 60 м.

Эффективная толщина коллекторов изменяется в широких пределах: от 4 до 30 м в газовых залежах нижнего мела при газонасыщенной от 2,7 до 14,1 м; в юрских горизонтах, соответственно, от 2,6 до 167 м и от 1,0 до 20 м.

Нефти имеют плотность 844-874 кг/м<sup>3</sup>, содержат серы 0,16-2%, парафинов 16-22,6%, смол 8-20%. Выход фракций до 300°C колеблется от 15% до 31,5%.

Коэффициенты нефтенасыщенности 0,53-0,73, газонасыщенности 0,5-0,6. Начальные пластовые давления 11,2-19,35 МПа, при температуре пластов 57-84°C. Начальные дебиты нефти по горизонтам изменились от 1 м<sup>3</sup>/сут до 81 м<sup>3</sup>/сут. Газовый фактор 47-275 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Растворенный газ залежей средней юры содержит тяжелых углеводородов до 40-49%. Присутствуют также азот и углекислота.

Свободные газы газовых шапок по составу, как правило, тяжелые, этансодержащие, с высоким содержанием тяжелых углеводородов. Исключение составляет залежь XVII пласта, газ которой по составу легкий, содержание тяжелых углеводородов не превышает 6,6%.

Дебиты газа изменились от 8,0 до 230 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Газ меловых отложений по составу метановый, с содержанием до 8% азота и до 2% углекислоты. Пластовые давления в залежах 4,3 - 8,9 МПа, температура 30 - 50°C. Дебиты газа составляли 19,4 - 25,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Пластовые воды хлоркальциевого типа, плотностью 1010 - 1100 кг/м<sup>3</sup> и общей минерализацией от 10 до 150 г/л. Отмечается повышенное содержание (до 430 мг/л) брома.

Режим юрских залежей водонапорный и упругонапорный.

Месторождение находится в разработке.

Газовое месторождение Восточный Узень расположено в Ералиевском районе Мангистауской области, в 12 км к югу от г. Новый Узень, в 160 км к востоку от г. Актау.

Поисковые работы проводились в 1987-1988 гг., месторождение открыто в 1988 г. Первооткрывательница - поисковая скважина 1.

Структура выявлена региональными геолого-геофизическими работами, проводившимися в период 1962-1982 гг.

В тектоническом плане представляет одно из куполовидных поднятий, осложняющих Узень-Карамандыбасский вал в составе Узень-Жетыбайской антиклинальной зоны Южно-

Газонефтяное месторождение Узень.  
Западно-Карамандыбасский купол из залежей Ю-АД1 и Ю-БА1  
1987-1988 гг. Геологическое исследование (Ю.С.Чистяков и др., 1994)

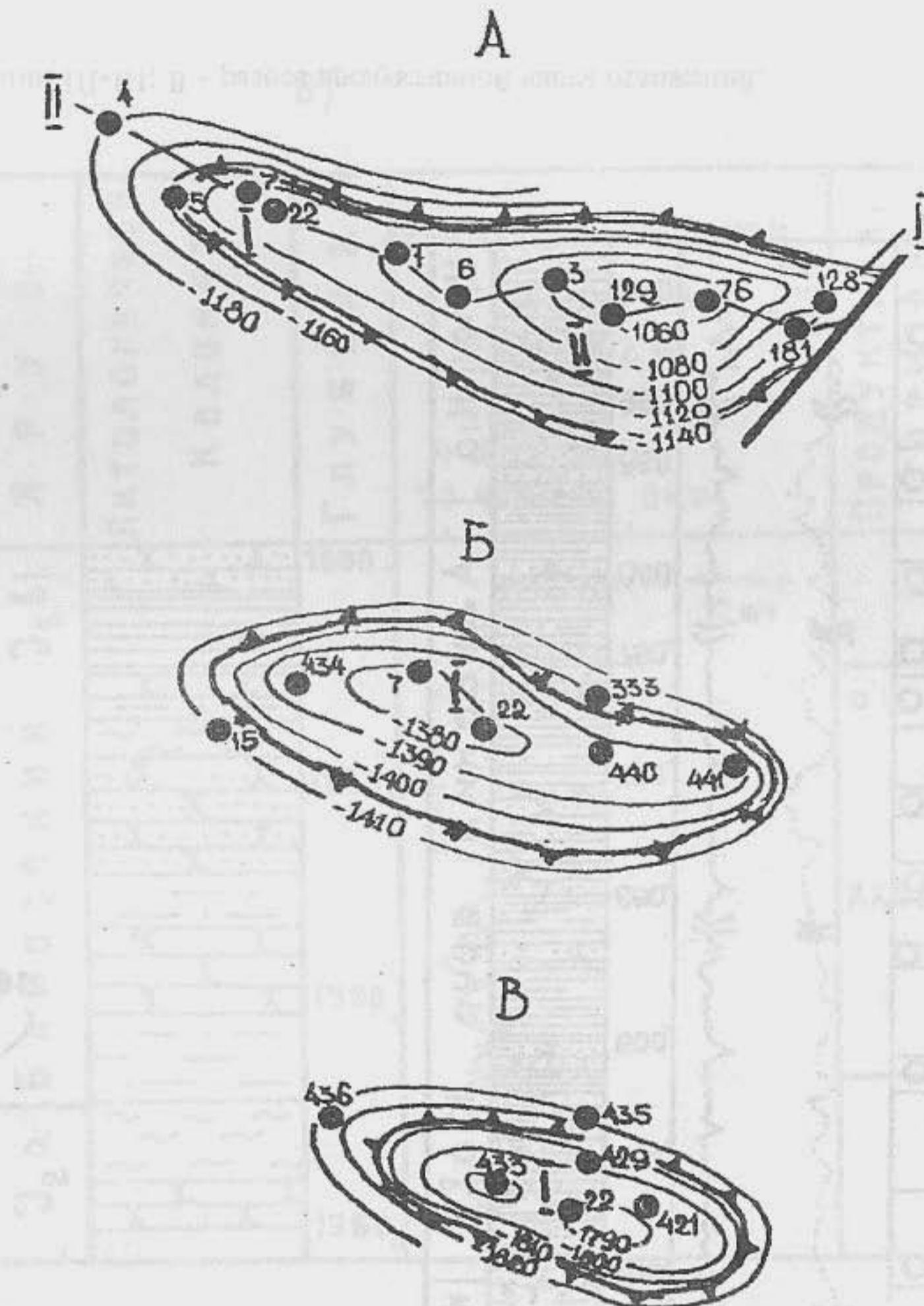
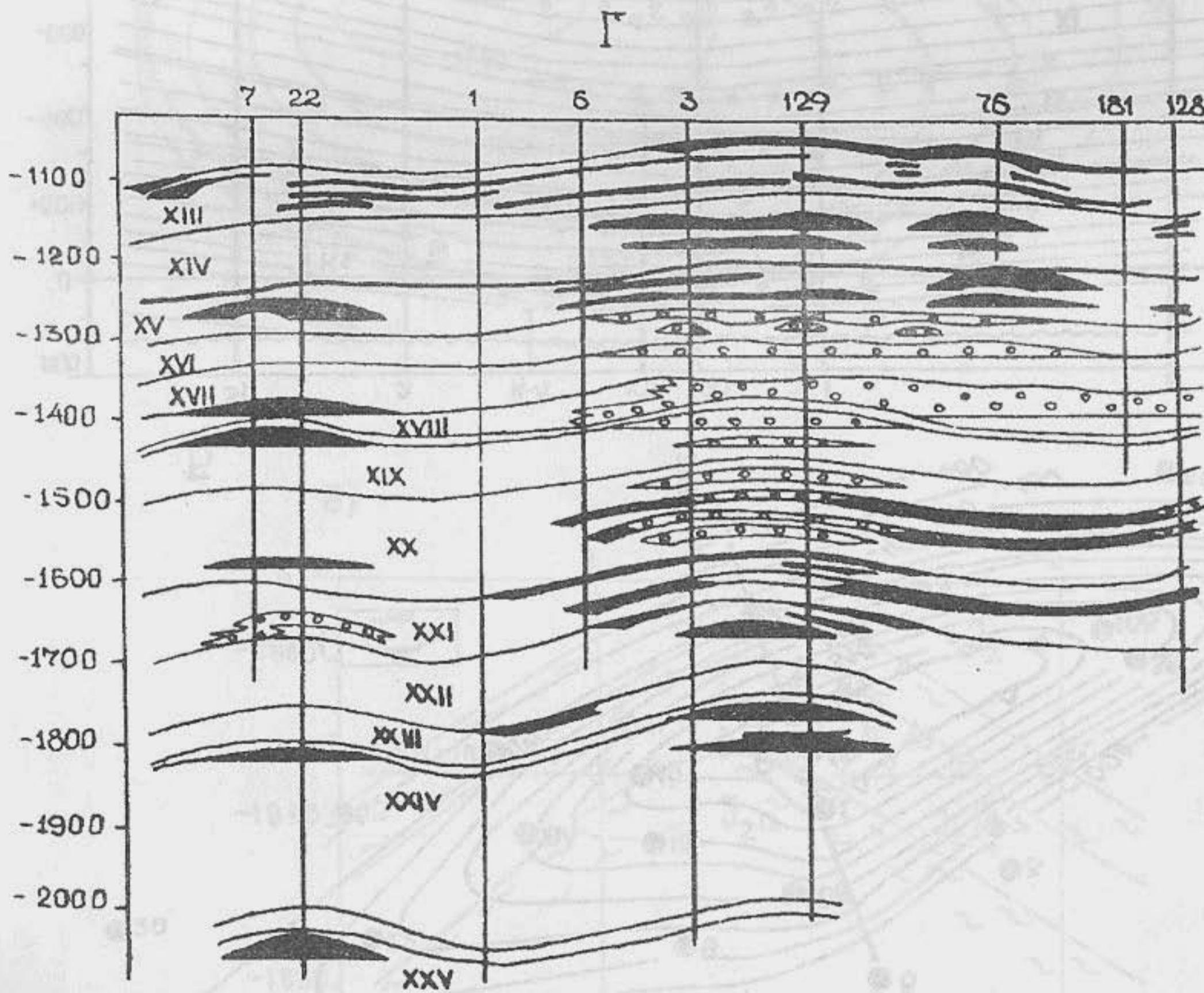


Рис.174 Газонефтяное месторождение Узень.

Западно (I) и Восточно-Карамандыбасский (II) купола (по материалам КазНИПИнефть, 1987, 1988гг.)

Структурные карты по кровле продуктивных горизонтов: А-Ю-ХIII; Б-Ю-ХVIII (залежь А); В-Ю-ХХIV; Г- геологический разрез по линии II-II.

1- контур нефтеносности.

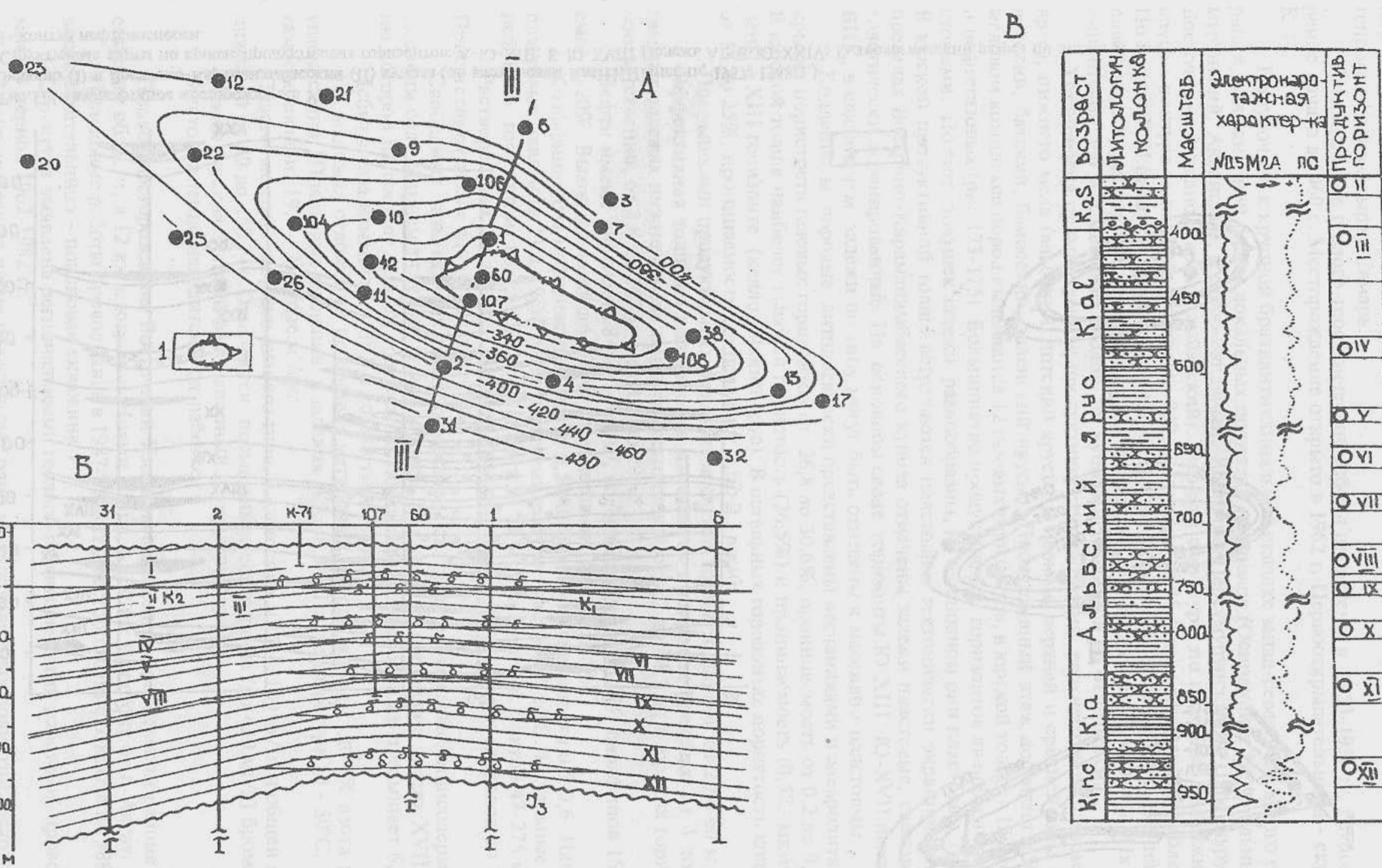


Рис.175 Газонефтяное месторождение Узень (по Э.С.Воцалевскому и др., 1964г.)

А-структурная карта по подошве продуктивного горизонта Ю-ВIII; Б-геологический разрез полинии III-III; В - разрез продуктивной части отложений.  
1-внутренний контур газоносности.

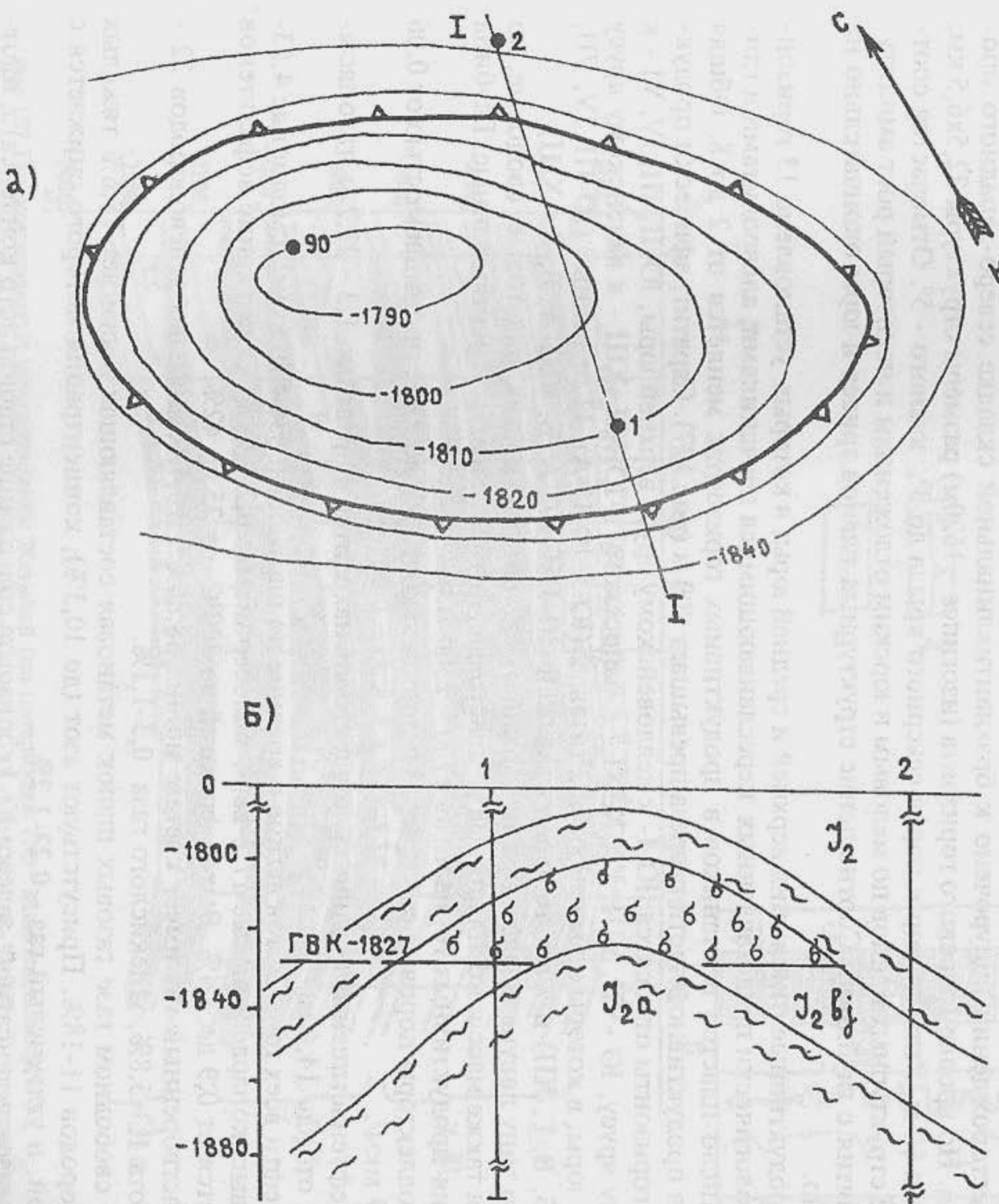
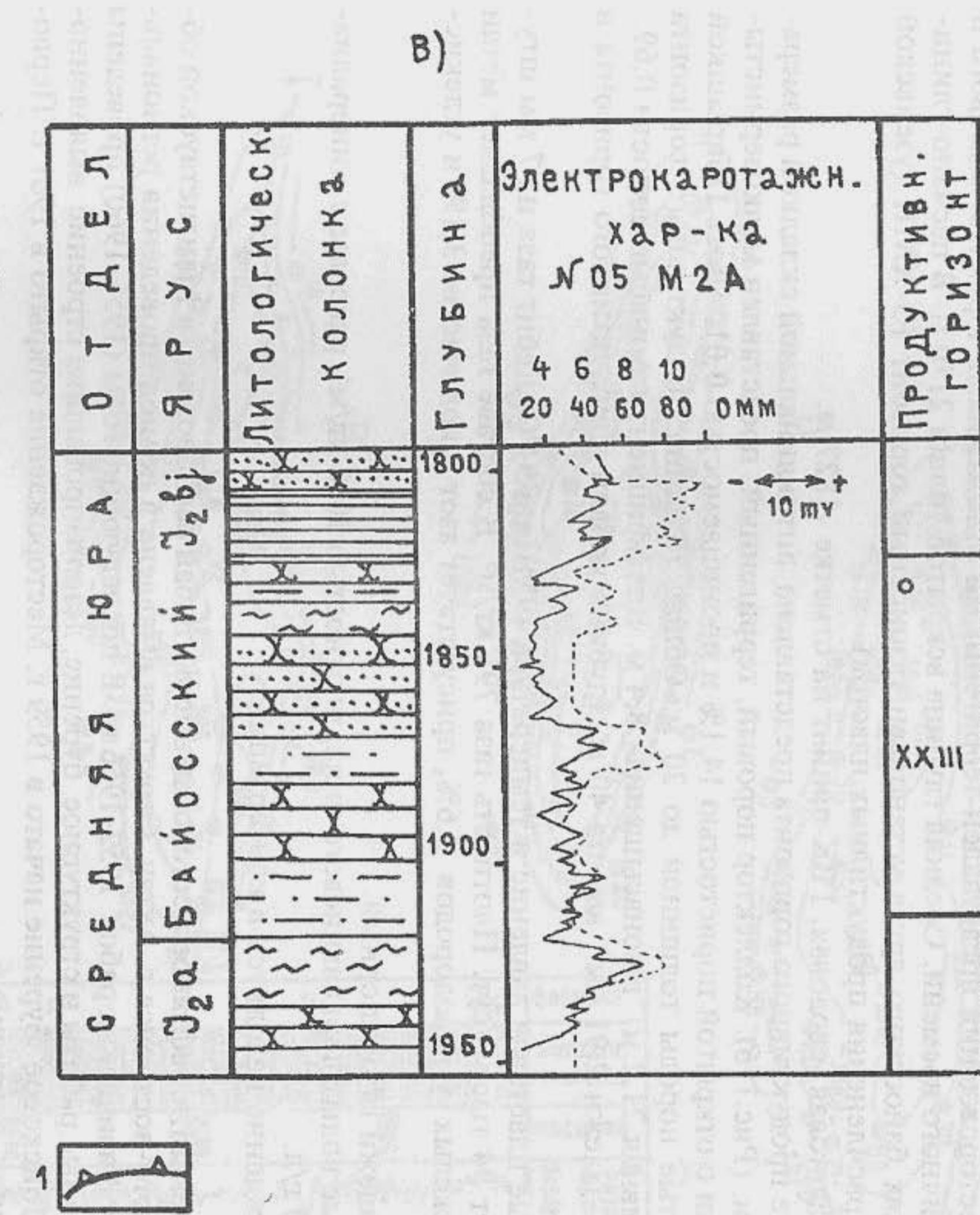


Рис.176 Газовое месторождение Восточный Узень

А-Структурная карта по кровле ХХIII горизонта; Б- геологический разрез по линии I-I; В- разрез продуктивной части отложений.  
1-контур газоносности.



Мангышлакского прогиба.

Разрез месторождения представлен терригенными отложениями юрского, мелового и неоген-четвертичного времени. Средняя глубина вскрытой толщи 2170 м. В песчано-глинистых отложениях байосского яруса установлен газоносный горизонт Ю-ХХIII (узеньской номенклатуры расчленения продуктивных пластов).

Залежь пластовая, сводовая, ГВК принят на отметке -1827 м.

По кровле продуктивного горизонта представлена антиклинальной складкой размерами 2,75 x 1,5 км. (Рис.176). Коллектор поровый, терригенный, представлен мелковзернистыми песчаниками с открытой пористостью 14,1% и проницаемостью 0,010 мкм<sup>2</sup>. Покрышкой служат глинистые породы толщиной до 20 м. Общая толщина продуктивного горизонта 24,4 м, эффективная 21,2 м, газонасыщенная 8,4 м. Коэффициент газонасыщенности 0,69.

Площадь залежи 2,91 км<sup>2</sup>, высота 40 м, глубина кровли продуктивного горизонта в своде 1966 м.

Начальные пластовое давление и температура 19 МПа и 94°С. Дебит газа на 7 мм штуцере составляет 94 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Плотность газа 795 кг/м<sup>3</sup>. В составе газа преобладает метан 90,4%, доля тяжелых углеводородов 5,6%, присутствует азот в количестве 3,1% и углекислый газ 0,8%.

Режим залежи газонапорный.

Пластовые воды хлоркальциевого типа, плотностью 1098 кг/м<sup>3</sup>, рассолы с минерализацией более 140 г/л.

Месторождение находится в консервации.

Газоконденсатнонефтяное месторождение Жетыбай расположено в Мангистауской области в 80 км юго-восточнее г. Актау. Структура выявлена в период проведения региональных геолого-геофизических работ 1952-1956 гг. В последующие годы (1956-1960) проведены сейсморазведочные работы и структурное бурение, детализировавшие строение выявленного поднятия. Поисковое бурение начато в 1959 г. Месторождение открыто в 1961 г. Первый открывательница - скважина 6.

Месторождение приурочено к брахиантиклинальной складке северо-западного профиля. По кровле 1 юрского горизонта (изогипса - 1620 м) размеры структуры 22,5x6,5 км, амплитуда 60 м. Углы падения пород северного крыла до 3°, южного - 5°. Отмечается соответствие структурных планов по меловым и юрским отложениям и некоторый рост амплитуды поднятия с глубиной. Соотношение структурных планов триаса и юры окончательно не выяснено.

Продуктивные отложения верхней и средней юры, в которых установлено 13 горизонтов, литологически представленных переслаивающимися песчаниками, алевролитами и глинами. Число пластов песчаников в продуктивных горизонтах меняется от 2 до 8. Общая толщина продуктивной части разреза превышает 700 м (рис.177). Стратиграфически продуктивные горизонты относятся: Ю-I- к келловейскому ярусу верхней юры, Ю-II, III, IV, VI - к батскому ярусу, Ю-VII, VIII, IX, X, XI - к байосскому и Ю-XII, XIII - к ааленскому ярусу средней юры, в которых выделяются 2 газовых (Ю-I, Ю-II-A), 11 нефтяных (Ю-III, IV, VII, IX- A, Б, В, Г, XII) и 7 нефтегазовых залежей (Ю-II-B, VI-A, Б, VIII-A, Б, В, XIII).

По типу ловушек залежи разнообразны: большинство из них пластовые, сводовые, но имеются также массивно-пластовые и пластовые, литологически экранированные. Глубина залегания продуктивных горизонтов 1700 - 2500 м.

Коллекторы поровые с открытой пористостью от 16% до 22%, проницаемостью от 0,06 до 0,239 мкм<sup>2</sup>.

Нефтенасыщенная толщина коллекторов находится в пределах 1,3 - 21,2 м, газонасыщенная от 2 до 14,4 м.

Нефти всех горизонтов легкие и средние по плотности 830-870 кг/м<sup>3</sup>, смолистые 4,53-15,5%, высокопарафинистые 17,2-25%, малосернистые 0,2-0,28%. Содержание асфальтенов колеблется от 0,9 до 3,4%. Выход фракций до 300°С от 25 до 42%.

Растворенный газ имеет состав: метана 58,86% - 76,4%, тяжелых углеводородов 22 - 37%, азота 1,3-5,8%, углекислого газа 0,3-1,1%.

В свободном газе газовых шапок метановая составляющая достигает 78,6% тяжелых углеводородов 11-18%. Присутствуют азот (до 10,3%), концентрация которого снижается с глубиной, и углекислый газ - 0,23-1,2%.

В газоконденсатной залежи Ю-I горизонта содержание стабильного конденсата, плотностью 689-704 кг/м<sup>3</sup>, достигает 76 г/м<sup>3</sup>.

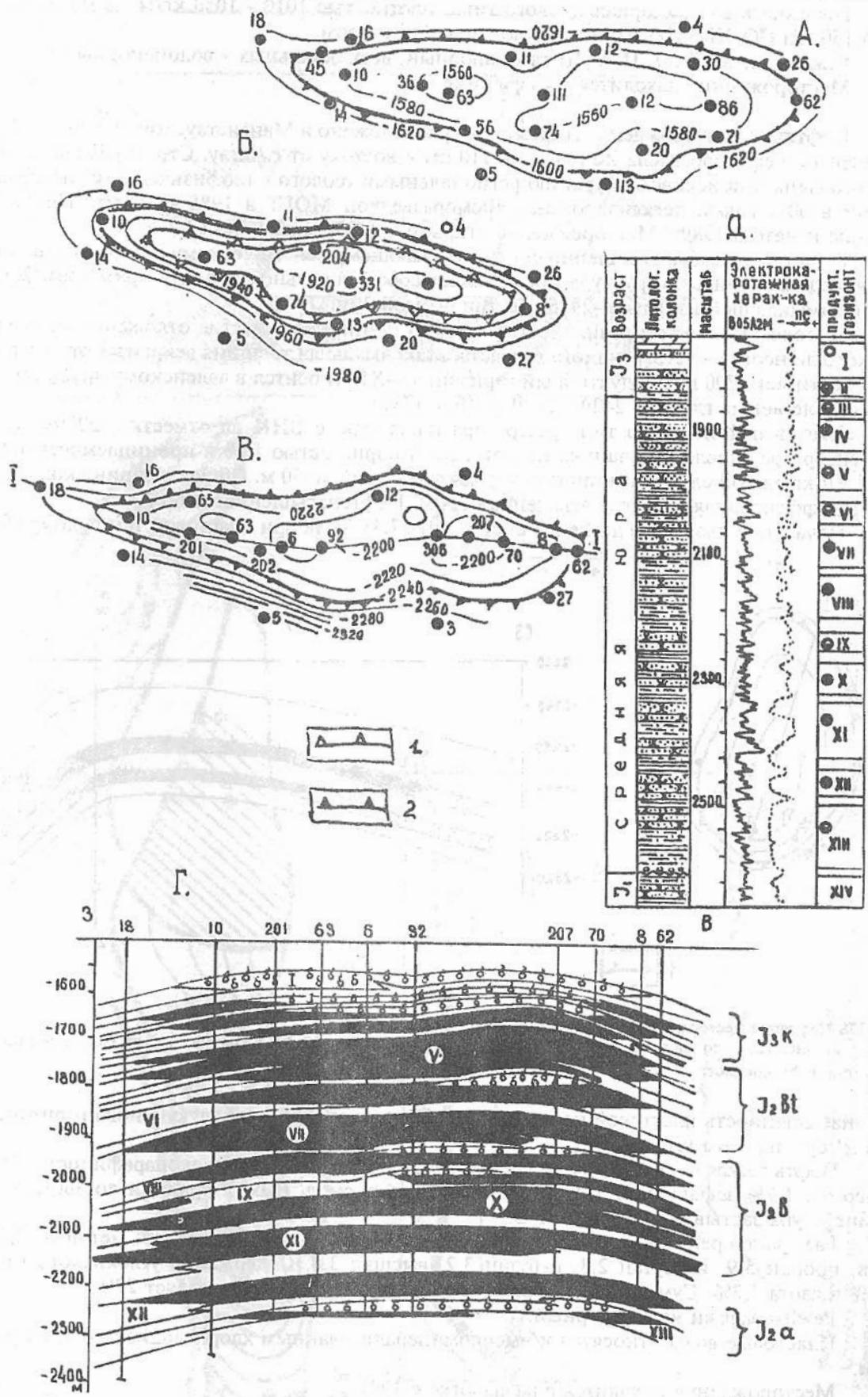


Рис.177 Газоконденсатное месторождение Жетыбай (по материалам ПО "Мангышлакнефть")  
Структурные карты по кровле продуктивных горизонтов: А-Ю -I; Б-ВIII; В-Ю-ХII; Г- геологический разрез по линии I-I'; Д- разрез продуктивной части отложений.  
Контуры: 1-газоносности; 2- нефтеносности.

Пластовые воды хлоркальциевого типа, плотностью 1010 - 1080 кг/м<sup>3</sup>, и минерализацией 150 г/л (Ю-ХI-ХIII). Присутствуют йод, бор и бром.

Режим залежи Ю-І, II-А, III газонапорный, всех остальных - водонапорный.

Месторождение находится в разработке.

Нефтяное месторождение Айрантакыр расположено в Мангистауской области, в 20 км к северу от нефтепромысла Жетыбай, в 110 км к востоку от г.Актау. Структура выявлена и подготовлена к поисковому бурению региональными геологами - геофизическими исследованиями в 60-х годах, детализирована сейсморазведкой МОГТ в 1985 - 1988 гг. Поисковое бурение начато в 1989 г. Месторождение открыто в 1989 г. скважиной I.

В тектоническом отношении по У, отражающему сейсмическому горизонту, относительно к кровле триаса, структура представляет собой локальное поднятие размером 2,8x1,9 км по замыкающей изогипсе -2425 м с амплитудой 30 м.

В геологическом строении месторождения принимают участие отложения от средненеокарского до неоген - четвертичного возраста. Максимальная толщина вскрытых отложений в скв. I достигает 2700 м, продуктивный горизонт Ю-ХI относится в ааленскому ярусу средней юры и залегает на глубине 2429 - 2449 м. (Рис.178).

Залежь нефтяная, по типу резервуара пластовая, с ВНК на отметке -2279 м. Пласт коллектор представлен песчаниками с открытой пористостью 16% и проницаемостью 0,021 мкм<sup>2</sup>. Покрышкой служат глинистые породы толщиной до 50 м. Общая толщина коллектора 20,4 м, эффективная и нефтенасыщенная 7,4 м. Нефтенасыщенность 66%.

Начальное пластовое давление составляет 27,48 МПа при пластовой температуре 99°C.

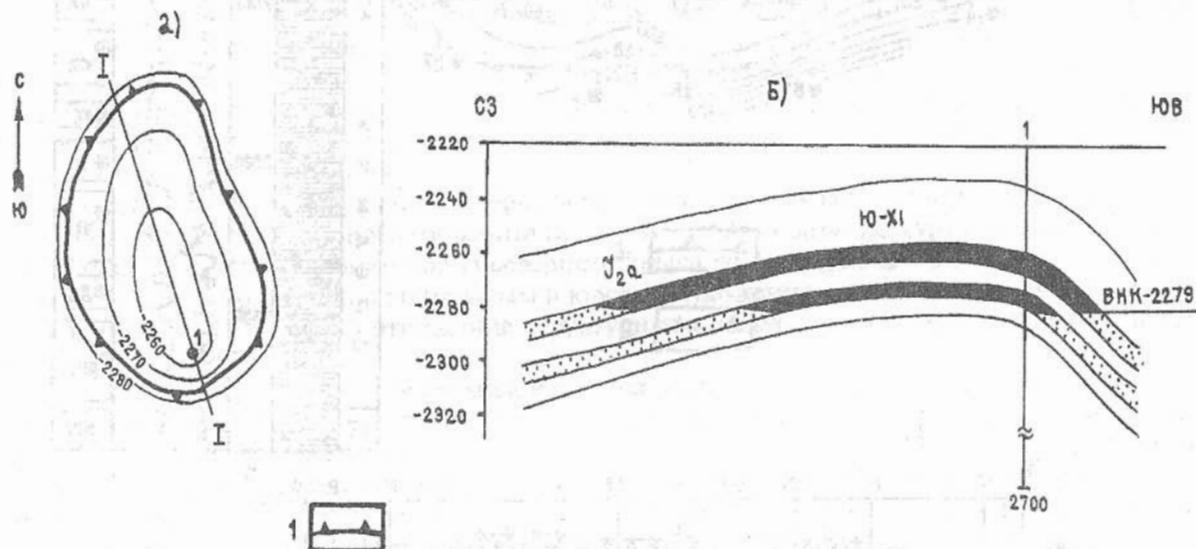


Рис.178 Нефтяное месторождение Айрантакыр (по Л.А.Поповой, 1990г.)

А-Структурная карта по кровле коллекторов продуктивного горизонта Ю-ХI; Б- геологический разрез полинии I-I'. I-контур нефтеносности.

Газонасыщенность пластовой нефти 22 м<sup>3</sup>/т. Начальный дебит продуктивного горизонта 192 м<sup>3</sup>/сут. на 7 мм штуцере.

Нефть легкая с плотностью 850 кг/м<sup>3</sup>, малосернистая 0,08%, высокопарафинистая 18,5%, содержит 1,7% асфальтенов и 9,8% силикагелистых смол. Выход фракций до 300°C - 32%. Температура застывания нефти -33°C.

Газ, растворенный в нефти, тяжелый, этанодержащий. Состав, %: метан 67,3, этан 11,8, пропан 5,9, изобутан 2,3, н-бутан 3,2, высшие 3,8. Содержание углекислого газа до 1,5% и азота 4,2%. Суммарное содержание тяжелых углеродов составляет 27%.

Режим залежи водонапорный.

Пластовые воды относятся к высокоминерализованным хлоркальциевого типа рассоловам.

Месторождение находится в разработке с 1991 г.

Нефтяное месторождение Каменистое расположено в Мангистауской области в непод-

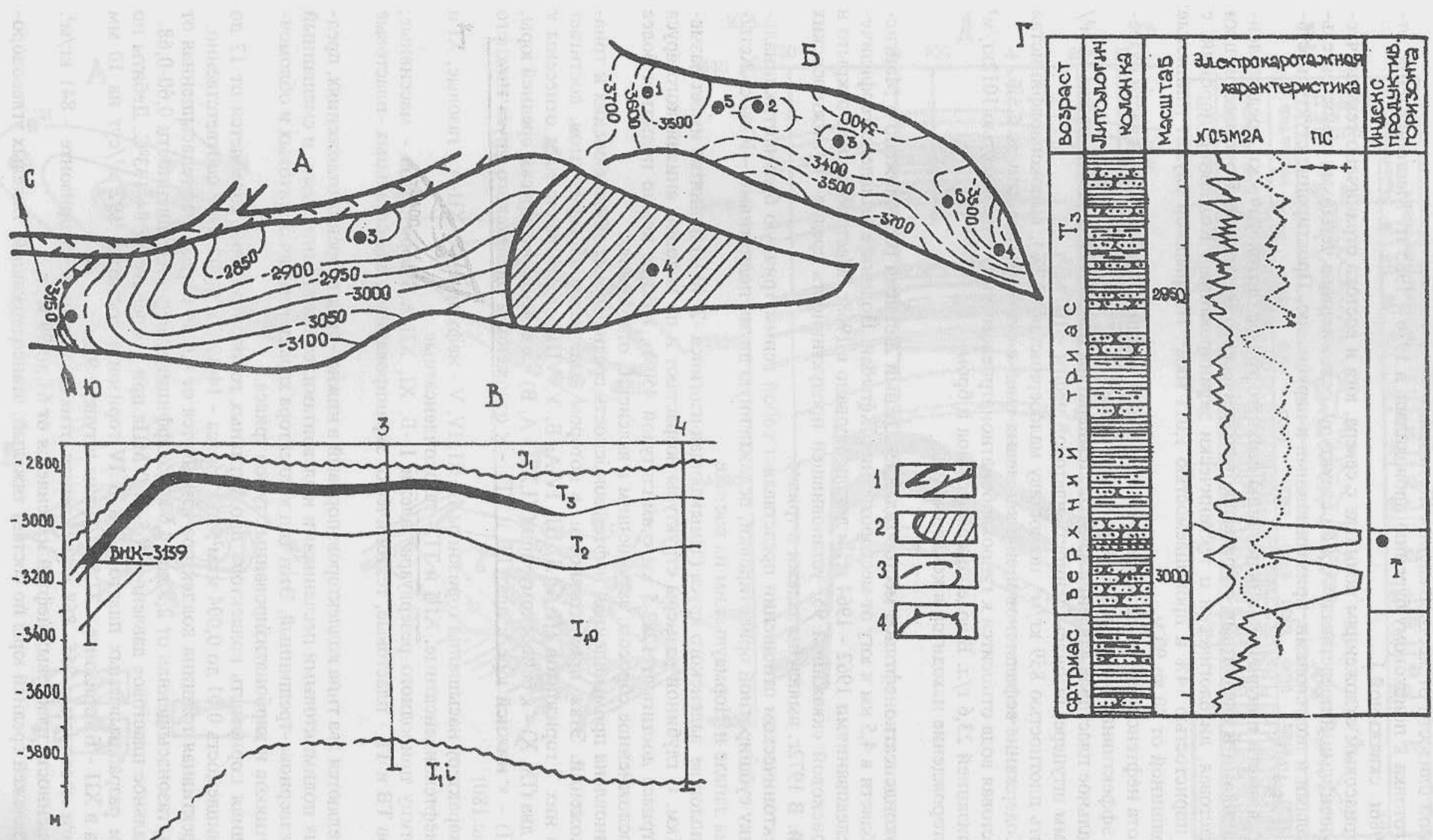


Рис.179 Нефтяное месторождение Каменистое

Структурные карты: А - по кровле коллекторов залежи верхнего триаса (по материалам КазНИПИнефть, 1986-1988гг.); Б - по отражающим горизонтам  $V_2^IV$  и  $V_2^?$ ; В - геологический разрез по линии скв.3-скв.4; Г- геологический разрез продуктивной части отложений.  
Зоны: 1 - потери корреляции, отождествляемые с тектоническими нарушениями; 2 - литологического замещения коллекторов; 3 - изогипсы по отражающему горизонту  $V_2^?$ ; 4 - контур нефтеносности.

средственной близости от месторождения Жетыбай.

Подготовка к поисковому бурению проводилась в 1976 - 1985 гг. Месторождение открыто в 1986 г. скважиной I.

По триасовым отложениям поднятие с севера, юга и востока ограничено тектоническими нарушениями и представляет собой структуру, осложненную четырьмя самостоятельными куполами и полусводами, примыкающими к нарушению. Простирание структуры субширотное (рис.179).

Залежь нефти приурочена к основанию верхнего триаса, литологически представленного песчаниками и алевритами с примесью вулканического материала. По типу ловушки залежь пластовая, литологически и тектонически экранированная. Коллектор поровый, с открытой пористостью 14% и проницаемостью  $1,011 \text{ мкм}^2$ . Покрышкой служат глинистые породы толщиной от 70 до 90 м.

Высота нефтеносной части залежи - 149 м, общая толщина продуктивной части разреза 10,2 м, эффективная 6,0 м, нефтенасыщенная 3,0 м.

Начальное пластовое давление 33 МПа, температура пласта  $122^\circ\text{C}$ . Дебит нефти  $14 \text{ м}^3/\text{сут}$  на 12 мм штуцере, газонасыщенность пластовой нефти -  $100 \text{ м}^3/\text{т}$ .

Нефть плотностью  $859 \text{ кг}/\text{м}^3$ , по составу малосернистая (0,2%), высокопарафинистая (25,6%). Содержание асфальтенов и силикагелевых смол в сумме не превышает 5,5%.

Пластовая вода относится к гидрокарбонатнонатриевому типу с плотностью  $1012 \text{ кг}/\text{м}^3$  и минерализацией 23,6 г/л. В воде содержатся йод и бром.

Месторождение находится в консервации.

**Газоконденсатнонефтяное месторождение Южный Жетыбай** расположено в Мангистауской области в 4,5 км к югу от месторождения Жетыбай. Поднятие выявлено геофизическими исследованиями 1962 - 1964 гг. и детализировано в 1968 г. Месторождение открыто в 1968 г. поисковой скважиной 95, установившей продуктивность средне- и нижнеюрских отложений. В 1972 г. выявлены залежи в триасе.

В тектоническом отношении представляет собой асимметричную брахиантклинальную складку субширотной ориентировки, осложненную двумя поднятиями - Южно-Жетыбайским на западе и Нормаульским на востоке.

По подошве ааленского яруса (замыкающая изогипса -2640 м) поднятие имеет размеры  $4,8 \times 1,1 \text{ км}$ . С глубиной размеры структуры возрастают и по подошве аизийского яруса среднего триаса достигают  $12 \times 2,5 \text{ км}$  с амплитудой 450 м. Южное крыло поднятия более крутое и осложненное сбросом, затухающим в ааленских отложениях.

Установлена промышленная нефтегазоносность среднеюрских, нижнеюрских и триасовых отложений. Этаж продуктивности, в котором выделяется 15 горизонтов, достигает 2000 м. Из них 7 горизонтов (II-А, Б, III, IV-А, Б, У, VIII) стратиграфически отнесены к батскому, два (IX, X) - к байосскому, три (XI, XII - А, В) - к ааленскому ярусам средней юры, один (XIII) - к нижней юре и два (ТВ и ТГ) - к отложениям оленекского яруса нижнего триаса (рис.180).

По характеру насыщения горизонты II, III, IV, V - нефтяные IX, XII-А - газовые, XI и ТВ - газонефтеконденсатные, XIII и ТГ - газоконденсатные.

По типу природного резервуара залежи II-Б, XI, XII-А, Б горизонтов - массивные; горизонтов ТВ и ТГ - пластовые, тектонически экранированные, для остальных - пластовые сводовые.

Выделяются два типа коллекторов: поровый в нижне - среднеюрских отложениях, представленных полимиктовыми песчаниками и алевритами, сильно глинистыми, и смешанный - порово-каверново-трещинный. Этот тип коллектора характерен для оолитовых и обломочных известняков и карбонатизированных туфов триаса.

Средняя гористость коллектора продуктивных горизонтов юры колеблется от 12 до 19%, проницаемость 0,01 до  $0,004 \text{ мкм}^2$ ; для триаса - 14-19% и  $0,002 \text{ мкм}^2$  соответственно.

Эффективная толщина коллектора изменяется от 4,6 до 61,1 м, нефтенасыщенная от 3,8 до 11 м, газонасыщенная от 2,8 до 14,6 м, коэффициент нефтенасыщенности 0,60-0,68.

Начальное пластовое давление 19,8-27,0 МПа при температурах  $84-133^\circ\text{C}$ . Дебиты по скважинам разрабатываемых пластов А и Б IV горизонта достигает  $192 \text{ м}^3/\text{сут}$  на 10 мм штуцере, а в XII - Б горизонте -  $27,5 \text{ м}^3/\text{сут}$  на штуцере 9 мм.

Нефти плотностью 855 - 868  $\text{кг}/\text{м}^3$ , легкая отмечена лишь в V горизонте -  $841 \text{ кг}/\text{м}^3$ . Газонасыщенность пластовых нефтей изменяется от 64 до  $99 \text{ м}^3/\text{т}$ .

Газ залежей средней юры по составу тяжелый, этансодержащий, тяжелых углеводоро-

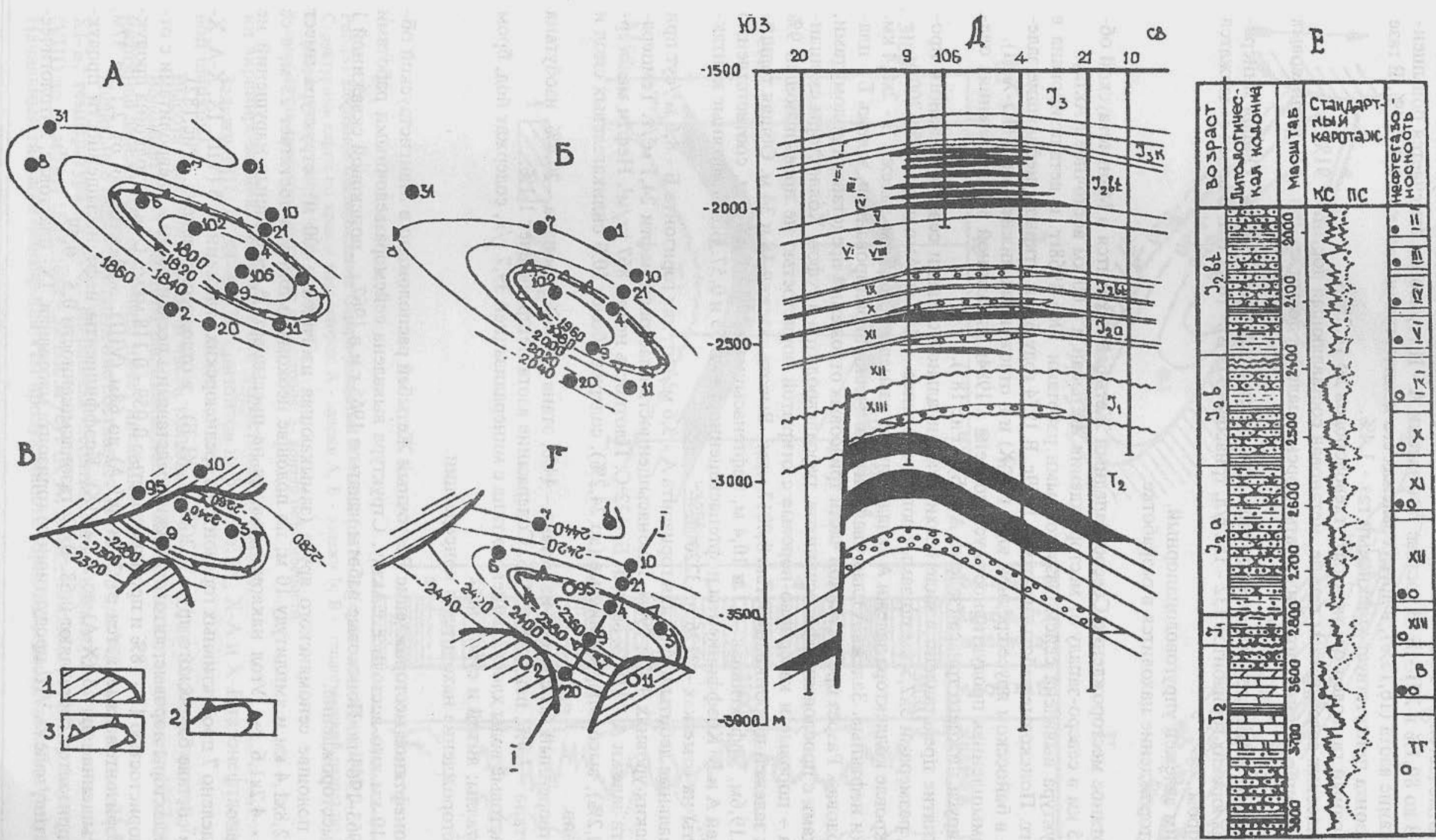


Рис.180 Газоконденсатнонефтяное месторождение Южный Жетыбай (по материалам ПО "Манышлакнефть" и "КазНИПИнефть")

Структурные карты по кровле коллекторов продуктивных горизонтов: А-II (залежь А), Б-V; В- IX; Г-X; Д- геологический разрез по линии I-I; Е- разрез продуктивной части отложений.

1- зоны отсутствия коллекторов; контуры: 2- нефтеносности; 3- газоносности.

дов в нем отмечается от 14 до 39%. Метановая составляющая растет с глубиной от 56% в залежи II-В до 80,1% в XII - Б. В составе газа залежи А - II горизонта отмечается повышенное содержание азота (16,15%), в других залежах его количество не велико - 1,3-4,4%. В газе XII-Б горизонта присутствует углекислый газ - 1,4%.

Свободный газ содержит тяжелых углеводородов до 18,2%.

В триасовых залежах газы легкие, метановая составляющая достигает 91%.

Содержание стабильного конденсата в юрских залежах достигает 108 г/м<sup>3</sup>, в триасовых - 125 г/м<sup>3</sup>.

Пластовые воды хлоркальциевого типа, плотностью 1074 - 1110 кг/м<sup>3</sup>. Общая минерализация вод юрских горизонтов 132 - 152 г/л, триасового (ТВ) - 102,2 г/л. В водах содержатся йод, бор, бром.

Режим залежей упруговодонапорный.

Месторождение находится в разработке.

**Нефтяное месторождение Северо-Западный Жетыбай** находится в Мангистауской области, в 25 км в северо-западу от месторождения Жетыбай и в 60 км восточнее г.Актау.

Структура выявлена сейморазведочными работами 1965-1968гг. и детализирована в 1970-1971гг. Поисковые работы начаты в 1969г. В 1974 году были открыты небольшие залежи нефти в байосском ярусе средней юры (Ю-Х) и в отложениях нижней юры (Ю-ХIII).

Промышленная продуктивность установлена в 1984г. скважиной 3 в отложениях олекнского яруса нижнего триаса (залежи А и Б). (Рис.181).

Поднятие представлено в виде брахиантиклинальной складки северо-западного профиля, размерами 5x2,5 км по замыкающей изогипсе - 4100 м. Амплитуда 150-200 м.

По кровле коллектора залежи А складка имеет размеры 1,5x4,5 км, залежи Б - 2x0,4 км. Обе залежи нефтяные. Залежь А пластовая, литологически экранированная, залежь Б - пластовая сводовая. Разрез продуктивной части триасовых отложений представлен доломитами, известняками с прослоями туфопесчаников, туфоалевролитов и туфов. Коллекторы смешанного типа - поровые и каверново-поровые с открытой пористостью не превышающей 9% для обоих залежей и проницаемостью 0,0017 мкм<sup>2</sup>. Высота залежей 18 и 34 м. Общая толщина 11,8 и 19,6м, эффективная - 2,1 и 10,4 м, нефтенасыщенная - 2,1 и 7,6 м, соответственно для залежей А и Б. Коэффициенты нефтенасыщенности - 0,55 и 0,57. Водонефтяные контакты приняты на отметках - 3126 и -3220 м.

Начальные дебиты нефти для горизонта А - 3,6 м<sup>3</sup>/сут, для горизонта Б - 8,6 м<sup>3</sup>/сут при динамических уровнях 994 и 796м. Газонасыщенность пластовой нефти 24,1 м<sup>3</sup>/т. Температура пласта залежи А - 118°C, залежи Б - 122°C. Плотность нефти 867 кг/м<sup>3</sup>. Нефти малосернистые (0,2%), высокопарафинистые (до 24,2%), содержат более 10% силикагелевых смол и асфальтенов.

Растворенный газ состоит из метана - 44%, этана - 16,6%, пропана - 20,4%, изобутана -3,9, н-бутана - 7,9%, пентана - 5,9%. Содержание азота не превышает 1,1%.

Пластовые воды хлоркальциевого типа с минерализацией 39,7 г/л, содержат йод, бром и бор, металлы: литий и стронций.

Месторождение находится в консервации.

**Газонефтяное месторождение Восточный Жетыбай** расположено в Мангистауской области в 110 км юго-восточнее г.Актау. Структура выявлена сейморазведочными работами МОВ в 1963-1964 гг. Поисковые работы начаты в 1965 г и в 1967 г., поисковой скважиной 1 открыто месторождение.

По подошве сеноманского яруса (замыкающая изогипса - 400 м), структура имеет размеры 2,8x1,4 км и амплитуду 10 м; по подошве неокома амплитуда достигает 25 м, а её размеры - 4,2x1,6 км. Угол наклона крыльев не превышает 1°, разрывных нарушений не установлено.

Выделено 7 продуктивных горизонтов в среднеюрских отложениях: 5 (VIII, IX, X-А, X-Б, X-В) в составе байосского яруса и 2(XI-А, XI-Б) - в отложениях аалена. (Рис.182).

Коллекторы поровые, литологически представлены песчаниками и алевролитами с открытой пористостью 17 - 18% и проницаемостью 0,059 - 0,118 мкм<sup>2</sup>. Общая толщина продуктивных горизонтов изменяется от 3,2м (XI-А) до 68м (VIII), эффективная от 2,1 до 37м, нефтенасыщенная от 1,3 (X-А) до 2,5м (IX). Коэффициенты нефтенасыщенности продуктивных горизонтов составляют 0,58 -0,63, газонасыщенности 0,5 - 0,59.

По типу залежь VIII продуктивного горизонта массивная, IX- пластовая, литологичес-

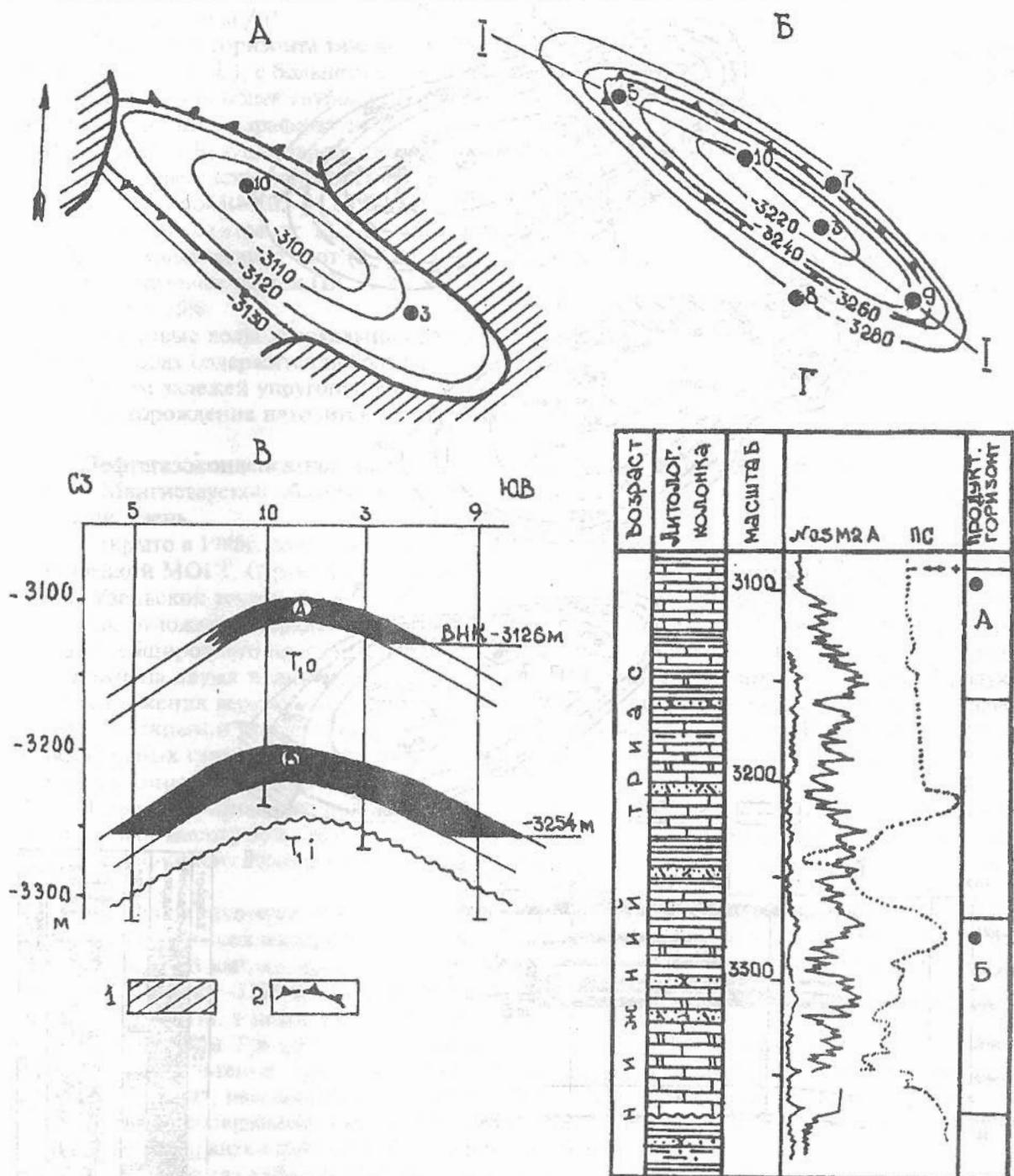


Рис.181 Нефтяное месторождение Северо-Западный Жетыбай (по М.Н.Коростышевскому, 1985г.)  
Структурные карты по кровле коллекторов: А - залежи А; Б - залежи Б; В - геологический разрез по линии I-I';  
Г - разрез продуктивной части отложений.  
1-зоны литологического замещения коллекторов; 2- контур нефтеносности.

ки экранированная, все остальные - пластовые сводовые.

Залежи VIII, X, XI-А и Б горизонтов нефтяные: IX, X-А и X-Б газонефтяные (с газовой шапкой).

Высота залежей нефтяной части колеблется от 10 - 12 до 31-38 м, газовой 7-9 м.

Водонефтяные контакты располагаются на абсолютных отметках от -1952 до -2195 м. нефтяная залежь X-В горизонта имеет наклонный ВНК.

Начальное пластовое давление составляет 21,5 МПа для VIII горизонта и 24,5 МПа для XI-Б, температура 89-98°C. Начальные дебиты нефти находятся в пределах от 1,1 м<sup>3</sup>/сут (VIII) до 20 м<sup>3</sup>/сут (IX), газа - 32 тыс.м<sup>3</sup>/сут (X-А, X-В) - 49 тыс.м<sup>3</sup>/сут (IX) на штуцере 7 мм. Начальный газовый фактор для VIII продуктивного горизонта достигает 57 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, по остальн-

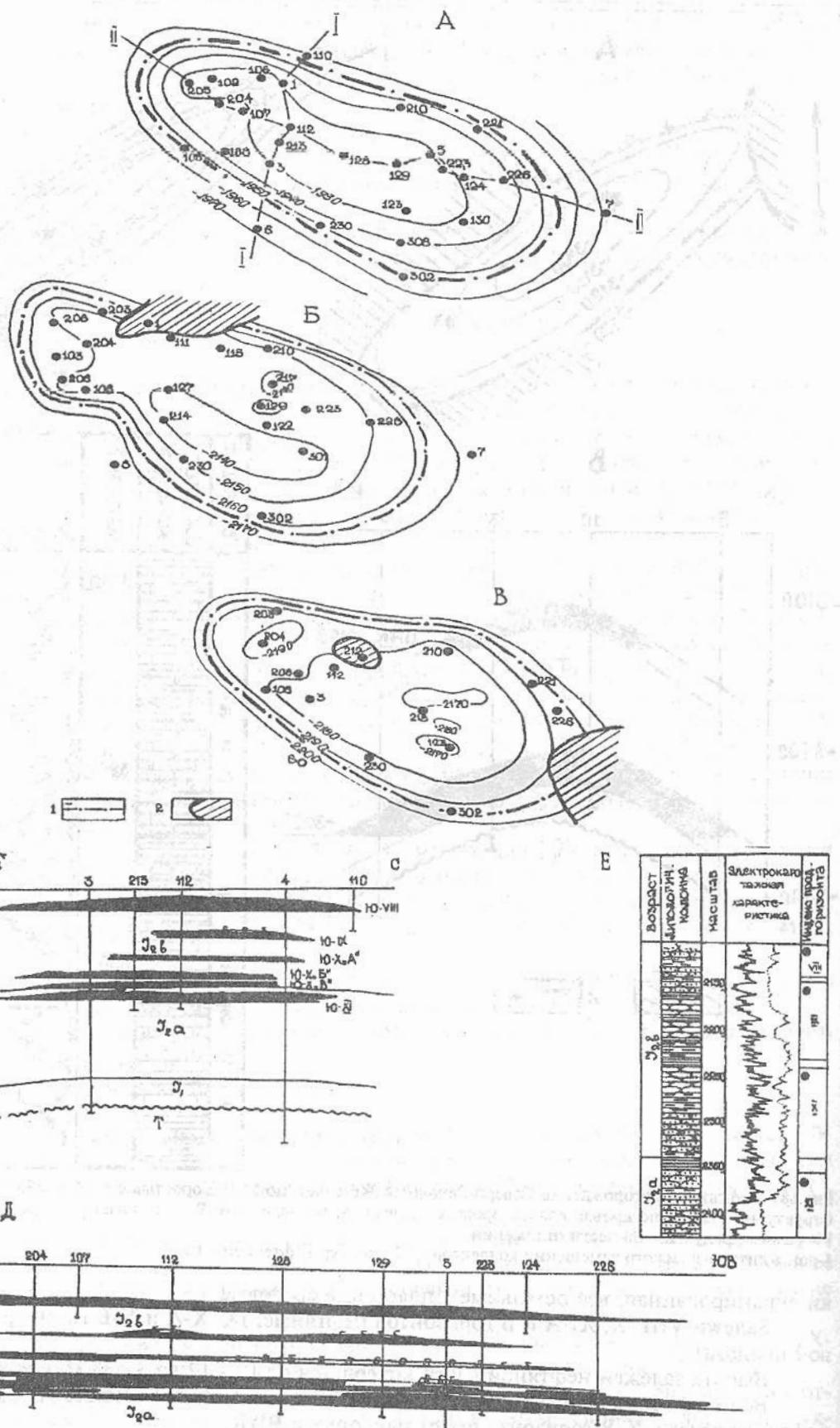


Рис.182 Газонефтяное месторождение Восточный Жетыбай (по М.Н.Коростышевскому)  
Структурные карты по кровле коллекторов продуктивных горизонтов: А - Ю-VIII; Б - Ю-X (залежь В); В - Ю-IX (залежь Б); Г, Д - геологические разрезы по линиям I-I', II-II'; Е - разрез продуктивной части отложений.  
1- контуры нефтеносности; 2- зоны литологического замещения коллекторов.

ным залежам - 90 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Нефть VIII горизонта тяжелая, плотностью 895 кг/м<sup>3</sup>, малосернистая (0,15%), высоко-парафинистая (19%), с большим содержанием силикагелевых смол (до 32,4%) и асфальтенов (3,8%). В залежах более глубоких горизонтов нефти имеют плотность 862-865 кг/м<sup>3</sup>, в них растет содержание парафина до 28,3% (Х-А), сокращается содержание силикагелевых смол до 19,3% (ХI-А,Б) с одновременным ростом содержания асфальтенов до 18,9% (ХI).

В составе растворенных газов преобладает метан, величина которого несколько снижается с глубиной (81,05-84,68% VIII - Х пласти, 79,04% XI пласт). На долю тяжелых углеводородов приходится от 13,3 до 16,7%. Характерен рост содержания этана и пропана с глубиной. Присутствуют азот (2-4%), углекислый газ (0,12-0,86%) и инертные газы.

Газы газовых шапок (IX, X-А, X-Б пласти) содержат метана 85% и тяжелых углеводородов - 8,6 - 15%.

Пластовые воды хлоркальциевого типа, плотностью 1110 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 160г/л. В водах содержится небольшое количество йода, брома, бора.

Режим залежей упругонапорный.

Месторождение находится в разработке.

**Нефтегазоконденсатное месторождение Восточный Нормаул** находится в Ералиевском районе Мангистауской области, в 106 км к востоку от г. Актау, в 63 км к северо-востоку от г. Новый Узень.

Открыто в 1986г. поисковой скважиной 1, пробуренной на структуре, выявленной сейсморазведкой МОГТ. Структура приурочена к Тенге-Тасбулатской антиклинальной зоне Жетыбай-Узеньской тектонической ступени. По отражающему горизонту V<sub>2</sub><sup>III</sup>, стратифицируемому как отложения верхнего триаса, (рис.183) представляет собой брахиантклинальную складку субширотного простирания размером 4x12 км в пределах изогипсы -3300м. Структура осложнена двумя поднятиями, примыкающими к тектоническим нарушениям. Продуктивны отложения верхнего триаса, литологически представленные мелкозернистыми песчаниками с открытой пористостью 13-14% и проницаемостью 0,05 мкм<sup>2</sup>. Покрышкой служит пачка плотных глин толщиной 250 и более метров. Тип залежей - пластовые, тектонически экранированные.

В пределах западного поднятия (пласт Т<sub>3</sub>А) с глубиной кровли пласта 3370 м газовая залежь имеет высоту 60м. Эффективная газонасыщенная толщина продуктивного горизонта 9,8 м, коэффициент газонасыщенности 0,88. Газоводяной контакт прослежен на отметке - 3272 м.

Восточное поднятие нефтяное, продуктивный горизонт (Т<sub>3</sub>Б) нефтенасыщенный. Общая толщина его коллектора 29,6м, эффективная нефтенасыщенная 7,2 м. Высота залежи 30м, площадь 3,3 км<sup>2</sup>, коэффициент нефтенасыщенности 0,71. Водонефтяной контакт установлен на отметке -3125 м. Дебит нефти 12 м<sup>3</sup>/сут. Начальное пластовое давление в газовой залежи 37,48 МПа, в нефтяной 35,19 МПа, температура 120°C.

Нефть пачки Т<sub>3</sub>Б средней плотности (861 кг/м<sup>3</sup>), высокопарафинистая (28%), содержит 0,57% асфальтенов, 3,63% силикагелевых смол. Выход светлых фракций по 300°C составляет 23%. Газ, растворенный в нефти, тяжелый с содержанием этана 17%. Характерно высокое общее содержание тяжелых углеводородов - более 28%, метана 69,7%. В небольшом количестве содержится азот 1,9% и углекислота 0,2%.

Свободный газ дебитом 182 тыс.м<sup>3</sup>/сут на штуцере 15мм обладает абсолютной плотностью 0,943, по воздуху - 0,841. По составу газ тяжелый, этан-пропановый, доля тяжелых углеводородов достигает 21%. Азот и углекислый газ содержатся в количестве 1,2 и 0,3% соответственно. Стабильное содержание конденсата составляет 12-15 г/м<sup>3</sup>.

Пластовые воды - высокоминерализованные рассолы хлоркальциевого типа.

Месторождение находится в разработке с 1988 г. Эксплуатируется газ западного поднятия (пласт Т<sub>3</sub>А). Режим залежи газонапорный. Нефтяная залежь восточного поднятия (пласт Т<sub>3</sub>Б) находится во временной консервации до организации нефтепромысла.

**Нефтяное месторождение Бурмаша** расположено в Мангистауской области, в 3 км к северо-западу от месторождения Узень.

В 1954-1968 гг. на площади проводились региональные геолого-геофизические работы и подготовка к поисковому бурению. Поисковое бурение начато в 1974г. и в 1975г. открыта залежь нефти в отложениях средней юры. Первооткрывательница - скважина 3.

По кровле Ю-IX продуктивного горизонта (байосский ярус) размер структуры по изо-

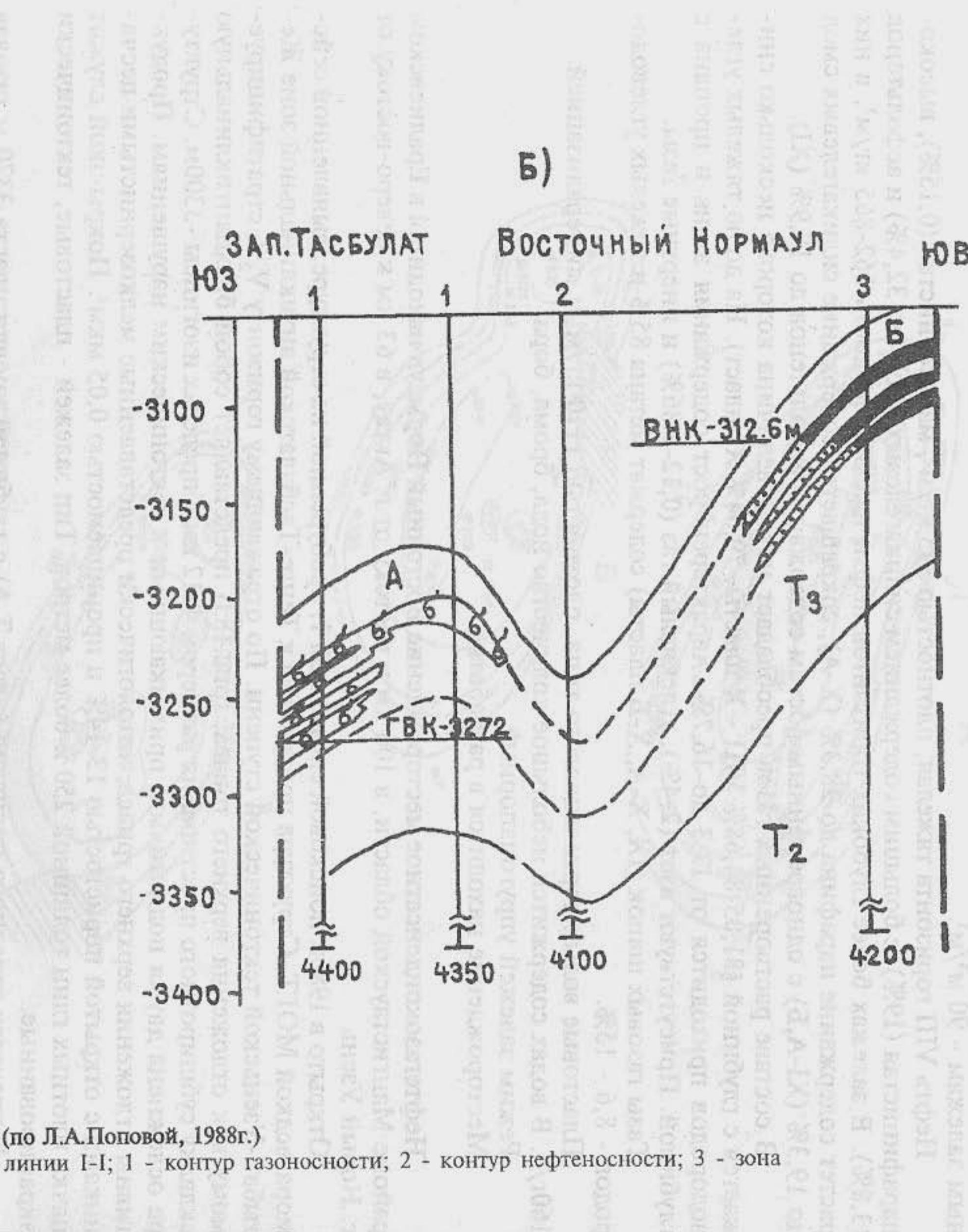
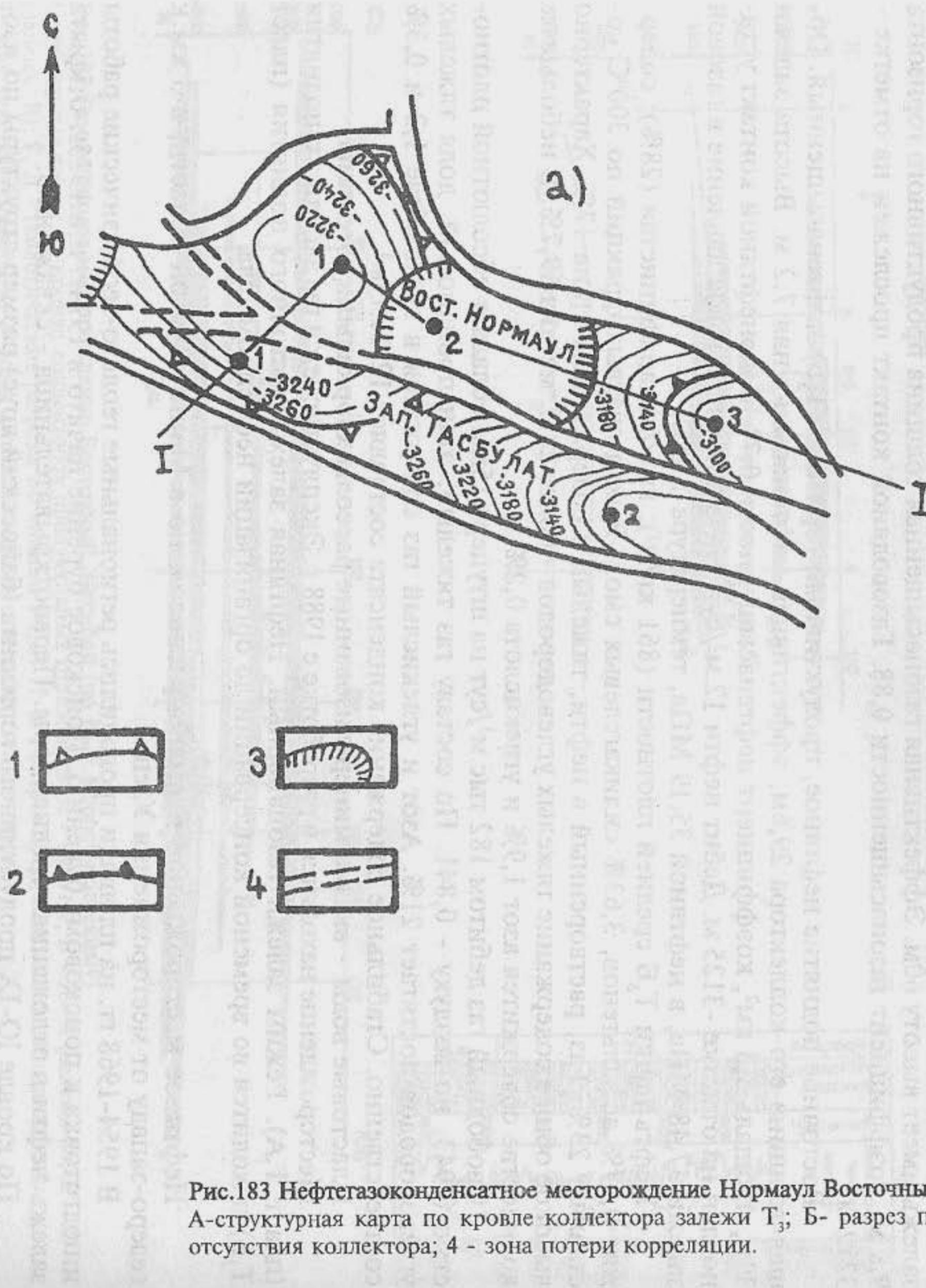


Рис.183 Нефтегазоконденсатное месторождение Нормаул Восточный (по Л.А.Поповой, 1988г.)  
А-структурная карта по кровле коллектора залежи  $T_3$ ; Б-разрез по линии I-I; 1 - контур газоносности; 2 - контур нефтеносности; 3 - зона отсутствия коллектора; 4 - зона потери корреляции.

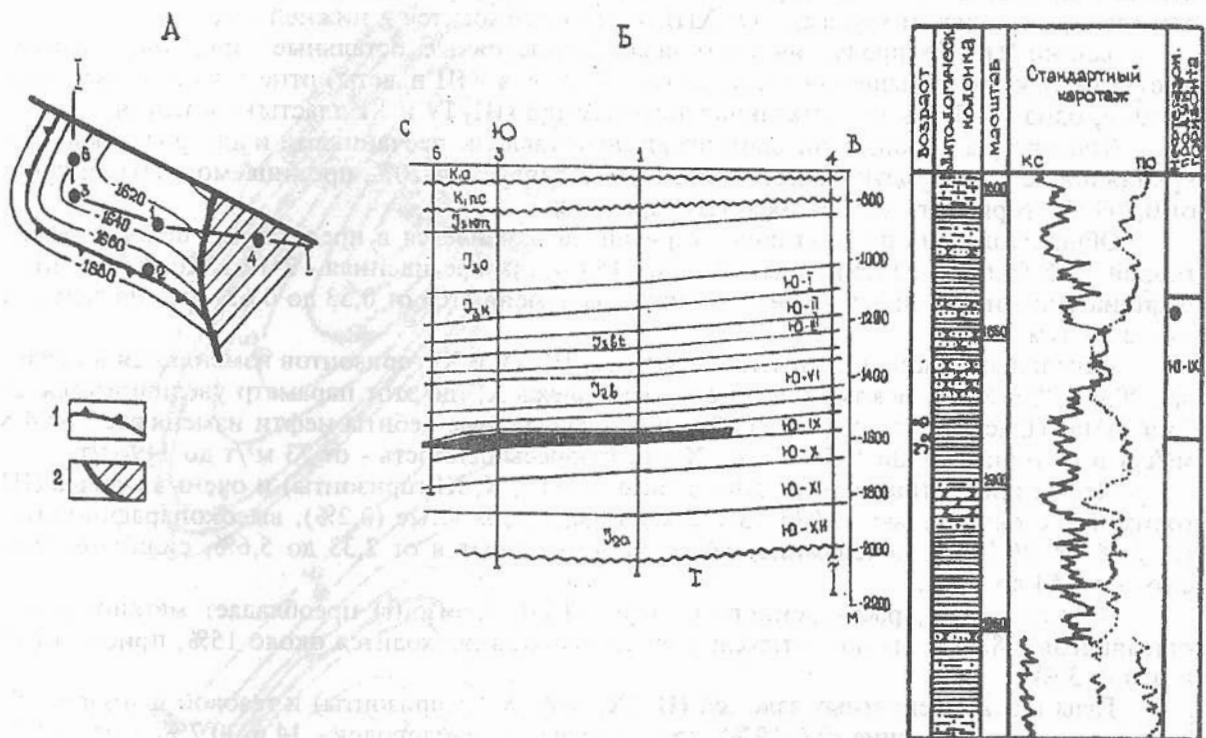


Рис.184 Нефтяное месторождение Бурмаша (по Л.А.Поповой, 1985г.)

А - структурная карта по кровле продуктивного горизонта Ю-IX; Б - разрез продуктивной части отложений.

1 - контур нефтеносности; 2 - зона литологического замещения коллектора.

гипсе - 1670 м составляет 4x2 км. Структура, имеющая амплитуду 70 м, представляет собой часть антиклинали субширотного простириания, ограниченной тектоническим нарушением. (Рис.184).

Нефтяная залежь по типу пластовая, тектонически и литологически экранированная, высота её 65 м. Коллектор поровый, литологически представлен песчаниками и алевролитами с открытой пористостью до 19% и проницаемостью 0,010 мкм<sup>2</sup>. Покрышкой служат глинистые породы от 5 до 11 м.

Общая толщина горизонта достигает 56 м, эффективная 22,9 м, нефтенасыщенная 10,4 м. Коэффициент нефтенасыщенности 0,69. ВНК принят на отметке - 1669 м.

Пластовое давление 18,07 МПа, температура 77°C, дебит нефти 96 м<sup>3</sup>/сут на 9 мм штупере, газонасыщенность 51,4 м<sup>3</sup>/т.

Нефть легкая, малосернистая, высокопарафинистая с плотностью 842 кг/м<sup>3</sup>. В нефти содержится 0,2% серы, 21,8% парафина, до 3,5% асфальтенов и 7,3% силикагелевых смол.

В растворенном газе содержится метана 46,4%, этана - 19,2%, пропана - 17,9%, азота 1,6% и углекислого газа - 0,4%.

Пластовые воды хлоркальциевого типа плотностью 1112 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 159,8 г/л.

Месторождение находится в разработке.

**Нефтегазоконденсатное месторождение Актас** расположено в Мангистауской области, в 85 км к юго-востоку от г.Актау. Структура выявлена сейсморазведочными работами в 1962-1963 гг. Глубокое поисковое бурение начато в 1967 г., который и явился годом открытия месторождения. Первооткрывательница - скважина 1. Разведочное бурение окончено в 1974 г.

По подошве валанжина (замыкающая изогипса - 1320 м) брахиантиклинальная складка имеет размеры 8,6x3,4 км, с амплитудой 20 м. С глубиной контрастность структуры возрастает и по подошве отложений батского яруса ее амплитуда достигает 90 м, а по подошве ааленского яруса увеличивается до 130 м. Размеры поднятия практически не меняются. Южное крыло структуры круче северного. Установлено 7 продуктивных горизонтов в отложениях

нижней и средней юры. (Рис.185,186). Большинство продуктивных горизонтов в возрастном отношении связаны с толщей средней юры: Ю-II, III, IV - батским, Ю-IX, X-A, X- байоским и IX - ааленским ярусами. Ю -XIII горизонт относится к нижней юре.

Залежи III и IX продуктивных горизонтов массивные, остальные - пластовые, сводовые. По характеру насыщения 4 залежи (II, IX, X-A и XIII пласти) отнесены к газоконденсатным, одна (X-B) - к нефтегазоконденсатным и 3 (III, IV и XI пласти) - к нефтяным.

Коллекторы поровые, литологически представлены песчаниками и алевролитами. Открытая пористость продуктивных горизонтов составляет 14-20%, проницаемость изменяется от 0,009 (IX горизонт) до 0,06 мкм<sup>2</sup> (III горизонт).

Общая толщина продуктивных горизонтов изменяется в пределах 3,3-66,3м, эффективная - 2,5-49,6 м, нефтенасыщенная - 3,7-15,6м, газонасыщенная - 2-12м. Коэффициенты нефтенасыщенности продуктивных горизонтов изменяются от 0,53 до 0,62. Высота залежей - от 2 до 41м.

Начальные пластовые давления в залежах III, IV и XI горизонтов изменяются в пределах 20,0 - 20,6 МПа, исключение составляет залежь X, где этот параметр увеличивается до 25,6 МПа. Пластовая температура 87 - 104°C. Начальные дебиты нефти изменяются от 4,8 м<sup>3</sup>/сут в IV горизонте до 187 м<sup>3</sup>/сут в X - Б, газонасыщенность - от 73 м<sup>3</sup>/т до 149 м<sup>3</sup>/т.

Нефти продуктивных горизонтов тяжелые (IV, X, XI горизонты) и очень тяжелые (III горизонт), с плотностью от 872 до 915 кг/м<sup>3</sup>, малосернистые (0,2%), высокопарафинистые (от 20% до 26,14%). Содержание асфальтенов изменяется от 2,33 до 5,6%, силикагелевых смол от 4,54 до 6,8%.

В составе газа, растворенного в нефти, (X-B горизонт) преобладает метановая составляющая - 82,4%, на долю тяжелых углеводородов приходится около 15%, присутствует азот (до 3%).

Газы газоконденсатных залежей (II, IX, X-A, XIII горизонты) и газовой шапки (X-B) тяжелые, этансодержащие (9,6-19%), доля тяжелых углеводородов - 14,6-30,7%, азота - 1,2-5,2%. Дебиты газа 41-187 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

Содержание стабильного конденсата во II продуктивном горизонте составляет 78,8 г/м<sup>3</sup>, в остальных не превышает 60 г/м<sup>3</sup>. Дебиты конденсата изменяются от 2,6 до 11,4 м<sup>3</sup>/сут. Плотность его 793 кг/м<sup>3</sup>.

Воды продуктивных горизонтов месторождения представляют хлоркальциевые рассолы с плотностью 1111-1117 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 145-167 г/л. Отмечается обогащенность вод бромом (400-460 мг/л), в небольших количествах содержатся йод, бор. Специфическим показателем вод продуктивных горизонтов является присутствие в них нафтеновых кислот и бензола. Концентрация калия промышленно кондиционна, его содержание в водах растет с глубиной от 1335 до 1500 мг/л.

Режим залежей упруговодонапорный.

Нефтяные залежи законсервированы, месторождение разрабатывается на газ.

Газоконденсатное месторождение Западный Актас находится в Ералиевском районе Мангистауской области, в 110 км к юго-востоку от г. Актау, в 60 км северо-западнее г. Новый Узень. Газопровод Жетыбай-Актау проходит в 5 км.

Открыто в 1988 г. Первооткрывательница - скважина 13. Структура подготовлена региональными геолого-геофизическими работами в 1952 - 1958 гг. Детализировано сейсморазведкой МОГТ в 1978-1979 гг. и в 1983 г.

Поисковые работы начаты в 1987 г., разведка и разработка месторождения - в 1989 г.

В тектоническом отношении поднятие относится к Жетыбай-Узенской антиклинальной зоне Южно-Мангышлакского прогиба. По V<sub>2</sub><sup>IV</sup> отражающему горизонту (низы среднего триаса) структура представлена локальным поднятием в пределах тектонического блока. Размеры его по замыкающей изогипсе - 3200 м составляют 2x0,8 км, амплитуда 50 м.

Продуктивность приурочена к верхнетриасовым отложениям, представленным терригенно-карbonатными породами. (Рис.187).

Коллектор смешанный. Открытая пористость 14%. Покрышками служат аргиллиты толщиной более 144 м.

Залежь пластовая, тектонически экранированная. Газоводяной контакт установлен на отметке - 2975 м.

Площадь газовой части залежи 1,5 км<sup>2</sup>, высота 30 м. Общая толщина продуктивного горизонта 6,8 м, эффективная газонасыщенная 4,8 м, коэффициент газонасыщенности 0.72. Глубина кровли пласта в своде поднятия 3110 м.

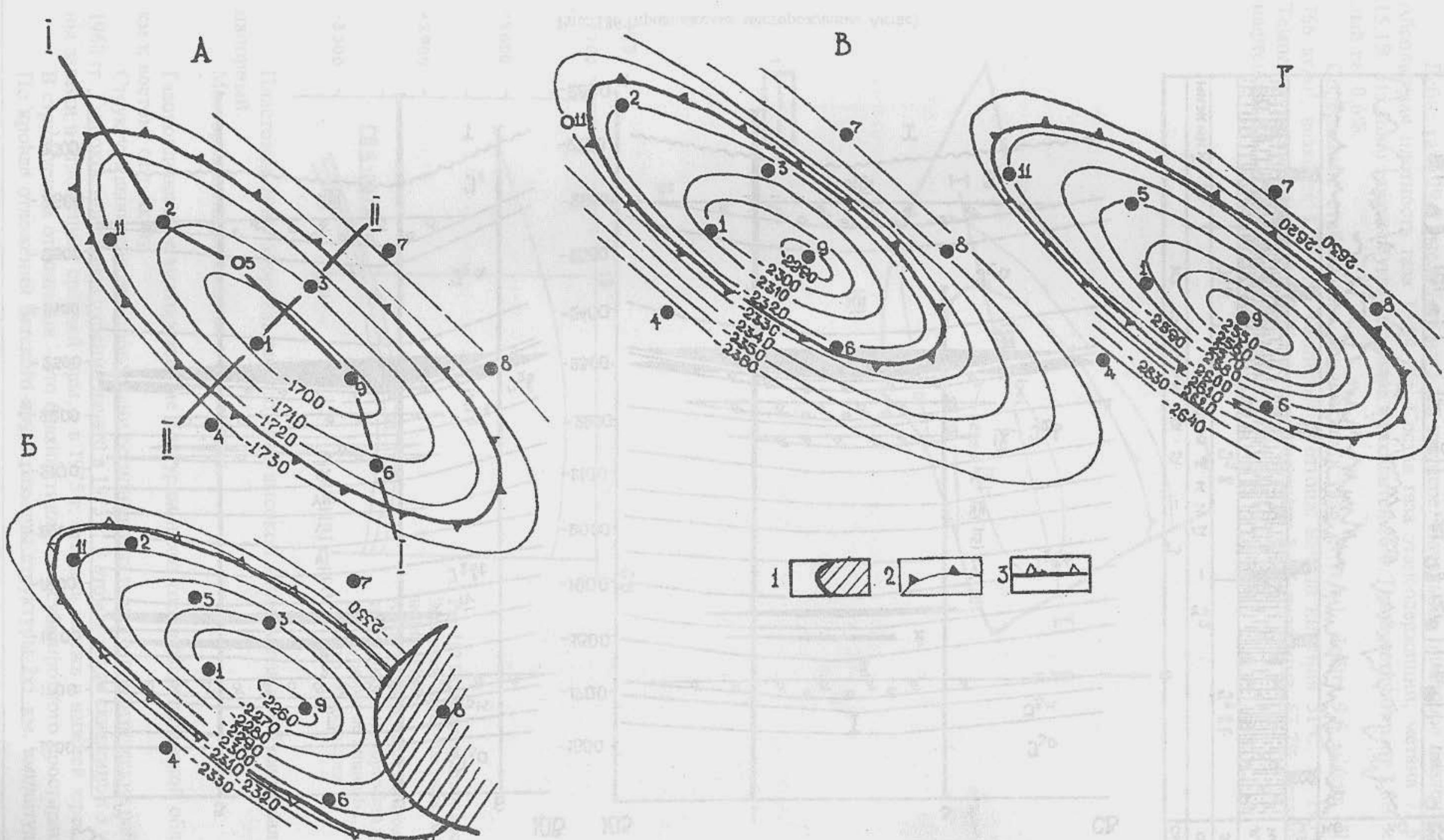


Рис.185 Нефтегазоконденсатное месторождение Актас (по М.Н.Коростышевскому, Л.А.Поповой, 1974г.)

Структурные карты по кровле продуктивных горизонтов: А-Ю-II; Б-ЮХ (залежь Б); В-Ю-XI; Г-Ю-XIII; Д, Е - геологические разрезы соответственно по линиям I-I, II-II; Ж - разрез продуктивной части отложений.

1 - зона литологического замещения коллекторов; 2 - контур нефтеносности; 3 - контур газоносности.

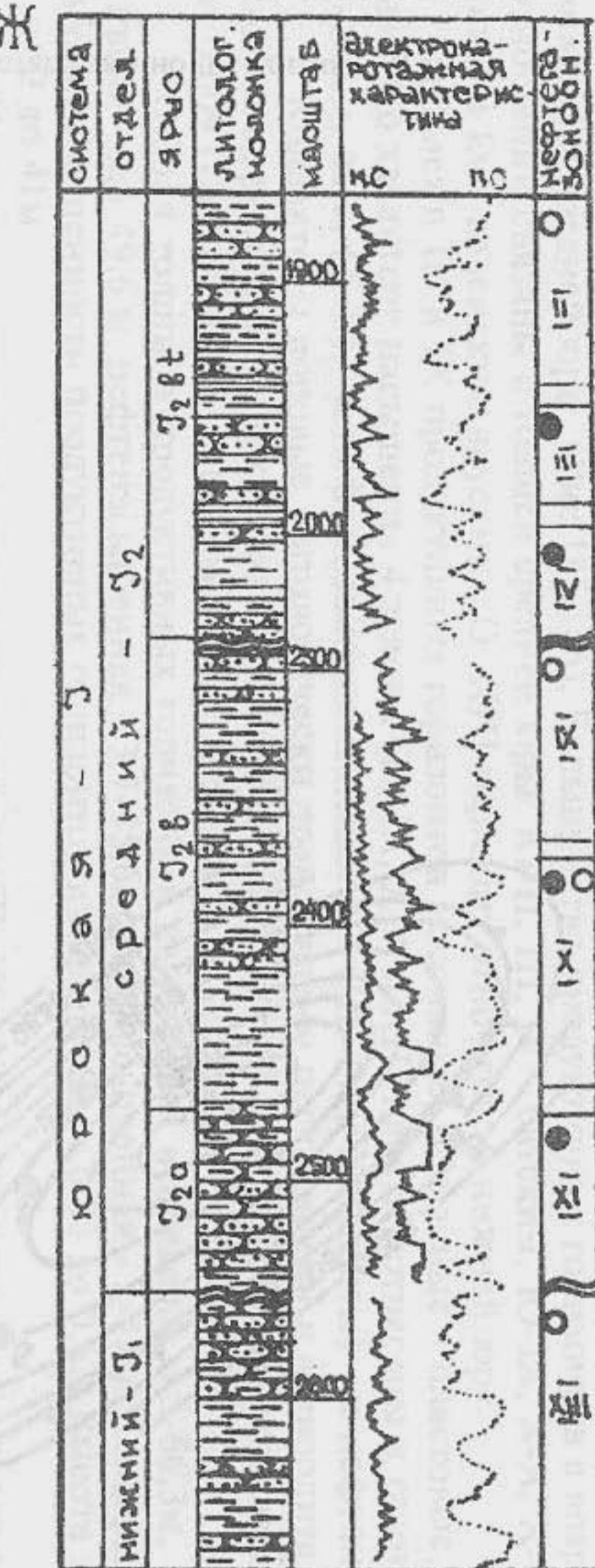
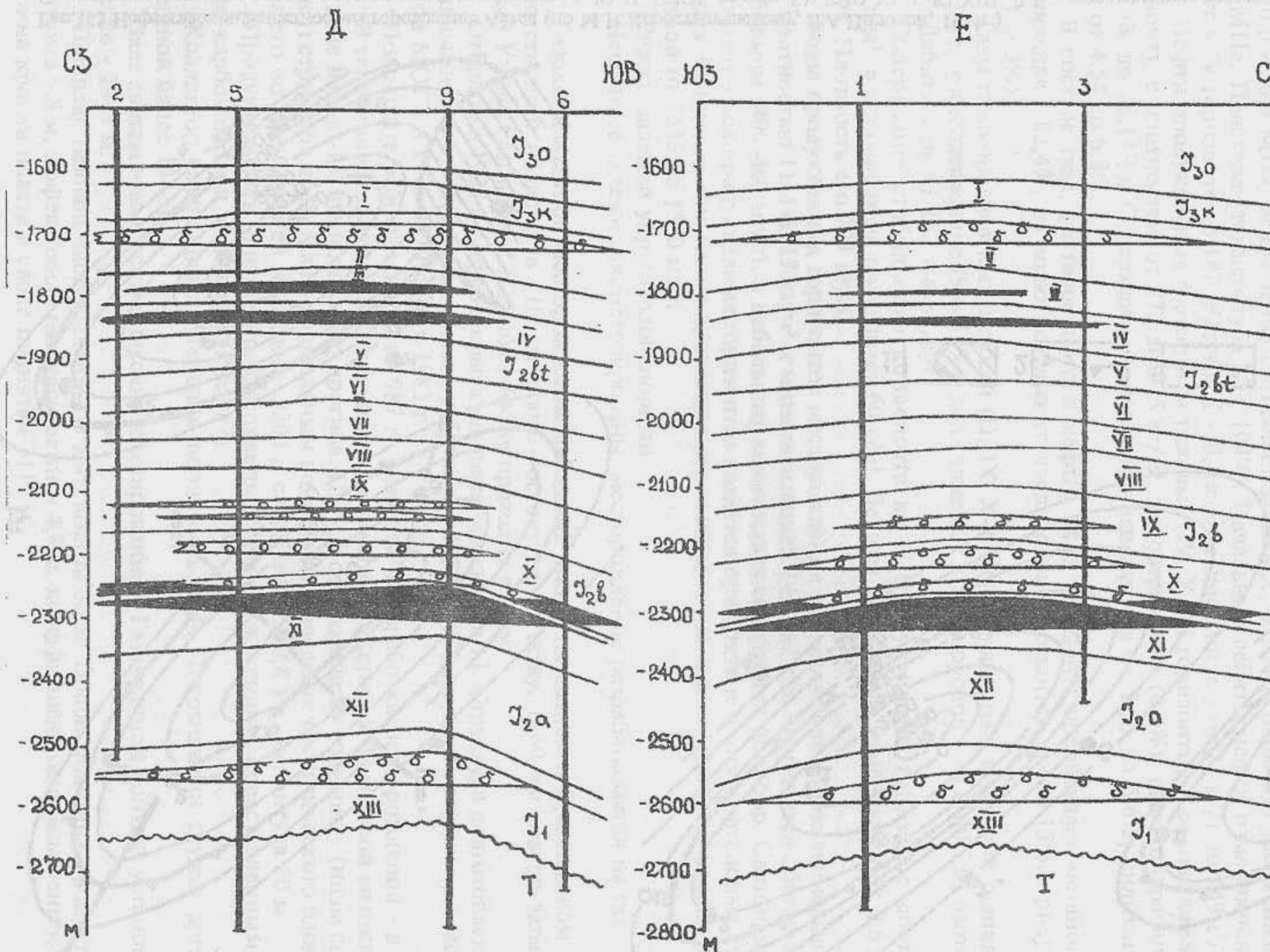


Рис. 186 (продолжение месторождения Актас)

Дебит газа 29,8 тыс.м<sup>3</sup>/сут на 5 мм штуцере. Начальное пластовое давление 32 МПа. Абсолютная плотность газа 1,004 г/л. Состав газа этансодержащий; метана 71,6%, этана 15,1%. На долю тяжелых углеводородов приходится 26%. Присутствуют азот 1,8% и углекислый газ 0,6%.

Содержание стабильного конденсата в газе 21,1г/м<sup>3</sup>. Дебит 9,6 м<sup>3</sup>/сут. Плотность 766 кг/м<sup>3</sup>, вязкость 1,74 сст. Температура отгона: начало кипения 51°C, до 195°C - 50%. Температура застывания +3°C. Конденсат содержит 1,2% парафина, 67,7% метановых, 30% нафтеновых и 2,3% ароматических углеводородов.

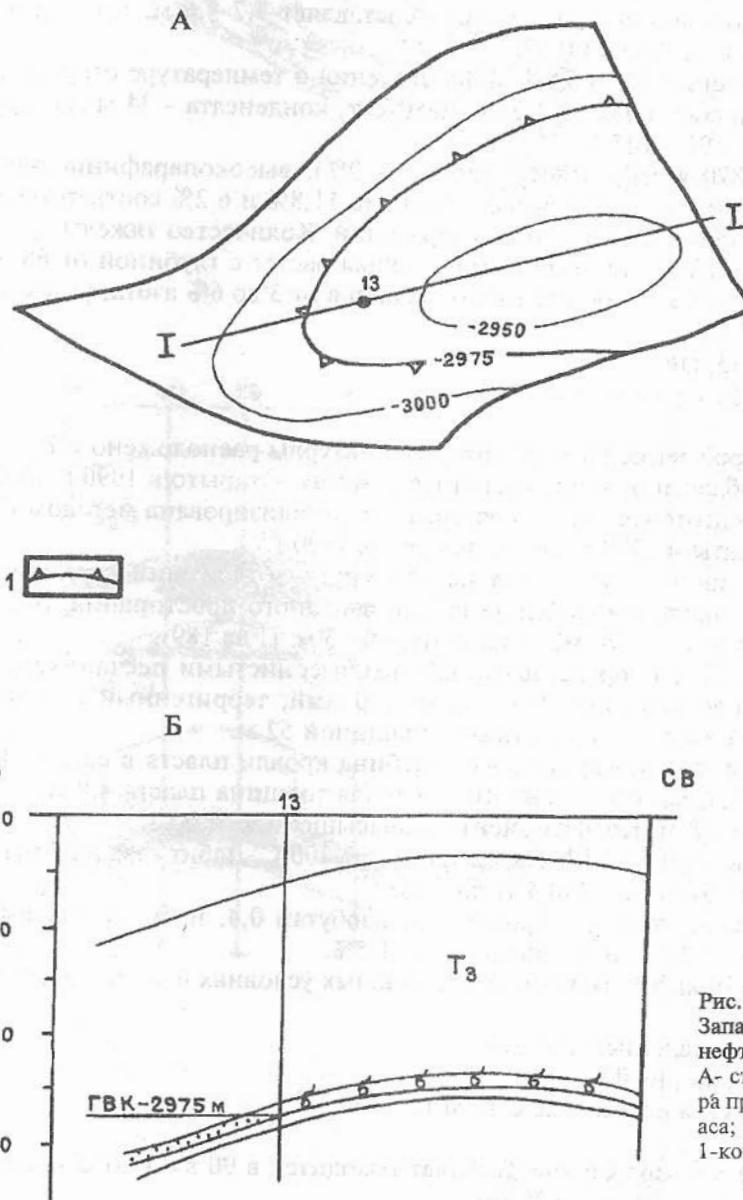


Рис.187 Газоконденсатное месторождение Западный Актас (по данным КазНИИПиНефть, 1990г.)  
А- структурная карта по кровле коллектора продуктивного горизонта верхнего триаса; Б- разрез по линии I-I.  
1-контур газонасности.

Пластовые воды хлоркальциевого типа высокой минерализации. Режим залежи газонапорный.

Месторождение находится в разработке.

Газоконденсатное месторождение Бектурлы находится в Мангистауской области, в 80 км к востоку от г.Актау.

Структура выявлена при проведении региональных геологического-геофизических работ в 1967-1968 гг. Глубокое поисковое бурение начато в 1973 г. В этом же году скважиной 3 установлена залежь в отложениях средней юры, а в 1975 г. открыта залежь в нижней юре.

В структурном отношении - это брахиантклиналь субширотного простирания.

По кровле отложений батского яруса размеры структуры 2x1 км, амплитуда 15 м. С

глубиной контрастность структуры увеличивается, отмечается смещение свода в восточном направлении.

Продуктивность установлена в X горизонте байосского, в XI, XII горизонтах ааленского ярусов средней юры и в XIII - нижней юры (рис.188). Залежь XII горизонта нефтегазоконденсатная, в X, XI и XIII - нефтяные. Залежи X, XI, XIII горизонтов пластовые, сводовые, в XII - массивная. Высоты нефтяных залежей 16-62, нефтегазоконденсатной 37 м.

Коллекторы продуктивных горизонтов поровые, литологически представлены песчаниками и алевролитами. Открытая пористость коллекторов X и XII горизонтов составляет 11 - 17%, проницаемость - 0,018 - 0,02 мкм<sup>2</sup>. Общая толщина пластов - 73 м в X горизонте, 68 м - в XI и 122 м - в XIII, нефтенасыщенная толщина составляет 3,7-8,6 м. Коэффициент нефтенасыщенности изменяется от 0,59 до 0,62.

Начальное пластовое давление 22,0 - 25,4 МПа, сведения о температуре отсутствуют.

Начальные дебиты нефти составили от 1,2 до 26 м<sup>3</sup>/сут, конденсата - 34 м<sup>3</sup>/сут, газа - 77 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Газовый фактор - 91 - 145,2 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Нефти плотностью 855-870 кг/м<sup>3</sup>, малосернистые (0,2%), высокопарафинистые (23-25,1%), с повышенным содержанием смол и асфальтенов (до 11,8% и 6,2% соответственно).

Растворенный газ по составу тяжелый, этансодержащий. Количество тяжелых углеводородов колеблется от 14% до 25%, метановая составляющая растет с глубиной от 68% в X горизонте до 82,5% в XIII горизонте. В составе газа отмечается от 3 до 6% азота, углекислый газ отсутствует.

Режим залежей водонапорный.

Месторождение находится в разработке.

**Газоконденсатное месторождение Юго-Восточный Бектурлы** расположено в Ералиевском районе Мангистауской области, в 80 км восточнее г. Актау. Открыто в 1990 г. поисковой скважиной 2. Структура подготовлена сейсморазведкой, детализирована методом ОГТ в 1987 г. Поисковые работы начаты в 1988 г, разведочные - в 1990 г.

В структурном отношении по кровле ааленского яруса отложений средней юры поднятие представлено антиклинальной складкой северо-западного простирания, размерами 3,5x0,5 км (в контуре изогипсы - 2270 м), с амплитудой 15 м. (Рис.189).

Продуктивный горизонт Ю-IX, представленный мелкозернистыми песчаниками, относится к байосскому ярусу средней юры. Коллектор поровый, терригенный с открытой пористостью 17%. Покрышкой залежи служат глины толщиной 52 м.

Залежь газоконденсатная, пластовая сводовая, глубина кровли пласта в своде 2305 м, ГВК принят на отметке - 2147 м, высота залежи 10 м. Общая толщина пласта 4,8 м, эффективная 4,4 м, газонасыщенная 2,8 м. Коэффициент газонасыщенности 0,82.

Начальное пластовое давление 22,43 МПа, температура 100°C. Дебит газа на 7 мм штуцере 99 тыс.м<sup>3</sup>/сут, свободный достигает 240,4 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

Состав газа, %: метан 83,8, этан 9,7, пропан 2,4, изобутан 0,4, н-бутан 0,6, высшие гомологи 0,4. Присутствуют азот 1,2% и углекислый газ 1,5%.

Плотность конденсата 710 кг/м<sup>3</sup>, вязкость в нормальных условиях 0,96 сст, температура застывания 18°C.

Пластовая вода хлоридно-кальциевого типа.

Режим залежи газоводонапорный.

Месторождение находится в разработке с 1990 г.

**Нефтегазоконденсатное месторождение Тасбулат** находится в 90 км к юго-востоку от г.Актау, в 60 км к западу от месторождения Узень.

Структура выявлена сейсморазведкой МОВ. В 1955 г. были открыты залежи в отложениях байосского яруса средней юры (горизонты Ю-IV-А, IV-Б, V-А, V-Б). В последующие годы установлена продуктивность отложений верхней юры, батского, ааленского ярусов средней юры и оленекского яруса нижнего триаса. Глубина залегания продуктивных горизонтов 1800-3200 м (рис.190).

В структурном отношении представлено брахиантаклинальной складкой. По подошве коллектора залежи А - Ю- II продуктивного горизонта (батский ярус) размеры структуры по замыкающей изогипсе - 1800 м составляют 6,5x1,5 км при амплитуде 20 м. С глубиной амплитуда поднятия возрастает, наблюдается смещение свода структуры в юго-восточном направлении.

Продуктивные отложения триаса представлены карбонатно-терригенной толщей по-

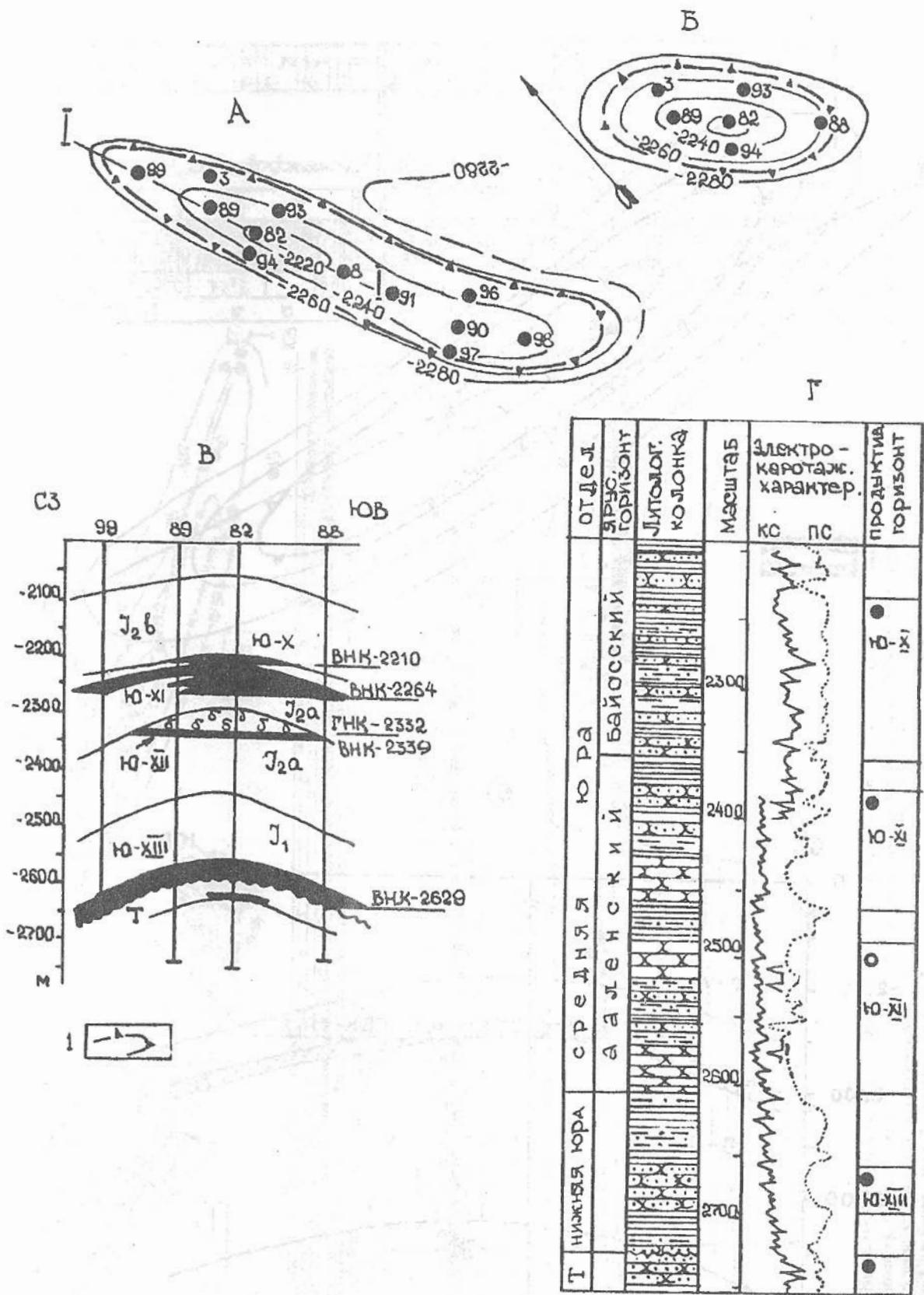


Рис.188 Газоконденсатнонефтяное месторождение Бектурлы  
Структурная карта по кровле продуктивного горизонта Ю-ХI: А - по М.Н.Коростышевскому (1988г.);  
Б - по материалам паспорта месторождения.  
1- контур нефтеносности.

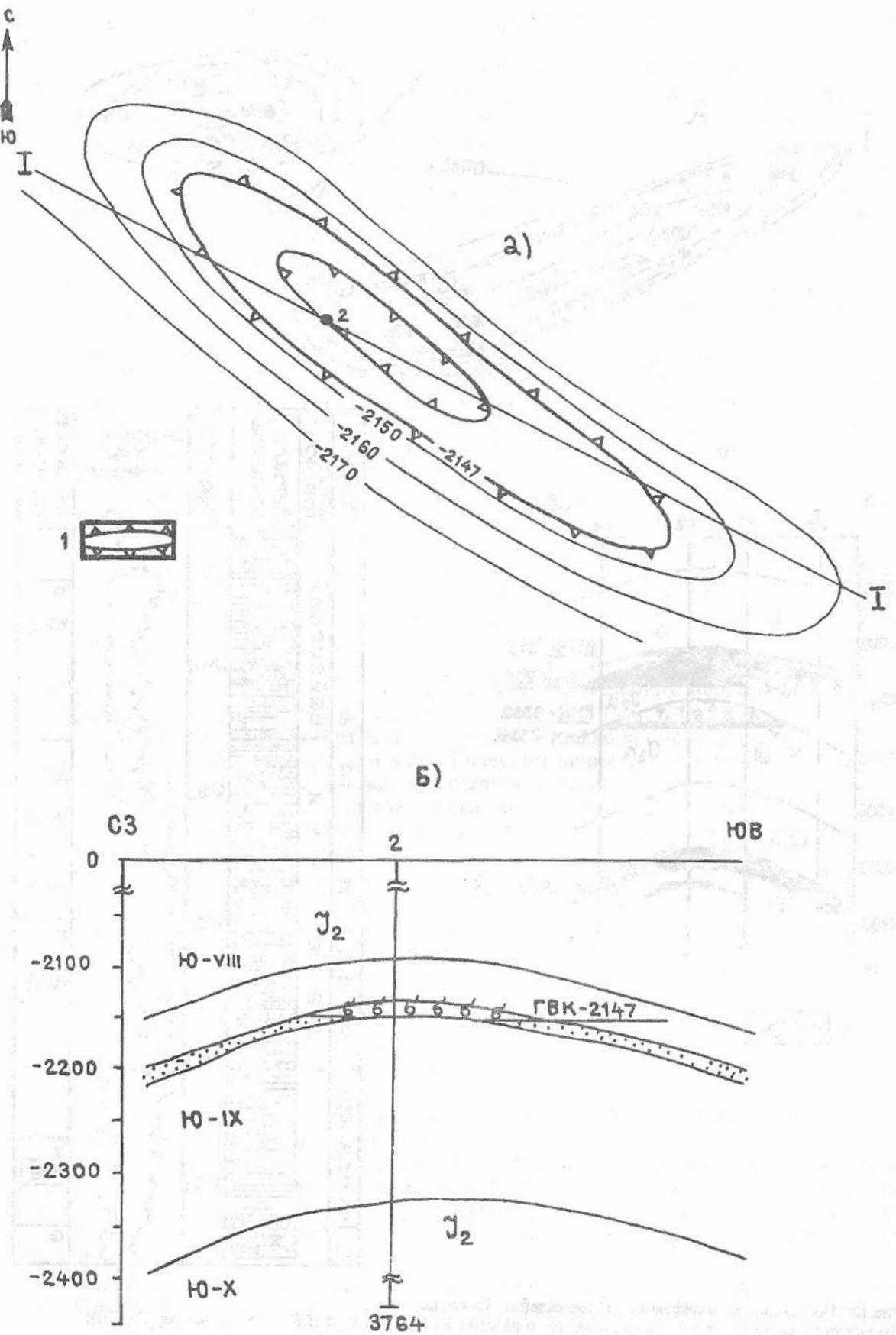


Рис.189 Газовое месторождение Юго-Восточное Бектурлы (по Л.А.Поповой, 1991г.)

А - структурная карта по кровле коллектора Ю-IX горизонта; Б - геологический разрез по линии I-I;  
 1 - внутренний и внешний контуры газоносности.

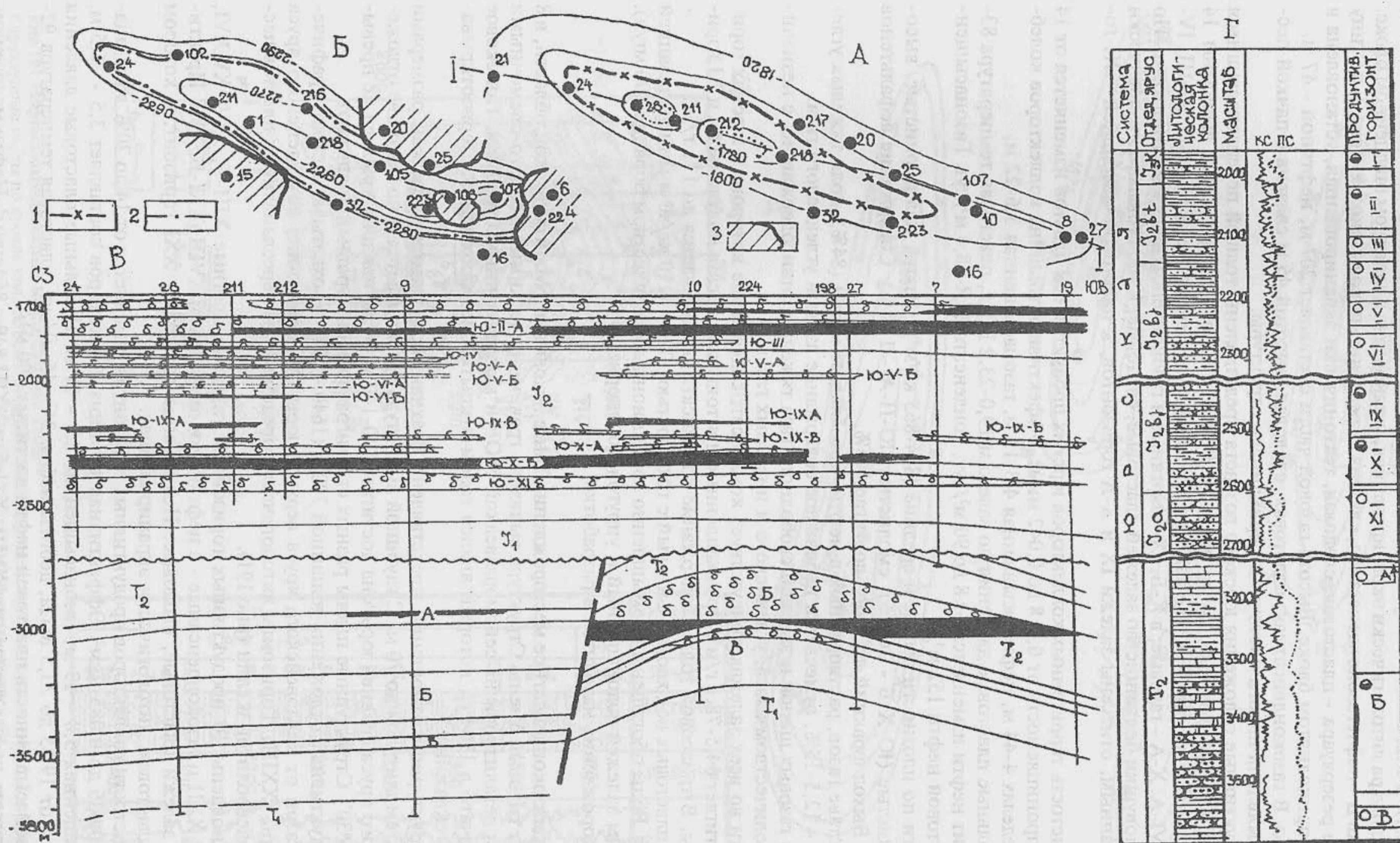


Рис.190 Нефтегазоконденсатное месторождение Тасбулат (по М.Н.Коростышевскому, 1987г.)

Структурные карты по подошве коллекторов: А - залежи А горизонта Ю-II, Б - залежи А горизонта Ю-X; геологический разрез по линии I-I;

Г - разрез продуктивной части отложений.

Контуры: 1 - газонасности; 2 - нефтеносности; 3 - зоны литологического замещения коллекторов.

род (известняки, доломиты, аркозовые и полимиктовые песчаники, аргиллиты, туфы и туфоаргиллиты). В них выявлены три залежи ТА, ТБ и ТВ, залежь А - нефтяная, высотой 5 м, по типу резервуара литологически экранированная, установлена в западном опущенном блоке.

Залежь Б - нефтегазоконденсатная, связана с трещинно-поровым коллектором, по типу природного резервуара - пластовая, сводовая, тектонически экранированная, установлена в восточном приподнятом блоке. Высота газовой части составляет 207 м, нефтяной - 47 м.

Залежь В газоконденсатная, пластовая, сводовая, высотой 46 м связана с пачкой песчаников. Выявлена на юго-восточной периклинали структуры.

Продуктивные отложения юрского возраста представлены толщей переслаивающихся песчаников, алевролитов, глин и аргиллитов. В этой толще в 9 горизонтах выявлены 14 залежей: в I и II горизонтах (келловей, бат) - газонефтеконденсатные; в Ю-II-Б, Ю-III, IV-A; V-A, Б, VI-A, X-A - газовые; в Х-Б, IX - нефтяные и газоконденсатная - в XI горизонте. По характеру ловушки большинство залежей пластовые, сводовые. К пластовым, литологически экранированным, отнесены залежи IX и X-A горизонтов, к пластовой массивной - XI горизонта.

Пористость терригенных коллекторов юрских продуктивных пластов изменяется от 14 до 19,7%, проницаемость от 0,018 до 0,042 мкм<sup>2</sup>. Эффективная толщина коллекторов колеблется в пределах 4-44 м, нефтенасыщенная 4,3-13 м, газонасыщенная 3,6-22 м.

Начальные пластовые давления по залежам 19,0-23,2 МПа, пластовая температура 83-103°C. Дебит нефти изменяется от 8 до 90 м<sup>3</sup>/сут, конденсата 28,8-38,4 м<sup>3</sup>/сут. Газонасыщенность пластовой нефти 152 м<sup>3</sup>/т.

Нефти по плотности легкие и средние (834-865 кг/м<sup>3</sup>), вязкие, малосернистые, высококапарфинистые (Ю-X-Б - 36,6%), смолистые (Ю-II-А - 11,8%). Содержание асфальтенов 1,35-2,3%. Выход фракций до 300°C достигает 46%.

В составе газов, растворенных в нефти, преобладает метан (84%), доля тяжелых углеводородов - 12,5-15%, отмечается небольшое содержание азота и углекислого газа.

Газы газовых шапок и залежей свободного газа тяжелые, этансодержащие, с незначительным количеством азота, углекислого и инертных газов.

Почти во всех залежах присутствует конденсат, содержание которого в юрских горизонтах достигает 64,5-78,1 г/м<sup>3</sup>. Промышленные притоки конденсата получены в I и XI горизонтах юры. В триасовой толще содержание конденсата увеличивается до 111 г/м<sup>3</sup>.

Тип пластовых вод хлоркальциевый с плотностью 1080 - 1110 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 153-182 г/л. Воды обогащены промышленно кондиционным количеством бора (до 490 мг/л).

Режим залежей водонапорный и упруговодонапорный.

Месторождение находится в разработке.

Нефтегазоконденсатное месторождение Тенге находится в Мангистауской области, в 8 км к югу от г. Новый Узень. Структура выявлена гравиметрическими и геолого-съемочными работами и детализирована сейсморазведкой МОВ и картировочным бурением. Поисковое бурение начато в 1964 г., который явился годом открытия месторождения. Первооткрывательница - скважина 1.

В структурном отношении представлено брахиантклинальной складкой размерами 19x3,5 км с амплитудой до 70 м. С глубиной амплитуда увеличивается и по подошве отложений батского яруса средней юры она достигает 130-140 м. Углы наклона крыльев не превышают 5 - 6°30'. Структурные планы разных стратиграфических уровней совпадают.

Продуктивные отложения толщиной 700 м (1640 - 2340 м) охватывают стратиграфический диапазон от келловейского яруса верхней юры (XIII горизонт) до алленского яруса средней юры (XXIII). Горизонты литологически представлены переслаиванием пластов песчаников, алевролитов и глин (рис.191).

Установлены 10 продуктивных горизонтов: газоконденсатные XIII-Б, XIV, XV, XVI, XVII, XIX, XXII и газоконденсантные - с нефтяными оторочками XVIII, XXI-Б, XIII. Практически все залежи пластовые, сводовые. Исключение составляет XXI горизонт, в котором залежь Б пластовая, литологически экранированная.

Пористость коллекторов продуктивных горизонтов изменяется от 14 до 20%, проницаемость от 0,036 до 0,085 мкм<sup>2</sup>. Эффективная толщина коллекторов составляет 3,5 - 26,5 м, нефтенасыщенная 5,8 - 13 м, газонасыщенная 2,6 - 17 м. Начальные пластовые давления изменяются от 19,85 до 23,5 МПа, дебиты нефти 34 - 45 м<sup>3</sup>/сут, пластовая температура 92-105°C. Газонасыщенность пластовой нефти достигает 200 м<sup>3</sup>/т.

Плотность нефти горизонтов XVIII, XXI-Б и XXIII 849 - 854 кг/м<sup>3</sup>. Нефти малосерни-

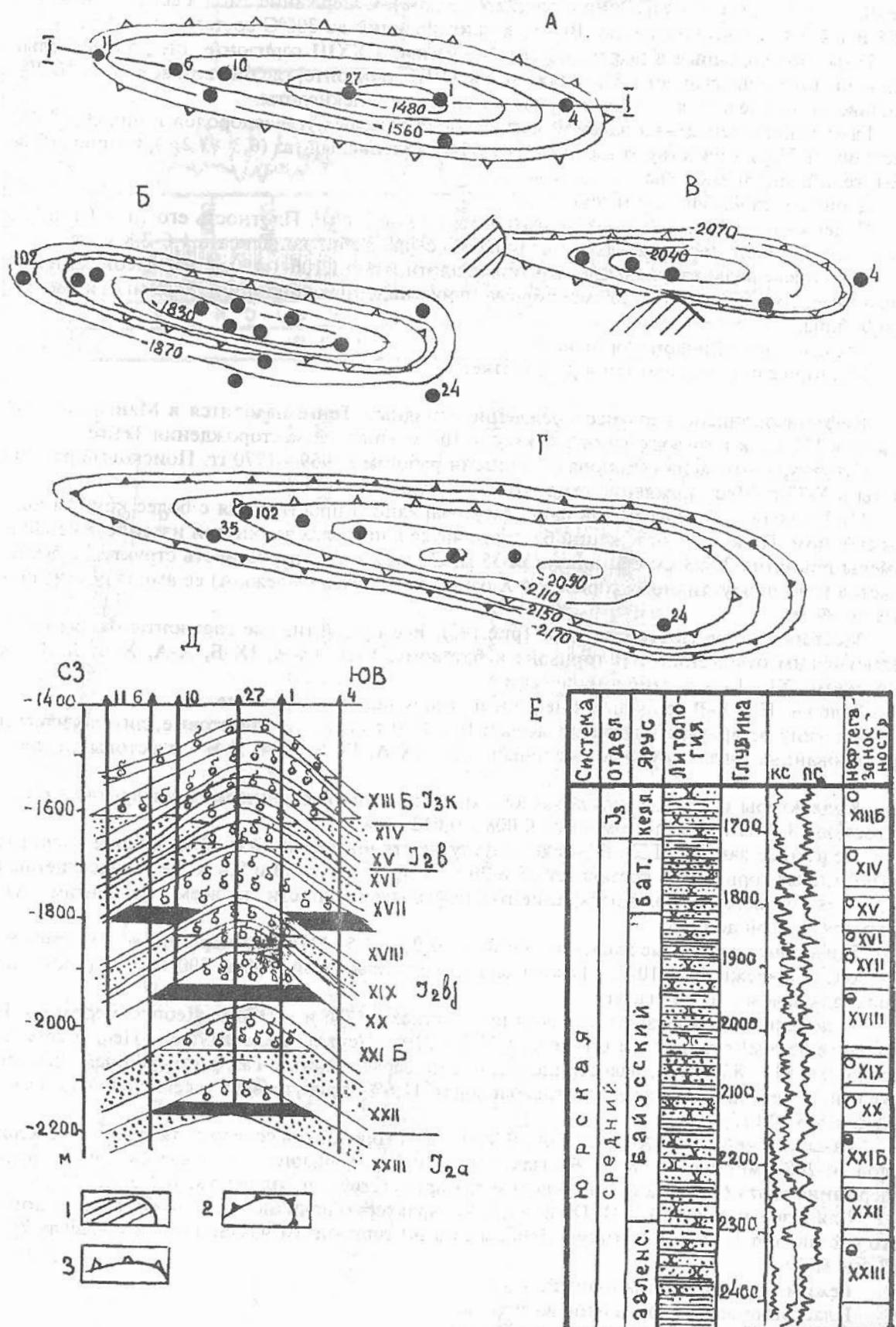


Рис.191 Нефтегазоконденсатное месторождение Тенгиз

Структурные карты по кровле коллекторов продуктивных горизонтов средней юры: А - XIV; Б - XX; В - XXII; Г - XXIII; Д - геологический разрез по линии I-I'; Е - разрез продуктивной части отложений.

1- зона литологического замещения коллектора; контуры: 2-нефтеносности; 3-газоносности.

стые (0,06 - 0,2%), высокопарафинистые (22,7 - 25,5%). Содержание смол и асфальтенов 3,9-10,2% и 1,4-3,4%, соответственно. Выход легких фракций до 300°C составляет 27,5%.

Газы, растворенные в нефти, по составу легкие в XXIII горизонте, где доля тяжелых углеводородов не превышает 8,8% и тяжелые в XVIII горизонте, где она возрастает до 20,7%. В составе газа отмечается незначительное содержание углекислоты.

Газы газоконденсатных залежей легкие. Доля тяжелых углеводородов в них 6,6 - 9%, метана 86-91,7%, присутствуют азот (0,45 - 2,55%), углекислый газ (0,3 - 3,2%), водород (0,2-4,9%), гелий, инертные газы.

Дебиты газа 42-340 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

Содержание стабильного конденсата в газе 40-46,2 г/м<sup>3</sup>. Плотность его 732-764 кг/м<sup>3</sup>. Конденсат содержит незначительное количество серы. Дебит конденсата 1,6-2,8 м<sup>3</sup>/сут.

Пластовые воды хлоркальциевого типа с плотностью 1,106-1,120 г/см<sup>3</sup>, высокоминерализованные, содержат до 450-560 мг/л брома (промышленная кондиция), 8-15 мг/л йода, 25-45 мг/л бора.

Режим залежей водонапорный.

Месторождение находится в разработке.

**Нефтегазоконденсатное месторождение Западный Тенге** находится в Мангистауской области в 110 км к юго-востоку от г. Актау, в 10 км западнее месторождения Тенге.

Структура выявлена сейсморазведочными работами 1969 - 1970 гг. Поисковые работы начаты в 1973 г. Месторождение открыто в 1974 г. скважиной 3.

Приурочено к брахиантиклинали северо-западного простирания с более крутым южным склоном. По кровле отложений батского яруса в пределах замкнутой изогипсы - 1800 м размеры поднятия 7,5x3 км с амплитудой 35 м. С глубиной контрастность структуры увеличивается и по продуктивному горизонту X байосского яруса (залежь A) ее амплитуда возрастает до 80 м.

Месторождение многопластовое (рис.192). Все продуктивные горизонты относятся к среднеюрским отложениям: II горизонт к батскому, VIII, IX-A, IX-B, X-A, X-B, X-B - к байосскому, XI - I - к ааленскому ярусам.

Залежи II и X-B горизонтов нефтяные: все остальные - газовые.

По типу резервуара нефтяные залежи II и X-B горизонтов пластовые, литологически экранированные; залежь XI - A массивная; VIII, IX-A, IX-B, X-A, X-B - пластовые, сводовые.

Коллекторы поровые, литологически представлены песчаниками и алевритами с пористостью 14-20% и проницаемостью 0,008 - 0,012 мкм<sup>2</sup>.

Нефтяные залежи II, X-B имеют высоту нефтяной части 12 и 33 м. Общая толщина продуктивных горизонтов составляет 65 и 20 м, эффективная 30 и 9,8 м, нефтенасыщенная 2,1 и 5 м соответственно. Коэффициенты нефтенасыщенности по всем горизонтам изменяются от 0,50 до 0,66.

Начальные пластовые давления составляют 2,38-2,55 МПа, температура во II горизонте - 86°C, в залежи X-B-102°C. Газонасыщенность пластовой нефти 200 м<sup>3</sup>/т установлена только для залежи II горизонта.

Водонефтяные контакты приняты на отметках - 1776 и - 2378 м. Дебиты нефти во II горизонте 66,5 м<sup>3</sup>/сут на 7 мм штуцере, в X-B - 21,4 м<sup>3</sup>/сут на 9 мм штуцере. Нефти легкие, плотностью 834 - 839 кг/м<sup>3</sup>, малосернистые, высокопарафинистые. Газ, растворенный в нефти, тяжелый: - метана 87%, тяжелых углеводородов 11,6%, присутствует углекислый газ. Газовый фактор 200 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Газы залежей VIII, IX-A, Б, X-A, Б,VIII, XI-A горизонтов содержат тяжелых углеводородов 10-20%, метана 76 - 87%. В газах IX-A, Б, X-A горизонтов отмечается повышенное содержание азота (4,8-17,2%), углекислый газ присутствует в количестве 0,2-2,7%.

Для газовых залежей VIII, IX-B, X-A, XI характерно наличие конденсата, дебиты которого составляют 0,18 - 28,8 м<sup>3</sup>/сут. Дебиты газа по горизонтам изменяются в пределах 70 - 107 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

Режим залежей водонапорный.

Пластовые воды хлоркальциевого типа.

Месторождение находится в разработке.

**Газовое месторождение Пионерское** находится в Мангистауской области, в 30 км к западу от г. Новый Узень.

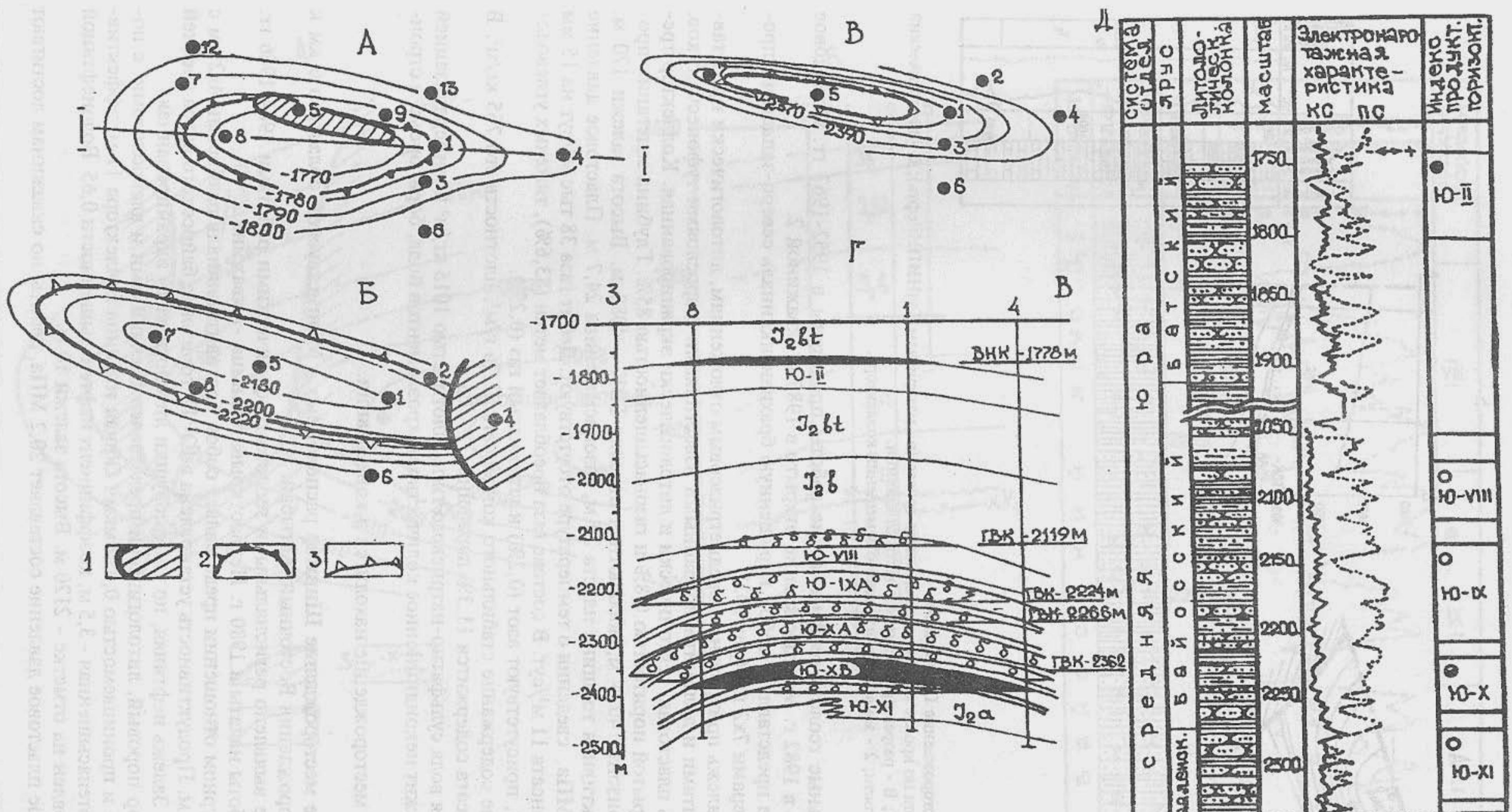


Рис.192 Нефтегазоконденсатное месторождение Западный Тенге (по материалам КазНИПИнефть, 1984г.)  
 Структурные карты по кровле продуктивных горизонтов: А - Ю-II; Б - Ю-IX; Г - геологический разрез по линии I-I;  
 Д - разрез продуктивной части отложений.  
 1- зоны литологического замещения коллекторов; контуры: 2- нефтеносности; 3- газоносности.

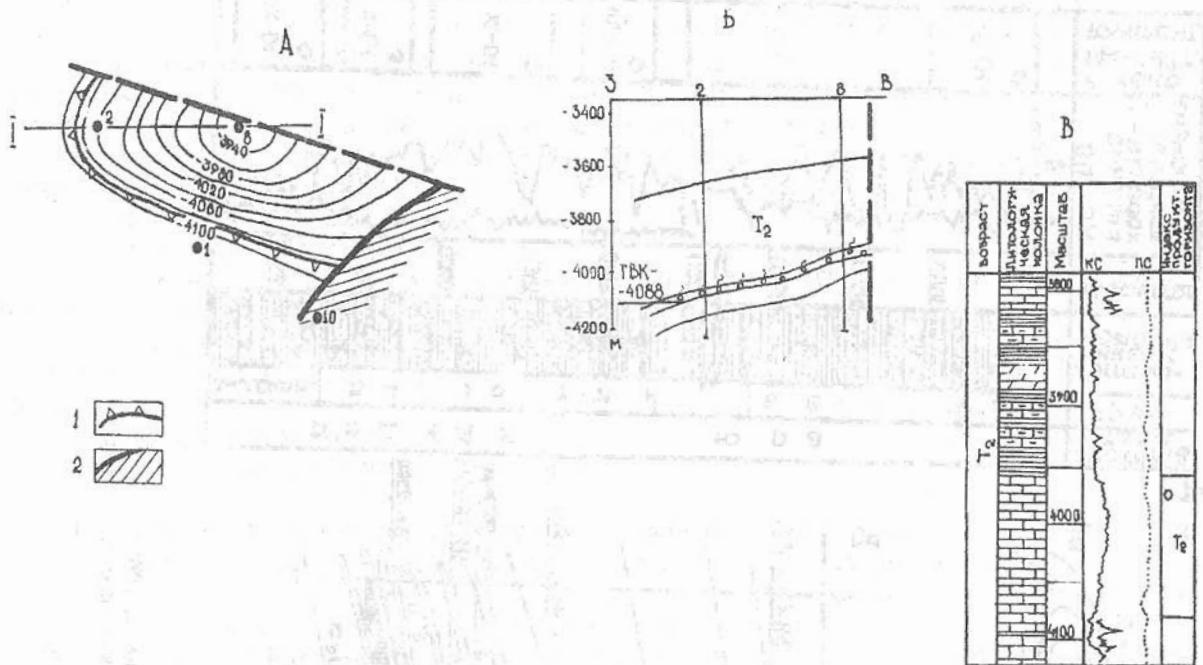


Рис.193 Газовое месторождение Пионерское

А - структурная карта по кровле коллекторов среднего триаса (по материалам КазНИПИнефть); Б - геологический разрез по линии I-I'; В - разрез продуктивной части отложений.

1 - контур газоносности; 2 - зона литологического замещения коллектора.

Региональные геолого-геофизические работы проведены в 1952-1967 гг. Поисковое бурение начато в 1982 г. Месторождение открыто в 1985 г. скважиной 2.

Структура представляет собой нарушенную брахиантиклиналь северо-западного профиля, размерами 7x2 км (рис.193).

Газовая залежь приурочена к среднетриасовым отложениям, литологически представленным доломитами и доломитизированными известняками с прослойями туфопесчаников. По типу залежь пластовая, тектонически и литологически экранированная. Коллектор трещинный, с открытой пористостью 0,8% и газонасыщенностью 85%. Глубина залегания продуктивного горизонта 4074 м, абсолютная отметка ГВК - 4088 м. Высота залежи 170 м. Общая и эффективная толщина пласта 30 м, газонасыщенная 24,7 м. Пластовое давление достигает 50,4 МПа, сведения о температуре отсутствуют. Дебит газа 38 тыс. м<sup>3</sup>/сут на 15 мм штуцере, конденсата 11 м<sup>3</sup>/сут. В составе газа преобладает метан (83,6%), тяжелых углеводородов до 16,2%, присутствуют азот (0,2%) и углекислый газ (0,2%).

Начальное содержание стабильного конденсата 22,76 г/м<sup>3</sup>, плотность его 765 кг/м<sup>3</sup>. В составе конденсата содержится 11,3% парафина.

Пластовая вода сульфатно-натриевого типа, плотностью 1015 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 24,84 г/л, содержит некондиционное количество микроэлементов йода, бора, брома и стронция.

С 1988 г. месторождение находится в консервации.

**Нефтяное месторождение Шинжир** расположено в Мангистауской области в 6 км к западу от месторождения Восточный Жетыбай.

Поднятие выявлено региональными геолого-геофизическими работами 1964-1966 гг. Поисковые работы начаты в 1980 г. Первооткрывательница - скважина 2.

В структурном отношении представляет собой брахиантиклиналь размерами 4x2 км с амплитудой 20 м. Продуктивность установлена в Ю-IX горизонте байосского яруса средней юры (рис.194). Залежь нефтяная, по типу ловушки литологически экранированная.

Коллектор поровый, литологически представлен песчаниками и алевролитами с пористостью 18% и проницаемостью 0,039 мкм<sup>2</sup>. Общая толщина коллектора 11 м, эффективная - 9,9 м, нефтенасыщенная - 3,5 м, коэффициент нефтенасыщенности 0,65. Водонефтяной контакт установлен на отметке - 2120 м. Высота залежи 10 м.

Начальное пластовое давление составляет 20,2 МПа, дебиты по скважинам достигают

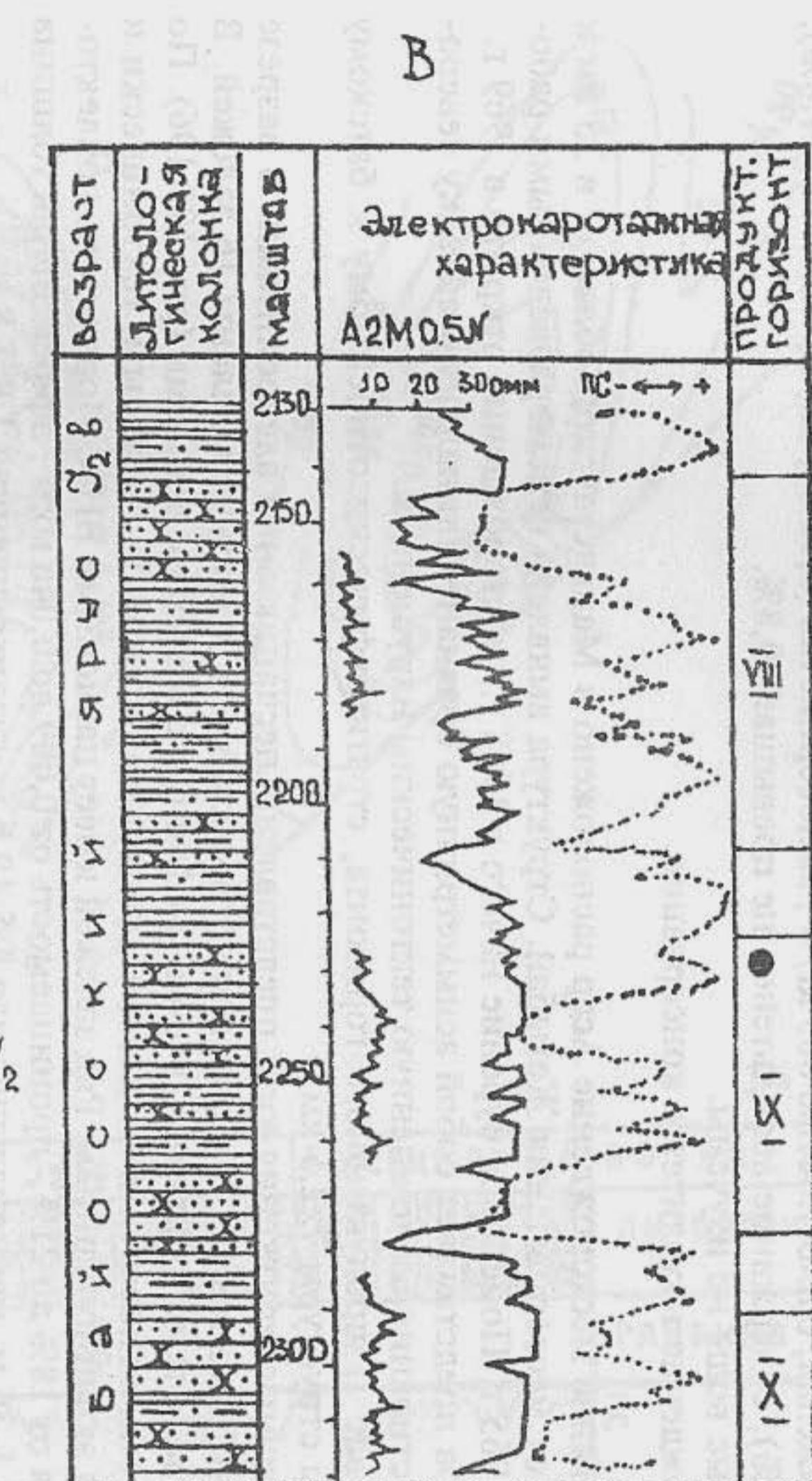
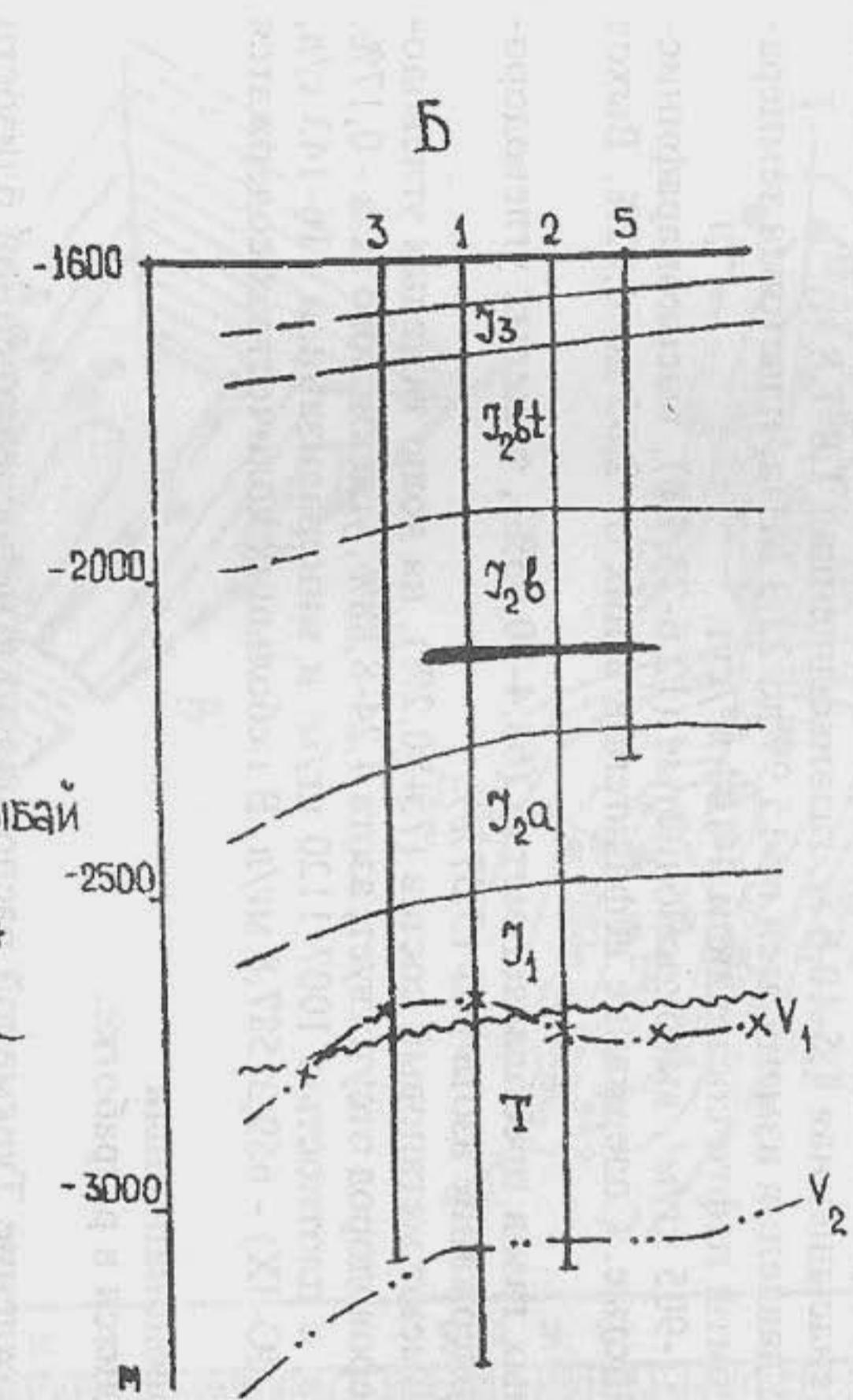
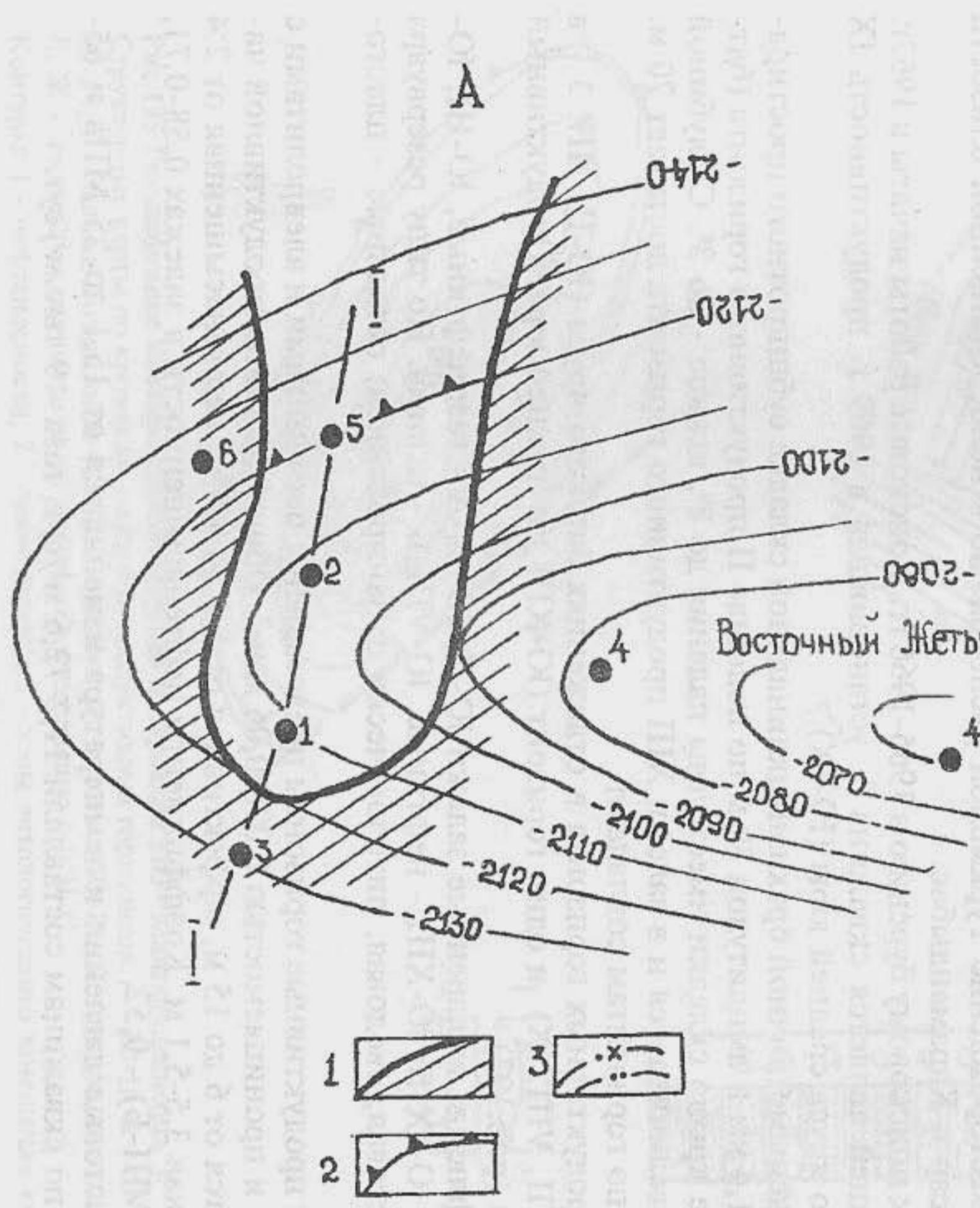


Рис.194 Нефтяное месторождение Шинжир (по материалам КазНИПИнефть, 1988г.)

А - структурная карта по кровле коллекторов горизонта Ю-IX; Б - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.  
1 - зона литологического замещения коллекторов; 2 - контур нефтеносности; 3 - отражающие сейсмические горизонты.

45,5 м<sup>3</sup>/сут на 7 мм штуцере. Газовый фактор - 153,5 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Нефть тяжелая, с плотностью 863 кг/м<sup>3</sup>, малосернистая (0,13%), парафинистая (11,8%), смолистая (12%), содержание асфальтенов не превышает 0,8%.

Пластовые воды не изучены.

Месторождение находится в консервации.

Газонефтяное месторождение Асар расположено в Мангистауской области, в 25 км к северо-западу от месторождения Жетыбай. Структура выявлена сейсморазведочными работами МОВ в 1965 г. Поисковое бурение начато в 1968 г., месторождение открыто в 1969 г.

Структура представляет собой асимметричную брахиантиклинальную складку северо-западного простирания, осложненную тектоническим нарушением.

По кровле II продуктивного горизонта, стратиграфически относимому к батскому ярусу, размеры структуры 7x2,5 км.

Продуктивные отложения юры представлены песчаниками и алевролитами. В разрезе средней юры установлены 9 продуктивных горизонтов, в которых выявлены 16 залежей. В семи горизонтах залежи нефтяные, в двух - нефтяные с газовыми шапками (рис.195,196). По типу ловушек они относятся к пластовым, сводовым, а также к пластовым, тектонически и литологически экранированным. Ряд залежей имеет наклонный ВНК. Пористость коллекторов колеблется от 18% до 21%, проницаемость от 0,009 до 0,046 мкм<sup>2</sup>, эффективная толщина коллекторов 2,5-36 м, нефтенасыщенная 1,5-10,6 м, газонасыщенная 1,8-7,8 м.

Начальные пластовые давления изменяются от 15,99 до 22,9 МПа, пластовая температура 70-90°C. Начальные дебиты нефти составляли 4-104 м<sup>3</sup>/сут.

Нефти плотностью 857-905 кг/м<sup>3</sup>, высокосмолистые (12,6-23,9%), высокопарафинистые (18,8-22,6%), малосернистые. Содержание асфальтенов в них от 2,05 до 4,02%. Выход фракций до 300°C - 29%.

В составе растворенных газов преобладает метан (68,4-80,05%), тяжелых углеводородов 17-25%, повышенное содержание азота (до 15,37%).

Газы газовых шапок имеют метановый состав (75-80,2%), на долю тяжелых углеводородов приходится 11-20%, сероводород отсутствует, азота 4,24-8,88%, углекислого газа - 0,17%.

Воды хлоркальциевые, с плотностью 1007-1120 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 116-143 г/л, обогащены бромом (Ю-IV, Ю-IX) - 659,3-587,8 мг/л. В небольших количествах содержатся йод, бор.

Режим залежи упруговодонапорный.

Месторождение находится в разработке.

Нефтегазовое месторождение Туркменой расположено в непосредственной близости от месторождений Асар и Карамандыбас.

Подготовлено к поисковому бурению в 1965-1966 гг. Поисковые работы начаты в 1967 г. Первооткрывательницей является скважина 3, установившая в 1969 г. продуктивность IX горизонта байосского яруса средней юры (Ю-IX).

Приурочено к асимметричной брахиантиклинальной складке субширотного простирания, размерами 4,4x1,4 км и амплитудой 30 м по подошве II продуктивного горизонта (батский ярус). Северное крыло складки имеет углы падения до 8°, южное - до 3°. С глубиной амплитуда складки увеличивается и в залежи XIII продуктивного горизонта достигает 70 м. Структурные планы по горизонтам совпадают.

Выявлены 2 продуктивных горизонта в отложениях батского яруса (Ю-II, III), 3 - в толще байосса (Ю-VII, VIII, IX) и один горизонт (Ю-XIII) в нижней юре. Продуктивный этаж достигает 950 м (рис.197).

По характеру флюида выявленные залежи Ю-II, Ю-IX-А - газонефтяные, Ю-III, Ю-VII-А, Б, Ю-VIII-А, Ю-IX-Б, Ю-XIII - нефтяные, Ю-VIII-Б - газовая. По типу резервуара залежь Ю-IX-А пластовая, сводовая, литологически экранированная; остальные - пластовые, сводовые.

Литологически продуктивные горизонты представлены песчаниками и алевролитами с пористостью 16-20% и проницаемостью 0,008-0,06 мкм<sup>2</sup>. Общая толщина продуктивной части пластов изменяется от 6 до 15 м, эффективная от 5,5 до 9,8 м, нефтенасыщенная от 2,4 до 5,8, газонасыщенная 3,5-5,1 м. Коэффициенты нефтенасыщенности в залежах 0,58-0,71, газонасыщенности (VIII-Б) - 0,52.

Начальные пластовые давления и температура изменяются от 15,1 до 25 МПа и 65-96°C. Дебиты нефти по скважинам составляли 11,2-72,6 м<sup>3</sup>/сут, газа - 9 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

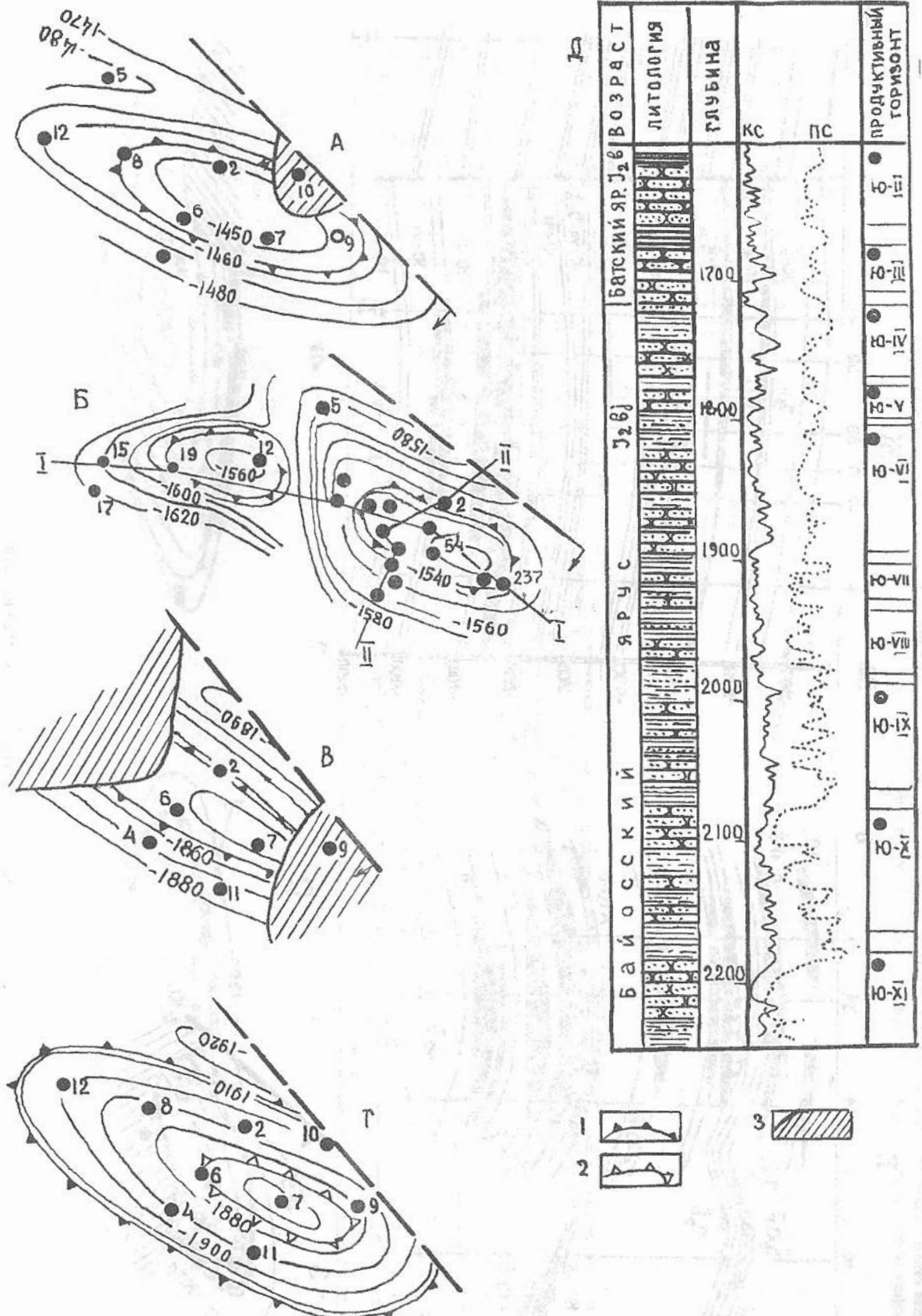


Рис.195 Газонефтяное месторождение Асар (по материалам ПО "Мангышлакнефть")

Структурные карты по кровле коллекторов продуктивных горизонтов: А - Ю-ИІ; Б - Ю-ІІІ; В - залежи А горизонта Ю-ІХ; Г - залежи Б горизонта Ю-ІХ; З - залежи В горизонта Ю-ІХ; Д - разрез продуктивной части отложений; Е, Ж - геологические разрезы по линиям соответственно І-І; ІІ-ІІ.

Контуры: 1 - нефтеносности; 2 - газоносности; 3 - зоны литологического замещения коллекторов.

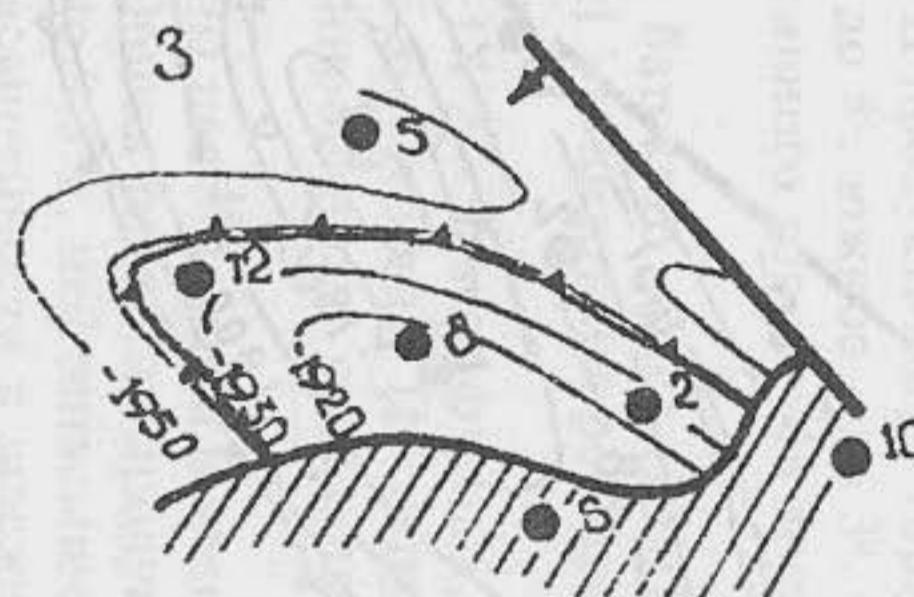
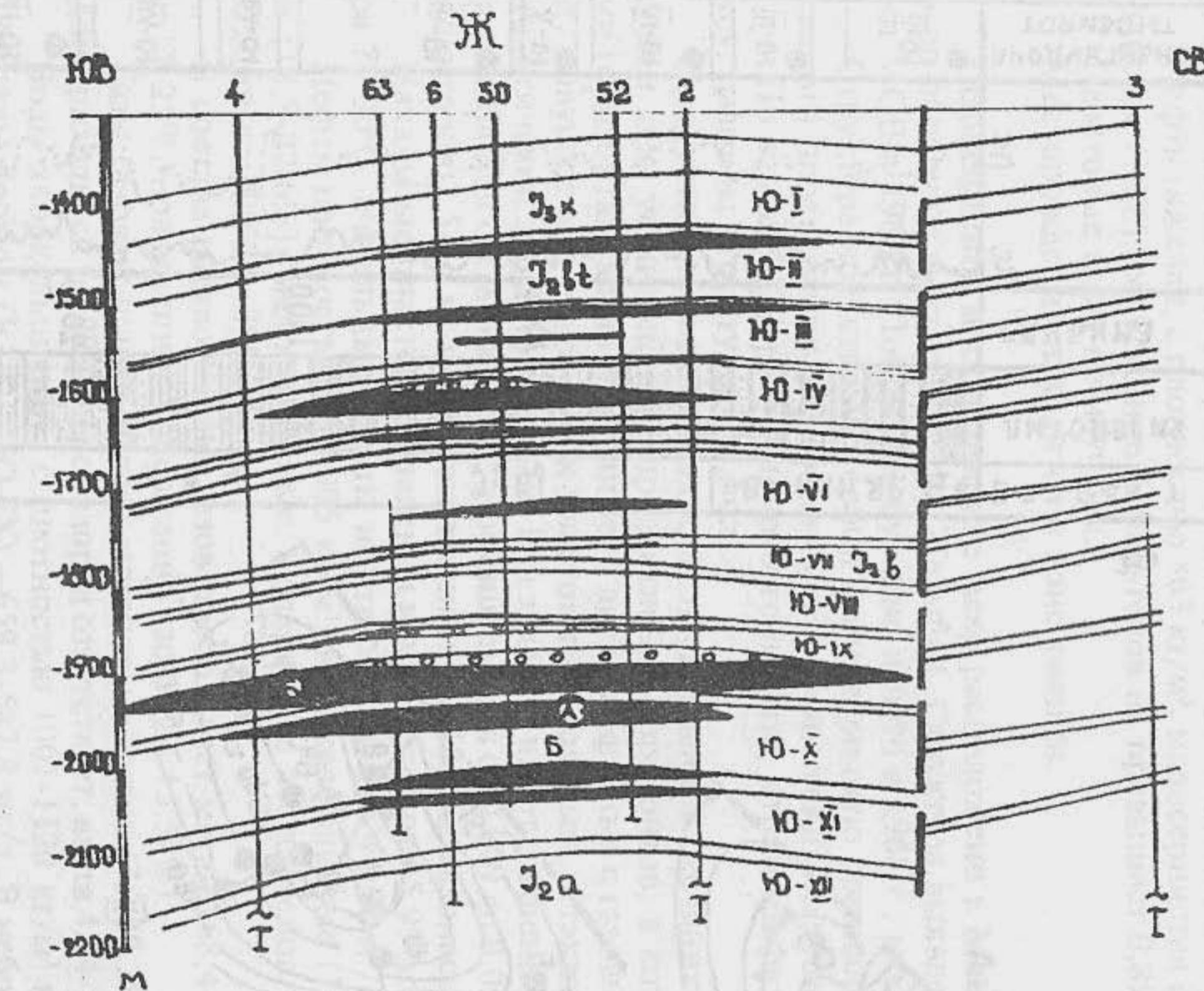
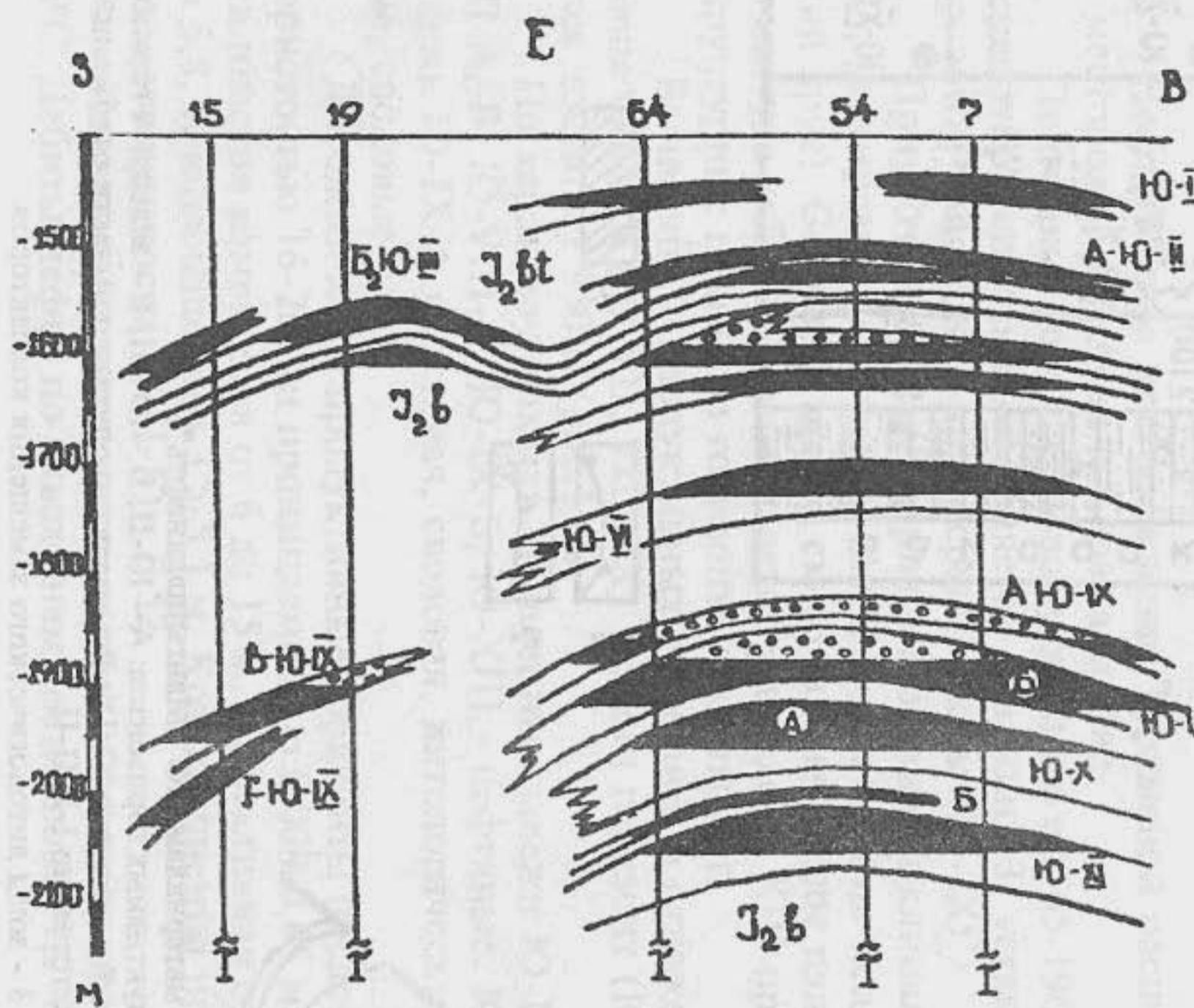


Рис.196 (продолжение месторождения Асар)

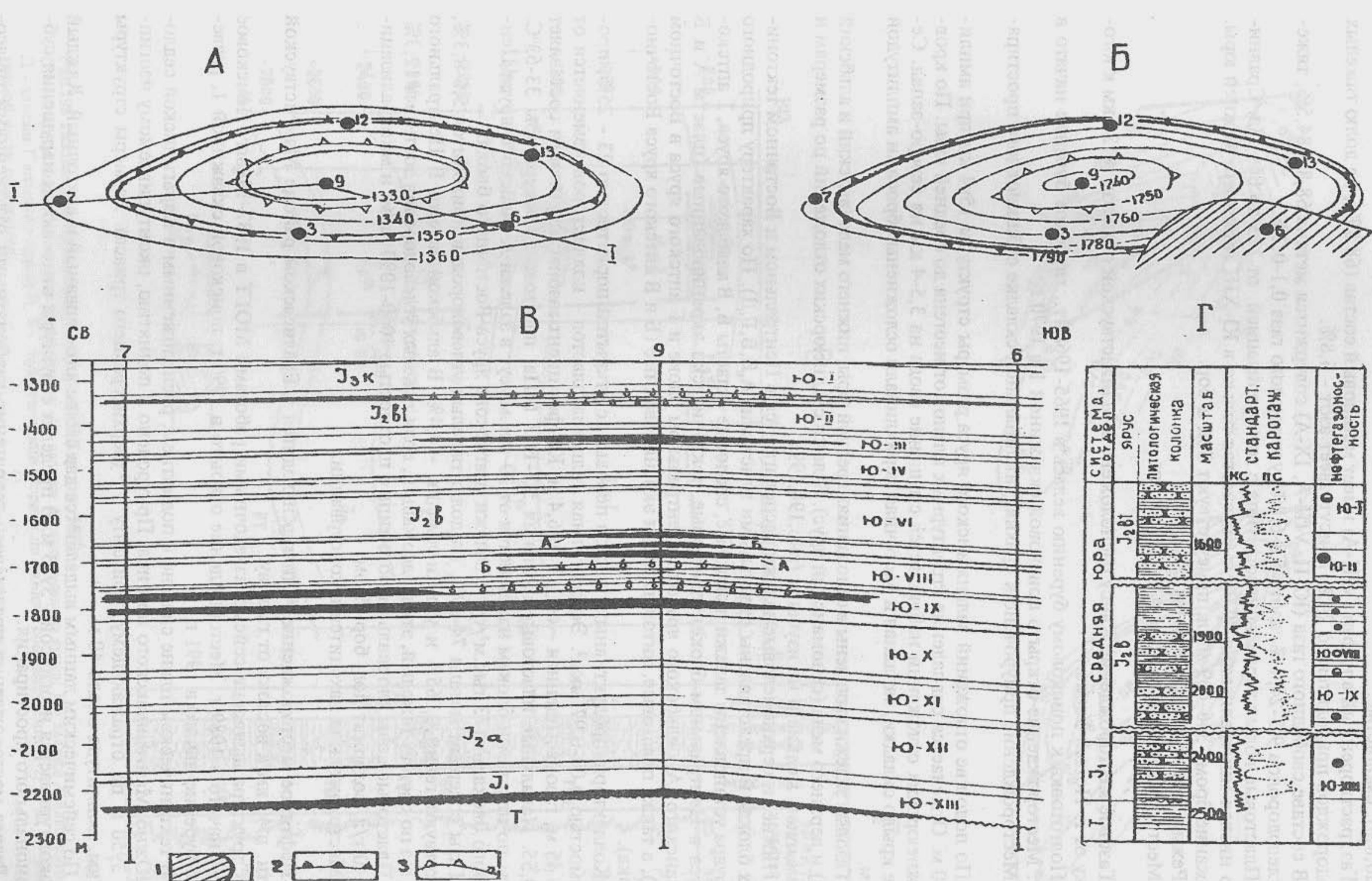


Рис.197 Нефтегазовое месторождение Туркменой (по М.Н.Коростышевскому, 1985г.)

Структурные карты по подошве продуктивных горизонтов: А - Ю-II; Б - Ю-IX; В - геологический разрез по линии I-I; Г - разрез продуктивной части отложений.  
1 - зона литологического замещения коллекторов; контуры: 2 - нефтеносности; 3 - газоносности.

Нефти плотностью 855-891 кг/м<sup>3</sup>, вязкие, малосернистые (0,3%) высокопарафинистые (21,7-30,8%), смолистые.

Газ, растворенный в нефти (VIII-А) имеет метановый состав (68,8%), на долю тяжелых углеводородов приходится до 24%, присутствует азот - 6,8%.

В составе свободного газа (Ю-П, VIII-А, IX-А) содержится метана 68,8 - 84,5%, тяжелых углеводородов 9,5-24,4 %, азота 5,8-6,8%, углекислого газа 0,1-0,2%.

Пластовые воды хлоркальциевого типа с минерализацией от 125 до 664 г/л. Сравнительно низкая минерализация 89,9 г/л отмечается только в Ю-ХIII горизонте нижней юры. Содержание брома 346-409 мг/л, присутствуют йод и бор.

Режим залежей водонапорный.

Месторождение находится в консервации.

**Газовое месторождение Кансу** расположено в Мангистауской области, в 135 км к юго-востоку от г. Новый Узень.

Подготовка к поисковому бурению велась в 1965-1968 гг., глубокое бурение начато в 1969 г. Месторождение открыто поисковой скважиной 1 в 1970 г.

Месторождение приурочено к брахиантклинальной складке субширотного профиля.

По подошве отложений валанжинского яруса размеры структуры 15x4 км при амплитуде 40 м. Отмечается совпадение структурных планов от неогена до средней юры. По кровле нижнеюрских отложений наблюдается смещение свода на 3,5-4 км на северо-запад. Северное крыло складки, западная и восточная периклинали осложнены сбросами амплитудой до 30 м.

Газовые залежи выявлены в отложениях средней юры, нижнего мела (аптский и альбский ярусы) и верхнего мела (сеноманский ярус). Залежи среднеюрских отложений по размерам и запасам очень мелкие и не изучены (рис.198,199).

Нижне- и верхнемеловые залежи располагаются в Центральном и Восточном тектонических блоках и представлены отдельными пластами (А,Б,Г,Д). По характеру природного резервуара установлены залежи пластовые, сводовые (пласты Б, В альбского яруса, Г аптского яруса в Центральном блоке), пластовые, тектонически экранированные (пласты А и Б сеноманского, А - альбского ярусов в Центральном блоке и Г аптского яруса в Восточном блоке), а также пластовые, литологически экранированные (Б и В аптского яруса Восточного блока).

Коллекторы продуктивных пластов поровые, с открытой пористостью 23 - 25%, проницаемостью 0,09-0,97 мкм<sup>2</sup>. Эффективная толщина пластов - коллекторов изменяется от 2,4 до 45 м, газонасыщенная - от 1,3 до 6,4 м. Коэффициент газонасыщенности составляет 0,32-0,55. Начальные пластовые давления 5,7-14,3 МПа, пластовые температуры 33-63°C. Дебиты по пластам и блокам изменяются от 29 тыс.м<sup>3</sup>/сут в залежи А альбского яруса Центрального блока до 173 тыс.м<sup>3</sup>/сут в залежи А аптского яруса Восточного блока.

Газы содержат метана 74-89%, на долю тяжелых углеводородов приходится 5,5-8,3%, присутствуют гелий 0,065% и углекислый газ - 0,4%. В альбской залежи Б Центрального блока газ по составу тяжелый, этансодержащий, доля тяжелых углеводородов достигает 12,3%.

Пластовые воды хлоркальциевого типа с плотностью 1060-1090 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 37-40 г/л, содержат йод, бор, бром.

Месторождение находится в консервации.

**Нефтяное месторождение Ашиагар** находится в Ералиевском районе Мангистауской области, в 40 км к востоку от г.Актау.

Структура выявлена сейсморазведочными работами МОГТ в 1987-1988гг. Поисковое бурение начато в 1989 г. Месторождение открыто в 1990 г. поисковой скважиной 1, разведочное бурение начато в 1991 г.

В тектоническом плане связано с поднятием, расположенным в Карагинской седловине Южно-Мангышлакского прогиба. Приурочено к поднятию, оконтуриваемому изогипсой - 3950 м по отражающему горизонту V<sub>2</sub><sup>II</sup> (верхи среднего триаса). Размеры структуры 3,1x1 км, амплитуда около 40 м.

По сейсмическим данным выделяются два свода: юго-западный и восточный. Каждый свод оконтуривается изогипсой - 3925 м. В пределах структуры отмечаются нарушения субмеридионального профиля.

Разрез месторождения представлен терригенно-карбонатными отложениями триасо-

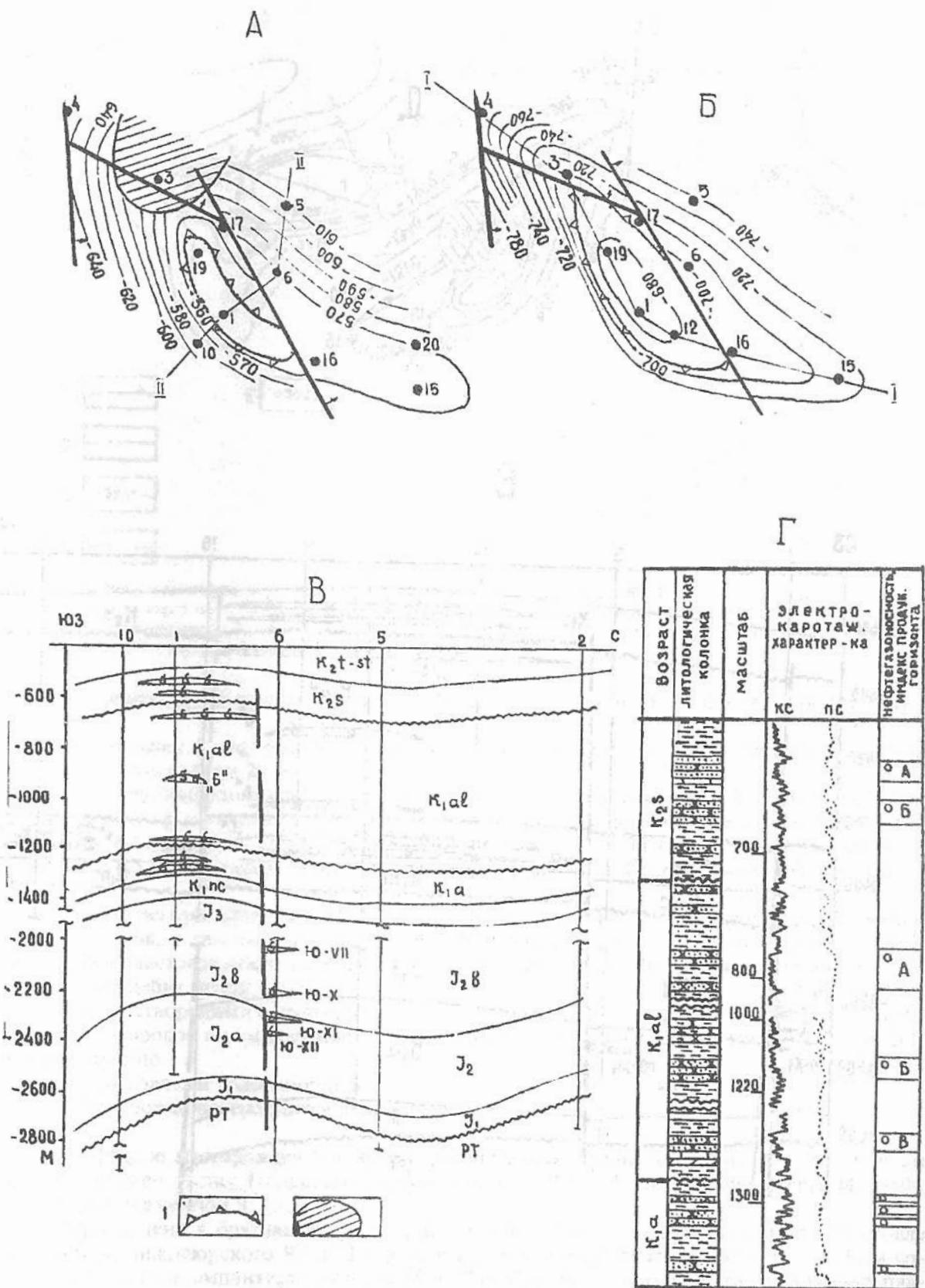
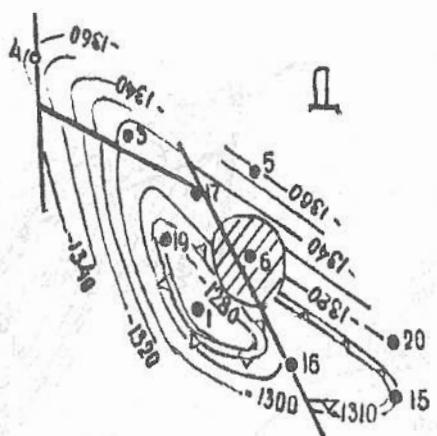


Рис.198 Газовое месторождение Кансу (по П.Е.Корсуну, 1972г.)

Структурные карты по кровле коллекторов: А - залежи А сеноманского яруса; Б - залежи А альбского яруса, Д - залежи Г аптского яруса; В, Е - геологические разрезы по линиям соответственно I-I, II-II; Г - разрез продуктивной части отложений.

1 - контур газоносности; 2 - зоны литологического замещения коллекторов.



E

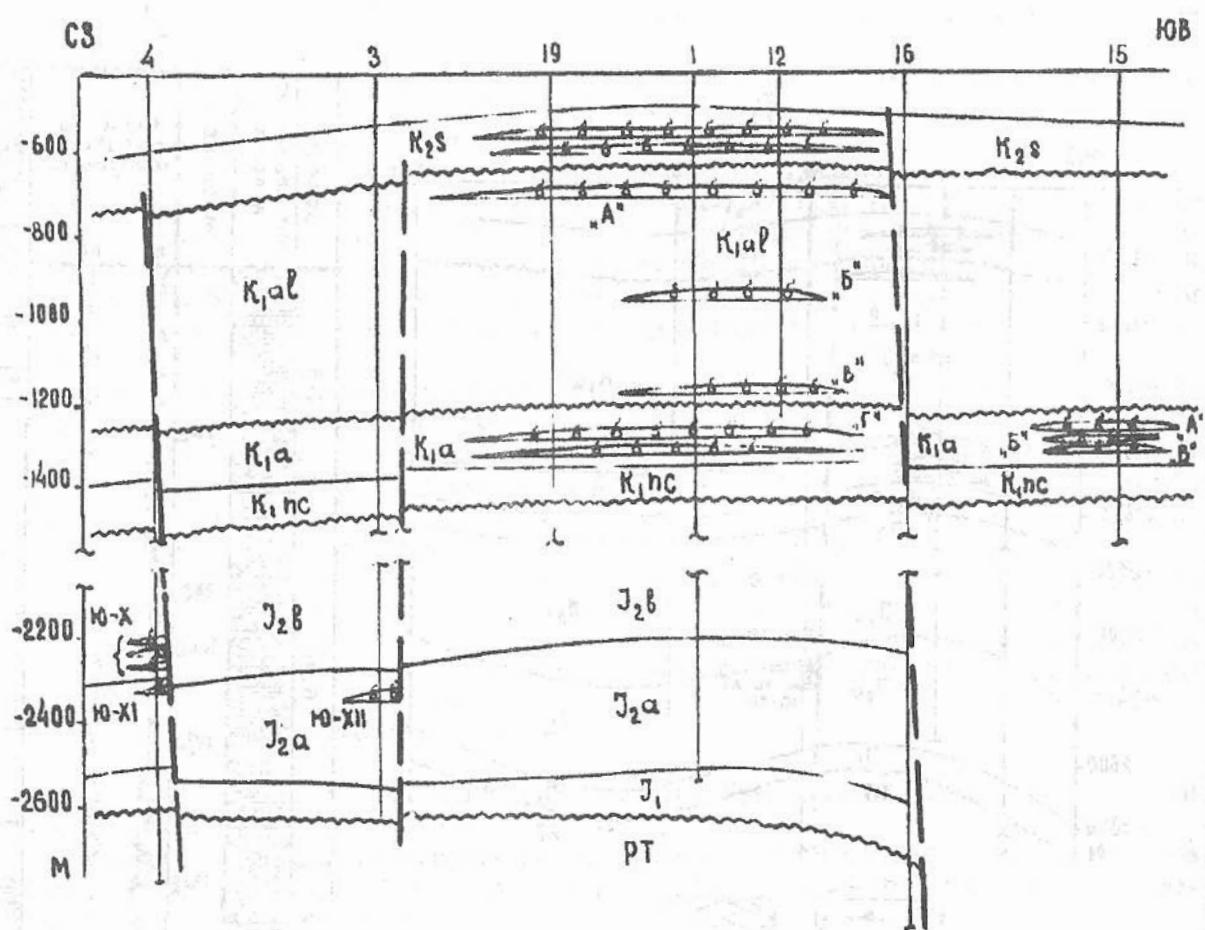


Рис. 199 (продолжение месторождения Кансу)

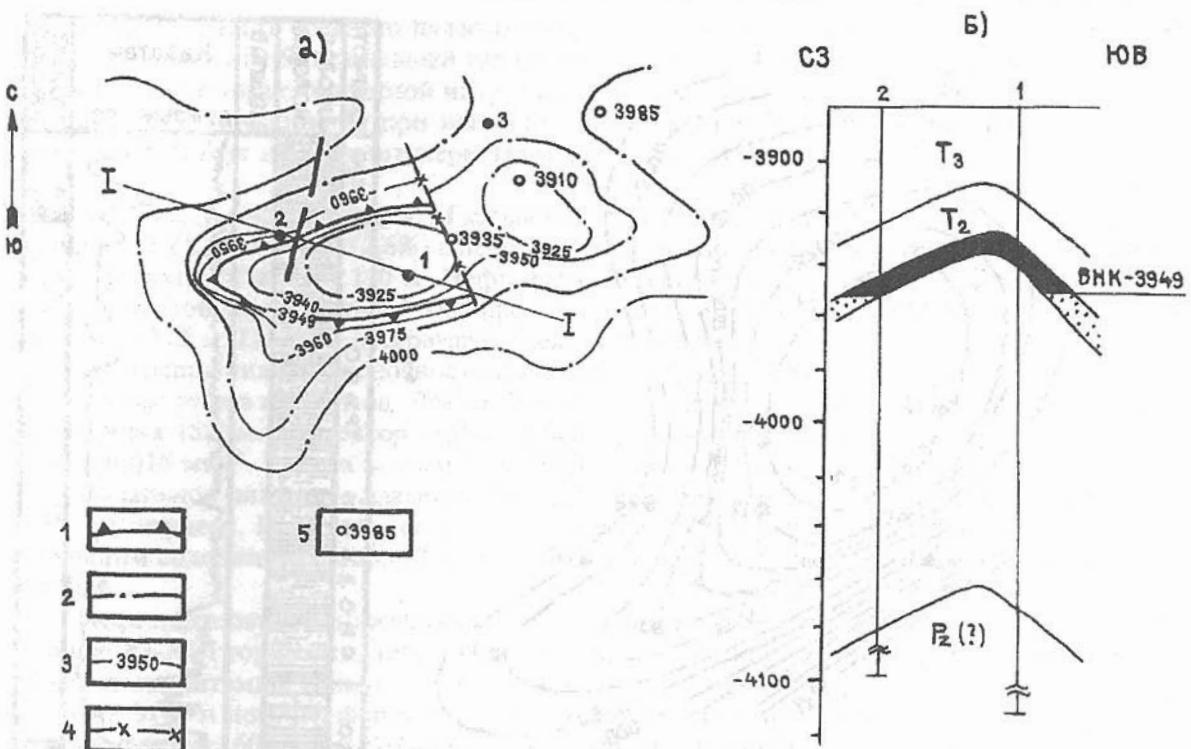


Рис.200 Нефтяное месторождение Ачиагар (по данным КазНИПИнефть, 1988г.)

А - структурная карта по  $V_2^{II}$  отражающему горизонту; Б - геологический разрез по линии I-I.

1 - контур нефтеносности; 2 - изогипсы отражающего горизонта; 3 - изогипсы по кровле коллекторов; 4 - линия разведенности; 5 - экстремальные точки.

вого и терригенными юрского и мелового возрастов со средней глубиной вскрытой толщи 4056 м.

Установлен I нефтеносный горизонт ( $T^2$ ) в отложениях среднего триаса на глубине 3827 м. Высота залежи 20 м. (Рис.200).

По типу природного резервуара залежь пластовая сводовая, с ВНК на отметке - 3949м.

Коллектор смешанный, карбонатный с открытой пористостью 9% и проницаемостью 0,19 мкм<sup>2</sup>. Покрышкой служат глины толщиной до 75 м. Общая толщина продуктивного горизонта 8,5 м, эффективная 6,2 м, нефтенасыщенная 4,8 м. Коэффициент нефтенасыщенности 0,85.

Нефть легкая, плотностью 830 кг/м<sup>3</sup>, высокопарафинистая 19,5%, содержит 3,5% смол и асфальтенов, с газонасыщенностью 196 м<sup>3</sup>/т. Выход фракций до 300°C составляет 43%. Начальное пластовое давление 55,6 МПа, давление насыщения 20,6 МПа, температура 145°C. Начальный дебит нефти 219 м<sup>3</sup>/сут.

Газ, растворенный в нефти, по составу тяжелый, этан-пропан-содержащий, доля тяжелых углеводородов в нем достигает 39,62%. Содержание азота незначительное 1,37 и 0,26% соответственно.

Режим залежи водонапорный.

Месторождение находится в разработке.

**Нефтяное месторождение Оймаша** расположено в Мангистауской области, в 50 км юго-восточнее г. Актау. Поисковые работы начаты в 1965 г. Месторождение открыто в 1980г. поисковой скважиной 9.

Приурочено к брахиантклинальной складке субширотного простириания. По кровле коллектора нижнеюрского Ю-XIII горизонта размеры структуры по изогипсе - 3170 м составляют 10x4 км, амплитуда поднятия 25 м. С глубиной, при сохранении структурных планов, амплитуда поднятия возрастает, превышая 30 м в отложениях нижнего триаса. По поверхности гранитного массива простириание структуры меняется на меридиональное, свод массива смещается к северо-западу.

Во вскрытом разрезе участвуют породы палеозоя, мезозоя, кайнозоя. Продуктивны отложения среднего палеозоя, триаса и нижней юры (рис.201).

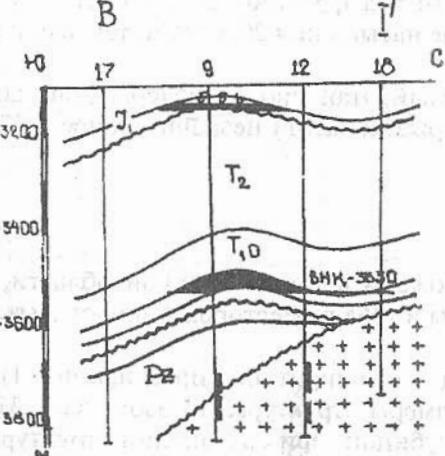
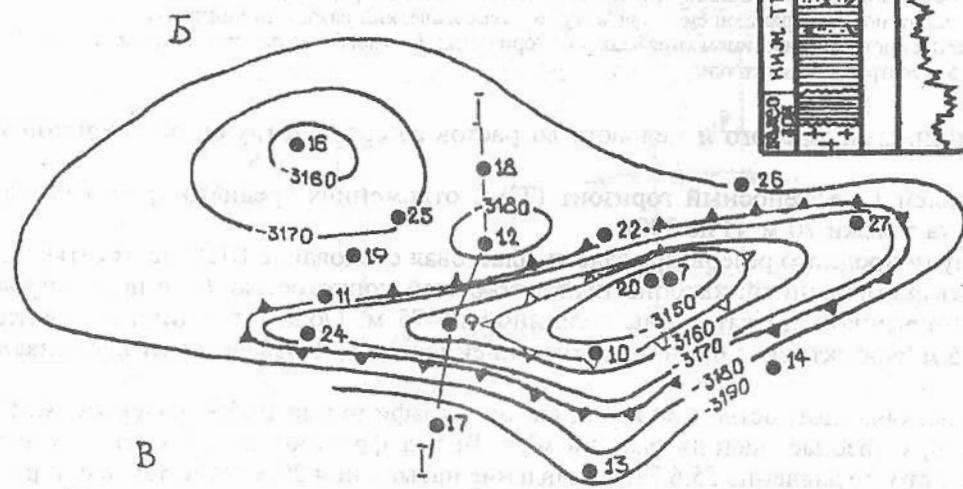
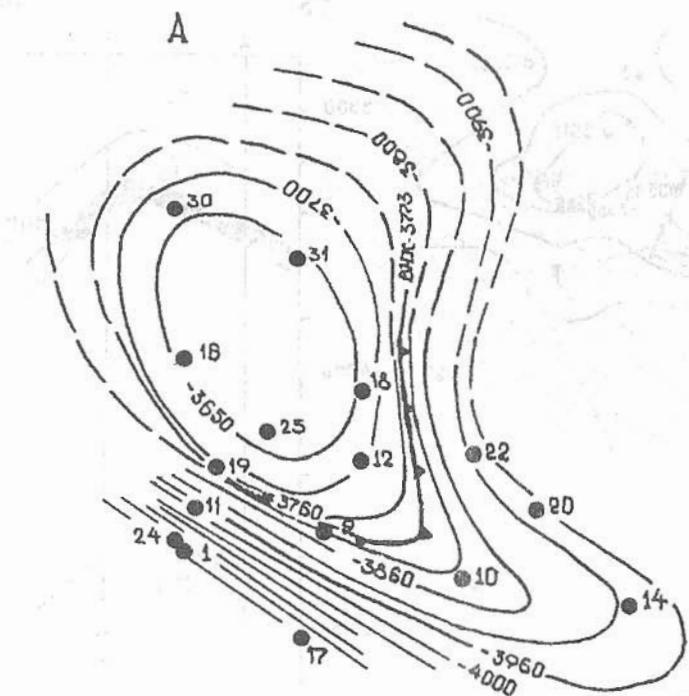
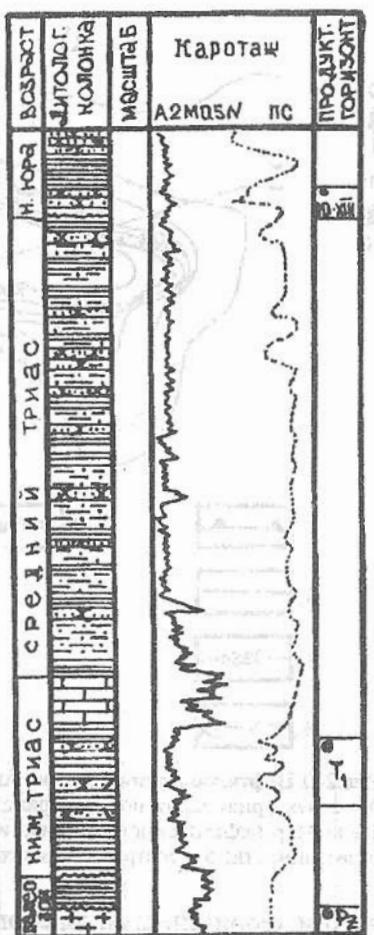


Рис.201 Нефтяное месторождение Оймаша

Структурные карты: А - по поверхности гранитоидов (по В.П.Поломарю, 1989г.); Б - по кровле коллекторов продуктивного горизонта Ю-ХIII (по Л.А.Поповой, 1988г.); В - геологический разрез по линии I-I; Г - разрез продуктивной части отложений

Контуры: 1 - нефтеносности; 2 - газоносности; 3 - интервалы нефтеносности, установленные при опробовании скважин в гранитоидах.

Нефтеносность среднего палеозоя (выветрелые гранитоиды) установлена в скважинах 9, 10, 12. В скважине 9, вскрывшей гранитный массив на 122 м в приконтактной зоне палеозойских отложений с гранитной интрузией, получены незначительные переливающиеся притоки нефти. В скважине 12 при испытании интервала 3752-3720 получен фонтан нефти с дебитом 248 м<sup>3</sup>/сут на 9 мм штуцере. Начальное пластовое давление 47,6 МПа, температура 163°C.

Плотность нефти 834 кг/м<sup>3</sup>. Газовый фактор 120 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Нефть малосернистая, парафинистая (13,3%), смолистая (2,6%) с небольшим содержанием асфальтенов. Условно принятая высота залежи составляет 190 м. Нефтенасыщенная толщина - 96,1 м. Коллектор трещинный с открытой пористостью 5,2%, проницаемостью 0,0024 мкм<sup>2</sup>. ВНК условно принят на отметке - 3773 м. По типу резервуара залежь массивная.

Промышленная нефтеносность триасовых отложений выявлена в карбонатной толще с прослойми туфов и туфитов. Эффективная толщина продуктивного пласта 28,4 м, нефтенасыщенная 18,2 м. Коллектор карбонатный, трещинный с пористостью 1,1% и проницаемостью 0,015 мкм<sup>2</sup>. Высота залежи 70 м. Тип залежи - пластовая, сводовая.

Начальное пластовое давление 44,1 МПа, температура 144°C. Дебит нефти 120 м<sup>3</sup>/сут на 10 мм штуцере. Плотность ее 837 кг/м<sup>3</sup>. Нефть малосернистая, парафинистая (11,7%), с небольшим содержанием смол (3,6%) и асфальтенов (1,4%). Выход фракций до 300°C достигает 40%.

Нефтегазоносность нижнеюрских отложений связана с резервуаром, приуроченным к подошве Ю-ХIII горизонта, литологически представленного песчаниками, переслаивающимися с алевролитами и глинами. Продуктивный пласт опробован в скважине 10, где в интервале 3142-3146 м получен фонтан нефти с газом. Дебит нефти 22 м<sup>3</sup>/сут, газа - 35,2 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Газовый фактор 1600 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> позволяет предполагать наличие газовой шапки.

Газ, растворенный в нефтях триаса и гранитов среднего палеозоя, тяжелый, этансодержащий, метана 61 - 65,4%, доля тяжелых углеводородов колеблется от 28,1 до 32,3%, азота 3,5 - 4,5%, углекислого газа - 2-3%.

Пластовые воды хлоркальциевые с плотностью 1047-1056 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 164 г/л.

Режим залежей водонапорный.

Месторождение находится в разработке.

**Нефтегазоконденсатное месторождение Придорожное** находится в Ералиевском районе Мангистауской области, в 70 км к востоку от г.Актау, в 10 км от пос.Жетыбай. Открыто в 1991 г. Первооткрывательница - скважина 1.

Поднятие подготовлено сейсморазведочными работами и детализировано в 1989 г. Поисковые работы были начаты в 1981 г. бурением скважины 2 на южном крыле поднятия, но затем работы были приостановлены. В 1991 г. поисковые работы возобновились. В своде поднятия пробурена скважина 1, установившая продуктивность верхне- и среднетриасовых отложений.

В тектоническом отношении структура приурочена к Жетыбай-Узенской ступени Южно-Мангышлакского прогиба. По отражающему сейсмическому горизонту V<sub>2</sub><sup>III</sup> (средний триас) она представлена антиклинальной складкой субширотного простирания, осложненной тектоническими нарушениями с незначительными амплитудами смещения. В контуре изогипсы - 3550 м размеры антиклинали 4 x 2 км, амплитуда 75 м.

Установлено два продуктивных горизонта - нефтяной верхнетриасовый (T<sub>3</sub>) и газоконденсатный среднетриасовый (T<sub>2</sub>). (Рис.202).

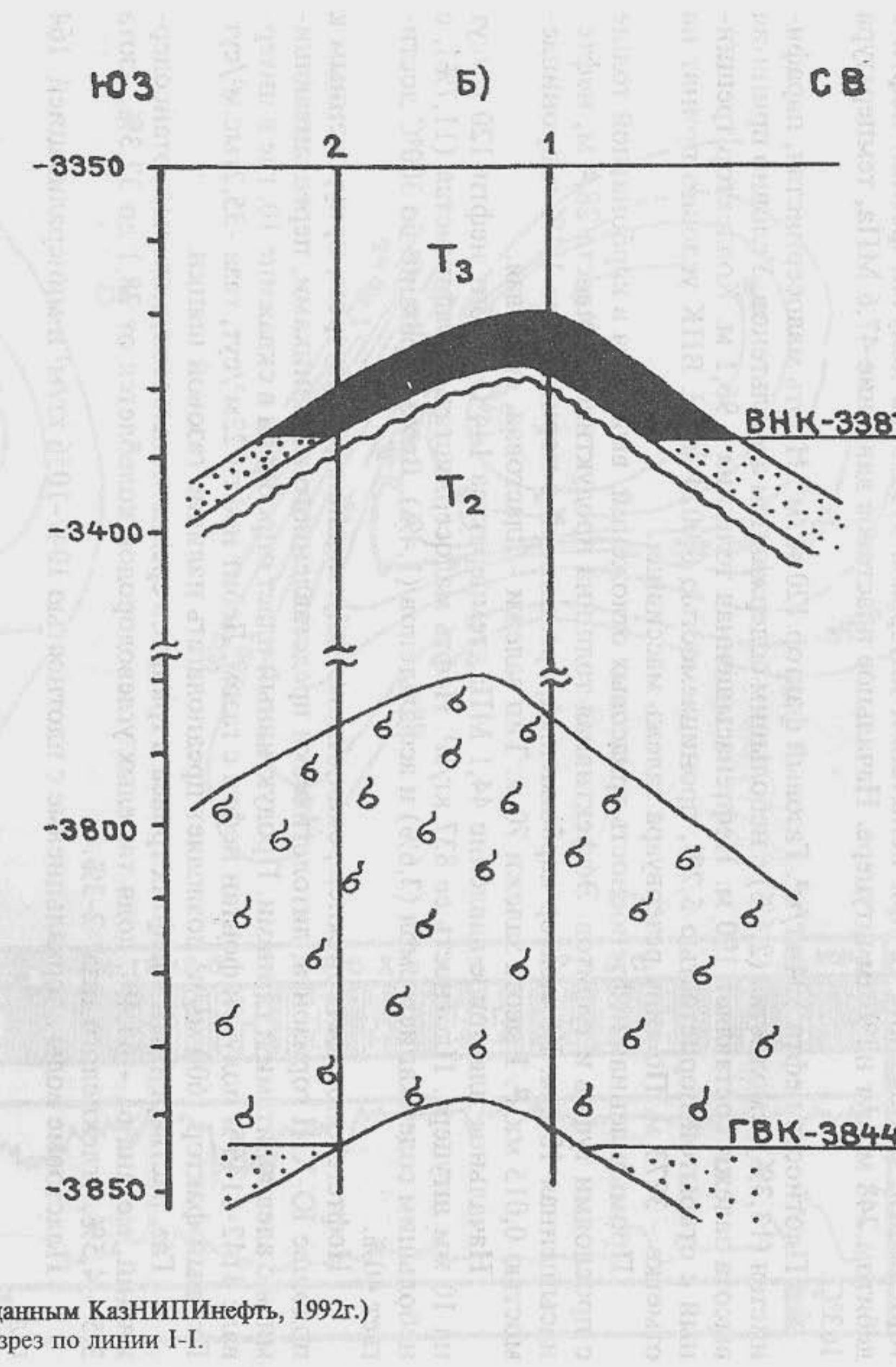
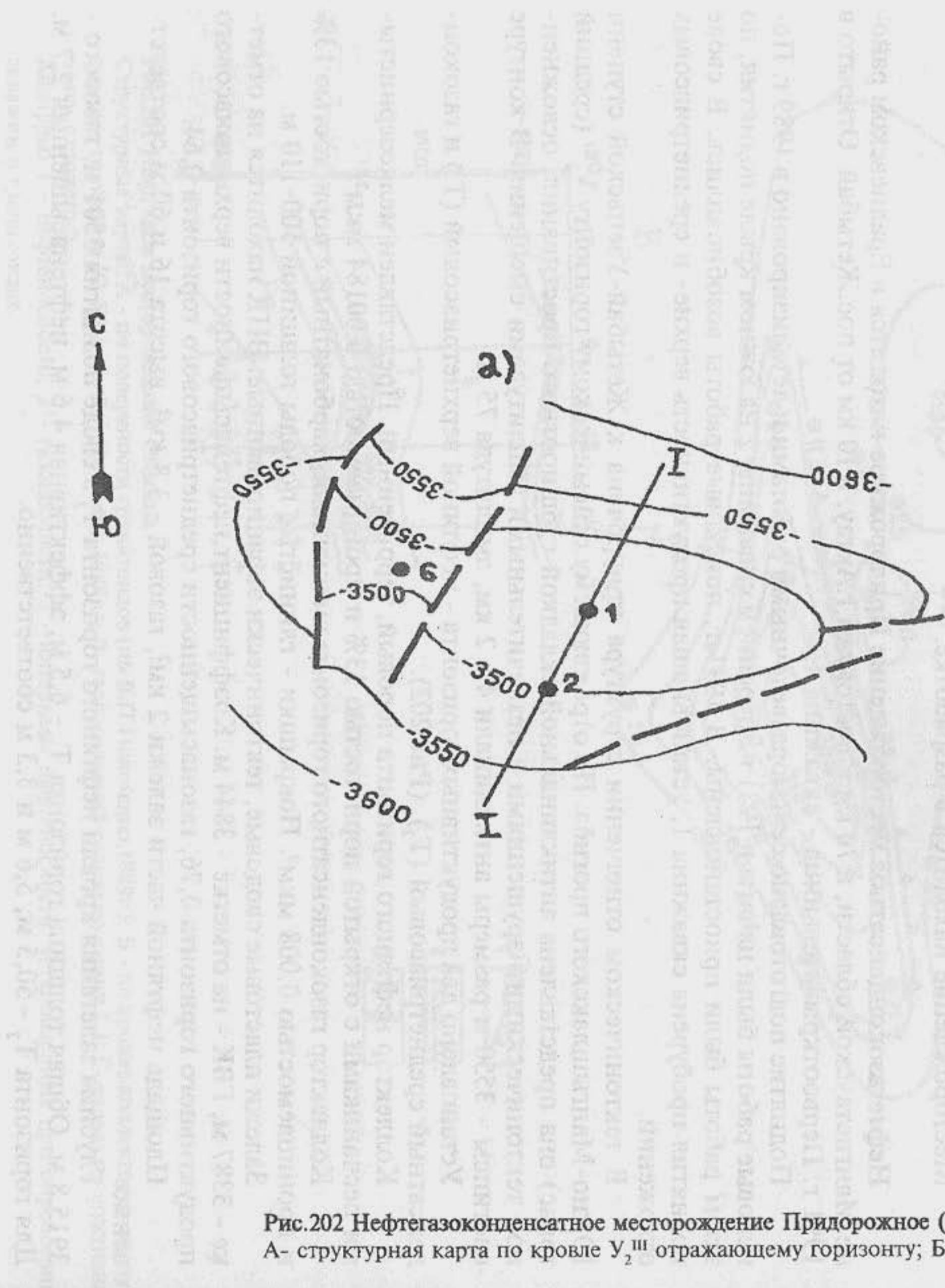
Коллектор нефтяного горизонта поровый, терригенный. Представлен мелководернистыми песчаниками с открытой пористостью 13% и проницаемостью 0,00184 мкм<sup>2</sup>.

Коллектор газоконденсатного горизонта смешанный, карбонатный с пористостью 13% и проницаемостью 0,008 мкм<sup>2</sup>. Покрышки - глинистые породы толщиной 100-110 м.

Залежи пластовые сводовые, тектонически экранированные. ВНК находится на отметке - 3387 м, ГВК - на отметке - 3844 м. Коэффициент нефтенасыщенности верхнетриасового продуктивного горизонта 0,76, газонасыщенности среднетриасового горизонта 0,64.

Площадь нефтяной части залежи 2 км<sup>2</sup>, газовой - 3,8 км<sup>2</sup>, высота 16 и 60 м соответственно.

Глубина залегания кровли нефтяного горизонта T<sub>3</sub> в своде поднятия 3501 м, газового - 3915,8 м. Общая толщина горизонта T<sub>3</sub> - 6,5 м, эффективная 4,6 м, нефтенасыщенная 2,7 м. Для горизонта T<sub>2</sub> - 50,5 м, 5,6 м и 3,3 м соответственно.



Пластовое давление залежи  $T_3$  - 36,6 МПа, температура 135°C. Дебит нефти 9 м<sup>3</sup>/сут на штуцере 28 мм. Нефть легкая, плотностью 827 кг/м<sup>3</sup>, содержит 15% парафина и 7,2% смол и асфальтенов. Выход фракций до 300°C - 40%.

Пластовое давление в газоконденсатной залежи  $T_2$  43,96 МПа, дебит свободного газа 63 тыс. м<sup>3</sup>/сут на штуцере 6 мм. Плотность по воздуху 0,866 г/см<sup>3</sup>. Состав, %: метан 85,47, этан 1,6, изобутан 0,25, н-бутан 0,66, пентан + высшие 0,83. Присутствуют азот 3% и углекислый газ 3,42%.

Дебит конденсата 23 м<sup>3</sup>/сут, плотность 777 кг/м<sup>3</sup>. Содержание серы в конденсате 0,015%, парафина 2,8%. Выход легких фракций до 300°C достигает 90%.

Пластовые воды - крепкие рассолы хлоркальциевого типа.

Месторождение находится в разработке.

**Нефтяное месторождение Северо-Придорожное** расположено в Ералиевском районе Мангистауской области, в 69 км восточнее г.Актау. Открыто в 1988 г. поисковой скважиной 3. Поисковые работы начаты в 1988 г., разведочные в 1989 г., в этом же году начата опытно-промышленная разработка.

В структурном отношении месторождение представлено антиклинальной складкой, юго-западная периклиналь которой осложнена тектоническим нарушением. По  $V_2^{IV}$  отражающему горизонту (низы среднего триаса) размеры антиклинали в контуре изогипсы - 3850 м составляют 1,7x1,5 км с амплитудой более 50 м. Через субмеридиональный разлом с запада структура контактирует с полусводом, размеры которого в контуре изогипсы - 3900 м 2x1 км с амплитудой 50 м.

Нефтеносность связана с отложениями среднего триаса. (рис.203). Коллектор смешанный, терригенно-карбонатный, с открытой пористостью 13% и проницаемостью 0,038 мкм<sup>2</sup>. Залежь пластовая сводовая с элементами литологического замещения коллекторов к юго-западу. Коэффициент нефтенасыщенности 0,72. Высота залежи 200 м, с кровлей пласта в своде на глубине 4050,6 м. Общая толщина продуктивного горизонта 33 м, эффективная и нефтенасыщенная 10,8 м. Водо-нефтяной контакт установлен на отметке -4085 м.

Начальное пластовое давление 45,8 МПа, температура 143°C. Дебит нефти 108 м<sup>3</sup>/сут на 7 мм штуцере. Депрессия на пласт 9,47 МПа.

Нефть легкая, плотность 838 кг/м<sup>3</sup>, малосернистая 0,11%, высокопарафинистая 24,6%, содержит 1,5% асфальтенов и 3,2% силикагелевых смол. Газовый фактор 195 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Газ, растворенный в нефти, тяжелый, метан-этановый. Состав, %: метан 75,5, этан 10,2, пропан 2,3, изобутан 0,6, н-бутан 1,3, пентан + высшие 1,7, азот 2,9, углекислый газ 5,5.

Режим залежи водонапорный.

Пластовые воды - высокоминерализованные рассолы хлоркальциевого типа.

Месторождение находится в опытно-промышленной разработке.

**Нефтяное месторождение Северное Карагие** расположено в Мангистауской области в 60 км к северо-востоку от г.Актау. Региональные геолого-геофизические работы на площади проводились в 1956-1959 гг., подготовка к поисковому бурению в 1967-1968 гг. Поисковые работы начаты в 1982 г. Месторождение открыто в 1984 г. поисковой скважиной 1. Продуктивны терригенные отложения анизийского яруса среднего триаса (рис.204).

В структурном отношении представлено асимметричной складкой субмеридионального простирания с амплитудой 60 м. Размеры поднятия 10,5x6 км.

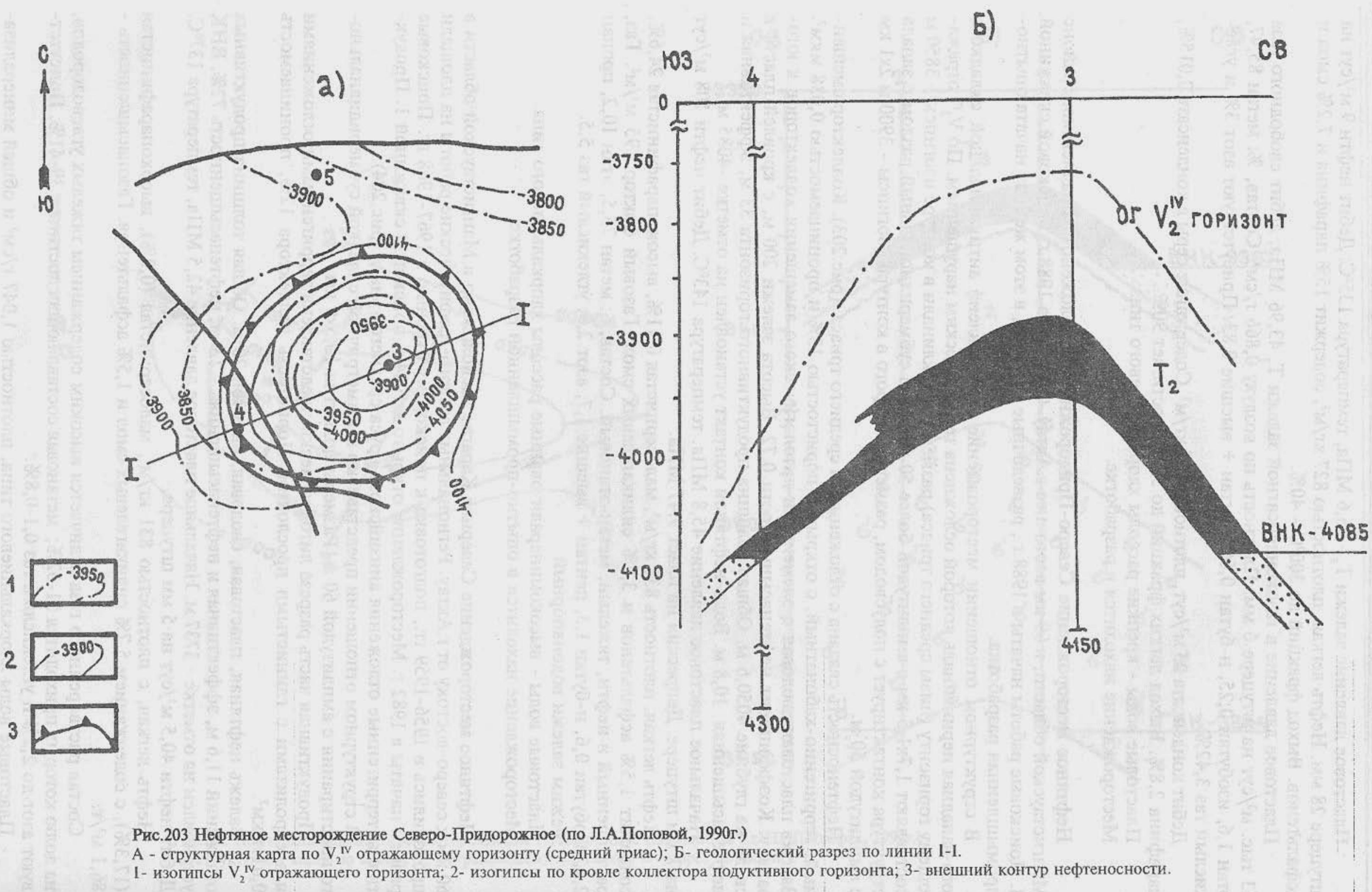
Продуктивная часть разреза литологически представлена терригенными отложениями и алевролитами с глинистыми прослоями. Пористость коллектора 12%, проницаемость 0,011 мкм<sup>2</sup>.

Залежь нефтяная, пластовая, сводовая, высотой 20 м. Общая толщина продуктивных отложений 11,6 м, эффективная и нефтенасыщенная - 2,9 м, нефтенасыщенность 72%. ВНК установлен на отметке - 3737 м. Начальное пластовое давление 42,5 МПа, температура 137°C. Дебит нефти 40,5 м<sup>3</sup>/сут на 5 мм штуцере.

Нефть легкая, с плотностью 831 кг/м<sup>3</sup>, малосернистая (0,2%), высокопарафинистая (17,3%), с содержанием 5,7% силикагелевых смол и 1,5% асфальтенов. Газонасыщенность - 86,1 м<sup>3</sup>/т.

Состав растворенного газа отличается высоким содержанием тяжелых углеводородов, на долю которых приходится 51-52%; метановая составляющая достигает 39-41%. Присутствуют азот до 2,2% и углекислый газ 0,1-0,8%.

Пластовые воды хлоркальциевого типа, плотностью 1,047 г/см<sup>3</sup> и общей минерализа-



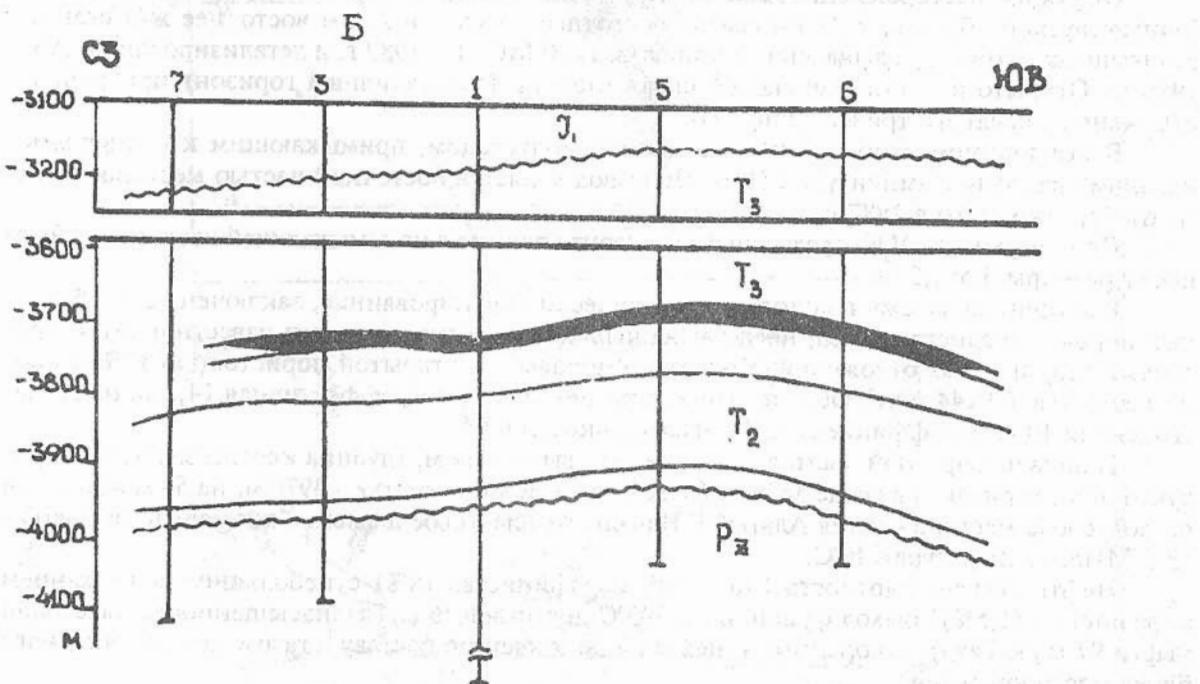
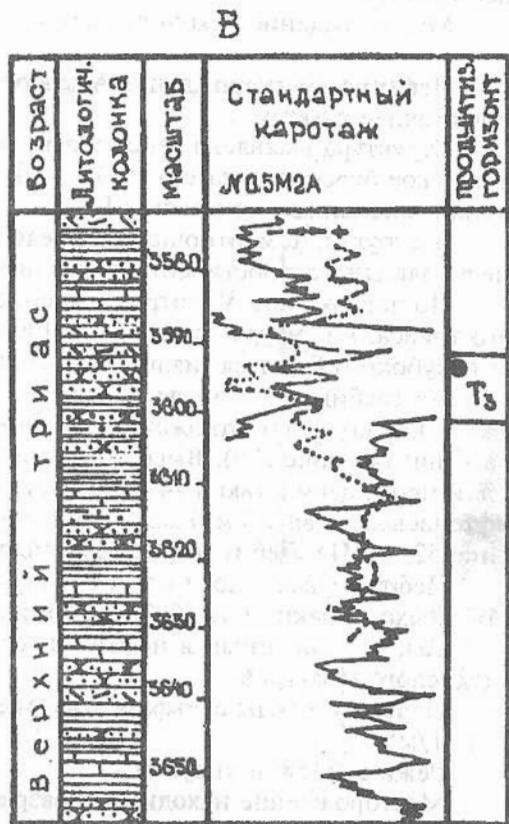
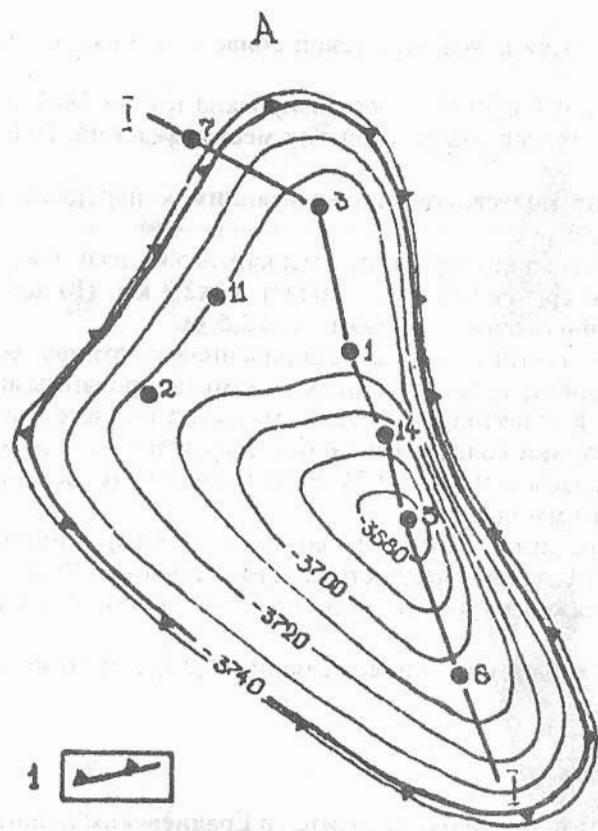


Рис.204 Нефтяное месторождение Северное Карагай

А - структурная карта по кровле продуктивного горизонта (по Л.А.Шевченко, 1988г.); Б - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.

1- контур нефтеносности.

цией 60,8 г/л.

Месторождение находится в разработке.

**Нефтяное месторождение Алатюбе** находится в Мангистауской области, в 33 км северо-восточнее г.Актау.

Структура выявлена сейсморазведкой МОГТ в 1977 г., детализирована в 1980-1982 гг. Поисковое бурение начато в 1987 г., который явился годом открытия месторождения. Первый скважина I.

В структурном отношении представлено полусводом, примыкающим к нарушению северо-западного простирания с амплитудой 50 м.

По поверхности  $V_2^{III}$  отражающего сейсмического горизонта, относимого к низам среднего триаса, в контуре изогипсы - 4100 м размеры складки составляют 5,2x2,3 км. По данным глубокого бурения (изогипса - 4300 м) ее размеры достигают 11,7x3,5 км.

На глубине 3875 м выявлена пластовая, тектонически экранированная нефтяная залежь в карбонатных отложениях среднего триаса, представленных доломитизированными известняками (рис.205). Высота залежи 60 м. Коллектор поровый, с открытой пористостью 17% и проницаемостью 0,74 мкм<sup>2</sup>. Общая толщина коллектора 59,8 м, эффективная 17,8 м, нефтенасыщенная 9,6 м. Коэффициент нефтенасыщенности 0,74. Начальное пластовое давление 52,5 МПа. Дебит нефти 180 м<sup>3</sup>/сут на 10 мм штуцере.

Нефть легкая, плотностью 844 кг/м<sup>3</sup>, парафинистая (9,3%) с содержанием асфальтенов 0,5%. Выход фракций до 300°C достигает 41%. Газонасыщенность пластовой нефти 112 м<sup>3</sup>/т.

Газ, растворенный в нефти, содержит тяжелых углеводородов до 30%, азота до 3% и углекислого газа 1,6%.

Пластовые воды сульфатно-натриевого типа имеют минерализацию 4,2 г/л, плотность 1001 кг/м<sup>3</sup>.

Режим залежей упругий.

Месторождение находится в разработке.

**Нефтяное месторождение Алатюбе (Восточный блок)** находится в Ералиевском районе Мангистауской области, в 33 км северо-восточнее г.Актау, в 21 км восточнее ж/д станции Манғышлак. Структура выявлена сейсморазведкой МОГТ в 1982 г. и детализирована в 1984-1986 гг. Открыто в 1990 г. поисковой скважиной 18. Продуктивный горизонт приурочен к отложениям среднего триаса. (Рис.205).

В структурном отношении представлено полусводом, примыкающим к субмеридиональному разлому с амплитудой 50 м. Полусвод является восточной частью месторождения Алатюбе, открытого в 1987 г.

По поверхности  $V_2^{III}$  отражающего горизонта полусвод по замыкающей изогипсе - 3980 м имеет размеры 3,5x1,2 км .

Выявленная залежь пластовая, тектонически экранированная, заключена в карбонатных породах среднего триаса, представленных доломитизированными известняками с прослойями терригенных отложений. Коллектор поровый, с открытой пористостью 17% и проницаемостью 0,0144 мкм<sup>2</sup>. Общая толщина коллектора 53,4 м, эффективная 14,7 м, нефтенасыщенная 10 м. Коэффициент нефтенасыщенности 0,64.

Площадь нефтяной части залежи 1,9 км<sup>2</sup>, высота 34 м, глубина кровли залегания продуктивного горизонта в своде 3820 м. ВНК установлен на отметке - 3970 м, на 54 м выше чем на полусводе месторождения Алатюбе. Начальное пластовое давление аномально высокое - 53,5 МПа, температура 146°C.

Нефть легкая, плотность 846 кг/м<sup>3</sup>, парафинистая (8%) с небольшим содержанием асфальтенов (1,5%). Выход фракций до 300°C достигает 36%. Газонасыщенность пластовой нефти 97 м<sup>3</sup>/т. Газ, растворенный в нефти, аналогичен по составу с газом залежи западного блока месторождения.

Пластовые воды сульфатно-натриевого типа имеют плотность 1001 кг/м<sup>3</sup> и минерализацию 4,2 г/л. В водах содержание бора составляет 2,44 мг/л.

Режим залежи упругий.

Месторождение находится в разработке.

**Газоконденсатное месторождение Ракушечное** расположено в Мангистауской области, в 50 км к юго-востоку от ж/д станции Ералиево. Поднятие выявлено сейсморазведочными работами. Поиски начаты в 1972 г. Месторождение открыто в 1973 г. Первый скважина I.

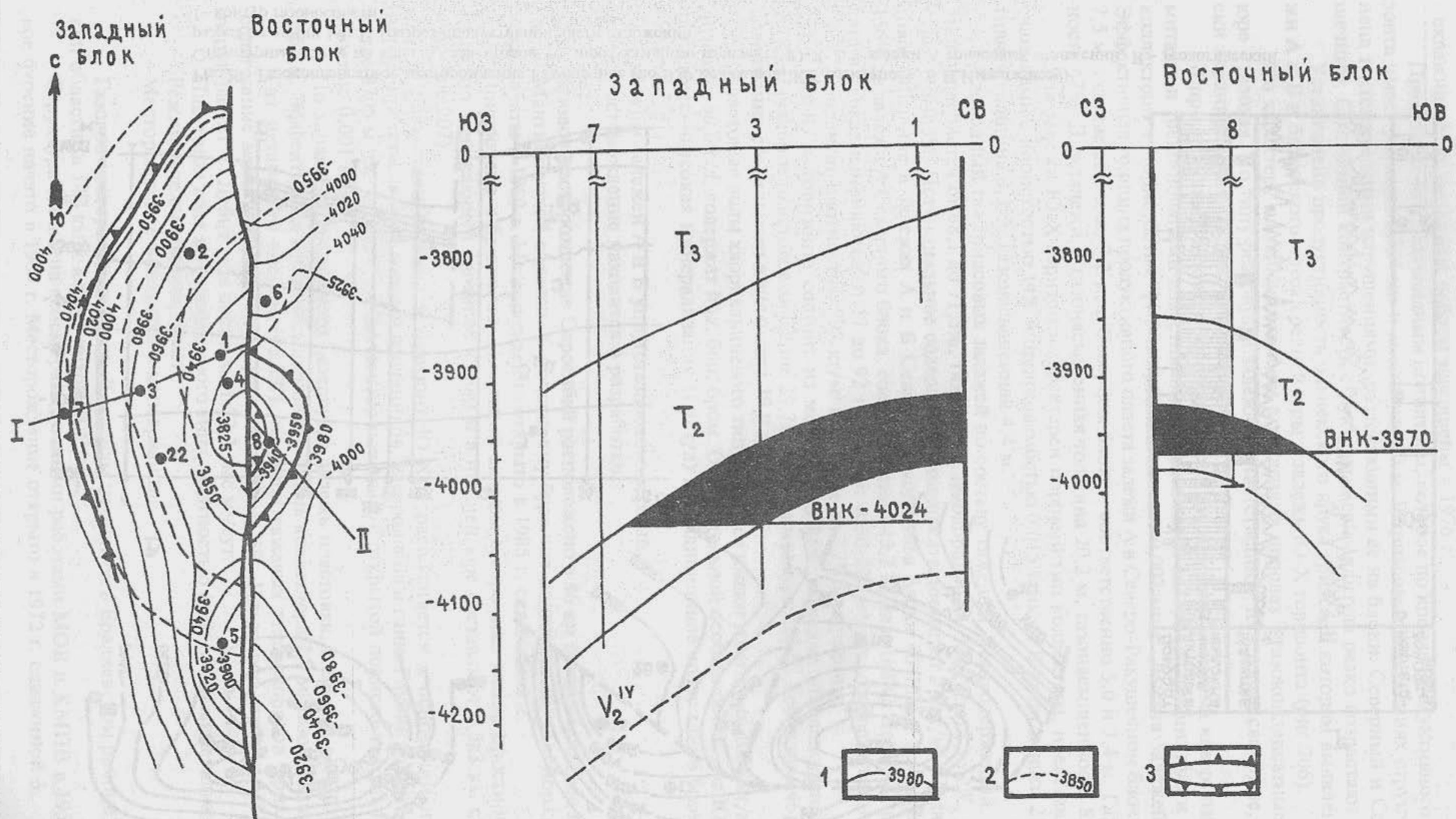
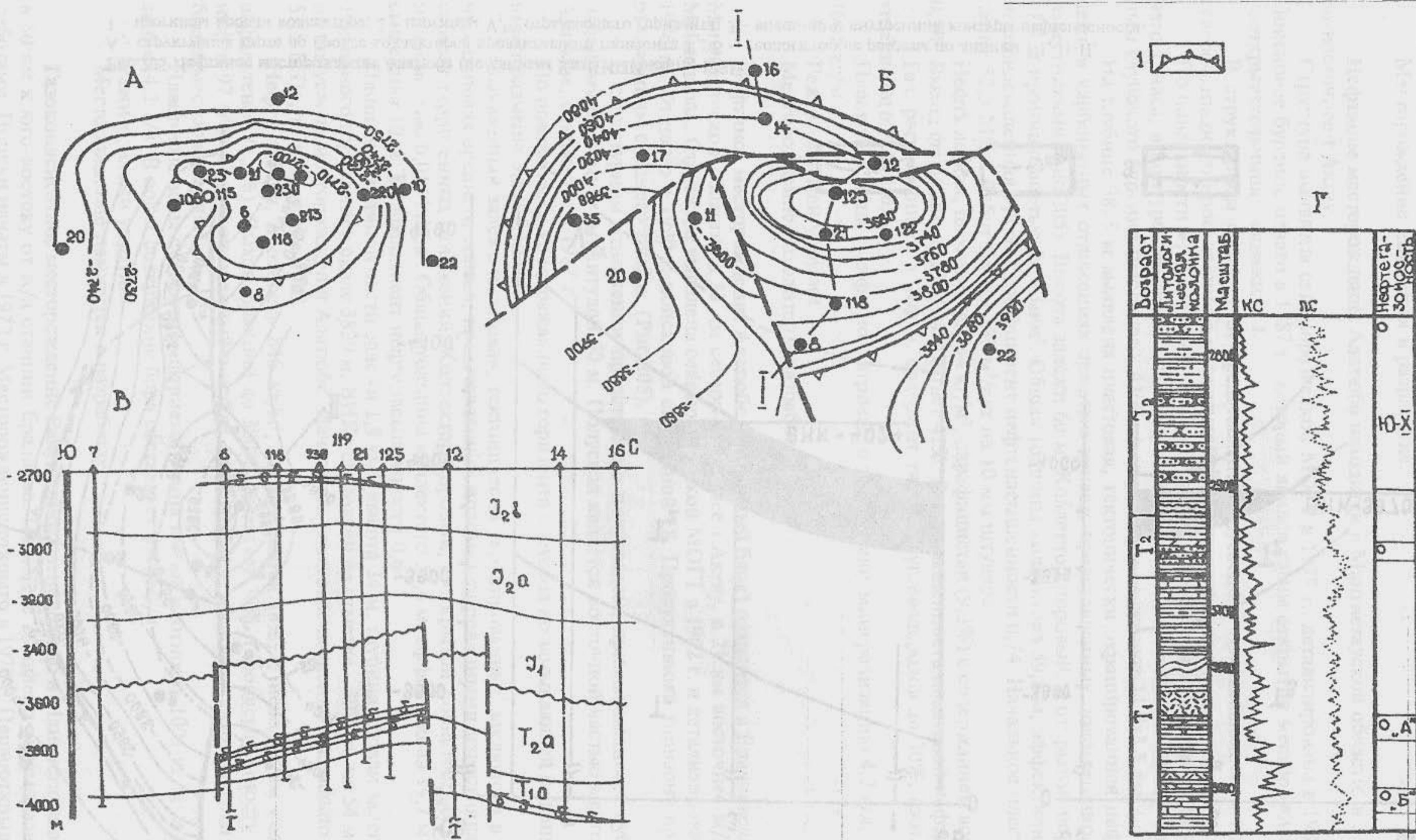


Рис.205 Нефтяное месторождение Алатюбе (по данным КазНИПИнефть, 1991г.)

А - структурная карта по кровле коллекторов продуктивного горизонта  $T_2$ ; Б - геологические разрезы по линиям I-I, II-II.  
1 - изогипсы кровли коллектора; 2 - изогипсы  $V_2^{IV}$  отражающего горизонта; 3 - внешний и внутренний контуры нефтеносности.



- скважина 5. Разведочные работы завершены в 1976 г.

Представлено куполовидным поднятием, которое по кровле продуктивного Ю-Х горизонта имеет размеры 5,5x4 км и амплитуду 30 м. В триасовых отложениях структура осложнена тектоническими нарушениями, разделяющими ее на блоки: Северный и Северо-Ракушечный. С глубиной контрастность структуры и ее амплитуда резко возрастают.

Установлена продуктивность оленекского яруса триаса, в котором выявлено две залежи А и Б и байосского яруса средней юры - залежь Ю-Х горизонта (рис.206).

По характеру насыщения залежи в триасовых породах - газоконденсатные, в средней юре - газовая. По типу резервуара залежи соответственно - пластовые сводовые, тектонически экранированные и пластовая сводовая.

В продуктивных отложениях оленекского яруса, представленных кавернозными доломитами и трещиноватыми известняками, выделяются каверново-трещинные и трещинные коллекторы с пористостью 14% и проницаемостью 0,007 мкм<sup>2</sup>. Высота залежей 153-157 м. Эффективная толщина продуктивного пласта залежи А в Северо-Ракушечном блоке составляет 7,5 м, газонасыщенная 7,2 м, в Северном блоке - соответственно 5,0 и 3,4 м. Газонасыщенность 67%. Для залежи Б газонасыщенная толщина 20,2 м, газонасыщенность 85%.

Для залежи Ю-Х горизонта характерен поровый тип коллектора, представленного песчаниками с пористостью 14% и проницаемостью 0,015% мкм<sup>2</sup>. Высота залежи 21 м. Эффективная толщина 9,3 м, газонасыщенная 4,4 м.

Свободный газ триасовых залежей по составу тяжелый, этанодержащий. Количество этана колеблется от 68,1 до 71,5%, тяжелых углеводородов 24-30%, азота до 2%, углекислого газа - 0,6-0,8%. Потенциальное содержание конденсата достигает 786 г/м<sup>3</sup>. Начальное пластовое давление в залежах А и Б Северо-Ракушечного блока 40 МПа, температура пласта 156°C; в залежи А Северного блока, соответственно 43,2 МПа и 163°C. Дебиты газа и конденсата в блоках изменяются от 17 до 92 тыс.м<sup>3</sup>/сут и 60-205 м<sup>3</sup>/сут, соответственно.

Конденсат плотностью 798 кг/м<sup>3</sup> содержит до 22,8% парафина.

Газ Ю-Х горизонта состоит из метана - 81,25%, тяжелых углеводородов 16%, азота 2,7%. Начальное пластовое давление 29,7 МПа, температура 127°C. Дебит газа 46,4 тыс.м<sup>3</sup>/сут, содержание стабильного конденсата 39,9 г/м<sup>3</sup>.

Пластовые воды хлоркальциевого типа в триасе имеют плотность 1034 кг/м<sup>3</sup> и минерализацию 56,6 г/л; содержат йод, бор, бром. Отличительной особенностью вод Ю-Х горизонта является высокая минерализация (160 г/л) и кондиционное содержание брома (595,6 мг/л).

Режим залежей А и Б упругогазоводонапорный.

Месторождение находится в разработке.

**Газовое месторождение Сарсенбай** расположено в 46 км северо-западнее поселка Ералиево Мангистауской области. К поисковому бурению подготовлено сейморазведкой. Поиски начаты в 1980 г. Месторождение открыто в 1985 г. скважиной 2.

Приурочено к брахиантиклинальной складке северо-восточного простирания. Размеры ее по замыкающей изогипсе - 3680 м в нижней юре составляют 6,5x3 км с амплитудой 40 м (рис.207).

Продуктивный газовый горизонт Ю-XIII располагается в основании нижнеюрских пород, представленных толщей песчаников, алевролитов и глин. Глубина залегания залежи в своде 3706 м, высота ее 31 м. Коллектор поровый, с открытой пористостью 10,4%, проницаемостью 0,001 мкм<sup>2</sup>.

По характеру природного резервуара залежь пластовая, сводовая с ГВК на отметке - 3665 м. Эффективная и газонасыщенная толщина коллектора 7,4 м, газонасыщенность 65%.

Газ метанового состава (85,8%), на долю тяжелых углеводородов приходится 5,5%, содержание азота достигает 3,7%, углекислого газа 5%. Пластовое давление 40,9 МПа, температура 151°C. Дебит газа составляет 77,3 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

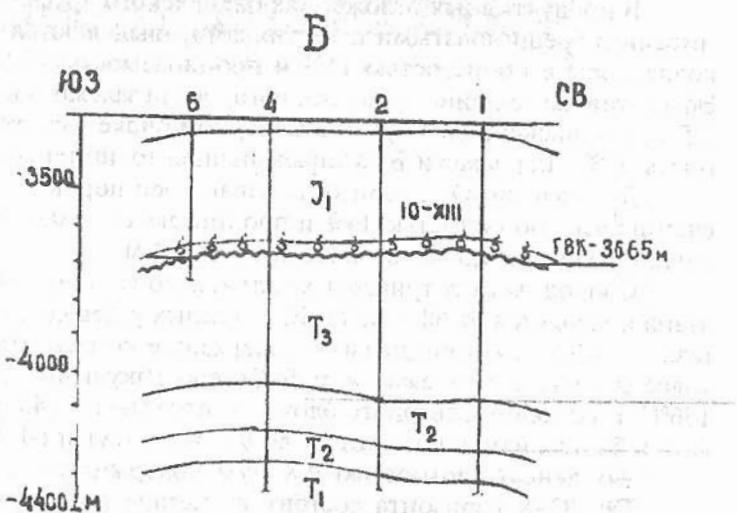
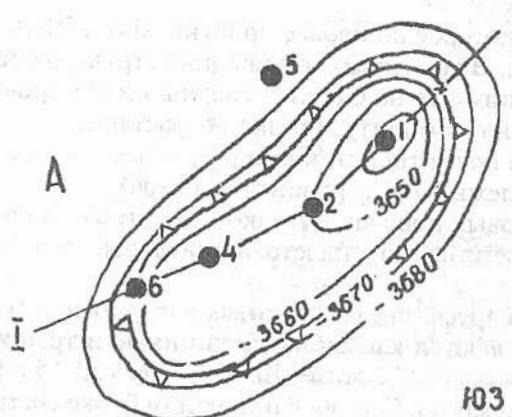
Пластовая вода хлоркальциевого типа, плотностью 1,09 г/см<sup>3</sup> и минерализацией 140 г/л.

Режим залежи водонапорный.

Месторождение находится в консервации.

**Газовое месторождение Аксу-Кендерлы** находится в Ералиевском районе Мангистауской области, в 140 км к югу от г.Новый Узень.

Структура выявлена сейморазведочными работами МОВ и КМПВ в 1955 г. Поисковое бурение начато в 1969 г. Месторождение открыто в 1972 г. скважиной 5.



В

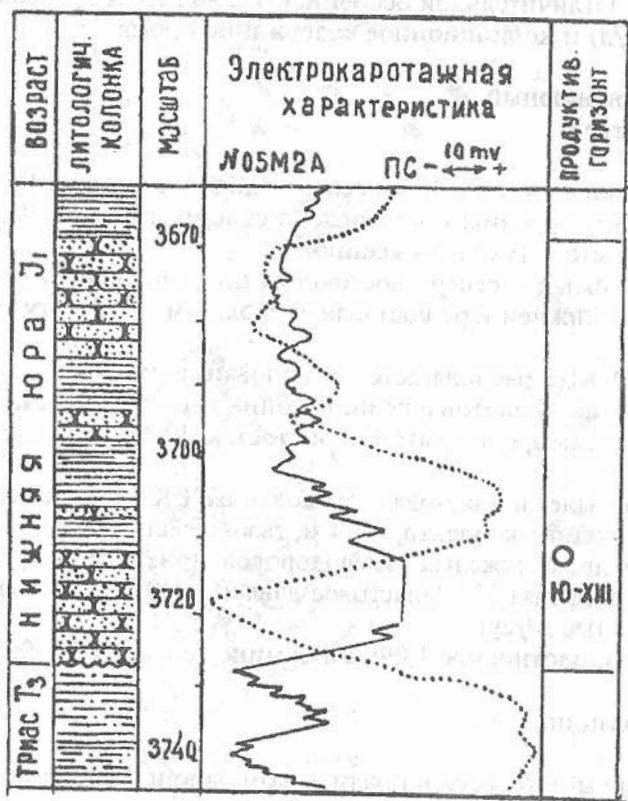


Рис.207 Газовое месторождение Сарсенбай (по материалам ПО "Мангышлакнефть", 1988г.)

А - структурная карта по кровле коллекторов залежи в подошве горизонта Ю-ХIII; Б - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.

1- контур газоносности.

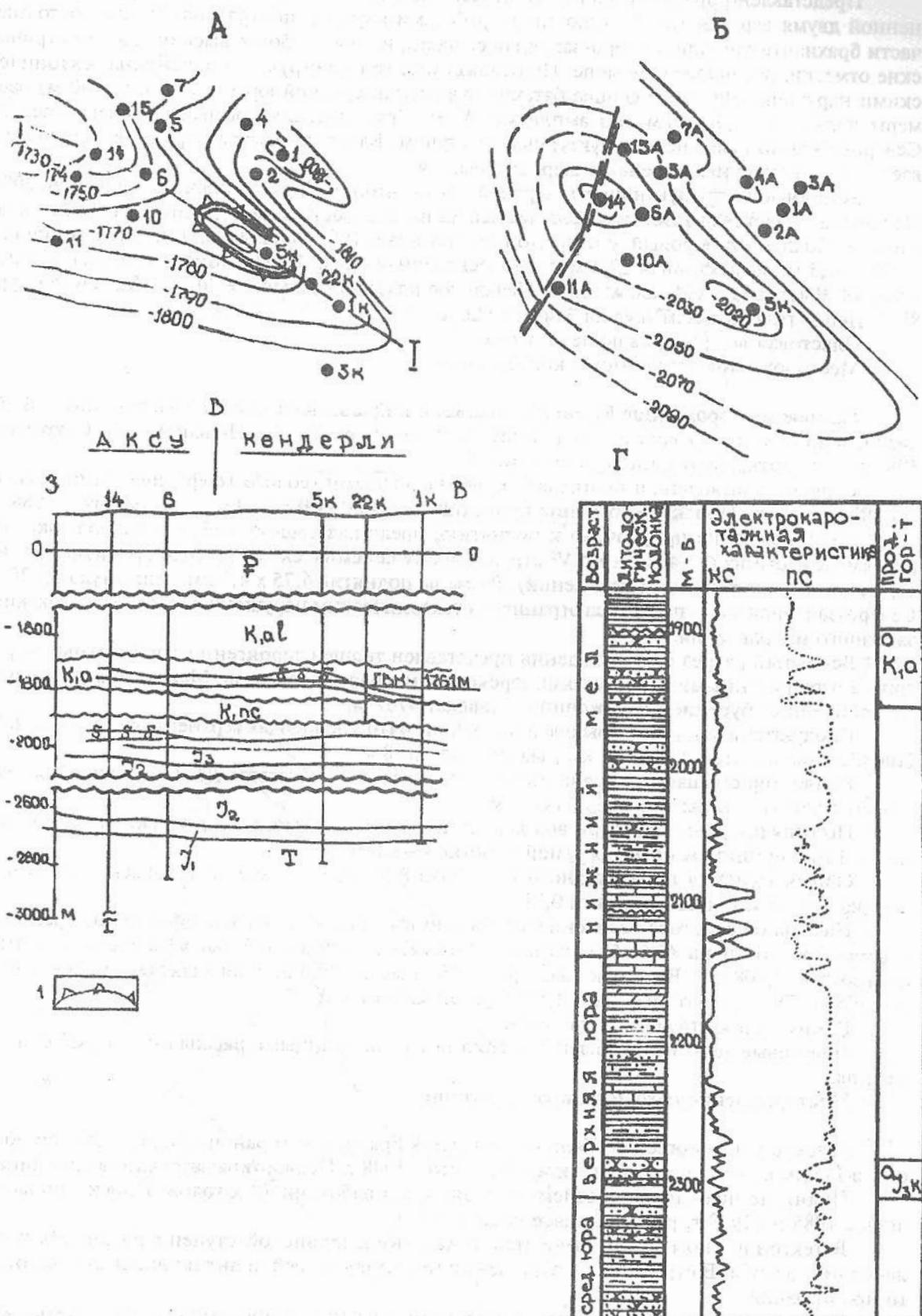


Рис.208 Газовое месторождение Аксу-Кендерлы (по Э.С.Воцалевскому, Т.И.Бадоеву и др., 1973г.)  
Структурные карты: А - по кровле продуктивного пласта аптского горизонта, Б - по подошве келловейского яруса;  
В - геологический разрез по линии I-I'; Г - разрез продуктивной части отложений.  
1- контур газоносности; буквы у номеров скважин: А- Аксу; К- Кендерлы.

Представлено брахиантклинальной складкой северо-западного простирания, осложненной двумя вершинами. Разведочными работами изучены центральная и юго-восточная части брахиантклинали. Северо-западная ее часть, имеющая более высокие гипсометрические отметки, расположена в море. По отложениям триаса структура осложнена тектоническими нарушениями. По подошве батских отложений средней юры (изогипса-2130 м) размеры поднятия 18,5x11 км при амплитуде 47 м. Углы падения крыльев не превышают 2°. Северное крыло осложнено структурным выступом. Вверх по разрезу структура выполаживается и в отложениях эоцен не вырисовывается.

Установлена продуктивность верхней части алтского яруса нижнего мела (рис.208). Небольшая пластовая газовая залежь выявлена на юго-восточной вершине, в районе скважины 5. Коллектор поровый, с открытой пористостью 19%. Общая толщина продуктивного пласта 29,5 м, эффективная 22,3 м и газонасыщенная 4,3 м. Коэффициент газонасыщенности 0,48. Высота газовой залежи 13 м. Начальное пластовое давление 20,5 МПа, температура 88°C. Дебит газа 48 тыс.м<sup>3</sup>/сут на 5 мм штуцере.

Пластовая вода хлоркальциевого типа.

Месторождение находится в консервации.

**Газовое месторождение Махат** расположено в Ералиевском районе Мангистауской области, в 230 км к юго-востоку от г.Актау, в 75 км к северу от г.Новый Узень. Открыто в 1988 г. Первооткрывательница - скважина 1.

Структура выявлена и подготовлена региональными геолого-геофизическими работами 1978 -1981 гг. Поисковое бурение проводилось в 1986-1988 гг. Разведка начата в 1988 г.

Месторождение приурочено к поднятию, представляющему собой полусвод, оконтуриваемый изогипсой - 4725 м по V<sup>3</sup> отражающему сейсмическому горизонту (размытая поверхность нижнетриасовых отложений). Размеры поднятия 6,75 x 4,5 км, амплитуда 25-30 м. Северо-западная часть полусвода ограничена тектоническим нарушением северо-восток-юго-западного направления.

Вскрытый разрез месторождения представлен толщей терригенно-карбонатных пород триаса и терригенными отложениями юрского и мелового возрастов. Максимальная толщина пройденных бурением отложений составляет 4707 м.

Продуктивный горизонт выявлен на глубине 4410 м в породах верхнего триаса. (Рис.209). Площадь газоносной части 7,9 км<sup>2</sup>, высота залежи 8 м.

Коллектор смешанный терригенный с открытой пористостью 9%. Покрышкой залежи служат плотные глины толщиной 14-16 м.

По типу природного резервуара залежь газовая, пластовая, тектонически экранированная, с ГВК, принятым на абсолютной отметке - 4388 м.

Общая толщина продуктивного горизонта 8 м, эффективная и газонасыщенная 4 м. Коэффициент газонасыщенности 0,71.

Начальное пластовое давление аномально высокое и составляет 68,0 МПа, превышая нормальное почти на 40%. Свободный дебит газа достигает 125 тыс.м<sup>3</sup>/сут с абсолютной плотностью 0,808 г/л. В составе газа преобладает метан 89,3%, доля тяжелых углеводородов составляет 7%, присутствует азот 3,5% и углекислый газ 0,2%.

Режим залежи газоводонапорный.

Пластовые воды представлены высокоминерализованными рассолами хлоркальциевого типа.

Месторождение находится в консервации.

**Газовое месторождение Жарты** находится в Ералиевском районе Мангистауской области, в 185 км к юго-востоку от г.Актау. Открыто в 1988 г. Первооткрывательница скважина 1.

Поднятие подготовлено сейсморазведочными работами 70-х годов. Поиски проводились с 1985 по 1988 г, разведка завершена в 1989 г.

В тектоническом плане относится к Аксу-Кендерлинской ступени Южно-Мангышлакского прогиба. В структурном отношении представляет собой антиклиналь субширотного простирания.

По V<sup>3</sup> отражающему горизонту, относимому к размытой поверхности оленекского яруса нижнего триаса, структура ограничена нарушениями с севера, юга и запада. Размеры складки по изогипсе - 4500 м 3,5x1км, амплитуда 60 м.

В отложениях подошвенной части верхнего триаса на глубине 4175 м выявлен продуктивный горизонт, представленный песчаниками и алевролитами. (Рис.210).

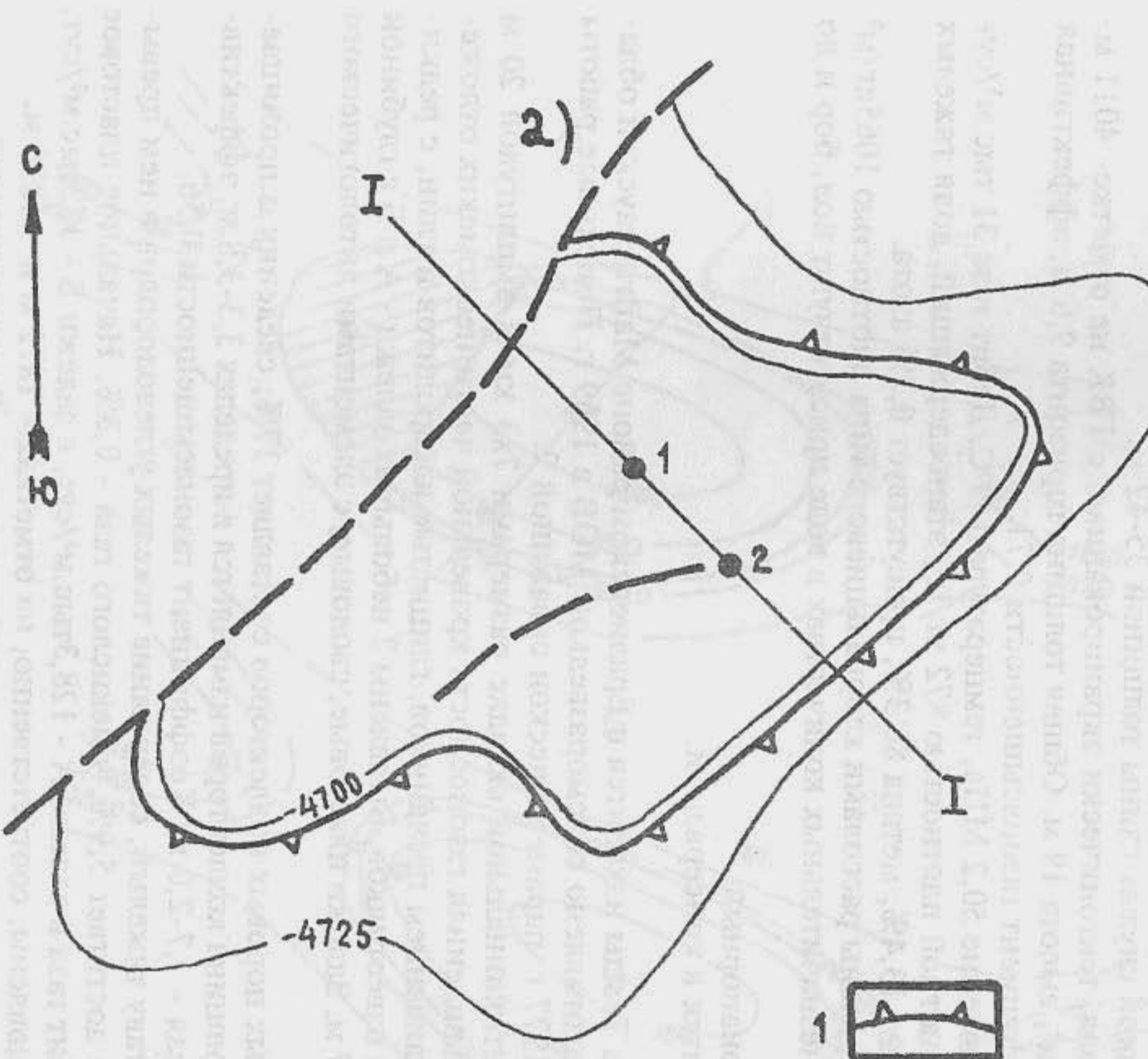
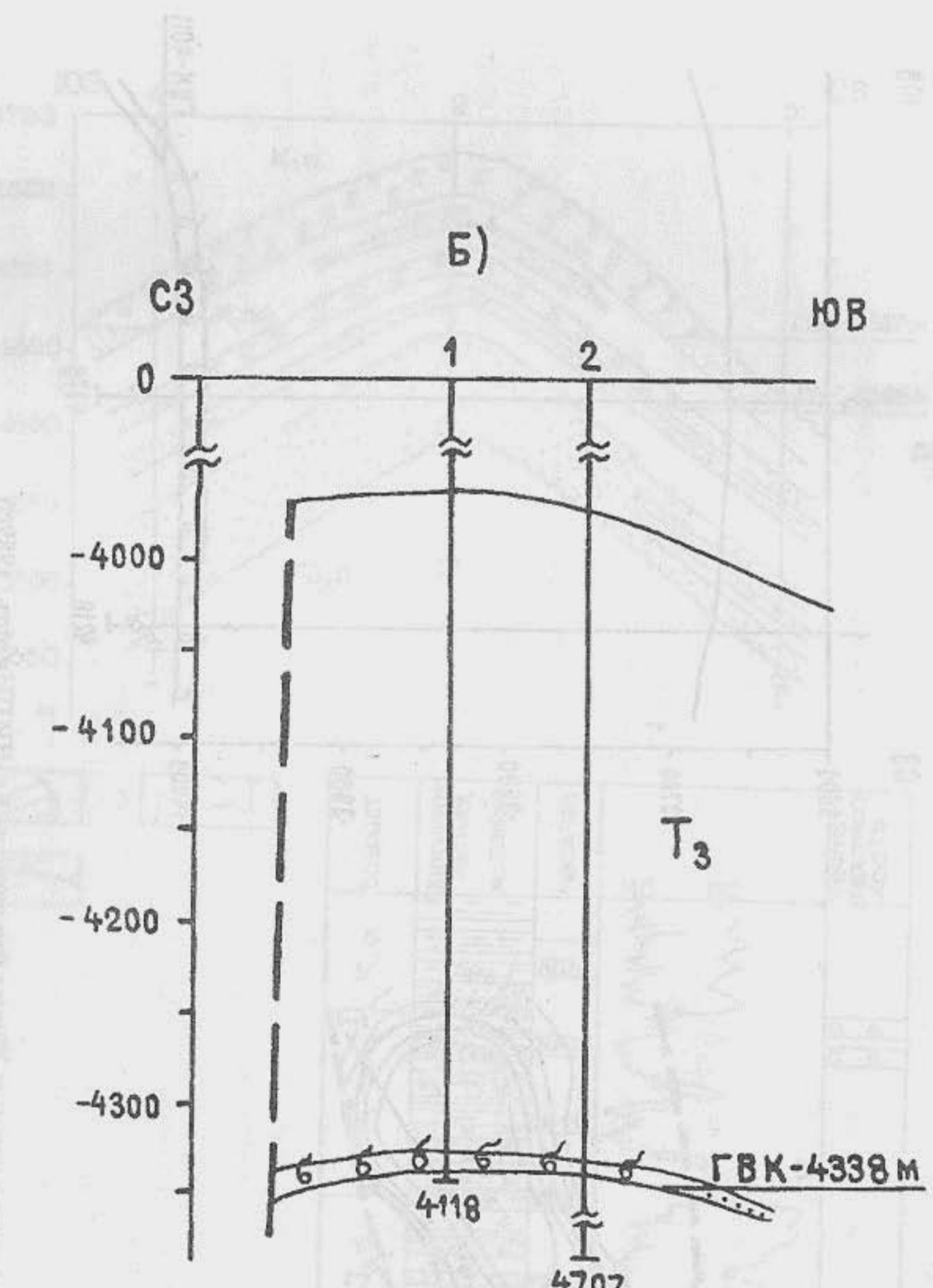


Рис.209 Газовое месторождение Махат

А - структурная карта по V3 отражающему горизонту; Б - геологический разрез по линии I-I.  
1 - контур газоносности.



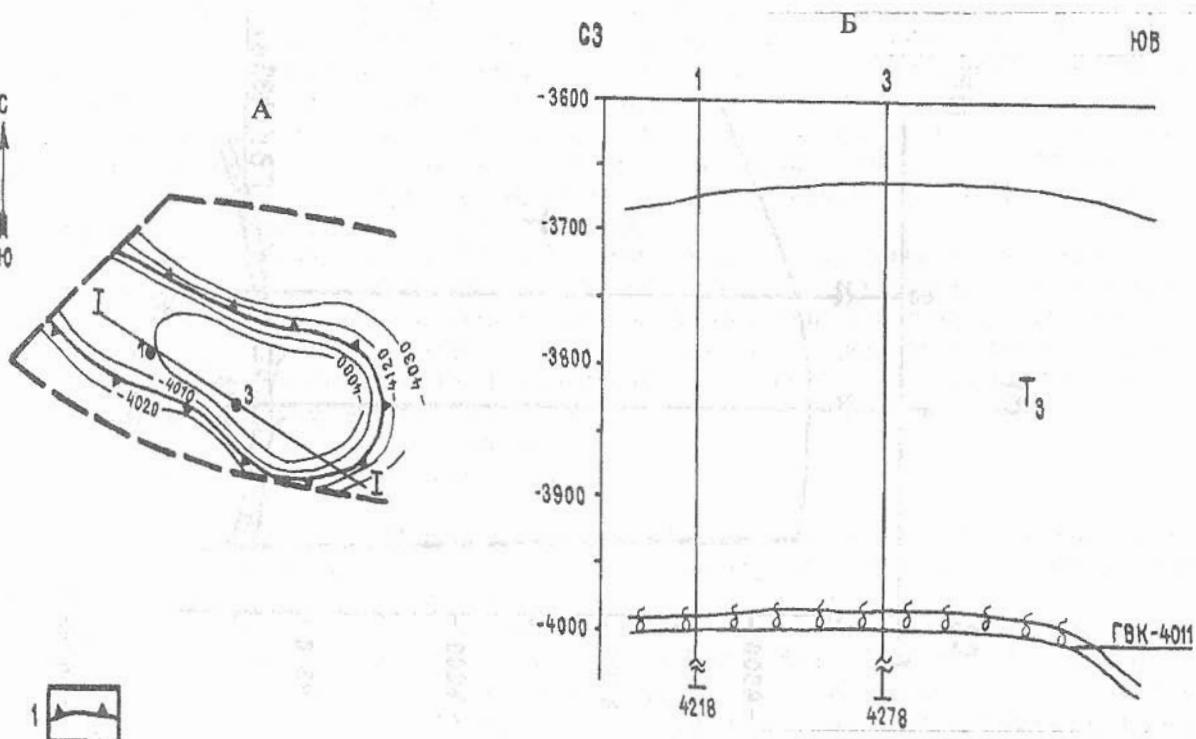


Рис.210 Газовое месторождение Жарты (по данным КазНИПИнефть, 1989г.)

А - структурная карта по кровле коллектора продуктивного горизонта; Б - геологический разрез по линии I-I. 1- контур газоносности.

Коллектор смешанный, порово-трещинный с открытой пористостью 8,8% и проницаемостью 0,015 мкм<sup>2</sup>. Покрышкой служат глины толщиной 35-42 м.

Залежь газовая, пластовая, тектонически экранированная, с ГВК на отметке - 4011 м. Площадь газовой части 2,6 км<sup>2</sup>, высота 19 м. Общая толщина горизонта 9,6 м, эффективная газонасыщенная 6,7 м. Коэффициент газонасыщенности 0,71.

Начальное пластовое давление 50,2 МПа, температура 149°С. Дебит газа 31 тыс.м<sup>3</sup>/сут на 10 мм штуцере. Газ с абсолютной плотностью 872 кг/м<sup>3</sup>, этансодержащий, доля тяжелых углеводородов в нем составляет 13,4%, метана 86,3%, присутствует 0,3% азота.

Пластовые воды представлены рассолами хлоркальциевого типа плотностью 1065 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 91 г/л. В незначительных количествах в воде присутствуют йод, бор и до 186 мг/л бром.

Режим залежи газоводонапорный.

Месторождение находится в консервации.

Газовое месторождение Тамды находится в Ералиевском районе Мангистауской области, в 120 км от г.Актау. Подготовлено сейсморазведкой МОВ в 1969 г. Поисковые работы начаты в 1975 г. Открыто в 1977 г. параметрической скважиной 2.

Приурочено к брахиантклинальной складке размерами 7х3 км и амплитудой 20 м (рис.211). Установлена промышленная газоносность кровельной части неокомских отложений, представленных переслаиванием песчаников, глинистых алевролитов и глин, с редкими пропластками мергелей и известняков. Выявлены 2 небольших залежи - А и Б с глубиной залегания кровли 1908 и 1917 м. Залежи пластовые, сводовые, с элементами литологического экранирования (залежь А).

Пористость терригенных поровых коллекторов составляет 17%, сведения о проницаемости отсутствуют. Общая толщина коллекторов изменяется в пределах 3,3-3,8 м, эффективная 2,1-2,2 м, газонасыщенная - 1,7-2,0 м. Коэффициент газонасыщенности 0,56.

Свободный газ по составу тяжелый, содержание тяжелых углеводородов в нем превышает 11%, количество азота достигает 5,9%, углекислого газа - 0,3%. Начальное пластовое давление 19,6-19,8 МПа. Дебит газа в залежи А - 128,3 тыс.м<sup>3</sup>/сут, в залежи Б - 172 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Газоводяные контакты установлены, соответственно, на отметках - 1872 м и - 1826 м.

Воды месторождения практически не изучены. Режим залежей водонапорный.

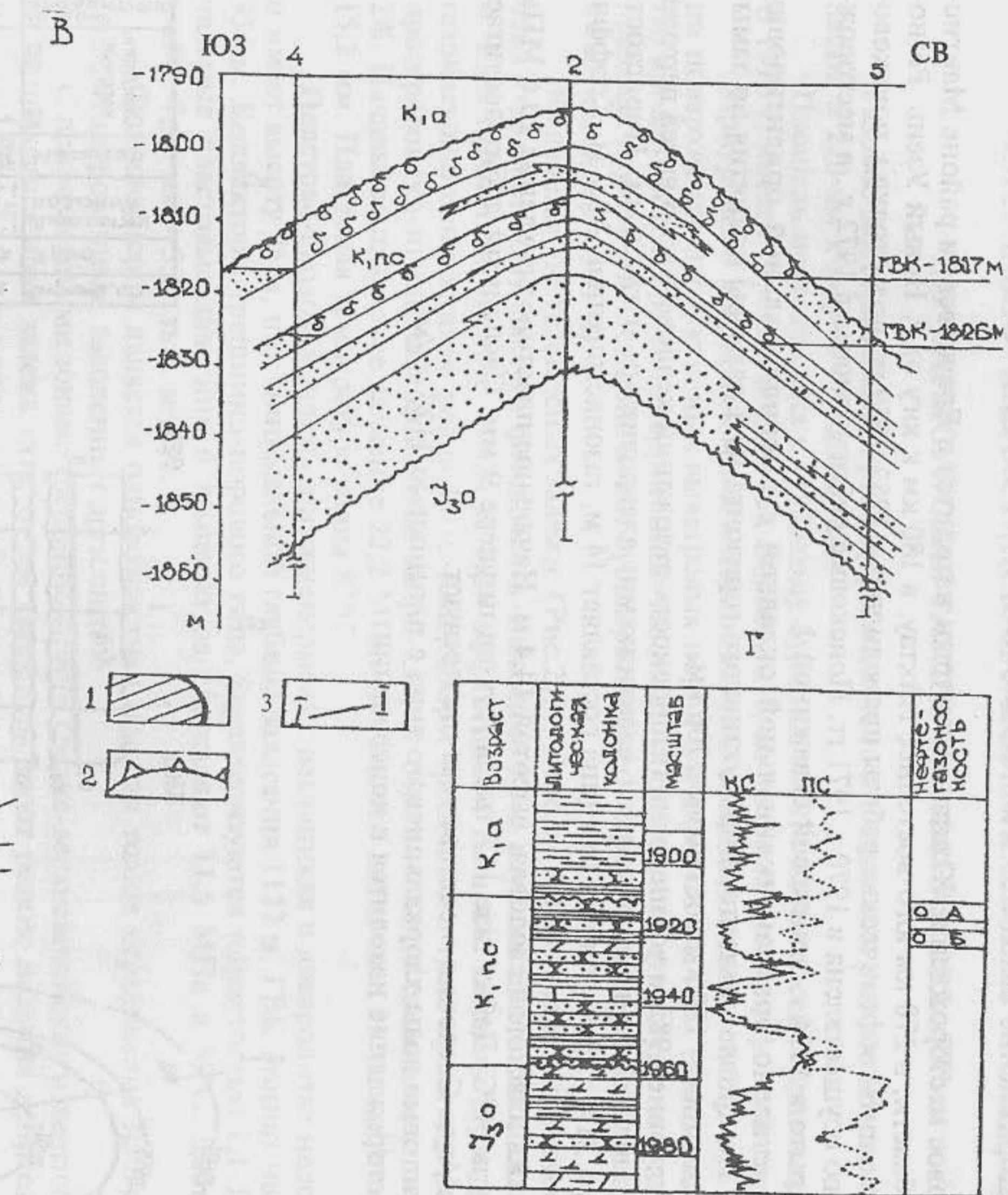
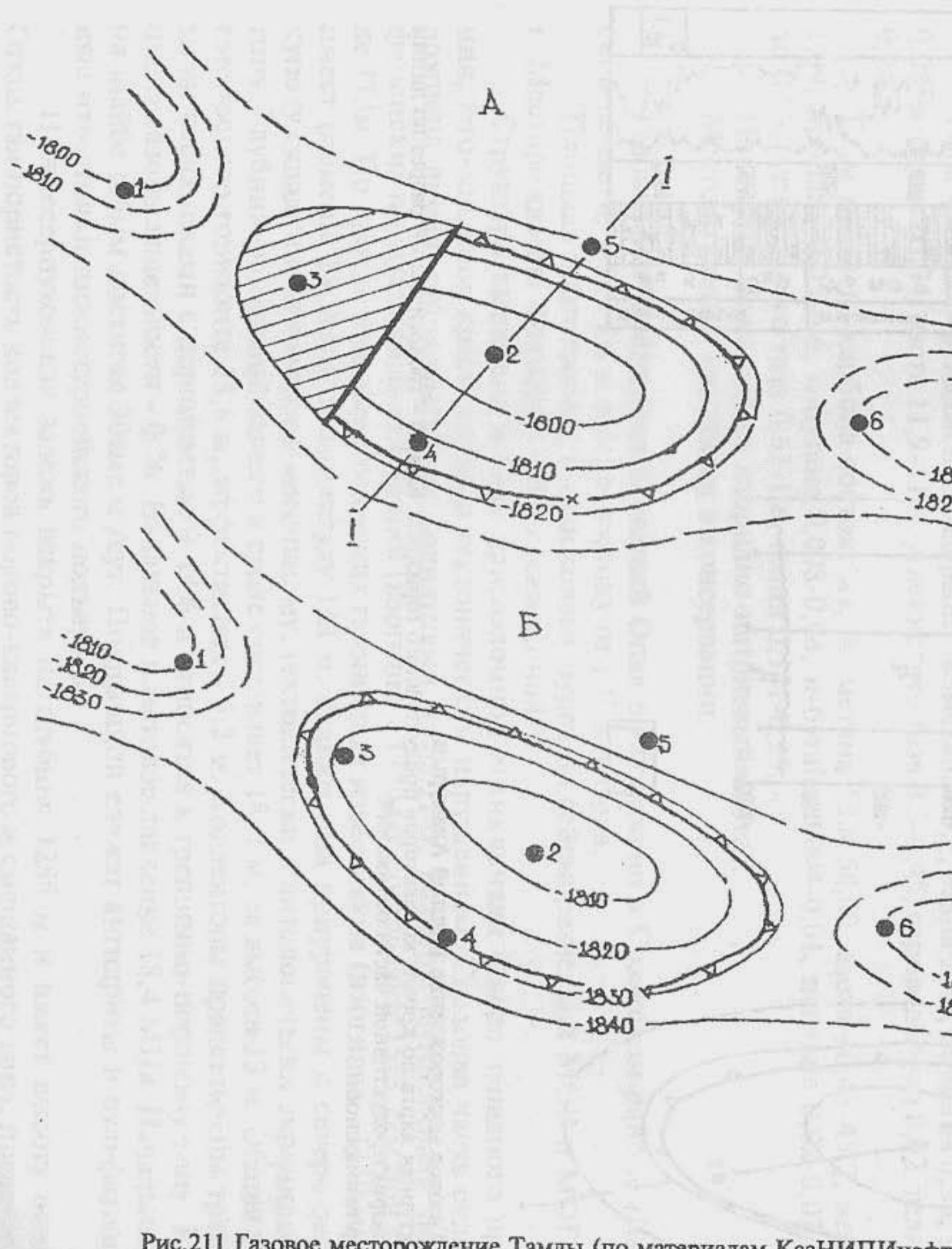


Рис.211 Газовое месторождение Тамды (по материалам КазНИПИнефть, 1988г.)

Структурные карты по кровле коллекторов: А - залежи А; Б - залежи Б в неокомских отложениях; В - геологический разрез по линии I-I;

Г - разрез продуктивной части отложений;

1 - зона литологического замещения коллекторов, 2 - конур газоносности, 3 - линия геологического разреза.

Месторождение находится в консервации.

Газовое месторождение Южный Аламурын находится в Ералиевском районе Мангистауской области, в 270 км юго-восточнее г.Актау, в 180 км к югу от г. Новый Узень. Региональные геолого-геофизические работы проводились в 1952-1959 гг, подготовка к поисковому бурению осуществлена в 1970 - 1971 гг. Поисковые работы начаты в 1972 г., а месторождение открыто в 1974 г. поисковой скважиной 1.

Предсталено брахиантклинальной складкой субмеридианальной ориентировки (рис.212). По кровле коллектора продуктивного горизонта Ю-І размеры поднятия по замыкающей изогипсе - 1890 м составляют 106 км.

На глубине 1985 м установлена газоносность отложений келловейского яруса верхней юры, литологически представленных песчаниками, алевролитами и глинами. Пористость коллектора 21%, эффективная толщина составляет 14 м, газонасыщенная - 3,7 м. Коэффициент газонасыщенности 0,40.

Залежь пластовая сводовая, высотой 14,4 м. Начальное пластовое давление 20,6 МПа, температура 90°С. Дебит газа 147 тыс.м<sup>3</sup>/сут на штуцере 9 мм. Свободный дебит достигает 702 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Сведения о составе газа отсутствуют.

Пластовые воды хлоркальциевого типа с плотностью 1120 кг/м<sup>3</sup>.

Месторождение находится в консервации.

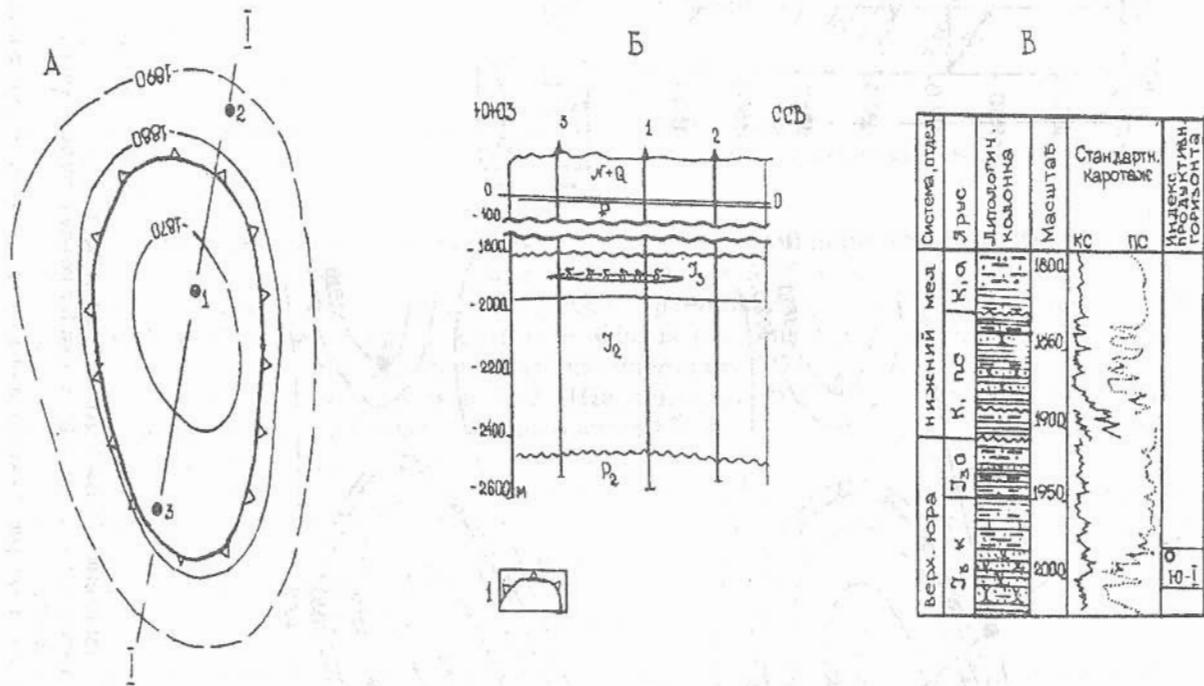


Рис.212 Газовое месторождение Южный Аламурын  
А - структурная карта по кровле коллекторов продуктивного горизонта Ю-І; Б - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений.  
1- контур газоносности.

## ЦЕНТРАЛЬНО-КАЗАХСТАНСКАЯ ГАЗОГЕЛИЕНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

### ШУ-САРЫСУЙСКАЯ ГАЗОГЕЛИЕНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Газовое месторождение Орталык расположено в Созакском районе Шымкентской области, в 220 км к югу от г. Жезказган.

Площадь подготовлена к глубокому бурению в 1974-1976 гг. сейсморазведкой МОГТ. В 1976 г. начато бурение поисковой скважины 1, из которой получен фонтан газа.

Приурочено к приразломной антиклинальной складке амплитудой 230 м и размерами по поверхности продуктивных выветрелых пород фундамента 6x14 км (изогипса - 2525 м). По кровле нижнепермских терригенных газоносных отложений структура не оконтурена. В пределах изученной части она имеет субширотное простижение, размеры 3x6 км и амплитуду 47 м (изогипса - 925 м).

Выявлены две газоносные залежи. (Рис.213). Нижняя залежь массивного типа приурочена к эрозионному выступу фундамента. Высота ее 92 м, глубина залегания составляет 2546 м. ГВК принят на отметке - 2384 м. При эффективной толщине газового горизонта 38,5 м газонасыщенная толщина равна 19 м. Коллекторы трещинного типа представлены верхне-протерозойско-нижнепалеозойскими кварц-хлорит-серицитовыми сланцами с пористостью 2%. Начальное пластовое давление 22,2 МПа. Начальный дебит газа 21 тыс. м<sup>3</sup>/сут на шайбе 15,2 мм. Пластовая температура равна 82°C.

Пластово-сводовая залежь в нижнепермских песчаниках и алевролитах недоразведана и имеет высоту 76 м, при минимальной глубине залегания 1122 м. ГВК принят на отметке - 954 м. Коллекторы трещинно-порового типа, характеризуются пористостью 1,1-10,2%. Начальные пластовые давления и температура составляют 11,5 МПа и 59°C. Дебит газа на шайбе 7,95 мм - 5,51 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Флюидоупором является одновозрастная мощная толща чередования пачек галита и сульфатизированных, засоленных аргиллитов.

С приразломными зонами трещинноватости средне-верхневизейских известняков связана непромышленная залежь газа, о чем свидетельствуют резкие падения дебитов от 30-50 тыс. до 1-2 тыс. м<sup>3</sup>/сут в процессе испытания скважин.

Газы залежи в фундаменте содержат, %: метана 83,7, этана 3,48, пропана 0,35, н-бутана 0,08, и-бутана 0,04, азота 11,9-11,9, углекислого газа 0,3-0,45, сероводорода 0,02, гелия 0,208-0,240.

Газы нижнего карбона состоят из, %: метана 52,8-58,09, азота 40,43-45,2, этана 0,70-1,09, пропана 0,05-0,6, н-бутана 0,008-0,04, и-бутана 0,004-0,01, пентана 0,02-0,07, гексана до 0,09, углекислого газа 0,63-1,6, гелия 0,141-0,29.

Пластовые воды имеют хлоридно-натриевый состав.

Месторождение находится в консервации.

Газовое месторождение Западный Опак расположено в Созакском районе Шымкентской области, в 215 км к северо-востоку от г. Кзыл-Орда.

Площадь подготовлена к поисковому бурению сейсморазведкой МОВ и МОГТ в 1978 г. Месторождение открыто в 1980 г. скважиной 1.

Структура выражена в виде приразломной антиклинали северо-западного простирания, юго-западное крыло срезано тектоническим нарушением. Сводовая часть складки осложнена двумя куполовидными поднятиями. (Рис.214). Размеры антиклинали по кровле фаменских продуктивных отложений (изогипса - 1750 м), составляют 15x3,2 км при амплитуде 173 м. По кровле нижнепермских газоносных известняков (изогипса - 1150 м) складка имеет размеры 18,5x3 км и амплитуду 148 м. Залежи газа приурочены к северо-западному куполу складки и относятся к массивному, тектонически и литологически экранированному типу. Глубина фаменской залежи в своде составляет 1861 м, ее высота 13 м. Общая толщина газоносного горизонта 13,6 м, эффективная - 5,2 м. Коллекторы представлены трещиноватыми песчаниками с пористостью 9-14% и относятся к трещинно-поровому типу. Коэффициент газонасыщенности - 0,76. Начальное пластовое давление 18,4 МПа. Начальный дебит на шайбе 6,6 мм достигал 30 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Покрышкой служат ангидриты и сульфатизированные известняки нижнетурнейского подъяруса.

Нижнепермская залежь вскрыта на глубине 1286 м и имеет высоту около 50 м. Открытая пористость коллекторов порово-кавернового и смешанного типа, представленных

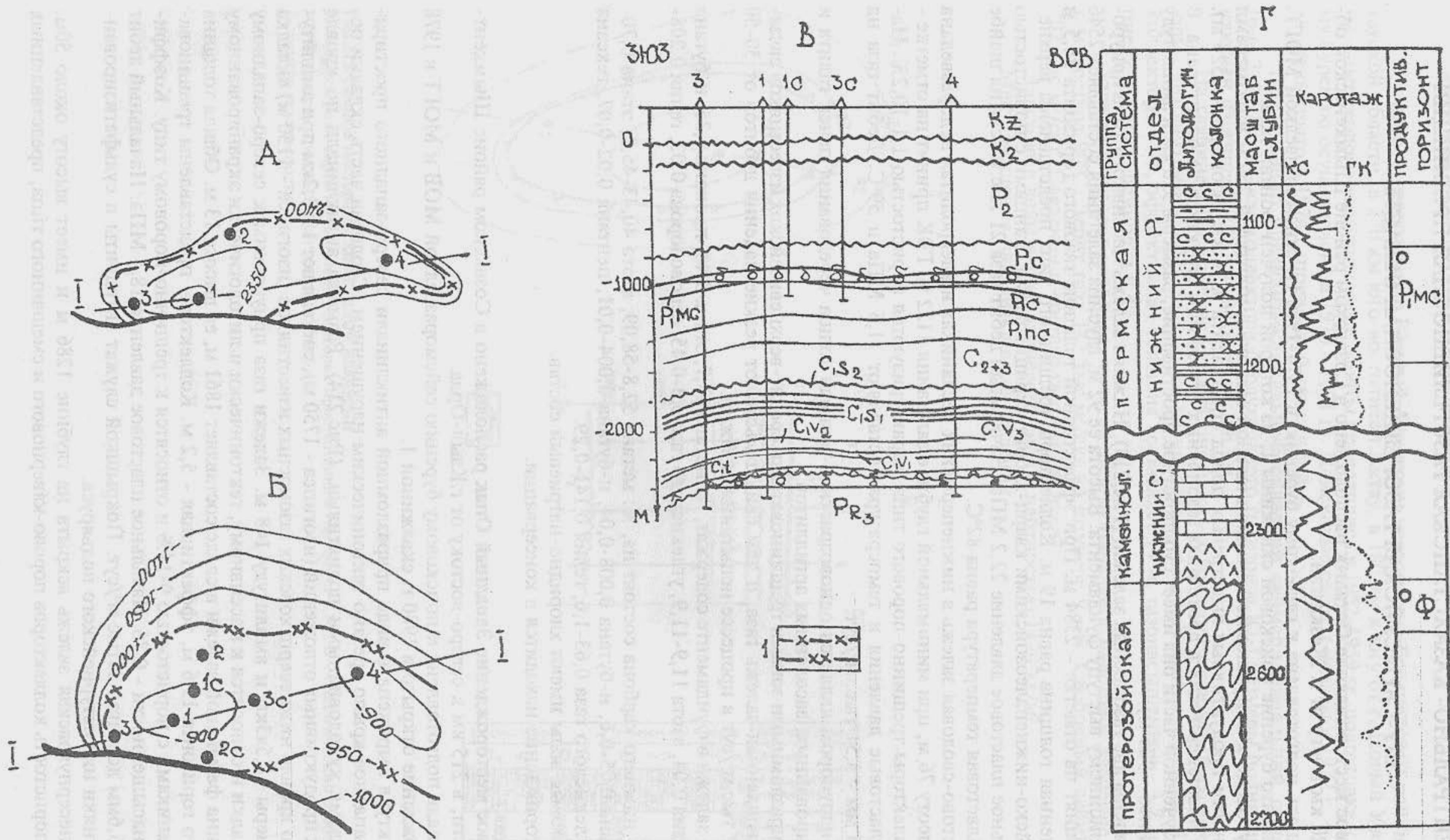


Рис. 213 Газовое месторождение Орталык (по Н.Ж.Сиражеву, 1990 г.)

Структурные карты: А - по кровле протерозоя; Б - по кровле нижнепермского межсолевого горизонта; В - геологический разрез по линии I-I; Г - разрез продуктивной части отложений.

1 - контуры газоносности; горизонты: Р<sub>1</sub>с - солевой, Р<sub>1</sub>mc - межсолевой, Р<sub>1</sub>nc - подсолевой; скв. 1c, 3c - структурные.

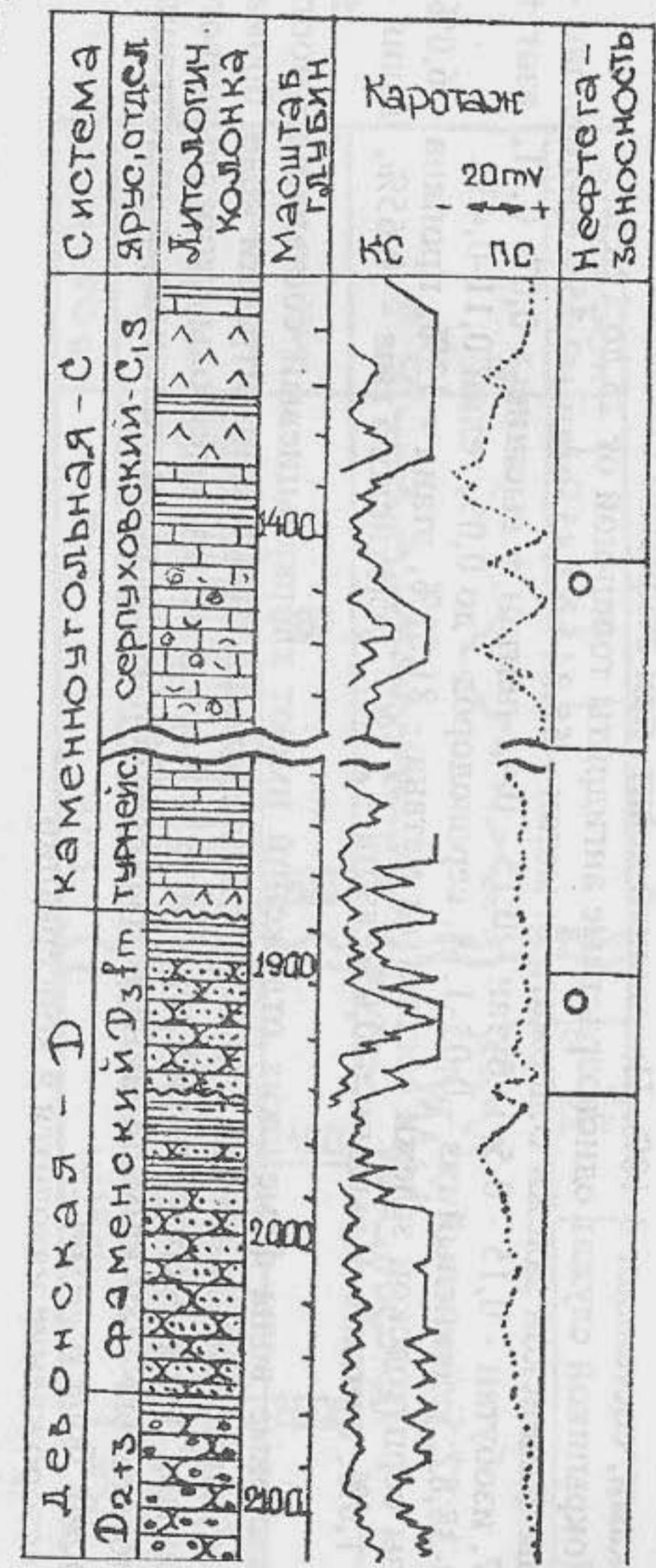
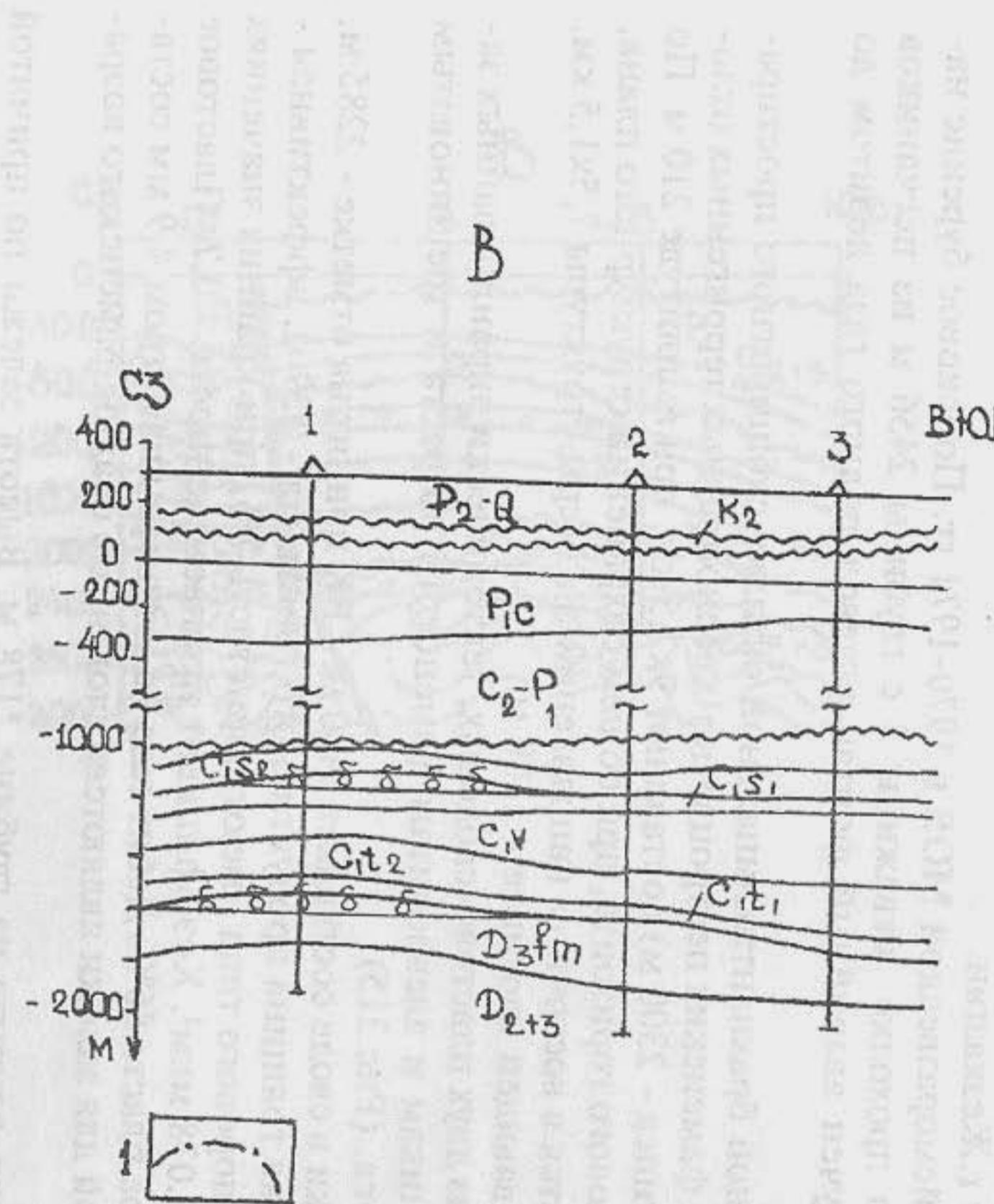
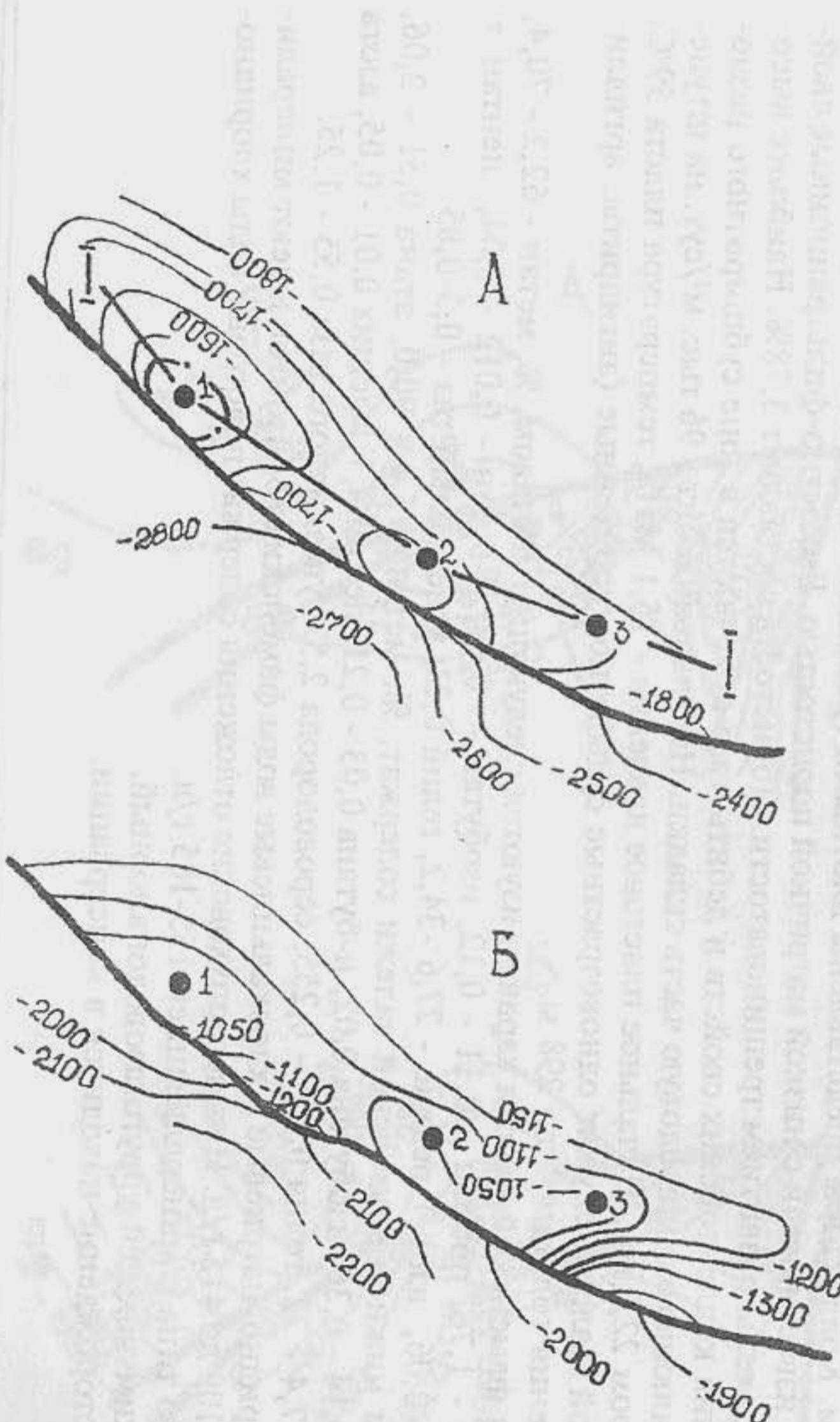


Рис. 214 Газовое месторождение Западный Опак (по Б.А.Агееву, 1983 г; Н.Ж.Сиражеву, 1989 г.)  
Структурные карты по кровле: А - фаменского яруса, Б - серпуховского яруса; В - геологические  
I - контур газоносности.

известняками, составляет 3-10%. Начальный дебит при открытом стволе составил 2-3 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Покрышкой служат одновозрастные ангидриты толщиной от 25 до 128 м.

Газы фаменской залежи содержат, %: метан - 55,34 - 83,45, этан - 2,75 - 5,0, пропан - 0,86 - 1,7, изобутан - 0,15 - 0,5, н-бутан - 0,15 - 0,4, пентан + высшие - 0,07- 0,21, азот + редкие 9-38,82, углекислый газ - 0,05-1,18, сероводород - до 0,03, гелий 0,11-0,437.

Газы серпуховской залежи состоят из метана - 81,31%, этана - 13%, пропана - 6,0%, бутана - 1,6%, пентана + высших - 0,4%, азота - 2,7%, углекислого газа - 0,65%, гелия - 0,04%.

Пластовые воды фаменских отложений имеют хлоркальциевый состав, плотность 1192 кг/м<sup>3</sup>, минерализацию 258 г/л и содержат промышленные концентрации йода, брома, бора и лития. Нижнесерпуховские горизонты содержат пластовые воды хлоркальциевого типа, плотностью 1180 кг/м<sup>3</sup>, с минерализацией 218,1 г/л и промышленные концентрации йода, брома, бора и лития.

Месторождение находится в консервации.

Газовое месторождение Придорожное расположено в Созакском районе Шымкентской области, в 260 км к югу от г. Жезказган.

Площадь подготовлена сейсморазведкой МОВ в 1970-1971 гг. Поисковое бурение начато в 1972 г., в котором при проходке скважины 3 с глубины 2456 м из песчаников фаменского возраста, был получен аварийный фонтан углеводородного газа дебитом до 1628тыс.м<sup>3</sup>/сут.

Приурочено к приразломной брахиантклинальной складке субширотного простирания. По размытой поверхности фаменских пестроцветно-красноцветных терригенных отложений размеры структуры (изогипса - 2300 м) составляют 9x2,5 км, при амплитуде 210 м. По кровле нижнесерпуховского газового горизонта, при общем сохранении структурного плана, склон складки несколько смещается в восточном направлении. Размеры структуры 7,5x1,5 км, амплитуда - 110 м по оконтуривающей изогипсе - 1100 м.

Месторождение состоит из двух пластово-склоновых, тектонически экранированных залежей, приуроченных к песчаникам и алевролитам фаменского возраста и трещиноватым известнякам серпуховского яруса. (Рис.215).

Глубина фаменской залежи в своде составляет 2400 м. ГВК принят на отметке - 2285 м, при высоте залежи 140 м. Общая толщина продуктивного горизонта - 129 м, эффективная - 37,5 м. Коллекторы трещинно-порового типа имеют пористость 7%, при крайних значениях от 3 до 18%; проницаемость - 0,038 мкм<sup>2</sup>. Коэффициент газонасыщенности - 0,7. Пластовое давление 25,8 МПа, температура пласта 86°C. Дебит газа на штуцере диаметром 4,9 мм составил 74,4тыс. м<sup>3</sup>/сут. Покрышкой для залежи являются галогенные осадки фаменского возраста, толщиной до 450 м.

Нижнесерпуховская залежь вскрыта на глубине 1178 м. Высота залежи по принятой отметке ГВК - 1101 м равна 107,5 м. Общая толщина газового горизонта - 102 м, эффективная - 71,4 м. Коллекторы представлены плотными трещиноватыми мелко- и среднекристаллическими известняками с низкой матричной пористостью. Емкостно-фильтрационные свойства обусловлены развитием трещиноватости. Пористость составляет 3,78%. Наиболее высокие значения коллекторских свойств и дебиты газа отмечаются в зоне субширотного разлома, осложняющего присводовую часть складки. Начальный дебит - 96 тыс. м<sup>3</sup>/сут. на штуцере диаметром 22,6 мм. Начальное пластовое давление - 15,1 МПа, температура пласта 59°C. Покрышкой залежи служат одновозрастные сульфатно-терригенные (ангидриты, аргиллиты) отложения толщиной до 298 м.

Газы фаменской залежи характеризуются следующим составом, %: метан - 62,2 - 70,4, этан - 1,2 - 1,76, пропан - 0,11 - 0,12, изобутан - 0,02; н-бутан - 0,012 - 0,04, пентан + высшие - 0,06, азот + редкие - 27,6 -34,2, гелий 0,21, углекислый газ - 0,3-0,85.

Газы нижнесерпуховской залежи содержат, %: метана 75,4 - 90,0, этана 0,51 - 2,06, пропана 0,14 - 0,36, изобутана 0,02, н-бутана 0,03 - 0,21, пентана + высших 0,01 - 0,05, азота + редких 7,4 - 22, гелия 0,155 - 0,255, сероводорода 2,57, углекислого газа 0,55 - 1,25.

Хлоридно-натриевые и хлоркальциевые воды фаменских горизонтов имеют минерализацию от 109 до 415 г/л. Нижнесерпуховские отложения содержат пластовые воды хлоридно-натриевого типа с минерализацией 155-165 г/л.

Режим залежей упругогазоводонапорный.

Месторождение находится в консервации.

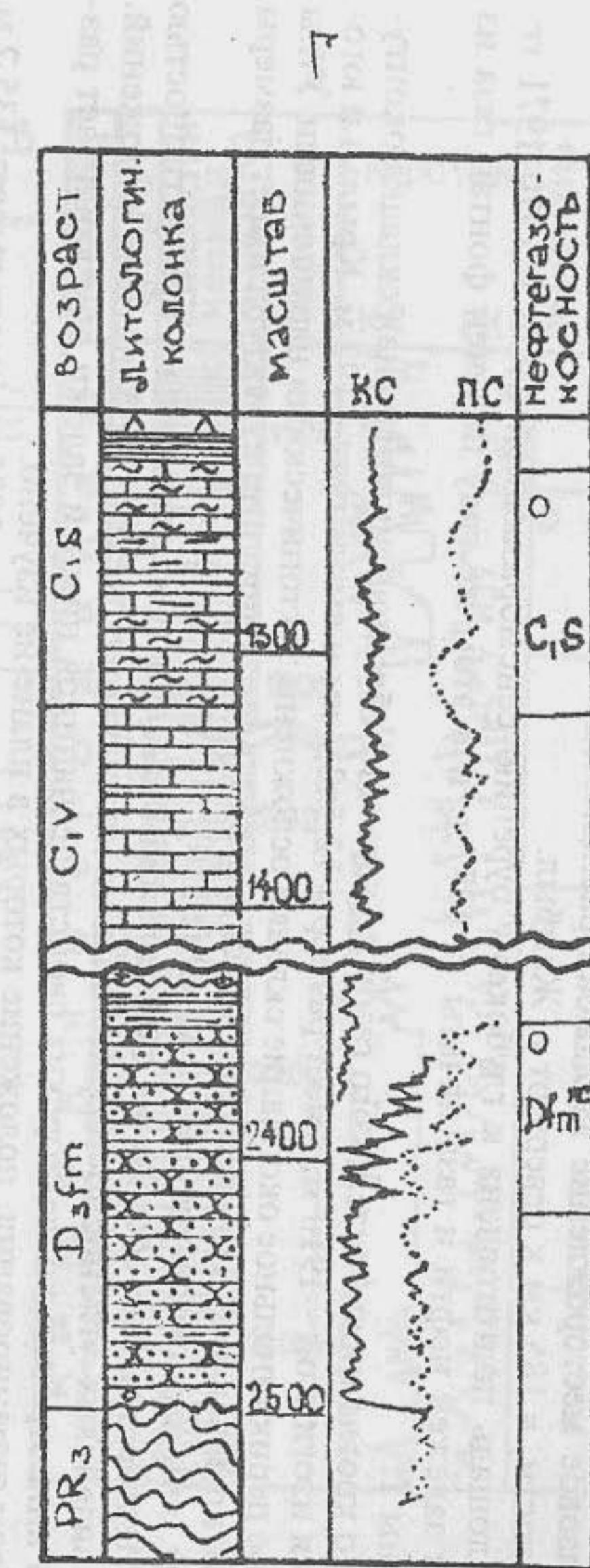
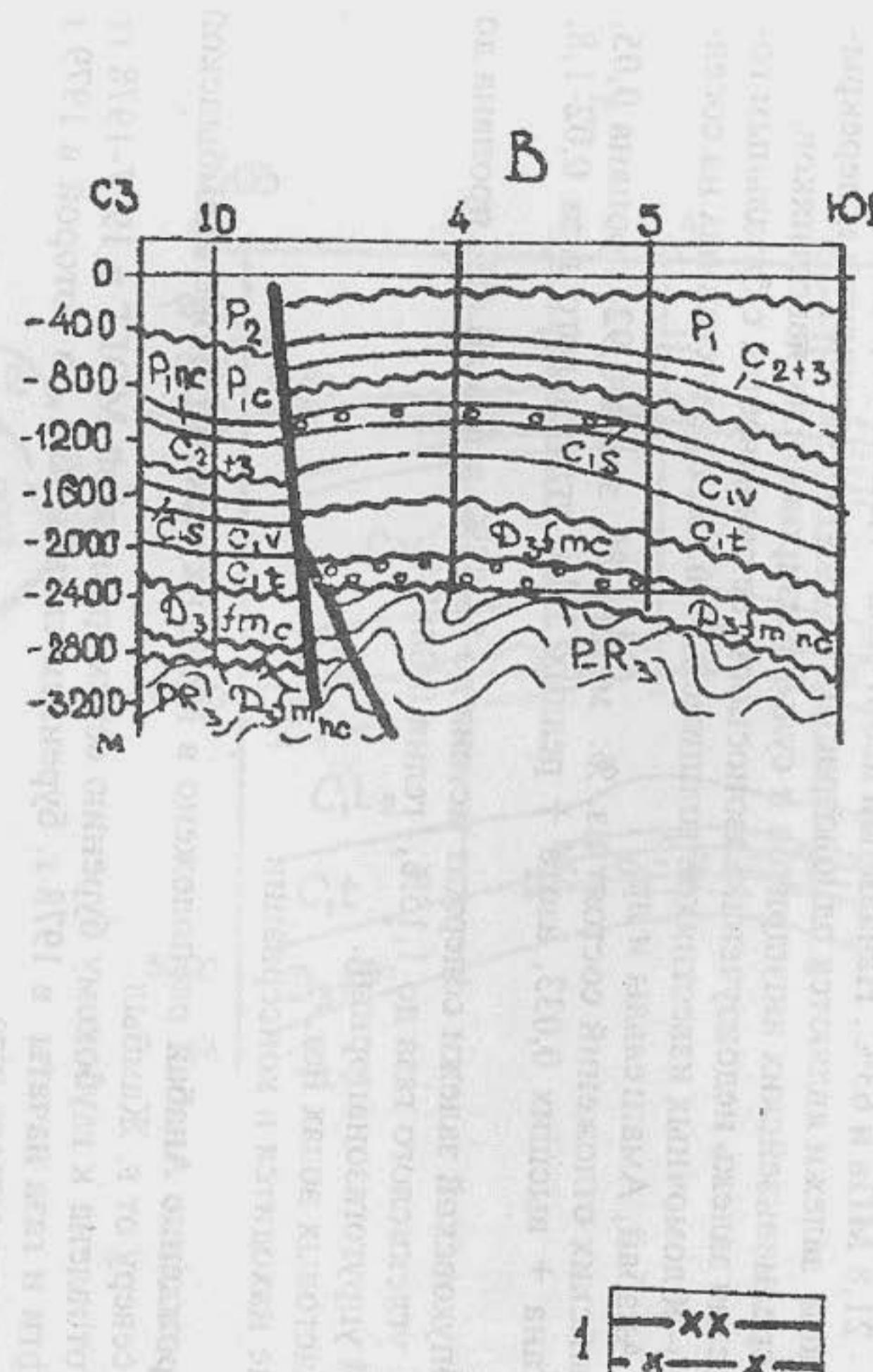
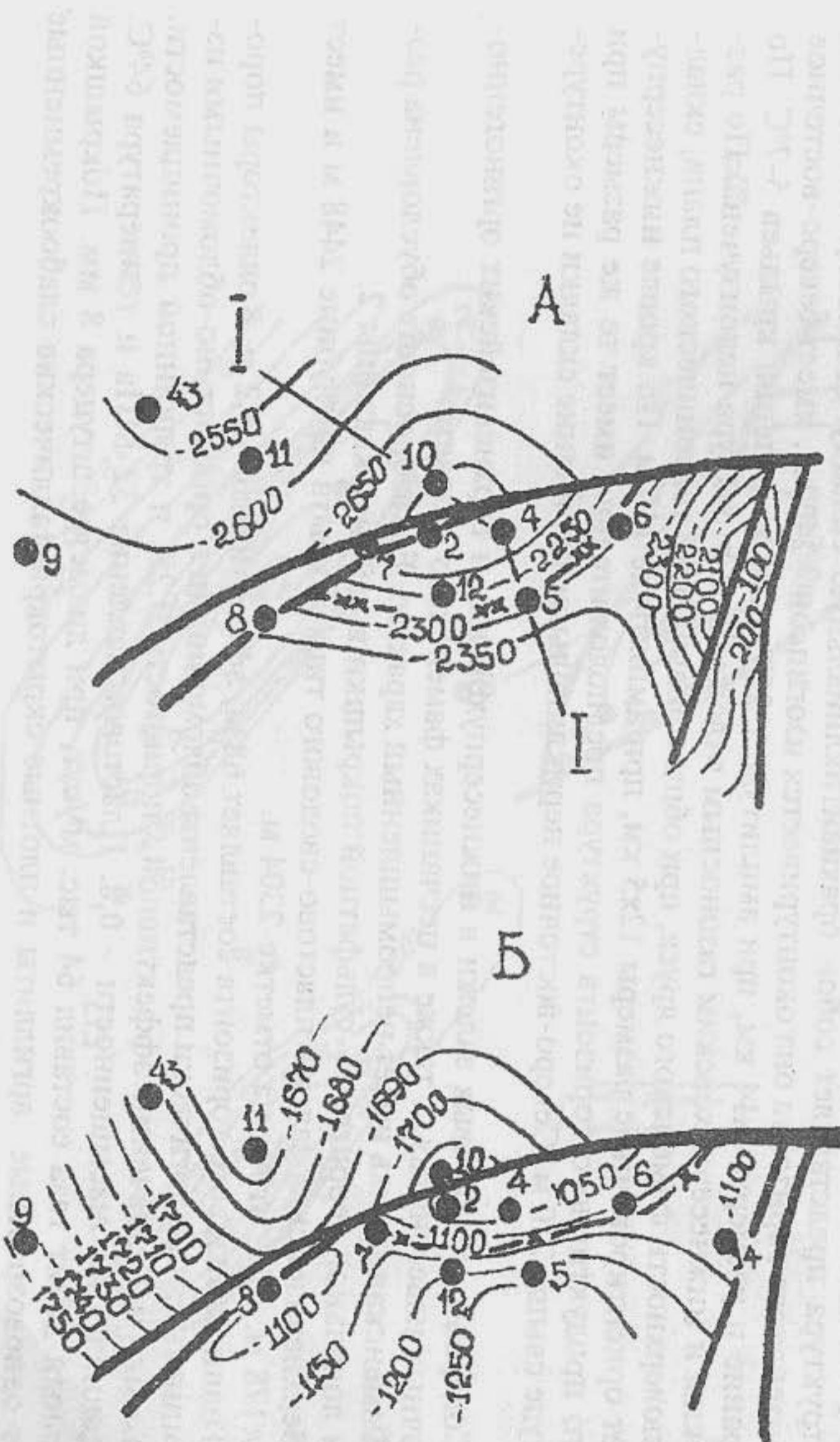


Рис.215 Газовое месторождение Придорожное (по Н.Ж.Сиражеву, 1989 г.)

Структурные карты по кровле: А - фаменских подсолевых отложений, Б - продуктивной части отложений.

1 - контуры газоносности; горизонты: Р<sub>1</sub>с - солевой, Р<sub>1</sub>пс, Дпс - подсолевые.

**Газовое месторождение Малдыбай** расположено в Мойынкумском районе Жамбылской области, в 185 км к северу от г. Жамбыл.

Площадь подготовлена к глубокому бурению сейсморазведкой МОВ в 1970-1971 гг. Поиски залежей нефти и газа начаты в 1977 г. и в этом же году получен фонтан газа из скважины 1.

По кровле нижневизейского газового горизонта брахиантклинальная складка оконтуривается изогипсой - 1910 м, имеет размеры 12,5x2,7 км и амплитуду - 192 м. Крылья и юго-западное периклинальное окончание складки осложнены тектоническими нарушениями. Углы падения крыльев 8-9°. По кровле серпуховского газового горизонта структура имеет размеры 13x3 км, при амплитуде около 150 м. (Рис.216).

Месторождение состоит из двух залежей пластово-сводового типа с продуктивностью нижневизейских угленосно-терригенных и нижнесерпуховских карбонатных отложений. Резкая анизотропия коллекторских свойств песчаников нижней залежи обуславливает развитие зон экранирования, положение которых в плане не изучено.

Нижневизейская залежь, при глубине залегания в своде -2025 м, имеет высоту 135,2 м. ГВК не установлен. Общая толщина продуктивного горизонта - 171 м, эффективная - 4,2 м, газонасыщенная - 1,4 м. Коллекторы порового и трещинно-порового типа представлены песчаниками с пористостью 14,4%. Коэффициент газонасыщенности - 0,77. Пластовые давление и температура - 21,8 МПа и 63°C. Начальный дебит газа - 7,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут. на диафрагме 7,95 мм. Покрышкой залежи являются одновозрастные углистые аргиллиты и перекрывающий их горизонт средневизейских ангидритов и сульфатизированных известняков.

Нижнесерпуховская залежь недоизучена. Газоносность ее связывается с базальным горизонтом органогенно-обломочных известняков толщиной 57-63 м, продуктивных на соседних месторождениях Анабай, Амангельды и др.

Газы нижневизейских отложений состоят из, %: метана 89, этана 0,92, пропана 0,05, н-бутана 0,022, пентана + высших 0,033, азота + редких 3-16, углекислого газа 0,02-1,8, гелия 0,27 - 0,37.

Газы нижнесерпуховской залежи содержат метана до 88,85%, этана до 4%, пропана до 1,1%, азота до 4,9%, углекислого газа до 1,15%, гелия 0,085%.

Режим залежей упругогазонапорный.

Сведений о пластовых водах нет.

Месторождение находится в консервации.

**Газовое месторождение Анабай** расположено в Мойынкумском районе Жамбылской области, в 175 км к северу от г. Жамбыл.

Площадь подготовлена к глубокому бурению сейсморазведкой МОГТ в 1977-1978 гг. Поиски залежей нефти и газа начаты в 1978 г. бурением скважины 1, в которой в 1979 г. получен фонтан углеводородного газа.

Структура представляет собой брахиантклинальную складку. (Рис.217). По кровле верхневизейского горизонта она оконтуривается изогипсой - 2400 м, имеет северо-восточное простижение и размеры 4x14 км, при амплитуде - 250 м. Углы падения крыльев 5-7°С. По фаменским и нижнесерпуховским газоносным отложениям структура недоизучена. По размытой поверхности фаменского яруса, при общем совпадении тектонического плана, складка имеет ориентировочные размеры 12x5 км, при амплитуде 110 м. По кровле нижнесерпуховского продуктивного горизонта структура предположительно имеет те же размеры при амплитуде выше 210 м. Северо-восточное периклинальное окончание складки не оконтурено.

Содержит три газовых залежи в нижнесерпуховских и верхневизейских органогенно-обломочных известняках, а также в песчаниках фаменского возраста.

Фаменская залежь имеет непромышленный характер. Ее газоносность обусловлена развитием локальной терригенно-сульфатной покрышки в районе скважины 2.

Верхневизейская залежь пластово-сводового типа вскрыта на глубине 2448 м и имеет высоту 178 м. ГВК отбит на отметке-2304 м.

Толщина газового горизонта составляет 68 м, эффективная - 5,2 м. Коллекторы порово-трещинные, литологически представлены обломочными и органогенно-обломочными известняками, при значении эффективной пористости 3,2% и трещинной проницаемости. Коэффициент газонасыщенности - 0,8. Пластовое давление 32 МПа и температура 64°C. Начальный дебит газа составил 64 тыс. м<sup>3</sup>/сут, при диаметре штуцера 8 мм. Покрышкой служат одновозрастные аргиллиты и плотные скрытокристаллические слабоокремненные

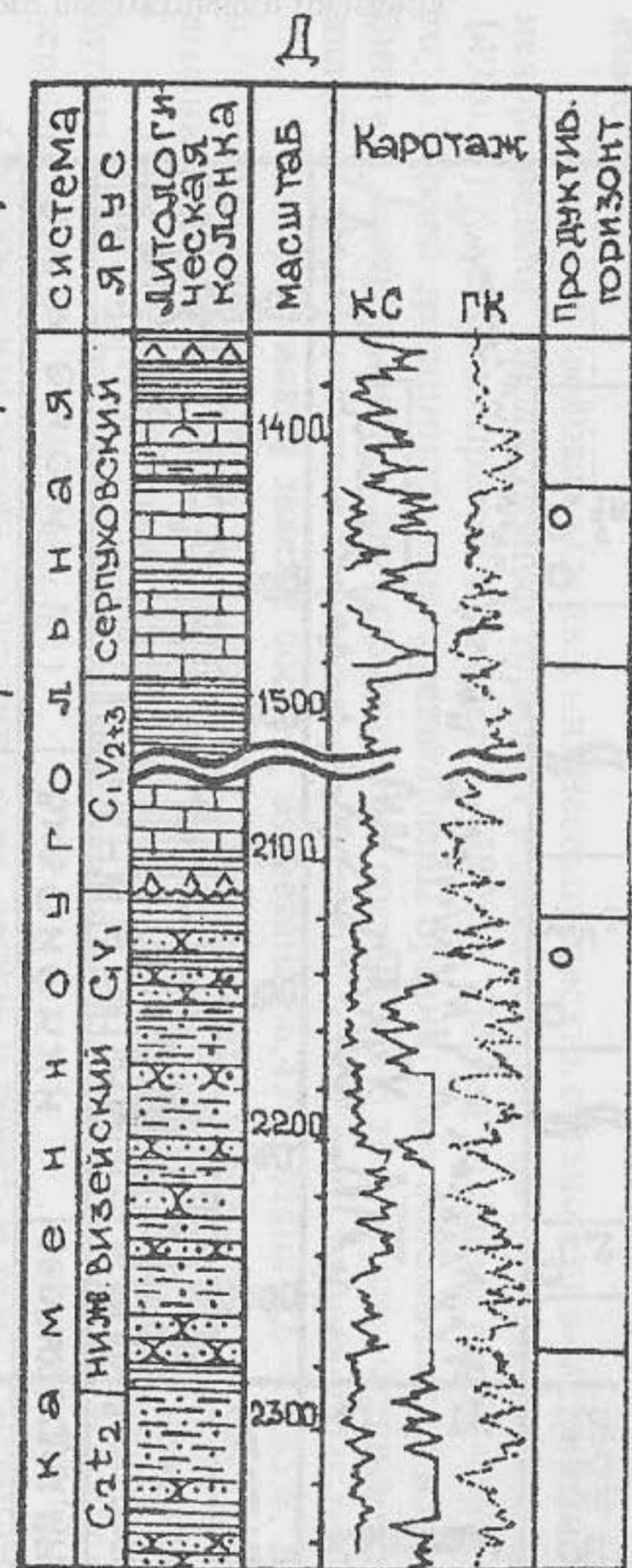
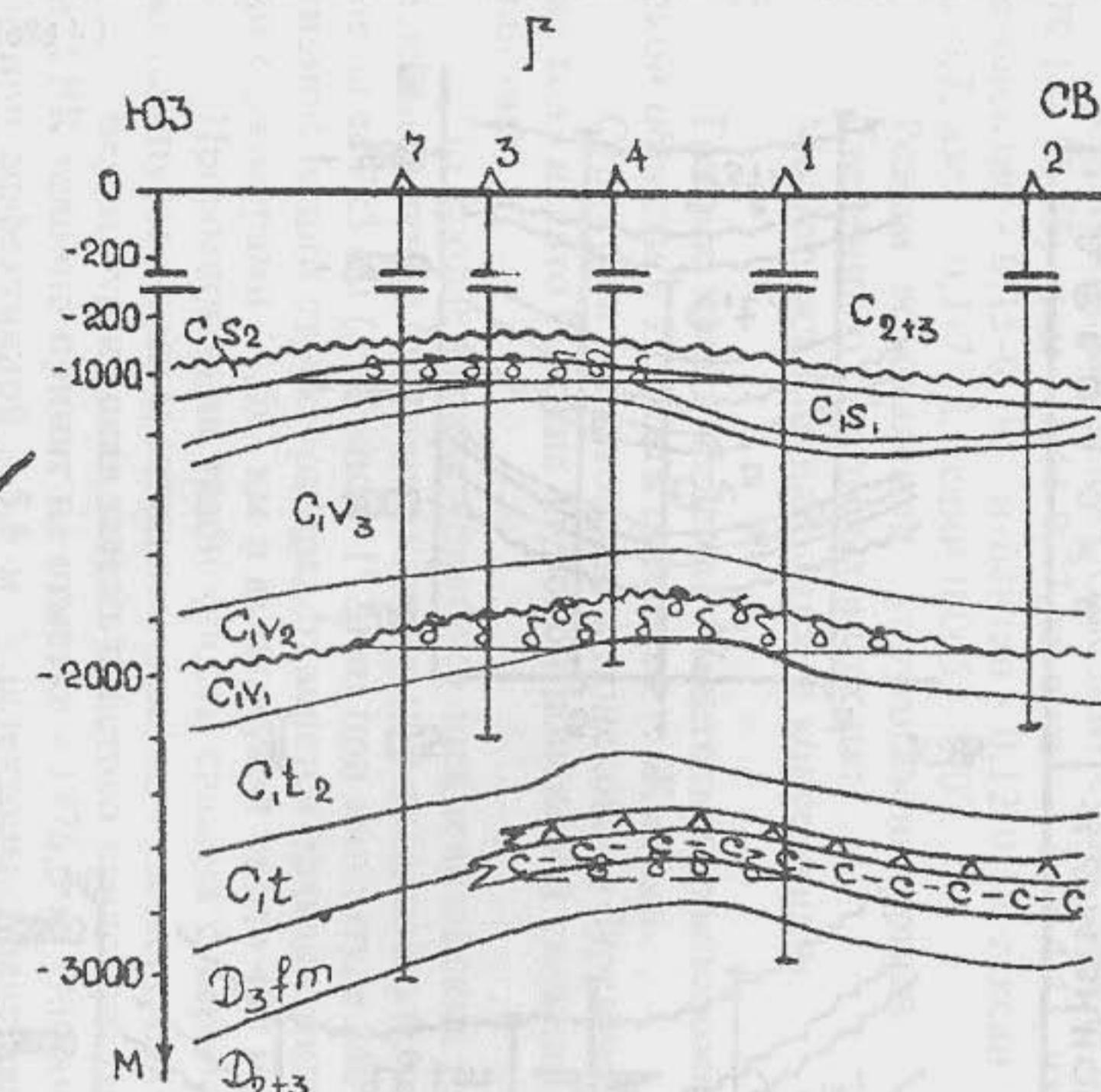
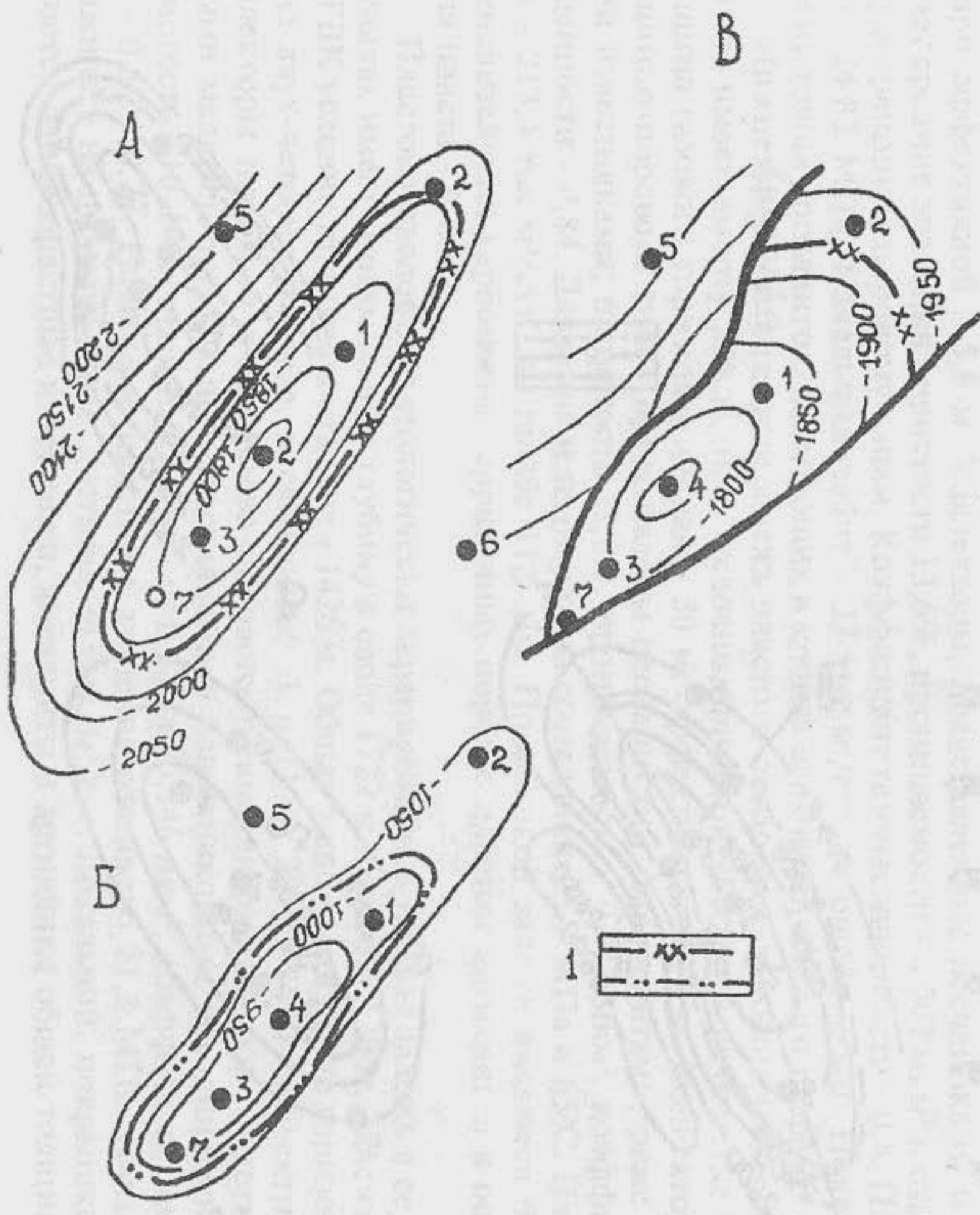


Рис. 216 Газовое месторождение Молдыбай (по Н.Ж.Сиражеву, 1990 г.)

Структурные карты по кровле: А - нижневизейского подъяруса, по сейсмическим данным, Б - серпуховского яруса, В - нижневизейского подъяруса по Н.Ж.Сиражеву (разломный характер); Г - геологический разрез по линии I-I; Д - разрез продуктивной части отложений.  
 1 - контур газоносности.

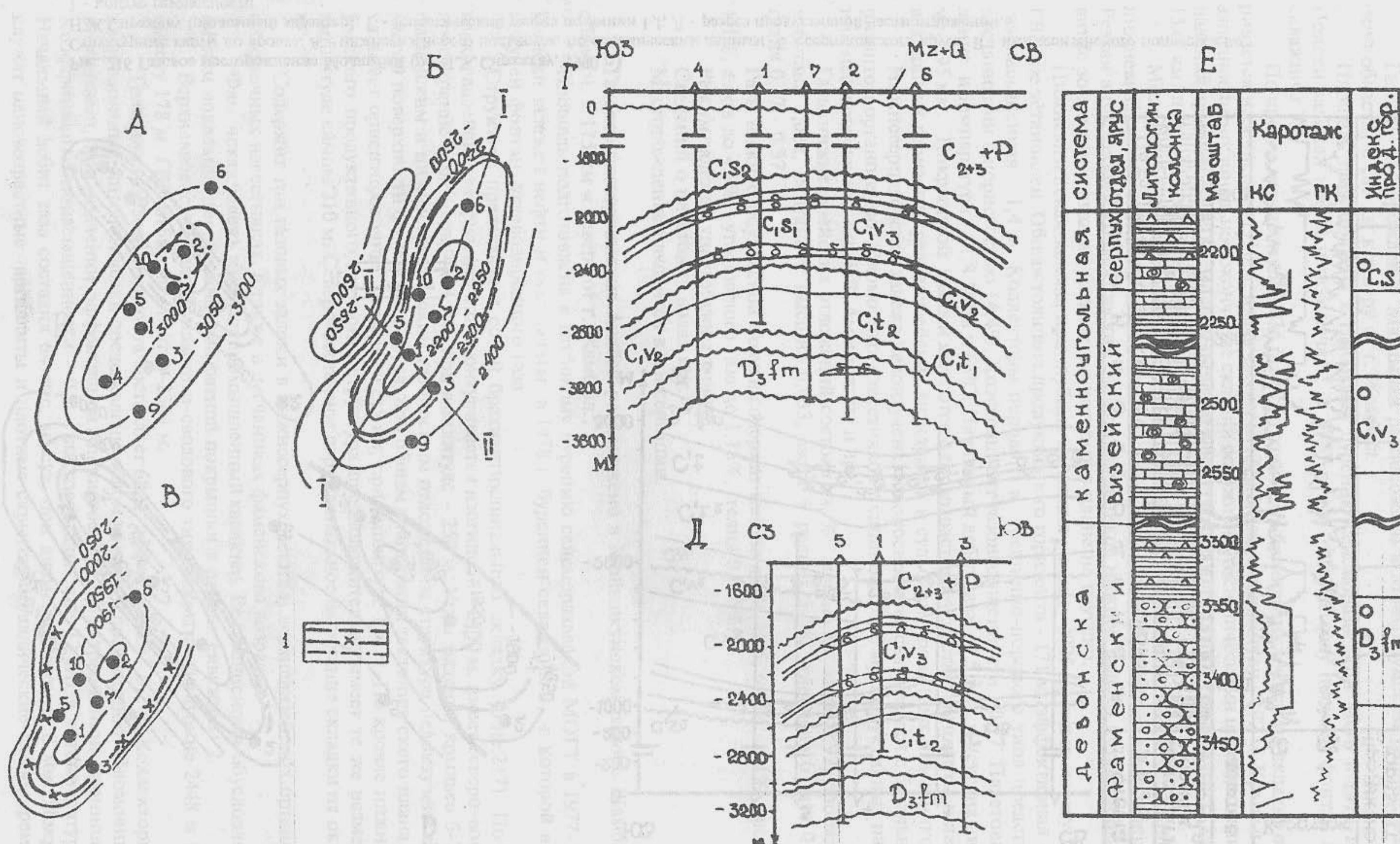


Рис. 217 Газовое месторождение Анабай (по Н.Ж.Сиражеву, 1989 г.)

Структурные карты по кровле: А - фаменских песчаников, Б - верхневизейского продуктивного горизонта; В - нижнесерпуховского продуктивного горизонта; Г, Д - геологические разрезы по линиям соответственно I-I, II-II; Е - разрез продуктивной части отложений  
I - контуры газоносности.

известняки.

Пластово-сводовая залежь в нижнесерпуховских органогенно-обломочных известняках недоразведана. Продуктивный горизонт в своде залегает на глубине 2163 м. Высота залежи 149 м. ГВК условно принят на отметке - 1988 м. Общая толщина горизонта - 40 м. Коллекторы порово-трещинного типа представлены органогенно-обломочными известняками. Дебит газа измерен лишь в двух скважинах и составил 2-5 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Флюидоупором для газа является перекрывающая толща одновозрастных сульфатно-терригенных пород.

Газы фаменской залежи состоят из метана 86,43%, этана 3,6 - 4,85%, пропана 0,37 - 0,74%, изобутана 0,06%; н-бутана 0,05%, изопентана 0,02%, н-пентана 0,02%, гексана + высших 0,01-0,03%, углекислого газа 0-0,75%, азота 4,26-8,15%, гелия 0,18-0,185%.

Газы верхневизейской залежи содержат, %: метана 93,83, этана 2,6, пропана 0,2, изобутана 0,03, н-бутана 0,02, пентана + высших 0,01, азота + редких 3, углекислого газа 0,17, сероводорода 0,1 - 0,4, гелия 0,11.

Серпуховская залежь содержит сухие, легкие и тяжелые газы. Состав их, %: метан - 79,14- 98,55, этан - 1,44-9,77, пропан - 1,15-4,43, изобутан - 0,18-0,37, н-бутан - 0,3-0,72, изопентан - 0,15-0,19, н-пентан - 0,12-0,15, гексан + высшие - 0,34-0,56, углекислый газ - 0-0,7, азот - 0,1-7,52, гелий 0,0051- 0,07.

Режим всех залежей - упругогазонапорный.

Сведений о пластовых водах нет.

Месторождение находится в консервации.

**Газовое месторождение Амангельды** расположено в Мойынкумском районе Жамбылской области в 165 км к северу от г. Жамбыл.

Структура подготовлена к поисковому бурению сейсморазведкой МОВ в 1974гг. В этом же году начато бурение глубокой поисковой скважины 1, из которой в 1975 г. получен фонтан газа.

По кровле верхнетурнейско-нижневизейских продуктивных горизонтов представлено асимметричной брахиантклинальной складкой с более крутым юго-восточным крылом. Размеры ее 7x3 км (изогипса -1920 м) при амплитуде 240 м. По кровле нижнепермской продуктивной толщи структура представляется брахиантклиналью северо-восточной ориентированием с размерами 13,5x7 км и амплитудой около 400 м (изогипса -900 м).

Промышленная газоносность связана с верхнетурнейскими, нижневизейскими, нижнесерпуховскими и нижнепермскими отложениями. (Рис.218).

Верхнетурнейская залежь пластово-сводового типа, не доразведана и имеет высоту 12,5 м. ГВК условно принят на отметке - 1776,5 м. Общая толщина газового горизонта равна 50 м, при эффективной - 5,6 м. Коллекторы, представленные песчаниками и алевролитами, имеют средние значения пористости 13,6%, проницаемости - 0,002 мкм<sup>2</sup> и относятся к поровому и трещинно-поровому типам. Коэффициент газонасыщенности - 0,4. Пластовое давление - 24,82 МПа. Начальный дебит - 37 тыс.м<sup>3</sup>/сут на шайбе 7 мм. Покрышкой залежи служит толща аргиллитов, залегающих в кровле верхнетурнейского разреза.

Нижнетурнейская газовая залежь пластово-сводового, литологически экранированного типа имеет высоту 236 м, при условно принятой абсолютной отметке ГВК - 1939 м. Толщина газового горизонта: общая - 30 м, эффективная - 19 м. Коллекторы порового и трещинно-порового типов представлены песчаниками, алевролитами, реже псевдоолитовыми известняками; пористость 21,6%, проницаемость - 0,012 мкм<sup>2</sup>, коэффициент газонасыщенности - 0,84. Давление и температура составляют 23,7 МПа и 65°C. Начальный дебит газа - 213,4 тыс.м<sup>3</sup>/сут на шайбе 11,5 мм. Покрышкой залежи являются базальные слои средневизейских карбонатно-терригенных пород с пластом ангидритов в основании. Толщина пласта - 6-8 м.

Пластово-сводовая, литологически экранированная газовая залежь в серпуховских известняках имеет минимальную глубину в своде 1722 м и высоту 120 м. Залежь не доразведана. ГВК условно принят на отметке - 1426 м. Общая толщина газового горизонта, состоящего из двух-четырех пластов, в скважинах 1 и 11 от 20 до 26 м, эффективная - 10,4 м. Коллекторы порового и каверново-порового типов, литологически представлены светло-серыми мелко-детритовыми известняками и известняковыми песчаниками. Их открытая пористость - 10-14%, проницаемость - от 0,001 до 0,146 мкм<sup>2</sup>, коэффициент газонасыщенности - 0,57 - 0,73. Начальное пластовое давление составило 21,3 МПа. Начальный дебит в скважине 1 на штуцере 7 мм достигал 26 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Локальной покрышкой для залежи являются одновозрастные известняки, ангидриты и аргиллиты общей толщиной до 175 м.

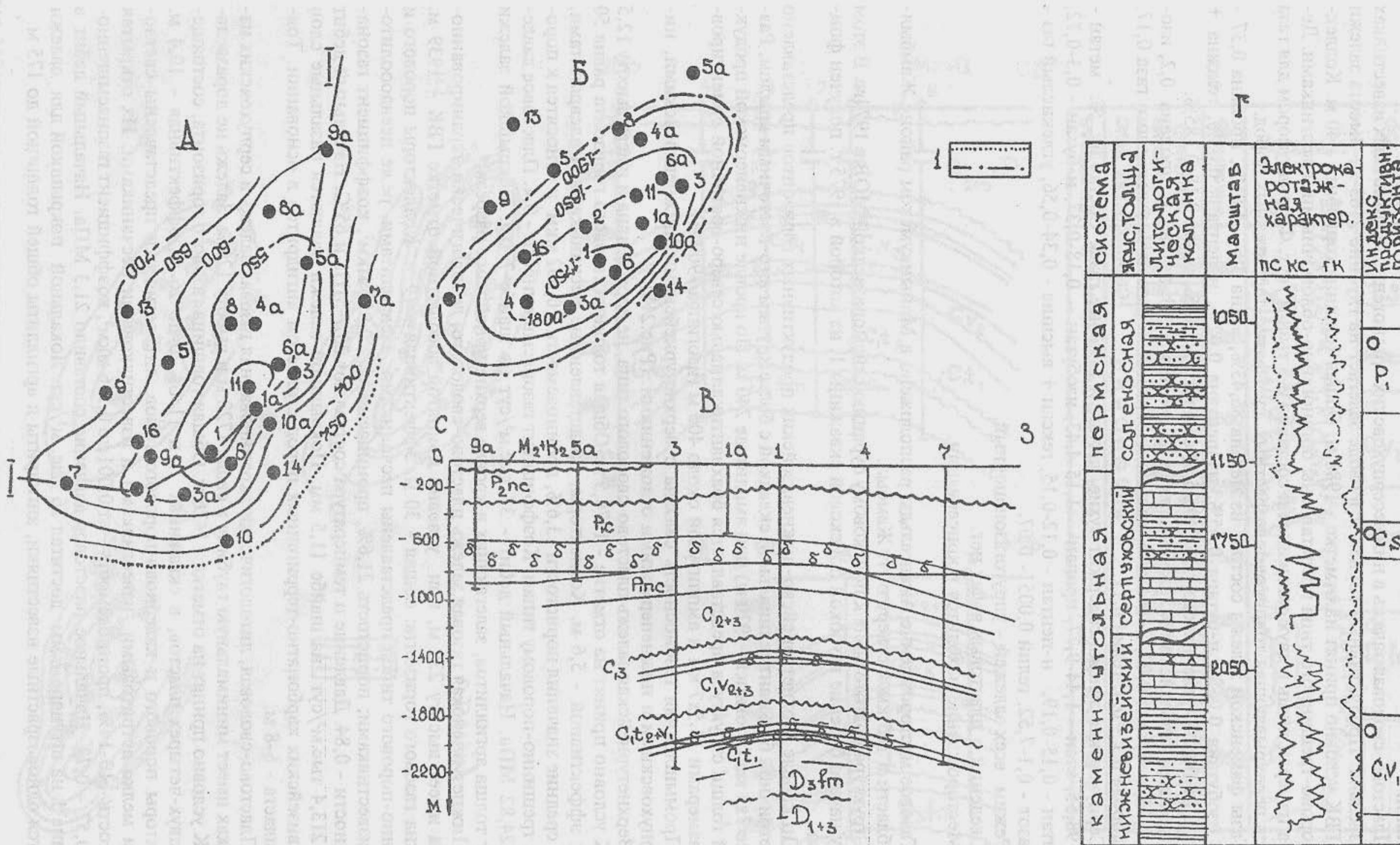


Рис. 218 Газоконденсатное месторождение Амангельды (по Н.Ж.Сиражеву, 1989 г.)

Структурные карты по кровле: А - сульфатно-галогенно-терригенной продуктивной толщи нижней перми, Б - верхнетурнейско-нижневизейского газоносного горизонта; В - геологический разрез по линии I-I; Г - разрез продуктивной части отложений; І - контуры газоносности; буква "а" у номера скважины означает - структурная скважина; горизонты Р<sub>2</sub> пс, Р<sub>1</sub> пс - подсолевые, Р<sub>1</sub> с - солевой

Залежь в нижнепермских сульфатно-галогенно-терригенных отложениях относится к пластово-сводовому, литологически экранированному типу. Ее глубина в своде составляет 850 м, высота залегания 308 м. ГВК принят на отметке - 782 м. Общая толщина продуктивного горизонта - 270 м, эффективная - 28,5 м. Газонасыщенные песчаники и алевролиты относятся к поровому, трещинно-поровому и порово-трещинному типам коллекторов с открытой пористостью 15% и проницаемостью 0,14 мкм<sup>2</sup>. Коэффициент газонасыщенности - 0,75. Начальное пластовое давление 13,2 МПа. Начальный дебит газа составил 182,9 тыс. м<sup>3</sup>/сут на шайбе 15,9мм.

Покрышкой залежи служат терригенно-галогенные отложения кунгурского возраста толщиной до 500 м.

Газы верхнетурнейско-нижневизейских отложений состоят из, %: метана 67,25-86,2, этана 4,52-10,53, пропана 2,86-5,2, изобутана 0,42-0,57, н-бутана 0,82-0,95, пентана 0,74-1,12, азота + редких 4,6-14, углекислого газа 0-2,22, гелия до 0,19. Отмечается присутствие конденсата до 30 г/м<sup>3</sup>.

Серпуховская залежь содержит метана 81,45%, этана 9,99%, пропана 3,0%, изобутана 0,38%; н-бутана 0,54%, пентана + высших 1,54%, азота + редких 2,9%, углекислого газа 0,2%. Концентрация гелия не определялась. Содержание конденсата 12,85 г/м<sup>3</sup>. В последнем присутствует сера в количестве 0,016%.

Газы нижнепермской залежи характеризуются следующим составом, %: метан - 9,47 - 26,05, этан - 0,21 - 1,97, пропан - 0,02 - 0,49, изобутан - 0,03 - 0,05; н-бутан - 0,07 - 0,09, пентан + высшие - 0,06 - 0,16, азот + редкие 70,92 - 87,02, гелий 0,04- 0,24, углекислый газ - 0,15 - 1,3.

Режим всех залежей - упругогазонапорный.

Пластовые воды нижнекаменноугольных продуктивных горизонтов относятся к хлоркальциевому и хлоридно-натриевому типам, имеют плотность 1,24 г/см<sup>3</sup>, минерализацию до 317 г/л и содержат промышленные концентрации калия, лития, рубидия, цезия, стронция, брома, йода.

Воды нижнепермского комплекса характеризуются хлоридно-натриевым типом, плотностью 1080 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 258,5 г/л.

Месторождение подготовлено к промышленному освоению.

**Газоконденсатное месторождение Айракты** расположено в Мойынкумском районе Жамбылской области, в 135 км к северу от г. Жамбыл.

Площадь подготовлена сейморазведкой МОВ в 1969 г. Поиски начаты в 1971 г., в котором открыто месторождение скважиной 1.

Структурные планы по нижнекаменноугольным и нижнепермским отложениям различны. По кровле верхнетурнейско-нижневизейских продуктивных горизонтов отмечается изометрическая куполовидная складка с размерами (по изогипсе - 1820 м) 9x9 км и амплитудой 120 м. По кровле нижнепермского межсолевого газового горизонта наблюдается асимметричная антиклиналь субмеридионального простириания, с размерами 21x10 км и амплитудой 160 м.

Месторождение состоит из трех газовых залежей пластово-сводового и литологически экранированного типа в верхнетурнейских, нижневизейских угленосно-терригенных и нижнепермских межсолевых песчаниках и алевролитах. (Рис.219).

Глубина залегания верхнетурнейской залежи составляет в своде 2145 м, при высоте 24 м. ГВК отбит на отметке - 1803 м. Общая толщина газового горизонта равна 24 м, эффективная - 17 м. Коллекторы порового и трещинно-порового типа представлены песчаниками и алевролитами с открытой пористостью 11,3%, проницаемостью - 0,002 мкм<sup>2</sup>, при коэффициенте газонасыщенности - 0,82. Покрышкой для залежи служит пачка аргиллитов и плотных глинистых алевролитов, залегающая в кровле верхнетурнейской части разреза. Залежь не доразведана.

Нижневизейская залежь имеет глубину залегания в своде 2075 м, высоту 62 м и абсолютную отметку ГВК - 1771 м. Общая толщина продуктивного горизонта 35 м, эффективная 11,4м. Емкостно-фильтрационные свойства терригенных коллекторов порового и трещинно-порового типа определяются открытой пористостью 17,5% и проницаемостью - 0,002 мкм<sup>2</sup>. Коэффициент газонасыщенности 0,82. Покрышкой служит толща ангидритов, сульфатизированных известняков и аргиллитов, залегающая в основании средневизейского подъяруса. Начальные пластовые давление и температура составляют 28,2 МПа и 72°C. Начальный дебит газа на диафрагме 19,1 мм составил 31,3 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

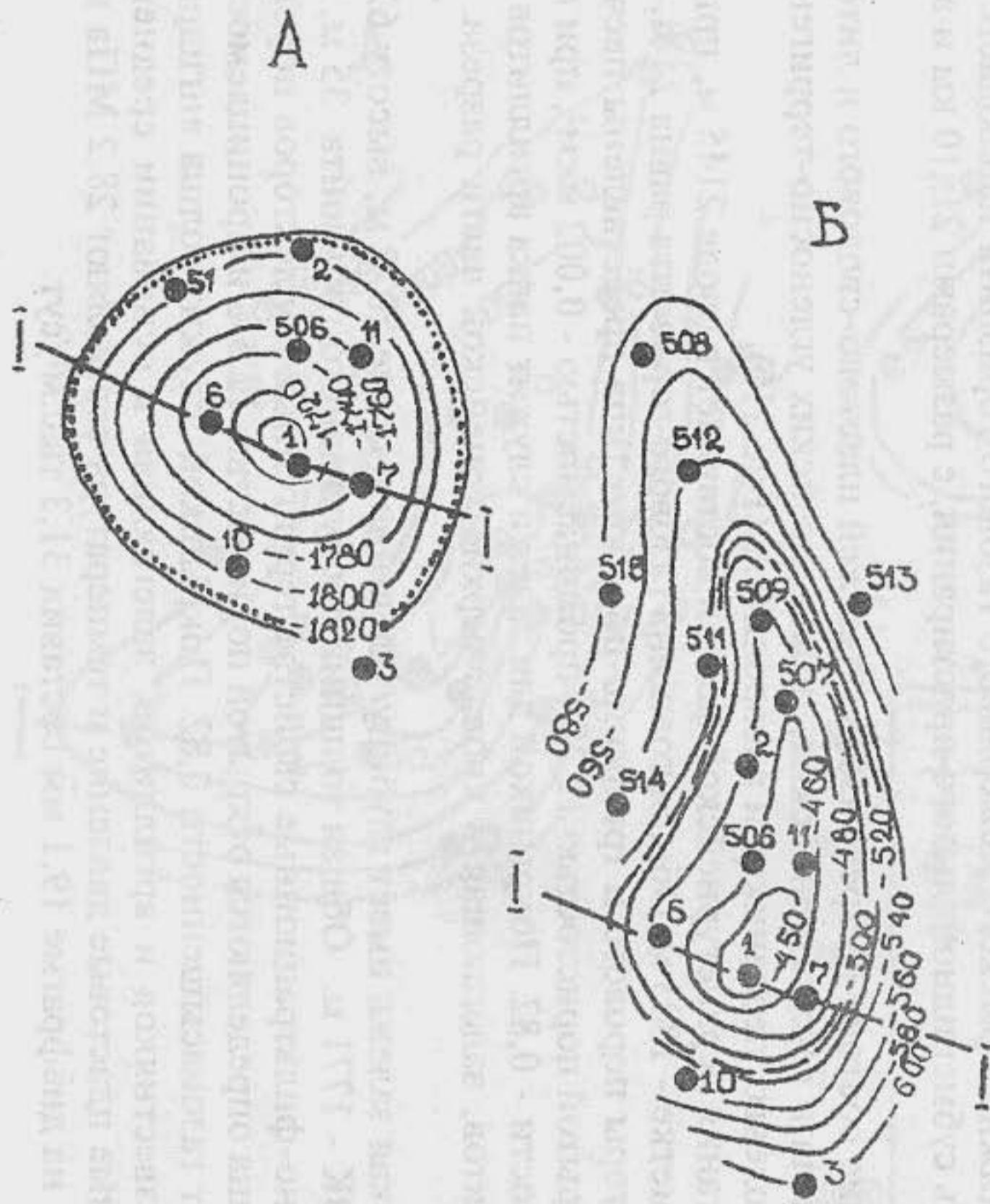
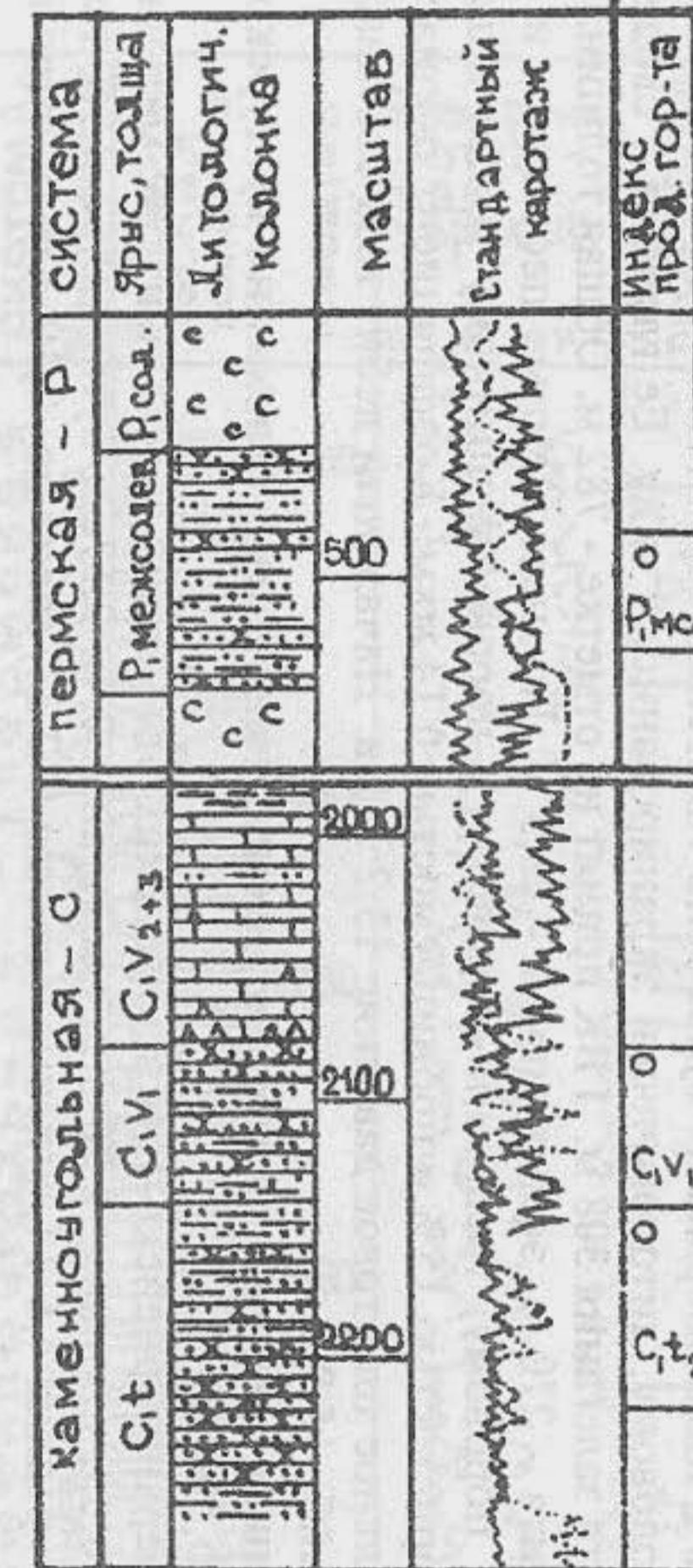
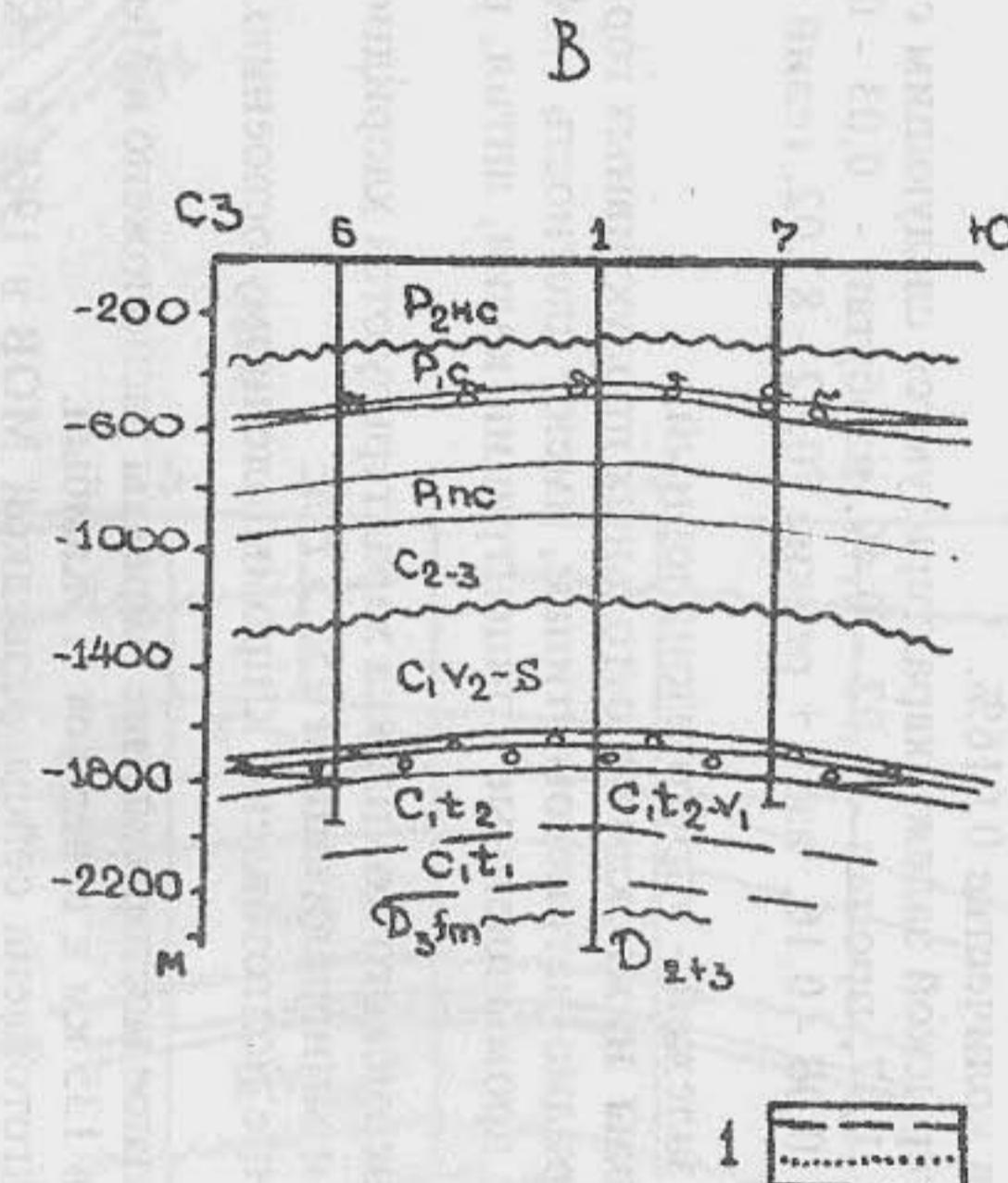


Рис. 219 Газовое месторождение Айракты (по Н.Ж.Сиражеву, 1989 г.)

Структурные карты по кровле продуктивных горизонтов: А - нижневизейского; Б - межсолевого нижнепермского; В - геологический разрез по линии I-I; Г - разрез продуктивной части отложений; І - контуры газоносности.



Глубина кровли нижнепермского межсолевого газового горизонта в своде равна 830 м. Высота залежи 70 м, при отметке ГВК - 534 м. Общая толщина межсолевых отложений - 32 м, эффективная - 10 м. Терригенные коллекторы порового, трещинно-порового и порово-трещинного типов характеризуются открытой пористостью 18,6%, проницаемостью - 0,001 мкм<sup>2</sup> и коэффициентом газонасыщенности 0,82. Покрышкой залежи в межсолевых красноцветных отложениях является чередование пачек каменной соли с пропластками галитизированных аргиллитов кунгурского возраста. Начальное пластовое давление в залежи - 10 МПа, температура 42°С. Дебит газа - 128 тыс. м<sup>3</sup>/сут на шайбе 19,1 мм.

Газы верхнетурнейских и нижневизейских отложений - этансодержащие, азотно-углеродные и углекисло-азотно-углеводородные, гелиеносные. По сумме тяжелых углеводородов преимущественно развиты тяжелые газы, лишь отдельные пласти содержат легкие газы. Значения концентраций компонентов изменяются в пределах: метан - 72,5-81,9%, этан - 3,46-8,21%, пропан - 1,14-2,77%, бутаны - 0,23-1,4%; пентан + высшие - 0,4-0,96%, азот - 7,64-18,6%, гелий - 0,166-0,32%, углекислый газ - 0-1,45%. Отмечается присутствие конденсата - 30,9 г/м<sup>3</sup>.

Нижнепермская залежь содержит азотно-углеродные и углеродно-азотные, сухие и этансодержащие легкие газы с концентрацией метана 24-75,49%, этана 1,03-5,15%, пропана 0,47-1,71%, бутанов 0,06-0,91%; пентанов + высших 0,1-0,76%, азота 16,9-72,6%, гелия 0,17-0,35%. Кислые компоненты представлены углекислым газом - 0-0,45%. Содержание конденсата - 21,8 г/м<sup>3</sup>.

Пластовые воды хлоркальциевого состава имеют плотность 1,15-1,24 г/см<sup>3</sup> и минерализацию до 146,3 г/л.

Месторождение подготовлено к промышленному освоению.

**Газовое месторождение Северный Ушарал** расположено в Таласском районе Жамбылской области, в 155 км к северо-западу от г. Жамбыл.

Структура подготовлена к глубокому бурению сейсморазведкой МОВ в 1968-1969 гг. Поиски начаты в 1970 г. бурением скважины 1, из которой получен фонтанный приток газа.

Приурочено к приразломной брахиантиклинальной складке размерами (изогипса - 640 м) 3x7 км и амплитудой 80 м.

Промышленная газоносность связана с терригенными красноцветными отложениями подсоленосной толщи нижней перми. (Рис.220).

Залежь массивно-сводового типа имеет глубину залегания в своде 880 м и высоту 98 м при отметке ГВК - 646 м. Общая толщина газового горизонта - 95 м, эффективная - 44,5 м, газонасыщенная - 44,5 м. Коллекторы трещинно-порового типа представлены песчаниками и алевролитами с открытой пористостью 4,23% и коэффициентом газонасыщенности - 0,48. Начальные пластовые давление и температура равны 10,52 МПа и 41°С. Начальный дебит газа при диаметре штуцера 19,1 мм составил 43-61 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Покрышкой залежи служат нижнепермские сульфатно-терригенно-галогенные породы толщиной свыше 500 м.

Нижнепермские газы состоят из азота - 99,2%, гелия - 0,46%, неон + аргона - 0,04%, углекислого газа - 0,3%.

Режим залежи упругогазонапорный.

Пластовые воды продуктивных отложений имеют хлоркальциевый тип и минерализацию 272,7 г/л.

Месторождение находится в консервации.

**Газовое месторождение Ушарал-Кемпиртобе** расположено в Талассском районе Жамбылской области, в 125 км к северо-западу от г. Жамбыл.

Площадь подготовлена структурно-картировочным бурением в 1962 г., в процессе которого из скважин 54-С и 58-С при проходке нижнепермских подсолевых отложений были получены фонтаны азотно-гелиевого газа. На основе этого в 1962-1965 гг. осуществлено разведочное бурение. В 1964-1965 гг. сейсморазведкой МОВ изучен структурный план нижнекаменноугольных отложений, после чего было начато бурение глубоких скважин 35 и 36, вскрывших разрез осадочного чехла и остановленных в метаморфических сланцах верхнего протерозоя.

Структурный план нижнепермских продуктивных отложений (рис.221) представляется в виде трех кулисообразно расположенных брахиантиклинальных складок Кемпиртобе, Ушарал и Западный Ушарал, содержащих три изолированные залежи азотно-гелиевого газа с одинак-

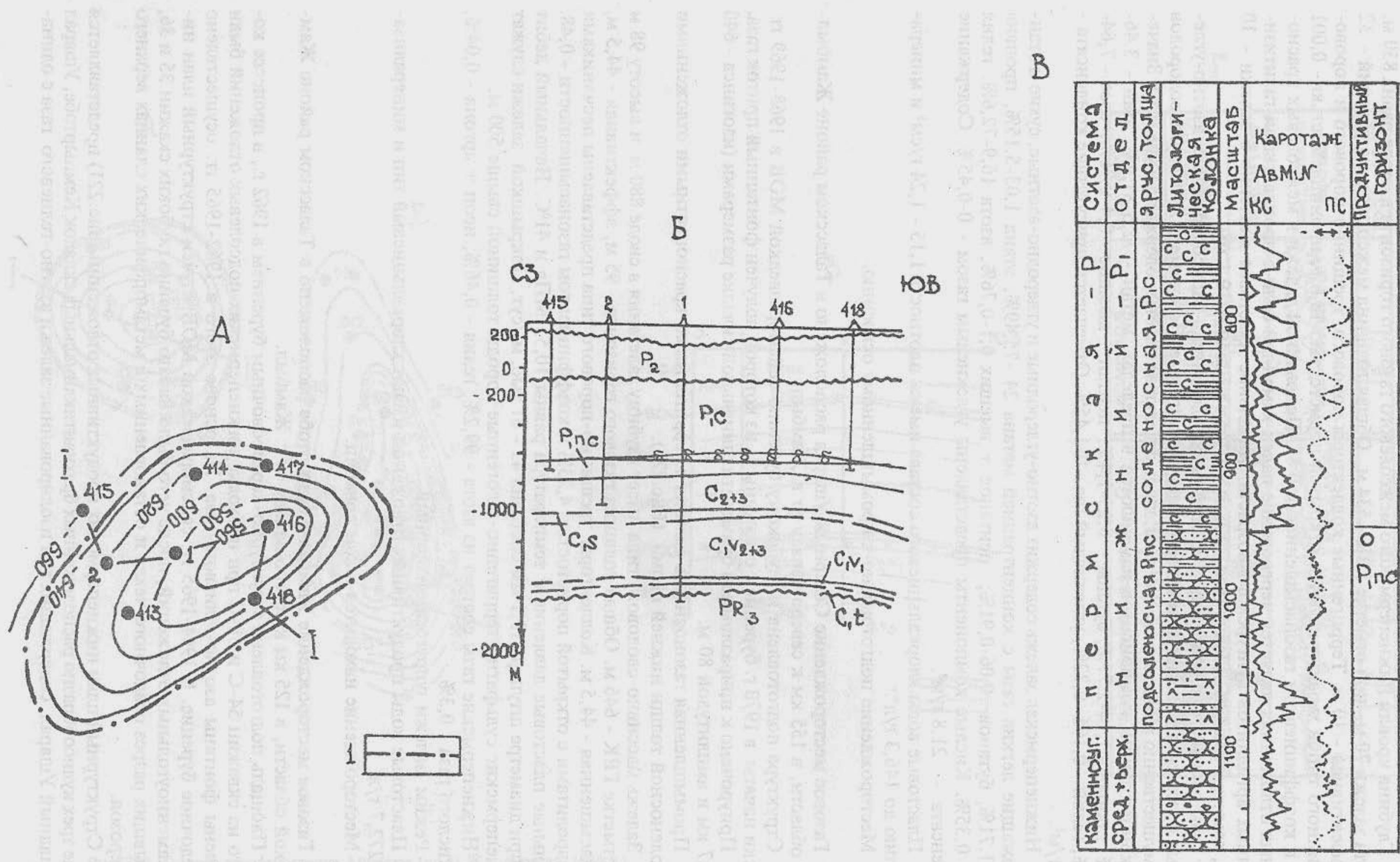


Рис. 220 Газовое месторождение Северный Ушарал

А - структурная карта по кровле нижнепермского продуктивного горизонта; Б - геологический разрез по линии I-I; В - разрез продуктивной части отложений; 1 - контур газоносности; горизонты:  $P_1$  с - солевой,  $P_1$  пс - подсолевой.

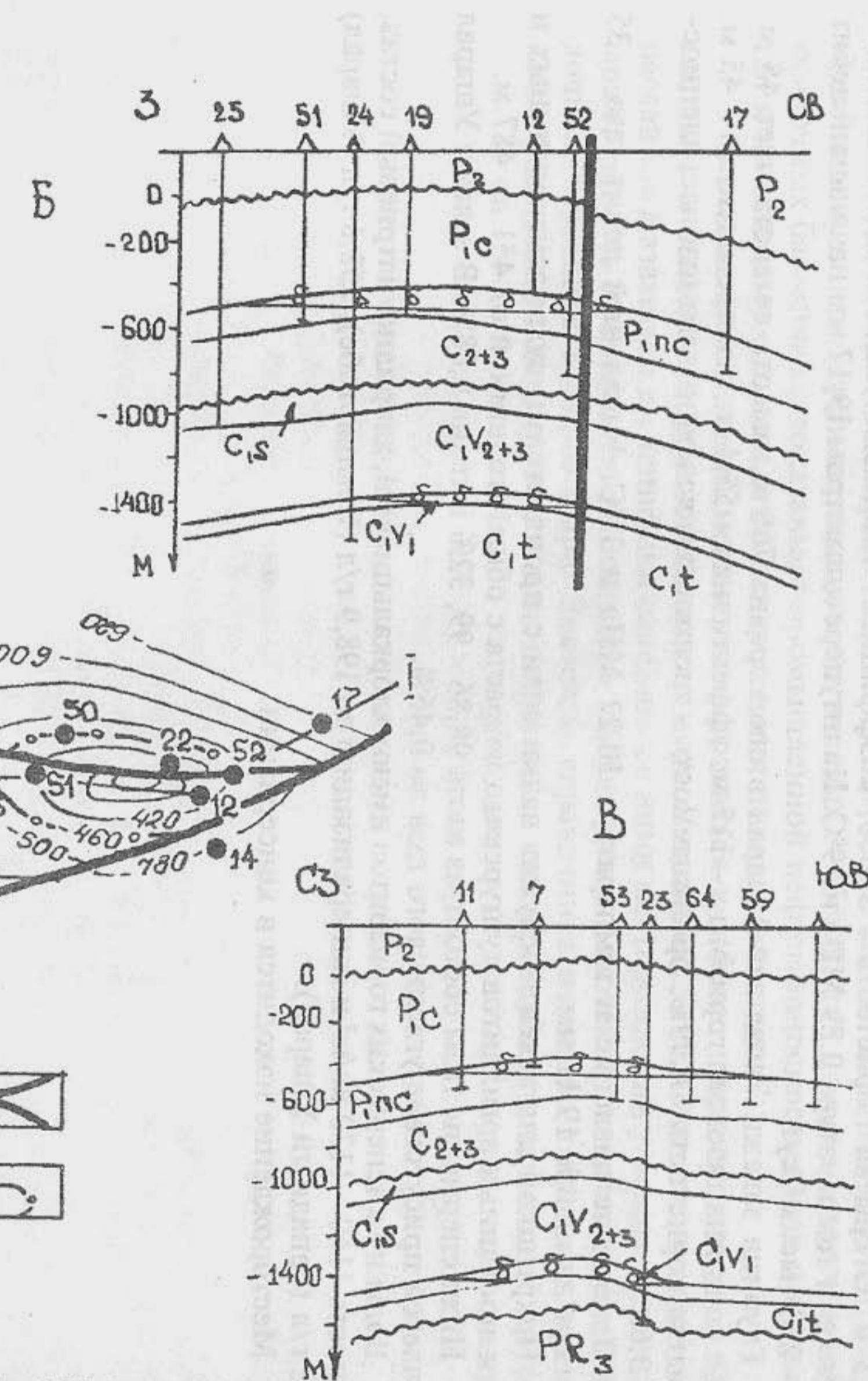
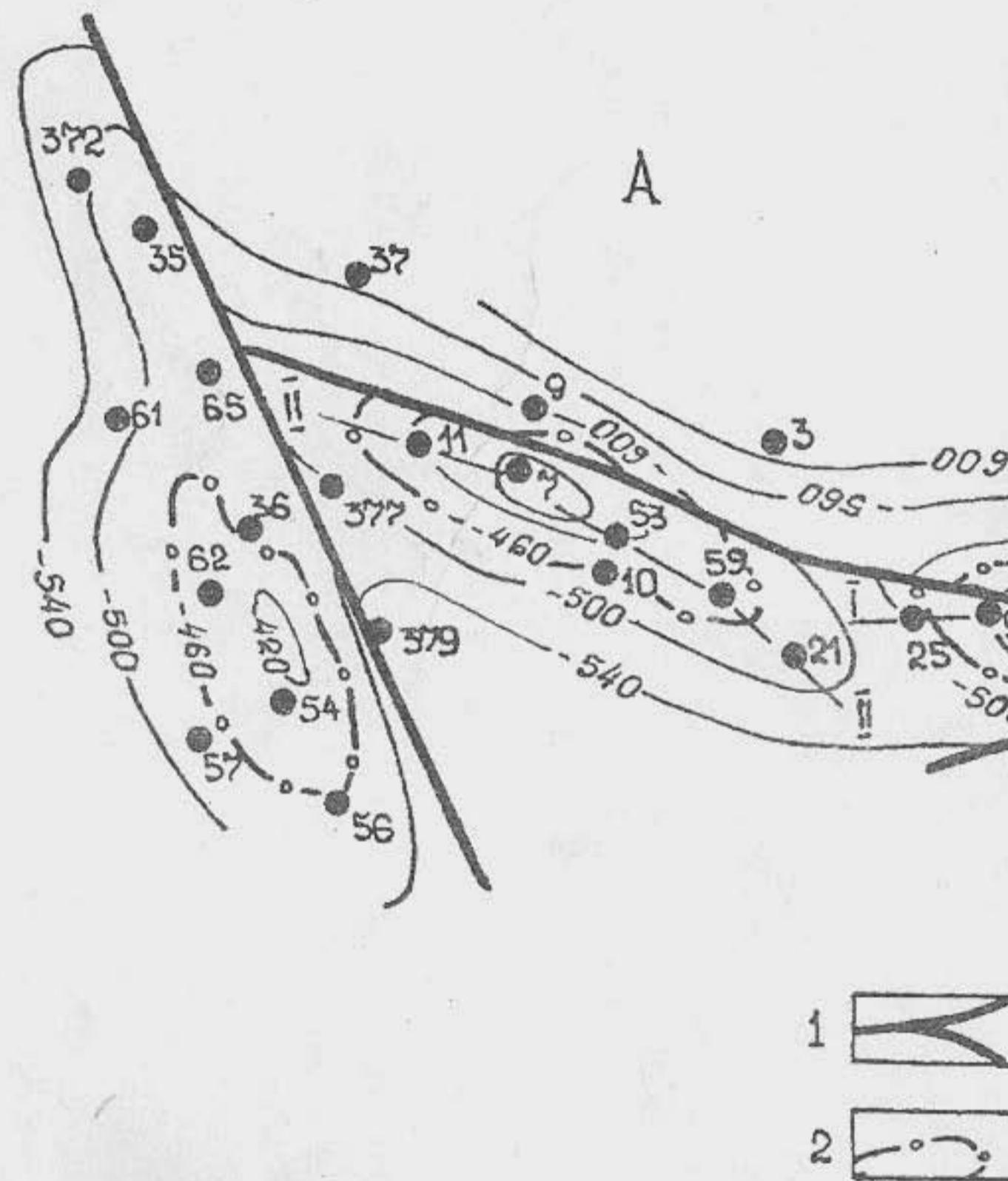


Рис. 221 Газовое месторождение Ушарал-Кемпиртобе (по Н.Ж.Сиражеву, 1989 г.)

А - структурная карта по кровле нижнепермского продуктивного горизонта; Б, В - геологические разрезы по линиям I-I, II-II соответственно;

Г - разрез продуктивной части отложений;

1 - тектонические нарушения; 2 - контуры газоносности.

ковой отметкой ГВК - 465 м. Простирание двух первых - субширотное, а Западно-Ушаральская брахиантиклиналь имеет северо-западную ориентировку. Простирание всех трех структур обусловлено ориентировкой осложняющих их тектонических нарушений. Их общие размеры по оконтуривающей изогипсе - 540 м составляют 31х6 км, при амплитуде 200 м. Наибольшую амплитуду имеет Кемпиртобинская складка (200 м), наименьшую - Западно-Ушаральская (120 м).

Общим для всех залежей является их массивно-сводовый тип, газонапорный режим, порово-трещинный и трещинно-поровый тип коллекторов, литологически представленных песчаниками и алевролитами.

Залежь Кемпиртобе имеет минимальную отметку в своде 730 м и высоту 115 м. Общая толщина газового горизонта - 165 м, эффективная - 115 м, газонасыщенная - 71 м. Открытая пористость 4,83% при трещинной проницаемости. Коэффициент газонасыщенности 0,6. Начальные пластовые давление и температура равны 10,26 МПа и 41°C. Начальный дебит газа на 19,17 мм шайбе 189 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Залежь Ушарал, при глубине в своде 720 м, имеет высоту 115 м. Общая, эффективная и газонасыщенная толщины продуктивного горизонта составляют, соответственно, 185, 115 и 64,5 м. Открытая пористость - 3,57%, коэффициент газонасыщенности 0,6. Пластовые давление и температура 9,39 МПа и 39°C. На штуцере диаметром 19,17 мм начальный дебит газа - 228 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Глубина залежи Западный Ушарал в своде равна 760 м, высота ее составляет 45 м. Общая толщина газового горизонта - 115 м, эффективная - 55,4 м, газонасыщенная - 45 м. Открытая пористость - 4,99%, проницаемость - трещинная, коэффициент газонасыщенности - 0,6.

Пластовые давление и температура 10,22 МПа и 37°C. Начальный дебит газа - 35 тыс. м<sup>3</sup>/сут на шайбе 19,17 мм.

Покрышкой для залежей служат пачки соли с пропластками сульфатизированных и галитизированных аргиллитов кунгурского возраста с общей толщиной от 451 до 487 м.

Нижнепермские газы состоят из азота 98,86 - 99, 32% и гелия 0,68%. В залежи Ушарал отмечается присутствие углекислого газа до 0,46%.

Воды нижнепермских горизонтов имеют хлоркальциевый, хлоридно-натриевый состав, плотность 1160 - 1170 кг/м<sup>3</sup> и минерализацию до 198,9 г/л (Кемпиртобе), 252,6 г/л (Ушарал) и 212 г/л (Западный Ушарал).

Месторождение находится в консервации.

## Заключение

Второе (дополненное) издание справочника дает наиболее полный перечень месторождений углеводородов Казахстана по нефтегазоносным провинциям и нефтегазоносным областям с доказанной промышленной нефтегазоносностью. Разнообразие месторождений и залежей углеводородов, в том числе многообразие физических параметров геологических объектов, позволяют составить реальное представление о тех геологических условиях, с которыми могут столкнуться геологоразведчики в практике поисков и разведки скоплений нефти и газа.

Следует при этом подчеркнуть, что описанными месторождениями не ограничен потенциал нефтегазоносности Республики. Возможности открытия новых месторождений с высокой степенью вероятности прогнозируются в акватории Каспийского и Аральского морей, при этом северная и восточная части акватории Каспийского моря составлены по прогнозному нефтегазоносному потенциалу с разведенными к настоящему времени запасами нефти и газа на всей территории Казахстана. Можно также говорить о высокой вероятности выявления новых месторождений в Зайсанской впадине, в Приаралье, в Павлодарском Прииртышье и, возможно, в Северном Тургайе. В этом плане справочник может оказать большую практическую пользу при прогнозе геологических особенностей новых месторождений как в осадочных бассейнах с доказанной промышленной нефтегазоносностью, так и в бассейнах, где к настоящему времени эти месторождения пока не выявлены.

Значение справочника может рассматриваться и в более широком плане - в качестве составного элемента нефтегазовой отрасли мира. Уникальность геологического строения ряда бассейнов Казахстана и специфики связанных с ними месторождений углеводородного сырья может оказать неоценимую помощь при обобщающих работах по нефтегазоносности осадочных бассейнов земного шара. Значение справочника очевидно также для подготовки квалифицированных кадров геологов-нефтяников как в республике, так и за её пределами.

## УКАЗАТЕЛЬ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Айракты / Ayrakty	315	Дарынское / Darinskoe	23
Айранколт / Ayrankol	116	Даулеталы / Dauletaly	160
Айрантакыр / Ayrantakyry	256	Досмухамбетовское / Dosmuhambetovskoe	141
Айыртау / Aiyrtau	88	Доссор / Dossor	97
Акжар / Akzhar	58	Доссор Юго-Западный / South-West Dossor	97
Акжар Восточный/East-Akzhar	62	Дошан / Doschan	230
Акинген / Akingen	154	Дунга / Dunga	243
Аккудук / Akkuduk	131	Еспелисай / Espelisay	245
Аксай / Aksay	230	Ескене / Escene	105
Аксу-Кендлерлы/Aksu-Kenderly	297	Жагабулак Восточный / East Zhagabulak	75
Актас / Aktas	265	Жаксымай / Zhakcymay	68
Актас Западный / West-Aktas	266	Жанажол / Zhanazhol	44
Актобе / Aktobe	138	Жанаталап / Zhanatalap	70
Акшабулак / Akshabulak	234	Жанатан / Zhanatan	75
Аламурын Южный/South-Alamuryn	304	Жангурши / Zhangurshi	242
Алатюбе / Alatuybe	294	Жарты / Zharty	300
Алатюбе (восточный блок)/ Alatuybe(East blok)	294	Жангельды / Zhangeldy	113
Алибекмола / Alibekmola	46	Жетыбай / Zhetybay	254
Алтынколь / Altynkol	119	Жетыбай Восточный / East Zhetybay	260
Амангельды / Amangeldy	313	Жетыбай Северо-Западный / North-West Zhetybay	260
Анабай / Anabay	310	Жетыбай Южный/South Zhetybay	258
Арман / Arman	205	Жиланкабак / Zhilancabak	116
Арыскум / Aryskum	226	Жолдыбай / Zholdybay	107
Арыssкое / Arysskoe	239	Жолдыбай Северный / North Zholdybay	110
Арыстановское / Arystanovskoe	210	Жубантам / Zhubantam	135
Acap / Asar	280	Забурунье / Zaburunie	185
Атамбай-Сартюбе/Atambay-Sartuybe	246	Имашевское / Imashevskoe	188
Аукетайшагыл / Auketayshagyl	36	Каламкас / Kalamcas	198
Ашиагар / Aschiagar	284	Каменистое / Kamenistoe	256
Ащисай / Aschicay	239	Каменское / Kamenskoe	
Базайское / Bazayskoe	215	Камысколь Южный / South Kamyskol	116
Байшонас / Bayshonas	103	Камышитовое Юго-Восточное / South-East Kamyshitovoe	175
Бакланий / Baklaniy	102	Камышитовое Юго-Западное / South-West Kamyshitovoe	175
Бекбике / Bekbike	86	Кансу / Kansu	284
Бектас / Bektas	237	Караарна / Karaarna	142
Бектурлы / Bekturly	269	Карагай / Karagay	36
Бектурлы Юго-Восточный / South-East Bekturly	270	Караган / Karagan	162
Бесболек / Besbolek	90	Карагие Северное / North-Karagie	291
Бозоба / Bozoba	58	Каражанбас / Karazhanbas	192
Болганмола / Bolganimola	36	Каражанбас Северный / North-Karazhanbas	196
Боран科尔 / Borankol	164	Каракудук / Karakuduk	210
Ботахан / Botahan	105		
Бузачи Северные/North Buzachi	196		
Бурмаша / Burmasha	263		
Гран / Gran	179		
Гремячинское / Gremayachinskoe	23		
Гремячинское Восточное / East-Gremayachinskoe	23		
Гремячинское Южное / South-Gremayachinskoe	32		
Грядовое / Graydovoe	185		
Дараймола / Daraymola	173		

Карамандыбас Северный /	246	Нормаул Восточный/East Normaul	263
North Karamandybas		Нсановское / Nsanovskoe	162
Каратайкыз / Karataykyz	121	Нуралы / Nuraly	226
Каратал /Karatral	101		
Каратон-Кошкимбет/	147	Оймаша / Oymasha	287
Karaton-Koshkimbet		Октябрьское / Oktayabrskoe	188
Каратурун Восточный /	201	Онгар Восточный / East Ongar	84
East-Karaturun		Опак Западный / West Opak	305
Каратурун Морской /	201	Орталық / Ortalyk	305
Sea-Karaturun		Орысказган / Oryskazgan	78
Каратурун Южный /	201		
South-Karaturun		Пионерское / Pionerskoe	276
Каратюбе / Karatube	68	Порт-Артур / Port-Artur	40
Каратюбе Южный / South-Karatube	70	Прибрежное / Pribrezhnoe	142
Карсак / Karsak	105	Приграничное / Prigranichnoe	19
Карашиганак / Karashiganak	12	Придорожное / Pridorozhnoe	289
Кемерколль / Kemerkol	86	Придорожное Северное/	291
Кенбай / Kenbay	78	North Pridorozhnoe	
Кенкяк / Kenkeyak	53	Придорожное (Шу-Сарысуйская впадина)/	
Кенлык / Kenlyk	223	Pridorozhnoe (Shu-Sarysuiskaya basin)	308
Кзылкия / Kzylkeya	223	Прорва Восточная и Центральная /	138
Кисимбай / Kisimbay	129	Centre-East Prorva	138
Кожа Южный / South Kozha	83	Прорва Западная / West Prorva	135
Кожасай / Kozhasay	51	Пустынное / Pustynnoe	150
Кокарна Восточная / East Kocarna	151		
Кокжиде / Kokzhide	70	Равнинное / Ravninnoe	131
Комсомольское / Komsomolskoe	104	Ракушечное / Rakushechnoe	294
Коныс / Konys	234	Ровное / Rovnoe	178
Копа / Kora	65	Ростошинское / Rostoshinskoe	29
Королевское / Korolevskoe	154		
Косшагыл / Kocshagyl	123	Сагиз / Sagis	92
Кошкар Южный / South Koshcar	90	Сазанкурак / Sazankurak	192
Крыкмылтык / Krykmulytyk	156	Сазтобе / Saztobe	168
Кулсары / Kulsary	123	Сарсенбай / Sarsenbay	297
Култук / Kultuk	207	Синельниковское/Sinelnikovskoe	49
Кульжан / Kulzhan	166		
Кумисбек / Kumicbek	188	Таган Южный / Tagan-South	81
Кумколь / Kumcol	218	Тажигали / Tazhigali	145
Кумсай / Kumsay	62	Тажигали Юго-Западный /	145
Кызылойское / Kyzyloyskoe	218	South-West Tazhigali	
Локтыбай / Loktybay	65	Тамды / Tamdy	302
		Танатар / Tanatar	99
Майбулак / Maybulak	221	Танатар Южный / South Tanatar	100
Макат / Makat	94	Тасбулат / Tasbulat	270
Макат Восточный / East Makat	94	Тасым / Tasym	168
Малдыбай / Moldybay	310	Тенге / Tenge	274
Мартышы / Martyshi	179	Тенге Западный/ West Tenge	276
Масабай / Masabay	130	Тенгиз / Tengiz	156
Матин / Matin	110	Тентексор / Tenteksov	122
Махат / Mahat	300	Тепловское / Teplovskoe	23
Морское / Morskoe	142	Тепловское Западное/West Teplovskoe	23
Мунайлы / Munayly	123	Теренозек Западный / West Terenozek	150
		Токаревское / Tokarevskoe	21
Нармунданак / Narmundanak		Толеген / Tolegen	113
Новобогатинское Западное /	183	Толкын / Tolkyn	172
West Novobogatinskoe		Тортай / Tortay	131
Новобогатинское Юго-Восточное /	183	Туркменой / Turkmenoy	280
South-East Novobogatinskoe		Тюбеджик / Tubedzhik	242
		Тюилис (Тюлюс) / Tuilis (Tuyluys)	128

Узень / Uzen	246
Узень Восточный / East-Uzen	250
Ульяновское / Ulyanovskoe	23
Урихтау / Urihtau	51
Ушарал-Кемпиртобе / Usharal-Kempyrtobe	317
Ушарал Северный / North-Usharal	317
Ушкультас / Ushkultas	40
Цыгановское / Tcyganovskoe	23
Чинаревское / Chinarevskoe	15
Шагырлы-Шомышты / Shagyrlly-Shomyshty	214
Шингиз / Shingis	34
Шинжир / Shinzhir	278
Шубаркудук / Shubarcuduk	70

## МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА КАЗАХСТАНА. СПРАВОЧНИК

© Министерство геологии и охраны недр Республики Казахстан, 1997 г.  
Справочник подготовлен Казахским институтом минерального сырья.

Все права сохраняются. Полная или частичная перепечатка возможна только со специального разрешения.

Информационно-презентационный центр минерально-сырьевого комплекса Республики Казахстан. Редакция журнала "Минеральные ресурсы Казахстана"  
Адрес: Казахстан, 480100, г. Алматы, пр. Достык, 85, к. 216, 220, 225  
тел.: 63 54 16, 63 33 23, 63 34 83 , факс: 63 87 73



Печать: ризография.