

Ф. К. Салманов

**ЗАКОНОМЕРНОСТИ  
РАСПРЕДЕЛЕНИЯ  
И УСЛОВИЯ  
ФОРМИРОВАНИЯ  
ЗАЛЕЖЕЙ  
НЕФТИ И ГАЗА**



Ф. К. Салманов

# ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Под редакцией  
докт. геол.-минер. наук,  
проф. С. П. МАКСИМОВА



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»  
Москва, 1974

Салманов Ф. К. Закономерности распределения и условия формирования залежей нефти и газа. М., «Недра», 1974, 280 с.

В работе рассмотрены условия формирования нефтегазосодержащих комплексов по литолого-фациальным зонам в юрских и нижнемеловых отложениях Среднего Приобья. Из тектонических условий формирования залежей нефти и газа особое внимание уделялось изучению и выделению замкнутых структур различных порядков и установлению связи их гипсометрического положения по отдельным стратиграфическим горизонтам с нефтегазонасностью.

В книге приведена классификация залежей нефти и газа, впервые сделана попытка обосновать классификацию месторождений. Предлагаемые классификации залежей и месторождений учитывают возможность машинной обработки характеристик.

Значительное внимание в работе уделено геохимическим условиям формирования залежей нефти и газа, времени формирования их и критериям оценки нефтегазонасности ловушек до бурения глубоких скважин.

В заключение работы дана оценка перспектив нефтегазонасности рассматриваемой территории и рекомендации по направлению поисковых и разведочных работ.

Книга представляет интерес для широкого круга геологов и геофизиков, занимающихся как детальными, так и региональными геологическими исследованиями и оценкой перспектив нефтегазонасности.

Таблиц 19, иллюстраций 27, список литературы — 237 назв.

Западно-Сибирская низменность — крупнейшая нефтегазоносная провинция мира. Директивами XXIV съезда КПСС по пятилетнему плану развития народного хозяйства СССР на 1971—1975 гг. добыча нефти в Западной Сибири на 1975 г. определена в размере 120—125 млн. т.

Основная доля добычи нефти в Западно-Сибирской провинции приходится на районы Среднего Приобья. Годовая добыча нефти по месторождениям этих районов приведена в табл. 1.

Таблица 1

Добыча нефти по месторождениям Среднего Приобья, млн. т

Месторождение	1964 г.	1965 г.	1966 г.	1967 г.	1968 г.	1969 г.	1970 г.	1971 г.	1972 г.	Всего
Усть-Балыкское	0,1	0,4	0,9	2,3	6,1	8,3	9,4	10,9	12,49	50,89
Мамонтовское	—	—	—	—	—	—	0,5	1,9	2,88	5,3
Западно-Сургутское	—	0,1	0,2	0,2	1,1	2,3	3,5	4,7	5,40	17,5
Правдинское	—	—	—	—	0,5	1,4	1,8	2,4	3,58	9,68
Мегионское	0,07	0,3	0,3	0,5	0,8	1,9	3,1	3,4	3,68	14,05
Самотлорское	—	—	—	—	—	1,4	4,3	9,9	21,2	36,8
Ватинское	—	0,03	0,3	0,2	0,2	0,5	0,9	1,3	2,05	5,48
Вартовско-Советское	—	—	0,1	0,2	0,5	1,5	3,3	4,7	5,9	16,2

Среднеобская нефтегазоносная область включает Салымский, Сургутский, Нижневартовский нефтегазоносные районы и южную часть Вынга-Пуровского. В административном отношении рассматриваемая территория входит в состав Сургутского и Нижневартовского районов Ханты-Мансийского национального округа Тюменской области и частично Александровского района Томской области.

Большие задачи, стоящие перед коллективом геологов, работающих в районах Среднего Приобья, требуют резкого повышения эффективности поисковых и разведочных работ. На повышение эффективности работ направлены решение проблемы формирования залежей нефти и закономерностей их распределения и создание

на этой основе методики поисков месторождений углеводородов, в первую очередь крупных и уникальных.

Настоящая работа посвящена выяснению основных факторов, влияющих на формирование месторождений углеводородов, и разработке основ методики прогнозирования залежей нефти и газа и крупных зон нефтегазонакопления.

Геологическое строение районов Среднего Приобья расшифровывали многочисленные коллективы геологов, геофизиков, буровиков и ученых.

Из числа геологов-разведчиков большой вклад в изучение общего строения территории, ее нефтеносности внесли В. А. Гавриков, Е. Е. Даненберг, Б. М. Елизаренко, А. И. Ким, Ю. К. Кононова, И. Г. Левченко, Г. Р. Новиков, В. С. Сафонов, Н. Д. Семенов, М. Ф. Синюткин, Е. А. Тепляков, А. В. Тяп, А. П. Шашкин, Г. П. Худорожков, О. М. Перегудов и др., руководство работами которых осуществляли С. Г. Белкина, И. А. Иванов, Ю. К. Миронов, Л. И. Ровнин, Б. В. Савельев, Ф. К. Салманов, Ю. Г. Эрвье, А. Г. Юдин.

Определение направления геологопоисковых работ на нефть и газ и изучение тектонического строения провинции немислимы без труда геофизиков, среди которых нужно отметить Ф. С. Абдрахманову, В. Н. Багаева, Т. М. Багаеву, А. С. Баянова, Н. М. Бехтина, Е. В. Бондаренко, А. Г. Бояра, М. П. Вакаеву, Ю. Д. Гирявенко, М. А. Данилова, Р. И. Дикарева, С. А. Дикарева, А. И. Демьяновского, Р. К. Мовсун-Заде, А. Н. Задоевко, В. Ф. Корня, Н. А. Ирбэ, Л. Н. Кабаева, В. А. Кочнева, А. Г. Лурье, А. Р. Малыка, Л. Т. Панченко, Н. Н. Поповича, Э. П. Резникову, А. Д. Халилова, Г. Г. Шаталова, В. С. Шевченко и др., работами которых руководили Ю. К. Агафонов, В. В. Анисимов, Е. В. Бондаренко, Н. А. Ильина, В. Г. Смирнов, В. П. Федоров, Л. Г. Цибулгин, И. П. Шмелева, А. К. Шмелев, В. С. Щербинин, Ю. Д. Крючков.

Труд буровых бригад и коллективов по испытанию скважин, руководимых мастерами П. Г. Безродным, Т. К. Гамзаевым, Н. Н. Григорьевым, Ф. С. Закировым, Д. В. Зверевым, С. И. Зиновьевым, Н. У. Жумажановым, В. П. Иглиным, Н. В. Каденковым, И. Г. Козловским, В. П. Лагутиным, Г. П. Луговским, Н. Ф. Лушпаем, С. Л. Малыгиным, Н. Б. Мелик-Карамовым, Б. Х. Минцем, А. А. Никапоровым, Г. И. Норкиным, В. А. Петелиным, А. А. Халиным, В. С. Соловьевым, О. Б. Темировым, Ф. Э. Хафизовым, В. И. Храмовым, В. Д. Шидловским и многими другими, значительно ускорил темпы изучения геологического строения и нефтегазонаосности Среднего Приобья. Этими работами руководили В. А. Абазаров, Б. М. Блинов, П. В. Гаврилов, Л. Н. Галян, А. Т. Горский, С. Л. Кагалкин, Н. М. Морозов, В. Д. Токарев, Ф. К. Салманов, В. В. Соболевский, Н. П. Палашкин, И. Г. Шаповалов, Б. В. Савельев, Ю. Г. Эрвье.

Многочисленные геолого-геофизические данные обобщались в научно-исследовательских и производственных партиях и лаборато-

риях Н. А. Белоусовой, Т. С. Безруковой, Н. Ф. Бересневым, С. И. Близниченко, Ю. В. Брадучаном, И. И. Ващенко, М. А. Вовк, Н. К. Глушко, Х. А. Иштиряковой, Ф. В. Киприяновой, А. И. Кутыревым, В. И. Левиной, Г. Н. Махалиной, К. И. Микуленко, Т. П. Онищуком, Г. Б. Острым, Г. Э. Прозоровичем, О. А. Ремеевым, Л. В. Ровниной, Г. П. Сверчковым, А. Н. Соколовским, Б. П. Ставицким и др. под общим научным руководством Г. К. Боярских, Ф. Г. Гурари, В. Д. Наливкина, И. И. Нестерова, А. Э. Конторовича, Л. И. Ровнина, Н. Н. Ростовцева, В. Г. Смирнова, А. А. Трофимука, Н. Г. Чочиа, Ю. Г. Эрвье.

Большое значение для быстрого освоения нефтяных месторождений, создания прогрессивных методов поисков залежей нефти и газа сыграли крупные геологические исследования А. А. Бакирова, Н. Б. Вассоевича, В. Г. Васильева, М. И. Варенцова, И. В. Высоцкого, В. С. Вышемирского, Ф. Г. Гурари, М. К. Калининко, А. Э. Конторовича, Ю. А. Косыгина, В. П. Казаринова, В. П. Маркевича, М. Ф. Мирчинка, В. Д. Наливкина, И. И. Нестерова, В. А. Николаева, Н. Н. Пузырева, Н. Н. Ростовцева, М. Я. Рудкевича, В. Н. Сакса, С. Г. Саркисяна, В. С. Суркова, А. А. Трофимука, В. Е. Хаина, Э. Э. Фотиади, А. Л. Яншина и др.

Быстрое освоение нефтяных богатств Среднего Приобья осуществляется при постоянной и всесторонней помощи со стороны Тюменского областного комитета партии и в первую очередь Б. Е. Щербины, А. К. Протазанова, Г. П. Богомякова, П. М. Телепнева, В. П. Максимова, М. М. Шаляпина, В. В. Бахилова, а также, со стороны руководителей Главтюменьнефтегаза и Главтюменьнефтегазстроя В. И. Муравленко, А. С. Барсукова, Ю. П. Баталина, Е. А. Огороднова, В. Ю. Филановского, Ю. И. Шаевского, Ю. Б. Фаина, Ф. Г. Аржанова, М. Н. Сафиулина, М. М. Чижевского и др.

## ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ СРЕДНЕОБСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

Геологическое изучение Среднеобской области с целью поисков залежей нефти и газа так же, как и всей Западно-Сибирской низменности, началось только в годы Советской власти. Что касается более раннего времени, то можно лишь сказать, что по архивным документам Томского горного округа отмечается интерес частных нефтепромышленников к землям к западу от с. Салыма. В 1912 г. в районе с. Цингалы купцом Сапожниковым были арендованы земли для бурения на нефть. Позднее здесь же сняло в аренду землю «Товарищество Пономаренко и К<sup>о</sup>». Однако сведений о проведении буровых работ на этом участке не сохранилось. По-видимому, нефтепромышленники тех времен ограничились только арендой. Это и понятно, ибо ни достаточных технических средств, ни даже общих сведений о геологическом строении района они не имели.

Первые достоверные сведения о геологическом строении Сургутского и смежных районов даны Н. К. Высоцким (1896 г.). Позднее Я. С. Эдельштейном (1926), В. И. Громовым (1934), Р. С. Ильиным (1936), В. А. Деметьевым (1936), В. Г. Васильевым (1946), Н. А. Нагинским (1946), С. Б. Шацким (1955) и другими исследователями значительно дополнены исследования Н. К. Высоцкого в области стратиграфии третичных и четвертичных отложений. Большое внимание уделялось изучению ледниковых образований. В 1929—1930 гг. В. И. Громовым (1934) по р. Юган у юрт Еутских в береговом обрыве обнаружены морские верхнеюрские песчано-глинистые отложения с фауной белемнитов, пелеципод и гастропод. Эти породы В. И. Громов рассматривал как коренные. Аналогичной точки зрения придерживались Н. А. Нагинский (1946), И. Л. Кузин, И. В. Рейнин, П. Г. Чачиа (1961). С. Б. Шацкий (1955) считал этот выход ледниковым отторженцем.

В послереволюционный период исследования по оценке перспектив нефтегазоносности можно подразделить на две группы. К первой относятся работы по региональной оценке до открытия газовых и нефтяных месторождений, ко второй — исследования, касающиеся непосредственных поисков нефти и газа в области, когда перспективность ее была доказана.

Впервые обоснованный прогноз о перспективности на нефть Западно-Сибирской низменности был сделан И. М. Губкиным в вы-



ступенях на выездной сессии Академии наук СССР в Свердловске в 1932 г. и в заключительном слове при закрытии Всесоюзного совещания Главнефти и Восгонефти в 1934 г. в Москве. Он указывал, что юрские угленосные отложения, развитые вдоль восточного склона Урала к востоку, т. е. в сторону Западно-Сибирской низменности, возможно, сменяются битуминозными толщами с органическим веществом сапропелитового состава, которое при благоприятных условиях может служить материнским материалом для образования нефти.

Исходя из этой идеи, И. М. Губкин выдвинул проблему поисков нефти в районах восточнее Урала, предлагая для изучения регионального геологического строения сначала применение геофизических методов, а затем — буровых работ. В противоположность господствовавшим тогда представлениям о почти горизонтальном залегании слоев он полагал, что на территории низменности могут быть встречены структуры, благоприятные для формирования и сохранения скоплений нефти и газа. По инициативе И. М. Губкина с 1934 г. на территории низменности трестом Востокнефть (Уфа) были начаты геологопоисковые работы. Эти работы сначала носили характер изучения естественных обнажений и проверки заявок местных жителей о выходах нефти с применением бурения мелких скважин (Ф. Г. Гурари, И. И. Нестеров, 1964).

В 1932 г. Н. С. Шатский (1932), рассматривая проблему поисков нефти в Сибири, в качестве первоочередных объектов рекомендовал Байкальский, Лено-Виллюйский и Минусинский районы. К вторичным он отнес районы Хатангской впадины, Амурской зоны, Кузбасса и западной части Сибирской платформы. Западно-Сибирская низменность рассматривалась им как менее перспективная по сравнению с перечисленными районами. Позднее (1936 г.) он пересмотрел свое отношение к Западно-Сибирской низменности. Основываясь на статистическом анализе приуроченности нефтяных месторождений к определенным геотектоническим элементам, он в качестве первоочередного объекта для поисков залежей нефти на севере Сибири признал Обский район, а вторичными — Ленский и Виллюйский.

Р. С. Ильин (1936), описывая нефтепроявления между реками Атлым и Васюган, в низовьях Оби выше р. Большой Атлым и в низовьях Иртыша, пришел к выводу о приуроченности возможных залежей нефти к палеозойским отложениям.

Работы треста Востокнефть в период с 1934 по 1937 г. на территории Западно-Сибирской низменности были обобщены В. Г. Васильевым (1946), который пришел к выводу о проявлении в низменности складчатых тектонических движений в альпийскую орогеническую эпоху. Он констатировал, что кроме доюрского складкообразования здесь имело место формирование структур и в более молодое время, вплоть до послемезозойского, в связи с чем в мезозойских и кайнозойских отложениях сформировались валы, антиклинали, тектонические ступени, прогибы, купола и т. п.

С 1936 г. группой сотрудников ПГРИ под руководством Н. П. Туаева началась систематическая обработка kernового материала скважин, бурившихся для водоснабжения транссибирской железнодорожной магистрали. Обобщая эти материалы, Н. П. Туаев (1941) пришел к выводу, что наиболее благоприятными районами для поисков нефти в мезозойских и кайнозойских отложениях являются центральная и западные части Западно-Сибирской низменности. Исследователь считал необоснованными утверждения о повсеместной генетической связи возможных залежей нефти в мезозойско-кайнозойских отложениях с палеозойскими образованиями, рассматривая оценку перспектив нефтегазоносности последних в качестве самостоятельной проблемы. Для комплексного изучения нефтеносности палеозойских и мезозойско-кайнозойских отложений он рекомендовал районы в бассейнах рек Миас, Тура, Тавда и Сосьва.

В 1937 г. в юго-западной части низменности Всесоюзной конторой геофизических разведок (ВКГР) были начаты магнитометрические и сейсморазведочные работы. Геофизическими исследованиями руководил А. А. Борисов, впоследствии осветивший основные их итоги в печати (А. А. Борисов, 1940, 1944; А. А. Борисов и Г. И. Круглякова, 1945).

Перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности были высоко оценены I Всесоюзным совещанием геологов-нефтяников в Москве в 1939 г.

В 1939 г. был организован Западно-Сибирский геологоразведочный трест (г. Новосибирск), который начал проводить поисковые работы на нефть и газ в южной части низменности и в Кузбассе.

В Петропавловском районе Северо-Казахстанской области и на Чесноковском участке Шумихинского района были проведены сейсморазведочные работы. В 1939 г. было начато глубокое роторное бурение в Тавдинском и Петропавловском районах и были пробурены четыре скважины. В 1943 г. бурение было прекращено в связи с отсутствием признаков нефти и газа. Западно-Сибирский геологоразведочный трест, проводивший эти работы, был ликвидирован.

В 1939 г. экспедицией ПГРИ в нижнем течении Енисея установлены многочисленные выходы горючего газа, в составе которых присутствовали тяжелые гомологи метана. Это дало основание Н. А. Гедройцу (1940) рекомендовать в этом районе нефтегазопоскоковые работы. В 1936 г. на территории Малохетского вала было начато колонковое бурение, в 1939 г. — глубокое роторное. В результате бурения были установлены многочисленные нефть- и газопроявления. В скв. 13 на Малохетско-Точинском поднятии из пласта песчаников в низах берриасских отложений получен приток газа (дебитом 11,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут). В 1948 г. бурение скважин было прекращено. В настоящее время в районе Усть-Порта выявлено семь месторождений с залежами газа и газоконденсата в юрских, валанжинских и сеноманских отложениях.

Первый этап поисков нефти в Западно-Сибирской низменности закончился неудачей, так как ни объемы выполненных работ, ни их

размещение, ни комплекс применявшихся методов не отвечали сложности поставленной задачи.

Результаты всех исследований на нефть и газ в Западной Сибири на первом этапе были обобщены М. К. Коровиным, Н. А. Кудрявцевым и др. (1948).

Н. А. Кудрявцев, высоко оценивая потенциальные возможности нефтеносности мезозойских отложений Западно-Сибирского бассейна, больше внимания уделял палеозойским отложениям. Д. Л. Степанов считал, что наибольший интерес в отношении поисков нефти представляет Тургайская и Иртышская впадины. Центральную часть низменности с позиций условий освоения он считал второстепенным объектом. Анализируя результаты буровых работ, Д. Л. Степанов пришел к выводу, что основной ошибкой размещения их, приведшей к отрицательным результатам, явилось то, что к слабо изученному региону подошли как к области с установленной нефтегазоспособностью, сосредоточив нефтепоисковые работы на локальных участках. В связи с этим при возобновлении бурения в Западно-Сибирской низменности при размещении скважин следует руководствоваться не только наличием выявленных геофизическими методами структур, но и соображениями палеогеографического характера. Основной целью первых скважин должно быть изучение опорных разрезов для важнейших районов низменности (М. К. Коровин, Н. А. Кудрявцев и др., 1948).

Главным итогом всех проведенных нефтегазопроисковых работ в Западно-Сибирской низменности в довоенный период является возникновение убежденности у многих ведущих геологов в высокой перспективности этой территории. Поэтому в послевоенный период, как только появилась возможность выделения технических средств, в Западно-Сибирской низменности начались в крупном масштабе планомерные нефтегазопроисковые работы.

Второй этап изучения геологии Среднеобской нефтегазоспособной области охватывает период с 1948 по 1961 г. (год открытия первого в области месторождения). В декабре 1947 г. было создано специальное совещание под председательством академика В. Д. Наливкина по выработке основных направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ, на котором было принято решение о бурении опорных скважин в Западно-Сибирской низменности и организации региональных геофизических исследований.

Для выполнения этих работ в г. Новосибирске была создана специальная экспедиция, преобразованная в 1949 г. в трест Зап-Сибнефтегеология с экспедициями в Тюмени и Омске. В этом же году организовался специализированный геофизический трест Сибнефтегеофизика, который уже в 1952 г. начал проводить сейсморазведочные работы по Оби, включая Нижневартовский и Сургутский районы.

В 1950 г. на расширенном заседании технического совета Министерства геологии СССР был принят Генеральный план региональных работ по низменности, предложенный Н. Н. Ростовцевым,

В. С. Мелещенко, В. П. Казариновым и др. Этим планом предусматривалось пробурить на территории низменности сеть опорных скважин; соединить их сейсмо- и электропрофилями для выяснения строения мезозойско-кайнозойского платформенного чехла; на выявленных ангиклинальных перегибах поставить площадные сейсморазведочные работы с последующим заложением поисковых скважин; покрыть всю территорию низменности аэромагнитной и гравиметровой съемками и продолжить геологическую съемку низменности.

В 1951 г. началось бурение Ханты-Мансийской, Покурской, Ларьякской и Уватской опорных скважин. К сожалению, Покурская и Ханты-Мансийская скважины по техническим причинам не достигли проектной глубины и были остановлены в отложениях валанжина и готерива — баррема. Позднее были пробурены Малоатлымская (1958 г.), Нововасюганская (1959 г.) и Сургутская (1960 г.) опорные скважины.

Начиная с 1952 г. вслед за опорным бурением широким фронтом развернулись геофизические работы, колонковое и глубокое поисковое бурение. По всей Среднеобской области проведены мелко- и среднемасштабные аэромагнитные и гравиметровые съемки, по рекам Обь, Вах-Аган, Тром-Аган, Большой Юган, Колик-Еган, Сабун, Пим, Лямин, Большой Салым, Иртыш — речные сеймопрофили, по правобережью Оби и в полосе левобережья шириной 60—70 км — площадное сейсмондирование. Были начаты площадные сейсморазведочные работы на Сургутской, Локосовской, Мегионской, Ермаковской, Ореховской и Нижневартовской площадях.

Реализация плана региональных работ позволила не только изучить геологическое строение мезозойско-кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности и дать сравнительную оценку перспектив нефтегазоносности отдельных районов, но и открыть месторождения нефти и газа.

В сентябре 1953 г. Березовской опорной скважиной открыто первое в Западно-Сибирской низменности месторождение природного газа. В 1956—1959 гг. зафиксированы нефтепроявления в Колпашевской, Пудинской, Нововасюганской и Малоатлымской опорных скважинах, а также в поисковых скважинах в пределах Казинской Каром-Постской, Ягуно-Куртской и Шаймской площадей. В 1960 г. на Трехозерной локальной структуре открыто первое в Западной Сибири нефтяное месторождение с залежью в юрских отложениях. Первая опорная скв. 51 пробурена на Сургутской площади. В 1960 г. начинается бурение скважины в северной части Усть-Балыкского локального поднятия.

В марте 1961 г. из скв. 1 Мегионской площади получен впервые в пределах Западно-Сибирской низменности из меловых отложений фонтан нефти. Летом 1961 г. впервые в Сургутском районе скв. 61 дала промышленный приток нефти. В октябре этого же года из скв. 62 в своде Усть-Балыкского локального поднятия получен мощный фонтан нефти. Этими открытиями завершается второй этап в изучении геологического строения и поисков нефтяных месторождений.

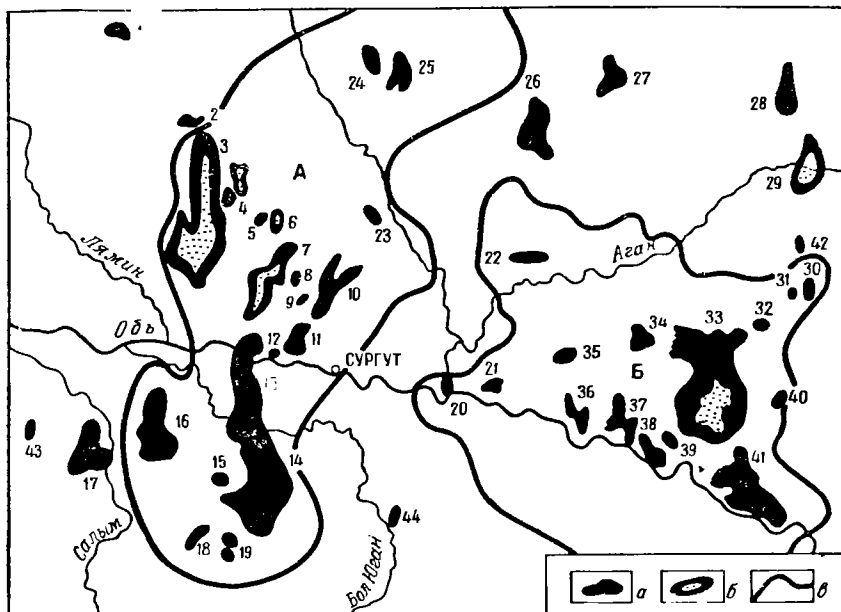


Рис. 1. Схема расположения нефтяных месторождений Среднеобской нефтегазоносной области.

Месторождения:

а — нефтяные,  
 б — нефтегазовые,  
 в — границы структур I порядка:

А — Сургутский свод,  
 Б — Нижнеартровский свод

Месторождения:

1 — Ай-Пимское,  
 2 — АLEXинское,  
 3 — Лян-Торское,  
 4 — Тайбинское,  
 6 — Вачимское,  
 6 — Западно-Минчимкинское,  
 7 — Быстринское, 8 — Яун-Лорское, 9 — Вершинное,

10 — Федоровское,  
 11 — Западно-Сургутское,  
 12 — Сайгатинское,  
 13 — Усть-Балыкское,  
 14 — Мамонтовское,  
 15 — Тепловское,  
 16 — Правдинское,  
 17 — Сальмское,  
 18 — Малобалыкское,  
 19 — Среднебалыкское,  
 20 — Покамасовское,  
 21 — Локосовское,  
 22 — Покачевское,  
 23 — Савуйское,  
 24 — Тевлинское,  
 25 — Когольмское,  
 26 — Вать-Еганское,  
 27 — Повховское,

28 — Северо-Варь-Еганское  
 29 — Варь-Еганское,  
 30 — Тюменское,  
 31 — Гун-Еганское,  
 32 — Черногорское,  
 33 — Самолгорское,  
 34 — Аганское,  
 35 — Урьевское,  
 36 — Северо-Покурское,  
 37 — Ватинское,  
 38 — Мегионское,  
 39 — Мышайское,  
 40 — Сороминское,  
 41 — Вартовское-Советское,  
 42 — Югорское,  
 43 — Шалпинское,  
 44 — Мултановское.

Непосредственно по Сургутскому своду результаты всех геолого-поисковых работ этого этапа обобщены в работе И. И. Нестерова, Ю. В. Брадучана, Е. И. Нестеровой, Г. Н. Перозио, Б. П. Ставицкого (1962).

До открытия Усть-Балыкского и Мегионского месторождений промышленные притоки нефти и газа были получены лишь из юрских базальных песчаников вогулкинской толщи в Березовском и Шанмском районах. Эти отложения развиты не повсеместно и протягиваются в виде прерывистой полосы вдоль склонов Северо-Сосьвинского свода и Турицкого выступа. Ширина этой полосы составляет 30—50 км. Естественно, что с этими отложениями трудно было связывать большие перспективы нефтегазоносности низменности.

Совершенно иные возможности появились после открытия меловой нефти на Мегйонском и Усть-Балыкском месторождениях. Отложения, из которых здесь получена нефть, фациально и литологически более выдержаны по простираанию и, естественно, сразу же дали возможность обосновать большие прогнозные запасы нефти и газа в них.

С лета 1964 г. в Среднеобской области резко увеличился объем нефтепоисковых работ. Широким фронтом ставились детальные сейсморазведочные работы для подготовки благоприятных структур под глубокое бурение. На Сургутском своде выявлены Западно-Сургутское, Вынгинское, Минчимкинское, Мамонтовское, Южно-Балыкское и другие поднятия, на Нижневартовском — Соснинское, Нижневартовское, Локосовское, Медведевское, Советское, Покурское, Аганское, Ватинское и др.

На выявленных локальных поднятиях сразу же ставилось глубокое поисковое бурение. Вслед за открытиями Мегйонского и Усть-Балыкского месторождений последовали одно за другим открытия новых месторождений нефти — Западно-Сургутского, Соснинского, Северо-Сургутского, Локосовского, Южно-Балыкского, Покурского, Мамонтовского, Правдинского, Ватинского. И, наконец, в 1965 г. было открыто самое крупное месторождение — Самотлорское.

К настоящему времени в Среднеобской нефтегазоносной области открыто более четырех десятков месторождений нефти и газа с залежами в отложениях мела и юры (рис. 1).

По состоянию на 1 января 1973 г. в пределах мезозойских платформенных отложений Западно-Сибирской провинции выявлено 209 месторождений, содержащих 445 залежей нефти и газа. Из 209 месторождений 36 относятся к категории крупных, гигантских и супергигантских.

## ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗСОДЕРЖАЩИХ ОТЛОЖЕНИЙ

В пределах Среднеобской нефтегазоносной области платформенные отложения представлены породами юры, мела, палеогена и четвертичной системы. В основании чехла залегают нижне- или среднеюрские образования. Четвертичные осадки с размывом перекрывают различные горизонты палеогеновой системы. От нижней юры до верхов палеогена присутствуют отложения почти всех ярусов, лишь кimmerиджские и датские развиты неповсеместно в изучаемом районе. Соотношения стратиграфических подразделений в пределах Среднеобской нефтегазоносной области показаны на хронофациальном разрезе (рис. 2).

Стратиграфия мезозойско-кайнозойских платформенных отложений освещена с различной степенью детальности в работах З. Т. Алескеровой, Г. С. Крицук и др. (1958), З. Т. Алескеровой, П. Ф. Ли и др. (1957), С. Г. Белжиной, В. С. Бочкарева и др. (1965), А. К. Богдановича (1944), Ю. В. Брадучан, И. И. Нестерова, Ф. К. Салманова, В. П. Ставицкого (1964), В. Г. Васильева (1946), В. И. Громова (1934), Ф. Г. Гурари (1959, 1962), Д. В. Дробышева, В. П. Казаринова (1958), Ю. Н. Карагодина, Ф. К. Салманова, А. В. Тяна (1966), М. К. Коровина, Н. А. Кудрявцева, Д. А. Степанова и др. (1948), П. Ф. Ли и О. В. Ровдоникас (1960), И. И. Нестерова, Г. Н. Перозио, Ю. В. Брадучан, В. А. Николаева (1957), И. И. Нестерова, Ф. К. Салманова (1968), Н. Н. Ростовцева (1955, 1956, 1958), Н. П. Туаева (1941), В. Я. Шерихора (1961), В. И. Южина (1961) и др.

Автором как на основании собственных исследований, так и с учетом опубликованной информации дано описание стратиграфии и условий формирования пород по отдельным ярусам в отличие от традиционного изложения по местной стратиграфической шкале. Это позволило выявить ряд особенностей формирования нефтемещающих пород и более детально изучить соотношения и фациальные переходы отдельных литологических разностей пород. В основу изложения положена унифицированная и корреляционные стратиграфические схемы, принятые на Межведомственном совещании в г. Тюмени в 1967 г. и утвержденные МСК СССР в начале 1968 г.

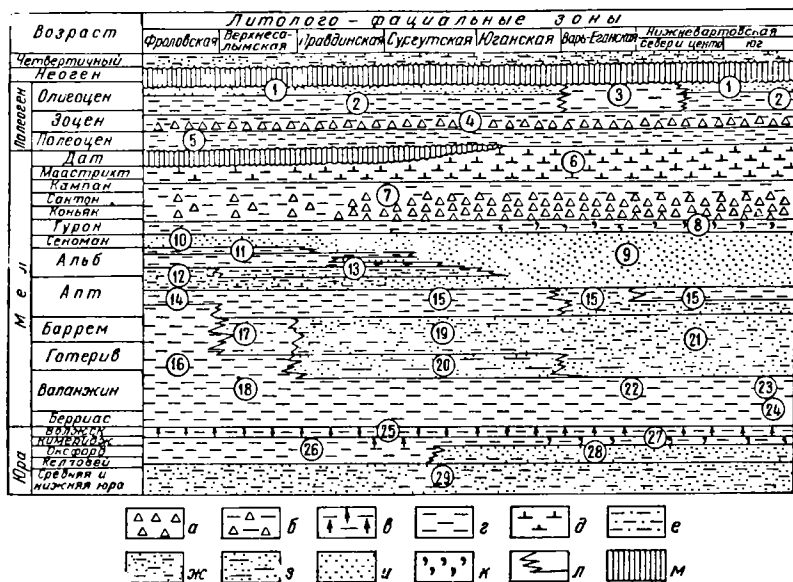


Рис. 2. Хронолитофациальные соотношения стратиграфических подразделений местной шкалы в пределах Среднеобской нефтегазоносной области.

- а — опокы;  
 б — опоковидные глины;  
 в — битуминозные аргиллиты и глины;  
 г — преимущественно глинистые толщи;  
 д — известковистые глины;  
 е — преимущественно глинистые толщи с линзами и мелкими прослоями алевроитов и песчаников;  
 жс — песчано-глинистые толщи с невыдержанными по простиранию пластами;  
 з — песчано-глинистые толщи с выдержанными по простиранию пластами;  
 и — преимущественно песчаные толщи;  
 к — включения и линзы глауконитов;  
 л — литофациальные замещения;  
 м — отсутствие осадконакопления или размывы.

- 6 — ганькинская,  
 7 — березовская,  
 8 — кузнецовская,  
 9 — покурская,  
 10 — уватская,  
 11 — хантымансийская,  
 12 — викуловская,  
 13 — чернореченская,  
 14 — копейская,  
 15 — альмская,  
 16 — фроловская,  
 17 — черкашинская,  
 18 — ахская,  
 19 — верхневартовская,  
 20 — нижневартовская,  
 21 — вартовская,  
 22 — мегионская,  
 23 — тарская,  
 24 — куломзинская,  
 25 — баженовская,  
 26 — абалакская,  
 27 — георгиевская,  
 28 — васюганская,  
 29 — тюменская.

Свиты, подсвиты, толщи:

- 1 — атлымская и новомихайловская,  
 2 — чеганская,  
 3 — юрковская,  
 4 — люлинворская,  
 5 — талицкая,

## ЮРСКАЯ СИСТЕМА

В пределах широкого течения Оби в составе юрской системы присутствуют все три отдела. Лишь отложения нижнего отдела юры отсутствуют на большей части Нижневартовского свода и в пределах отдельных локальных поднятий Сургутского свода, где вышележащие отложения залегают непосредственно на фундаменте или породах коры выветривания. В составе юрской системы выделяются тюменская, абалакская, васюганская, паунакская, георгиевская и баженовская свиты.



В нижнеурское время на большей части территории Среднеобской области осадконакопления не происходило. Зона отсутствия нижнеурских отложений занимает единый крупный массив в центральной части Среднеобской области, захватывая отдельные части Нижневартовского и Каймысовского сводов и Верхнедземьянский мегавал. Этот массив разделяет две области осадконакопления нижнеурских осадков, отличающиеся друг от друга литолого-фациальным составом пород. К западу от него нижнеурские осадки развиты в пределах Ханты-Мансийской и Юганской впадин, Южно-Балыкского и Салымского куполовидных поднятий на погруженных склонах Сургутского и Нижневартовского сводов.

К востоку от центрального массива накопление отложений нижней юры происходило в пределах северной части Александровского мегавала, Ларьякского прогиба, южной части Колтогорского прогиба и Нюральской впадины.

По типу осадков выделяются две фациальные зоны. На западе Среднеобской области в пределах Юганской и Ханты-Мансийской впадин развиты континентальные песчано-глинистые осадки, в кровле которых прослеживается пачка темно-серых, часто с повышенной битуминозностью, аргиллитов. Мощность нижнеурских осадков в этой зоне колеблется от нуля до 120 м в скв. 31 Локосовской и 1 Юганской. Суммарная мощность песчаников изменяется от 15 до 50% от общей мощности нижнеурских отложений, увеличивается в западном направлении от Сургутского свода и на северных склонах Каймысовского свода и Верхнедземьянского мегавала.

На южном и восточном склонах Сургутского свода и на западном склоне Нижневартовского свода, обращенных в сторону Юганской впадины, содержание песчаников в разрезе не выше 20 — 35%. По-видимому, это связано с составом пород фундамента. В пределах Локосовской и Сургутской площадей фундамент представлен кайногипсными миндалекаменными диабазами. По сейсмическим данным здесь предполагается развитие полого залегающих пород (по-видимому, диабазов) почти по всей площади Юганской впадины. При разрушении диабазов в область седиментации сносился глинистый материал и обломки эффузивов, которые и обусловили в этой зоне низкие коллекторские свойства пород и глинисто-алевролитовый состав их. К центральной части Юганской впадины отмечается уменьшение относительного содержания песчаного материала до 15%. Коллекторские свойства пород плохие. Открытая пористость песчаников колеблется в пределах 2—10%, проницаемость от менее 0,1 до 0,6 мД. Улучшение коллекторских свойств намечается в западном направлении от Сургутского свода, а также по северным склонам Верхнедземьянского мегавала и Каймысовского свода, где по геофизическим данным предполагается развитие кислых интрузивных пород.

По гидрогеологическим условиям Юган-Ханты-Мансийская литолого-фациальная зона входит в полосу развития подземных вод

с аномально пониженной минерализацией, что указывает на благоприятные условия для образования и сохранения скоплений нефти. В этой зоне в отложениях нижней юры открыта залежь нефти в пределах Салымского локального поднятия. Нефть легкая, малосернистая с высоким газовым фактором.

Поскольку перспективы открытия новых месторождений нефти в отложениях нижней юры определяются в основном наличием коллекторов, следует признать перспективными участки к западу от Салымского поднятия (3000—3200 м) и вдоль северных склонов Каймысовского свода и Верхнедемьянского мегавала (2600—2800 м).

Следует обратить внимание на западный склон Сургутского свода. При наличии в фундаменте кислых интрузий здесь можно ожидать появления пород с удовлетворительными коллекторскими свойствами.

В Ларьяк-Нюральской литолого-фациальной зоне, расположенной к востоку от центрального массива, закономерности распространения песчаных пород такие же, как и на западе. К зонам отсутствия пород нижней юры относительное содержание песчаников увеличивается, при этом ширина зоны с относительно повышенным количеством песчаных пластов достигает 30—50 км. Коллекторские свойства пород низкие. Открытая пористость песчаников от 4—5 до 10%, проницаемость, как правило, меньше 0,1 мД. В составе глин отсутствуют битуминозные разности, увеличивается количество углистого детрита.

По гидрогеологическим данным Ларьяк-Нюральская литолого-фациальная зона входит в полосу распространения высокоминерализованных вод, что позволяет предполагать наличие влияния инфильтрационных вод со стороны восточного обрамления низменности. С этих позиций условия для образования и сохранения нефтяных залежей в этой зоне хуже, чем в западной Юган-Ханты-Мансийской. Тем не менее, при наличии пород с удовлетворительными коллекторскими свойствами можно ожидать открытия нефтяных и особенно газовых залежей. Наиболее вероятно встретить породы с улучшенными коллекторскими свойствами по склонам Парабельского свода, восточному и северному склонам Александровского мегавала. В пределах Колтагорского прогиба и примыкающих к нему склонов крупных поднятий вероятность обнаружения песчаных пород с удовлетворительными коллекторскими свойствами меньше вследствие возможного развития эффузивно-осадочных пород. Кайнотипные диабазовые порфириды здесь вскрыты скважинами на Александровской площади.

Некоторый материал для оценки перспектив газоносности восточной части развития нижнеюрских пород в Среднеобской области дает сравнение распространения нижнеюрских отложений с современными глубинами их залегания.

На Охтеурьевской площади при современной глубине залегания фундамента 2600—2650 м мощность нижнеюрских отложений достигает 50—60 м. Южнее, в пределах Назинской, Лукашкин-Ярской,

Александровской и Амбарской площадей, фундамент вскрыт на глубине 2500—2900 м, но нижнеюрские отложения здесь отсутствуют. Эти данные позволяют предполагать, что северная часть Александровского мегавала была приподнята в более позднее время, по-видимому, в палеоген-неогеновое. В результате этого подъема в наиболее приподнятых и резких по амплитуде локальных поднятиях растворенные углеводородные газы могли выделяться в свободную фазу, образуя залежи. По-видимому, такую природу имеет газовая залежь в меловых отложениях Охтеурьевского локального поднятия.

### Среднеюрский отдел

В разрезе средней юры присутствуют отложения всех трех ярусов. **Ааленский век.** Участков отсутствия ааленских отложений значительно меньше, чем нижнеюрских. Крупные острова сохранились на Александровском и Верхнедемьянском мегавалах. В пределах Нижневартовского свода участки, лишенные отложений аалена, приурочены в основном к локальным поднятиям. При этом намечается тенденция увеличения размеров «лысых» по ааленским отложениям участков в южном направлении. Этот фактор следует принимать во внимание при поисково-разведочных работах, так как он контролирует положение ловушек.

В северной части Нижневартовского свода участки отсутствия отложений аалена приурочены к наиболее приподнятым зонам локальных поднятий. Песчаные породы аалена развиты здесь на крыльях поднятий в пределах замкнутого контура структуры. В этих случаях ловушка имеет форму структурно-кольцевой (Медведевское поднятие). В более южных участках Нижневартовского свода размеры «лысых» зон увеличиваются, и площадь их часто больше замкнутой части локальной структуры. В этих условиях следует ожидать наличия ловушек в структурных ложбинах за пределами контуров локальных поднятий.

В распределении песчаного материала на локальных поднятиях намечается довольно отчетливая закономерность. Если в пределах локального поднятия имеется «лысая» зона, то относительное суммарное содержание песчаников в процентах от общей мощности ааленских отложений возрастает по направлению к этой зоне, иногда до 100%. Если сводовая часть локального поднятия полностью перекрыта нижнеюрскими породами, то закономерность распространения песчаного материала обратная, т. е. к своду локального поднятия относительное содержание песчаников уменьшается. Этот фактор также следует учитывать при поисково-разведочных работах, так как при наличии быстро выклинивающихся песчаных пластов, широко развитых в ааленских отложениях, на локальных поднятиях такого типа могут быть обнаружены не только сводовые, но и литологически экранированные залежи.

В Среднеобской области в ааленских отложениях выделяются пять литолого-фациальных зон.

Первая зона развита на площади, примыкающей к Верхнедемьянскому мегавалу, и распространяется далеко на юг, захватывая Нововасильевскую, Завьяловскую, Новологиновскую, Большереченскую, Саргатскую, Омскую и Татарские площади. Мощность ааленских отложений здесь достигает 120—200 м. Осадки представлены континентальными хорошо отсортированными, мелко- и среднезернистыми песчаниками с редкими прослоями серых аргиллитов. Коллекторские свойства песчаников довольно хорошие. Открытая пористость достигает 20—25%, проницаемость — десятки и сотни миллидарси. По типу подземных вод эта зона относится к области влияния инфильтрационных вод, что значительно снижает перспективы обнаружения в пределах ее залежей нефти и газа. В северо-западном и западном от Нововасильевской площади направлениях мощная толща песчаников замещается глинисто-алевролитовыми породами, и только в этой зоне замещения возможно обнаружение как сводовых пластовых, так и литологически экранированных залежей нефти и газа. Интерес также представляет зона выклинивания песчаников аалена вдоль юго-западного склона Верхнедемьянского мегавала.

Вторая литолого-фациальная зона охватывает территорию, захватывающую Нижневартовский и Каймысовский своды. Относительное содержание песчаников от восточной и западной окраин этой зоны возрастает к осевой линии, проходящей через Лоптын-Яхское и Нижневартовское локальные поднятия и Ай-Тульское куполовидное поднятие, от 30—40 до 50—80%. Литологически ааленские отложения здесь представлены мелкозернистыми полимиктовыми песчаниками, чередующимися с сероцветными глинами. Породы накапливались в континентальных условиях. Коллекторские свойства пород сравнительно хорошие. Открытая пористость колеблется от 10—15 до 20%, проницаемость от 0,1 до 5—10 мД, достигая иногда 60—70 мД.

В пределах второй литолого-фациальной зоны к отложениям аалена приурочена залежь легкой парафинистой нефти на Медведевском локальном поднятии. Вся территория зоны перспективна для поисков залежей нефти и газа. Севернее Медведевского локального поднятия вблизи Ай-Тульского куполовидного поднятия возможно обнаружение залежей газа, на что указывает высокая газонасыщенность нефтей в Медведевской залежи и газопроявление в Назинской скв. 6 из ааленских отложений.

Третья литолого-фациальная зона охватывает территорию Среднеवासюганского вала, Парабельского свода и примыкающих к ним склонов Нюральской впадины. Относительное количество песчаников в этой зоне возрастает в восточном направлении с 40—50 до 80%. Осадки представлены чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. В нижней части аалена преобладают глинистые породы. Коллекторские свойства ааленских песчаников в третьей фациальной зоне сравнительно хорошие. Открытая пористость изменяется от 5 до 15%, проницаемость от 0,1—3,5 до 73 мД. Размеры «лысых»

участков увеличиваются в западном направлении. На Среднева-сюганском валу зоны отсутствия ааленских отложений часто пре-вышают размеры локальных поднятий и здесь следует ожидать нали-чие литологически и стратиграфически экранированных залежей по склонам поднятий в структурных ложбинах. На Парабельском своде размер «лысых» участков сокращается и здесь более вероятно обнаружение кольцевых стратиграфически экранированных залежей, контролируемых локальными поднятиями. Близкие условия залега-ния ааленских отложений возможны в пределах отдельных локаль-ных площадей Сургутского свода, но коллекторские свойства пород, по-видимому, хуже.

Четвертая литолого-фациальная зона приурочена к Колтогор-скому прогибу и Юральной впадине, а также охватывает терри-торию северной части Александровского мегавала. Ааленские отло-жения представлены чередованием песчаников, алевролитов и глин с преобладанием последних. Относительное суммарное содержание песчаников уменьшается к осевым частям впадин до 20%. Коллек-торские свойства песчаников низкие. Открытая пористость 5—8%, редко 12—17%, проницаемость от 0.1 мД и менее до 2—3 мД. В этой зоне наиболее благоприятные условия для скопления залежей нефти и газа имеются в пределах Александровского мегавала. Здесь в Назинской скв. 6 из ааленских отложений получен фонтан жирного газа дебитом до 3 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Пятая литолого-фациальная зона охватывает территорию Юган-ской и Ханты-Мансийской впадин, Южно-Балыкского и Салым-ского куполовидных поднятий. В пределах этой зоны ааленские отложения представлены глинисто-алевролитовыми породами с про-слоями песчаников. Количество песчаного материала возрастает от 30—40 до 50% в районе Салыма. Западнее и северо-западнее Са-лыма количество песчаного материала вновь сокращается, и по на-правлению к Малому Атлыму сероцветные ааленские отло-жения постепенно замещаются черными битуминозными аргил-литами. Коллекторские свойства пород здесь плохие, открытая пористость от 5—6 до 10—13%, проницаемость от 0,1—0.5 до 2 мД.

С точки зрения поисков нефтяных и газовых залежей особый интерес представляет зона с наиболее высоким содержанием песча-ников, протягивающаяся в меридиональном направлении через Салым. Меньший интерес представляют склоны Сургутского свода, которые выделены в особую литолого-фациальную зону с несколько лучшими условиями для формирования песчаных пластов с отно-сительно повышенными коллекторскими свойствами. Косвенным подтверждением такого вывода является появление в ааленских сильно заглинизированных породах сургутского разреза кварцевой гальки и мелких слоев гравелитистых песчаников. В этих песчани-ках в Сургутской опорной скважине зафиксировано нефтепроявле-ние в виде мазков нефти на каротажном кабеле при простреле ин-тервала 3013—3022 мм.

**Байосский век.** Байосские отложения в пределах всей Среднеобской области представлены в основном глинистыми породами с редкими линзовидными прослоями песчаников, количество которых несколько увеличивается на Парабельском своде, достигая 20—50% от общей мощности в разрезах Парабельской и Усть-Сильгинской площадей. В западной части Среднеобской области в байосских отложениях появляются прослой черных аргиллитов с повышенной битуминозностью, количество которых увеличивается по направлению к Малому Атлыму.

Сравнительная однородность литологического состава и выдержанность по простиранию глинистой пачки на громадной территории позволяет предполагать, что байосские отложения накапливались в условиях прибрежной равнины, которая иногда заливалась морем. Этот вывод подтверждается наличием морской байосской фауны пелеципод в разрезе скв. 4 Завьяловской площади.

С точки зрения оценки перспектив нефтегазоносности Среднеобской области наличие выдержанной глинистой пачки мощностью 30—40 м внутри тюменской свиты позволяет рассматривать ее как региональный водоупор и региональную покрывку над ааленскими песчаниками.

**Батский век.** Батские отложения развиты повсеместно в Среднеобской области. Они отсутствуют лишь в юго-восточной половине Верхнедемьянского мегавала. Для большинства локальных поднятий отмечается уменьшение относительного количества песчаников к сводам локальных поднятий. Такая закономерность позволяет предполагать при наличии быстро выклинивающихся песчаных пластов, широко развитых в батских отложениях, возможность открытия в пределах таких поднятий, как сводовых пластовых, так и литологически экранированных залежей.

По литологическим особенностям в батских отложениях Среднеобской области выделяются четыре литолого-фациальные зоны.

Первая литолого-фациальная зона охватывает Нижневартовский свод, южные склоны Юганской структуры, северную часть Каймысовского свода и Верхнедемьянский мегавал. Батские породы представлены здесь континентальными и, возможно, прибрежно-континентальными сероцветными глинисто-песчанистыми отложениями с невыдержанными песчаными пластами внизу и с выдержанными — вверху. Коллекторские свойства песчаников сравнительно хорошие, открытая пористость 5—10, реже до 16%, проницаемость 0,1—2 и до 12 мД.

Для поисков нефтяных залежей перспективна вся зона. Близкие фациальные условия накопления батских отложений существовали в пределах Парабельского свода и окружающих его склонов впадин и Средневазюганского вала. Коллекторские свойства пород здесь даже несколько лучше. Открытая пористость достигает 15—20%, проницаемость 70—100 мД. В этой зоне открыты газоконденсатные месторождения: Усть-Сильгинское, Северо-Вазюганское и Мыльджин-

ское. Для поисков нефтяных и газовых залежей перспективна вся зона.

Вторая литолого-фациальная зона распространена на территории Колтогорского прогиба и Нюральской впадины и примыкающих к ним южной части Александровского мегавала и южной части Каймысовского свода. В этой зоне бат слагают континентальные и, возможно, прибрежно-континентальные сероцветные песчано-глинистые отложения с невыдержанными по простиранию песчаными пластами. Открытая пористость песчаников 6—10%, проницаемость 0,1, редко до 2 мД. Ввиду низких коллекторских свойств песчаных пластов перспективы открытия месторождений нефти или газа в этой зоне низкие.

Третья литолого-фациальная зона охватывает территорию Юганской и Ханты-Мансийской впадин, Сургутский свод, Южно-Балыкское и Салымское куполовидные поднятия. В этой зоне батские отложения представлены континентальными и, возможно, прибрежно-континентальными сероцветными глинисто-алевролитовыми породами с невыдержанными по простиранию прослоями песчаников. Суммарное относительное содержание песчаников возрастает к склону Сургутского свода — от 30% в своде до 40% на восточном и западном склонах. К центру Юганской впадины количество песчаников уменьшается до 20%. Коллекторские свойства песчаников низкие, открытая пористость 4—15%, проницаемость 0,1—4 мД. В одном образце на Сургутской площади открытая пористость определена в 25%, проницаемость — 740 мД.

В пределах рассматриваемой зоны в батских отложениях открыты нефтяные залежи на Салымском, Усть-Балыкском и Тайлаковском локальных поднятиях. Наиболее перспективны для поисков залежей нефти склоны Сургутского свода и Верхнедемьянского мегавала.

Четвертая литолого-фациальная зона охватывает территорию к югу от Верхнедемьянского мегавала. В этой зоне бат слагают глины зеленоцветные с прослоями сероцветных и невыдержанные по простиранию песчаные пласты. В отношении нефтегазоносности четвертая зона практического интереса не представляет.

В отложениях нижней и средней юры песчаные пласты не выдержаны по простиранию, имеют линзовидную форму и на больших участках по вертикали часто гидродинамически связаны между собой за счет многочисленных литологических окон. Возможно наличие пластов, ограниченных со всех сторон глинистыми породами. Песчаники мелкозернистые, грауваккового состава, обломочный материал в них представлен кварцем (30—45%), полевыми шпатами (35—40%) и обломками изверженных, метаморфических и осадочных пород. Зерна плохо окатаны, отсортированность низкая.

Количество глинистого цемента в песчаниках варьирует в значительных пределах, но обычно не превышает 5—15%. Преобладающий тип цементации поровый и пленочный. Состав цемента преимущественно каолиновый и хлоритовый. Довольно широко распространен базальный карбонатный цемент.

Песчаники претерпели довольно значительные эпигенетические изменения, что выражается главным образом в их уплотнении, в сближении обломочных зерен и возникновении структур внедрения и приспособления. Количество выпукло-вогнутых межзерновых контактов достигает 60—70%. Плохая отсортированность обломочного материала песчаников, их эпигенетическая преобразованность обуславливают низкие фильтрационные свойства песчаных пластов, которые в большинстве своем не превышают единиц миллиардася.

Глинистые породы в отложениях нижней и средней юры в большинстве случаев представлены гидрослюдами. В небольших количествах встречаются хлорит и каолинит.

### Верхнеюрский отдел

В составе верхней юры в изучаемом районе присутствуют отложения келловейского, оксфордского, кимериджского и волжского ярусов. В пределах отдельных локальных поднятий иногда отмечается выпадение из разреза отложений кимериджского яруса. В верхнеюрских отложениях выделяются верхи тюменской, абалакская, васюганская, наунакская, георгиевская и баженовская свиты.

**Келловейский век.** В это время на территории Среднего Приобья существовали две существенно различные обстановки осадконакопления. В течение нижнего келловоя на всей территории накапливались континентальные песчано-глинистые отложения верхов тюменской свиты. Они представлены невыдержанными по простиранию линзовидными пластами песчаников, алевролитов и аргиллитов, которые по условиям залегания и накопления не отличаются от батских пород. Зональность фациальных обстановок, описанная для батских отложений, может быть принята и для нижнекелловейских.

В среднем келловее началась трансгрессия моря. Морские условия сохранились и в верхнем келловее. Отложения среднего и верхнего келловоя на западе района входят в состав низов абалакской, а на востоке — низов васюганской и наунакской свит. По условиям осадконакопления и литологическому составу породы низов абалакской и васюганской свиты сходны между собой. Они представлены морскими аргиллитами темно-серыми и серыми, с обломками фауны аммонитов, белемнитов и пелеципод, со стяжениями пирита, с редкими прослоями бурых глинистых сидеритов. Эти отложения представляют собой региональный водоупор, который обладает высокими экранирующими свойствами и служит надежной крышкой для залежей нефти и газа в подстилающих отложениях тюменской свиты.

В восточном направлении от пос. Александрово глинистые породы низов васюганской свиты сменяются преимущественно песчаными образованиями наунакской свиты, накапливавшимися в прибрежно-морских условиях. Здесь отложения среднего келловоя представлены сероцветными песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Породы обогащены углистым детритом и пиритом и по внешнему виду напоминают осадки тюменской свиты. Отличитель-



ной особенностью их является наличие слоисто-полосчатых пород и обогащенность пиритом.

**Оксфордский век.** В оксфорде существовали два этапа осадконакопления, резко отличающихся друг от друга. В нижнем оксфорде сохранился режим осадконакопления, сходный с верхнеюрским. Повсеместно накапливались существенно глинистые породы, которые на востоке входят в состав верхов нижней подсвиги, а на западе — в состав средней подсвиги абалакской свиты. В пределах Александровского мегавала, как и в келловейский век, сохранились прибрежно-морские условия и шло накопление песчано-алевролитовых пород с углистым детритом.

В верхнеоксфордское время режим осадконакопления изменился. На западе изучаемой территории сохранились морские условия, а на востоке режим сменился на прибрежно-морской. Граница смены условий осадконакопления проходит примерно по линии от Тевлинского поднятия через Вачимскую, Быстринскую, Федоровскую, Сургутскую, Очимкинскую структуры и далее на юг продолжается в сторону Густореченского локального поднятия.

К западу от этой линии происходило накопление глинистых осадков средней части абалакской свиты, а к востоку накапливались песчаные породы верхней пачки васюганской свиты. Характерно, что в зоне смены фациальных обстановок наблюдается резкое увеличение мощностей оксфордских песчано-глинистых отложений верхов васюганской свиты. На схеме изменения мощностей и песчаности морских и прибрежно-морских отложений келловей и оксфорда (рис. 3) резко выделяется зона повышенных мощностей васюганской свиты на границе ее перехода в породы абалакской свиты.

По условиям осадконакопления в оксфордский век выделяются три литолого-фациальные зоны.

На западе, на территории Ханты-Мансийской впадины, Салымского, Южно-Балыкского куполовидных поднятий и западного склона Сургутского свода развиты битуминозные черные аргиллиты абалакской свиты с пачкой сероцветных глин внизу. Битуминозные аргиллиты занимают значительную часть разреза оксфордских отложений. С запада на восток по направлению к области развития локосовской пачки роль битуминозных пород возрастает.

Песчаных пластов в разрезе верхнеоксфордских пород первой фациальной зоны нет, однако месторождения нефти могут быть обнаружены. В Усть-Балыкской скв. 61 в битуминозных аргиллитах верхнего оксфорда имеются тонкие прослои алевролитов, насыщенных нефтью. При благоприятных условиях количество таких прослоев может увеличиться и они будут представлять практический интерес.

Вторая фациальная зона совпадает с областью распространения локосовской свиты, которая развита в виде залива, окруженного с юга и запада морскими битуминозными и сероцветными глинистыми породами. Локосовскую свиту слагают морские серые песчаники. Относительная суммарная мощность песчаников, выраженная

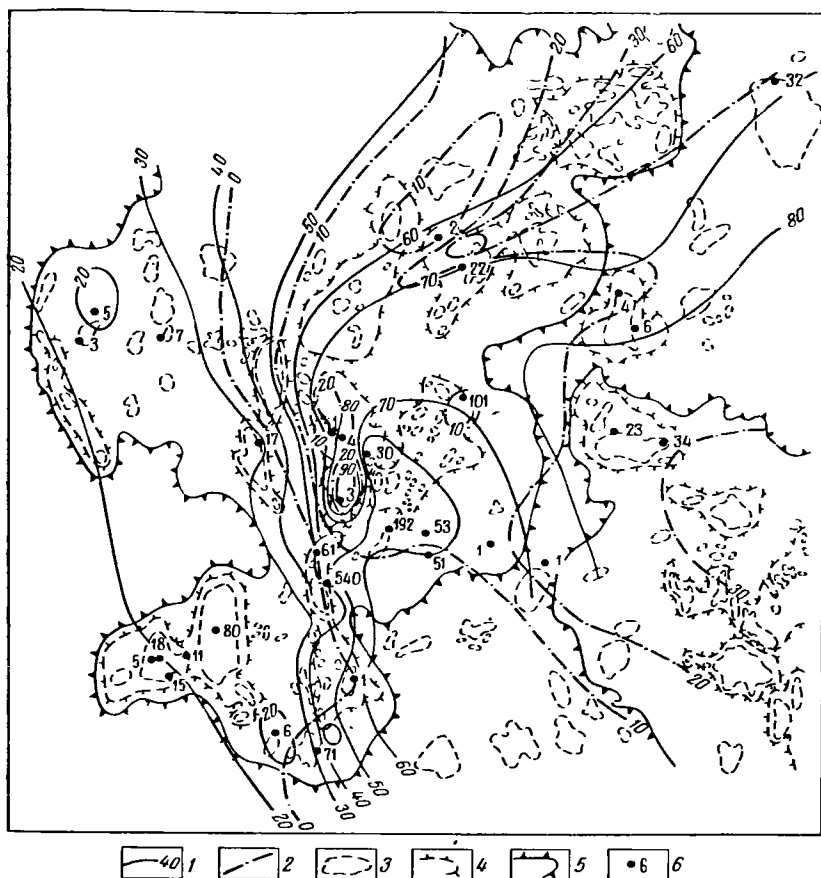


Рис. 3. Схема изопакит и песчаности келловей-мериджских отложений Среднего Приобья.

- |   |                                  |
|---|----------------------------------|
| 1 — изопакиты келловей-мериджских отложений;                | 3 — контуры локальных поднятий;  |
| 2 — изолинии песчаности келловей-мериджских отложений, в %; | 4 — контуры структур II порядка; |
|   | 5 — контуры структур I порядка;  |
|   | 6 — скважины.                    |

в процентах от общей мощности келловей-оксфордских отложений, уменьшается от 40—50% в центральной части распространения свиты до 5—10% на окраинах. В соответствии с распределением суммарной песчаности изменяются и коллекторские свойства пород. Там, где суммарное количество песчаников в разрезе пачки максимальное, открытая пористость песчаников достигает 15—20%, а проницаемость — десятков миллиардср. В зонах перехода локосовских песчаников в глинистые породы открытая пористость их уменьшается до 10—15%.

Распределение песчаников и изменение количества их в пласте не зависит от положения на локальном поднятии, а подчиняется

региональному фактору. Поэтому при поисково-разведочных работах, особенно в окраинных зонах развития локозовской пачки, следует ожидать лучшие коллекторские свойства песчаных пластов на крыльях, обращенных в сторону регионального увеличения суммарного содержания песчаников. На этих же участках возможно обнаружение литологически экранированных залежей.

В верхах локозовской свиты (пласт Ю<sub>1</sub>) нефтяные залежи выявлены на отдельных локальных структурах Каймысовского и Нижневартовского сводоч.

Третья литолого-фациальная зона развита к востоку от второй, в пределах Александровского мегавала и Васюганского свода. Здесь верхнеоксфордские отложения представлены прибрежно-морскими песчаниками и алевролитами с прослоями аргиллитов, залегающими в верхах наунакской свиты. В этих отложениях выявлены нефтяные и газоконденсатные залежи в пределах Александровского мегавала и Васюганского свода.

В верхнеоксфордских отложениях песчаные пласты формировались в условиях мелководного морского бассейна. Выдержанность их по простирацию несколько лучше, чем пластов средней и нижней юры, особенно в зоне перехода в глинистые породы абалакской свиты. По своему петрографическому составу они грауваквовые или кварц-полевопатовые. Цемент часто глинисто-карбонатный, что сказывается на коллекторских свойствах песчаников. Они гораздо хуже, чем у псаммитовых пород с хлоритовым или особенно каолиновым цементом.

Глинистые породы верхнего оксфорда сложены в основном гидрослюдами и смешаннослойными гидрослюдисто-монтмориллонитовыми минералами.

**Кимериджский век.** Вновь отмечается некоторое углубление морского верхнеюрского бассейна седиментации. В это время повсеместно накапливались морские темно-серые и черные, нередко битуминозные глинистые породы. В пределах южной и восточной частей Нижневартовского свода глинистые отложения кимериджа обогащены глауконитом, который встречается либо в виде отдельных примазок и включений, либо реже — в виде маломощных пластов глауконитовых песчаников. Отложения кимериджа в зоне распространения васюганской свиты выделяются в самостоятельную георгиевскую свиту, а западнее входят в состав верхов абалакской свиты.

Георгиевская свита впервые выделена в 1967 г. на Межведомственном стратиграфическом совещании в г. Тюмени. Ранее эти отложения включались в состав марьяновской свиты и описывались под названием нижнемарьяновской пачки. Необходимость выделения сравнительно маломощной пачки глин в ранг самостоятельной свиты продиктована следующими соображениями. Пачка черных морских аргиллитов, залегающая непосредственно под битуминозными аргиллитами баженовской свиты, распространена на громадной территории от Сургута на западе до Парабеля на востоке и до Омска на юге. Под ней залегают разнофациальные отложения верхней

юры — морские и прибрежно-морские породы васюганской и барабинской свит и прибрежно-морские и континентальные осадки наунакской свиты.

Баженовские битуминозные аргиллиты, развитые на площади почти в 1,5 млн. км<sup>2</sup>, настолько литологически обособлены, что выделение их в самостоятельную свиту ни у кого не вызывало сомнения. Тогда подстилающие морские отложения нижнемарьяновской пачки, можно было бы объединить с нижележащими свитами, но этого нельзя было сделать вследствие резкого различия их литологических составов. Рассматривался и другой вариант — объединить эти отложения с баженовской свитой, выделив в ней две подсвиты или пачки. При таком варианте понятие свиты вступает в противоречие с инструкцией Межведомственного стратиграфического комитета СССР (МСК СССР). В восточных и южных районах низменности, там, где развиты васюганская, барабинская и наунакская свиты, возраст баженовской свиты был бы кимеридж-волжский, а в западных районах, где распространена абалакская свита — волжский. При этом в Сургутском районе такую различную датировку возраста баженовской свиты пришлось бы производить буквально по смежным скважинам. Все это послужило основанием для выделения бывшей нижнемарьяновской пачки в самостоятельную георгиевскую свиту. За стратотип этой новой свиты принят разрез Большепереченской опорной скважины.

**Волжский век.** В это время продолжалось дальнейшее углубление морского бассейна. При этом в центральных частях волжского Западно-Сибирского моря установился застойный режим, способствовавший накоплению битуминозных глинистых пород, которые выделяются в баженовскую свиту. На большой территории Среднеобской области отложения волжского яруса представлены черными битуминозными аргиллитами, которые на востоке (начиная с пос. Назино) частично переходят в сероцветные глинистые осадки. Песчаных прослоев в них не встречено. И они рассматриваются как регионально выдержанная водоупорная толща, которая на ряде участков (район развития локозовской пачки) служит крышкой для залежей нефти.

Севернее и восточнее Ларьяка, в волжских отложениях возможно появление песчаных пластов, к которым могут быть приурочены залежи нефти и газа.

Особый интерес представляет зона в пределах юго-западной части Южно-Балыкской группы локальных поднятий, Пойкинского вала, Салымского и Верхнесалымского куполовидных поднятий. Здесь условия осадконакопления были несколько иными, чем на остальной территории Среднеобской нефтегазоносной области. В этой зоне битуминозные породы волжского яруса имеют тонкоплитчатую текстуру, обусловившую появление особого вида коллекторов, в которых наблюдается довольно хорошо выраженная гидродинамическая связь пор вдоль плитчатости и более затрудненная связь по вертикали. К этим коллекторам приурочены нефтяные залежи на Прав-

динском, Салымском и Верхнесалымском месторождениях. Появление плитчатости обусловлено седиментационными причинами, что позволяет не связывать зону распространения коллекторов со структурными условиями. Это в свою очередь позволяет предположить наличие в указанном районе крупной залежи нефти, контролируемой зоной распространения плитчатых битуминозных пород, а не отдельными локальными поднятиями.

## МЕЛОВАЯ СИСТЕМА

В пределах широтного колена Оби в меловой период накапливалась мощная толща песчано-глинистых пород. В разрезе присутствуют отложения обоих отделов меловой системы.

В составе меловой системы в изучаемом районе выделяются мегионская, куломзинская, тарская, вартовская, алымская, покурская, кузнецовская, березовская и ганькинская свиты.

### Нижнемеловой отдел

В составе нижнего мела выделяются берриасский, валанжинский, готеривский, барремский, аптский и альбский ярусы.

Берриасские, валанжинские и готеривские отложения охарактеризованы фауной. Остальные ярусы нижнего мела выделяются по сопоставлению с разрезами других районов низменности.

Отложения нижнего мела включают ахскую, мегионскую, вартовскую, черкашинскую, алымскую свиту и нижнюю и среднюю части покурской свиты. На юго-востоке района верхи мегионской свиты огесчаниваются и здесь выделяются куломзинская и тарская свиты, которые по стратиграфическому объему полностью соответствуют мегионской свите.

**Берриасский век.** По всей территории сохранился морской режим, установившийся в верхней юре. Застойная обстановка волжского века сменилась нормальным морским режимом. По условиям осадконакопления в берриасском веке выделяются два этапа. В первом накапливались однородные морские глинистые отложения. Они объединяются в подачимовскую пачку мегионской или куломзинской свит.

К концу берриаса отмечается некоторое обмеление морского бассейна. Соответственно, почти по всей территории изучаемого района, за исключением крайних северо-западных и восточных участков, шло накопление глинисто-песчаных пород, объединяемых в ачимовскую толщу. В пределах Сургутского свода, Салымских куполовидных поднятий и Юганской впадины накопление песчано-глинистых отложений ачимовской толщи продолжалось и в валанжинский век.

В раннем и среднем берриассе накапливались темно-серые глинистые осадки, которые местами обогащены битуминозным материалом. Они выделяются в подачимовскую пачку мегионской или

куломзинской свиты. Мощность ее 10—40 м. В пределах Среднеобской нефтегазонасыщенной области отложения подачимовской пачки палеонтологически почти не охарактеризованы. По положению в разрезе и сопоставлению с другими районами низменности возраст ее принят нижне-среднеберриасским. Ранее эта пачка входила в состав марьяновской свиты под названием верхнемарьяновской пачки. Но поскольку по литологическому составу породы ее более сходны с мегионскими, нежели с баженовскими, то на Межведомственном совещании в г. Тюмени ее решили включить в состав мегионской свиты.

В позднем берриасе отмечается обмеление морского бассейна, что обусловило смену литологического состава пород в разрезе. В это время происходит накопление песчано-глинистых пород, которые объединяются в ачимовскую толщу. Песчаники ачимовской толщи светло-серые с глинисто-карбонатным и карбонатным цементом, с прослоями крепких известковистых песчаников и аргиллитов. Характерной особенностью толщи является выдержанность по простираанию пластов песчаников и аргиллитов. Отмечается тенденция увеличения суммарной мощности песчаников к сводам локальных поднятий, но это наблюдается не всегда. Мощность пачки 60—95 м.

В ачимовской толще условно выделяются группа пластов  $BC_{19}$  —  $BC_{22}$  в Сургутском и Салымском районах и пласты  $BV_{19}$  —  $BV_{22}$  — в Нижневартовском районе. Граница берриаса и валанжина условно проводится по подошве пластов  $BC_{18}$ — $BV_{18}$ . В песчаных пластах верхов берриасского яруса выявлены залежи нефти в пределах Салымского ( $BC_{21}$ ), Правдинского ( $BC_{19}$ ), Усть-Балыкского ( $BC_{19}$ ) и Аганского ( $BV_{19}$ ) месторождений. Кроме того, на ряде площадей в этих породах зафиксированы нефтепроявления.

**Валанжинский век.** Морской режим сохранился на всей изучаемой территории. В нижнем валанжине отмечается некоторое углубление морского бассейна по сравнению с позднеберриасским. В конце нижнего и верхнем валанжине вновь отмечается обмеление моря.

В валанжине можно выделить четыре этапа осадконакопления.

В начале нижнего валанжина в пределах Сургутского и Салымского нефтеносных районов условия осадконакопления сходны с условиями позднеберриасского времени. Здесь накапливались песчано-глинистые отложения, которые входят в состав ачимовской толщи. Песчаные пласты валанжинской части этой толщи индексируются от  $BC_{16}$  до  $BC_{18}$ . В этих отложениях выявлены залежи нефти в пределах Малобалыкского ( $BC_{17}$ ), Средне-балыкского ( $BC_{16}$ ) и Южно-Балыкского ( $BC_{16}$ ) месторождений. Накапливались эти породы в условиях морского режима. Большое влияние на состав и строение их оказывали подводные течения и тектонический рост локальных поднятий. Последний фактор обусловил дифференциацию гранулометрического состава поступающего в бассейн седиментации обломочного материала, благодаря чему на ряде локальных структур (Сургутская и др.) отмечается наличие в своде их песчаных пластов и быстрое замещение песчаников глинисто-алевролитовыми породами на крыльях.

К востоку от Сургута и Ярсомова песчаники пластов БС<sub>16</sub>—БС<sub>18</sub> замещаются глинисто-алевролитовыми породами. Несмотря на более тонкий состав осадков говорить об углублении в этой зоне морского бассейна вряд ли допустимо, так как по палеотектоническим построениям на восток от Сургута отмечается постепенное сокращение мощности рассматриваемых отложений. По всей вероятности, накопление верхов ачимовской толщи (пласты БС<sub>16</sub>—БС<sub>18</sub>) в пределах Сургутского и Салымского районов связано с наличием мощного подводного палеотечения из более северных районов низменности.

Аналогом верхов ачимовской толщи Сургутского района (пласты БС<sub>16</sub>—БС<sub>18</sub>) в Нижневартовском районе является верхняя пачка нижнемегионской подсвиты (И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов, К. А. Шпильман, 1971).

В середине нижнего валанжина отмечается повсеместное углубление морского бассейна. В это время накапливаются преимущественно глинистые осадки с прослоями одиночных линзовидных песчаников и алевролитов. В Сургутском и Салымском районах эти отложения составляют очимкинскую пачку мегионской свиты. К востоку от Сургута они выделены в среднюю подсвиту мегионской свиты, а на юго-востоке района входят в состав нижней пачки верхнекуломзинской и верхней пачки нижнекуломзинской подсвит.

Очимкинская пачка мегионской свиты сложена темно-серыми глинами, среди которых в некоторых разрезах бессистемно появляются пласты песчаников. Наиболее выдержанный пласт залегает в кровле пачки. Он прослеживается почти на всей площади Южно-Балыкской группы поднятий. Песчаники светло-серые и серые, часто с известковистым цементом, мелкозернистые. Условно песчаными пластам этой пачки присвоены индексы от БС<sub>13</sub> до БС<sub>15</sub>. Мощность пачки 50—170 м. В отложениях пачки встречены аммониты верхневаланжинского возраста, а также валанжинские спорово-пыльцевые комплексы. На Межведомственном стратиграфическом совещании в г. Тюмени в 1967 г. и на палеонтологических коллоквиумах специально обсуждался вопрос определения аммонитов, найденных в очимкинской пачке. Совещание пришло к выводу о необходимости пересмотра этого определения, так как описываемые отложения коррелируются с куломзинской свитой, в которой определены довольно многочисленные средне- и нижневаланжинские аммониты. Следовательно, возраст очимкинской пачки в соответствии с унифицированной стратиграфической схемой 1967 г. принимается нижневаланжинским.

В Нижневартовском и смежных с ним районах на юге и севере в середине нижнего валанжина отмечается значительное опесчанивание разреза, которое увеличивается в восточном и северном направлениях. Одновременно появляются выдержанные по простиранию пласты песчаников, перекрытые однородными глинистыми породами, играющими роль зональной покрывки. Наиболее выдержанным является пласт БВ<sub>10</sub>, в котором выявлены нефтяные залежи

в пределах Вартовско-Советского, Самотлорского и Оленкинского месторождений.

В верхах нижнего и низах верхнего валанжина происходит обмеление морского бассейна. В Сургутском районе и в восточной части Салымского района отложения этого времени выделяются в южнобалыкскую пачку, на большей части Нижневартовского района — в нижнюю пачку верхнемегионской подсвиты, а на юге Нижневартовского района — в тарскую свиту.

Южнобалыкская пачка представлена чередованием глин и песчаников с преобладанием последних. Песчаники серые и светло-серые с глинистым и глинисто-известковым цементом, мелкозернистые. Песчаные пласты не выдержаны по простирацию и часто замещаются глинами. Наиболее выдержанным является пласт  $BC_{10}$ , залегающий в кровле пачки. Однако и он прослеживается не повсеместно, замещаясь глинами в своде Усть-Балыкской площади, на Малобалыкском месторождении и в некоторых других разрезах. Песчаным пластам южнобалыкской пачки условно присвоены индексы от  $BC_{10}$  до  $BC_{11}$ . Мощность пачки 50—20 м. В ней определены верхневаланжинские аммониты, валанжинские фораминиферы и спорово-пыльцевые спектры. На основании этих данных принимаем возраст пачки верхневаланжинским, частично нижеготеривским.

В пределах Нижневартовского района в отложениях рассматриваемого возраста суммарное количество песчаных пластов не увеличивается, но они становятся более выдержанными по простирацию. Наибольшим распространением пользуется пласт  $BV_8$ , к которому приурочены нефтяные залежи в пределах Самотлорского, Мегионского, Аганского, Ватинского и Северо-Покурского месторождений.

Над пластом  $BC_{10}$  на западе и над пластом  $BV_8$  — на востоке выделяется пачка серых и темно-серых глинистых пород, которая в Сургутском районе названа чеускинской, а в Нижневартовском — верхней пачкой верхнемегионской подсвиты. В южной части Нижневартовского свода эта пачка глин опесчанивается, вследствие чего выделяется группа сближенных песчаных пластов, объединяемых в тарскую свиту. Последняя сложена светло-серыми и серыми полимиктовыми песчаниками с прослоями алевролитов и глин. В песчаниках цемент глинистый и карбонатно-глинистый. Породы формировались в прибрежно-морских условиях. На крайнем западе рассматриваемого района, в пределах западной части Салымского района отложения верхов нижнего и низов верхнего валанжина представлены преимущественно глинистыми породами низов нижней пачки верхнеахской подсвиты.

Таким образом, с востока на запад отмечается постепенное замещение песчаного разреза тарской свиты глинисто-песчаными образованиями верхов мегионской свиты и преимущественно глинистыми породами ахской свиты.

В деталях такая схема замещения может быть прослежена на примере изменения литологии пластов  $BV_8$  —  $BC_{10}$ . На Нижневар-



товском своде пласт  $БВ_8$  более или менее однороден и выдержан по простираанию. В пределах Сургутского свода аналогом пласта  $БВ_8$  является пласт  $БС_{10}$ . Он распространен повсеместно, замещается глинами в своде Усть-Балыкской площади, на Малобалыкском месторождении и в некоторых других разрезах.

Верхняя граница пласта  $БС_{10}$  прослеживается почти на всей территории свода, где он развиг в песчаных фациях. Нижняя граница его невыдержанна. В ряде разрезов эффективная мощность песчаников пласта  $БС_{10}$  составляет всего 3—5 м, в других она увеличивается до 44 м. При этом каких-либо выдержанных по простираанию пропластков песчаников или глин в этом песчаном горизонте нет. На Мамонтовском поднятии такие прослои аргиллитов появляются, в этом случае песчаники южнобалыкской пачки условно подразделены на несколько пластов:  $БС_{10}$ ,  $БС_{11}$  и  $БС_{12}$ . Однако за пределами этого поднятия такое расчленение, как правило, произвести невозможно, и все песчаники, появляющиеся в кровле южнобалыкской пачки, индексируются пластом  $БС_{10}$ , хотя по анализу мощностей не вызывает сомнений, что во многих случаях в этот горизонт включен и пласт  $БС_{11}$ , выделяемый на Мамонтовской площади.

В песчаных фациях пласт  $БС_{10}$  развит повсеместно. Каких-либо закономерностей в его развитии намечать пока не представляется возможным. Можно лишь говорить о региональной закономерности — в западном направлении песчаники постепенно замещаются глинами. Однако граница этого замещения не контролируется ни современным, ни палеоструктурным планами, и установить ее точное географическое положение без бурения пока невозможно.

В юго-восточном направлении намечается увеличение количества песчаников в южнобалыкской пачке, которая за пределами свода входит в состав преимущественно песчаной тарской свиты.

Можно предполагать, что в северной части свода также будет наблюдаться увеличение количества песчаного материала. Это предположение основывается на сопоставлении разрезов Сургутского свода с разрезами скважин Пурпейского и Тазовского сводов, где появляется мощная песчаная толща осадков, охватывающая возрастную интервал от верхов валанжипа до сеномана включительно.

Для установления общих тенденций к глинизации или опесчаниванию пласта  $БС_{10}$  для южной части Сургутского свода составлена карта песчаности, отражающая изменение процентного содержания песчаников (см. рис. 3). Поскольку нижнюю границу пласта невозможно однозначно установить в большинстве случаев, процент содержания песчаников во всех разрезах подсчитывается в условно взятом интервале 30-метровой мощности.

На Правдинском совещании по индексации пластов в 1965 г. за стратотип пласта  $БС_{10}$  принят разрез его в скв. 62 Усть-Балыкской площади. Поэтому все особенности изменения строения и состава этого пласта будем сравнивать со стратотипическим разрезом. В скв. 62 пласт  $БС_{10}$  представлен алевrolитами с небольшими линзами

и прослоями песчаников. Общая мощность пласта 13 м. На север от скв. 62 постепенно исчезают все песчаные прослои, и отложения, соответствующие по возрасту пласту БС<sub>10</sub>, представлены алевролитами и глинами с прослоями глинистых известняков. Эта глинистая зона охватывает сводовую часть юга Усть-Балыкского поднятия и почти весь его север. На Западном крыле этого поднятия в кровле южнобалыкской пачки вновь появляются песчаники. К югу и востоку от зоны преимущественно глинистых пород в своде Усть-Балыкского поднятия, примерно на 5—6 м ниже кровли южнобалыкской пачки, вновь появляются прослои песчаников, количество которых постепенно увеличивается по направлению к Очимкинской площади, где суммарное содержание песчаников достигает 60—70% (рис. 4).

Граница замещения песчаников глинами от южной части Усть-Балыкского поднятия протягивается в северо-восточном направлении. Глинистая зона захватывает юго-восточную часть Быстринского, западный склон Западно-Сургутского и южную часть Вершинного поднятий. За пределами этой зоны вновь встречаются песчаные пласты. Но они также не имеют сплошного распространения. Глинистые зоны появляются в восточной части Западно-Сургутской структуры, на юге Северо-Сургутского поднятия, в районе скв. 3 Вынгинской площади и др. (см. рис. 3).

Петрографический состав песчаников, слагающих описанные выше пласты мегионской свиты, довольно однородный. Преимущественно это песчаники граувакковые и аркозовые с содержанием кварца 25—30%, полевых шпатов 55—75%, обломков различных пород 20—40%. Наиболее глинистые разновидности песчаников содержат до 5% слюды. Содержание глинистого цемента меняется в довольно широких пределах, представлен он каолинитом, хлоритом и смешаннослойными монтмориллонит-гидрослюдистыми минералами, образующими пленочный, поровый и редко базальный типы цементации. Довольно часто песчаники цементируются кальцитом, количество которого в таких случаях достигает 30—40%. Как правило, вниз по разрезу увеличивается роль песчаников с кальцитовым цементом.

Песчаники подвержены эпигенетическим изменениям, интенсивность которых возрастает с глубиной залегания пластов, что в определенной степени ухудшает их коллекторские свойства и главным образом — проницаемость. Это иллюстрируется исследованием пород из интервала 2400—2500 м.

Из табл. 2 по коэффициентам корреляции видно, что медианный размер зерен песчаников не влияет на проницаемость. Коэффициенты парной и частной корреляции между этими признаками низки и незначимы, хотя и подчеркивают тенденцию некоторого увеличения проницаемости с ростом медиан. Несколько более высокие коэффициенты как парной, так и частной корреляции (соответственно — 0,38 и —0,32) наблюдаются между проницаемостью и количеством выпукло-вогнутых межзерновых контактов. Связь эта отрицательная, т. е. проницаемость песчаников ухудшается по мере более плотной вторичной упаковки обломочного материала. Этим в основном

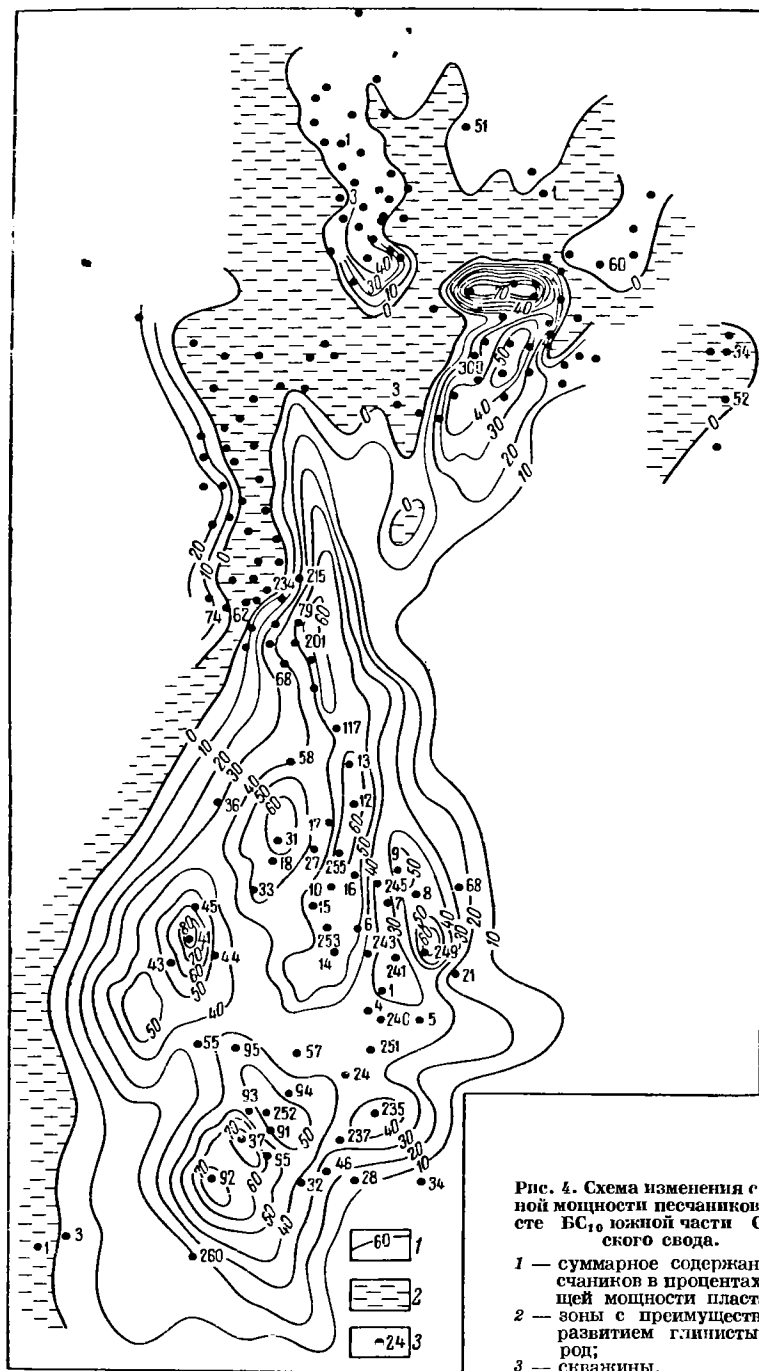


Рис. 4. Схема изменения суммарной мощности песчаников в пласте БС<sub>16</sub> южной части Сургутского свода.

- 1 — суммарное содержание песчаников в процентах от общей мощности пласта;
- 2 — зоны с преимущественным развитием глинистых пород;
- 3 — скважины.

Коэффициенты корреляции между проницаемостью, эпигенетическими и седиментационными параметрами пород мегнионской свиты

Признаки	Проницаемость	Медианные размеры обломочных зерен	Количество выпукло-вогнутых межзерновых контактов	Количество регенерированных зерен кварца и полевых шпатов	Количество цемента	Расстояние от свода структуры	Множественный коэффициент корреляции
Проницаемость	1,00	$\frac{0,32}{0,20}$	$\frac{-0,38}{-0,32}$	$\frac{-0,54}{0,64}$	$\frac{-0,26}{-0,40}$	$\frac{0,45}{0,37}$	0,77
Медианные размеры обломочных зерен		1,00	$\frac{-0,08}{0,08}$	$\frac{-0,42}{0,47}$	$\frac{-0,23}{-0,28}$	$\frac{0,46}{0,51}$	
Количество выпукло-вогнутых межзерновых контактов			1,00	$\frac{0,01}{0,19}$	$\frac{-0,06}{-0,20}$	$\frac{-0,49}{-0,36}$	0,59
Количество регенерированных зерен кварца и полевых шпатов				1,00	$\frac{0,004}{0,34}$	$\frac{0,07}{-0,34}$	0,73
Количество цемента					1,00	$\frac{-0,1}{0,13}$	0,37
Расстояние от свода структуры						1,00	0,71

Примечание. В числителе — парные, в знаменателе — частные коэффициенты корреляции.

обуславливаются низкие значения проницаемости песчаников ачимовской толщи, которые редко превышают 60—100 мД.

Начавшееся обмеление морского бассейна в начале верхнего валанжина прогрессировало до конца валанжинского века. При этом наметившаяся тенденция более быстрого подъема восточных районов по сравнению с западными сохранилась.

В верхах верхнего валанжина по условиям осадконакопления выделяются три зоны. В крайней западной зоне, охватывающей запад Салымского района, происходило накопление существенно глинистых пород верхов нижней пачки верхнеахской подсвиты.

В пределах второй зоны, охватывающей Сургутский свод, часть Салымского района и север Юганской впадины, накапливались песчано-глинистые отложения. Песчаные пласты в этой зоне выдержаны по простиранию на значительное расстояние. Им присвоены индексы от БС<sub>6</sub> до БС<sub>7</sub> и они объединены в тепловскую пачку вартовской свиты. Порода накапливались в прибрежно-морских условиях.

Пласт БС<sub>9</sub> развит неовсеместно. Представлен он мелкозернистыми песчаниками мощностью 8—10 м, перекрывается глинами с прослоями алевролигов и песчаников. На большей части территории Сургутского свода глинистая покрывка над пластом БС<sub>9</sub> опес-

чанена, и он объединяется с пластом БС<sub>8</sub>. Полное замещение глинами отмечается на Вынгинском, Минчимкинском, Лянторском и Сургутском поднятиях. Глинизация пласта отмечается также на восточном склоне Усть-Балыкского поднятия. На Пойкинской площади пласт БС<sub>9</sub> развит только по склонам поднятия в виде линз песчаников мощностью 3—20 м.

Пласт БС<sub>8</sub> представлен чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников с преобладанием последних. Общая мощность пласта 12—40 м, эффективная мощность 18—25 м. К северо-западу от г. Нефтеюганска отмечается постепенное увеличение в составе пласта глинистого материала. На Лянторском поднятии эффективная мощность его сокращается до 9—10 м. На Малобалыкском поднятии в Крыльевой скв. 3 он сложен песчаниками мощностью 32 м, а по направлению к своду полностью замещается аргиллитами. На Пойкинском локальном поднятии в песчаных фациях пласт БС<sub>8</sub> развит не повсеместно. В сводовой части структуры он замещен глинами, а на крыльях и в отдельных ложбинах между структурными осложнениями свода появляется в виде сложно построенной песчано-алевролитовой толщи или в виде отдельных линз песчаников и алевролитов.

Пласт БС<sub>7</sub> залегает в верхней части правдинской пачки вартовской свиты. Существуют три типа разрезов этого пласта. В пределах Пимского вала он представлен алевролитами, которые местами переходят в песчаники мощностью 2—3 м. К востоку от Пойкинского вала он сложен серыми мелкозернистыми песчаниками. На западном склоне Пимского вала пласт как самостоятельное стратиграфическое тело не прослеживается. Отложения, соответствующие этому пласту по возрасту, представлены аргиллитами, в которых спорадически появляются линзы мощностью до 3—4 м.

В пределах Нижневартовского свода пластам БС<sub>9</sub> — БС<sub>7</sub> соответствуют БВ<sub>7</sub> — БВ<sub>6</sub>, которые входят в состав северопокурской пачки и низов ватинской пачки нижневартовской подсвиты. Эти пласты здесь невыдержаны по простиранию и образуют единую гидродинамически связанную систему. Породы, разделяющие песчаные пласты, сложены серыми и зеленовато-серыми глинами, иногда переполненными пеллециподами типа цирен, которые указывают на мелководные прибрежно-морские или лагунные условия осадконакопления. В северо-западной части Нижневартовского свода и к северу от него режим осадконакопления вновь сменяется на морской. Здесь появляются выдержанные по простиранию песчаные пласты (БВ<sub>6</sub>) и перекрывающие их глинистые породы. К пласту БВ<sub>6</sub> на Локосовском, Северо-Покурском, Ватинском и Варь-Еганском месторождениях приурочены залежи нефти.

Третья зона охватывает территорию южной части Нижневартовского и Каймысовский свод. Здесь отложения верхов верхнего валанижина входят в состав верхней части кондинской свиты, представленной зеленоцветными, местами пестроцветными, комковатыми глинами, накапливающимися в лагунной обстановке. Характерно для этого типа разреза резкое сокращение песчаного материала.

**Готеривский век.** В готериве происходит дальнейшее обмеление морского бассейна. В этом веке можно выделить три этапа осадко-накопления.

В низах нижнего готерива накапливались морские, прибрежно-морские и лагунные осадки. На крайнем западе шло накопление морских темно-серых глинистых пород с прослоями алевролитов и линзами песчаников устьбалыкской пачки ахской свиты. В пределах Сургутского свода накапливались песчано-глинистые породы в прибрежно-морских условиях. Эти отложения объединяются в устьбалыкскую пачку нижевартовской подсвиты. Характерно наличие выдержанных по простиранию песчаных пластов и разделяющих их глинистых пород. В разрезе этой пачки выделяются пласты от БС<sub>1</sub> вверху до БС<sub>6</sub> в основании пачки.

Пласт БС<sub>6</sub> в пределах Сургутского свода распространен повсеместно и представлен средне- и мелкозернистыми песчаниками с глинистым и известняково-глинистым цементом, с прослоями известняков. Кровля пласта не всегда стратиграфически выдержана. Песчаники здесь часто замещаются алевролитами и аргиллитами. Мощность пласта 20—25 м. Начиная с южной части Усть-Балыкского поднятия, в северном направлении суммарная мощность песчаников несколько уменьшается за счет глинизации кровли пласта. В северо-западной части свода (Лянторская площадь) пласт БС<sub>6</sub> полностью замещается глинами. Аналогичная картина отмечается на южном склоне Западно-Сургутского поднятия, где пласт замещен алевролитами и аргиллитами.

Пласт БС<sub>5</sub> представлен песчаниками серыми, мелкозернистыми, с известковисто-глинистым цементом. Встречаются единичные прослой глины и алевролитов. Мощность его 15—20 м. На север и восток от Усть-Балыкской площади мощность песчаников увеличивается до 20 м вследствие опесчанивания перекрывающих глин. Соответственно мощность покрывки здесь сокращается до 2—5 м. В западном направлении отмечается общая глинизация. На Лянторском локальном поднятии отложения, сопоставляемые с пластом БС<sub>5</sub>, представлены аргиллитами с одиночными прослоями песчаников и алевролитов мощностью 4—6 м. На Пойкинском поднятии в песчаных фациях пласт БС<sub>5</sub> развит в основном в приподнятых участках поднятия. На крыльях он глинизируется.

Пласт БС<sub>4</sub> распространен на всей изученной территории Сургутского свода, за исключением юго-восточной части (Сургутская площадь). Он сложен светло-серыми, мелко- и среднезернистыми песчаниками с глинистым цементом. Мощность пласта от 5—6 до 10—15 м. В южной части свода (включая и Пойкинский вал) он развит в виде однородного пласта мощностью до 10 м. К северу от Усть-Балыкской площади мощность его увеличивается до 15 м за счет опесчанивания подстилающих глин. В юго-восточной части Сургутского свода, где песчаники пласта БС<sub>4</sub> замещаются глинистыми породами, мощность его резко изменяется. В пределах Западно-Сургутской структуры на западном ее склоне пласт БС<sub>4</sub>

или отсутствует, или с ним можно отождествлять отдельные невыдержанные по простиранию линзы песчаников мощностью 2—3 м. В северной части этой же структуры мощность его увеличивается до 6—10 м, а мощность перекрывающих глин сокращается до 2—3 м.

Пласт  $BC_{2-3}$  в песчаных фациях развит на большей части территории Сургутского свода. В ряде скважин на Усть-Балыкской площади в низах пласта появляется пропласток глин мощностью 2—3 м, который разделяет песчаный пласт на две части — верхнюю мощностью до 15 м и нижнюю мощностью 1—3 м. Это послужило основанием для выделения пласта  $BC_3$ . В последующем выяснилось, что глинистая перемычка распротранена на ограниченной площади, и пласты  $BC_2$  и  $BC_3$  объединили.

Пласт  $BC_{2-3}$  представлен песчаниками светло-серыми, мелко-среднезернистыми с глинистым цементом, иногда с прослоями песчаников, сцементированных кальцитовым цементом. На Усть-Балыкской площади в кровле пласта имеются плоские окатанные гальки серых аргиллитов. Мощность пласта от 10 до 20 м.

Строение пласта  $BC_{2-3}$  не везде одинаковое. В пределах Усть-Балыкской, Быстринской, Каркатеевской и Тепловской площадей он представлен однородным песчаным телом с выдержанными по простиранию кровлей и подошвой. К востоку и северо-востоку от этой зоны уже в пределах Западно-Сургутской площади условия накопления пласта становятся менее стабильными. Появляются прослои аргиллитов, глинизируется кровля или подошва, а местами происходит опесчанивание вышележащей глинистой крыши, и пласт  $BC_{2-3}$  объединяется с пластом  $BC_1$  в единое литологическое тело. За счет глинизации подошвы пласта эффективная мощность его сокращается до 4 м. Наиболее интенсивная глинизация отмечается на юго-восточном склоне Западно-Сургутского поднятия. В скв. 175 он почти полностью замещается аргиллитами и алевролитами. Далее на юго-восток от этой скважины, уже в пределах Сургутской площади песчаники пласта  $BC_{2-3}$  замещаются алевролитами и аргиллитами. К югу от Усть-Балыкской площади пласт также становится менее однородным. В нем появляются прослои аргиллитов, а местами (скв. 91 Южно-Балыкская) он объединяется с пластом  $BC_1$ . К западу от Усть-Балыкской площади происходит глинизация пласта  $BC_{2-3}$ . Уже в скв. 86 Усть-Балыкского поднятия он замещается алевролитами. На Лянторской площади пласт в песчаных фациях развит на юго-восточном склоне поднятия (скв. 12). По направлению к своду, в скв. 1 и 10, он полностью замещен аргиллитами. На Пойкинском валу пласт  $BC_{2-3}$  отсутствует, замещаясь глинами с одиночными линзами песчаников мощностью 2—5 м.

Пласт  $BC_1$  распространен в песчаных фациях почти на всей территории Сургутского свода. Он представлен светло-серыми песчаниками. На Усть-Балыкской площади в подошве его встречены плоские окатанные гальки аргиллитов диаметром до 1 см. В кровле иногда залегает прослой (около 20 см) зеленоватого алевролита с включениями угловатых зерен кварца. Мощность пласта 10—

15 м. В северном направлении отмечается глинизация подошвы пласта. В северной части Западно-Сургутского поднятия за счет глинизации подошвы пласта эффективная мощность его сокращается до 3—4 м. Аналогичная картина отмечается на Вершинной, Рускинской площадях и склонах Солкинского структурного осложнения Усть-Балыкского поднятия. К востоку от Усть-Балыкской площади пласт БС<sub>1</sub> становится менее однородным. Местами он полностью замещается алевролитами и аргиллитами (скв. 183 Западно-Сургутская), в нем появляются прослой глинистых пород мощностью до 1—2 м. На Сургутской площади пласт БС<sub>1</sub> как выдержанное песчаное тело исчезает. Отложения, соответствующие ему по возрасту, представлены здесь аргиллитами, среди которых спорадически появляются прослой песчаников.

К югу от Усть-Балыкской площади в пласте БС<sub>1</sub> встречаются прослой аргиллитов, подошва его становится не всегда стратиграфически выдержанной, даже в пределах одной площади. Количество глинистых прослоев увеличивается в юго-западном направлении. На Малобалыкской площади пласт почти полностью заглинизирован.

В зоне, где происходит замещение песчаников пласта БС<sub>1</sub> глинистыми породами, проявляется связь литологического состава его с ростом локальных поднятий. На Лянторской и Тепловской структурах от крыльев к своду эффективная мощность песчаников уменьшается от 10—15 до 1—4 м вследствие появления прослоев глинистых пород. Несколько иная закономерность намечается в пределах Правдинской площади, где пласт глинизируется на крыльях.

Пласты БС<sub>1</sub> и БС<sub>2</sub> регионально нефтеносны. В связи с этим особое значение приобретает оценка площади их сплошного распространения и направление общей глинизации. С этой целью был произведен анализ изменения суммарной мощности песчаников в процентах от общей мощности в интервале от кровли пласта БС<sub>1</sub> до подошвы пласта БС<sub>3</sub>. В западном направлении, в сторону Пойкинского вала, происходит общая глинизация этих пластов и постепенное замещение песчаников глинами. Некоторое снижение относительного содержания песчаников отмечается для района Сургутской площади.

На остальной изученной территории Сургутского свода отмечается тесная связь между изменением песчаности и современным структурным планом — по направлению к сводам как локальных поднятий, так и валов увеличивается относительное содержание песчаников и, наоборот, в направлении к впадинам наблюдается глинизация. Такая связь песчаности с современным структурным планом имеет большое практическое значение для оценки нефтеносности северо-западных склонов свода. В соответствии с этими данными намечавшаяся глинизация на севере Минчимкинского поднятия не отражает регионального направления глинизации, а связана с влиянием Аюшчинской впадины. В северном направлении вновь должны появиться песчаники с хорошими коллекторскими свойствами. Минеральный состав песчаников нижневартовской под-



свиты мало чем отличается от минерального состава песчаников мегонской свиты. Можно лишь констатировать некоторое уменьшение количества обломков пород в составе легкой фракции.

Гранулометрически песчаники чаще мелко- и реже среднезернистые с хорошей отсортированностью обломочного материала. Обычно содержание в них глинистой фракции незначительно. Все это обуславливает сравнительно высокие фильтрационные свойства коллекторов. Эти свойства предопределяются главным образом седиментационными особенностями, так как они сравнительно слабо затронуты вторичными изменениями. Это можно проиллюстрировать данными статистической обработки ряда параметров песчаников, залегающих в интервале 2000—2200 м. Между проницаемостью песчаников, изменяющейся в пределах 120—1000 мД, количеством межзерновых выпукло-вогнутых контактов, количеством регенерированных зерен кварца, полевых шпатов, содержанием глинистого цемента и медианными размерами слагающих песчаники зерен устанавливается определенная взаимосвязь.

Коэффициенты множественной корреляции между этими признаками значимо отличны от нуля и меняются в пределах 0,34—0,80 (табл. 3). Причем наиболее высокий множественный коэффициент корреляции (0,80) характерен для связи медианного размера зерен со всеми остальными признаками, в том числе и с проницаемостью. Наиболее тесная двойственная зависимость фиксируется опять-таки между медианным размером и проницаемостью (первый коэффициент корреляции 0,60, а частный, при фиксированных прочих параметрах 0,63). Поэтому надо полагать, что для рассматриваемых глубин залегания песчаников седиментационная их характеристика (медианный размер зерен) предопределяет в основном проницаемость пород. Эпигенетические преобразования и, в частности, взаимное приспособление обломочных зерен друг к другу незначительны и не влияют на снижение проницаемости. Парные и частные коэффициенты корреляции между проницаемостью и количеством выпукло-вогнутых контактов очень низки.

В рассматриваемых пластах нефтяные залежи выявлены в пределах Южно-Балыкского (БС<sub>1</sub>), Тепловского (БС<sub>8</sub>, БС<sub>6</sub>), Правдинского (БС<sub>7</sub>, БС<sub>8</sub>, БС<sub>4</sub>), Салымского (БС<sub>6</sub>), Среднесалымского (БС<sub>8</sub>), Мамонтовского (БС<sub>8</sub>), Усть-Балыкского (БС<sub>9</sub>, БС<sub>8</sub>, БС<sub>5</sub>, БС<sub>4</sub>, БС<sub>2-3</sub> и БС<sub>1</sub>), Западно-Сургутского (БС<sub>4</sub>, БС<sub>2-3</sub>, БС<sub>1</sub>), Северо-Сургутского (БС<sub>1</sub>), Сайгатинского (БС<sub>1</sub>), Федоровского (БС<sub>2-3</sub>, БС<sub>1</sub>) и Быстринского (БС<sub>2-3</sub>, БС<sub>1</sub>) месторождений.

К востоку от Сургутского свода разрез низов нижнего готерива существенно меняется. Здесь эти отложения слагают большую среднюю часть ватинской пачки вартовской свиты. Пачка представлена линзовидным переслаиванием зеленых комковатых глин и серых песчаников. Пласты песчаников гидродинамически связаны между собой за счет многочисленных литологических окон. Соответственно в этих отложениях отмечены нефтепроявления, но крупных залежей нефти и газа не выявлено. Пластам низов готерива Нижневартовского

**Коэффициенты корреляции между проницаемостью, эпитгенетическими и седиментационными параметрами обломочных пород-коллекторов устьбалыкской пачки вартовской свиты Сургутского свода**

Признаки	Проницаемость	Медианные размеры обломочных зерен	Количество выпукло-вогнутых межзерновых контактов	Количество регенерированных зерен кварца и полевых шпатов	Количество цемента	Расстояние от свода структуры	Множественный коэффициент корреляции
Проницаемость	1,00	$\frac{0,60}{0,63}$	$\frac{0,08}{-0,3}$	$\frac{-0,24}{-0,48}$	$\frac{0,08}{0,03}$	$\frac{-0,204}{-0,17}$	0,70
Медианные размеры обломочных зерен		1,00	$\frac{0,57}{0,53}$	$\frac{-0,08}{-0,04}$	$\frac{-0,43}{0,20}$	$\frac{-0,05}{-0,063}$	0,80
Количество выпукло-вогнутых межзерновых контактов			1,00	$\frac{0,14}{0,16}$	$\frac{0,52}{0,31}$	$\frac{0,08}{0,03}$	0,70
Количество регенерированных зерен кварца и полевых шпатов				1,00	$\frac{0,004}{0,006}$	$\frac{-0,11}{-0,18}$	0,34
Количество цемента					1,00	$\frac{0,34}{0,37}$	0,63
Расстояние от свода структуры						1,00	0,46

Примечание. В числителе — парные, в знаменателе — частные коэффициенты корреляции.

свода и примыкающих к нему склонов впадин условно присвоены индексы от БВ<sub>1</sub> до БВ<sub>4</sub>. В южном направлении от Нижневартовского свода количество песчаного материала уменьшается, а глинистые породы приобретают пестрые тона. Здесь эти отложения выделяются в составе верхов киялинской свиты.

В конце нижнего готерива произошла трансгрессия моря. В пределах западной части изучаемого района (Юганская впадина, Сургутский и Салымский районы) в этот период накапливались в нормальной морской обстановке тонкоотмученные темно-серые глины пимской пачки вартовской свиты. В составе глинистых минералов этой пачки преобладают смешанослойные гидрослюдасто-монтмориллонитовые образования, монтмориллонит. Реже встречаются хлорит, гидрослюда и каолинит. На Нижневартовском своде сохранилась лишь верхняя часть пимской пачки. Низы ее опесчанены и содержат невыдержанные линзовидные тела серых и зеленовато-серых песчаников, в которых местами зафиксированы нефтепроявления (Ватинская площадь). Здесь породы уже накапливались в прибрежно-морских условиях. Глины имеют зеленоватый оттенок.

К югу от Нижневартовского свода прибрежно-морские условия осадконакопления сменяются лагунными, где идет накопление зеленоцветных глинистых пород с прослоями алевролитов и песчаников.

Верхнеготеривское время характеризуется по сравнению с верхами нижнего готерива обмелением морского бассейна. Условно к верхнему готериву относятся низы нижней пачки верхневартовской подсвиты на Сургутском своде и в восточной части Салымского района и почти вся нижняя пачка верхневартовской подсвиты на Нижневартовском своде. В этих пачках выделяются пласты  $AC_{11}$ — $AC_{12}$  в Сургутском районе и пласты  $AB_7$ ,  $AB_8$  на Нижневартовском своде. В западной части Салымского района к верхнему готериву относится большая часть нижней подсвиты черкашинской свигы. В пределах Каймысовского свода эти отложения входят в состав киялинской свиты.

По условиям осадконакопления отложения верхнего готерива разделяются на четыре зоны. Первая зона расположена в западной и северо-западной частях изучаемого района, на границе перехода низов верхневартовской и черкашинской свит в фроловскую свиту. Отложения здесь представлены чередованием песчаников и серых морских глин. Пласты песчаников и перекрывающие их глинистые породы иногда выдержаны в пределах одной локальной структуры. В пределах этой зоны небольшие нефтяные залежи выявлены на Верхнесалымском ( $AC_{11}$ ,  $AC_{10}$ ), Салымском ( $AC_{13}$ ,  $AC_{11}$ ) и Правдинском ( $AC_{11}$ ) месторождениях.

Вторая зона охватывает Сургутский свод и примыкающие к нему районы Юганской впадины. Отложения верхнего готерива здесь представлены чередованием сероцветных песчаников и глин с прослоями зеленоцветных глинистых пород. В северном направлении количество зеленоцветных пород уменьшается. Проницаемые породы имеют линзовидное строение и гидродинамически связаны между собой. Отложения накапливались в прибрежно-морских условиях. Залежей нефти и газа в этой зоне не выявлено.

Третья зона охватывает Нижневартовский свод и примыкающие к нему склоны Юганской впадины и Колтогорского прогиба. Породы верхнего готерива здесь представлены линзовидным переслаиванием песчаников и зеленых глин. Встречаются прослой блеклых пестроцветных глинистых пород. Проницаемые породы гидродинамически связаны между собой. Залежей нефти и газа здесь не выявлено. Осадконакопление происходило в прибрежно-морских и лагунных условиях.

Четвертая зона охватывает районы Каймысовского свода и прилегающие склоны Юганской впадины. Отложения верхнего готерива здесь состоят из пестроцветных глин с прослоями песчаников. Осадконакопление происходило в лагунных условиях. Залежей нефти и газа не выявлено.

**Барремский век.** В это время произошло дальнейшее обмеление бассейна седиментации. В западной части района барремские

отложения входят в состав верхней и частично нижней подсвиты черкашинской свиты и большей части верхней подсвиты вартовской свиты. Условно в разрезе этих подсвит выделяются проницаемые пласты от АС<sub>4</sub> до АС<sub>10</sub> в Сургутском своде. В пределах Нижневартковского свода барремские отложения слагают большую часть разреза верхней подсвиты вартовской свиты. Здесь также условно выделены проницаемые пласты от АВ<sub>2</sub> до АВ<sub>8</sub>. В пределах Каймысовского свода породы баррема входят в состав киялинской свиты.

Отложения баррема почти на всей изучаемой территории представлены линзовидным чередованием песчаников, алевролитов и зеленых глин. Пласты песчаников гидродинамически связаны между собой. Лишь в северо-западной и северной частях Сургутского свода разрез барремского яруса становится более мористым. Здесь исчезает зеленоватый оттенок глинистых пород, появляются прослой морских отложений, отдельные пласты в которых иногда выдержаны по простиранию на значительной территории. Примером может служить маломощная глинистая пачка (5—12 м) над пластом АС<sub>7</sub>, которая прослеживается почти по всей северной половине Сургутского свода к северу от Усть-Балыкского и к западу от Западно-Сургутского локальных поднятий. На остальной территории породы накапливались в прибрежно-морских и лагунных условиях. При этом к югу от Нижневартковского свода лагунные условия осадконакопления преобладают. Соответственно здесь породы баррема представлены пестроцветными глинами с прослоями песчаников, которые входят в состав верхов киялинской свиты.

В отложениях баррема нефтяные и нефтегазовые залежи выявлены в пределах Малобалыкского (АС<sub>5-6</sub>, АС<sub>4</sub>), Мамонтовского (АС<sub>5-6</sub>, АС<sub>4</sub>), Усть-Балыкского (АС<sub>7</sub>), Федоровского (АС<sub>4-5</sub>), Быстринского (АС<sub>9</sub>, АС<sub>7-8</sub>), Северо-Минчимкинского (АС<sub>7-8</sub>), Западно-Минчимкинского (АС<sub>7-8</sub>), Тайбинского (АС<sub>9</sub>), Тан-Яунского (АС<sub>9</sub>), Ляпторского (АС<sub>9</sub>, АС<sub>10</sub>), Северо-Покурского (АВ<sub>4</sub>), Ватинского (АВ<sub>2</sub>), Мегионского (АВ<sub>2</sub>), Самотлорского (АВ<sub>6</sub>, АВ<sub>4-5</sub>, АВ<sub>2-3</sub>), Вартовско-Соснинского (АВ<sub>4</sub>) месторождений.

**Аптецкий век.** В апте существовало два этапа осадконакопления, различающихся условиями накопления пород. В начале нижнего апта произошло углубление бассейна седиментации, которое в конце нижнего апта сменялось регрессией моря, приведшей к континентальным условиям.

Отложения низов и середины нижнего апта по условиям осадконакопления подразделяются на три зоны.

В первой западной зоне происходило накопление существенно глинистых пород нижней подсвиты алымской свиты. Низы подсвиты (нижняя пачка) представлены серыми, участками оливково-зеленоватыми глинами, алевролитистыми, с мелкими включениями углестого детрита. На Рускинской площади в составе пачки появляются прослой песчаников. В обломочной части глин присутствует кварц (64—77%), полевые шпаты (11—12%), слюда (3—10%), обломки пород (0—9%). Мощность пачки 20—40 м.

Верхи подсвиты (средняя пачка) представлены глинами серыми и темно-серыми с многочисленными мелкими (0,5—1 см) линзочками светло-серых алевролитов и песчаников. В пределах Русскинской площади в нижней части пачки появляются прослойки песчаников. В Юганской впадине небольшие прослойки песчаников (1—3 м) развиты по всему разрезу пачки. В обломочной части пород присутствует кварц (50—90%), полевые шпаты (4—27%), обломки пород (до 14%) и минералы группы слюд (до 8%). Мощность пачки 40—70 м.

Вторая зона охватывает территорию Нижневартовского свода и Колтогорского прогиба. В западной части свода отложения низов и середины нижнего апта представлены серыми глинами с линзовидно-гнездовидной текстурой, обусловленной многочисленными линзами (1—2 см) светло-серых песчаников и алевролитов. Иногда встречаются небольшие прослойки песчаников мощностью до 2—5 м. Участками количество мелких линз растет, и по объему песчаный материал преобладает над глинистым. К востоку от Мегионской площади количество песчаного материала увеличивается, и уже на Соснинской и Самотлорской площадях, а также в пределах Александровского вала и Колтогорского прогиба рассматриваемые отложения представлены единым песчаным пластом с небольшими по мощности (1—2 м) прослоями глин (пласт АВ<sub>1</sub>). К западу от Мегионской площади отмечается глинизация. В разрезах скважин Локосовской площади количество линз песчаников заметно уменьшается.

В основании разреза алымской свиты в ряде скважин встречены обломки и окатанные гальки зеленоцветных глин. В составе же самой свиты зеленоцветных пород не отмечается. Граница между алымской и вартовской свитами обычно резкая и хорошо распознается по цвету глинистых пород. Возможно, что аналоги средней пачки нижнеалымской свиты Сургутского разреза на большей части Нижневартовского свода и Александровского вала залегают с разрывом на подстилающих породах. Не исключено, что аналоги нижней пачки алымской свиты Сургутского свода в пределах части территории Нижневартовского свода размыты. Мощность нижнеалымской подсвиты в рассматриваемой зоне 26—40 м.

Третья зона развита к югу от Нижневартовского свода. Отложения нижнего апта здесь входят в состав верхней пачки киялинской свиты и представлены чередованием сероцветных глин, алевролитов и песчаников. Глины темно-серые, реже зеленоватые, иногда почти черные, тонкополосчатые за счет слоев темно-серых алевролитов. Алевролиты серые, часто полосчатые за счет слоев темно-серых аргиллитов. Песчаники серые, мелкозернистые, с глинистым, реже глинисто-известковым цементом, часто линзовидно-слоистые за счет линз и слоев более темных алевролитов и аргиллитов. Количество прослоев песчаников увеличивается в северном направлении к Нижневартовскому своду и Александровскому мегавалу. В основании верхней пачки иногда появляются плоские окатанные гальки пестроцветных глин. Мощность пачки 80—100 м.

В южном направлении за пределами рассматриваемого района в составе этой пачки появляются прослой пестроцветных пород.

Породы нижнего апта накапливались в мелководных морских (первая зона), прибрежно-морских (вторая зона) и прибрежно-морских и лагунных (третья зона) условиях. В рассматриваемых отложениях выявлены нефтяные и газонефтяные залежи (пласт АВ<sub>1</sub>) в пределах Северо-Покурского, Ватинского, Мегнионского, Самогдорского, Большечерногорского, Вартовско-Соснинского и Южно-Черемшанского месторождений.

В конце нижнего апта и начале верхнего апта повсеместно отмечается углубление бассейна седиментации. В это время на всей изучаемой территории происходило накопление темно-серых, однородных, тонкоотмученных глин кошайской подсвиты алымской свиты. Лишь на крайнем юго-востоке, в пределах Каймысовского свода, отмечается появление зеленоватых тонов в глинах и мелких прослоях алевролитов. Рассматриваемые породы на всей территории Среднего Приобья служат региональной глинистой покрывкой, которая отделяет валанжин-аптский нефтегазоносный комплекс от вышележащего апт-альб-сеноманского. Породы этой покрывки накапливались в прибрежно-морских условиях.

В поздней половине верхнего апта отмечается регрессия моря. Отложения этого времени по условиям осадконакопления разделяются на две зоны. В первой зоне, охватывающей территорию Сургутского свода, Салымского района и западной части Юганской впадины, отлагались существенно глинистые породы чернореченской пачки покурской свиты. Отложения пачки накапливались в условиях прибрежной равнины, периодически заливавшейся мелким морем.

Пачка сложена серыми глинами с многочисленными мелкими линзами светло-серых и серых алевролитов и песчаников мощностью 1—2 м. На отдельных участках количество линз песчаников резко увеличивается и песчаный материал в породе преобладает. На плоскостях напластования части включения углистого детрита; к востоку пачка замещается песчаниками. В составе обломочного материала чернореченской пачки присутствует кварц (до 70%), полевые шпаты (до 25%) и обломки пород (5%). Мощность пачки 80—100 м.

В более восточных и южных районах изучаемой территории отложения верхнего апта представлены чередованием мощных линзовидных пластов песчаников и глин с прослоями алевролитов, накапливающихся в континентальных условиях. Глины серые, иногда зеленоватые, часто переполнены углистым детритом, песчаные с мелкими линзовидными включениями алевролитов, обуславливающих линзовидно-параллельную или волнистую слоистость.

Песчаники серые и светло-серые, мелко- и среднезернистые, полимиктовые с обильными включениями углистого детрита, довольно часто с мелкими окатанными плоскими гальками глин. Встречаются прослой бурых углей мощностью до 5—10 м. Обломочный материал представлен кварцем (60—65%), полевыми шпатами (25—30%), обломками пород (2—5%), минералами группы слюд (2—3%).

**Альбский век.** На всей территории Среднеобской нефтегазоносной области в это время существовали континентальные условия.

Нижнеальбские отложения объединяются в верхнюю пачку нижней подсвиты покурской свиты. Пачка представлена чередованием сероцветных глин, алевролитов, песка и песчаников. Встречаются включения янтаря. На плоскостях напластования много углистого детрита. Пласты пород не выдержаны по простиранию, часто объединяются друг с другом, образуя единую гидродинамически связанную толщу. За пределами распространения чернореченской пачки нижнеальбские отложения по литологическому составу и условиям накопления пород не отличаются от аптских пород низов покурской свиты. В рассматриваемых отложениях залежей нефти и газа не выявлено.

В средне- и верхнеальбское время континентальные условия осадконакопления сохраняются почти на всей территории Среднего Приобья, и лишь на западе района в кровле и подошве этих отложений появляются пласты морских темно-серых глинистых пород. На западе, за пределами изучаемого района, рассматриваемые отложения постепенно переходят в морские существенно глинистые внизу и прибрежно-морские глинисто-песчаные вверху отложения хантымансийской свиты. В зоне перехода среднеальбских песчаных отложений покурской свиты в глинистые породы хантымансийской свиты возможно появление литологических ловушек, в которых можно ожидать открытие залежей нефти. Отложения среднего и верхнего альба объединяются в среднепокурскую подсвиту.

### Верхнемеловой отдел

В составе верхнего мела выделяются отложения сеноманского, туронского, коньякского, сантонского, кампанского, маастрихтского и датского ярусов. Последние в западной части Среднеобской нефтегазоносной области, по-видимому, размыты. Отложения турона, сантона, кампана и маасгрхта охарактеризованы фауной. Основные ярусы верхнего мела выделяются по сопоставлению с разрезами других районов Западно-Сибирской низменности. Отложения верхнего мела подразделяются на ряд свит. Выделяются верхнепокурская подсвита, кузнецовская, березовская и ганькинская свиты.

**Сеноманский век.** На всей территории рассматриваемого района сохранились континентальные условия осадконакопления, сходные с условиями накопления альбских пород. Отложения сеноманского яруса объединяются в верхнюю подсвиту покурской свиты. Подсвита представлена чередованием сероцветных песков, песчаников, алевролитов и глин. Песчаники преобладают в разрезе, имеют линзовидное залегание и по всему разрезу гидродинамически связаны между собой и с подстилающими альбскими породами. От нижележащих отложений средней подсвиты покурской свиты рассматриваемые отложения отличаются повышенным содержанием псаммитового материала и составом тяжелой фракции. В составе тяжелой фракции

в значительном количестве появляются минералы группы эпидота (до 40%), которые в подстилающих отложениях покурской свиты обычно присутствуют в количестве, не превышающем 3—5%. Толща с эпидотом в более западных разрезах примерно соответствует отложениям уватской свиты.

Среди континентальных пород сеноманского яруса встречаются отдельные одиночные прослои с морской микрофауной. Так, в Покурской опорной скважине на глубине 965—1213 м определены фораминиферы, не определяющие возраст, но одиночно указывающие на наличие пород морского генезиса.

В отложениях сеномана в Среднеобской нефтегазоносной области залежей нефти и газа не выявлено, в примыкающих к области районах они имеются. Залежь нефти выявлена на Ай-Яунской площади в пласте ПК<sub>1</sub>. На северном месторождении в пласте ПК<sub>1</sub> отмечено нефтепроявление. В пределах Варь-Еганского месторождения пласт ПК<sub>1</sub> включает залежь газа.

**Туронский век.** Трансгрессия моря этого времени привела к созданию на большей части Западно-Сибирской низменности, в том числе и изучаемом районе, нормальной морской обстановки осадконакопления. Осадконакопление в туроне шло в три этапа, в каждом из которых отлагались различные по литологии породы.

В нижнем туроне на всей изучаемой территории существовали нормальные морские условия. Отложения этого времени объединяются в нижнюю пачку кузнецовской свиты. Сложена она серыми и темно-серыми глинами, местами алевритистыми, с прослоями алевролитов. В основании свиты часто залегает пласт глинистого кварц-глауконитового песчаника. В восточном направлении в глинах появляется зеленоватый оттенок и мелкая черная фосфоритовая галька. В легкой фракции пород пачки присутствует кварц (57—71%), полевые шпаты (14—21%), обломки пород (3—4%), слюда (до 16%).

В низах и средней части верхнего турона отмечается некоторое обмеление морского бассейна. В западной части Среднеобской области продолжали накапливаться глинистые породы, аналогичные нижнетуронским, и на востоке — серые опоковидные глины. Начиная с Локосовской площади и восточнее, в кровле кузнецовской свиты выделяется пачка кремнистых опоковидных глин, мощность которых увеличивается в восточном направлении за счет сокращения мощности подстилающих темно-серых глин нижнего турона.

Мощность нижнетуронских глин уменьшается от 58 м в разрезе Усть-Балыкской скв. 61 до 7 м в Покурской опорной скважине. Соответственно мощность слоев верхней опоковидной части кузнецовской свиты увеличивается от нуля в Усть-Балыкской скв. 61 до 16 м в Покурской скважине. Суммарная мощность кузнецовской свиты в объеме глинистой и опоковидной фаций равна 58—23 м.

В верхах турона зона распространения более мелкого моря расширилась значительно к западу, охватив весь район. И лишь за пределами изучаемой территории, в районах Ханты-Мансийска, сохранилась более глубоководная обстановка, в которой накопи-



вались серые и зеленовато-серые глинистые породы. На остальной более восточной территории отлагались кремнистые породы, входящие в состав низов березовской свиты.

Глинистые, кремнисто-глинистые и кремнистые отложения турона вместе с вышележащими породами верхнего мела служат региональной водоупорной толщей, которая на большей части Западно-Сибирской низменности играет роль покрывки над апт-альб-сеноманским проницаемым комплексом.

**Коньякский век.** В этот век сохранились условия, близкие к условиям осадконакопления в конце туронского века. На всей изучаемой территории накапливались светло-серые и серые, местами алевритистые опоки, часто с характерной узорчатой текстурой, с присыпками кварц-глауконитового алеврита. Эти отложения входят в состав нижней подсвиты березовской свиты. На востоке, за пределами изучаемого района, опоки постепенно замещаются песчаниками светло-серыми кварц-глауконитовыми с глинистым и глинисто-кремнистым цементом, которые входят в состав низов ипатовской свиты.

**Сантонский век.** В сантоне сохранились морские условия, сходные с коньякскими. Разрез отложений представлен серыми и светло-серыми опоками, входящими в состав верхов нижеберезовской подсвиты. На востоке, как и в коньякских отложениях, опоки сантона замещаются песчаниками ипатовской свиты. На юго-западе, в пределах Уват-Тобольского района, кремнистые породы сантона и коньяка замещаются толщей серых пятнистых алевритов и глин с прослоями кварц-глауконитовых песчаников.

**Кампанский век.** Некоторое углубление морского бассейна привело к смене условий осадконакопления на всей изучаемой территории. В это время накапливались в нормальных морских условиях серые с голубоватым оттенком глины с многочисленными водорослями, с редкими прослоями опоковидных глин. Эти отложения объединяются в верхнеберезовскую подсвиту, а в районах распространения ипатовской свиты — в славгородскую свиту.

Отложения верхов туронского, коньякского, сантонского и большей части кампанского ярусов объединяются в единую березовскую свиту. Следует обратить внимание на соотношение мощностей кремнистых и глинистых пород в составе этой свиты, которое меняется в обратном направлении по сравнению с разрезом кузнецовской свиты. В последней, как отмечалось выше, мощность кремнистых пород увеличивается в восточном направлении. В березовской свите мощность кремнистых пород увеличивается на запад.

В разрезе Сургутской опорной скважины мощность опок в составе березовской свиты равна 68 м, мощность глин 27 м. На восток мощность глинистой части свиты постепенно увеличивается за счет сокращения мощности опоковой толщи. В пределах Локосовской и Покурской площадей мощность глинистой части свиты 58—62 м, опоковой — 32—36 м. Еще восточнее на Мегионской, Ермаковской и Нижневартовской площадях мощность глинистого разреза

увеличивается до 80—100 м, а опокового — сокращается до 12—15 м.

В конце кампанского века отмечается некоторое углубление морского бассейна. Глинистый состав накопившихся осадков сохранился, но появилась примесь карбонатов, которые местами обусловили появление рыхлых мергелей. Известковистые глины верхов кампанского яруса входят в состав низов ганькинской свиты. Породы накапливались в условиях морского бассейна с нормальной соленостью.

**Маастрихтский век.** В это время сохранились условия осадконакопления такие же, как в конце кампана. Отложения маастрихта входят в состав ганькинской свиты. Последняя сложена внизу серыми и темно-серыми глинами, однородными, с обрывками питевидных водорослей на плоскостях напластования. Мощность ее в западных разрезах 20—30 м.

Вверху свита представлена глинами серыми с зеленовато-голубоватым оттенком, однородными, обычно с многочисленными обломками тонкостенных пелеципод, гастропод и аммонитов. На плоскостях напластования отмечается обилие обрывков водорослей. Иногда встречаются вертикальные корневидные пустоты, выполненные ширитом. Начиная с Локосовской площади и восточнее маастрихтские отложения ганькинской свиты несколько меняют свой облик. Весь разрез представлен зеленовато-серыми известковистыми глинами, при этом в низах свиты, соответствующих нижней части разреза Сургутского свода, известковистость спорадическая и в породах появляются ширит и глауконит.

**Датский век.** Условия осадконакопления аналогичны маастрихтским. Палеонтологически охарактеризованных отложений датского яруса в Среднеобской нефтегазоносной области не встречено так же, как по всей территории Западно-Сибирской низменности (за исключением отдельных определений в Приуральской части). Условно к датским отложениям относятся глинистые известковистые породы верхов ганькинской свиты мощностью 10—20 м. Возможно, в западной части изучаемого района отложения датского яруса размыты. На это указывает резкое сокращение мощности ганькинской свиты в районах западнее Нижневартовского свода.

Отложения кайнозойской группы в работе не рассматриваются, так как в них не предполагается залежей нефти и газа. Можно лишь отметить, что они расчленяются на два комплекса пород, резко различающихся по условиям осадконакопления и литологическому составу пород. Палеоценовые, эоценовые и большая часть олигоценых отложений накапливались в нормальных морских условиях. Представлены они глинистыми и кремнисто-глинистыми породами. Мощность морских кайнозойских отложений 350—450 м. В составе их выделяются талицкая, люлинворская и чеганская свиты. Следует отметить, что в северо-восточной и северной частях Нижневартовского свода морские глинистые отложения чеганской свиты замещаются прибрежно-морскими с прослоями континенталь-

ных отложений юрковской толщи, сложенной песками и песчаниками с прослоями глин чеганского облика.

Часть нижнеолигоценовых и верхнеолигоценовые отложения накапливались в континентальных условиях и представлены песками, алевритами и глинами с преобладанием первых. В этих отложениях выделяются атлымская, новомихайловская и журавская свиты. Мощность их равна 20—250 м. Неогеновые отложения в пределах всей изучаемой территории отсутствуют, и глинисто-песчаные отложения четвертичной системы залегают на размытой поверхности журавской или новомихайловской свит. Мощность четвертичных отложений 20—30 м.

## ТЕКТОНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Вопрос об условиях формирования залежей нефти и газа является одним из самых основных в нефтяной геологии. От решения его зависит правильный выбор методики поисков и разведки залежей.

В практике научно-исследовательских работ для выяснения условий формирования залежей нефти и газа наиболее часто применяется метод аналогии. В этом случае производится анализ внешних геологических и геохимических условий, благоприятных для формирования нефтяных и газовых залежей. Анализ основывается на детальном изучении геологического строения, тектоники, гидрогеологических и геохимических условий в районе распространения залежей и на сравнении этих условий с условиями в районах, где месторождений нефти и газа нет. Такие исследования проводились С. Ф. Федоровым (1933), Н. Ю. Успенской (1962), А. И. Леворсеном (1958), В. В. Вебером и В. Е. Хайным (1949), В. Е. Хайным (1954), М. М. Чарыгиным и В. Г. Васильевым (1958), А. А. Трофимуком (1956), К. Э. Узвером (1960), Л. Л. Слоссом (1956), Л. А. Польштер (1964), Г. П. Сверчковым (1965), С. П. Максимовым (1962), А. А. Карцевым (1963), А. А. Гатальским (1958), В. Б. Торговановой (1960), Ф. Г. Гурари (1961), Н. Н. Ростовцевым (1961), А. Э. Конторовичем и др. (1967), И. И. Нестеровым (1969), М. Я. Рудкевичем (1969) и многими другими. Для анализа связи нефтегазоносности с геологическими, геохимическими, литологическими и другими параметрами в последние годы используются математические методы и ЭВМ (А. Э. Конторович и др., 1967; А. А. Трофимук и др., 1969; А. М. Волков, 1968; В. С. Вышемирский и др., 1971; Н. Н. Поплавский, 1968; И. Н. Холин, 1970; Э. Э. Фотиади и др., 1972 и др.).

В комплексе исследований большое значение отводится изучению тектонических факторов.

### МЕТОДИКА СОСТАВЛЕНИЯ ТЕКТОНИЧЕСКИХ СХЕМ

Легенда тектонической схемы должна быть разработана таким образом, чтобы она отражала и давала информацию, способствующую расшифровке условий формирования залежей нефти и газа,

закономерностей их распределения и возможностей прогноза новых скоплений углеводородов. Из общего многообразия геолого-геохимических и других параметров, отражающих условия формирования залежей углеводородов, главными тектоническими параметрами являются следующие: наличие замкнутых ловушек любого порядка, современное и палеогипсометрическое положение возможных нефтегазовмещающих пород, история развития тектонических структур во времени, амплитуда и частота региональных тектонических движений, приводящих к снижению гидростатического давления в предполагаемых нефтегазовмещающих толщах. На тектонической схеме можно отразить степень замкнутости поднятий и историю их развития (см. тектоническую схему).

Контуры структур проводятся по структурной карте по кровле самой нижней, возможно, продуктивной голщи или по поверхности фундамента. В условиях изучаемого района такой поверхностью выбрана кровля отложенной тюменской свиты.

На структурной карте выделяются замкнутые, полужамкнутые и незамкнутые поднятия разных порядков. Нами выделяются следующие категории структур: структуры III порядка — локальные поднятия и локальные прогибы; структуры между III и II порядком — замкнутые, полужамкнутые и незамкнутые группы локальных поднятий или впадин; структуры II порядка — замкнутые, полужамкнутые и незамкнутые валы и куполовидные поднятия, днища впадин, седловины, полужамкнутые и незамкнутые ступени I, II, III и т. д. групп; структуры между II и I порядком — замкнутые структурные зоны I, II, III и т. д. групп, полужамкнутые и незамкнутые структурные террасы I, II, III и т. д. групп, замкнутые и полужамкнутые зоны днищ мегавпадин, склоны мегавпадин; структуры I порядка — своды, мегавалы, мегаседловины, мегамоноклинали и мегавпадины.

Локальные поднятия подразделяются на группы в зависимости от величины их амплитуды по поверхности базисного горизонта: поднятия с амплитудой до 50 м; 50—100 м; 10—150 м; 150—200 м и более 200 м. Кроме того, если локальное поднятие осложнено куполами, то оно выделяется как осложненное, а если не содержит куполов, то как неосложненное. Если два или более локальных поднятий объединяются единой замкнутой изолинией внутри структур II порядка, то такие структуры названы замкнутой группой локальных поднятий. Соответственно, если оконтуривающая изогипса полужамкнута или не замкнута, то группа локальных поднятий названа полужамкнутой или незамкнутой. Такие структуры отнесены к промежуточным между структурами II и III порядков. Участки, где происходит размыкание оконтуривающей изогипсы, на карте отмечаются знаком со стрелкой.

Если два или более локальных поднятий или групп поднятий окаймляются общей изогипсой внутри структур I или I—II порядков, то такая структура выделяется как замкнутый вал или замкнутое куполовидное поднятие и относится к структурам II порядка.

Аналогично выделяются полузамкнутые и незамкнутые вала и куполовидные поднятия. Часто к крыльевым участкам таких структур примыкают группы структур, расположенные на общем приподнятом цоколе, но структурно ниже замкнутой изогипсы вала или куполовидного поднятия. Как правило, такая группа структур с трех или двух сторон оконтуривается общей изогипсой. В историческом плане такие, опережающие замкнутую зону вала, структуры были объединены в одну замкнутую структуру. Но вследствие ступенчатого опускания при формировании тектонических структур более крупного порядка произошло разделение на замкнутую и ступенчатые незамкнутые или полузамкнутые структуры, которые названы нами тектоническими ступенями. Ступени, примыкающие непосредственно к замкнутому валу или куполовидному поднятию, названы ступенями I группы. Ступени II группы примыкают к ступеням I группы, ступени III группы примыкают к ступеням II группы и т. д.

К структурам II порядка отнесены также днища мегавпадин, представляющие собой замкнутые отрицательные структуры, расположенные в наиболее погруженных участках мегавпадин или мегaproгибов. В группу структур II порядка включены седловины, не содержащие внутри своих контуров валов, куполовидных поднятий или ступеней. Они могут соединять структуры как I, так и II порядков.

В природе часто встречаются структуры, имеющие единую замкнутую изогипсу, но ранее не выделявшиеся в самостоятельный ранг. Если вал (куполовидное поднятие, ступень) или несколько валов (куполовидных поднятий, ступеней) объединяются единой замкнутой изогипсой, то они отнесены нами к группе структур промежуточных между структурами I и II порядков и названы структурными зонами III группы. Если общая замыкающая изолиния объединяет структурную зону III группы и еще несколько самостоятельных структур II порядка или одну структуру II порядка и несколько отдельных локальных поднятий, то такая структура названа структурной зоной II группы. В контуре структурной зоны I группы расположены одна или несколько структурных зон II группы и отдельные структуры III или III—II и II порядков.

Выделение серии таких замкнутых структур различных порядков имеет большое практическое значение для выбора оптимального варианта промышленной разведки месторождений. Представим себе серию последовательно замкнутых структур — вал, структурная зона III группы и структурная зона II группы. Если контур нефтеносности выходит за рамки локального поднятия, то при проектировании разведочных скважин нужно учитывать контур более высокого порядка — вала или куполовидного поднятия, а если нефтеносность распространяется за пределы структуры II порядка, то максимально возможный контур нефтеносности уже будет контролироваться структурной зоной.

К структурным зонам разных групп могут ступенчато примыкать серии структур от II до III порядков, ограниченные с двух или трех

сгорон полузамкнутыми изогипсами. Такие структуры названы нами структурными террасами. В зависимости от расположения таких террас относительно замкнутых структурных зон они относятся к I, II, III и т. д. группам. Структурные зоны и структурные террасы являются структурами I—II порядков. К этому же классу структур относятся зоны днищ мегавпадин и склоны мегавпадин и мегапрогибов. В зоны днищ мегавпадин объединяются два или более смежных днищ мегавпадин, расположенных в центральных или осевых участках отрицательных структур I порядка.

К структурам I порядка отнесены своды, мегавалы, мегаседловины, мегамоноклинали, мегапрогибы и мегавпадины. В своды и мегавалы входят структурные зоны и примыкающие к ним структурные террасы. Мегавпадины и мегапрогибы состоят из днищ или зон днищ мегавпадин и склонов мегавпадин. В зависимости от конкретных геологических условий структуры III, III—II, II и II—I порядков могут выделяться самостоятельно, не объединяясь в структуры I порядка.

Использование терминов свод и мегавал в виде самостоятельного ранга структур I порядка носит несколько условный характер. Сравнение с Татарским сводом Русской платформы показывает их существенное различие как по морфологическим, так и по историко-геологическим признакам. В пределах сводов на изучаемой территории не отмечается региональных перерывов, а мощности юрских и валанжинских отложений могут быть даже больше, чем в смежных мегавпадинах. Объемы осадков в пределах сводов по отдельным стратиграфическим подразделениям настолько несущественно меньше объемов соответствующих стратиграфических подразделений в смежных мегавпадинах, что по ним трудно определить различия в истории осадконакопления. Литолого-фациальная зональность также не контролируется сводом. Даже в пределах отдельных локальных поднятий литологические изменения внутри стратиграфических подразделений более существенны, чем между сводом в целом и смежными мегавпадинами.

Эти отличия обуславливают и ряд особых признаков, контролирующих нефтегазоносность, что заставляет детально изучать особенности геологического строения их, не используя в широком масштабе аналогии в распределении нефтегазоносности, выявленные в пределах крупных тектонических структур других эпигерцидских древних платформ.

#### МОРФОЛОГИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ ОСНОВНЫХ ТЕКТОНИЧЕСКИХ СТРУКТУР

В пределах изучаемой территории выделяются Сургутский и Нижневартовский своды. Салымская мегаседловина, северное и западное окончания Верхнедзьянско-Александровского мегавалов, Надымская, Ханты-Мансийская и Юганская мегавпадины, Колтогорский мегапрогиб и ряд других самостоятельных структур II и II—I порядков (см. тектоническую схему в конце книги и табл. 4).

## Перечень тектонических структур районов Среднего Приобья

Структуры	Индекс на карте	Порядок структур	Структуры	Индекс на карте	Порядок структур
1	2	3	1	2	3
Надымская мегавпадина	A	I	Верхнесалымское лп	13	III
Южно-Надымский склон	A <sub>I</sub>	I—II	Безымянное III лп	14	III
Крайное лп	1	III	Чупальский вал	VII	II
Южно-Надымское днище	I	II	Топат-Яхинское лп	15	III
Восточно-Зенковская седловина	II	II	Чукальское лп	16	III
Безымянное I лп	2	III	Заболотное лп	17	III
» II лп	3	III	Верхнедемьянский мегавал	Г	I
Зенковская СЗ I гр.	A <sub>II</sub>	I—II	Северо-Демьянский склон	Г <sub>I</sub>	I—II
Зенковская СЗ II гр.	A <sub>III</sub>	I—II	Ай-Куруское лп	18	III
Ханты-Мансийская мегавпадина	B	I	Мултановский вал	VIII	II
Северо-Ханты-Мансийский склон	B <sub>I</sub>	I—II	Северо-Мултановское лп	19	III
Восточно-Ханты-мансийская зона днищ	B <sub>II</sub>		Южно-Мултановское лп	20	III
Тундринское днище	III	II	Малоюганский вал	IX	II
Западно-Шашинское днище	IV	II	Путлунское лп	21	III
Дорожное лп	4	III	Нежданное лп	22	III
Шашинское лп	5	III	Юганская мегавпадина	Д	I
Салымская мегаседловина	B	I	Восточно-Юганский склон	Д <sub>I</sub>	I—II
Восточно-Бобровское лп	6	III	Южно-Юганское днище	X	II
Восточно-Салымское лп	7	III	Угутское лп	23	III
Тахтымское лп	8	III	Центрально-Юганское днище	XI	II
Западно-Тукаское лп	9	III	Западно-Угутское лп	24	III
Тукаское лп	10	III	Северо-Угутское лп	25	III
Верхне-Туканская зона днищ	B <sub>I</sub>	I—II	Северо-Юганское днище	XII	II
Западно-Чукольское днище	V	II	Западно-Юганский склон	Д <sub>II</sub>	I—II
Верхнесалымское КП	VI	II	Безымянная лв	26	III
Западно-Салымское лп	11	III	Безымянное лп	27	III
Бандрасское	12	III	Сортымское лп	28	III
			Западно-Асомкинское лп	29	III
			Асомкинское лп	30	III
			Западно-Малоасомкинское I лп	31	III
			Центрально-Асомкинское лп	32	III
			Восточно-Асомкинское лп	33	III



Структуры	Индекс на карте	Порядок структур	Структуры	Индекс на карте	Порядок структур
1	2	3	1	2	3
Сургутский свод	Е	I	Студеное лп	60	III
Северо-Сургутская СТ	Е <sub>1</sub>	I—II	Безымянное лп	61	III
Ноябрьское лп	34	III	Безымянное лп	62	III
Малоябрьское лп	35	III	Безымянное лп	63	III
Пякутинское лп	36	III	Верхнеляминский вал	XX	II
Среднеарымское лп	37	III	Декабрьское лп	65	III
Июльское лп	38	III	Туманное лп	66	III
Нижнесортимское лп	39	III	Горшковская СС	XXI	II
Лабот-Юганское лп	40	III	Горшковское лп	67	III
Безымянное лп	41	III	Среднеляминское днище	XXII	II
Верхнеимский вал	XIII	II	Северо-Лянторское днище	XXIII	II
Западно-Перевальное лп	43	III	Южно-Сургутская СТ	Е <sub>III</sub>	I—II
Восточно-Перевальное лп	44	III	Безымянное лп	68	III
Ват-Лорское КП	XIV	II	Салымское КП	XXIV	II
Ват-Лорское лп	45	III	Малосалымское лп	70	III
Северо-Ватлорское лп	46	III	Салымское лп	71	III
Западно-Ватлорское лп	47	III	Пойкинский вал	XXV	II
Тром-Юганское КП	XV	II	Пойкинское лп	72	III
Тром-Юганское лп	48	III	Среднесалымская СС	XXVI	II
Малотром-Юганское лп	49	III	Среднесалымское лп	73	II
Среднетром-Юганское лп	50	III	Южно-Салымское лп	74	III
Южно-Тром-Юганское лп	51	III	Среднебалыкское лп	75	III
Орт-Ягунское КП	XVI	II	Малобалыкское лп	76	III
Орт-Ягунское лп	52	III	Восточно-Сургутская СТ	Е <sub>IV</sub>	I—II
Западно-Орт-Ягунское лп	53	III	Центральная Сургутская СЗ	Е <sub>V</sub>	I—II
Безымянное лп	54	III	Итурское лп	78	III
Отдельное лп	55	III	Безымянное лп	79	III
Пограничное лп	56	III	Холмогорское лп	80	III
Западно-Водораздельное днище	XVII	II	Турынское лп	81	III
Большеводораздельная лв	57	III	Безымянное лп	82	III
Маловодораздельная лв	58	III	Безымянное лп	83	III
Западно-Сортимское днище	XVIII	II	Безымянное лп	84	III
Восточно-Сортимское днище	XIX	II	Верхнеляминское лп	85	III
Западно-Сургутская СТ	Е <sub>II</sub>	I—II	Ай-Пимское лп	86	III
Северо-Декабрьское лп	59	III	Безымянное лп	87	III
			Тепловское лп	88	III
			Малотепловское лп	89	III
			Сургутское лп	90	III
			Почекуйское лп	91	III
			Южно-Балыкское КП	XXVII	II

Структуры	Индекс на карте	Порядок структур	Структуры	Индекс на карте	Порядок структур
1	2	3	1	2	3
Южно-Балыкское лп	92	III	Северо-Минчимкинское лп	129	III
Южно-Очимкинское лп	93	III	Западно-Сургутское лп	130	III
Мамонтовское лп	94	III	Сайгатинское лп	131	III
Пыть-Яхское лп	95	III	Лянторский вал	XXXI	II
Северо-Очимкинское лп	96	III	Камаринское лп	132	III
Каркатеевское лп	97	III	Лянторское лп	133	III
Малокаркатеевское	98	III	Январьское лп	134	III
Северо-Каркатеевское	99	III	Востокинское лп	135	III
Южно-Сургутская СЗ	E <sub>VI</sub>	I—II	Алехинское КП	XXXII	II
Пимский вал	XXVIII	II	Алехинское лп	136	III
Усть-Балыкское лп	100	III	Камыское лп	137	III
Пимское лп	101	III	Безымянное лп	138	III
Солкинское лп	102	III	Безымянное лп	139	III
Федоровское КП	XXIX	II	Тайбинский вал	XXXIII	II
Яун-Лорское лп	103	III	Тяв-Яунское лп	140	III
Вершинное 1 лп	104	III	Тайбинское лп	141	III
Вершинное 2 лп	105	III	Ларкинское лп	142	III
Северо-Сургутское лп	106	III	Безымянное лп	143	III
Федоровское лп	107	III	Венглинская СЗ	E <sub>VIII</sub>	I—II
Моховое лп	108	III	Безымянное лп	144	III
Малофедоровское лп	109	III	Конитлорский вал	XXXIV	II
Тойлорское лп	110	III	Венглинское лп	145	III
Варенское лп	111	III	Конитлорское лп	146	III
Олень лп	112	III	Сакур-Яунское лп	147	III
Западно-Олень лп	113	III	Имплорская впадина	XXXV	II
Восточно-Моховое лп	114	III	Восточно-Конитлорская лв	148	III
Савуйское лп	115	III	Авоцкинская впадина	XXXVI	II
Маленькое лп	116	III	Северо-Авоцкинская лв	149	III
Северо-Савуйское лп	117	III	Южно-Авоцкинская лв	150	III
Вачимская СЗ	E <sub>VII</sub>	I—II	Среднеавоцкинское лп	151	III
Мильтонское лп	118	III	Рускинское КП	XXXVII	II
Вачимское лп	119	III	Тевлинское лп	152	III
Сапоркинское лп	120	III	Южно-Тевлинское лп	153	III
Карьяновское лп	121	III	Иминское лп	154	III
Таплорское лп	122	III	Сорымское лп	155	III
Безымянное лп	123	III	Рускинское лп	156	III
Западно-Вынгинское лп	124	III	Безымянное лп	157	III
Быстринский вал	XXX	II	Коголымское лп	158	III
Быстринское лп	125	III	Ягунское лп	159	III
Вынгинское лп	126	III	Северо-Ягунское лп	160	III
Минчимкинское лп	127	III	Безымянное лп	161	III
Восточно-Минчимкинское лп	128	III			

Структуры	Индекс на карте	Порядок структур	Структуры	Индекс на карте	Порядок структур
1	2	3	1	2	3
Безымянное лп	162	III	Безымянное лп	189	III
Южно-Ягувское лп	163	III	Безымянное лп	190	III
<b>Нижневартовский свод</b>	<b>Ж</b>	<b>I</b>	Мегионский вал	X	II
Северо-Вартовская СТ	Ж <sub>I</sub>	I—II	Мегионское лп	191	III
Покачевское КП	XXXVIII	II	Маломегионское лп	192	III
Покачевское лп	164	III	Ватинское лп	193	III
Нонт-Еганское лп	165	III	Северо-Покурское лп	194	III
Малононт-Еганское лп	166	III	Черногорская СС	XLI	II
Западно-Вартовская СТ	Ж <sub>II</sub>	I—II	Аганский вал	XLII	II
Локосовское лп	167	III	Аганское лп	209	III
Северо-Островное лп	168	III	Поточное лп	210	III
Островное лп	169	III	Ермаковский вал	XLIII	II
Безымянное лп	170	III	Ермаковское лп	211	III
Безымянное лп	171	III	Ореховское лп	212	III
Восточно-Вартовская СТ	Ж <sub>III</sub>	I—II	Вартовско-Соснинский вал	XLIV	II
Восточно-Вартовская лв	172	III	Нижневартовское лп	213	III
Центральная Вартовская СЗ	Ж <sub>IV</sub>	I—II	Соснинское лп	214	III
Малочерногорское лп	173	III	Южно-Советское лп	215	III
Урьевское лп	174	III	Северо-Советское лп	216	III
Звездное лп	176	III	Безымянное лп	217	III
Стрежевое лп	177	III	Безымянная впадина	XLV	II
Северо-Вартовское лп	178	III	Безымянная лв	219	III
Безымянное лп	179	III	Зайцевский вал	XLVI	II
Тарховское лп	180	III	Безымянное лп	220	III
Покурская Маотлорская СЗ	Ж <sub>V</sub>	I—II	Актмкинское лп	221	III
Большечерногорское лп	181	III	Полудевское лп	222	III
Самотлорское КП	XXXIX	II	Лосное лп	223	III
Мыхайское лп	182	III	Малореченский вал	XLVII	II
Самотлорское лп	183	III	Малореченское лп	224	III
Белозерное лп	184	III	Алехинское лп	225	III
Мартовское лп	185	III	Безымянное лп	226	III
Малосамотлорское лп	186	III	Кедровский вал	XLVIII	II
Безымянное лп	187	III	Кедровское лп	228	III
Безымянное лп	188	III	Безымянное лп	229	III
			Безымянное лп	230	III
			Безымянное лп	231	III
			Безымянное лп	232	III
			<b>Варь-Еганская СТ</b>	<b>Ж<sub>IV</sub></b>	<b>I—II</b>
			Варь-Еганский вал	XLIX	II
			Северо-Варь-Еганское лп	233	III
			Варь-Еганское лп	234	III
			Южно-Югорское лп	235	III
			Ван-Еганское лп	236	III
			Северо-Югорское лп	237	III
			Гуль-Еганское лп	238	III
			Эй-Еганское лп	239	III

Структуры	Индекс на карте	Порядок структур	Структуры	Индекс на карте	Порядок структур
1	2	3	1	2	3
Северо-Варь-Еганская мегавпадина	И	I	Ярайнерское лп	251	III
			Вэнга-Пурский вал	LV	II
			Вэнга-Пурское лп	252	III
			Вэнга-Пякутинское лп	253	III
Вынгапуровская зона дниц	И <sub>1</sub>	I—II	Безымянное днище	LVI	II
Восточно-Вынгапуровское днище	LI	II	» »	LVII	II
Верхнепуровское днище	LII	II	» »	LVIII	II
Варь-Еганское днище	LIII	II	Вать-Еганское КП	LIX	II
Вать-Еганское днище	LIV	II	Вать-Еганское лп	256	III
Безымянная лв	245	III	Маловать-Еганское лп	257	III
Безымянная лв	246	III	Средневать-Еганское лп	258	III
Безымянная лв	247	III	Безымянное лп	259	III
Безымянная лв	248	III	Безымянное лп	260	III
Безымянная лв	249	III	Безымянное лп	261	III
Безымянная лв	250	III	Безымянное лп	262	III
			Котухтинское КП	LXI	II
			Котухтинское лп	263	III
			Безымянное лп	264	III

Примечание. СЗ — структурная зона, СТ — структурная терраса, СС — структурная ступень, лп — локальное поднятие, лв — локальная впадина.

### Надымская мегавпадина

Надымская мегавпадина входит в изучаемый район только своей южной частью. Сейсморазведочных работ здесь проводилось незначительно, и поэтому расчлененность южного склона мегавпадины низкая. Перспективы нефтегазоносности связаны с нижне- и среднеюрскими и апт-альб-сеноманскими отложениями. В восточной части мегавпадины возможно появление нефтегазосодержащих пород в неокоме. На юге Надымская мегавпадина отделяется от Ханты-Мансийской Зенковской структурной зоной и Восточно-Зенковской седловиной.

Зенковская структурная зона I группы по отражающему сейсмическому горизонту Б, приуроченному к отложениям верхней юры, оконтуривается изогипсой — 2800 м. Амплитуда зоны около 100 м. Вверх по разрезу она уменьшается и по отложениям нижнего апта составляет 40 м, а по кровле отложений сеномана — 10 м. Прирост амплитуды за неокомское время составил 60%, а за апт-альб-сеноманское — 30%. В верхнем мелу, палеогене и неогене Зенковская структурная зона практически не развивалась. В это время общее региональное погружение было значительно более интенсивным, чем относительный рост поднятия. Перспективными для поисков нефти и газа здесь являются лишь юрские отложения.

**Восточно-Зенковская седловина** отделяет Ханты-Мансийскую и Надымскую мегавпадины и соединяет Зенковскую структурную зону с Сургутским сводом. В ее пределах выявлены два локальных поднятия, где могут быть открыты залежи нефти в юрских отложениях.

### **Ханты-Мансийская мегавпадина**

Ханты-Мансийская мегавпадина представляет собой крупную отрицательную структуру с асимметричным строением. Более погруженная часть тяготеет к восточному склону ее, где выделяется Восточно-Ханты-Мансийская зона днищ. Фундамент здесь залегает на глубинах 3,5—4,0 км. По верхнеюрским отложениям амплитуда прогибания мегавпадины около 300 м. Вверх по разрезу амплитуда прогибания уменьшается и по горизонтам нижнего апта составляет 120 м, по кровле сеномана 80 м, а по кровле верхнего мела 40 м. Прирост амплитуд прогибания за неокомское время составил 60%, за апт-альбское 15%, за верхнемеловое 13% и за палеоген-неоген-четвертичный этап 12%. Перспективы нефтегазосности мегавпадины следует связывать с юрскими, готерив-барремскими и в меньшей мере — с берриас-валанжинскими и апт-альб-сеноманскими отложениями.

### **Салымская мегаседловина**

Салымская мегаседловина разделяет Ханты-Мансийскую и Юганскую мегавпадины и соединяет Верхнедемьянский мегавал и Сургутский свод. В ее северной части выделяются Верхнетуканская зона днищ, Верхнесалымское куполовидное поднятие и Чупальский вал. Относительно приподнятое по всем горизонтам мезозоя и кайнозоя положение мегаседловины делает ее территорию более перспективной, чем смежные районы Ханты-Мансийской и Юганской мегавпадин.

**Верхнесалымское замкнутое куполовидное поднятие** по верхнеюрским отложениям оконтуривается изогипсой — 2950 м. В пределах этой изогипсы можно выделить Кинтусовскую группу локальных поднятий и Западно-Салымское локальное поднятие, оконтуренные изогипсами — 2900 м. Амплитуда Верхнесалымского куполовидного поднятия по горизонтам верхней юры составляет 100 м, нижнего апта — 50 м, сеномана — 20 м. Прирост амплитуд за неокомское время составил 50%, за апт-альбское — 30% и за верхнемеловое — 15%. Перспективы нефтеносности связаны с юрскими, особенно верхнеюрскими, и с неокомскими отложениями.

**Чупальский незамкнутый вал** по отложениям верхней юры с юга, запада и севера оконтуривается изогипсой — 2900 м. В северо-восточном и юго-восточном направлениях изолиния — 2900 м раскрывается. По верхнеюрским горизонтам амплитуда вала составляет 40 м, по кровле неокома — 30 м, по кровле сеномана — 10 м и по кровле верхнего мела — всего 5 м. Прирост амплитуды за неокомское время

составил 25%, за апт-альбское — 50%, за верхнемеловое — 15%. Перспективными для поисков залежей нефти в пределах вала являются юрские и неокомские отложения.

## Юганская мегавпадина

Юганская мегавпадина расположена между Сургутским, Нижневартовским, Каймысовским сводами, Верхнедемьянским мегавалом и Салымской мегаседловиной. Фундамент в пределах мегавпадины залегает на глубинах 3,5—4,0 км. Амплитуда прогибания по верхнеюрским отложениям составляет 150 м, по низам апта — 100 м, по кровле сеномана — 30 м и по кровле верхнего мела — 20 м. Прирост амплитуды прогибания за неокомский этап составил 35%, за апт-альб-сеноманский — 45%. В верхнемеловое время фундамент мегавпадины погрузился незначительно, в отдельных зонах отмечается инверсионное развитие. Перспективны для поисков нефти в пределах мегавпадины юрские, неокомские и в меньшей мере — сеноманские отложения.

## Сургутский свод

Сургутский свод является одной из самых крупных положительных структур I порядка. По верхнеюрским отложениям он оконтуривается на юге и востоке изолинией — 2800 м, на западе — 2900 м и на севере — 3000 м. Амплитуда его 350—500 м.

Поверхность фундамента в пределах свода вскрыта на глубине 2800—3160 м. Ввиду отсутствия достоверных данных амплитуду свода по поверхности фундамента определить трудно, но, по-видимому, она существенно не отличается от амплитуды по подошве баженовской свиты. Наиболее глубокая скважина, пробуренная в своде Пойкинского поднятия (скв. 90), вскрыла фундамент на абсолютной отметке — 3127 м, отметка подошвы баженовской свиты в этой скважине — 2752 м. В Вынгинской скв. 3, пробуренной в одной из наиболее приподнятых частей Сургутского свода, фундамент вскрыт на отметке — 2566 м. Между этими скважинами амплитуда по фундаменту составляет 180 м, в то время как по подошве баженовской свиты — 186 м, т. е. больше, чем по фундаменту. Обе скважины пробурены в присводовых частях локальных поднятий, и делать расчеты по ним нельзя. Но этот факт должен привлечь внимание.

Вверх по разрезу амплитуда свода затухает неравномерно. По кровле нижнемеловых отложений она равна 340 м, по кровле верхнемеловых (ганькинская свита) — 200 м, по кровле морских палеогеновых (чеганская свита) — 40 м, а по верхнеолигоценным (журавская свита) — 30 м.

Свод граничит на северо-западе, юго-западе и юге соответственно с Надымской, Ханты-Мансийской и Юганской мегавпадинами. На востоке в одних местах узким Ярсовым прогибом он отделяется

от Нижневартовского свода, в других соединяется с ним седловиной. На севере системой небольших впадин Сургутский вал отделяется от Пурпейского (Северного) свода. На западе, на границе Ханты-Мансийской и Надымской мегавпадин, через небольшую седловину амплитудой около 75—100 м он сочленяется с Зенковской структурной зоной. По отношению к днищам окружающих впадин перепад глубин до наиболее приподнятой части свода по подошве баженовской свиты равен 600—800 м.

Вследствие того, что полный разрез мезозойских отложений в пределах Сургутского свода вскрыт всего в 12 скважинах, полную характеристику истории развития Сургутского свода в юрское и валанжинское время дать не представляется возможным. Тем не менее гипотезу о формировании Сургутского свода в этот период можно высказать.

Эта гипотеза основывается на анализе мощностей юрских и валанжинских отложений по скважинам, вскрывшим их в точках, удаленных друг от друга на значительное расстояние и расположенных на различных структурных элементах свода.

В ниже-среднеюрское время Сургутского свода как структуры I порядка не существовало. Мощность ниже-среднеюрских отложений в контурах современного свода постепенно увеличивается с востока на запад. При этом уменьшения мощности их в осевой части свода не отмечается (Вынгинская скв. 3). По профилю вкрест простирания Усть-Балыкского локального поднятия намечается некоторое сокращение мощности тюменской свиты (до 25 м) к своду структуры. Аналогичная картина наблюдается в пределах Сургутского поднятия, где от скв. 51 к скв. 52 мощность тюменской свиты сокращается на 35 м. Таким образом, можно считать, что в ниже-среднеюрское время территория Сургутского свода представляла собой выровненную поверхность, в пределах которой имелись отдельные выступы фундамента эрозивно-тектонического происхождения.

В верхнеюрское время наметилось некоторое оживление тектонической деятельности, но структурный план, созданный к концу верхней юры, по-видимому, не соответствовал современному структурному плану. В районе Западно-Сургутской скв. 165, которая сейчас находится в пределах Куль-Еганского понижения, возникло довольно крупное поднятие с амплитудой по поверхности фундамента около 100 м. На месте Быстринско-Вынгинского поднятия, которое сейчас находится в осевой наиболее приподнятой части Сургутского свода, к концу верхней юры существовал прогиб. В то же время продолжался небольшой рост Усть-Балыкского, Вачимского и Сургутского поднятий. По-видимому, в этот период началось зарождение Пойкинского вала.

К началу валанжинского века на месте Сургутского свода существовала система небольших по амплитуде локальных поднятий. Общий структурный план по горизонтам в низах юры не соответствовал современному. В ряде участков на месте современных впадин были поднятия, а на месте поднятий — впадины.

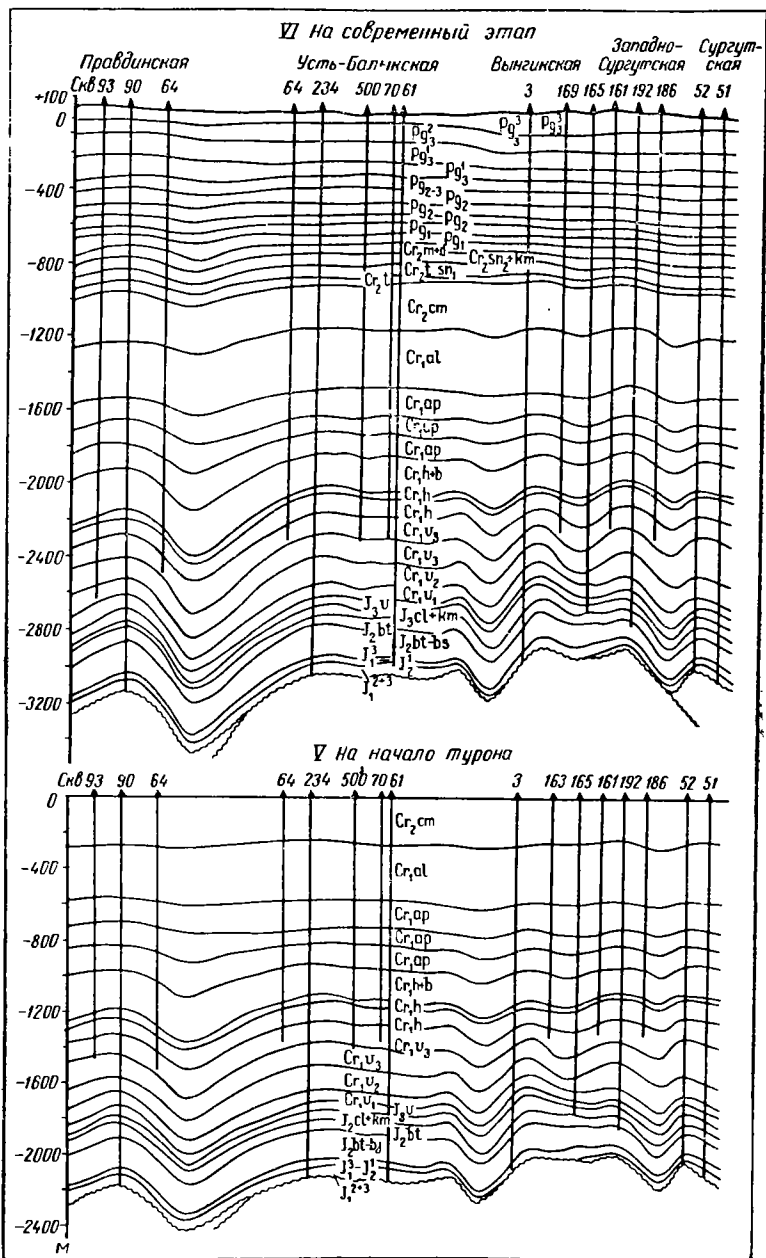
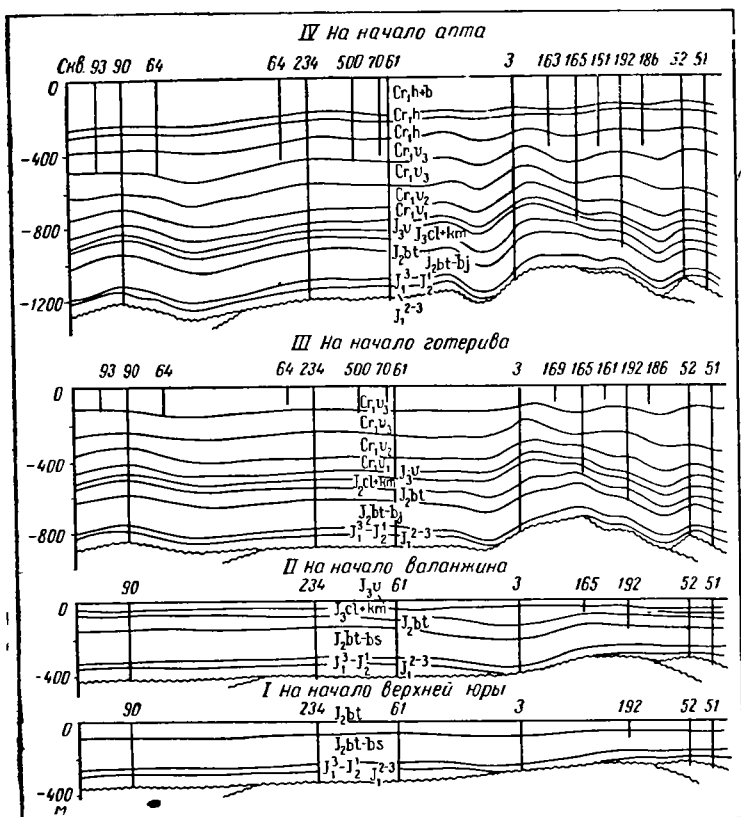


Рис. 5. Палеотектонические разрезы по профилю Правдинск — Сургут на различ



Зарождение Сургутского свода как тектонической единицы I порядка произошло в валанжинский век. На рис. 5 в схематическом виде изображена палеоструктурная поверхность кровли верхнеюрских отложений (баженовская свита) на начало готеривского века (подошва пласта БС<sub>в</sub> — вартовской свиты). В то время появилось крупное пологое поднятие амплитудой до 100 м на месте северной части Пимского вала и Федоровского куполовидного поднятия. Ось этого поднятия примерно совпадает с современной осью свода. На западе свода оформилась северная часть Пойкинского вала в виде вытянутой приподнятой зоны субмеридионального прогибания с амплитудой 20—30 м. Можно предполагать зарождение Тром-Еганского, Северо-Тром-Еганского, Рускинского куполовидных поднятий и Верхнепимского вала. На месте современной южной части центральной Сургутской структурной зоны существовала впадина амплитудой 50—100 м.

В берриас-валанжинский век зародилось Западно-Сургутское локальное поднятие, оформился прогиб между Усть-Балыкскими



ные этапы развития Сургутского свода в мезозойскую и кайнозойскую эры.

и Быстринскими поднятиями, продолжался рост Сургутской, Усть-Балыкской, Правдинской, Вачимской и Востокинской структур. Вынгинско-Быстринская зона по верхним горизонтам валанжина представляет собой уже приподнятый участок амплитудой около 100 м. По поверхности фундамента эта зона существовала в виде моноклинали с подъемом в сторону Западно-Сургутского поднятия.

Юрское поднятие в районе скв. 165 продолжало существовать как выступ фундамента, но уже по отложениям верхов среднего и низов верхнего валанжина наметилась впадина.

Таким образом, к началу готеривского века зародился современный структурный план Сургутского свода, хотя в отдельных участках перестройка его юрской структурной поверхности полностью еще не была завершена.

На начало аптского века Сургутский свод, по-видимому, был уже полностью сформирован в рамках, близких к современному плану. К средней части Пимского вала причленилась Среднебалыкско-Мамонтовская приподнятая зона, в пределах которой оформились все известные на сегодня локальные поднятия. По отложениям верхов валанжина (пласт  $BC_{10}$ ) и готерива (пласт  $BC_1$ ) полностью оформилось Быстринско-Минчимкинское поднятие, появился Куль-Еганский прогиб, разделяющий Пимский вал и Федоровское куполовидное поднятие. Исчезло (даже по поверхности фундамента) поднятие в районе скв. 165. В пределах почти всех локальных поднятий полностью оформились все мелкие структурные осложнения. На ряде структур (Правдинская, Усть-Балыкская и др.) они выглядели даже более отчетливо, чем на современной структурной карте. На юго-востоке свода заметно снизился рост Сургутского локального поднятия, которое интенсивно росло в течение юры и берриаса — валанжина.

В апт-альбское время Сургутский свод и отдельные его тектонические элементы продолжали интенсивно развиваться. Более рельефным стал Пойкинский вал. По кровле пласта  $BC_6$  на начало туронского века амплитуда его равна 50—70 м. На Правдинском поднятии сгладилась конфигурация мелких структурных осложнений, возникших в доаптское время. Пимский вал сохранился почти в том же плане, что в конце баррема. По кровле пласта  $BC_{10}$  (валанжин) на Мамонтовском поднятии появился небольшой прогиб между собственно Мамонтовской и Очимкинской площадями. По горизонтам в верхах валанжина и в готериве — барреме продолжал развиваться Куль-Еганский прогиб. По поверхности фундамента он еще не оформился, и участок между Быстринской и Западно-Сургутской структурами представляется в виде слабо ундулирующей поверхности.

К началу туронского века прекратился рост ряда локальных поднятий, интенсивно развивавшихся в дотуронское время и расположенных в крайних частях свода (Сургутское, Малобалыкское).

В верхнемеловой этап заметно снизилась тектоническая активность в пределах Пимского вала, но усилилась интенсивность раз-

вития локальных поднятий в краевых его частях (Пойкинский и Лянторский валы). В целом по своду амплитуда по подошве баженовской свиты к концу мела составляла примерно 80% от современной.

В палеогеновый этап интенсивность развития поги по всему своду заметно ослабла, особенно в краевых его частях. Некоторое оживление тектонической деятельности отмечалось в пределах Пимского вала. По горизонтам в валанжинке и готериве структурный план к началу накопления чеганской свиты был принципиально сходен с современным, за исключением отдельных деталей. В южной части Южно-Балыкского куполовидного поднятия в этот период происходило обособление Южно-Балыкского локального поднятия от Мамонтовского. По кровле пласта БС<sub>10</sub> объединились Мамонтовское и Каркатеевское поднятия. По пласту БС<sub>10</sub> появилась Сайгатинская структура, но по кровле пласта БС<sub>1</sub> ее как замкнутого поднятия еще не было.

В неоген-четвертичный этап полностью завершилось формирование современной структуры Сургутского свода. Наиболее интенсивные тектонические движения, по-видимому, имели место в пределах Центральной Сургутской структурной зоны свода и в краевой части Западной Сургутской структурной террасы. Можно предположить усиление активности тектонических движений в северном направлении. В целом отмечается устойчивое относительное воздымание Центральной Сургутской структурной зоны и опускание северных, западных и южных склонов, где в настоящее время выделяются структурные террасы.

Сургутский свод в современном плане по горизонтам верхней юры состоит из крупного замкнутого структурного элемента, занимающего большую часть его (см. рис. 5), и примыкающих к нему с севера, запада и юга структурных террас.

В пределах Центральной Сургутской замкнутой структурной зоны I группы, окаймляющейся по горизонтам верхней юры изогипсой — 2800 м, выделяются Южно-Сургутская и Венглинская замкнутые структурные зоны II группы, ряд валов, куполовидных поднятий, структурных ступеней и впадин.

Южно-Сургутская замкнутая структурная зона II группы включает Вачимскую замкнутую структурную зону III группы, Федоровское куполовидное поднятие, Пимский вал и Западно-Сургутское и Сайгатинское локальные поднятия. Самая дифференцированная часть Сургутского свода, состоящая из наиболее полного выбора сподчиненности структур по порядкам, расположена в пределах Вачимской структурной зоны. Эта зона не совпадает с географическим центром свода и смещена в южном направлении. Нетрудно прийти к выводу, что участки земной коры, в пределах которых отмечается наличие наиболее полного и последовательного комплекса структур разных порядков, должны рассматриваться как зоны наиболее устойчивого относительного воздымания. И наоборот, участки земной коры, где не отмечается такого последовательного набора смены порядков структур, характеризуются переменным режимом

развития. Собственно набор соотношений порядков структур может служить одним из признаков истории развития региона.

**Вачимская структурная зона III группы** расположена в осевой зоне Сургутского свода южнее географического центра свода. В ее состав входят Быстринский замкнутый вал и ряд относительных локальных поднятий. Зона по отложениям верхней юры оконтуривается изогипсой — 2650 м. Быстринский вал по горизонтам в верхней юре оконтуривается изолинией — 2600 м. Амплитуда его 120 м, вверх по разрезу она резко уменьшается до кровли сеномана. В верхнем мелу рост структуры был незначительным. В пределах вала нефтяные и газонефтяные залежи выявлены в отложениях юры и готерива — баррема, в более погруженных участках Вачимской структурной зоны они появляются в берриас-валанжинских отложениях.

**Федоровское замкнутое куполовидное поднятие** расположено непосредственно к востоку от Вачимской структурной зоны. Выделение этого поднятия в самостоятельную замкнутую структуру произошло сравнительно недавно, по-видимому, уже после формирования залежей нефти. Это подтверждается анализом истории развития локальных поднятий. В пределах поднятия сейсморазведочными работами выявлено 14 разноориентированных локальных поднятий. Преобладают северо-восточные простирания.

Следует обратить внимание на следующую особенность в развитии локальных поднятий — чем интенсивнее идет рост в нижних горизонтах, тем слабее он проявляется в верхних, и наоборот. Структуры с северо-восточным простиранием или отдельные элементы локальных поднятий с этим простиранием в нижнемеловое время развивались, как правило, очень медленно. Поскольку в северном направлении увеличивается роль палеоген-неогеновых движений при формировании структур, то прежде всего следует ожидать оживления структур северо-восточной ориентировки.

В соответствии с этими закономерностями на тектонической схеме Сургутского свода локальные поднятия северо-восточного простирания отнесены к категории с усилением роста в палеоген-неогеновое время, поднятия северо-западного простирания — к категории сформировавшихся в основном в нижнемеловую эпоху, и субмеридиональные — к категории нижнемеловых с частичным ростом в верхнемеловое и палеоген-неогеновое время.

Нефтяные и газонефтяные залежи в пределах Федоровского поднятия выявлены в отложениях валанжина, готерива и баррема. По наметившейся связи нефтегазоносности с современным гипсометрическим залеганием основных продуктивных пластов можно предположить, что в северном направлении этап нефтеносности уменьшается.

**Пимский замкнутый вал** включает в себя три структуры: Усть-Балыкскую, Пимскую и Солкинскую. Вал развивался в юрское и более интенсивно в нижнемеловое время. В верхнем мелу рост его был незначительным. По сравнению с более северными структурами

этого же порядка, входящими в состав Южно-Сургутской структурной зоны свода, на начало накопления туронских осадков амплитуда Пимского вала была ближе к современной примерно на 10—15%. Этот факт еще раз подчеркивает омоложение роста структур в северном направлении. В пределах Пимского вала нефтяные горизонты выявлены в отложениях юры, берриаса, валанжина, готерива и баррема.

Таким образом, в пределах Южно-Сургутской зоны, представляющей собой наиболее приподнятую часть Сургутского свода нефтегазоносность связана с юрскими и неокомскими отложениями. В разрезах отдельных месторождений количество нефтеносных пластов достигает пяти — десяти.

Южно-Сургутская структурная зона является основной структурой Центральной Сургутской структурной зоны. В последнюю входит еще ряд структур II, I—II и III порядков. Наиболее изученными являются Южно-Балыкское куполовидное поднятие, Лянторский и Тайбинский валы.

Южно-Балыкское полузамкнутое куполовидное поднятие с юга, востока и запада оконтуривается по верхнеюрским горизонтам изогипсой — 2800 м. В его пределах преобладают локальные поднятия субмеридионального простирания, которые в основном развивались в течение всего мела с более интенсивным ростом в нижнем мелу.

Резко выраженную северо-западную ориентировку имеет Южно-Балыкское локальное поднятие. Ранее был сделан вывод, что это направление в основном связано с древними тектоническими движениями. На примере Южно-Балыкского поднятия это предположение в общем подтверждается. К концу нижнего мела амплитуда его составляла около 70% от современной, а к началу палеогена — более 90%. Однако по сравнению со Среднебалыкским поднятием рост Южно-Балыкской структуры был более интенсивным в нижнемеловое время и заметно замедлился в верхнем мелу. Кроме того, в пределах Южно-Балыкского поднятия развиты структурные осложнения северо-восточного простирания.

Анализ палеотектонических карт показывает, что часть Южно-Балыкской структуры северо-западного направления интенсивно развивалась в нижнемеловую эпоху. В верхнем мелу скорость прироста амплитуды снизилась, а в палеоген-неогеновый этап рост полностью прекратился. Участок структуры с северо-восточным простиранием формировался только в нижнемеловое время, причем интенсивность прироста амплитуды была примерно в 3 раза ниже, чем в зоне с северо-западным простиранием. На этом основании можно сделать предположение, что движения северо-восточного простирания также являются древними и затухают после нижнего мела.

Нефтеносные горизонты в пределах Южно-Балыкского куполовидного поднятия выявлены в юрских и неокомских отложениях. Сокращается количество нефтяных залежей в готеривских отложениях

по сравнению с количеством их на приподнятом Пимском валу. Залежи обнаружены лишь в наиболее приподнятых локальных поднятиях.

Лянторский вал по отложениям верхней юры оконтуривается изогипсой — 2720 м. Размер его 20 × 80 км, простираение субмеридиональное, перепад глубин от наиболее приподнятой части вала до дниц смежных впадин равен 150 м. На западе вал переходит в моноклираль, на северо-востоке через небольшую узкую седловину сочленяется с Тайбинским валом, на юго-востоке отделен от Южно-Сургутской структурной зоны довольно глубокой Аношкинской впадиной. В пределах вала выявлены четыре локальных поднятия.

В нижнемеловую эпоху вал развивался медленно. К концу нижнего мела амплитуда его составляла 40% от современной. К началу палеогена она уже увеличилась до 55%, 45% роста структуры приходится на палеоген-неогеновый этап ее развития. По данным сейсморазведки, в пределах структуры выделяется ряд осложнений северо-западного и субмеридионального простираений. Имеются элементы шпротной ориентировки.

В целом по валу преобладают северо-северо-западные простираения осей локальных поднятий и их структурных осложнений. Такое же простираение имеет и региональный структурный фон. Совпадение линий простираений основных локальных и региональных структурных элементов служит еще одним подтверждением проявления молодых тектонических движений при формировании локальных структур.

С севера к Лянторскому валу примыкает Алехинское полузамкнутое куполовидное поднятие, которое на западе и севере по верхнеюрским отложениям оконтуривается изогипсой — 2750 м. Поднятие представляет собой погруженную зону некогда единой более крупной структуры типа структурной зоны, которая ранее охватывала Лянторский вал и Алехинское куполовидное поднятие.

Гипсометрическое положение Лянторского вала в определенной мере определяет нефтегазоносность его. В пределах вала выявлена единая крупная газонефтяная залежь, приуроченная к пластам АС<sub>9-10</sub>. Пласты БС<sub>1-2</sub>, нефтеносные в более приподнятых структурах Южно-Сургутской структурной зоны, здесь водоносны. Характерна еще одна особенность нефтегазоносности рассматриваемого района. В пределах Алехинского куполовидного поднятия, несколько опущенного по сравнению с Лянторским валом, в пластах АС<sub>9-10</sub> выделены нефтяные залежи без газовой шапки, т. е. при погружении пластов в них появляются чисто нефтяные залежи. Аналогичная картина для отложений верхнеартовской свиты отмечается и в более погруженных участках Пимского вала и Южно-Балыкского куполовидного поднятия по сравнению с приподнятой зоной Быстринского вала.

Тайбинский вал расположен в пределах западного склона Центральной Сургутской структурной зоны. Он имеет субмеридиональное простираение. Размер его 10 × 50 км, амплитуда по подошве

баженовской свиты 100—150 м. На юге вал ограничивается Аношкинской впадиной, на западе, востоке и севере через седловины сочленяется соответственно с Лянторским валом, Южно-Сургутской и Венглинской структурными зонами. Оси локальных поднятий и их структурных осложнений имеют преимущественно субмеридиональное и северо-северо-восточное простирания, региональный структурный фон — северо-северо-восточное. В соответствии с намеченной выше закономерностью все локальные поднятия Тайбинского вала отнесены к категории с ростом в течение всего мезозоя и кайнозоя. Возможно, структуры северо-западного простирания росли только в меловое время, так как простирания их не совпадают с направлением основных тектонических элементов общего структурного фона.

Характер нефтегазоносности Тайбинского вала такой же, как и в пределах Лянторского вала.

**Венглинская структурная зона** расположена севернее Тайбинского вала и по верхнеюрским отложениям оконтуривается изогипсой — 2700 м. В ее пределах выделяется Конитлорский замкнутый вал, оконтуренный изогипсой — 2650 м и ряд самостоятельных локальных поднятий вне этого вала.

Венглинская структурная зона в плане имеет вытянутую в меридиональном направлении форму. Амплитуда ее 150 м. Относительно смежных положительных структур II порядка Венглинская структурная зона занимает более высокое гипсометрическое положение. Выявленные сейсморазведочными работами локальные поднятия имеют изометричную форму. Преобладают три простирания структурных элементов — меридиональное, северо-западное и северо-северо-восточное. В региональном структурном фоне преимущественны северо-западное и северо-восточное простирания. По-видимому, локальные поднятия с субширотной и северо-восточной ориентировкой развивались в течение всего мезозоя и кайнозоя с некоторым усилением роста в палеоген-неогеновый этап.

Высокое гипсометрическое положение структуры и близкий предполагаемый литологический состав юрских и нижнемеловых пород позволяют считать, что здесь перспективны для поисков нефти те же нефтегазодержащие комплексы, что и в пределах Южно-Сургутской структурной зоны.

**Русскинское полузамкнутое куполовидное поднятие** расположено в северо-восточной части Центральной Сургутской структурной зоны. На севере, востоке и юге оно оконтуривается по кровле верхнеюрских отложений изогипсой — 2750 м. Амплитуда его 100—150 м. Локальные поднятия имеют здесь преимущественно субмеридиональное простирание. В региональном структурном фоне наряду с меридиональным некоторое значение имеет и северо-восточное простирание.

Русскинское куполовидное поднятие расположено на продолжении Федоровского, и те закономерности в росте локальных поднятий, которые имеют место там, по-видимому, наблюдаются и здесь. Но

следует ожидать усиления роста поднятий в палеоген-неогеновый этап. Некоторое подтверждение этому можно получить из анализа разрезов двух скважин Рускинской площади. Прирост амплитуды между скважинами в послечеганское время составил 35% от современного его значения. По сравнению с Федоровским куполовидным поднятием и Венглинской структурной зоной рассматриваемая структурная единица занимает более низкое гипсометрическое положение. Кроме того, здесь намечается появление более мелководных фаций в отложениях готерива и баррема. Все это заставляет предполагать, что основные перспективы нефтегазоносности здесь следует связывать с юрскими и берриас-валанжинскими отложениями.

Кроме описанных структур II и II—I порядков в пределах Центральной Сургутской структурной зоны сейсморазведочными работами выявлен ряд отдельных, самостоятельных локальных поднятий. Перспективы нефтегазоносности их, по-видимому, несколько ниже, чем в смежных структурах II, и более высокого порядка.

На севере, востоке и юге в состав Сургутского свода включены структурные террасы, представляющие собой опущенные зоны некогда единой замкнутой структуры свода. Наиболее изученной из них является Южно-Сургутская структурная терраса. В пределах ее выделяются Пойкинский вал и Салымское куполовидное поднятие.

**Пойкинский вал** расположен в юго-западной части свода. Размер его  $25 \times 80$  км, простирание — субмеридиональное, перепад глубин от наиболее приподнятой части вала до наиболее глубоких участков окружающих впадин по отражающему сейсмическому горизонту Б равен 200—350 м. В пределах вала выявлены три локальных поднятия — Пойкинское, Среднесалымское и Южно-Салымское.

Очень часто в пределах локальных поднятий имеются более мелкие осложнения как положительного, так и отрицательного знака, ориентировка осей которых не всегда совпадает с общим простиранием структуры. Для выявления основных направлений тектонических движений в мезозойских отложениях Пойкинского вала были построены розы-диаграммы простираний структурных элементов локальных поднятий (рис. 6). Замеры простираний группировались по интервалам в  $20^\circ$ . По каждому из интервалов вычислялось количество замеров в процентах от общего их количества в пределах структуры II порядка. Результаты этих исследований приведены в нашей работе 1968 г. В пределах каждого локального поднятия кроме общего простирания замерялись простирания всех мелких структурных осложнений, количество которых соответственно всегда больше. Поэтому розы-диаграммы отображают простирание не основных структурообразующих тектонических движений, а второстепенных, осложняющих главное. Для определения главных структурообразующих направлений была применена методика скользящего окна, охватывающего площадь в  $10 \text{ км}^2$ . Замеры производились по среднемасштабной карте. Окно перемещалось на половину своей площади как по вертикали, так и по горизонтали



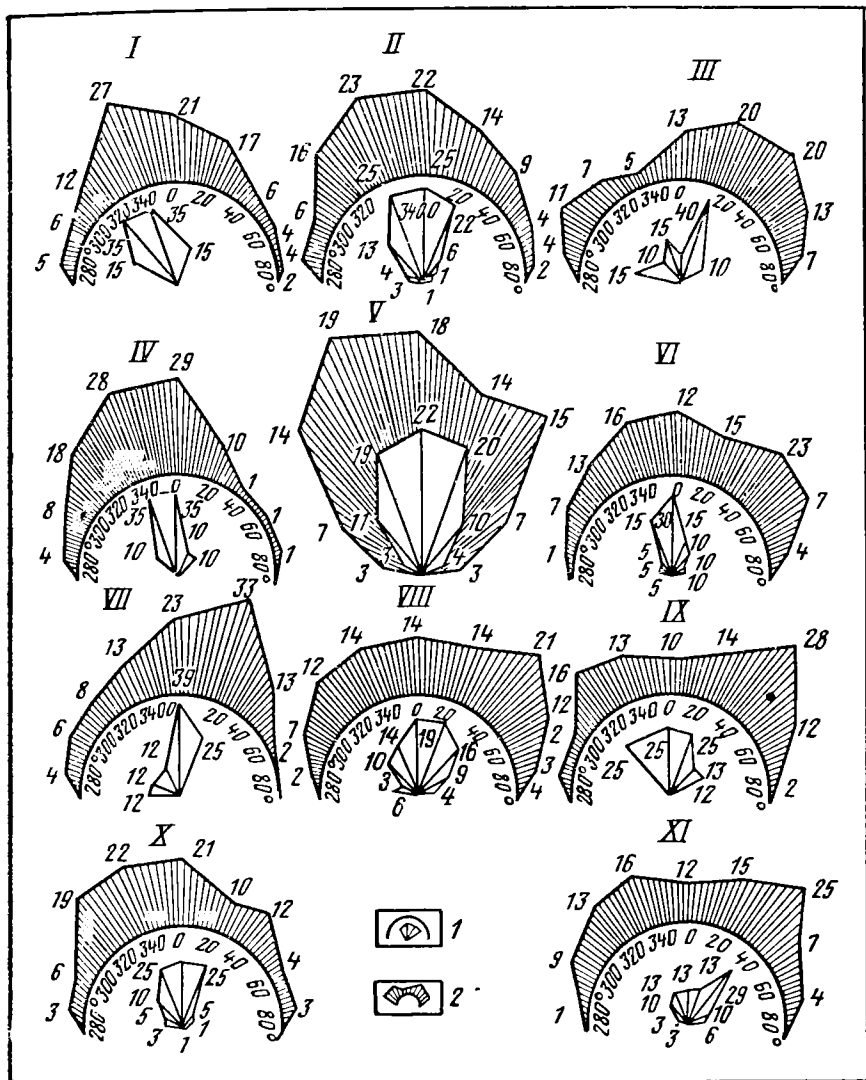


Рис. 6. Розы-диаграммы простираний структурных элементов в мезозойских отложениях Сургутского свода.

1 — диаграммы простираний осей локальных поднятий и структурных отложений в их пределах;

2 — диаграммы простираний изолиний структурного плана, замеренные методом скользящего окна.

Шифр диаграмм — количество замеров данного направления в процентах от общего их количества.

I — Пойкинский вал;

II — западная тектоническая зона;

III — Северо-Сургутская структурная зона;

IV — Лянторский вал;

V — Сургутский свод;

VI — Тром-Юганское куполовидное поднятие;

VII — Тайбинский вал;

VIII — северо-восточная тектоническая зона;

IX — Ингужинская группа поднятий;

X — Пимский вал;

XI — Центральная Сургутская структурная зона.

так, что каждый замер приходился на площадь 2,5 км<sup>2</sup>. В рамках окна определялось среднее простирание изолиний. Замеры группировались также в интервалы по 20°.

В пределах Пойкинского вала преобладают региональные простирания северо-северо-западного направления (азимут 330—10°) в соответствии с общим простиранием вала. Простирания осей структурных осложнений в пределах локальных поднятий смещены относительно общего простирания в западном направлении (преобладают оси с азимутом 310—350°).

Не вызывает сомнения, что различная ориентировка местных структурных осложнений и общего простирания обусловлена наложением разноориентированных тектонических движений. Анализ палеотектонических карт Пойкинского вала показывает, что северо-западные простирания отчетливо проявляются в более древнее время. С приближением к современному структурному плану субмеридиональные простирания постепенно нивелируют диагональные. В связи с этим можно считать, что при формировании низов мезозойского чехла господствовали тектонические движения субмеридионального и северо-западного направлений. С приближением к современному этапу тектонические движения в фундаменте северо-западного направления постепенно затухали.

Соответственно роза-диаграмма простираний осей местных структурных осложнений локальных поднятий отображает более древний этап тектонического развития Пойкинского вала. Этот вывод подтверждается и историей развития Правдинского и Среднесалымского локальных поднятий. Последнее имеет северо-западную ориентировку и было полностью сформировано к концу мела. При этом уже к концу нижнего мела амплитуда Среднесалымского поднятия составляла более 50% от современной. Правдинское локальное поднятие имеет субмеридиональную ориентировку. Оно развивалось в течение всего мезозоя и кайнозоя. На момент завершения роста Среднесалымской структуры амплитуда Правдинского поднятия составляла всего 55% от современной.

Следует обратить внимание еще на одну особенность в ориентировке осей локальных поднятий. Северо-северо-западные простирания их совпадают с общим простиранием регионального фона. Структуры этого направления развивались и в палеоген-неогеновый этап. Можно предположить, что совпадение максимумов замеров простираний по локальным поднятиям и региональному фону является косвенным указанием на участие молодых палеоген-неогеновых тектонических движений в формировании локальных поднятий.

Вывод о связи простираний осей структурных осложнений локальных поднятий с более древними тектоническими движениями имеет большое практическое значение, так как позволяет по конфигурации поднятий, выявленных сейсморазведочными работами, делать предварительное заключение об истории их развития. В свою очередь, зная характер тектонических движений, можно прогнозировать объединение смежных локальных структур в одно поднятие

по более молодым горизонтам. Этот анализ также положен в основу составления тектонической схемы (см. тектоническую схему).

С запада к Пойкинскому валу примыкает Салымское полузамкнутое куполовидное поднятие, которое по кровле верхней юры с севера, запада и юга оконтуривается изогипсой — 2900 м. Амплитуда поднятия по кровле верхней юры составляет 200 м и уменьшается вверх по разрезу до 50 м по кровле сеномана и 40 м — по кровле верхнего мела. Следовательно, структура в основном была сформирована в нижнемеловой этап, хотя и отмечается усиление тектонических движений в палеоген-неогеновое время.

Нефтеносность в пределах Пойкинского вала и салымского куполовидного поднятия связано с юрскими и неокомскими отложениями. Сравнительно высокий стратиграфический этаж нефтеносности объясняется наличием высокоамплитудных локальных поднятий.

### Нижневартовский свод

Нижневартовский свод является второй по размерам крупной положительной структурой изучаемой территории. По кровле верхнеюрских отложений он оконтуривается на юге и востоке изолинией — 2650 м, на севере и западе — 2450 ÷ — 2800 м. Наиболее приподнятая часть свода расположена в районе Самотлорского куполовидного поднятия, где отметки отложений кровли верхней юры достигают — 2300 м. Амплитуда Нижневартовского свода по верхнеюрским отложениям равна 350—500 м и вверх по разрезу заметно уменьшается. По кровле горизонтов в низах апта она составляет 150—200 м, по кровле сеномана 125—100 м, а по кровле журавской свиты 30—60 м. При этом отмечается размыв пород журавской свиты в наиболее приподнятых частях свода. Здесь четвертичные отложения залегают на породах новомихайловской свиты.

Поверхность фундамента в пределах Нижневартовского свода вскрыта на глубинах 2586—3100 м. Наиболее глубокое залегание фундамента отмечено на Локосовской площади в скв. 31 (3162 м), а наиболее высокое — на Ватинской площади — в скв. 14 (2586 м). По этим данным перепад глубин по поверхности фундамента составляет 576 м. На Самотлорском куполовидном поднятии, где по всем горизонтам мезозойско-кайнозойского платформенного чехла отмечается наиболее высокое положение горизонтов, фундамент вскрыт на глубине 2743 м.

В юрское время Нижневартовского свода как структуры I порядка не было. В это время по палеотектоническим построениям существовала моноклиналь с падением слоев в юго-западном направлении. Начиная с берриасского и особенно в валанжинское время произошло заложение основных морфологических особенностей свода. К началу аптского века палеоамплитуда кровли верхнеюрских отложений составляла уже 40% от ее современной величины, к началу турона 20—35%. В апт-альб-сеноманское время южная и восточная части свода практически не развивались. К началу

накопления журавской свиты (верхний олигоцен) Нижневартовский свод оформился в структуру, близкую по своему морфологическому строению к современной.

Основным структурным элементом Нижневартовского свода является Центральная Вартовская структурная зона I группы. Она занимает большую часть территории свода (см. тектоническую схему) и окаймляется по кровле верхнеюрских отложений изогипсой — 2650 м. В пределах этой зоны выделяется ряд структур II порядка и Покурско-Самотлорская структурная зона II группы. Последняя структура замыкается изогипсой — 2500 м и включает в себя Самотлорское куполовидное поднятие и Мегионский вал.

Самотлорское куполовидное поднятие по кровле верхнеюрских отложений замыкается изогипсой — 2450 м. Амплитуда его равна 150 м. Вверх по разрезу она уменьшается и составляет по кровле алымской свиты (нижний апт) 100 м; по кровле покурской свиты (сеноман) 50 м. Таким образом, в течение всего мезозоя Самотлорское куполовидное поднятие развивалось более или менее равномерно. При этом вверх по разрезу постепенно сглаживалась внутренняя расчлененность куполовидного поднятия.

Самотлорское куполовидное поднятие по отложениям юры и мела — наиболее приподнятая структура в пределах всего Нижневартовского свода. Нефтеносность здесь доказана в отложениях юры, валанжина, готерива, баррема и апта. При этом высота залежей превышает амплитуды локальных поднятий, и залежи контролируются конфигурацией замыкающей изогипсы всего куполовидного поднятия. По пласту АВ<sub>1</sub> Самотлорское куполовидное поднятие объединяется с Мегионским валом, при этом небольшое структурное понижение между ними меньше высоты залежи, и последняя является единой для Тарховского куполовидного поднятия и Мегионского вала.

Мегионский незамкнутый вал примыкает к Самотлорскому куполовидному поднятию с запада. По кровле верхнеюрских отложений он оконтуривается изолинией — 2500 м. Амплитуда вала 130 м. Наиболее приподнятая зона замыкается изолинией — 2370 м. Следовательно, по сравнению с Самотлорским куполовидным поднятием Мегионский вал по юрским отложениям опущен на 50—70 м. Характерно, что по наиболее приподнятым участкам сравниваемых структур превышение Самотлорского куполовидного поднятия составляет 70 м, а по замыкающим изогипсам — всего 50 м.

По кровле нижнеаптских отложений на юге, западе и севере Мегионский вал замыкается изогипсой — 1765 м, которая раскрывается в восточном направлении, объединяя Самотлорское куполовидное поднятие и Мегионский вал. Амплитуда вала по кровле нижнеаптских отложений 75 м. По кровле сеноманских отложений она уменьшается до 25 м, при этом сохраняется общий региональный наклон оси вала на запад.

В историческом плане Мегионский вал развивался равномерно в течение всего нижнемелового этапа. В неокомское время прирост

амплитуды вала по сравнению с современной ее величиной составил 42%, в апг-альб-сеноманское — 39%, в послесеноманское — 19%, при этом отмечается некоторое оживление тектонической активности в неогеновый период.

Анализ истории развития Покурско-Самотлорской структурной зоны показывает, что к моменту формирования залежей нефти она представляла собой единую структуру, что и обусловило характер нефтеносности ее. В пределах Мегионского вала промышленная нефтеносность доказана в тех же отложениях, что и на Самотлорском поднятии, но более погруженное положение вала обусловило меньший этаж нефтеносности по каждой залежи.

С северо-востока к Покурско-Самотлорской структурной зоне примыкает **Черногорская структурная ступень**, которая по верхнеюрским отложениям на востоке и севере замыкается изолинией — 2600 м, а на юге — 2500 м. Следовательно, осевая зона этой структуры поднимается по направлению к Самотлорскому куполовидному поднятию. Амплитуда ступени 50—150 м. По кровле нижнеаптских отложений она уменьшается до 25 м, а по кровле сеномана на месте Черногорской структурной ступени вырисовывается моноклираль с падением слоев на северо-восток.

Анализ истории развития этой структуры показывает, что она по отношению к Самотлорскому куполовидному поднятию развивалась так же, как и Мегионский вал, но первоначальное более погруженное положение ее обусловило и более низкое гипсометрическое положение других горизонтов меловых отложений. Это заставляет предполагать, что нефтеносность здесь определяется гипсометрическим положением отдельных локальных поднятий. Соответственно в структурах, ближе расположенных к Самотлорскому куполовидному поднятию, следует ожидать наличие нефтяных залежей в тех же горизонтах. По мере удаления на северо-восток высоты залежей будут уменьшаться, и в локальных структурах, наиболее приподнятые участки которых залегают гипсометрически ниже ВНК Самотлорского месторождения, перспективы нефтеносности резко снижаются.

**Аганский незамкнутый вал** расположен в северной части Центральной Вартовской структурной зоны. Амплитуда его по верхнеюрским отложениям составляет 150 м. Вал расположен примерно на тех же гипсометрических отметках, что и Покурско-Самотлорская структурная зона. По кровле нижнеаптских отложений амплитуда вала уменьшается до 50 м, а по кровле сеномана — до 25 м. При этом, как и для рассмотренных выше структур, здесь вверх по разрезу отмечается уменьшение внутренней расчлененности, исчезновение локальных осложнений вала при сохранении общей структуры его.

В отличие от Мегионского вала и Самотлорского куполовидного поднятия Аганский вал был в основном сформирован в неокомское время. За этот этап прирост амплитуды его составил 67%, а за апт-сеноманское и послесеноманское время соответственно 17 и 16%. Вследствие этого, по неокомским отложениям гипсометрическое

положение горизонтов сохранилось таким же, как и в пределах Покурско-Самотлорской зоны, а по аптским отложениям — стало ниже. В определенной мере это повлияло на характер нефтеносности Аганского вала. Здесь в неокомских (точнее в берриас-валанжинских) отложениях выявлены крупные залежи нефти, а в аптских породах можно лишь предполагать мелкие скопления углеводородов.

**Вартовско-Соснинский** вал расположен южнее Самотлорского куполовидного поднятия. По кровле верхнеюрских отложений он замыкается изолинией — 2470 м. Амплитуда его 100 м. По сравнению с Самотлорским куполовидным поднятием основание вала опущено всего на 20 м, а относительно Мегионского вала — приподнято на 30 м. По отложениям нижнего апта гипсометрическое положение вала такое же, как в пределах Самотлорского куполовидного поднятия (замыкающая изогипса — 1650 м), но амплитуда уменьшается до 50 м. По кровле сеномача амплитуда вала уменьшается до 10 м, а положение замыкающей изогипсы сохраняется на отметке — 900 м.

Таким образом, в пределах Вартовско-Соснинского вала, по сравнению с Самотлорским куполовидным поднятием, отмечается уменьшение амплитуд разновозрастных горизонтов, хотя гипсометрическое положение замыкающих изолиний не меняется.

История развития Вартовско-Соснинского вала примерно аналогична истории развития структур Покурско-Самотлорской структурной зоны. Вал равномерно и интенсивно развивался в течение нижнего мела. В послесеноманский этап тектоническая активность роста резко снизилась. Прирост амплитуд в этот период составил всего 10%, в то время как в неокомское и апт-сеноманское время он был примерно одинаков и соответственно составлял 50 и 40%.

Нефтеносность Вартовско-Соснинского вала доказана по отложениям юры, валанжина, готерива и апта.

**Ермаковский** вал расположен к югу от Мегионского. По отложениям верхней юры он оконтуривается изогипсой — 2500 м. Амплитуда его 150 м. Вверх по разрезу она резко уменьшается и составляет по отложениям нижнего апта 25 м, по отложениям сеномана 10 м. При этом, начиная с готеривских отложений, вал раскрывается в восточном направлении. Ермаковский вал был в основном сформирован в валанжин-берриасское время. Прирост амплитуды за этот период составил 84% от современной ее величины по юрским отложениям. Характерна еще одна особенность в тектоническом строении Ермаковского вала. Если в рассмотренных структурах вверх по разрезу отмечается более резкое затухание роста локальных поднятий, чем структур более высокого порядка, то здесь картина обратная. Вверх по разрезу на месте вала сохраняются лишь отдельные малоамплитудные поднятия, а сам вал как самостоятельная структура исчезает.

По-видимому, такое резкое отличие в истории развития Ермаковского вала по сравнению с ранее описанными структурами отразилось и на характере нефтегазовосности его. Здесь отмечены лишь

небольшие притоки нефти из аптских отложений, а остальной разрез водонасыщен.

**Зайцевский вал** расположен юго-восточнее Ермаковского. По кровле верхнеюрских отложений вал оконтуривается изогипсой — 2450 м. Амплитуда его 125 м. Вверх по разрезу вал как самостоятельная структура исчезает и на его месте по нижеаптским отложениям сохраняются лишь отдельные локальные поднятия амплитудой до 20 м. По сеноманским отложениям сохраняется лишь одно локальное поднятие. Вал был сформирован в основном в берриас-валанжинское время. В пределах его признаков нефтеносности не отмечается, что, по-видимому, как и в пределах Ермаковского вала, связано с тектоническими условиями.

**Малореченский вал** расположен южнее Вартовско-Соснинского. По кровле верхнеюрских отложений вал оконтуривается изогипсой — 2450 м. Амплитуда его 75 м. Вверх по разрезу она уменьшается и составляет по кровле нижеаптских отложений 50 м, по кровле сеномана — 50 м. Малореченский вал развивался в течение всего мезозоя и кайнозоя с некоторым усилением роста в верхнемеловой и палеоген-неогеновый этапы. Прирост амплитуды поднятия в неокемский этап составляет 35% от амплитуды по кровле юрских отложений, в апт-альб-сеноманский — 25% и в послесеноманский — 40%. Вверх по разрезу амплитуды локальных поднятий, входящих в состав вала, уменьшались более быстро, чем амплитуда вала в целом, г. е. по характеру строения и истории развития Малореченский вал ближе к структурам типа Самотлорского куполовидного поднятия или Вартовско-Соснинского вала, чем к структурам типа Ермаковского вала.

В пределах рассматриваемого вала выявлены небольшие залежи нефти в юрских (пласт Ю<sub>1</sub>) и валанжинских (пласт БВ<sub>1</sub>) отложениях. По гипсометрическому положению и истории развития здесь следовало бы ожидать характер нефтеносности разреза таким же, как в пределах Самотлорского куполовидного поднятия или Вартовско-Соснинского вала, но к югу от Вартовско-Соснинского вала происходит резкое опесчанивание разреза меловых отложений, связанное с более мелководной обстановкой осадконакопления. В связи с этим благоприятные условия для формирования залежей нефти здесь могли бы возникнуть, если бы структура была более погруженной и более контрастной по величине локальных поднятий.

**Кедровский вал** расположен в южной части Центральной Вартовской структурной зоны. По кровле верхнеюрских отложений поднятие оконтуривается изогипсой — 2550 м. Амплитуда его 75 м. Вверх по разрезу она уменьшается и составляет 20 м, по кровле сеномана — 10 м. При этом по горизонтам моложе валанжинских отдельные локальные поднятия почти не выделяются, а сохраняется лишь общая структура куполовидного поднятия. В целом рассматриваемая структура развивалась главным образом в неокоме. За этот период прирост амплитуды составил 74% от современной. По апт-

альб-сеноманским и послесеноманским отложениям прирост амплитуды был одинаковым и составил 13%.

В пределах Кедровского вала выявлена одна небольшая залежь нефти в юрских отложениях. Отсутствие нефти в нижнемеловых отложениях объясняется фациальными условиями накопления и более повышенным, чем в северных участках Нижневартовского свода, содержанием в породах гумусового органического вещества.

**Покачевское полузамкнутое куполовидное поднятие** расположено в северо-западной части Нижневартовского свода, в пределах Северо-Вартовской структурной террасы. По кровле верхнеюрских отложений поднятие оконтуривается с трех сторон изогипсой — 2750 м, которая раскрывается в юго-восточном направлении. Ось поднятия погружается в северо-западном направлении от —2000 до —2750 м. Амплитуда поднятия 50—150 м. Вверх по разрезу она уменьшается и составляет по кровле нижнего апта 20—50 м, по кровле сеномана 5—40 м. По горизонтгам выше аптских контрастность локальных поднятий затухает и структура представляет собой структурный нос, ось которого погружается в северо-западном направлении.

На Покачевском куполовидном поднятии промышленная нефтеносность доказана в отложениях валанжина и апта.

Таким образом, в пределах Нижневартовского свода, как и в пределах Сургутского, распределение залежей нефти в значительной степени контролируется современным гипсометрическим положением соответствующих горизонтов, но здесь в большей степени оказывают влияние фациальные условия накопления пород. К северу от Нижневартовского свода крупных структур I порядка нет. Здесь на фоне общего глубокого погружения всех горизонтов мезозойских отложений выделяются резкие высокоамплитудные локальные поднятия, которые группируются в структуры II или II—I порядков.

### **Варь-Еганская структурная терраса**

Варь-Еганская структурная терраса расположена к северу от Нижневартовского свода и представляет собой структуру промежуточную между структурами I и II порядков, ось которой поднимается в южном направлении. По кровле верхнеюрских отложений структурная терраса на севере и западе оконтуривается изогипсой — 2950 м, на востоке — 2750 м, на юге — 2700 м. Амплитуда террасы 300—650 м. Вверх по разрезу она уменьшается незначительно и по кровле сеноманских отложений составляет 350—550 м.

По истории развития Варь-Еганская структурная терраса резко отличается от всех ранее рассмотренных структур Нижневартовского и Сургутского сводов. В неокомское время развитие ее было несущественным. Прирост амплитуды за этот период составил всего 5—10% от амплитуды современной величины по верхнеюрским отложениям. В апт-альб-сеноманское время началось оживление тектонической активности. Но основное развитие рассматриваемая структурная терраса получила в послесеноманский этап, когда прирост ампли-



туды составил 80—85%. Следует отметить, что в северном направлении роль молодых тектонических движений резко возрастает.

В пределах Варь-Еганской структурной террасы четко выделяются Варь-Еганский и Новомолодежный полузамкнутые валы, которые по истории своего развития также относятся к структурам молодого роста.

Промышленная нефтегазоносность в пределах Варь-Еганской структурной террасы доказана в отложениях юры, валанжина и сеномана. Распределение нефти и газа контролируется как современным гипсометрическим положением продуктивных горизонтов, так и их литолого-фациальным составом.

### Вэнга-Пурский вал

Вэнга-Пурский вал расположен в северной части изучаемой территории. По верхнеюрским отложениям он оконтуривается изогипсой — 2950 м. Амплитуда его 200 м. Вверх по разрезу она уменьшается незначительно и по кровле сеномана составляет 150 м, г. е. основной рост структуры происходил в послесеноманское время. Промышленная нефтегазоносность в пределах вала доказана в юрских и сеноманских отложениях. Отсутствие нефтяных залежей в валанжинских отложениях связано как с более глубоким залеганием горизонтов, так и с более мелководными условиями накопления их, чем на Варь-Еганском валу.

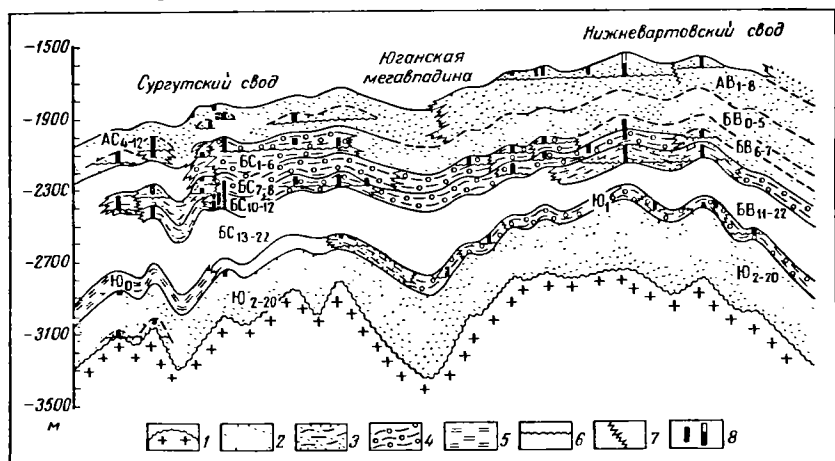


Рис. 7. Схема связи гипсометрического положения залежей нефти в основных горизонтах юрских и неокомских отложений и литолого-фациальных условий накопления нефтегазовместящих пород.

- 1 — поверхность фундамента;
- 2 — преимущественно песчаные отложения с невыдержанными по простиранию пластами песчаников и глины;
- 3 — глинисто-песчаные отложения с преобладанием глинистых пород, с частично выдержанными по простиранию пластами песчаников и глины;
- 4 — глинисто-песчаные отложения с выдержанными по простиранию пластами песчаников и глины;
- 5 — глинистые битуминозные породы с листовато-пластинчатой текстурой;
- 6 — нижние пределы гипсометрических отметок отложений, благоприятных для формирования залежей углеводородов в различных фациальных зонах;
- 7 — границы зон с различными условиями накопления пород;
- 8 — высоты залежей нефтяных и нефтяных с газовыми шапками.

Характер распределения залежей нефти и газа в пределах Салымской седловины, Юганской мегавпадины, Покамасовской седловины, детальное описание тектонических особенностей которых мы не приводим, примерно такой же, как и у описанных выше тектонических структур.

Общей характерной чертой всех тектонических элементов является закономерная связь в пределах узких фациальных зон каждого стратиграфического горизонта распределения залежей нефти с современным гипсометрическим положением нефтегазодержащих горизонтов. На рис. 7 приведен схематизированный разрез юрских и неокомских отложений по широтному сечению, на котором показано взаимоотношение высот залежей и их гипсометрического положения. На профиле довольно отчетливо видно, что для каждого стратиграфического уровня высота залежей контролируется условиями фациального накопления нефтегазовмещающих пород. В зонах, где нефтегазовмещающие породы накапливались в более мелководных условиях, залежи нефти или газа имеются только в ловушках современного высокого гипсометрического положения.

#### КЛАССИФИКАЦИЯ И ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ ЛОКАЛЬНЫХ ПОДНЯТИЙ

Локальные поднятия Западно-Сибирской плиты описаны во многих работах, но единой классификации их пока нет. Краткий исторический обзор классификаций приведен И. И. Нестеровым (1965).

В основу классификаций платформенных локальных поднятий различными исследователями положены самые разнообразные параметры: форма и размеры (Хаин, 1954); форма и различные этапы роста структур (Г. Е. Рябухин, Н. Н. Нестеров, 1956; В. Д. Наливкин, 1956); положение на тектонической структуре более высокого порядка (В. Н. Мельник, 1957); история развития поднятия (Ф. Г. Гурари, 1956, 1959); время окончания относительно роста (Н. Н. Ростовцев, 1956); время и интенсивность тектонических движений (Е. В. Еханин, Е. И. Бенько, 1959); форма, размеры и длительность роста (В. Д. Наливкин, 1959); скорости роста (Е. В. Еханин, 1960); длительность роста сводовых и крыльевых участков (И. И. Нестеров, 1961); возраст осадков, перекрывающих выступы фундамента (М. Я. Рудкевич, 1962); прирост амплитуд локальных поднятий (И. И. Нестеров, 1956, 1966).

Мы считаем, что в основу классификации должны быть положены историко-генетические принципы. При этом проще всего пользоваться амплитудными графиками. Для того чтобы сравнивать между собой локальные поднятия различной амплитуды, удобнее проследить изменение амплитуды какого-либо опорного горизонта (И. И. Нестеров, 1965). Она принимается за 100%, а амплитуды по всем вышележащим горизонтам вычисляются в процентах от нее. Для Сургутского свода в качестве опорного горизонта взята подошва

С в и т ы	Q
	N <sub>2</sub>
	N <sub>1</sub>
Туртасская	Pq <sub>3</sub>
Новомихайловская	
Алымская	
Черемная	
Лялинворская	Pq <sub>2</sub>
Талицкая	
Ганькинская	Cr <sub>2</sub> m+d
Славяно-Зыбская	
Сельничихинская	
Кизнецовская	
Покурская	Cr <sub>1</sub> at
Алымская	
Вартовская	Cr <sub>1</sub> h+b
Мегионская	Cr <sub>1</sub> v
Баженовская	J <sub>3</sub> v

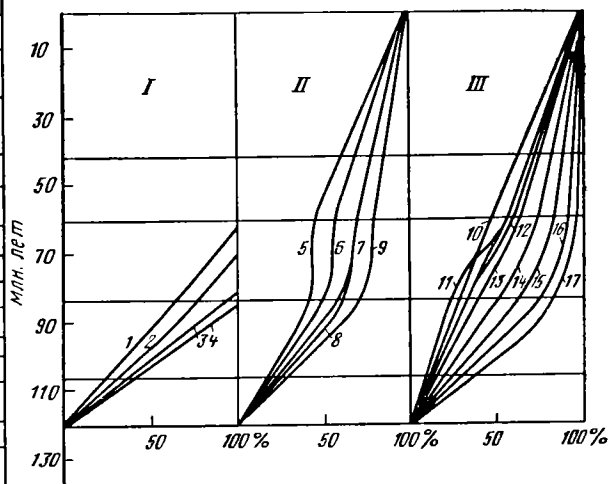


Рис. 8. Кривые роста амплитуд локальных поднятий Сургутского (опорный горизонт — подошва пласта БС<sub>6</sub>) и Нижневартовского сводов (опорный горизонт — кровля пласта БВ<sub>8</sub>).

I — структуры непрерывного развития:

- 1 — Среднесалымская (скв. 101—105),
- 2 — Варь-Еганская,
- 3 — Сургутская (скв. 51—53),
- 4 — Малобалыкская;

II — структуры прерывистого развития:

- 5 — Вершинная (скв. 418—1),
- 6 — Аганская,
- 7 — Быстринская (скв. 168—124),
- 8 — Западно-Сургутская (скв. 126—46),

9 — Усть-Балыкская (скв. 215—76);

III — структуры промежуточного типа:

- 10 — Мамонтовская (скв. 24—241),
- 11 — Ляиторская,
- 12 — Правдинская (среднее),
- 13 — Руссинская (скв. 199—1),
- 14 — Минчиминская (скв. 23—21),
- 15 — Тепловская (скв. 43—41),
- 16 — Южно-Балыкская (скв. 94—252),
- 17 — Локосовская.

пласта БС<sub>6</sub> и для Нижневартовского свода — кровля пласта БВ<sub>8</sub> (рис. 8). Графики роста амплитуд строились следующим образом. Современная амплитуда какого-либо поднятия по подошве пласта БС<sub>6</sub> бралась за 100%. Затем вычислялись амплитуды этого поднятия в процентах от амплитуды пласта БС<sub>6</sub> по кровле сеноманских и маастрихт-датских отложений. Полученная цифра вычиталась из 100%. Таким образом, графики отражают последовательный прирост в процентах амплитуды локального поднятия по подошве пласта БС<sub>6</sub> за нижнемеловой, верхнемеловой и палеоген-неогеновый этапы развития локального поднятия.

Из графиков (рис. 8) видно, что по характеру роста амплитуд поднятия делятся на три группы. К первой относятся структуры с равномерным ростом в течение всего периода формирования структуры, ко второй — структуры с резким ослаблением роста амплитуд в верхнемеловой этап и к третьей — структуры с промежуточным характером роста. Важным параметром служит также прирост амплитуд в относительном выражении за намеченные выше этапы. Условно принято, что если поднятие за один из трех рассматриваемых

этапов выросло более чем за два других вместе взятых, то структура относится к классу с ростом в этот этап. Например, амплитуда Малобалыкского поднятия в течение нижнего мела достигла ее современной величины. Соответственно эта структура относится к классу с нижнемеловым ростом.

Наименование класса структур определяется величиной прироста амплитуды за три этапа ее роста. За предельную принята цифра роста амплитуд, равная 25 % от современной ее величины. Название класса складывается из наименования возрастных интервалов, в пределах которых прирост амплитуды был более 25 % от современной ее величины.

На первое место ставится этап с максимальным значением прироста амплитуды. Если за какой-либо этап прирост амплитуды составлял менее 25 %, в название класса этот этап не входит. Например, по Правдинскому локальному поднятию прирост амплитуды составил за нижнемеловой этап — 32 %, за верхнемеловой — 28 % и за палеоген-неогеновый — 40 %. Соответственно, Правдинское локальное поднятие следует относить к классу структур с неоген-нижне-верхнемеловым ростом.

Таким образом, предлагается классификация локальных поднятий, отражающая характер и интенсивность роста их в определенные этапы тектонического развития. Этапы роста были выбраны в соответствии с данными И. И. Нестерова (1965), который проанализировал рост локальных поднятий по всей территории Западно-Сибирской низменности.

К классу структур с нижнемеловым ростом относятся Малобалыкское, Сургутское, Усть-Балыкское, Южно-Балыкское и Тепловское локальные поднятия. Это чаще всего довольно рельефно выраженные структуры, с высокими абсолютными величинами амплитуд, с субмеридиональной или северо-западной ориентировкой оси.

В класс структур с меловым ростом входят Среднесалымское и Минчимкинское поднятия. Чаще всего это локальные поднятия со средней абсолютной величиной амплитуды, с субмеридиональной или северо-западной ориентировкой оси.

Класс структур с нижнемеловым-палеоген-неогеновым ростом включает Западно-Сургутское и Быстринское поднятия. Структуры этого класса имеют среднюю абсолютную величину амплитуды и ориентированы в субмеридиональном направлении. Местные локальные осложнения могут иметь субмеридиональное простираение. Структуры этого класса всегда относятся к типу с затуханием роста в верхнем мелу.

В класс структур с палеоген-неоген-нижнемеловым ростом входят Мамонтовское, Вершинное и Рускинское локальные поднятия. Структуры этого класса имеют небольшую или среднюю по абсолютному значению амплитуду и ориентированы в субмеридиональном или северо-восточном направлениях. В поднятиях с субмеридиональным простираением имеются структурные элементы широтного направления.

К классу структур с палеоген-неоген-нижне-верхнемеловым ростом относится Правдинское локальное поднятие. Оно имеет субмеридиональное простирание, осложненное вторичными структурными элементами северо-западного простирания.

К классу структур с палеоген-неоген-верхнемеловым ростом относится Лянторское локальное поднятие. В его пределах ярко выражены два направления простираний отдельных элементов структуры — северо-западное и субмеридиональное. Имеются структурные элементы с широтной ориентировкой.

Следует заметить, что абсолютная величина амплитуды во многом зависит от истории развития структуры. Установлено, что вверх по разрезу амплитуды локальных поднятий постепенно затухают. Поэтому, чем больше прирост амплитуды в нижнемеловую эпоху в относительном выражении, тем вероятней следует ожидать в пределах такого поднятия большую величину абсолютного значения амплитуды. Однако эта закономерность, характерная для большинства изученных структур Западно-Сибирской низменности, по видимому, не проявляется в северных районах низменности. Здесь можно ожидать большие значения амплитуд на локальных поднятиях с активным ростом в палеоген-неогеновый этап.

Приведенная классификация сделана на основании анализа роста локальных поднятий, в пределах которых за опорный горизонт взята подошва пласта БС<sub>6</sub>. Однако в пределах Сургутского свода есть еще один тип локальных структур, который имеет больше теоретическое, чем практическое значение. Это инверсионная структура в районе Западно-Сургутской скв. 165, которая интенсивно развивалась в юре, а затем последующими тектоническими движениями была превращена в отрицательную структуру.

Классификация локальных поднятий с выделением классов и типов структур имеет практическое значение с той точки зрения, что на основе ее выявляется возможность прогнозирования таких структур, которые по верхним горизонтам в благоприятных условиях могут объединяться в единое поднятие. Сейчас пока можно отметить, что такое объединение смежных структур менее всего вероятно для поднятий, испытывающих интенсивный рост в нижнемеловое время.

Для подтверждения этого тезиса для локальных поднятий Сургутского и Нижневартовского сводов был сделан анализ изменения напряженности роста их во времени (В. Д. Наливкин, 1965). Под напряженностью роста понимается отношение амплитуды структуры к ее площади. Было изучено изменение напряженности роста некоторых локальных поднятий Среднего Приобья при переменной площади поднятия, т. е. в данном случае на определенное время бралось отношение палеоамплитуды к палеоплощади локального поднятия. Последняя величина вычислялась по контурам замкнутой палеоизогипсы опорного горизонта на рассматриваемый отрезок времени. Положение замыкающей изолинии непостоянно, вследствие чего и площадь локального поднятия во времени меняется. При таком анализе можно лишь сделать вывод, что существуют локальные

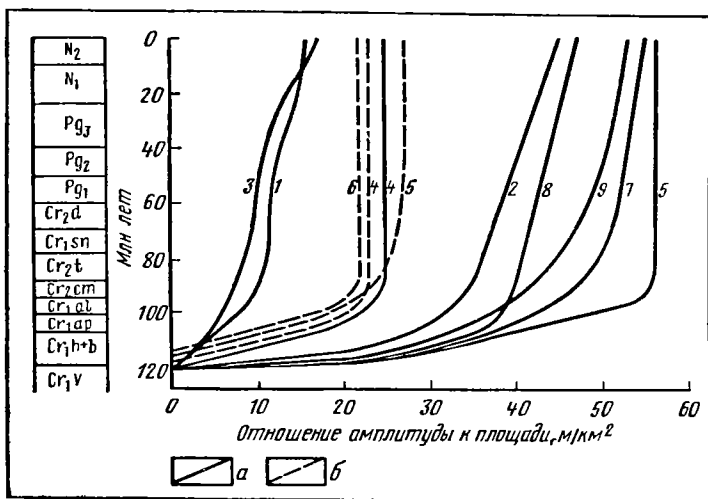


Рис. 9. Графики изменения напряженности роста локальных поднятий Среднего Приобья (при постоянной площади).

Опорные горизонты:

а — БС<sub>9</sub> и БС<sub>16</sub>;  
б — БС<sub>1</sub>.

Локальные поднятия:

1 — Правдинское,  
2 — Южно-Балыкское,

3 — Мамонтовское,  
4 — Усть-Балыкское,  
5 — Западно-Сургутское,  
6 — Быстринское,  
7 — Аганское,  
8 — Локосовское,  
9 — Варь-Еганское.

поднятия, в пределах которых увеличение или уменьшение амплитуды и палеоплощади происходят пропорционально, вследствие чего кривая напряженности все время возрастает. На ряде поднятий (Быстринское, Западно-Сургутское) эта пропорциональность нарушается и кривая напряженности изменяется скачкообразно. По-видимому, при построении такого рода кривых определенное значение приобретает субъективная оценка при проведении замыкающей палеоизолинии. Кроме того, положение замыкающей палеоизолинии во многом зависит от изменения регионального палеоструктурного фона. Поэтому, чтобы более однозначно сравнивать напряженности роста локальных поднятий, следует площадь его принять постоянной.

На рис. 9 изображены кривые напряженности роста некоторых локальных поднятий Сургутского и Нижневартовского сводов при постоянной площади. За эту величину принята площадь современной структуры. Эти графики уже более упорядоченные. На них наглядно видно, что напряженность роста была очень высокой в нижнемеловой этап, а в последующее время величина ее резко снижается. Чем больше палеоамплитуда и меньше площадь, тем больше величина напряженности. В этом случае в первый этап развития локального поднятия возникают глубокие контрасты между поднятиями и смежными впадинами. В силу ослабления роста структуры в последующее время эти контрасты не могут быть сглажены, и поднятия

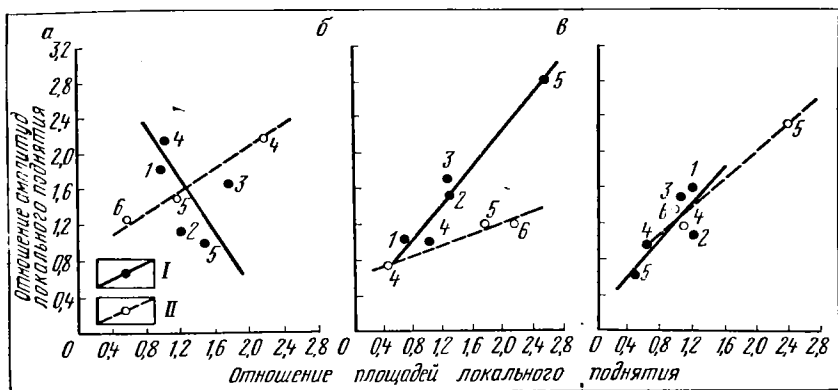


Рис. 10. Зависимость изменения палеоплощадей локальных поднятий от прироста палеоамплитуд.

а — за нижнемеловое время;  
 б — за верхнемеловое время;  
 в — за палеоген-неогеновое время.

I — БС<sub>6</sub> и БС<sub>10</sub>;  
 II — БС<sub>1</sub>.

Локальные поднятия:

1 — Правдинское,

2 — Южно-Балыкское,  
 3 — Мамонтовское,  
 4 — Усть-Балыкское,  
 5 — Западно-Сургутское,  
 6 — Быстринское.

с такой историей развития вряд ли могут объединяться по верхним горизонтам.

Этот вывод подтверждается и анализом соотношений между приростом амплитуд локальных поднятий и их площадей на определенный отрезок времени. В табл. 5 приведены изменения основных параметров локальных поднятий в процессе их развития, полученные по палеотектоническим построениям. На основе этой таблицы построены графики, изображенные на рис. 10, отражающие зависимость между палеоплощадями и палеоамплитудами и различные этапы развития локальных поднятий.

В нижнемеловое время (рис. 10, а) для опорных горизонтов БС<sub>6</sub> и БС<sub>10</sub> намечается обратная зависимость между ростом структуры и изменением ее палеоплощади. Чем больше прирост амплитуды, тем меньше площадь палеоструктуры. Этот график еще раз подтверждает вывод о том, что при интенсивном развитии объединение смежных локальных структур в единое поднятие маловероятно. Для пласта БС<sub>1</sub> картина обратная, т. е. с увеличением прироста амплитуды площадь структуры увеличивается. Соответственно можно считать, что интенсивность тектонических движений в пределах изученных структур Сургутского свода после отложения осадков пласта БС<sub>1</sub> заметно снижается по сравнению с ростом их в период до окончательного формирования этого пласта.

В верхнемеловое и частично олигоценное время (рис. 10, б) увеличение палеоамплитуды обуславливает прирост площади структуры, при этом прирост более существен для пласта БС<sub>1</sub>, чем для пластов БС<sub>10</sub> и БС<sub>6</sub>. Такое соотношение, по-видимому, обусловлено

Изменение основных параметров локальных под

Локальное поднятие	Опорный горизонт	Пара									
		нижнемелового						верхнемелово			
		<i>H</i>	<i>A</i>	$\Delta_1$	<i>П</i>	$\frac{A}{П}$	$\frac{\Delta_1}{П_1}$	<i>H</i>	<i>A</i>	$\Delta_1$	<i>П</i>
Правдинское Южно-Балык- ское	БС <sub>6</sub>	370	22	25	684	3,2	4,9	1345	41	50	664
	БС <sub>10</sub>	480	40	55	110	36,3	27,5	1430	45	70	132
Мамонтовское Усть-Балык- ское	БС <sub>10</sub>	480	15	25	260	5,8	4,3	1430	25	45	456
	БС <sub>10</sub>	470	39	35	460	8,5	9,8	1430	85	100	460
	БС <sub>1</sub>	230	30	35	280	10,6	11,3	1190	65	70	600
Западно- Сургутское	БС <sub>10</sub>	420	20	30	50	40	37,5	1350	20	45	72
	БС <sub>1</sub>	185	10	25	40	25,1	13,1	1120	15	45	45
Быстринское	Б <sub>1</sub>	210	20	40	184	10,9	17,7	1160	25	50	108

Примечание. *H* — отметка замыкающей изолинии; *A* — палеоамплитуда при пере  
*A* — палеоамплитуда при постоянной площади; *П* — палеоплощадь  
*П*<sub>1</sub> — площадь современной структуры.

схемой формирования локальных поднятий. Более вероятно, что в этот этап прирост палеоамплитуд происходил вследствие более замедленного опускания свода локального поднятия относительно окружающих впадин. Такой характер развития структур описан И. И. Нестеровым (1961) для Березовского района Западно-Сибирской низменности.

В палеоген-неогеновый этап развития для изученных бурением локальных поднятий Сургутского свода устанавливается также прямая зависимость между приростом площади и амплитуды (рис. 10, *е*). При этом различия между пластами БС<sub>10</sub>, БС<sub>6</sub> и БС<sub>1</sub> сглаживаются.

Сравнение графиков рис. 10, *б*, *в* позволяет подтвердить ранее сделанный вывод о том, что при увеличении прироста амплитуды локального поднятия площадь его увеличивается на меньшую величину. По-видимому, существует определенная критическая величина прироста амплитуд, при которой увеличение площади поднятия является максимальным.

Из рис. 10 видно, что наиболее благоприятные условия были в верхнемеловое время для пласта БС<sub>1</sub>, когда прирост палеоамплитуды в 0,2 раза обуславливает прирост площади структуры в 0,5 раза. Такая закономерность наблюдается для Усть-Балыкской, Западно-Сургутской и Быстринской структур, которые относятся к типу структур с затуханием роста в верхнемеловом этапе. Отсюда напрашивается вывод, что этот тип структур является наиболее благоприятным для возможного объединения смежных структур в одно



нятий Сургутского свода в процессе их развития

метры на начало различных этапов

го		палеоген-неогенового						современного			
$\frac{A}{П}$	$\frac{A_1}{П_1}$	H	A	A <sub>1</sub>	П	$\frac{A}{П}$	$\frac{A_1}{П_1}$	H	A <sub>1</sub>	П <sub>1</sub>	$\frac{A_1}{П_1}$
6,2	9,8	1920	47	60	436	10,8	11,7	2340	80	512	15,6
34,1	35	1980	80	80	168	47,5	40	2410	90	200	45
5,5	7,5	1980	50	60	580	8,6	10	2400	80	600	16,6
18,4	25	1960	100	100	468	21,4	25	2320	100	400	25
10,8	22,6	1700	55	70	280	19,6	22,6	2077	70	310	22,6
27,8	56,2	1880	65	45	184	35,3	56,2	2240	45	80	56,2
33,4	23,7	1620	20	50	80	25	26,3	2025	50	190	26,3
23,1	22,2	1670	35	50	230	15,2	22,2	2047	50	225	22,2

менной площади;

в км<sup>2</sup> по замыкающей изолинии

поднятия по горизонтам в готеривских и барремских отложениях. Соответственно наименее благоприятные условия для такого объединения будут на структурах непрерывного роста.

## ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ И МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Под залежью нефти или газа мы понимаем любое естественное их скопление, приуроченное к природной ловушке. Залежи подразделяются на две группы — непромышленные и промышленные. К непромышленным относятся те залежи, дебит скважин из которых (независимо от метода возбуждения) менее 2 т/сут (20 000 м<sup>3</sup>/сут газа). Соответственно к промышленным относятся залежи, дебит скважин из которых более 2 т/сут (более 20 000 м<sup>3</sup>/сут).

Под месторождением мы понимаем одну или группу залежей, полностью или частично совпадающих в плане и контролируемых структурой или частью ее.

Большое практическое и теоретическое значение имеет создание единой классификации залежей и месторождений.

### КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАЛЕЖЕЙ И МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Классификациям залежей нефти и газа посвящены работы А. Г. Алексина (1956, 1957), А. А. Трофимука (1953), М. Ф. Мирчинка (1955), Г. Е. Айзенштадта (1956), А. А. Бакирова и др. (1968), И. О. Брода (1951), И. О. Брода и Н. А. Еременко (1964), П. П. Иванчука и Н. Ю. Успенской (1952), А. М. Карапетова (1968), С. П. Козленко (1957), К. С. Маслова (1949, 1954), И. И. Нестерова, Ф. К. Салманова и К. А. Шпильмана (1971), Г. П. Ованесова (1962), Н. Н. Осадько (1968), Н. Н. Ростовцева и И. И. Нестерова (1964), Ф. К. Салманова и А. В. Тяна (1968), А. В. Тяна, Г. Р. Новикова и Ф. К. Салманова (1970), В. Е. Хаина (1954), Г. А. Хельквиста (1953) и др. Залежи нефти и газа классифицируются в основном по форме ловушки и типу экранов. Такие важные показатели, как углеводородный состав залежей, дебиты скважин, тип коллектора и запасы углеводородов не учитываются. Нами за основу взята классификация залежей, опубликованная ранее совместно с И. И. Нестеровым и К. А. Шпильманом (1971).

По углеводородному составу залежи подразделяются на 10 классов. К нефтяным относятся залежи, содержащие в пластовых условиях нефть с растворенным в ней газом. В изучаемом районе примерами таких залежей являются залежи в пластах БС<sub>10</sub>, БС<sub>4</sub>, БС<sub>2-3</sub>,

БС<sub>1</sub> Усть-Балыкского месторождения. К газовым относятся залежи, содержащие менее 20 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> нефти, например, залежь пласта ПК<sub>1</sub> Варь-Еганского месторождения. Газоконденсатные залежи содержат в пластовых условиях растворенную в газе нефть в количестве более 20 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. В изучаемом районе это залежи пласта Ю<sub>1</sub> Варь-Еганского месторождения.

К эмульсионным относятся залежи, в пределах которых нефть в пласте находится в виде устойчивой водонефтяной эмульсии, в которой содержание воды достигает 50% и более. В таких же физических условиях находится нефть в так называемых переходных зонах от нефти к воде. Примером эмульсионной залежи является залежь пласта БС<sub>1</sub> Южно-Балыкского месторождения.

Описанные четыре класса относятся к категории однородных по составу залежей, в пределах которых в любой точке нефтегаз-содержащего пласта физико-химические свойства углеводородов примерно одинаковы. В остальных шести классах классификационной таблицы углеводороды в пластовых условиях находятся одновременно в жидком и газообразном состояниях. Эти классы залежей имеют двойное наименование. При этом на первое место ставится название комплекса углеводородных соединений, геологические запасы которых более 50% от общих запасов углеводородов в залежи. В грубом приближении 1000 м<sup>3</sup> приравнивается к 1 т нефти. Для получения более точных результатов следует вести расчеты по весовому соотношению жидких и свободных газообразных углеводородов в пластовых условиях.

#### Классификация залежей по углеводородному составу:

1. Нефтяная	Н
2. Газовая	Г
3. Газоконденсатная	ГК
4. Эмульсионная	Э
5. Нефтяная с газовой шапкой	НГ
6. Нефтяная с газоконденсатной шапкой	НГК
7. Газовая с нефтяной оторочкой	ГН
8. Газоконденсатная с нефтяной оторочкой	ГКН
9. Эмульсионная с газовой шапкой	ЭГ
10. Эмульсионная с газоконденсатной шапкой	ЭГК

Вторым параметром, который необходимо учитывать при комплексной классификации залежей, является форма рельефа ловушки. В практике она совпадает с поверхностью подошвы экранирующих залежь пород. Форма ловушки может быть антиклинальной, моноклиальной, синклиальной и сложной. Под последней понимается ловушка, приуроченная к группе локальных поднятий и разделяющих их локальных впадин.

По типу ловушки выделяется пять классов залежей биогенного выступа, массивные, пластовые, пластовые сводовые и массивно-пластовые. Первые два довольно четко описаны в литературе (Н. Н. Осадько, 1968; Г. П. Ованесов, 1962). К пластовым залежкам целесообразно относить только те, которые приурочены к моноклиналям, синклиналям и склонам локальных поднятий. Возможно

залежи, приуроченные к синклиналям, лучше выделить в самостоятельный класс. Пластовыми сводовыми называются залежи, приуроченные к положительным локальным поднятиям, в пределах которых высота залежи больше мощности пласта. В своде такой залежи отсутствует водоплавающая зона. К массивно-пластовым относятся залежи, приуроченные к локальным поднятиям, моноклиналям или синклиналям, в пределах которых высота залежи меньше мощности пласта.

В определенных случаях массивно-пластовые залежи сходны с массивными. Если залежь приурочена к одному пласту, то она относится к классу массивно-пластовых, если к группе гидродинамически связанных пластов — то к классу массивных. Следует подчеркнуть, что наличие одного водонефтяного или газовойдяного контакта для группы смежных пластов не следует считать признаком массивной ловушки. Необходимо доказать, что разделяющие непроницаемые для нефти и газа породы не являются надежными экранами, т. е. в них имеются литологические окна, зоны повышенной трещиноватости или проводящие разрывные дизъюнктивы.

Таблица 6

Классификация залежей по типу экрана

Тип экрана	Положение экранов относительно ловушки							
	по простиранию	по падению	по восставанию	со всех сторон	по простиранию и падению	по простиранию и восставанию	по падению и восставанию	сложные
1. Литологический	+	+	+	+	+	+	+	+
2. Литолого-стратиграфический	+	+	+	+	+	+	+	+
3. Тектонический	+	+	+	+	+	+	+	+
4. Литолого-денудационный	+	+	+	+	+	+	+	+
5. Соляной шток	—	—	—	—	—	—	+	+
6. Глинистый шток	—	—	+	—	—	—	—	+
7. Экранирование водой	+	+	+	+	+	+	+	+
8. Смешанный	+	+	+	+	+	+	+	+

Классификация залежей по типу экрана приведена в табл. 6. В предлагаемой классификации кроме типа экрана предлагается учитывать и положение этого экрана относительно залежи углеводородов. В предлагаемой классификации не учтены факторы, вызывающие наклонное или выпукло-вогнутое состояние поверхности водонефтяного или газовойдяного контактов. Такие случаи объединены в графу сложных. Сюда не относятся залежи, нарушенные дизъюнктивными зонами, которые не являются экранами. Несмотря на наличие таких зон все участки залежи гидродинамически связаны между собой.

По значениям рабочих дебитов выделяются четыре класса залежей (табл. 7). В предлагаемой классификации пределы значений дебитов нефтяных и газовых залежей разнятся на один порядок. Это обусловлено тем, что газовые залежи обычно разведываются и эксплуатируются более редкой сеткой скважин. Для того чтобы извлечь из пласта одинаковое количество углеводородов из одинакового количества скважин за определенное время, дебиты газовых скважин должны быть примерно на порядок выше при приравнивании 1000 м<sup>3</sup> газа 1 т нефти.

Таблица 7

Классификация залежей по значениям рабочих дебитов

Класс	Залежь	Дебиты	
		нефти, т/сут	газа, м <sup>3</sup> /сут
1	Высокодебитная	100	1 000 000
2	Среднедебитная	10—100	100 000—1 000 000
3	Малодебитная	2—10	20 000—100 000
4	Непромышленная	Менее 2	Менее 20 000

Предложенная классификация залежей, возможно, является не полной, но мы считаем, что она учитывает наиболее важные параметры, необходимые для выбора методики разведки и оптимальной технологической схемы эксплуатации. Следует особо остановиться на четвертом классе. Величина предела непромышленных притоков является условной и зависит от района и времени.

Коллекторы семи типов: трещинный, кавернозный, поровый, трещинно-поровый, трещинно-кавернозный, кавернозно-поровый и трещинно-кавернозно-поровый — обуславливают выделение семи классов залежей. Для газовых и газоконденсатных шапок нефтяных залежей, газовых и газоконденсатных залежей следует учитывать наличие в порах, кавернах и трещинах остаточной неизвлекаемой нефти, которая уменьшает объем пустот залежи, и должна учитываться при подсчете запасов нефти или газа.

Если классификациям залежей нефти и газа посвящено значительное количество исследований, и эта проблема является предметом постоянной и оживленной дискуссии, то вопросы классификации месторождений остаются в тени. Нами делается одна из попыток создать такую классификацию. За основу классификации взяты следующие показатели, характеризующие разные стороны строения месторождений:

- 1) количество залежей;
- 2) соотношение запасов различных углеводородов;
- 3) соотношение в разрезе высот залежей и амплитуд ловушек;
- 4) положение контуров залежей в плане;
- 5) степень заполнения ловушек углеводородами;

б) положение залежей различного углеводородного состава в разрезе месторождения.

По количеству залежей месторождения группируются в однозалежные (первый класс) и многозалежные (второй класс). Количество залежей различного состава определяет индекс месторождения. Индекс состоит из цифр, обозначающих количество залежей определенного состава, и букв, характеризующих состав залежей. Индекс однозалежного нефтяного месторождения записывается в виде 1Н, однозалежного газоконденсатного месторождения — 1ГК и т. д. Индекс месторождения, состоящего из двух нефтяных, трех газовых и двух газоконденсатных с нефтяными оторочками залежей, записывается в виде 2Н, 3Г, 2ГКН.

Классификация по соотношению геологических запасов углеводородов различного состава приведена в табл. 8. Независимо от распределения по залежам жидких и газообразных углеводородов подсчитываются запасы газа (в том числе в газовых шапках), нефти (в том числе в нефтяных оторочках), газоконденсата и нефтяной эмульсии. Их сумма принимается за 100% и рассчитывается содержание каждого в процентах от суммы. Название месторождения определяется в зависимости от соотношения запасов. Теоретически можно предполагать существование 66 классов. В условиях изучаемого района отмечено наличие пяти классов.

Классификация месторождений нефти и газа по соотношению в разрезе высот залежей и амплитуд ловушек приведена в табл. 9. Выделяются две группы месторождений. К группе простых относятся месторождения, в пределах которых во всех нефтегазодержащих комплексах высоты залежей меньше высот амплитуд ловушек и залежи контролируются структурными формами ловушек. К группе сложных относятся месторождения, в пределах которых в одном или нескольких нефтегазодержащих комплексах высота залежи больше амплитуды ловушки, и залежь распространяется в пределы смежных ловушек, заполняя структурные понижения между ними. Для условий Среднеобской нефтегазоносной области теоретически в зависимости от возможных сочетаний распространения залежей за пределы одной локальной ловушки в четырех нефтегазодержащих комплексах выделяется 16 классов. Следует отметить, что выделенные комплексы характеризуются не только общностью условий залегания залежей в них, но и примерно одинаковыми структурными планами. Практически в изучаемом районе встречены месторождения только шести классов (см. табл. 13).

В табл. 10 приведена классификация месторождений по положению контуров залежей в плане.

Для каждого нефтегазоносного комплекса выделены следующие соотношения: 1) площадь залежи распространяется за пределы замкнутой изогипсы ловушки ( $> 100\%$ ); 2) площадь залежи совпадает с замкнутым контуром ловушки (100—75%, условно 100%); 3) площадь залежи составляет 75—50% (50) от площади ловушки; 4) площадь залежи составляет менее 50% от площади ловушки;

**Классификация месторождений нефти и газа  
по соотношению геологических запасов различных углеводородов**

Класс	Месторождение	Соотношение геологических запасов, % вес.			
		нефть	газ	газоконденсат	нефтяная эмульсия
1	2	3	4	5	6
1	Нефтяное	100	—	—	—
2	Газовое	—	100	—	—
3	Газоконденсатное	—	—	100	—
4	Эмульсионное	—	—	—	100
5	Нефтегазовое	> 50	< 50	—	—
6	Газонефтяное	< 50	> 50	—	—
7	Нефтегазоконденсатное	> 50	—	< 50	—
8	Газоконденсатнонефтяное	< 50	—	> 50	—
9	Нефтеэмульсионное	> 50	—	—	< 50
10	Эмульсионнонефтяное	< 50	—	—	> 50
11	Газоконденсатное	—	> 50	< 50	—
12	Газоконденсатногазовое	—	< 50	> 50	—
13	Газоэмульсионное	—	> 50	—	< 50
14	Эмульсионногазовое	—	< 50	—	> 50
15	Газоконденсатноэмульсионное	—	—	> 50	< 50
16	Эмульсионногазоконденсатное	—	—	< 50	> 50
17	Нефтегазоконденсатное	> 50	> 25	> 25	—
18	Нефтегазоконденсатногазовое	> 50	> 25	> 25	—
19	Газонефтегазоконденсатное	> 25	> 50	> 25	—
20	Газогазоконденсатнонефтяное	> 25	> 50	> 25	—
21	Газоконденсатногаzoneфтяное	> 25	> 25	> 50	—
22	Газоконденсатнонефтегазовое	> 25	> 25	> 50	—
23	Нефтегазоэмульсионное	> 50	> 25	—	< 25
24	Нефтеэмульсионногазовое	> 50	> 25	—	< 25
25	Газонефтеэмульсионное	> 25	> 50	—	< 25
26	Газоэмульсионнонефтяное	> 25	> 50	—	< 25
27	Эмульсионнонефтегазовое	> 25	> 25	—	< 50
28	Эмульсионногаzoneфтяное	> 25	> 25	—	< 50
29	Нефтегазоконденсатноэмульсионное	> 50	—	> 25	< 25
30	Нефтеэмульсионногазоконденсатное	> 50	—	> 25	< 25
31	Газоконденсатногазоэмульсионное	> 25	—	> 50	< 25
32	Газоконденсатноэмульсионнонефтяное	< 25	—	> 50	> 25
33	Эмульсионнонефтегазоконденсатное	> 25	—	< 25	> 50
34	Эмульсионногазоконденсатнонефтяное	< 25	—	> 25	> 50
35	Газогазоконденсатноэмульсионное	—	> 50	> 25	< 25
36	Газоэмульсионногазоконденсатное	—	> 50	> 25	< 25
37	Газоконденсатногазоэмульсионное	—	> 25	> 50	< 25
38	Газоконденсатноэмульсионногазовое	—	< 25	> 50	> 25
39	Эмульсионногазогазоконденсатное	—	> 25	< 25	> 50
40	Эмульсионногазоконденсатногазовое	—	< 25	> 25	> 50

Класс	Месторождение	Соотношение геологических запасов, % вес.			
		нефть	газ	газоконденсат	нефтяная эмульсия
1	2	3	4	5	6
41	Нефтегазовое с газоконденсатными и эмульсионными залежами	> 50	> 25	< 25	< 25
42	Нефтегазоконденсатное с газовыми и эмульсионными залежами	> 50	< 25	> 25	< 25
43	Нефтеэмульсионное с газовыми и газоконденсатными залежами	> 50	< 25	< 25	> 25
44	Газонефтяное с газоконденсатными и эмульсионными залежами	> 25	> 50	< 25	< 25
45	Газогазоконденсатное с нефтяными и эмульсионными залежами	< 25	> 50	> 25	< 25
46	Газоэмульсионное с нефтяными и газоконденсатными залежами	< 25	> 50	< 25	> 25
47	Газоконденсатнонефтяное с газовыми и эмульсионными залежами	> 25	< 25	> 50	< 25
48	Газоконденсатногазовое с нефтяными и эмульсионными залежами	< 25	> 25	> 50	< 25
49	Газоконденсатноэмульсионное с нефтяными и газовыми залежами	< 25	< 25	> 50	> 25
50	Эмульсионнонефтяное с газовыми и газоконденсатными залежами	> 25	< 25	< 25	> 50
51	Эмульсионногазовое с нефтяными и газоконденсатными залежами	< 25	> 25	< 25	> 50
52	Эмульсионногазоконденсатное с нефтяными и газовыми залежами	< 25	< 25	> 25	> 50
53	Нефтяное с мелкими газовыми, газоконденсатными и эмульсионными залежами	> 50	< 25	< 25	< 25
54	Газовое с мелкими нефтяными, газоконденсатными и эмульсионными залежами	< 25	> 50	< 25	< 25
55	Газоконденсатное с мелкими нефтяными, газовыми и эмульсионными залежами	< 25	< 25	> 50	< 25
56	Эмульсионное с мелкими нефтяными, газовыми и газоконденсатными залежами	< 25	< 25	< 25	> 50
57	Нефтегазогазоконденсатное с мелкими эмульсионными залежами	> 25	> 25	> 25	< 25
58	Нефтегазоэмульсионное с мелкими газоконденсатными залежами	> 25	> 25	< 25	> 25
59	Нефтегазоконденсатноэмульсионное с мелкими газовыми залежами	> 25	< 25	> 25	> 25
60	Газогазоконденсатноэмульсионное с мелкими нефтяными залежами	< 25	> 25	> 25	> 25
61	Нефтегазовое с мелкими газоконденсатными и эмульсионными залежами	> 25	> 25	< 25	< 25



Класс	Месторождение	Соотношение геологических запасов, % вес.			
		нефть	газ	газоконденсат	нефтяная эмульсия
1	2	3	4	5	6
62	Нефтегазоконденсатное с мелкими газовыми и эмульсионными залежами	> 25	< 25	> 25	< 25
63	Нефтеэмульсионное с мелкими газовыми и газоконденсатными залежами	> 25	< 25	< 25	> 25
64	Газогазоконденсатное с мелкими нефтяными и эмульсионными залежами	< 25	> 25	> 25	< 25
65	Газоэмульсионное с мелкими газоконденсатными и нефтяными залежами	< 25	> 25	< 25	> 25
66	Газоконденсатноэмульсионное с мелкими нефтяными и газовыми залежами	< 25	< 25	> 25	> 25

5) залежей нефти в нефтегазоносном комплексе нет (0). В зависимости от сочетаний приведенных соотношений площадей в четырех нефтегазодержащих комплексах теоретически выделяется 625 классов месторождений (табл. 10). Для изучаемой территории характерны 29 классов (см. табл. 13).

В табл. 11 приведена классификация месторождений по степени заполнения ловушек углеводородами. Для каждой нефтегазодержащей толщи характерна различная степень заполнения: 1) ловушка полностью (до замка) или более 75% заполнена углеводородами (условно 100%); 2) ловушка заполнена на 75—50% (условно 75%); 3) ловушка заполнена на 50—25% (условно 50%); 4) ловушка заполнена менее чем на 25% и 5) ловушка не содержит признаков углеводородов (0). Для четырех нефтегазоносных толщ сочетания приведенных предслов заполнения теоретически образуют 625 классов. В пределах изучаемой территории выделяется всего 29 классов.

Для выбора рациональной схемы разведки месторождений большое значение имеет распределение в разрезе залежи жидких и газообразных углеводородов — расположены ли газообразные углеводороды вверху, внизу или в середине по отношению к нефтяным. В табл. 12 приведена для условий изучаемого района классификация месторождений по положению залежей различного углеводородного состава в вертикальном разрезе. В каждой нефтегазоносной толще предусматривается наличие только газовых, только нефтяных, нефтяных и газовых углеводородов и отсутствие залежей. Теоретически

**Классификация месторождений нефти и газа  
по соотношению в разрезе высот залежей (*h*) и амплитуд ловушек (*A*)**

Класс	Нефтегазодержащие комплексы			
	юрский	берриас-валанжинский	валанжин-аптский	апт-сеноманский
0	$A > h$	Простые $A \geq h$ Сложные	$A \geq h$	$A \geq h$
I	$A \approx h$	$A \approx h$	$A \approx h$	$A \approx h$
II	$A \approx h$	$A \approx h$	$A \approx h$	$A \approx h$
III	$A \approx h$	$A \approx h$	$A \approx h$	$A \approx h$
IV	$A \approx h$	$A \approx h$	$A \approx h$	$A \approx h$
V	$A \approx h$	$A \approx h$	$A \approx h$	$A \approx h$
VI	$A \approx h$	$A \approx h$	$A \approx h$	$A \approx h$
VII	$A \approx h$	$A \approx h$	$A \approx h$	$A \approx h$
VIII	$A \approx h$	$A \approx h$	$A \approx h$	$A \approx h$
IX	$A \approx h$	$A \approx h$	$A \approx h$	$A \approx h$
X	$A \approx h$	$A \approx h$	$A \approx h$	$A \approx h$
XI	$A \approx h$	$A \approx h$	$A \approx h$	$A \approx h$
XII	$A \approx h$	$A \approx h$	$A \approx h$	$A \approx h$
XIII	$A \approx h$	$A \approx h$	$A \approx h$	$A \approx h$
XIV	$A \approx h$	$A \approx h$	$A \approx h$	$A \approx h$
XV	$A \approx h$	$A \approx h$	$A \approx h$	$A \approx h$

Таблица 10

**Классификация месторождений нефти и газа  
по положению контуров залежей в плане**

Класс	Нефтегазодержащие комплексы				Класс	Нефтегазодержащие комплексы			
	юрский	берриас-валанжинский	валанжин-аптский	апт-сеноманский		юрский	берриас-валанжинский	валанжин-аптский	апт-сеноманский
1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
1	$\approx 100$	$\approx 100$	$\approx 100$	100	13	$\approx 100$	$\approx 100$	50	75—50
2	$\approx 100$	$\approx 100$	$\approx 100$	100—75	14	$\approx 100$	$\approx 100$	50	$\approx 50$
3	$\approx 100$	$\approx 100$	$\approx 100$	75—50	15	$\approx 100$	$\approx 100$	50	0
4	$\approx 100$	$\approx 100$	$\approx 100$	$\approx 50$	16	$\approx 100$	$\approx 100$	$\approx 50$	$\approx 100$
5	$\approx 100$	$\approx 100$	$\approx 100$	0	17	$\approx 100$	$\approx 100$	50	100—75
6	$\approx 100$	$\approx 100$	$\approx 100$	$\approx 100$	18	$\approx 100$	$\approx 100$	50	75—50
7	$\approx 100$	$\approx 100$	$\approx 100$	100—75	19	$\approx 100$	$\approx 100$	50	$\approx 50$
8	$\approx 100$	$\approx 100$	$\approx 100$	75—50	20	$\approx 100$	$\approx 100$	$\approx 50$	0
9	$\approx 100$	$\approx 100$	$\approx 100$	50	21	$\approx 100$	$\approx 100$	0	$\approx 100$
10	$\approx 100$	$\approx 100$	$\approx 100$	0	22	$\approx 100$	$\approx 100$	0	100—75
11	$\approx 100$	$\approx 100$	50	$\approx 100$	23	$\approx 100$	$\approx 100$	0	75—50
12	$\approx 100$	$\approx 100$	50	100—75	24	$\approx 100$	$\approx 100$	0	$\approx 50$

Нефтегазодержащие комплексы					Нефтегазодержащие комплексы				
Класс	юрский	берриас-валанжский	валанжин-аптецкий	апп-сеноманский	Класс	юрский	берриас-валанжский	валанжин-аптецкий	апп-сеноманский
1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
25	100	100	0	0	72	100	50	0	100—75
26	100	100	100	100	73	100	50	0	75—50
27	100	100	100	100—75	74	100	50	0	< 50
28	100	100	100	75—50	75	100	50	0	0
29	100	100	100	< 50	76	100	50	100	> 100
30	100	100	100	0	77	100	50	100	100—75
31	100	100	100	> 100	78	100	50	100	75—50
32	100	100	100	100—75	79	100	50	100	< 50
33	100	100	100	75—50	80	100	50	100	0
34	100	100	100	< 50	81	100	50	100	100
35	100	100	100	0	82	100	50	100	100—75
36	100	100	50	> 100	83	100	50	100	75—50
37	100	100	50	100—75	84	100	50	100	< 50
38	100	100	50	75—50	85	100	50	100	0
39	100	100	50	< 50	86	100	50	50	> 100
40	100	100	50	0	87	100	50	50	100—75
41	100	100	50	> 100	88	100	50	50	50—75
42	100	100	50	100—75	89	100	50	50	< 50
43	100	100	50	75—50	90	100	50	50	0
44	100	100	50	< 50	91	100	50	50	> 100
45	100	100	50	0	92	100	50	50	100—75
46	100	100	0	> 100	93	100	50	50	75—50
47	100	100	0	100—75	94	100	50	50	< 50
48	100	100	0	75—50	95	100	50	50	0
49	100	100	0	< 50	96	100	50	0	> 100
50	100	100	0	0	97	100	50	0	100—75
51	100	50	100	> 100	98	100	50	0	75—50
52	100	50	100	100—75	99	100	50	0	50
53	100	50	100	75—50	100	100	50	0	0
54	100	50	100	< 50	101	100	0	100	> 100
55	100	50	100	0	102	100	0	100	100—75
56	100	50	100	> 100	103	100	0	100	75—50
57	100	50	100	100—75	104	100	0	100	50
58	100	50	100	75—50	105	100	0	100	0
59	100	50	100	< 50	106	100	0	100	> 100
60	100	50	100	0	107	100	0	100	100—75
61	100	50	50	> 100	108	100	0	100	75—50
62	100	50	50	100—75	109	100	0	100	< 50
63	100	50	50	75—50	110	100	0	100	0
64	100	50	50	< 50	111	100	0	50	> 100
65	100	50	50	0	112	100	0	50	100—75
66	100	50	50	> 100	113	100	0	50	75—50
67	100	50	50	100—75	114	100	0	50	< 50
68	100	50	50	75—50	115	100	0	50	0
69	100	50	50	< 50	116	100	0	50	> 100
70	100	50	50	0	117	100	0	50	100—75
71	100	50	0	> 100	118	100	0	50	75—50

Класс	Нефтегазодержащие комплексы				Класс	Нефтегазодержащие комплексы			
	юрский	берриас-валанжинский	валанжин-аптецкий	апт-сеноманский		юрский	берриас-валанжинский	валанжин-аптецкий	апт-сеноманский
1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
119	100	0	50	< 50	166	100	100	50	> 100
120	100	0	50	0	167	100	100	50	100-75
121	100	0	0	> 100	168	100	100	50	75-50
122	100	0	0	100-75	169	100	100	50	< 50
123	100	0	0	75-50	170	100	100	50	0
124	100	0	0	< 50	171	100	100	0	> 100
125	100	0	0	0	172	100	100	0	100-75
126	100	100	100	> 100	173	100	100	0	75-50
127	100	100	100	100-75	174	100	100	0	< 50
128	100	100	100	75-50	175	100	100	0	0
129	100	100	100	< 50	176	100	50	100	> 100
130	100	100	100	0	177	100	50	100	100-75
131	100	100	100	> 100	178	100	50	100	75-50
132	100	100	100	100-75	179	100	50	100	< 50
133	100	100	100	75-50	180	100	50	100	0
134	100	100	100	< 50	181	100	50	100	> 100
135	100	100	100	0	182	100	50	100	100-75
136	100	100	50	> 100	183	100	50	100	75-50
137	100	100	50	100-75	184	100	50	100	< 50
138	100	100	50	75-50	185	100	50	100	0
139	100	100	50	< 50	186	100	50	50	> 100
140	100	100	50	0	187	100	50	50	100-75
141	100	100	50	> 100	188	100	50	50	75-50
142	100	100	50	100-75	189	100	50	50	< 50
143	100	100	50	75-50	190	100	50	50	0
144	100	100	50	< 50	191	100	50	50	> 100
145	100	100	50	0	192	100	50	50	100-75
146	100	100	0	> 100	193	100	50	50	75-50
147	100	100	0	100-75	194	100	50	50	< 50
148	100	100	0	75-50	195	100	50	50	0
149	100	100	0	< 50	196	100	50	0	> 100
150	100	100	0	0	197	100	50	0	100-75
151	100	100	100	> 100	198	100	50	0	75-50
152	100	100	100	100-75	199	100	50	0	< 50
153	100	100	100	75-50	200	100	50	0	0
154	100	100	100	< 50	201	100	50	100	> 100
155	100	100	100	0	202	100	50	100	100-75
156	100	100	100	> 100	203	100	50	100	75-50
157	100	100	100	100-75	204	100	50	100	< 50
158	100	100	100	75-50	205	100	50	100	0
159	100	100	100	< 50	206	100	50	100	> 100
160	100	100	100	0	207	100	50	100	100-75
161	100	100	50	> 100	208	100	50	100	75-50
162	100	100	50	100-75	209	100	50	100	< 50
163	100	100	50	75-50	210	100	50	100	0
164	100	100	50	< 50	211	100	50	50	> 100
165	100	100	50	0	212	100	50	50	100-75

Нефтегазодержащие комплексы					Нефтегазодержащие комплексы				
Класс	юрский	берриас-валанжинский	валанжин-алтский	алт-сеноманский	Класс	юрский	берриас-валанжинский	валанжин-алтский	алт-сеноманский
1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
213	100	∧	50	75—50	260	50	100	50	0
214	100	∧	50	∧ 50	261	50	100	∧ 50	> 100
215	100	∧	50	0	262	50	100	50	100—75
216	100	∧	50	0	263	50	100	∧	75—50
217	100	∧	50	100—75	264	50	100	∧	∧ 50
218	100	∧	50	75—50	265	50	100	∧	0
219	100	∧	50	∧ 50	266	50	∧	0	> 100
220	100	∧	50	0	267	50	∧	0	100—75
221	100	0	∧	> 100	268	50	∧	0	75—50
222	100	0	∧	100—75	269	50	∧	0	∧ 50
223	100	0	∧	75—50	270	50	∧	0	0
224	100	0	∧	∧ 50	271	50	∧	100	> 100
225	100	0	∧	0	272	50	∧	100	100—75
226	100	0	∧	100	273	50	∧	100	75—50
227	100	0	∧	100—75	274	50	∧	100	∧ 50
228	100	0	∧	75—50	275	50	∧	100	0
229	100	0	∧	50	276	50	∧	100	> 100
230	100	0	∧	0	277	50	∧	100	100—75
231	100	0	∧	100	278	50	∧	100	75—50
232	100	0	∧	100—75	279	50	∧	100	∧ 50
233	100	0	∧	75—50	280	50	∧	100	0
234	100	0	∧	50	281	50	∧	50	> 100
235	100	0	∧	0	282	50	∧	50	100—75
236	100	0	∧	> 100	283	50	∧	50	75—50
237	100	0	∧	100—75	284	50	∧	50	∧ 50
238	100	0	∧	75—50	285	50	∧	50	0
239	100	0	∧	∧ 50	286	50	∧	50	> 100
240	100	0	∧	50	287	50	∧	50	100—75
241	100	0	0	> 100	288	50	∧	50	75—50
242	100	0	0	100—75	289	50	∧	50	∧ 50
243	100	0	0	75—50	290	50	∧	50	0
244	100	0	0	∧ 50	291	50	∧	0	> 100
245	100	0	0	0	292	50	∧	0	100—75
246	50	∧	100	> 100	293	50	∧	0	75—50
247	50	∧	100	100—75	294	50	∧	0	∧ 50
248	50	∧	100	75—50	295	50	∧	0	0
249	50	∧	100	∧ 50	296	50	∧	100	> 100
250	50	∧	100	0	297	50	∧	100	100—75
251	50	∧	100	> 100	298	50	∧	100	75—50
252	50	∧	100	100—75	299	50	∧	100	∧ 50
253	50	∧	100	75—50	300	50	∧	100	0
254	50	∧	100	∧ 50	301	50	∧	100	> 100
255	50	∧	100	0	302	50	∧	100	100—75
256	50	∧	100	> 100	303	50	∧	100	75—50
257	50	∧	100	100—75	304	50	∧	100	∧ 50
258	50	∧	100	75—50	305	50	∧	100	0
259	50	∧	100	∧ 50	306	50	∧	50	> 100

Нефтегазодержащие комплексы					Нефтегазодержащие комплексы				
Класс	юрский	беррис-валжинский	валанжин-аптский	апт-сеноманский	Класс	юрский	беррис-валжинский	валанжин-аптский	апт-сеноманский
307	50	50	50	100-75	354	50	0	100	< 50
308	50	50	50	75-50	355	50	0	100	0
309	50	50	50	< 50	356	50	0	50	> 100
310	50	50	50	0	357	50	0	50	100-75
311	50	50	^^	> 100	358	50	0	50	75-50
312	50	50	^^	100-75	359	50	0	50	< 50
313	50	50	^^	75-50	360	50	0	50	0
314	50	50	^^	< 50	361	50	0	50	> 100
315	50	50	^^	0	362	50	0	50	100-75
316	50	50	0	> 100	363	50	0	50	75-50
317	50	50	0	100-75	364	50	0	50	< 50
318	50	50	0	75-50	365	50	0	50	0
319	50	50	0	< 50	366	50	0	0	> 100
320	50	50	0	0	367	50	0	0	100-75
321	50	^^	^^	> 100	368	50	0	0	75-50
322	50	^^	^^	100-75	369	50	0	0	< 50
323	50	^^	^^	75-50	370	50	0	0	0
324	50	^^	^^	< 50	371	^^	^^	^^	> 100
325	50	^^	^^	0	372	^^	^^	^^	100-75
326	50	^^	^^	> 100	373	^^	^^	^^	75-50
327	50	^^	^^	100-75	374	^^	^^	^^	< 50
328	50	^^	^^	75-50	375	^^	^^	^^	0
329	50	^^	^^	< 50	376	^^	^^	^^	> 100
330	50	^^	^^	0	377	^^	^^	^^	100-75
331	50	^^	^^	> 100	378	^^	^^	^^	75-50
332	50	^^	^^	100-75	379	^^	^^	^^	< 50
333	50	^^	^^	75-50	380	^^	^^	^^	0
334	50	^^	^^	< 50	381	^^	^^	^^	> 100
335	50	^^	^^	0	382	^^	^^	^^	100-75
336	50	^^	^^	100	383	^^	^^	^^	75-50
337	50	^^	^^	100-75	384	^^	^^	^^	< 50
338	50	^^	^^	75-50	385	^^	^^	^^	0
339	50	^^	^^	< 50	386	^^	^^	^^	> 100
340	50	^^	^^	0	387	^^	^^	^^	100-75
341	50	^^	^^	> 100	388	^^	^^	^^	75-50
342	50	^^	^^	100-75	389	^^	^^	^^	< 50
343	50	^^	^^	75-50	390	^^	^^	^^	0
344	50	^^	^^	< 50	391	^^	^^	^^	> 100
345	50	^^	^^	0	392	^^	^^	^^	100-75
346	50	0	^^	> 100	393	^^	^^	^^	75-50
347	50	0	^^	100-75	394	^^	^^	^^	< 50
348	50	0	^^	75-50	395	^^	^^	^^	0
349	50	0	^^	< 50	396	^^	^^	^^	> 100
350	50	0	^^	0	397	^^	^^	^^	100-75
351	50	0	^^	> 100	398	^^	^^	^^	75-50
352	50	0	^^	100-75	399	^^	^^	^^	< 50
353	50	0	^^	75-50	400	^^	^^	^^	0

Нефтегазодержащие комплексы					Нефтегазодержащие комплексы				
Класс	юрский	берриас-валанжиский	валанжин-аптецкий	апт-сеноманский	Класс	юрский	берриас-валанжиский	валанжин-аптецкий	апт-сеноманский
401	50	100	100	> 100	448	50	50	>>> 100	75-50
402	50	100	100	100-75	449	50	50	>>> 100	< 50
403	50	100	100	75-50	450	50	50	>>> 100	0
404	50	100	100	< 50	451	50	50	>>> 100	100
405	50	100	100	0	452	50	50	>>> 100	100-75
406	50	100	50	> 100	453	50	50	>>> 100	75-50
407	50	100	50	100-75	454	50	50	>>> 100	50
408	50	100	50	75-50	455	50	50	>>> 100	0
409	50	100	50	< 50	456	50	50	>>> 50	> 100
410	50	100	50	0	457	50	50	>>> 50	100-75
411	50	100	>>>>	> 100	458	50	50	>>> 50	75-50
412	50	100	50	100-75	459	50	50	>>> 50	< 50
413	50	100	50	75-50	460	50	50	>>> 50	0
414	50	100	50	< 50	461	50	50	>>> 50	> 100
415	50	100	50	0	462	50	50	>>> 50	100-75
416	50	100	0	> 100	463	50	50	>>> 50	75-50
417	50	100	0	100-75	464	50	50	>>> 50	< 50
418	50	100	0	75-50	465	50	50	>>> 50	0
419	50	100	0	< 50	466	50	50	>>> 0	> 100
420	50	100	0	0	467	50	50	>>> 0	100-75
421	50	50	>>>>	> 100	468	50	50	>>> 0	75-50
422	50	50	100	100-75	469	50	50	>>> 0	< 50
423	50	50	100	75-50	470	50	50	>>> 0	0
424	50	50	100	< 50	471	50	0	>>> 100	> 100
425	50	50	100	0	472	50	0	>>> 100	100-75
426	50	50	100	> 100	473	50	0	>>> 100	75-50
427	50	50	100	100-75	474	50	0	>>> 100	< 50
428	50	50	100	75-50	475	50	0	>>> 100	0
429	50	50	100	< 50	476	50	0	>>> 100	> 100
430	50	50	100	0	477	50	0	>>> 100	100-75
431	>>>> 50	50	50	> 100	478	50	0	>>> 100	75-50
432	>>>> 50	50	50	100-75	479	50	0	>>> 100	< 50
433	>>>> 50	50	50	75-50	480	50	0	>>> 100	0
434	>>>> 50	50	50	< 50	481	50	0	>>> 50	> 100
435	>>>> 50	50	50	0	482	50	0	>>> 50	100-75
436	>>>> 50	50	50	> 100	483	50	0	>>> 50	75-50
437	>>>> 50	50	50	100-75	484	50	0	>>> 50	< 50
438	>>>> 50	50	50	75-50	485	50	0	>>> 50	0
439	>>>> 50	50	50	< 50	486	50	0	>>> 50	> 100
440	>>>> 50	50	50	0	487	50	0	>>> 50	100-75
441	>>>> 50	50	0	> 100	488	50	0	>>> 50	75-50
442	>>>> 50	50	0	100-75	489	50	0	>>> 50	< 50
443	>>>> 50	50	0	75-50	490	50	0	>>> 50	0
444	>>>> 50	50	0	< 50	491	50	0	>>> 0	> 100
445	>>>> 10	50	0	0	492	50	0	>>> 0	100-75
446	>>>> 50	>>>> 50	>> 100	> 100	493	50	0	>>> 0	75-50
447	>>>> 50	>>>> 50	>>>> 100	100-75	494	50	0	>>>> 0	< 50

Класс	Нефтегазодержащие комплексы				Класс	Нефтегазодержащие комплексы			
	юрский	берриас-валанжинский	валанжин-алтский	алт-сеноманский		юрский	берриас-валанжинский	валанжин-алтский	алт-сеноманский
1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
495	∧ 50	0	0	0	542	0	100	0	100-75
496	0	∧ 100	∧ 100	> 100	543	0	100	0	75-50
497	0	∧ 100	∧ 100	100-75	544	0	100	0	∧ 50
498	0	∧ 100	∧ 100	75-50	545	0	100	0	0
499	0	∧ 100	∧ 100	∧ 50	546	0	50	∧ 100	> 100
500	0	∧ 100	∧ 100	0	547	0	50	∧ 100	100-75
501	0	∧ 100	∧ 100	> 100	548	0	50	∧ 100	75-50
502	0	∧ 100	∧ 100	100-75	549	0	50	∧ 100	∧ 50
503	0	∧ 100	∧ 100	75-50	550	0	50	∧ 100	0
504	0	∧ 100	∧ 100	∧ 50	551	0	50	∧ 100	> 100
505	0	∧ 100	∧ 100	0	552	0	50	∧ 100	100-75
506	0	∧ 100	50	> 100	553	0	50	∧ 100	75-50
507	0	∧ 100	50	100-75	554	0	50	∧ 100	∧ 50
508	0	∧ 100	50	75-50	555	0	50	∧ 100	0
509	0	∧ 100	50	∧ 50	556	0	50	50	> 100
510	0	∧ 100	50	0	557	0	50	50	100-75
511	0	∧ 100	∧ 50	> 100	558	0	50	50	75-50
512	0	∧ 100	∧ 50	100-75	559	0	50	50	∧ 50
513	0	∧ 100	∧ 50	75-50	560	0	50	50	0
514	0	∧ 100	∧ 50	∧ 50	561	0	50	∧ 50	> 100
515	0	∧ 100	∧ 50	0	562	0	50	50	100-75
516	0	∧ 100	0	> 100	563	0	50	∧ 50	75-50
517	0	∧ 100	0	100-75	564	0	50	∧ 50	∧ 50
518	0	∧ 100	0	75-50	565	0	50	∧ 50	0
519	0	∧ 100	0	∧ 50	566	0	50	0	> 100
520	0	∧ 100	0	0	567	0	50	0	100-75
521	0	∧ 100	∧ 100	> 100	568	0	50	0	75-50
522	0	∧ 100	∧ 100	100-75	569	0	50	0	∧ 50
523	0	∧ 100	∧ 100	75-50	570	0	50	0	0
524	0	∧ 100	∧ 100	∧ 50	571	0	∧ 50	∧ 100	> 100
525	0	∧ 100	∧ 100	0	572	0	∧ 50	∧ 100	100-75
526	0	∧ 100	∧ 100	> 100	573	0	∧ 50	∧ 100	75-50
527	0	∧ 100	∧ 100	100-75	574	0	∧ 50	∧ 100	∧ 50
528	0	∧ 100	∧ 100	75-50	575	0	∧ 50	∧ 100	0
529	0	∧ 100	∧ 100	∧ 50	576	0	∧ 50	∧ 100	> 100
530	0	∧ 100	∧ 100	0	577	0	∧ 50	∧ 100	100-75
531	0	∧ 100	50	> 100	578	0	∧ 50	∧ 100	75-50
532	0	∧ 100	50	100-75	579	0	∧ 50	∧ 100	∧ 50
533	0	∧ 100	50	75-50	580	0	∧ 50	∧ 100	0
534	0	∧ 100	50	∧ 50	581	0	∧ 50	50	> 100
535	0	∧ 100	50	0	582	0	∧ 50	50	100-75
536	0	∧ 100	∧ 50	> 100	583	0	∧ 50	50	75-50
537	0	∧ 100	∧ 50	100-75	584	0	∧ 50	50	∧ 50
538	0	∧ 100	∧ 50	75-50	585	0	∧ 50	50	0
539	0	∧ 100	∧ 50	∧ 50	586	0	∧ 50	∧ 50	> 100
540	0	∧ 100	∧ 50	0	587	0	∧ 50	∧ 50	100-75
541	0	∧ 100	0	> 100	588	0	∧ 50	∧ 50	75-50



Класс	Нефтегазодержащие комплексы				Класс	Нефтегазодержащие комплексы			
	юрский	берриас-валанжинский	валанжин-аптский	апт-сенюманский		юрский	берриас-валанжинский	валанжин-аптский	апт-сенюманский
1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
589	0	∧ 50	∧ 50	∧ 50	608	0	0	50	75—50
590	0	∧ 50	∧ 50	∧ 0	609	0	0	50	∧ 50
591	0	∧ 50	0	∧ 100	610	0	0	50	0
592	0	∧ 50	0	∧ 100—75	611	0	0	50	∧ 100
593	0	∧ 50	0	∧ 75—50	612	0	0	50	100—75
594	0	∧ 50	0	∧ 50	613	0	0	50	75—50
595	0	∧ 50	0	0	614	0	0	50	∧ 50
596	0	0	100	∧ 100	615	0	0	50	0
597	0	0	100	∧ 100—75	616	0	0	0	∧ 100
598	0	0	100	∧ 75—50	617	0	0	0	100—75
599	0	0	100	∧ 50	618	0	0	0	75—50
600	0	0	100	0	619	0	0	0	∧ 50
601	0	0	100	∧ 100	620	0	0	0	0
602	0	0	100	∧ 100—75	621	0	0	0	∧ 100
603	0	0	100	∧ 75—50	622	0	0	0	100—75
604	0	0	100	∧ 50	623	0	0	0	75—50
605	0	0	100	0	624	0	0	0	∧ 50
606	0	0	50	∧ 100	625	0	0	0	0
607	0	0	50	100—75					

Таблица 11

**Классификация месторождений нефти и газа  
по степени заполнения ловушек углеводородами**

Класс	Нефтегазоносные комплексы				Класс	Нефтегазоносные комплексы			
	юрский	берриас-валанжинский	валанжин-аптский	апт-сенюманский		юрский	берриас-валанжинский	валанжин-аптский	апт-сенюманский
1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
1	100	100	100	100—75	12	100	100	50	75—50
2	100	100	100	75—50	13	100	100	50	50—25
3	100	100	100	50—25	14	100	100	50	∧ 25
4	100	100	100	∧ 25	15	100	100	50	0
5	100	100	100	0	16	100	100	25	100—75
6	100	100	75	100—75	17	100	100	25	75—50
7	100	100	75	75—50	18	100	100	25	50—25
8	100	100	75	50—25	19	100	100	25	∧ 25
9	100	100	75	∧ 25	20	100	100	25	0
10	100	100	75	0	21	100	100	0	100—75
11	100	100	50	100—75	22	100	100	0	75—50

Класс	Нефтегазоносные комплексы				Класс	Нефтегазоносные комплексы			
	юрский	берриас-валанжинский	валанжин-алтский	алт-сеноманский		юрский	берриас-валанжинский	валанжин-алтский	алт-сеноманский
1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
23	100	100	0	50—25	70	100	50	< 25	0
24	100	100	0	< 25	71	100	50	0	100—75
25	100	100	0	0	72	100	50	0	75—50
26	100	75	100	100—75	73	100	50	0	50—25
27	100	75	100	75—50	74	100	50	0	< 25
28	100	75	100	50—25	75	100	50	0	0
29	100	75	100	< 25	76	100	25	100	100—75
30	100	75	100	0	77	100	25	100	75—50
31	100	75	75	100—75	78	100	25	100	50—25
32	100	75	75	75—100	79	100	25	100	< 25
33	100	75	75	50—25	80	100	25	100	0
34	100	75	75	< 25	81	100	25	75	100—75
35	100	75	75	0	82	100	25	75	75—50
36	100	75	50	100—75	83	100	25	75	50—25
37	100	75	50	75—50	84	100	25	75	< 25
38	100	75	50	50—25	85	100	25	75	0
39	100	75	50	< 25	86	100	25	50	100—75
40	100	75	50	0	87	100	25	50	75—50
41	100	75	< 25	100—75	88	100	25	50	50—25
42	100	75	< 25	75—50	89	100	25	50	< 25
43	100	75	< 25	50—25	90	100	25	50	0
44	100	75	< 25	< 25	91	100	25	< 25	100—75
45	100	75	< 25	0	92	100	25	< 25	75—50
46	100	75	0	100—75	93	100	25	< 25	50—25
47	100	75	0	75—50	94	100	25	< 25	< 25
48	100	75	0	50—25	95	100	25	< 25	0
49	100	75	0	< 25	96	100	25	0	100—75
50	100	75	0	0	97	100	25	0	75—50
51	100	50	100	100—75	98	100	25	0	50—25
52	100	50	100	75—100	99	100	25	0	< 25
53	100	50	100	50—25	100	100	25	0	0
54	100	50	100	< 25	101	100	0	100	100—75
55	100	50	100	0	102	100	0	100	75—50
56	100	50	75	100—75	103	100	0	100	50—25
57	100	50	75	75—50	104	100	0	100	< 25
58	100	50	75	50—25	105	100	0	100	0
59	100	50	75	< 25	106	100	0	75	100—75
60	100	50	75	0	107	100	0	75	75—50
61	100	50	50	100—75	108	100	0	75	50—25
62	100	50	50	75—50	109	100	0	75	< 25
63	100	50	50	50—25	110	100	0	75	0
64	100	50	50	< 25	111	100	0	50	100—75
65	100	50	50	0	112	100	0	50	75—50
66	100	50	< 25	100—75	113	100	0	50	50—25
67	100	50	< 25	75—50	114	100	0	50	< 25
68	100	50	< 25	50—25	115	100	0	50	0
69	100	50	< 25	< 25	116	100	0	< 25	100—75

Класс	Нефтегазоносные комплексы				Класс	Нефтегазоносные комплексы			
	юрский	берриас-ва- ланжинский	валанжин- аптецкий	апт-сеноман- ский		юрский	берриас-ва- ланжинский	валанжин- аптецкий	апт-сеноман- ский
1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
117	100	0	∧ 25	75—50	164	75	75	50	< 25
118	100	0	∧∧ 25	50—25	165	75	75	50	0
119	100	0	∧∧ 25	< 25	166	75	75	25	100—75
120	100	0	∧∧ 25	0	167	75	75	25	75—50
121	100	0	0	100—75	168	75	75	25	50—25
122	100	0	0	75—50	169	75	75	25	< 25
123	100	0	0	50—25	170	75	75	∧ 25	0
124	100	0	0	< 25	171	75	75	0	100—75
125	100	0	0	0	172	75	75	0	75—50
126	75	100	100	100—75	173	75	75	0	50—25
127	75	100	100	75—50	174	75	75	0	< 25
128	75	100	100	50—25	175	75	75	0	0
129	75	100	100	< 25	176	75	50	100	100—75
130	75	100	100	0	177	75	50	100	75—50
131	75	100	75	100—75	178	75	50	100	50—25
132	75	100	75	75—50	179	75	50	100	< 25
133	75	100	75	50—25	180	75	50	100	0
134	75	100	75	< 25	181	75	50	75	100—75
135	75	100	75	0	182	75	50	75	75—50
136	75	100	50	100—75	183	75	50	75	50—25
137	75	100	50	75—50	184	75	50	75	< 25
138	75	100	50	50—25	185	75	50	75	0
139	75	100	50	< 25	186	75	50	50	100—75
140	75	100	50	0	187	75	50	50	75—50
141	75	100	∧ 25	100—75	188	75	50	50	50—25
142	75	100	∧ 25	75—50	189	75	50	50	< 25
143	75	100	∧ 25	50—25	190	75	50	50	0
144	75	100	∧ 25	< 25	191	75	50	∧ 25	100—75
145	75	100	∧ 25	0	192	75	50	25	75—50
146	75	100	0	100—75	193	75	50	25	50—25
147	75	100	0	75—50	194	75	50	∧ 25	< 25
148	75	100	0	50—25	195	75	50	∧ 25	0
149	75	100	0	< 25	196	75	50	0	100—75
150	75	100	0	0	197	75	50	0	75—50
151	75	75	100	100—75	198	75	50	0	50—25
152	75	75	100	75—50	199	75	50	0	< 25
153	75	75	100	50—25	200	75	50	0	0
154	75	75	100	< 25	201	75	∧ 25	100	100—75
155	75	75	100	0	202	75	∧ 25	100	75—50
156	75	75	75	100—75	203	75	∧ 25	100	50—25
157	75	75	75	75—50	204	75	∧ 25	100	< 25
158	75	75	75	50—25	205	75	∧ 25	100	0
159	75	75	75	< 25	206	75	∧ 25	75	100—75
160	75	75	75	0	207	75	∧ 25	75	75—50
161	75	75	50	100—75	208	75	∧ 25	75	50—25
162	75	75	50	75—50	209	75	∧ 25	75	< 25
163	75	75	50	50—25	210	75	∧ 25	75	0

К. №	Нефтегазосные комплексы				Класс	Нефтегазосные комплексы			
	юрский	берриас-ва- ланжинский	валанжин- алтский	алт-сеноман- ский		юрский	берриас-ва- ланжинский	валанжин- алтский	алт-сеноман- ский
211	75	25	50	100—75	258	50	100	75	50—25
212	75	25	50	75—50	259	50	100	75	< 25
213	75	25	50	50—25	260	50	100	75	0
214	75	25	50	< 25	261	50	100	50	100—75
215	75	25	50	0	262	50	100	50	75—50
216	75	25	25	100—75	263	50	100	50	50—25
217	75	25	25	75—50	264	50	100	50	< 25
218	75	25	25	50—25	265	50	100	50	0
219	75	25	25	< 25	266	50	100	25	100—75
220	75	25	25	0	267	50	100	25	75—50
221	75	25	0	100—75	268	50	100	25	50—25
222	75	25	0	75—50	269	50	100	25	< 25
223	75	25	0	50—25	270	50	100	25	0
224	75	25	0	< 25	271	50	100	0	100—75
225	75	25	0	0	272	50	100	0	75—50
226	75	0	100	100—75	273	50	100	0	50—25
227	75	0	100	75—50	274	50	100	0	< 25
228	75	0	100	50—25	275	50	100	0	0
229	75	0	100	< 25	276	50	75	100	100—75
230	75	0	100	0	277	50	75	100	75—50
231	75	0	75	100—75	278	50	75	100	50—25
232	75	0	75	75—50	279	50	75	100	< 25
233	75	0	75	50—25	280	50	75	100	0
234	75	0	75	< 25	281	50	75	75	100—75
235	75	0	75	0	282	50	75	75	75—50
236	75	0	50	100—75	283	50	75	75	50—25
237	75	0	50	75—50	284	50	75	75	< 25
238	75	0	50	50—25	285	50	75	75	0
239	75	0	50	< 25	286	50	75	50	100—75
240	75	0	50	0	287	50	75	50	75—50
241	75	0	25	100—75	288	50	75	50	50—25
242	75	0	25	75—50	289	50	75	50	< 25
243	75	0	25	50—25	290	50	75	50	0
244	75	0	25	< 25	291	50	75	25	100—75
245	75	0	25	0	292	50	75	25	75—50
246	75	0	0	100—75	293	50	75	25	50—25
247	75	0	0	75—50	294	50	75	25	< 25
248	75	0	0	50—25	295	50	75	25	0
249	75	0	0	< 25	296	50	75	0	100—75
250	75	0	0	0	297	50	75	0	75—50
251	50	100	100	100—75	298	50	75	0	50—25
252	50	100	100	75—50	299	50	75	0	< 25
253	50	100	100	50—25	300	50	75	0	0
254	50	100	100	< 25	301	50	50	100	100—75
255	50	100	100	0	302	50	50	100	75—50
256	50	100	75	100—75	303	50	50	100	50—25
257	50	100	75	75—50	304	50	50	100	< 25

Класс	Нефтегазоносные комплексы				Класс	Нефтегазоносные комплексы			
	юрский	бердяс-ва-ланжинский	валанжин-аутский	алт-сеноман-ский		юрский	бердяс-ва-ланжинский	валанжин-аутский	алт-сеноман-ский
1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
305	50	50	100	0	353	50	0	100	50—25
306	50	50	75	100—75	354	50	0	100	< 25
307	50	50	75	75—50	355	50	0	100	0
308	50	50	75	50—25	356	50	0	75	100—75
309	50	50	75	△ 25	357	50	0	75	75—50
310	50	50	75	0	358	50	0	75	50—25
311	50	50	50	100—75	359	50	0	75	< 25
312	50	50	50	75—50	360	50	0	75	0
313	50	50	50	50—25	361	50	0	50	100—75
314	50	50	50	△ 25	362	50	0	50	75—50
315	50	50	50	0	363	50	0	50	50—25
316	50	50	△△	100—75	364	50	0	50	< 25
317	50	50	△△	75—50	365	50	0	50	0
318	50	50	△△	50—25	366	50	0	△△	100—75
319	50	50	△△	< 25	367	50	0	△△	75—50
320	50	50	△△	0	368	50	0	△△	50—25
321	50	50	△△	100—75	369	50	0	△△	< 25
322	50	50	△△	75—50	370	50	0	△△	0
323	50	50	△△	50—25	371	50	0	△△	100—75
324	50	50	△△	△ 25	372	50	0	△△	75—50
325	50	50	△△	0	373	50	0	△△	50—25
326	50	△△	100	100—75	374	50	0	△△	< 25
327	50	△△	100	75—50	375	50	0	△△	0
328	50	△△	100	50—25	376	△△	100	100	100—75
329	50	△△	100	< 25	377	△△	100	100	75—50
330	50	△△	100	0	378	△△	100	100	50—25
331	50	△△	75	100—75	379	△△	100	100	< 25
332	50	△△	75	75—50	380	△△	100	100	0
333	50	△△	75	50—25	381	△△	100	75	100—75
334	50	△△	75	< 25	382	△△	100	75	75—50
335	50	△△	75	0	383	△△	100	75	50—25
336	50	△△	50	100—75	384	△△	100	75	< 25
337	50	△△	50	75—50	385	△△	100	75	0
338	50	△△	50	50—25	386	△△	100	50	100—75
339	50	△△	50	< 25	387	△△	100	50	75—50
340	50	△△	50	0	388	△△	100	50	50—25
341	50	△△	△△	100—75	389	△△	100	50	< 25
342	50	△△	△△	75—50	390	△△	100	50	0
343	50	△△	△△	50—25	391	△△	100	△△	100—75
344	50	△△	△△	< 25	392	△△	100	△△	75—50
345	50	△△	△△	0	393	△△	100	△△	50—25
346	50	△△	△△	100—75	394	△△	100	△△	< 25
347	50	△△	△△	75—50	395	△△	100	△△	0
348	50	△△	△△	50—25	396	△△	100	0	100—75
349	50	△△	△△	< 25	397	△△	100	0	75—50
350	50	△△	△△	0	398	△△	100	0	50—25
351	50	0	100	100—75	399	△△	100	0	< 25
352	50	0	100	75—50	400	△△	100	0	0

К. н. с.	Нефтегазоносные комплексы				Класс	Нефтегазоносные комплексы			
	юрский	берриас-валанжинский	валанжин-аптецкий	апт-сеноманский		юрский	берриас-валанжинский	валанжин-аптецкий	апт-сеноманский
1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
401	25	75	100	100—75	448	25	50	0	50—25
402	25	75	100	75—50	449	25	50	0	< 25
403	25	75	100	50—25	450	25	50	0	0
404	25	75	100	< 25	451	25	25	100	100—75
405	25	75	100	0	452	25	25	100	75—50
406	25	75	75	100—75	453	25	25	100	50—25
407	25	75	75	75—50	454	25	25	100	< 25
408	25	75	75	50—25	455	25	25	100	0
409	25	75	75	< 25	456	25	25	75	100—75
410	25	75	75	0	457	25	25	75	75—50
411	25	75	50	100—75	458	25	25	75	50—25
412	25	75	50	75—50	459	25	25	75	< 25
413	25	75	50	50—25	460	25	25	75	0
414	25	75	50	< 25	461	25	25	50	100—75
415	25	75	50	0	462	25	25	50	75—50
416	25	75	25	100—75	463	25	25	50	50—25
417	25	75	25	75—50	464	25	25	50	< 25
418	25	75	25	50—25	465	25	25	50	0
419	25	75	25	< 25	466	25	25	25	100—75
420	25	75	25	0	467	25	25	25	75—50
421	25	75	0	100—75	468	25	25	25	50—25
422	25	75	0	75—50	469	25	25	25	< 25
423	25	75	0	50—25	470	25	25	25	0
424	25	75	0	< 25	471	25	25	0	100—75
425	25	75	0	0	472	25	25	0	75—50
426	25	50	100	100—75	473	25	25	0	50—25
427	25	50	100	75—50	474	25	25	0	< 25
428	25	50	100	50—25	475	25	25	0	0
429	25	50	100	< 25	476	25	0	100	100—75
430	25	50	100	0	477	25	0	100	75—50
431	25	50	75	100—75	478	25	0	100	50—25
432	25	50	75	75—50	479	25	0	100	< 25
433	25	50	75	50—25	480	25	0	100	0
434	25	50	75	< 25	481	25	0	75	100—75
435	25	50	75	0	482	25	0	75	75—50
436	25	50	50	100—75	483	25	0	75	50—25
437	25	50	50	75—50	484	25	0	75	< 25
438	25	50	50	50—25	485	25	0	75	0
439	25	50	50	< 25	486	25	0	50	100—75
440	25	50	50	0	487	25	0	50	75—50
441	25	50	25	100—75	488	25	0	50	50—25
442	25	50	25	75—50	489	25	0	50	< 25
443	25	50	25	50—25	490	25	0	50	0
444	25	50	25	< 25	491	25	0	25	100—75
445	25	50	25	0	492	25	0	25	75—50
446	25	50	0	100—75	493	25	0	25	50—25
447	25	50	0	75—50	494	25	0	25	< 25

Класс	Нефтегазоносные комплексы				Класс	Нефтегазоносные комплексы			
	юрокый	берриас-валанжинский	валанжин-аптский	апт-сеноманский		юрокый	берриас-валанжинский	валанжин-аптский	апт-сеноманский
1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
495	25	0	< 25	0	542	0	75	> 25	75-50
496	25	0	0	100-75	543	0	75	> 25	50-25
497	25	0	0	75-50	544	0	75	> 25	< 25
498	25	0	0	50-25	545	0	75	> 25	0
499	25	0	0	< 25	546	0	75	0	100-75
500	25	0	0	0	547	0	75	0	75-50
501	0	100	100	100-75	548	0	75	0	50-25
502	0	100	100	75-50	549	0	75	0	< 25
503	0	100	100	50-25	550	0	75	0	0
504	0	100	100	< 25	551	0	50	100	100-75
505	0	100	100	0	552	0	50	100	75-50
506	0	100	75	100-75	553	0	50	100	50-25
507	0	100	75	75-50	554	0	50	100	< 25
508	0	100	75	50-25	555	0	50	100	0
509	0	100	75	< 25	556	0	50	75	100-75
510	0	100	75	0	557	0	50	75	75-50
511	0	100	50	100-75	558	0	50	75	50-25
512	0	100	50	75-50	559	0	50	75	< 25
513	0	100	50	50-25	560	0	50	75	0
514	0	100	50	< 25	561	0	50	50	100-75
515	0	100	50	0	562	0	50	50	75-50
516	0	100	> 25	100-75	563	0	50	50	50-25
517	0	100	25	75-50	564	0	50	50	< 25
518	0	100	25	50-25	565	0	50	50	0
519	0	100	25	< 25	566	0	50	25	100-75
520	0	100	> 25	0	567	0	50	25	75-50
521	0	100	0	100-75	568	0	50	25	50-25
522	0	100	0	75-50	569	0	50	25	< 25
523	0	100	0	50-25	570	0	50	25	0
524	0	100	0	< 25	571	0	50	0	100-75
525	0	100	0	0	572	0	50	0	75-50
526	0	75	100	100-75	573	0	50	0	50-25
527	0	75	100	75-50	574	0	50	0	< 25
528	0	75	100	50-25	575	0	50	0	0
529	0	75	100	< 25	576	0	> 25	100	100-75
530	0	75	100	0	577	0	> 25	100	75-50
531	0	75	75	100-75	578	0	> 25	100	50-25
532	0	75	75	75-50	579	0	> 25	100	< 25
533	0	75	75	50-25	580	0	> 25	100	0
534	0	75	75	< 25	581	0	> 25	75	100-75
535	0	75	75	0	582	0	> 25	75	75-50
536	0	75	50	100-75	583	0	> 25	75	50-25
537	0	75	50	75-50	584	0	> 25	75	< 25
538	0	75	50	50-25	585	0	> 25	75	0
539	0	75	50	< 25	586	0	> 25	50	100-75
540	0	75	50	0	587	0	> 25	50	75-50
541	0	75	< 25	100-75	588	0	> 25	50	50-25

Нефтегазоносные комплексы					Нефтегазоносные комплексы				
Класс	юрский	бергас-валанжинский	валанжин-аптецкий	апт-сенманский	Класс	юрский	бергас-валанжинский	валанжин-аптецкий	апт-сенманский
1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
589	0	∧ 25	50	∧ 25	608	0	0	75	50—25
590	0	∧ 25	50	0	609	0	0	75	∧ 25
591	0	∧ 25	∧ 25	100—75	610	0	0	75	0
592	0	∧ 25	∧ 25	75—50	611	0	0	50	100—75
593	0	∧ 25	∧ 25	50—25	612	0	0	50	75—50
594	0	∧ 25	∧ 25	∧ 25	613	0	0	50	50—25
595	0	∧ 25	∧ 25	0	614	0	0	50	∧ 25
596	0	∧ 25	0	100—75	615	0	0	50	0
597	0	∧ 25	0	75—50	616	0	0	∧ 25	100—75
598	0	∧ 25	0	50—25	617	0	0	∧ 25	75—50
599	0	∧ 25	0	∧ 25	618	0	0	∧ 25	50—25
600	0	∧ 25	0	0	619	0	0	∧ 25	∧ 25
601	0	0	100	100—75	620	0	0	∧ 25	0
602	0	0	100	75—50	621	0	0	0	100—75
603	0	0	100	50—25	622	0	0	0	75—50
604	0	0	100	∧ 25	623	0	0	0	50—25
605	0	0	100	0	624	0	0	0	∧ 25
606	0	0	75	100—75	625	0	0	0	0
607	0	0	75	75—50					

в изучаемом районе возможно 256 сочетаний, которые объединяются в классы. Практически из всех теоретических сочетаний в изучаемом районе встречается 12 классов (табл. 13).

### ОПИСАНИЕ ТИПИЧНЫХ И ВНОВЬ ОТКРЫТЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В этом разделе дается характеристика типичных и вновь открытых месторождений нефти и газа Среднеобской нефтегазоносной области (табл. 14).

#### Салымское месторождение

Салымское месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского национального округа Тюменской области, в междуречье Большого и Малого Салымов. Оно приурочено к Лемпинскому локальному поднятию, выявленному сейсморазведочными работами МОВ в 1963 г. на Салымском куполовидном поднятии. Простираение структуры меридиональное. Амплитуда по отражающему горизонту Б 150 м. Вверх по разрезу она уменьшается и по отложениям люлинворской свиты (эоцена) составляет 10 м.



Классификация месторождений нефти и газа по положению залежей различного углеводородного состава в разрезе

Класс	Нефтегазодержащие комплексы				Класс	Нефтегазодержащие комплексы			
	юрский	берриас-валанжинский	валанжин-аптский	апт-сеноманский		юрский	берриас-валанжинский	валанжин-аптский	апт-сеноманский
1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
1	г	г	г	г	47	г	н, г	Нет	н, г
2	г	г	г	н	48	г	н, г	»	Нет
3	г	г	г	н, г	49	г	Нет	г	г
4	г	г	г	Нет	50	г	»	г	н
5	г	г	н	г	51	г	»	г	н, г
6	г	г	н	н	52	г	»	г	Нет
7	г	г	н	н, г	53	г	Нет	н	г
8	г	г	н	н, г	54	г	»	н	н
9	г	г	н, г	г	55	г	»	н	н, г
10	г	г	н, г	н	56	г	»	н	Нет
11	г	г	н, г	н, г	57	г	Нет	н, г	г
12	г	г	н, г	Нет	58	г	»	н, г	н
13	г	г	Нет	г	59	г	»	н, г	н, г
14	г	г	»	н	60	г	»	н, г	Нет
15	г	г	»	н, г	61	г	Нет	Нет	г
16	г	г	»	Нет	62	г	»	»	н
17	г	н	г	н	63	г	»	»	н, г
18	г	н	г	н	64	г	»	»	Нет
19	г	н	г	н, г	65	н	г	г	г
20	г	н	г	Нет	66	н	г	г	н
21	г	н	н	г	67	н	г	г	н, г
22	г	н	н	н	68	н	г	г	Нет
23	г	н	н	н, г	69	н	г	н	г
24	г	н	н	Нет	70	н	г	н	н
25	г	н	н, г	г	71	н	г	н	н, г
26	г	н	н, г	н	72	н	г	н	Нет
27	г	н	н, г	н, г	73	н	г	н, г	г
28	г	н	н, г	Нет	74	н	г	н, г	н
29	г	н	Нет	г	75	н	г	н, г	н, г
30	г	н	»	н	76	н	г	н, г	н, г
31	г	н	»	н, г	77	н	г	Нет	г
32	г	н	»	Нет	78	н	г	»	н
33	г	н, г	г	г	79	н	г	»	н, г
34	г	н, г	г	н	80	н	г	»	Нет
35	г	н, г	г	н, г	81	н	н	г	г
36	г	н, г	г	Нет	82	н	н	г	н
37	г	н, г	н	г	83	н	н	г	н, г
38	г	н, г	н	н	84	н	н	г	Нет
39	г	н, г	н	н, г	85	н	н	н	г
40	г	н, г	н	Нет	86	н	н	н	н
41	г	н, г	н, г	г	87	н	н	н	н, г
42	г	н, г	н, г	н	88	н	н	н	Нет
43	г	н, г	н, г	н, г	89	н	н	н, г	г
44	г	н, г	н, г	Нет	90	н	н	н, г	н
45	г	н, г	Нет	г	91	н	н	н, г	н, г
46	г	н, г	»	н	92	н	н	н, г	Нет

Класс	Нефтегазодержащие комплексы				Класс	Нефтегазодержащие комплексы			
	юр-ский	берриас-валац-жинский	валан-жин-аптский	апт-сеноман-ский		юр-ский	берриас-валац-жинский	валан-жин-аптский	апт-сеноман-ский
1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
93	н	г	Нет	г	141	н, г	г	Нет	г
94	н	г	»	н	142	н, г	г	»	н
95	н	г	»	н, г	143	н, г	г	»	н, г
96	н	г	»	Нет	144	н, г	г	»	Нет
97	н	н, г	г	г	145	н, г	н	г	г
98	н	н, г	г	н	146	н, г	н	г	н
99	н	н, г	г	н, г	147	н, г	н	г	н, г
100	н	н, г	г	Нет	148	н, г	н	г	Нет
101	н	н, г	н	г	149	н, г	н	н	г
102	н	н, г	н	н	150	н, г	н	н	н
103	н	н, г	н	н, г	151	н, г	н	н	н, г
104	н	н, г	н	Нет	152	н, г	н	н	Нет
105	н	н, г	н, г	г	153	н, г	н	н, г	г
106	н	н, г	н, г	н	154	н, г	н	н, г	н
107	н	н, г	н, г	н, г	155	н, г	н	н, г	н, г
108	н	н, г	н, г	Нет	156	н, г	н	н, г	Нет
109	н	н, г	Нет	г	157	н, г	н	Нет	г
110	н	н, г	»	н	158	н, г	н	»	н
111	н	н, г	»	н, г	159	н, г	н	»	н, г
112	н	н, г	»	Нет	160	н, г	н	»	Нет
113	н	Нет	г	г	161	н, г	н, г	г	г
114	г	»	г	н	162	н, г	н, г	г	н
115	н	»	г	н, г	163	н, г	н, г	г	н, г
116	н	»	г	Нет	164	н, г	н, г	г	Нет
117	н	Нет	н	г	165	н, г	н, г	н	г
118	н	»	н	н	166	н, г	н, г	н	н
119	н	»	н	н, г	167	н, г	н, г	н	н, г
120	н	»	н	Нет	168	н, г	н, г	н	Нет
121	н	Нет	н, г	г	169	н, г	н, г	н, г	г
122	н	»	н, г	н	170	н, г	н, г	н, г	н
123	н	»	н, г	н, г	171	н, г	н, г	н, г	н, г
124	н	»	н, г	Нет	172	н, г	н, г	н, г	Нет
125	н	Нет	Нет	г	173	н, г	н, г	Нет	г
126	н	»	»	н	174	н, г	н, г	»	н
127	н	»	»	н, г	175	н, г	н, г	»	н, г
128	н	»	»	Нет	176	н, г	н, г	»	Нет
129	н, г	г	г	г	177	н, г	Нет	г	г
130	н, г	г	г	н	178	н, г	»	г	н
131	н, г	г	г	н, г	179	н, г	»	г	н, г
132	н, г	г	г	Нет	180	н, г	»	г	Нет
133	н, г	г	н	г	181	н, г	Нет	н	г
134	н, г	г	н	н	182	н, г	»	н	н
135	н, г	г	н	н, г	183	н, г	»	н	н, г
136	н, г	г	н	Нет	184	н, г	»	н	Нет
137	н, г	г	н, г	г	185	н, г	Нет	н, г	г
138	н, г	г	н, г	н	186	н, г	»	н, г	н
139	н, г	г	н, г	н, г	187	н, г	»	н, г	н, г
140	н, г	г	н, г	Нет	188	н, г	»	н, г	Нет

Класс	Нефтегазодержащие комплексы				Класс	Нефтегазодержащие комплексы			
	юр-ский	берриас-валан-жинский	валан-жин-аптский	апт-сеноман-ский		юр-ский	берриас-валан-жинский	валан-жин-аптский	апт-сеноман-ский
1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
189	н, г	Нет	Нет	г	223	Нет	н	Нет	н, г
190	н, г	»	»	н	224	»	н	»	Нет
191	н, г	»	»	н, г	225	Нет	н, г	г	г
192	н, г	»	»	Нет	226	»	н, г	г	н
193	Нет	г	г	г	227	»	н, г	г	н, г
194	»	г	г	н	228	»	н, г	г	Нет
195	»	г	г	н, г	229	Нет	н, г	н	г
196	»	г	г	Нет	230	»	н, г	н	н
197	Нет	г	н	г	231	»	н, г	н	н, г
198	»	г	н	н	232	»	н, г	н	Нет
199	»	г	н	н, г	233	Нет	н, г	н, г	г
200	»	г	н	Нет	234	»	н, г	н, г	н
201	Нет	г	н, г	г	235	»	н, г	н, г	н, г
202	»	г	н, г	н	236	»	н, г	н, г	Нет
203	»	г	н, г	н, г	237	Нет	н, г	Нет	г
204	»	г	н, г	Нет	238	»	н, г	»	н, г
205	Нет	г	Нет	г	239	»	н, г	»	Нет
206	»	г	»	н	240	»	н, г	»	Нет
207	»	г	»	н, г	241	Нет	Нет	г	г
208	»	г	»	Нет	242	»	»	г	н
209	Нет	н	г	г	243	»	»	г	н, г
210	»	н	г	н	244	»	»	г	Нет
211	»	н	г	н, г	245	Нет	Нет	н	г
212	»	н	г	Нет	246	»	»	н	н
213	Нет	н	н	г	247	»	»	н	н, г
214	»	н	н	н	248	»	»	н	Нет
215	»	н	н	н, г	249	Нет	Нет	н, г	г
216	»	н	н	Нет	250	»	»	н, г	н
217	Нет	н	н, г	г	251	»	»	н, г	н, г
218	»	н	н, г	н	252	»	»	н, г	Нет
219	»	н	н, г	н, г	253	Нет	Нет	Нет	г
220	»	н	н, г	Нет	254	»	»	»	н
221	Нет	н	Нет	г	255	»	»	»	н, г
222	»	н	»	н	256	»	»	»	Нет

Лемпинское локальное поднятие осложняется тремя куполами: южным, северным и восточным. Южное структурное осложнение оконтуривается изогипсой —2700 м, имеет субширотное простирание, амплитуду 30 м. Наиболее приподнятые участки осложнения расположены в районе скв. 13 и 9. Северное структурное осложнение оконтуривается изогипсой 2700 м, имеет субмеридиональное простирание, размер амплитуды 30 м. Наиболее приподнятый участок осложнения находится в районе скв. 17. Восточное осложнение расположено в районе скв. 1 и 36, имеет северо-восточное простирание и оконтуривается изогипсой —2775 м.

## Распределение месторождений нефти и газа Среднего Приобья по классам

Месторождение	Классы месторождений по различным параметрам					
	количество залежей (индекс месторождений)	соотношение запасов углеводородов	соотношение высот за- лежей и амплитуд ловушек	положение контуров залежей в плане	степень заполнения ловушек углеводорода- ми	положение залежей различного состава в разрезе
1	2	3	4	5	6	7
Сальмское	7Н	1	XV	90	95	108
Верхнесальмское	3Н	1	XV	120	125	140
Правдинское	9Н	1	XV	90	95	108
Среднесальмское	1Н	1	0	615	620	268
Малобалькское	6Н	1	0	460	465	108
Среднебалькское	3Н	1	0	445	450	116
Тешловское	7Н	1	0	570	575	244
Южно-Балькское	4Н, 1Э	9	VII	510	515	236
Мамонтовское	5Н	1	VII	515	520	236
Усть-Балькское	14Н	1	V	375	380	108
Сайгатинское	1Н	1	0	615	620	268
Федоровское	3Н, 1НГК	7	III	550	555	240
Вершинное	1Н	1	VII	520	525	244
Яун-Лорское	1Н	1	VII	620	525	244
Быстринское	5Н, 1НГК	7	III	450	455	112
Северо-Минчмкшское	2Н	1	0	605	610	268
Вачмское	1Н, 1Г	1	0	470	475	112
Лянторское	1Н, 1НГ	7	III	605	605	272
Тайбинское	1Н, 1НГ	7	III	605	605	272
Алехинское	1Н	1	0	610	615	268
Тевлинское	1Н	1	VI	520	525	244
Ягунское	2Н	1	VI	395	400	116
Чупальское	1Н	1	0	595	600	244
Локосовское	2Н	1	0	570	575	244
Северо-Покурское	9Н, 2Э	1	V	500	505	235
Ватинское	7Н	9	V	500	505	236
Аганское	6Н	1	0	540	545	236
Меглонское	6Н	1	III	400	405	108
Вартовско-Советское	13Н	1	V	250	355	108
Самотлорское	6Н, 1НГК	7	V	500	505	240
Черногорское	2Н	1	V	250	255	108
Тюменское	9Н, 2НГ, 1Г	1	0	295	300	116
Стрежевое	1Н	1	0	370	375	148
Малореченское	1Н	1	0	370	375	148
Алекшинское	1Н	1	0	595	600	244
Кедровское	1Н	1	0	370	375	148
Покачевское	4Н	1	III	565	570	236
Вать-Еганское	4Н	1	0	615	620	236
Варь-Еганское	9Н, 2НГ, 1Г	18	0	289	294	177
Северо-Варь-Еганское	2Н	1	0	545	550	244
Вэнга-Цурское	1Н, 1Г	5	0	242	247	145

Поисковое бурение в пределах Лемпинского поднятия начато в 1963 г. Месторождение открыто первой поисковой скв. 1.

Фундамент вскрыт одной скважиной и представлен кварцевым порфиром. Абсолютный возраст пород фундамента, определенный В. С. Бочкаревым методом сравнительной дисперсии двупреломления минералов по плагиоклазам, равен  $360 \pm 2$  млн. лет, что соответствует девону. По фундаменту развита кора выветривания мощностью до 16 м. На породах фундамента и коры выветривания залегают отложения тюменской свиты. Выше вскрыты отложения верхней юры, мела и палеогена. Неогеновые отложения отсутствуют, и на породах журавской свиты (верхний олигоцен) залегают четвертичные осадки мощностью до 40 м. Общая мощность осадочного чехла составляет 3100—3200 м.

В пределах месторождения залежи нефти выявлены в семи пластах: Ю<sub>2</sub>, Ю<sub>0</sub>, БС<sub>21</sub>, БС<sub>16</sub>, БС<sub>6</sub>, АС<sub>11</sub> и АС<sub>10</sub>. Кроме того, зафиксированы нефтепроявления в пластах БС<sub>4</sub>, АС<sub>9</sub> и АС<sub>5-6</sub>.

**Залежь пласта Ю<sub>2</sub>** (средняя + нижняя юра) приурочена к кровле тюменской свиты. Пласт представлен глинисто-алевритовыми породами с линзами и прослоями песчаников. Покрышкой залежи служат глинистые породы абалакской свиты мощностью 20—30 м.

Признаки нефтегазности впервые были установлены в скв. 1. В процессе бурения наблюдались интенсивные нефтегазопроявления. При испытании получен приток нефти дебитом 2,5 м<sup>3</sup>/сут при динамическом уровне 680 м. Приток нефти дебитом 3,4 м<sup>3</sup>/сут был зафиксирован также при испытании скв. 15. В скв. 13 из интервала, соответствующего пласту Ю<sub>2</sub>, был поднят нефтеносный песчаник. При испытании скважины, находящейся в аварийном состоянии, получен фонтан газа дебитом 15 тыс. м<sup>3</sup>/сут и конденсата 4 м<sup>3</sup>/сут.

**Залежь нефтяная**, возможно с газовой шапкой, приуроченная к локальному поднятию, массивная с возможными литологическими экранами, малодобитная, с коллекторами порового и, возможно, трещинного типов.

**Залежь пласта Ю<sub>0</sub>** (верхняя юра) заключена в глинистых битуминозных отложениях баженовской свиты.

Признаки нефтеносности впервые отмечены в процессе бурения скв. 1. В скв. 15 при испытании получен приток нефти дебитом 5 м<sup>3</sup>/сут при среднем динамическом уровне 1000 м. В процессе бурения скв. 12, 13, 17, 18 и 24 наблюдались интенсивные газопроявления, переходящие в открытые фонтаны. При испытании скважин, расположенных в осевой части структуры, открытым забоем получены фонтаны нефти дебитом до 1000 м<sup>3</sup>/сут через 50,8-мм отвод и 300 м<sup>3</sup>/сут на 8-мм штуцере. Газовый фактор равен 150—200 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, пластовая температура 120—130° С, пластовое давление на глубине 2780—2800 м составляет 400—430 кгс/см<sup>2</sup>, т. е. на 130—140 кгс/см<sup>2</sup> больше гидростатического. На электрокаротажных диаграммах в некоторых скважинах против пласта Ю<sub>0</sub> отмечается отрицательная аномалия ПС до 50 мВ. Однако притоки нефти из баженовской свиты не зависят от величины отрицательной аномалии ПС. Высокие дебиты

Основные сведения по месторождениям и нефтепро

Месторожде- ние, площадь	Индекс пласта	Возраст	Дата открытия	Скважина-первооткры- вательница	Глубина залегания пласта, м	Расстояние до фунда- мента, м	Мощность пласта, м	Высота залежи, м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Сальмское	Ю <sub>2</sub>	J <sub>1+2</sub>	1963	1	3117	260	—	Не уст.	
	Ю <sub>0</sub>	J <sub>3</sub>	1966	12	2725	280	35	110	
	BC <sub>21</sub>	Cr <sub>1</sub> brs	1967	15	2716	410	20	Не уст.	
	BC <sub>16</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1963	1	2640	490	20	» »	
	BC <sub>6</sub>	Cr <sub>1</sub> h	1965	2	2430	700	10	15	
	AC <sub>11</sub>	Cr <sub>1</sub> b	1966	9	2180	945	3—5	10	
Верхне- сальмское	AC <sub>10</sub>	Cr <sub>1</sub> b	1966	9	2166	960	5—10	30	
	Ю <sub>0</sub>	J <sub>3</sub>	1970	10	2810	400	40	—	
	BC <sub>19</sub>	Cr <sub>1</sub> brs	1967	3	2667	540	20	—	
	AC <sub>11</sub>	Cr <sub>1</sub> b	1966	1	2190	810	—	20	
	AC <sub>10</sub>	Cr <sub>1</sub> b	1966	1	2173	830	3	15	
Правдин- ское	Ю <sub>0</sub>	J <sub>3</sub>	1966	90	2756	400	30—40	> 120	
	BC <sub>20-21</sub>	Cr <sub>1</sub> brs	1967	90	2653	500	20	—	
	BC <sub>19</sub>	Cr <sub>1</sub> brs	1968	80	2660	500	10	—	
	BC <sub>11</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1968	87	2498	660	5	—	
	BC <sub>10</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1966	60	2430	730	0—20	90	
	BC <sub>7</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1965	54	2398	760	3	—	
	BC <sub>6</sub>	Cr <sub>1</sub> h	1964	51	2300	860	10—20	60—70	
	BC <sub>4</sub>	Cr <sub>1</sub> h	1964	51	2275	885	0—10	20	
	AC <sub>11</sub>	Cr <sub>1</sub> b	1964	51	2125	1035	10	12	
	BC <sub>6</sub>	Cr <sub>1</sub> h	1967	104	2350	1000	20	13	
Средне- сальмское	Ю <sub>1</sub>	J <sub>2+3</sub>	1969	1	3007	—	269	—	
	Ю <sub>0</sub>	J <sub>3</sub>	1969	1	2890	—	30	—	
	Тукапская	Ю <sub>1</sub>	J <sub>2+3</sub>	1969	54	3018	—	70	—
	Ай-Яунская	ПК <sub>1</sub>	Cr <sub>2</sub> cm	1968	1	984	—	50	—
Чупальская	BC <sub>8-9</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1971	57	2407	—	35	—	
	Ю <sub>2</sub>	J <sub>1+2</sub>	1971	58	3010	—	40	—	
	BC <sub>19</sub>	Cr <sub>1</sub> brs	1971	58	2882	—	12	—	
	BC <sub>1</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1971	58	2710	—	5	—	
Мултанов- ская	Ю <sub>0</sub>	J <sub>3</sub>	1972	2	2800	425	35	65	
	Урненская	Ю <sub>1</sub>	J <sub>2+3</sub>	1970	11	2378	10	18	25
Усановская Малобалькское	Ю <sub>2</sub>	J <sub>1+2</sub>	1971	21	2360	0	27	—	
	BC <sub>17</sub>	Cr <sub>1</sub> brs	1967	1	2100	300	—	—	
	AC <sub>5-6</sub>	Cr <sub>1</sub> b	1966	3	2036	864	—	60	
	AC <sub>4</sub>	Cr <sub>1</sub> b	1966	3	2016	884	—	—	
	BC <sub>18</sub>	Cr <sub>1</sub> brs	1967	1	2630	270	—	—	
	BC <sub>19</sub>	Cr <sub>1</sub> brs	1967	1	2648	2500	—	—	
	BC <sub>20</sub>	Cr <sub>1</sub> brs	1967	1	2694	200	—	—	

## влениям Среднеобской нефтегазосной области

ВНК, ГВК, ГНК	Пористость, %	Проницаемость, мД	Пластовое давление, кгс/см <sup>2</sup>	Пластовая температура, °С	Мощность покрышки, м	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Диаметр плуцера, мм (динамический уровень, м)	Дебит, м <sup>3</sup> /сут
10	11	12	13	14	15	16	17	18
2805 (?)	Не определены			—	—	>150	Пере- лив	2,5
2775 (?)	До 9 (?)	0,01—8,7	До 460	130	40—45	100—200	8	300
Не уст.	—	—	—	118	50	—	(645)	4
» »	4—13	0,1	—	118	230	Не опр.	(626)	3
~2396	15—18	5—50	248	100	До 40	15	50	25
2160	8—15	0,2	219	102	8—14	—	(620)	До 6,1
2160	16—7	0,3	225	95	20	18	6	48
	Не определены				60—400	—	—	—
» »	» »	» »	» »	» »	» »	» »	(1940)	5
2137	17—22	50	209	95	4—12	—	(50)	13
2116	18—20	100	204	95	2—15	—	6	20,4
—	—	—	—	102	20	—	(50)	6
—	—	—	—	87	40	—	(690)	4
—	—	—	—	97	5—10	—	(1160)	3,9
2456	18,5	3	243,5	84	20—80	—	(1232)	10
2450	15—20	10—60	239	83	40	—	8	77
2410	22—18,8	85—121	206	92	10	300	8	44
2320	20—22	150—300	240	85	10	50—80	8	75—150
2257	12—20	до 100	225	81	40	10	8	53
2097	20—22	120—300	220	76	3—20	—	8	5—15
2308	21—23	300	231	82	15—20	—	8	n=20 в=21
—	—	—	252	108	31	—	(556)	1,22
—	—	—	229	106	20	—	(538)	0,61
—	—	—	281	101	35	—	(452)	10,44
907	—	—	90	41	30	—	Пере- лив	8,5
~2339	—	—	235	77,5	16	—	6	26
—	—	—	173,4	100	—	—	(1197)	0,12
—	—	—	253	97	100	—	(1344)	1,73
—	—	—	—	94	140	—	(702)	1,3
—	—	—	305	87	35	—	Пере- лив	2
~2315	—	—	243	90	40	136	6	34,0
~2250	23,0	—	157	86	35	—	(670)	1,38
—	—	—	262	96	200—260	109	63	18,8
1968	—	—	206	75	110	40	8	25—40
—	—	—	203	74	110	24	8	41
—	—	—	—	97	—	—	(850)	1,48
—	—	—	—	97	—	—	(1360)	1,2
—	—	—	351	104	—	—	—	Пленка

Месторождение, площадь	Индекс пласта	Возраст	Дата открытия	Скважина-первооткрывательница	Глубина залегания пласта, м	Расстояние до фундамента, м	Мощность пласта, м	Высота залежи, м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Средне-балыкское	Ю <sub>1</sub>	J <sub>2+3</sub>	1969	66	3196	40	—	—	
	BC <sub>16</sub>	Cr <sub>1</sub> brs	1969	66	2680	520	—	—	
	BC <sub>10</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1965	92	2480	720	—	30	
Тепловское	Ю <sub>2</sub>	J <sub>1+2</sub>	1967	81	2827	280	—	—	
	BC <sub>8</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1967	41	2340	760	—	20	
	BC <sub>6</sub>	Cr <sub>1</sub> h	1967	41	2270	830	—	—	
Южно-Балыкское	BC <sub>10</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1967	41	2360	740	—	13	
	BC <sub>16</sub>	Cr <sub>1</sub> brs	1964	94	2695	300	—	—	
	BC <sub>11</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1964	260	2500	500	—	45	
Мамонтовское	BC <sub>10</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1965	235	2400	600	—	76	
	BC <sub>1</sub>	Cr <sub>1</sub> h	1964	91	2200	800	—	10	
	AC <sub>5+6</sub>	Cr <sub>1</sub> b	1966	95	2000	1000	—	40	
	BC <sub>11</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1965	255	2440	760	—	70	
	BC <sub>10</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1964	240	2400	800	—	85	
	BC <sub>8</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1966	241	2305	900	—	17	
Усть-Балыкское	AC <sub>5-6</sub>	Cr <sub>1</sub> b	1967	5	1950	1250	—	30	
	AC <sub>4</sub>	Cr <sub>1</sub> b	1966	245	1920	1280	—	25	
	BC <sub>19</sub>	Cr <sub>1</sub> brs	1966	241	2714	486	—	—	
	Ю <sub>2</sub>	J <sub>1+2</sub>	—	532	2676	384	—	—	
	BC <sub>19</sub>	Cr <sub>1</sub> brs	—	76	2499	560	—	75	
	BC <sub>10</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1963	63	2260	800	—	160	
	BC <sub>9</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1963	63	2234	820	—	12	
	BC <sub>6</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1963	62	2220	840	—	10	
	BC <sub>5</sub>	Cr <sub>1</sub> h	1961	62	2102	958	—	6—10	
	BC <sub>4</sub>	Cr <sub>1</sub> h	1961	62	2082	978	—	28	
Сайгатинское	BC <sub>2-3</sub>	Cr <sub>1</sub> h	1961	62	2050	1010	—	73	
	BC <sub>1</sub>	Cr <sub>1</sub> h	1961	62	2040	1020	—	85	
	AC <sub>7</sub>	Cr <sub>1</sub> b	1963	69	1940	1120	—	10	
	BC <sub>1</sub>	Cr <sub>1</sub> h	1968	2	2077	—	—	7	
	Западно-Сургутское	BC <sub>11</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1962	48	2316	600	—	15
		BC <sub>10</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1963	157	2270	630	—	83
		BC <sub>2+3</sub>	Cr <sub>1</sub> h	1963	157	2060	840	—	25
BC <sub>1</sub>		Cr <sub>1</sub> h	1963	157	1970	930	—	40	
Ю <sub>6</sub>		J <sub>1+2</sub>	1966	192	2775	125	—	—	
Северо-Сургутское	Ю <sub>1</sub>	J <sub>2+3</sub>	1966	190	2705	195	—	—	
	BC <sub>8</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1964	301	2212	688	—	—	
	BC <sub>2-3</sub>	Cr <sub>1</sub> h	1963	57	2065	795	—	—	
	BC <sub>1</sub>	Cr <sub>1</sub> h	1963	—	2045	805	—	25	
	Вершинное	BC <sub>10</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1964	418	2354	500	—	—
Лув-Лорская	CB <sub>10</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1967	52	2345	600	—	—	
Быстринское	BC <sub>2-3</sub>	Cr <sub>1</sub> h	1964	170	2070	930	—	25	
	BC <sub>2-3</sub>	Cr <sub>1</sub> h	1965	170	2090	910	—	30	



ВНК, ГВК, ГНК	Пористость, %	Проницаемость, мД	Пластовое давление, кгс/см <sup>2</sup>	Пластовая температура, °С	Мощность покрышки, м	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Диаметр штуцера, мм (динамический уровень, м)	Дебит, м <sup>3</sup> /сут
10	11	12	13	14	15	16	17	18
—	—	—	103	—	—	—	(1250)	2,8
—	—	—	—	—	—	—	(1195)	20,4
2419	18—20	120—140	250	84	35	68	8	140
—	—	—	—	93	>100	—	(1570)	4,3
2298	—	—	237—240	74—79	45—50	42	8	45—70
—	—	—	228—232	72—74	18—20	47	8	40—150
2400	—	—	246	79	—	—	—	Пленка
Не определены		—	—	—	—	—	(934)	5,3
2399	17—20	До 160	252	81	—	67	8	104
2399	18—20	До 265	241—250	80—81	—	62	8	70—155
2105	18—19	До 83	—	—	30—35	—	8	75,6
1947	18—21	До 52	198,7	67	—	—	50	18—54
2395	18—20	До 100	243	78	10—15	50	8	120
2395	18—22	113—180	243	73—81	26—32	40—55	8	40—150
2256	22	100	230	72—79	22—25	39	8	55
1904	22	45	—	—	20—120	—	8	30—69
1900	22	50—60	198	63	120	42	8	107
Не определены		—	—	—	100	—	(1650)	0,24
—	—	—	—	—	140	—	(700)	7—15
2500	15—20	1,5—25	—	—	—	—	(1240)	16
2395	23	460	243	74—78	—	50—60	8	1,3—65
2196	—	—	—	71	20—30	114	9	48
2193	—	—	—	—	20	—	50	0,1—2,4
2073	22—25	До 300	213	69	5—12	—	10	11—220
2073	22	До 1200	210—216	63—66	10	22—30	8	65—200
2079	20—25	До 1000	207—217	65—68	10	40—45	8	120—200
2076	20—25	300—1000	214—217	65—68	40	30—50	8	90—200
1900	21—25	40—468	—	61	—	—	6	44
2042	20	43	—	—	30—35	42	6	18,9
2276	15—20	30	206,6	67	3—5	—	6	12
2277	23,2	77,9	229	65—66	40—45	48	8	30—100
2014	26,5	277	206—211	59—60	2—13	35—40	8	90—103
2014	25,9	713	204—224	56—60	30—35	30—40	8	60—136
—	—	—	300	79	—	—	—	Пленка
—	—	—	270	—	—	—	—	»
—	—	—	225—226	64	—	—	63	3
—	—	—	—	62	5—6	—	—	Пленка
1998	26	148	204—214	—	25—30	41	8	2,3—15
2296	23—24	103	230	66	45	56	8	55
—	—	—	235	66,5	40	55	8	0,40—40
2048	25—26	700	208—214	58	5—6	25—30	8	30—80
2048	—	—	210	59	40	45	8	70

Месторождение, площадь	Индекс пласта	Возраст	Дата открытия	Связкина-первооткрывательница	Глубина залегания пласта, м	Расстояние до фунда- мента, м	Мощность пласта, м	Высота залежи, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Северо- Минчип- кивское Вачимское	BC <sub>1</sub>	Cr <sub>1</sub> h	1965	172	2050	950	—	20
	AC <sub>9</sub>	Cr <sub>1</sub> b	1966	21	1974	1025	—	15
	AC <sub>9</sub> <sup>I</sup>	Cr <sub>1</sub> b	1966	21	1980	1020	—	15
	AC <sub>7-8</sub>	Cr <sub>1</sub> b	1965	172	1940	1060	—	40
	AC <sub>7-8</sub>	Cr <sub>1</sub> b	1969	30	1935	1037	—	35
Тайбинское	Ю <sub>2</sub>	J <sub>1+2</sub>	1969	41	2690	120	9—21	—
	AC <sub>8</sub>	Cr <sub>1</sub> b	1969	41	1980	920	8	—
	BC <sub>18</sub>	Cr <sub>1</sub> brs	1969	41	2535	300	—	—
	AC <sub>9</sub>	Cr <sub>1</sub> b	1968	63	2075	750	—	30
Лянторское	AC <sub>9-10</sub>	Cr <sub>1</sub> b	1966	10	2050	1000	—	53
Сургутская Западно- Быстринское	Ю <sub>1</sub>	J <sub>2+3</sub>	1961	53	2683	420	—	—
	Ю <sub>5</sub>	J <sub>1+2</sub>	1961	51	3013	600	—	—
	BC <sub>10</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1961	52	2291	800	—	—
	BC <sub>1</sub>	Cr <sub>1</sub> h	1966	126	2108	900	—	10
Ай-Пимское Тевлинское Алехинское	BC <sub>6-7</sub>	Cr <sub>1</sub> h	1971	10	2489	—	25	—
	BC <sub>16</sub>	Cr <sub>1</sub> brs	1971	3	2640	—	4	—
	AC <sub>9-10</sub>	Cr <sub>1</sub> b	1971	56	2180	—	—	10
Федоров- ское	Ю <sub>2</sub>	J <sub>1+2</sub>	1972	61	2757	223	Не опр.	—
	BC <sub>10</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1971	62	2270	690	19—47	51
	BC <sub>1</sub>	Cr <sub>1</sub> h	1971	62	2018	942	3—8	24
Савуйское	AC <sub>4-7</sub>	Cr <sub>1</sub> b	1971	62	1848	1142	15	13
	Ю <sub>2</sub>	J <sub>1+2</sub>	1971	101	2799	—	6	—
	BC <sub>10</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1971	101	2313	—	15—37	44
Коголым- ское	Ю <sub>1</sub>	J <sub>2+3</sub>	1971	24	2780	—	8	Не опр.
	BC <sub>16</sub>	Cr <sub>1</sub> brs	1971	22	2597	—	9	37
	Ю <sub>1</sub>	J <sub>2+3</sub>	1971	1	2712	—	13	15
Покамасов- ское	BB <sub>7</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1963	37	2224	1000	—	25
	BB <sub>6</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1963	37	2170	1050	—	28
	Ю <sub>2</sub>	J <sub>1+2</sub>	1959	31	2783	420	—	—
Северо- Покурское	BB <sub>8-9</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1964	601	2210	515	4—5	20
	BB <sub>8</sub> <sup>3</sup>	Cr <sub>1</sub> v	1967	—	2210	515	—	40
	BB <sub>8</sub> <sup>2</sup>	Cr <sub>1</sub> v	1967	—	2210	515	—	45
	BB <sub>8</sub> <sup>1</sup>	Cr <sub>1</sub> v	1964	—	2200	525	—	30

ВНК, ГВК, ГНК	Пористость, %	Проницаемость, мД	Пластовое давление, кг/см <sup>2</sup>	Пластовая температура, °С	Мощность покрышки, м	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Диаметр штуцера, мм (динамический уровень, м)	Дебит, м <sup>3</sup> /сут
10	11	12	13	14	15	16	17	18
2045	25	830	207—208	59—62	35—40	40—45	8	80—133
1945	18—22	80—680	193	56	6—8	55	8	49,1
1915	18—22	80—680	196	56	6—8	55	8	23—49
1905	—	—	—	—	—	—	—	—
1894	24—30	65—240	195	55	3—11	—	6	2—70
1908	—	—	196—199	54—57	7—10	40—50	8	45—47
—	—	—	282	78	—	—	—	Пленка
2656	—	—	292	78	30	30,7	8	1,6
—	—	—	—	—	2	—	8	г = 152 тыс.
—	—	—	—	—	—	—	—	Пленка
2040	—	—	209	60	10—15	—	8	г = 6 тыс. н = 65
2031	—	—	—	—	—	—	—	—
2053	—	—	210	63	15—20	—	8	н = 150
2035	—	—	—	—	—	—	—	г = 640 тыс.
Не определены	—	—	—	81	—	—	(768)	1,7
То же	—	—	—	—	—	—	—	Пленка
»	—	—	—	68	—	—	(1505)	1
2057	—	—	212	63	—	—	—	Пленка
—	—	—	—	—	125	—	—	12,7
Не опр.	Не опр.	Не опр.	262,4	86	190	—	2	5,7
2112	22	38—120	219	74	7—15	65	8	13—68
—	—	—	—	—	43—53	—	—	При пере-
2245	24	253	229	68	80—100	120—130	8	До 170
1984	25	120	198	60	26—31	53,4	8	15—82
1821	25—26	До 510	189,2	56	До 110	7	12	г = 405 тыс. н = 15
—	—	—	—	—	40	—	—	По каротажу
2273	24	До 600	232	68	110	61	8	86—125
—	—	—	280,8	88	60—80	81	8	52
2528	16—21	7—56	260,5	84	170—190	95,8	8	52,2
2687	—	Не определены	283	89	100	42	8	85
2182	—	—	226—231	82—85	10—12	48—60	8	48—90
2161	19—21	80—190	216—220	81—83	16—20	43—50	8	96—166
—	—	—	—	—	—	—	—	Пленка
2191	—	—	219—221	90	10—15	40—45	8	118—170
2191	20	90—100	220—222	90	70—75	40—46	8	170
2215	18—21	160—180	220—223	89—93	70—75	—	8	5—12
2093	20—21	—	210—216	86—89	15—20	40—45	8	98—147

Месторождение, площадь	Индекс пласта	Возраст	Дата открытия	Скважина-первооткрывательница	Глубина залегания пласта, м	Расстояние до фундамента, м	Мощность пласта, м	Высота залежи, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ватинское	БВ <sub>2-3</sub> И	Cr <sub>1</sub> v	1964	—	2080	645	—	15
	БВ <sub>2-3</sub> В	Cr <sub>1</sub> v	1964	—	2090	635	—	25
	БВ <sub>1</sub>	Cr <sub>1</sub> h	1965	—	1973	752	—	10
	БВ <sub>0</sub>	Cr <sub>1</sub> h	1965	—	1945	880	—	30
	АВ <sub>4</sub>	Cr <sub>1</sub> b	1965	—	1793	932	10	10
	АВ <sub>2</sub>	Cr <sub>1</sub> b	1967	—	1770	950	—	15—30
	АВ <sub>1</sub>	Cr <sub>1</sub> ap	1967	—	1730	1000	—	—
	Ю <sub>1</sub>	J <sub>2+3</sub>	1964	124	2436	160	—	15
	БВ <sub>2</sub> Ю	Cr <sub>1</sub> v	1964	—	2137	60	—	46
	БВ <sub>2</sub> С	Cr <sub>1</sub> v	1964	—	2153	445	—	22
	БВ <sub>6</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1964	—	2073	530	—	25
	БВ <sub>1</sub>	Cr <sub>1</sub> h	1964	120	1912	680	18	15
	БВ <sub>0</sub>	Cr <sub>1</sub> h	1967	120	1886	710	16	25
	АВ <sub>2</sub>	Cr <sub>1</sub> b	1967	121	1707	890	10	50
	АВ <sub>1</sub>	Cr <sub>1</sub> ap	1967	121	1690	910	10	50
	Меглионское	БВ <sub>9</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1966	151	2178	480	22
БВ <sub>4</sub>		Cr <sub>1</sub> h	1965	155	2000	600	—	—
БВ <sub>3</sub>		Cr <sub>1</sub> h	1965	124	1963	640	—	—
АВ <sub>8</sub>		Cr <sub>1</sub> b	1965	155	1862	740	—	—
АВ <sub>6</sub>		Cr <sub>1</sub> b	1965	124	1801	800	—	—
АВ <sub>4-5</sub>		Cr <sub>1</sub> b	1965	124	1764	836	—	—
АВ <sub>3</sub>		Cr <sub>1</sub> b	1964	120	1748	852	—	—
Ю <sub>1</sub>		J <sub>2+3</sub>	1965	132	2430	245	15	80
БВ <sub>2</sub> Ю		Cr <sub>1</sub> v	1961	1	2098	575	20	65
БВ <sub>2</sub> С		Cr <sub>1</sub> v	1961	1	2140	530	20	10
БВ <sub>2</sub> Ю		Cr <sub>1</sub> v	1961	1	2135	530	—	10
Аганское	БВ <sub>19</sub>	Cr <sub>1</sub> brs	1961	1	2358	320	—	—
	БВ <sub>10</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1967	519	2170	500	—	—
	АВ <sub>2</sub>	Cr <sub>1</sub> b	1963	13	—	—	—	—
	АВ <sub>1</sub>	Cr <sub>1</sub> ap	1962	6	1701	974	10	25
	АВ <sub>1</sub>	Cr <sub>1</sub> ap	1963	1	1693	982	—	—
	Ю <sub>1</sub>	J <sub>2+3</sub>	1969	5	2478	300	6	—
	БВ <sub>9</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1965	1	2210	550	10	55
	БВ <sub>8</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1965	1	2184	600	24	80
	БВ <sub>6</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1965	1	2107	670	4	35
	БВ <sub>19</sub>	Cr <sub>1</sub> brs	1970	10	2418	380	9	75
Самотлорское	БВ <sub>22</sub>	Cr <sub>1</sub> brs	1970	4	2440	360	7—17	80
	АВ <sub>4</sub>	Cr <sub>1</sub> b	1965	1	1779	1000	—	—
	БВ <sub>11</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1965	1	2150	600	20—25	—
	БВ <sub>10</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1965	1	2125	625	25	95—100
	БВ <sub>8</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1965	1	2020	730	30	110—115
	АВ <sub>4-5</sub>	Cr <sub>1</sub> b	1965	1	1685	1075	48	55—63
	АВ <sub>2-3</sub>	Cr <sub>1</sub> b	1965	—	1640	1100	28	100—108

ВНК, ГВК, ГНК	Пористость, %	Проницаемость, мД	Пластовое давление, кгс/см <sup>2</sup>	Пластовая температура, °С	Мощность покрышки, м	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Диаметр штуцера, мм (динамический уровень, м)*	Дебит, м <sup>3</sup> /сут
10	11	12	13	14	15	16	17	18
2095	20—22	—	209	89	14—20	40	8	115
2101	20—21	—	209—214	85—94	15—20	35—40	8	90—230
1938	18—22	—	191	84	3	11	8	110
1915	Не определены		198	76	8—10	30	8	36
1759	23	190	163	75	8	26	8	133
1697	16—26	До 1700	173	68—70	2—10	35—40	8	68—172
1697	18—20	До 1500	177	72—75	2—10	25—35	8	110—148
2402	7,5—23	0,03—115	—	—	18—25	80	8	55
2131	16—25	1200	214—220	84—90	25—35	60—95	8	118—250
2125	22	500—800	217—220	89—90	20—25	95	8	118—190
2050	—	—	207	80—84	10—15	—	8	199
1876	24	560	194	80	4—6	40	8	185
1859	23	440	192	82	5—20	50	8	180
1690	22	160	164—180	70—73	2—10	55	8	100—140
1683	20—22	240	166—179	68—71	4—15	50	8	100—140
2142	21	180	217	89	—	—	—	Керн
1950	—	—	—	—	—	—	—	»
1930	—	—	—	—	—	—	—	»
1810	—	—	—	78	—	—	—	Пленка
1770	—	—	—	75	—	—	—	»
1727	—	—	—	—	—	—	—	»
—	—	—	—	—	—	—	—	Керн
2435	14	15	240	98	40—45	—	(740)	2
2121	18—28	1500	210—216	81—89	35—40	60—90	8	82—250
2109	18—28	1500	215—218	89	35—40	60—90	8	165
2111	18—28	1500	215—218	89	35—40	60—90	8	227
—	—	—	—	—	—	—	(1340)	0,149
—	—	—	—	—	—	—	—	Керн
—	—	—	—	—	—	—	—	»
1683	21	14	168	70	15	50—70	—	Пленка
—	—	—	—	—	—	—	—	Керн
—	—	—	—	—	25	—	50	3,5
2178	22	70	224	76	4—8	—	8	210
2178	22	245	225	71—79	90—95	110	8	210
∇ 2055	24	300	206	70	8	—	—	Керн
2356	18	—	213	79	>200	—	—	2,15
∇ 2390	18	—	246	73	5—10	—	—	10,19
—	—	—	—	—	—	—	—	Керн
2167	21—26	До 500	—	—	5—6	—	—	—
2152—2157	21—26	До 500	220	75	60—70	100	8	52—160
2071	Не определены		210—218	65—77	5—8	70—100	8	100—200
1685—1693	19—29	До 1170	172—178	57—62	20—40	160	8	93—162
1685—1693	19—29	1170	169—172	57—65	2—5	160	8	66—137

Месторождение, площадь	Индекс пласта	Возраст	Дата открытия	Скважина-первооткрывательница	Глубина залегания пласта, м	Расстояние до фунда- мента, м	Мощность пласта, м	Высота залежи, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Черногор- ское Ермаков- ское Вартовско- Советское	АВ <sub>1</sub>	Cr <sub>1</sub> ap	1965	—	1610	1140	30	120
	АВ <sub>6</sub>	Cr <sub>1</sub> b	1969	16	1793	950	5	10
	Ю <sub>1</sub>	J <sub>2+3</sub>	1969	7	2543	200	20	50
	АВ <sub>2</sub>	Cr <sub>1</sub> b	1962	17	1709	850	—	10
	АВ <sub>3</sub>	Cr <sub>1</sub> b	1962	17	1746	800	—	—
	Ю <sub>11</sub>	J <sub>1</sub>	1963	6	2690	60	—	30
	Ю <sub>2</sub>	J <sub>1+2</sub>	1964	7	2520	240	—	7
	Ю <sub>1</sub>	J <sub>2+3</sub>	1964	7	2449	250	—	10
	БВ <sub>10</sub> <sup>3</sup>	Cr <sub>1</sub> v	—	—	2160	590	—	25
	БВ <sub>10</sub> <sup>10</sup>	Cr <sub>1</sub> v	—	—	2100	650	—	7
	БВ <sub>10</sub> <sup>8</sup>	Cr <sub>1</sub> v	—	—	2080	670	—	45
	БВ <sub>8</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1967	2	2052	700	—	20
	БВ <sub>7</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1965	35	2042	700	—	10—15
	БВ <sub>4-6</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1963	35	1990	760	—	30
БВ <sub>2</sub>	Cr <sub>1</sub> h	1964	17	1934	816	—	10	
БВ <sub>1</sub>	Cr <sub>1</sub> h	1964	17	1903	850	14	10	
АВ <sub>4</sub>	Cr <sub>1</sub> b	1964	4	1751	1000	—	10	
АВ <sub>1</sub>	Cr <sub>1</sub> ap	—	—	1650	1100	35	45	
Стрежевое	Ю <sub>1</sub>	J <sub>2+3</sub>	1968	11	2539	260	20	20
Малоречен- ское	Ю <sub>1</sub>	J <sub>2+3</sub>	1965	117	2455	250	20	40
Аленкин- ское	БВ <sub>10</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1964	101	2155	520	10	8
	Ю <sub>1</sub>	J <sub>2+3</sub>	1964	101	2445	225	5	—
	БВ <sub>16</sub>	Cr <sub>1</sub> brs	1964	101	2246	370	—	—
	БВ <sub>11</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1964	101	2181	490	—	—
Матюшкин- ское	Ю <sub>1</sub>	J <sub>3</sub>	1969	34	2533	140	10	15
Покачев- ское	БВ <sub>8</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1970	1	2392	820	12	45
	БВ <sub>6</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1971	28	2273	930	12	40
	АВ <sub>2</sub>	Cr <sub>1</sub> b	1971	28	1850	1350	8,8	32
	АВ <sub>1</sub>	Cr <sub>1</sub> ap	1971	22	1847	1350	5	30
	АВ <sub>4</sub>	Cr <sub>1</sub> b	1971	32	1946	1250	4	—
	Ю <sub>1</sub>	J <sub>2+3</sub>	1971	33	2705	495	11	12
Вать-Еган- ское	БВ <sub>16-19</sub>	Cr <sub>1</sub> brs	1971	4	2763	335	39	—
	БВ <sub>6</sub>	Cr <sub>1</sub> v	1971	4	2467	635	11	—
	АВ <sub>1</sub>	Cr <sub>1</sub> ap	1971	4	1950	1150	9	—
	АВ <sub>1-2</sub>	Cr <sub>1</sub> ap	1971	5	1923	1175	24	—
Вынгау- ровское	Ю <sub>1</sub>	J <sub>2+3</sub>	1971	36	2931	—	5	—
Варь-Еган- ское	Ю <sub>1</sub>	J <sub>2+3</sub>	1970	5	2469	350	28—31	30

ВНК, ГВК, ГНК	Пористость, %	Проницаемость, мД	Пластовое давление, кгс/см <sup>2</sup>	Пластовая температура, °С	Мощность покрышки, м	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Диаметр штуцера, мм (динамический уровень, м)	Дебит, м <sup>3</sup> /сут
10	11	12	13	14	15	16	17	18
1668	24	200	172	63	20—25	100	8	Г=400 тыс. н=66
1600	25	—	174	62	—	—	8	58
2540	—	—	245	88	40	—	8	62,6
1670	Не определены				65—70	—	63	2,8
—	То же				6	—	—	Пленка
2675	20	—	278	90	10—15	40	8	90,4
2486	19	—	256	81	30	—	(1300)	6,4
2410	19	6—835	254	79	35—40	150	8	72
2140	23	—	218	78—82	45—50	40	8	102
2140	23	—	—	—	—	—	—	—
2125	23—29	110—3485	209—219	67—74	30—35	60—90	8	150—200
2030	23	—	209	74	6—8	90	8	124,9
2000	—	—	—	—	2	110	8	25
1977	25	—	203	—	5	65	8	111
1903	24—25	0,3—2,0	—	59	5	—	8	1,86
1870	27	—	195	—	10—14	100	8	140,5
1715	—	—	183	—	9—15	10	8	1
1652	20—25	До 146	165—172	52—57	14—16	50—80	8	11—160
—	—	—	247	82	40	53	8	96
2429	18	280	245	89—90	30—35	50—90	8	87—140
2073	22	780—1500	—	—	10	—	8	20
—	—	—	—	—	—	—	—	Пленка
—	—	—	—	—	—	—	—	»
—	—	—	—	—	—	—	—	»
2453	18—20	19—515	—	—	80—85	—	60	13,4
2351	21	200	253,5	88	70	93,5	8	147,5
2250	20	35	236	83	20	—	8	196
1825	22	260	190	68	100	—	8	74,8
1805	—	—	—	68	90	30	—	6,7
—	14—18,5	66—496	—	—	10	—	—	Пленка
2673	—	—	268	100	55	22,4	6	20,5
—	Не определены				90	80	—	2,2
—	—	—	—	80	35	26	—	1,8
—	12,7	43,8	—	65	115	23	—	5
—	14—19	23—154	194,8	62	105	43,5	4	17
—	—	—	—	—	—	—	6	118
ВНК-2415	15	7,6	—	—	—	—	10	н=117,2 Г=153,6 тыс.

Месторождение, площадь	Индекс пласта	Возраст	Дата открытия	Скважина-первооткрывательница	Глубина залегания пласта, м	Расстояние до фундамента, м	Мощность пласта, м	Высота залежи, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Варь-Еганское	Ю <sub>0</sub>	J <sub>3</sub>	1970	5	2440	370	7,2—11,6	50
	БВ <sub>10</sub>	Cr <sub>1v</sub>	1969	3	2210—2362	710—560	10,8—17,2	75
	БВ <sub>9</sub>	Cr <sub>1v</sub>	1970	5	2144—2296	780	15—23,6	60
	БВ <sub>8</sub>	Cr <sub>1v</sub>	1970	5	2068	850	37,6—46	60
	БВ <sub>7</sub>	Cr <sub>1v</sub>	1970	5	2043	850	15—24	60
	БВ <sub>6</sub>	Cr <sub>1v</sub>	1968	2	2033	890	11—21	100
	БВ <sub>4-5</sub>	Cr <sub>1b</sub>	1970	5	1968	950?	31—37,6	75
	АВ <sub>8</sub>	Cr <sub>1b</sub>	1970	5	1836	1090	21,6—31,6	15
	АВ <sub>6</sub>	Cr <sub>1b</sub>	1970	5	1790	1130	18	35
	ПК <sub>1</sub>	Cr <sub>2cm</sub>	1967	1	775—807	2150	32	53
Северо-Варь-Еганское	Ю <sub>1</sub>	J <sub>2+3</sub>	1971	9	2713	250?	45—58	> 122
	БВ <sub>4</sub>	Cr <sub>1v</sub>	1971	9	2380	570?	22—25	22
Соромни-ское	Ю <sub>0</sub>	J <sub>3</sub>	1971	1	2569	220?	9	—
Больше-Черногор-ское	Ю <sub>0</sub>	J <sub>3</sub>	1971	4	2511	240?	10	15
	БВ <sub>10</sub>	Cr <sub>1v</sub>	1971	3	2324	430?	—	32
Тюменское	БВ <sub>6</sub>	Cr <sub>1v</sub>	1971	1	2328	620?	47	9
	БВ <sub>5</sub>	Cr <sub>1v</sub>	1971	1	2290	660?	30	24
	БВ <sub>4</sub>	Cr <sub>1h</sub>	1971	1	2266	690?	20	9
	БВ <sub>3</sub>	Cr <sub>1h</sub>	1971	1	2239	710?	19	14
	БВ <sub>0</sub>	Cr <sub>1h</sub>	1971	1	2157	790?	33	34
	АВ <sub>0</sub>	Cr <sub>1b</sub>	1971	1	2048	900?	8	14
	АВ <sub>5</sub>	Cr <sub>1b</sub>	1971	1	2029	920?	4	6
	БВ <sub>8</sub>	Cr <sub>1v</sub>	1972	7	2595	—	21	28

нефти при испытании получены в скважинах, пробуренных в осевой части структуры, а в скважинах, расположенных на далеком погружении восточного и западного крыльев (скв. 11 и 5), — притоков флюидов вообще не было. Покрышкой над залежью в пласте Ю<sub>0</sub> служат глины подачимовской пачки мощностью 40—45 м, выдержанные по всей площади.

Залежь нефти водой не подпирается и относится к пластовым сводовым, ограниченным со всех сторон непроницаемыми породами, связанным с коллекторами трещинного типа.



ВНК, ГВК, ГНК	Пористость, %	Проницаемость, мД	Пластовое давление, кгс/см <sup>2</sup>	Пластовая температура, °С	Мощность покрышки, м	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Диаметр штуцера, мм (динамический уровень, м)	Дебит, м <sup>3</sup> /сут
10	11	12	13	14	15	16	17	18
ГНК-2380	—	—	—	80	—	—	8	н = 85,6 Г = 97,8 тыс.
ГНК-2415	15	—	220	—	—	—	10	н = 180 Г = 72,8 тыс.
ВНК-2200	18	—	—	72	—	—	8	н = 190
ВНК-2123	18	—	—	72	—	—	8	н = 190
2085	23	332	210	72	—	—	14	н = 167 Г = 562 тыс.
2020	24	274	201	71	—	—	18	н = 143
ВНК-2020	23	8—495	204	68	—	—	8	н = 143
1950	—	—	199,3	66,5	—	2010	10	н = 115 Г = 232 тыс.
ГВК-1764	—	—	182	63	—	36,3	14	Г = 126 тыс.
ГВК-1719	—	—	178	61	—	1315	10	Г = 159 тыс.
ГВК-753	—	—	83,4	33,5	600	—	—	Г = 470 тыс.
2743	—	—	276	89	—	140—260	8	130
2310	—	—	240	77	—	54,5	10	200
—	—	—	251	80	—	—	6	21,2
-2435	—	—	—	—	—	—	8	107
-2230	—	—	233	72	—	—	8	19,6
-2210	23	212,2	229	78	—	70,5	8	102
-2187	25	165,8	226	76	—	26	6	13,3
-2148	24	120,6	224	74	—	101,5	8	121
-2126	24	42,6	223	73	—	16	8	63,7
-2063	22	49,6	209,3	70	—	31,4	8	94
-1953	20	33,3	201	65	—	53,6	8	111,7
-1907	—	—	198	65	—	—	8	12,3
-2540	—	—	263	83	60	74,5	8	82,5

Залежь пласта БС<sub>21</sub> (берриас) приурочена к низам ачимовской толщи. Пласт представлен алевролитами и глинами с прослоями и линзами песчаников. Эффективная мощность пласта составляет 15% от общей его мощности. По простирацию и восстанию песчаники замещаются глинистыми породами. Покрышкой залежи служат глинистые породы средней части ачимовской толщи мощностью до 54 м.

В 1967 г. в скв. 15 при испытании пласта в интервале 2716—2736 м при динамическом уровне 645 м получено 4 м<sup>3</sup>/сут нефти. Пластовая температура равна 118° С.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая, осложненная литологическим экраном по восстанию и простирацию пласта, малодобитная, с коллекторами порового и, возможно, трещинного типов.

**Залежь пласта БС<sub>16</sub>** (валанжин) находится в отложениях верхов ачимовской толщи. Пласт представлен глинисто-алевролитовыми породами с прослоями песчаников. Суммарная мощность песчаников от общей мощности пласта составляет 20—30%. На севере Лемпинского поднятия песчаники замещаются глинами. Покрышкой залежи служат глинистые породы ахской свиты мощностью до 230 м.

В 1967 г. в скв. 15 при испытании пласта в интервале 2615—2635 м при динамическом уровне 626 м получено 3 м<sup>3</sup>/сут нефти. Пластовая температура равна 118° С.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая, осложненная литологическими экранами, малодобитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта БС<sub>6</sub>** южная (готерив) заключена в отложениях низов устьбалыкской пачки ахской свиты. Пласт в песчаных фациях развит только в пределах восточного склона северной периклинали Лемпинского поднятия. На западном склоне поднятия песчаники вскрыты скв. 18. На остальной территории одновозрастные пласты БС<sub>6</sub> отложения представлены глинами. Залежь приурочена к структурной ложбине между южным и северным куполами Лемпинского поднятия. Покрышкой залежи служат глинистые породы ахской свиты мощностью до 40 м.

В скв. 2 при испытании пласта в интервале 2429—2426 м при переливе был замерен дебит нефти 25 м<sup>3</sup>/сут, газа — 0,33 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление равно 248 кгс/см<sup>2</sup>, температура 100° С. Водонефтяной контакт условно проводится на глубине 2400 м.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая, осложненная литологическими экранами по восстанию и простирацию пласта, среднедобитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта БС<sub>6</sub>** северная (готерив) развита на северном склоне Лемпинского поднятия. Вверх по восстанию к своду северного купола песчаники замещаются глинисто-алевролитовыми породами.

В скв. 8 при испытании пласта в интервале 2430—2437 м при динамическом уровне 455 м получено 2,3 м<sup>3</sup>/сут нефти.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая, осложненная литологическим экраном вверх по восстанию пласта, малодобитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта АС<sub>11</sub>** (баррем) находится в отложениях низов черкашинской свиты. Пласт представлен песчаниками с прослоями глин, которые тяготеют к центральной части его. На западном и восточном склонах поднятия отмечается увеличение суммарного содержания глинистых пород. Покрышкой залежи служат глинистые породы черкашинской свиты мощностью 8—14 м. Покрышка выдер-

жана в пределах всей площади поднятия и лишь на южной периклинали в районе скв. 15 она значительно опесчанивается.

Дебиты нефти из пласта АС<sub>11</sub> при динамических уровнях 236—620 м равны 3,1—6,1 м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление 219 кгс/см<sup>2</sup>, температура 95° С.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая, с возможными литологическими экранами, малодебитная, с коллекторами порового типа.

Залежь пласта АС<sub>10</sub> (баррем) развита в низах черкашинской свиты. Пласт представлен мелкозернистыми песчаниками, которые замещаются глинисто-алевролитовыми породами в районе скв. 17 (северный купол) и 4 (северная периклинали). Покрышкой залежи являются глинистые породы черкашинской свиты мощностью 8—22 м.

Дебиты нефти колеблются от 3,4—4,5 м<sup>3</sup>/сут при динамическом уровне 262 м до 48 м<sup>3</sup>/сут через 6-мм штуцер. Пластовое давление равно 225 кгс/см<sup>2</sup>, температура 95—102° С.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая с возможными литологическими экранами, мало- и среднедебитная, с коллекторами порового типа.

Кроме описанных выше залежей нефти в пределах Лемпинского поднятия зафиксированы нефтепроявления в трех пластах.

1. В 1967 г. в скв. 15 при испытании интервала 2350—2357 м пласта БС<sub>4</sub> ахской свиты при переливе получено 7,4 м<sup>3</sup>/сут воды и 1,6 м<sup>3</sup>/сут нефти. Пласт БС<sub>4</sub> развит только по восточному и южному склонам Лемпинского поднятия. К своду структуры он замещается глинами. Возможно, скв. 15 пробурена в зоне внешнего водонефтяного контакта небольшой пластовой залежи, осложненной литологическим экраном вверх по восстанию пласта.

2. В 1966 г. в скв. 13 при испытании интервала 2142—2148 м пласта АС<sub>9</sub> черкашинской свиты при переливе получено 1,17 м<sup>3</sup>/сут воды и 0,33 м<sup>3</sup>/сут нефти. Пластовая температура 94° С.

3. В 1967 г. в скв. 15 из интервала 2058—2065 м пласта АС<sub>5-6</sub> черкашинской свиты при переливе получено 8,0 м<sup>3</sup>/сут воды с пленкой нефти. Пластовое давление 206 кгс/см<sup>2</sup>, температура 92° С. В этом же пласте нефтепроявление зафиксировано в скв. 7 в интервале 2112—2126 м.

Индекс Салымского месторождения — 7Н. По соотношению запасов оно относится к классу нефтяных, сложного строения (XV класс) с несовпадающими в плане контурами залежей (класс 90) и не равномерной степенью заполнения ловушек углеводородами. Аналогичное строение имеет Правдинское месторождение.

### Верхнешапшинское месторождение

Верхнешапшинское месторождение расположено в Ханты-Мансийском районе Ханты-Мансийского национального округа Тюменской области непосредственно к западу от Салымского месторождения.

Оно приурочено к одноименному локальному поднятию, выявленному сейсморазведочными работами МОВ в 1968 г. в пределах Шапшинского вала Ханты-Мансийской мегавпадины. Структура представляет собой брахиантиклинальную складку меридионального простирания. Амплитуда по отражающему горизонту 110 м, вверх по разрезу она уменьшается.

Поисковое бурение в пределах Верхнешапшинского поднятия начато в 1971 г. Месторождение открыто первой поисковой скв. 1. Скважиной вскрыты отложения верхней юры, мела и палеогена. Неогеновые отложения отсутствуют, и на породах журавской свиты (верхний олигоцен) залегают четвертичные осадки мощностью до 40 м. Общая мощность мезо-кайнозойских отложений более 2900 м.

Двумя скважинами пока выявлена залежь нефти только в верхнеюрских отложениях. На глубине 2790—2820 м вскрыт пласт Ю<sub>0</sub> баженовской свиты.

Залежь пласта Ю<sub>0</sub> приурочена к битуминозным аргиллитам баженовской свиты. На электрокаротажных диаграммах, как и на Салымском месторождении, пласт Ю<sub>0</sub> характеризуется высокими сопротивлениями с отрицательной аномалией ПС. Покрышкой над залежью нефти пласта Ю<sub>0</sub> служат аргиллиты подачимовской пачки мощностью 40—45 м, залегающие в интервале 2745—2790 м.

При испытании скв. 1 (в открытом стволе в интервале 2830—2777 м), расположенной в своде структуры, получен приток нефти дебитом 5,5 м<sup>3</sup>/сут. Газовый фактор 140 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, пластовая температура +123° С. Пластовое давление на глубине 2800 м составляет 421 кгс/см<sup>2</sup>, т. е. на 144 кгс/см<sup>2</sup> выше гидростатического. В пробуренной на восточном погружении скв. 3 нефтеносные баженовские глины вскрыты в интервале 2804—2831 м и, по данным промыслово-геофизических исследований и керна, нефтеносны. Керн представлен плитчатыми аргиллитами, чередующимися с небольшими алевролитовыми пропластками.

Физико-химическая характеристика нефти: плотность 0,902 г/см<sup>3</sup>, вязкость 27,66 сСт при 50° С, серы 0,67%, парафина 4,24%, асфальтенов 7,12%, смол 9,87%.

Залежь, видимо, относится так же, как и одноименная залежь Салымского месторождения, к пластовым сводовым, ограниченным со всех сторон непроницаемыми породами, связанными с коллекторами трещинного типа.

### Мултановское месторождение

Мултановское месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского национального округа Тюменской области, к юго-востоку от Усть-Балыкского месторождения. Оно приурочено к Мултановскому локальному поднятию, выявленному сейсморазведочными работами МОВ в 1969 г. в Ханты-Мансийской мегавпадине. Мултановская структура представляет собой брахиантикли-

нальную складку северо-восточного простирания. По отражающему горизонту Б она оконтуривается изогипсой — 2775 м, амплитуда ее 105 м.

Мултановское локальное поднятие осложняется двумя куполами: северным и южным, разделенными неглубоким прогибом. Северное структурное осложнение оконтуривается изогипсой — 2750 м, имеет северо-восточное простирание, амплитуду 65 м. Южное оконтуривается изогипсой — 2750 м, имеет субмеридиональное простирание, амплитуду 80 м.

Поисковое бурение в пределах Мултановского месторождения начато в 1971 г. Открыто оно в 1972 г. первой поисковой скв. 2, пробуренной на северном структурном осложнении. На южном структурном осложнении залежь нефти не открыта. Скважиной 2 вскрыты отложения палеогена, мела и верхней части юры. Неогеновые отложения отсутствуют, и на породах верхнего олигоцена залегают четвертичные осадки. Общая мощность мезо-кайнозойских отложений более 3225 м.

Залежь нефти выявлена в пласте Ю<sub>0</sub> верхней юры (баженовская свита).

Залежь пласта Ю<sub>0</sub> приурочена к битуминозным аргиллитам баженовской свиты. Пласт вскрыт на глубине 2770—2864 м. На электрокаротажных диаграммах пласт Ю<sub>0</sub>, как и на Салымском месторождении, характеризуется высокими кажущимися сопротивлениями, но с небольшими амплитудами отрицательных аномалий ПС. Покрышкой над залежью служат аргиллиты подачимовской пачки мощностью 30—40 м, выдержанные по всей площади.

Впервые нефть была получена в скв. 2 в процессе бурения при открытом фонтанировании. При испытании скв. 3, пробуренной в восточной присводовой части северного структурного осложнения в интервале 2717—2833 м открытым забоем, наблюдался периодически фонтанирующий приток нефти дебитом 2,5 м<sup>3</sup>/сут. Пластовая температура +88°С, пластовое давление на глубине 2774 м 308,5 кгс/см<sup>2</sup>, т. е. на 31 кгс/см<sup>2</sup> выше гидростатического. Приток нефти дебитом 2 м<sup>3</sup>/сут при периодическом фонтанировании получен также при испытании скв. 4 (2800—2885 м, открытый забой), пробуренной в юго-восточной крыльевой части северного структурного осложнения. Пластовая температура +86°С, пластовое давление на глубине 2810 м 302 кгс/см<sup>2</sup>, т. е. на 21 кгс/см<sup>2</sup> выше гидростатического. Нефть при испытании получена в скважинах, пробуренных в осевой части структуры. В скв. 7, расположенной на далеком погружении восточного крыла, притока флюида вообще не было.

Физико-химическая характеристика нефти следующая: плотность 0,888—0,929 г/см<sup>3</sup>, вязкость более 27,42 сСт при 20°С, содержание серы 1,52—1,92%, парафина 2,70—3,51%, асфальтенов 3,34—6,07%, смол 10,15—33,19%.

Залежь нефти пласта Ю<sub>0</sub> относится так же, как и одноименная залежь Салымского месторождения, к пластовым сводовым,

ограниченным со всех сторон непроницаемыми породами, связанным с коллекторами трещинного типа.

Индекс Мултановского месторождения — 1Н.

### Южно-Балыкское месторождение

Южно-Балыкское месторождение расположено в Сургутском районе Тюменской области, непосредственно к юго-западу от Мамонтовского месторождения. Оно приурочено к локальному поднятию одноименного названия, выявленному сейсморазведочными работами МОВ в 1960 г. в южной части Пимского вала Сургутского свода. Простираение юго-северо-западное. Амплитуда по отражающему горизонту Б равна 70 м, вверх по разрезу она уменьшается.

Поисковое бурение в пределах Южно-Балыкского поднятия начато в 1963 г. Месторождение открыто в 1964 г. первой поисковой скв. 91.

Неогеновые отложения отсутствуют, и на породах журавской свиты (верхний олигоцен) залегают четвертичные осадки мощностью до 50 м. Общая мощность осадочного чехла предполагается равной 2950—3100 м.

В пределах месторождения залежи выявлены в пяти пластах: БС<sub>16</sub>, БС<sub>11</sub>, БС<sub>10</sub>, БС<sub>1</sub>, АС<sub>5-6</sub> — валанжинского, готеривского и барремского возраста на глубинах от 2000 до 2700 м.

**Залежь пласта БС<sub>16</sub> (берриас)** развита в отложениях верхов ачимовской толщи мегионской свиты. Пласт представлен песчаниками с прослоями алевролитов и глин. Покрышкой залежи служат глинистые породы мегионской свиты мощностью 180—190 м.

В скв. 94 при испытании пласта в интервале 2695—2701 м (абсолютная отметка нижней дыры перфорации — 2632 м) при динамическом уровне 934 м получено 5,3 м<sup>3</sup>/сут безводной нефти.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая, осложненная литологическим экраном, малодебитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта БС<sub>11</sub> (валаджин)** относится к отложениям верхов мегионской свиты. Пласт представлен песчаниками с прослоями глин и алевролитов, количество последних резко увеличивается в восточном направлении. Открытая пористость песчаников 17—20%, проницаемость до 160 мД. Суммарная мощность песчаников равна 40—80% от общей мощности пласта.

Дебиты нефти из пласта БС<sub>11</sub> достигают 104 м<sup>3</sup>/сут при работе на 8-мм штуцере. Пластовое давление равно 252 кгс/см<sup>2</sup>, температура 81° С, газовый фактор 67 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Водонефтяной контакт проводится на глубине 2399 м. Высота залежи 45 м.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая, осложненная литологическим экраном вниз по падению, высокодебитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта БС<sub>10</sub> (валаджин)** развита в кровле южнобалыкской пачки мегионской свиты. Пласт представлен песчаниками с про-

слоями алевролитов и аргиллитов. Эффективная мощность его составляет 80—90% от общей мощности. Открытая пористость песчаников изменяется от 18—20 до 25%, проницаемость от 45 до 265 мД. В южном направлении коллекторские свойства пласта ухудшаются.

Дебиты нефти при работе на 8-мм штуцере равны 70—155 м<sup>3</sup>/сут, пластовое давление 244—250 кгс/см<sup>2</sup>, температура 80—81° С, газовый фактор 62 м<sup>3</sup>/м<sup>2</sup>, упругость растворенных газов 91 кгс/см<sup>2</sup>. Водонефтяной контакт определен на абсолютной отметке —2399 м. Высота залежи 76 м. На севере залежь объединяется с Мамонтовским месторождением.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая сводовая, малодобитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта БС<sub>1</sub>** (готерив) залегает в кровле устьбалькской пачки вартовской свиты. Пласт распространен в пределах всего Южно-Балькского поднятия и представлен песчаниками с линзами алевролитов и глин, количество которых увеличивается вверх по разрезу. Открытая пористость песчаников равна 18—19%, проницаемость до 83 мД. Покрышкой залежи служат глинистые породы пимской пачки вартовской свиты мощностью до 30—35 м.

В скв. 91 через 8-мм штуцер получено 75,6 м<sup>3</sup>/сут водонефтяной эмульсии. Контакт с пластовой водой проводится на абсолютной отметке —2105 м. Высота залежи 10 м.

Залежь эмульсионная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая сводовая, водоплавающая, высокодебитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта АС<sub>5-6</sub>** (баррем) находится в низах верхней пачки верхневартовской подсвиты. Пласт представлен чередованием песчаников, алевролитов и глин. Количество последних увеличивается вверх по разрезу пласта. Открытая пористость песчаников равна 18—21%, проницаемость до 52 мД.

Дебиты нефти равны 18—54 м<sup>3</sup>/сут, пластовое давление 198,7 кгс/см<sup>2</sup>, температура 67° С. Водонефтяной контакт проводится на абсолютной глубине —1947 м. Высота залежи около 40 м.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая сводовая, среднедебитная, с коллекторами порового типа.

Индекс Южно-Балькского месторождения — 4Н, 1Э, по соотношению запасов относится к нефтеэмульсионным (9 класс), сложного строения (VII класс), с несовпадающими контурами залежей в разрезе (510 класс) и неодинаковой степенью заполнения ловушек углеводородами.

### Мамонтовское месторождение

Мамонтовское месторождение расположено в Сургутском районе Тюменской области непосредственно к югу от Усть-Балькского месторождения. Оно приурочено к Мамонтовскому, Очимкинскому и Каркатеевскому локальным поднятиям, выявленным сейсморазведочными работами МОВ в 1964—1965 гг. в южной части Пимского

вала Сургутского свода. Простираение их субмеридиональное. Амплитуда по отражающему горизонту Б равна 40—60 м, вверх по разрезу она уменьшается, и происходит объединение структур в единое подпятие. По кровле пласта БС<sub>10</sub> все три поднятия оконтуриваются изогипсой —2390 м, при этом Очимкинское поднятие преобразуется в моноклираль. По пласту БС<sub>1</sub> моноклиральное строение имеет и Каркатеевская структура. При этом амплитуда общего поднятия равна 60 м.

Поисковое бурение в пределах Мамонтовского месторождения начато в 1964 г. Месторождение открыто в 1965 г. первой поисковой скв. 240.

Фундамент вскрыт одной скважиной. На породах его залегают отложения низов тюменской свиты. Выше вскрыты отложения верхней юры, мела и палеогена. Неогеновые отложения отсутствуют, и на породах журавской свиты (верхний палеоген) залегают четвертичные осадки мощностью до 50 м. Общая мощность осадочного чехла в пределах Мамонтовского месторождения равна 2860—2920 м.

В пределах месторождения залежи нефти выявлены в пяти пластах: БС<sub>11</sub>, БС<sub>10</sub>, БС<sub>8</sub>, АС<sub>5-6</sub> и АС<sub>4</sub> валанжинского и барремского возраста на глубинах от 1915 до 2470 м. Кроме того, зафиксированы нефтепроявления в пластах БС<sub>16</sub> и БС<sub>19</sub> (берриас).

**Залежь пласта БС<sub>11</sub> (валаджин)** приурочена к отложениям южно-балыкской пачки мегионской свиты. Пласт представлен песчаниками с прослоями алевролитов и глин. К своду поднятия песчаники замещаются глинисто-алевролитовыми породами. Залежь распространена только в пределах восточного склона поднятия. Покрышкой ее служат глины мегионской свиты мощностью 10—15 м. Открытая пористость песчаников равна 18—20%, проницаемость до 100 мД. Дебиты нефти через 8-мм штуцер достигают 120 м<sup>3</sup>/сут, пластовое давление равно 243 кгс/см<sup>2</sup>, температура 78°С, газовый фактор 50 м<sup>3</sup>/т. Водонефтяной контакт условно проведен на абсолютной глубине —2395 м. Высота залежи около 70 м.

Залежь нефтяная, приуроченная к склону локального поднятия, пластовая, с литологическим экраном по восстанию пласта, высокодебитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта БС<sub>10</sub> (валаджин)** залегает на глубине 2367—2468 м. Пласт развит в пределах всего месторождения и представлен мелко- и среднезернистыми полимиктовыми песчаниками с прослоями глин и алевролитов. Открытая пористость песчаников 18—22%, проницаемость до 113—180 мД. В восточном направлении в его составе отмечается увеличение прослоев глинистых пород и ухудшение коллекторских свойств. Покрышкой залежи служит пласт глин мощностью 26—32 м.

Дебиты нефти через 8-мм штуцер равны 40—150 м<sup>3</sup>/сут, пластовое давление 243 кгс/см<sup>2</sup>. Дебиты нефти увеличиваются к западной части ловушки вследствие улучшения коллекторских свойств пласта и увеличения его мощности. Водонефтяной контакт определен на абсолютной отметке —2395 м. Высота залежи 85 м, коэффициент



заполнения ловушки равен 1,0. Нефть в пласте БС<sub>10</sub> нафтеново-метановая. Плотность ее увеличивается от наиболее приподнятых участков ловушки к водонефтяному контакту от 0,872 до 0,886 г/см<sup>3</sup>. В этом же направлении уменьшается газовый фактор от 55—60 до 35—40 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, увеличивается содержание серы от 1,10 до 1,35—1,40%, сумма силикагелевых смол и асфальтенов от 9,5—10,0 до 11,0—11,5%. Температура в пределах залежи изменяется от 73 до 77—81° С в направлении от наиболее приподнятой части ловушки к опущенной и на юг к Южно-Балыкскому поднятию.

Залежь нефтяная, приуроченная к группе локальных поднятий, пластовая сводовая, средне- и высокодебитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта БС<sub>3</sub>** (валанжин) относится к отложениям тепловой пачки вартовской свиты. Пласт представлен песчаниками с линзовидными прослоями глин и алевролитов. Средняя открытая пористость песчаников равна 22%, проницаемость более 100 мД. Покрышкой служат глины вартовской свиты мощностью 22—25 м.

Дебиты нефти при работе на 8-мм штуцере составляют 55 м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление 230 кгс/см<sup>2</sup>, температура 72—79° С, газовый фактор 39 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, давление насыщения газа в нефти 85 кгс/см<sup>2</sup>. Водонефтяной контакт определен на абсолютной отметке —2256 м. Высота залежи 17 м.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая сводовая, водошлагающая, среднедебитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта АС<sub>5-6</sub>** (баррем) заключена в верхней пачке верхней подсвиты вартовской свиты. Пласт представлен песчаниками с прослоями алевролитов и глин, количество которых увеличивается к средней части пласта. Покрышкой в крыльевой части служат глинистые породы верхов вартовской свиты мощностью до 20 м и верхов вартовской и алымской свит в своде мощностью до 120 м.

Дебиты нефти при работе на 8-мм штуцере равны 30—69 м<sup>3</sup>/сут. Водонефтяной контакт определен на абсолютной отметке —1904 м. Высота залежи около 30 м.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая сводовая, водошлагающая, среднедебитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта АС<sub>4</sub>** (баррем) залегает в кровле вартовской свиты. Пласт распространен только в пределах восточного склона Мамонтовского поднятия. К своду он замещается глинисто-алевролитовыми породами. Представлен песчаниками с прослоями алевролитов и глин. Покрышкой залежи служат глинистые породы алымской свиты мощностью до 120 м.

Дебиты нефти при работе на 8-мм штуцере достигают 107 м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление 198 кгс/см<sup>2</sup>, температура 63° С, газовый фактор 42 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, давление насыщения газа в нефти 77—83 кгс/см<sup>2</sup>. Водонефтяной контакт определен на абсолютной отметке —1900 м. Высота залежи около 25 м.

Залежь нефтяная, приуроченная к склону локального поднятия, пластовая, осложненная литологическим экраном по восстанию пласта, высокодебитная, с коллекторами порового типа.

Кроме описанных залежей в пределах Мамонтовского месторождения зафиксированы нефтепроявления в двух пластах.

1. В 1966 г. в скв. 241, при испытании интервала 2714—2719 м пласта БС<sub>19</sub> ачимовской толщи при динамическом уровне 1650 м получено 0,24 м<sup>3</sup>/сут безводной нефти.

2. В 1965 г. в скв. 235 при испытании интервала 2653—2662 м пласта БС<sub>16</sub> ачимовской толщи мегнионской свиты при динамическом уровне 955 м получено 3,2 м<sup>3</sup>/сут воды с пленкой нефти.

Индекс Мамонтовского месторождения — 5Н, по соотношению занасов — нефтяное, сложного строения (VII класс), с несовпадающими в плане контурами залежей (515 класс) и с неравномерным заполнением ловушек углеводородами (520 класс).

### Усть-Балыкское месторождение

Усть-Балыкское месторождение расположено в Сургутском районе Тюменской области, к западу от г. Сургута, в долине Оби. Оно приурочено к Усть-Балыкскому и Солкинскому поднятиям, выявленным сейсморазведочными работами МОВ в 1959 г. в центральной части Пимского вала Сургутского свода. Простираение вала субмеридиональное. Амплитуда по отражающему горизонту Б равна 125 м, вверх по разрезу она уменьшается и по отложениям талицкой свиты (палеоцен) составляет 15 м. На южной периклинали амплитуда 45 м, но на севере изогипсы раскрываются в сторону Быстринского поднятия.

Поисковое бурение в пределах Солкинского (скв. 61) и Усть-Балыкского (скв. 62) поднятий начато в 1960 г. Месторождение открыто в 1961 г. первой поисковой скв. 61.

Фундамент вскрыт двумя скважинами и представлен серпентинитами. По породам фундамента развита кора выветривания мощностью до 10 м. На фундаменте и коре выветривания залегают отложения низов тюменской свиты. Выше вскрыты породы верхней юры, мела и палеогена. Неогеновые отложения отсутствуют, и на породах журавской свиты (верхний олигоцен) залегают четвертичные осадки мощностью до 30 м. Общая мощность осадочного чехла 3060—3300 м.

В пределах месторождения залежи нефти выявлены в 12 пластах: Ю<sub>2</sub>, БС<sub>18</sub>, БС<sub>10</sub>, БС<sub>9</sub>, БС<sub>8</sub>, БС<sub>5</sub>, БС<sub>4</sub><sup>II</sup>, БС<sub>4</sub><sup>I</sup>, БС<sub>4</sub>, БС<sub>2-3</sub>, БС<sub>1</sub>, АС<sub>7</sub> юрского, берриасского, валанжинского, готеривского и барремского возраста на глубинах от 1900 до 2750 м.

Кроме того, зафиксированы нефтепроявления в пластах Ю<sub>0</sub>, БС<sub>20</sub>, БС<sub>7</sub>, АС<sub>8</sub> (юрские, валанжинские и барремские отложения).

**Залежь пласта Ю<sub>2</sub> (нижний келловей)** приурочена к отложениям верхов тюменской свиты. Пласт представлен чередованием песчани-

ков, алевролитов и аргиллитов. Покрышкой залежи являются глинистые породы абалакской, баженовской и низов мегионской свит общей мощностью 80—120 м.

Нефть получена в скв. 532 дебитом 7—15 м<sup>3</sup>/сут при динамическом уровне 700 м. В скв. 61 на Солкинской площади в пласте Ю<sub>2</sub> зафиксировано нефтепроявление.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, массивная, с возможными литологическими экранами, малодобитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта БС<sub>19</sub> (берриас)** относится к ачимовской толще мегионской свиты. Пласт сложен песчаниками с прослоями алевролитов и глин. Песчаники часто замещаются глинами. Открытая пористость их 15—20%, проницаемость 1,5—25 мД. Покрышкой залежи служат глинистые породы мегионской свиты мощностью 140—150 м.

При испытании пласта на Усть-Балыкском поднятии в скв. 76 из интервала 2499—2517 м при динамическом уровне 1240 м получено 16 м<sup>3</sup>/сут нефти. В процессе испытания отмечались кратковременные выбросы нефти дебитом до 600 м<sup>3</sup>/сут. Водонефтяной контакт условно проводится на абсолютной отметке —2500 м. Высота залежи около 75 м.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая, осложненная литологическим экраном, малодобитная, с коллекторами порового и, возможно, трещинного типа.

**Залежь пласта БС<sub>10</sub> (валанжин)** залегает на глубине 2260—2460 м. Пласт развит в пределах восточного и юго-восточного склонов поднятия и представлен песчаниками с прослоями алевролитов и глин, количество которых увеличивается к своду поднятия. На крыльях Усть-Балыкской структуры отмечается глинизация кровли его. Открытая пористость песчаников в среднем равна 23%, проницаемость 460 мД. В западном направлении в его составе отмечается увеличение прослоев глинистых пород и ухудшение коллекторских свойств до полного замещения песчаников глинами. На западном склоне поднятия пласт БС<sub>10</sub> снова появляется в песчаных фациях. Покрышкой залежи служат глинистые породы чеускинской пачки мощностью до 30 м. Глины однородные, тонкоотмученные.

Дебиты нефти через 8-мм штуцер равны 1,3—65 м<sup>3</sup>/сут, пластовое давление 243 кгс/см<sup>2</sup>. Дебиты нефти увеличиваются к восточной части ловушки вследствие улучшения коллекторских свойств песчаников. Водонефтяной контакт определен на абсолютной отметке —2395 м. Высота залежи 160 м.

Плотность ее увеличивается от наиболее приподнятых участков ловушки к водонефтяному контакту от 0,881 до 0,885 г/см<sup>3</sup>. В этом же направлении уменьшается газовый фактор от 60 до 50 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, увеличивается содержание серы от 1,0 до 1,47%, сумма силикагелевых смол и асфальтенов от 10,0 до 12,0%. Температура в пределах залежи изменяется от 74 до 78° С в северо-восточном направлении.

Залежь нефтяная, приуроченная к склону локального поднятия, пластовая, осложненная литологическим барьером вверх по восстанию и по простираанию пласта, среднедебитная, с коллекторами порового типа. На юге залежь объединяется с Мамонтовским месторождением.

**Залежь пласта БС<sub>10</sub> северо-западная (валаджин)** развита в отложениях верхов мегионской свиты в пределах юго-восточной части Солкинского поднятия. Пласт представлен песчаниками с прослоями алевролитов и глин.

Незначительные притоки нефти из пласта БС<sub>10</sub> получены в скв. 81. Водонефтяной контакт условно проводится на абсолютной отметке —2300 м. Высота залежи около 20 м. Коэффициент заполнения ловушки нефтью равен 1,0.

Залежь нефтяная, приуроченная к склону локального поднятия, пластовая, осложненная литологическим экраном вверх по восстанию, малодебитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта БС<sub>10</sub> западная (валаджин)** находится в отложениях верхов мегионской свиты в пределах северо-западной части Усть-Балыкского поднятия. Пласт представлен песчаниками с прослоями алевролитов и глин.

Небольшие притоки нефти из пласта БС<sub>10</sub> получены в скв. 502. Водонефтяной контакт ориентировочно проводится на абсолютной отметке —2300 м. Высота залежи около 15 м. Коэффициент заполнения ловушки нефтью равен 1,0.

Залежь нефтяная, приуроченная к склону локального поднятия, пластовая, осложненная литологическим экраном вверх по восстанию, малодебитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта БС<sub>9</sub> (валаджин)** залегает на глубине 2234—2246 м в низах вартовской свиты. Пласт представлен алевролитами с прослоями песчаников. Количество последних увеличивается к своду Усть-Балыкского поднятия. В северном направлении отмечается глинизация пласта. Залежь имеется только в пределах Усть-Балыкского поднятия. Покрышкой ее служит пласт глин мощностью 20—30 м.

Дебит нефти из пласта в скв. 63 при работе на 9-мм штуцере составил 48 м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление равно 225—229 кгс/см<sup>2</sup>, температура 71° С, газовый фактор 114 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. В скв. 80 из пласта поднят керн с нефтью. Водонефтяной контакт условно проводится на абсолютной глубине —2196 м. Высота залежи 12 м.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая сводовая, осложненная литологическим экраном по простираанию пласта, среднедебитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта БС<sub>8</sub> (валаджин)** залегает на глубине 2220—2235 м в отложениях тепловской пачки вартовской свиты только в пределах Солкинского поднятия. На Усть-Балыкской структуре, несмотря на более высокое залегание пласта, нефти не зафиксировано. Пласт представлен песчаниками с прослоями глин и известняков. Покрышкой залежи служит пласт глин вартовской свиты мощностью до 20 м.

В скв. 69 и 70 при переливе из пласта получено 0,1—2,4 м<sup>3</sup>/сут нефти и 1,8—13,0 м<sup>3</sup>/сут воды. Водонефтяной контакт определяется на абсолютной глубине —2193 м. Высота залежи около 10 м.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая сводовая, водоплавающая, малодебитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта БС<sub>5</sub>** (готерив) залегает на глубине 2102—2110 м в отложениях низов устьбалыкской пачки вартовской свиты. Пласт представлен мелкозернистыми полимиктовыми песчаниками с линзовидными прослоями глин. Открытая пористость песчаников 22—25%, проницаемость до 300 мД. Покрышкой залежи служит пласт глин мощностью 5—12 м.

Пласт БС<sub>5</sub> нефтенасыщен только на Усть-Балыкском поднятии. Дебит нефти при работе на 10-мм штуцере колеблется от 11 до 220 м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление равно 213 кгс/см<sup>2</sup>, температура 69° С. Водонефтяной контакт проводится на абсолютной глубине —2073 м. Высота залежи около 6—10 м.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая сводовая, водоплавающая, средне- и высокодебитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта БС<sub>4</sub>** (готерив) заключена в небольшой линзе песчаников мощностью 2 м в сводовой части Усть-Балыкского поднятия. Приток нефти из пласта получен в скв. 63 при совместном испытании с пластами БС<sub>4</sub><sup>II</sup> и БС<sub>4</sub>. Водонефтяной контакт условно проводится на абсолютной отметке —2080 м. Высота залежи около 20 м.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая, с литологическим экраном со всех сторон.

**Залежь пласта БС<sub>4</sub><sup>II</sup>** (готерив) заключена в небольшой линзе песчаника мощностью 1,5 м в сводовой части Усть-Балыкского поднятия. Нефть получена в скв. 63 при совместном испытании с пластами БС<sub>4</sub><sup>I</sup> и БС<sub>4</sub>.

**Залежь пласта БС<sub>4</sub>** (готерив) залегает на глубинах 2082—2115 м в средней части разреза устьбалыкской пачки вартовской свиты. Пласт представлен мелко- и среднезернистыми песчаниками. Открытая пористость их до 22%, проницаемость 200—1200 мД. Покрышкой залежи служит глинистый пласт вартовской свиты мощностью до 10 м. Залежь имеется только в пределах Усть-Балыкского поднятия.

Дебиты нефти при работе на 8-мм штуцере равны 65—200 м<sup>3</sup>/сут, пластовое давление 210—216 кгс/см<sup>2</sup>, температура 63—66° С, газовый фактор 22—30 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, давление насыщения газа в нефти 40 кгс/см<sup>2</sup>. Водонефтяной контакт проводится на абсолютной глубине —2073 м. Высота залежи 28 м.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая сводовая, высокодебитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта БС<sub>2-3</sub>** (готерив) залегает на глубинах 2050—2100 м в верхах устьбалыкской пачки вартовской свиты в пределах только Усть-Балыкского поднятия. Пласт представлен мелко- и среднезернистыми песчаниками с прослоями глин. В северном

направлении в средней части пласта появляется выдержанная глинистая перемычка мощностью 2—5 м. Местами в кровле пласта БС<sub>2-3</sub> отмечаются плоские окатанные гальки глинистых пород. Открытая пористость песчаников 20—25%, проницаемость до 1000 мД. Покрышкой залежи служит пласт глин вартовской свиты мощностью до 10 м.

Дебиты нефти из пласта БС<sub>2-3</sub> при работе на 8-мм штуцере равны 120—200 м<sup>3</sup>/сут, пластовое давление 207—217 кгс/см<sup>2</sup>, температура 65—68° С, газовый фактор изменяется в пределах 40—45 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> и увеличивается к своду поднятия, давление насыщения 86,5 кгс/см<sup>2</sup>. Водонефтяной контакт определяется на глубине —2079 м. Высота залежи 73 м.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая сводовая, высокодебитная, с коллекторами порового типа.

Залежь пласта БС<sub>1</sub> (готерив) залегает на глубине 2040—2120 м. Пласт развит в пределах всего поднятия и представлен мелко- и среднезернистыми песчаниками с линзовидными прослоями глин. Встречается в основании пласта плоская окатанная галька глинистых пород диаметром до 1 см. Открытая пористость песчаников 20—25%, проницаемость 300—1000 мД. К крыльям поднятия отмечается увеличение прослоев глинистых пород и ухудшение коллекторских свойств. Покрышкой залежи являются глинистые породы пимской пачки мощностью до 35 м. Глины представлены тонкоотмученными и алевритистыми разностями, в низах пачки отмечается повышенное содержание смешаннослойных минералов.

Дебиты нефти через 8-мм штуцер равны 90—200 м<sup>3</sup>/сут, пластовое давление 214—217 кгс/см<sup>2</sup>. Дебиты нефти увеличиваются к сводовой части ловушки вследствие лучшей отсортированности обломочного материала. Водонефтяной контакт определен на абсолютной отметке —2076 м. Залежь является единой на Солкинской и Усть-Балыкской структурах. Высота ее 85 м, коэффициент заполнения ловушки близок к 1,0.

Плотность нефти увеличивается от наиболее приподнятых участков ловушки к водонефтяному контакту от 0,875 до 0,895 г/см<sup>3</sup>. В этом же направлении уменьшается газовый фактор от 45—50 до 30—35 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, увеличивается содержание серы от 1,22 до 1,7%, сумма силикагелевых смол и асфальтенов увеличивается с запада на восток независимо от структурного плана от 10 до 15—16%. Температура в пределах залежи на Усть-Балыкской площади изменяется от 65—66 до 68° С в направлении от наиболее приподнятой части ловушки к опущенной. На Солкинском поднятии температура уменьшается от 70° С в юго-западных участках до 66° С в северо-восточных.

Залежь нефтяная, приуроченная к группе локальных поднятий, пластовая сводовая, высокодебитная, с коллекторами порового типа.

Залежь пласта АС<sub>7</sub> (баррем) относится к средней пачке верхней подсвиты вартовской свиты. Пласт развит только в сводовой части Солкинского поднятия и представлен мелкозернистыми песчаниками

с прослоями алевролитов и глин. Открытая пористость песчаников 21—25%, проницаемость 40—468 мД. Покрышкой залежи служит пласт глин вартовской свиты мощностью от 3 до 10 м.

Дебит нефти в скв. 70 при работе на 6-мм штуцере составил 44 м<sup>3</sup>/сут, пластовая температура 61° С. Водонефтяной контакт условно определяется на абсолютной отметке —1900 м. Высота залежи около 10 м.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая, осложненная литологическим экраном вниз по падению, среднедебитная, с коллекторами порового типа.

Кроме описанных залежей нефти на Усть-Балыкском месторождении зафиксированы нефтепроявления в четырех пластах.

1. В 1961 г. в скв. 61, пробуренной на Солкинском поднятии, из интервалов 2745—2750 и 2782—2798 м пластов Ю<sub>2-4</sub> верхов тюменской свиты, пластоиспытателем поднят глинистый раствор с нефтью. Ориентировочный дебит нефти 0,2 м<sup>3</sup>/сут.

2. В 1961 г. в скв. 61 Солкинской площади из верхов абалакской свиты (аналог пласта Ю<sub>1</sub>) подняты битуминозные аргиллиты с мелкими линзами алевролитов, насыщенных нефтью. Во время бурения при прохождении скважиной этих пород в интервале 2701,0—2706,7 м в промывочном растворе отмечена нефтяная пленка.

3. В 1961 г. в скв. 63 из интервалов 2528—2537 м и 2537—2544 м пласта БС<sub>21</sub> ачимовской толщи поднято 2,56 м песчаника, насыщенного нефтью.

4. В 1963 г. в скв. 76 при испытании интервала 2523—2531 м пласта БС<sub>20</sub> ачимовской толщи получено 1,8 м<sup>3</sup>/сут нефти.

5. В 1963 г. в скв. 62 Усть-Балыкской площади при испытании пласта БС<sub>7</sub> получено 17 м<sup>3</sup>/сут воды с пленкой нефти. Пластовая температура 72° С.

Индекс Усть-Балыкского месторождения — 14Н, нефтяное, сложного строения (V класс), с несовпадающими в плане контурами залежей (375 класс) и неодинаковой степенью заполнения залежей углеводородами (380 класс).

### Быстринское месторождение

Быстринское месторождение расположено в Сургутском районе Тюменской области непосредственно к западу от Яунлорского месторождения. Оно приурочено к Быстринскому, Вынгинскому и Минчимкинскому локальным поднятиям, выявленным сейсморазведочными работами МОВ в 1962—1963 гг. в центральной части Чернореченского локального поднятия Сургутского свода. Все три поднятия по отражающему сейсмическому горизонту Б оконтуриваются единой изогипсой —2625 м. В этом контуре общее поднятие имеет меридиональное простирание и амплитуду 125 м. Вверх по разрезу амплитуда уменьшается и по отложениям талицкой свиты (палеоцен) составляет 10 м.

Поисковое бурение в пределах Быстринского месторождения начато в 1964 г. Оно открыто в 1964 г. первой поисковой скв. 170.

Фундамент вскрыт одной скважиной на глубине 3003 м и представлен порфиритами и туфоловыми породами. Абсолютный возраст порфиритов, определенный Б. С. Погореловым методом сравнительной дисперсии двупреломления минералов, равен  $326 \pm 6$  млн. лет, что соответствует нижнему карбону. На породах фундамента залегают отложения низов тюменской свиты, выше вскрыты верхнеюрские, меловые и палеогеновые. Неогеновые отложения отсутствуют, и на породах журавской свиты (верхний олигоцен) залегают четвертичные осадки мощностью до 70 м. Общая мощность осадочного чехла 3000—3200 м.

В пределах месторождения залежи выявлены в четырех пластах:  $BC_{2-3}$ ,  $BC_1$ ,  $AC_9$  и  $AC_{7-8}$  готерив-барремского возраста на глубинах от 1950 до 2115 м. Кроме того, зафиксированы нефтепроявления в пластах  $Ю_{2-5}$  и  $BC_{19}$  (юрские и берриасские отложения).

**Залежь пласта  $BC_{2-3}$  Быстринская** (готерив) приурочена к отложениям верхов устьбалыкской пачки вартовской свиты. Пласт представлен мелко- и среднезернистыми песчаниками с прослоями алевролитов и глин. Открытая пористость песчаников 25—26%, проницаемость до 700 мД. Покрышкой являются глинистые породы вартовской свиты мощностью 5—6 м. Залежь приурочена к Быстринскому и Вынгинскому локальным поднятиям, являясь единой на обоих структурах.

Дебиты нефти при работе на 8-мм штуцере равны 30—80 м<sup>3</sup>/сут, пластовое давление 208—214 кгс/см<sup>2</sup>, температура 58° С, газовый фактор 25—30 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Водонефтяной контакт проводится на абсолютной отметке —2048 м. Высота залежи около 25 м.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальным поднятиям, пластовая сводовая, среднедебитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта  $BC_{2-3}$  Минчимкинская** (готерив) относится к верхам устьбалыкской пачки вартовской свиты. Пласт представлен песчаниками с прослоями алевролитов. Покрышкой служат глинистые породы верхов устьбалыкской и пимской пачек общей мощностью до 40 м. Залежь приурочена к Минчимкинскому локальному поднятию. Возможно объединение ее с Быстринско-Вынгинской залежью.

Дебиты нефти при работе через 8-мм штуцер достигают 70 м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление равно 210 кгс/см<sup>2</sup>, температура 58—59° С, газовый фактор 45 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Водонефтяной контакт проводится на абсолютной глубине —2048 м. Высота залежи около 30 м.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая сводовая, среднедебитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта  $BC_1$**  (готерив) развита в верхах устьбалыкской пачки вартовской свиты Быстринского локального поднятия. Пласт представлен мелкозернистыми песчаниками, открытая пористость их до 25%, проницаемость до 830 мД. В северном направлении песчаники замещаются глинами. Уже в пределах северной периклинали Вынгинского поднятия пласт  $BC_1$  в песчаных фациях отсутствует.



Покрышкой залежи служат глинистые породы пимской пачки мощностью 35—40 м.

Дебиты нефти при работе на 8-мм штуцере составляют 80—133 м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление 207—208 кгс/см<sup>2</sup>, температура 59—62° С, газовый фактор 40—45 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, давление насыщения газа в нефти 100 кгс/см<sup>2</sup>. Водонефтяной контакт определен на абсолютной глубине —2045 м. Высота залежи около 20 м.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая сводовая, осложненная литологическим экраном, средне- и высокодебитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта АС<sub>6</sub>** Быстринская (баррем) приурочена к верхам средней пачки верхней подсвиты вартовской свиты. Пласт представлен мелкозернистыми песчаниками с прослоями алевролитов и глин. Открытая пористость песчаников 18—22%, проницаемость 80—680 мД. Покрышкой залежи служит пласт глин вартовской свиты мощностью 6—8 м.

Дебиты нефти при работе на 8-мм штуцере равны 23—49 м<sup>3</sup>/сут, пластовое давление 196 кгс/см<sup>2</sup>, температура 56° С. Водонефтяной контакт проводится на абсолютной глубине —1915 м. Высота залежи 15 м.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальным поднятиям, пластовая сводовая, среднедебитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта АС<sub>9</sub>** Минчимкинская (баррем) залегает в верхах вартовской свиты. Пласт представлен мелкозернистыми полимиктовыми песчаниками, которые в северном направлении замещаются глинисто-алевролитовыми породами. Залежь приурочена к Минчимкинскому поднятию и испытана только в одной скв. 21. Из интервала 1974—1979 м при работе на 8-мм штуцере получено 49,1 м<sup>3</sup>/сут нефти. Пластовое давление равно 193 кгс/см<sup>2</sup>, температура 56° С, газовый фактор 55 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Водонефтяной контакт условно проводится на абсолютной глубине —1915 м. Высота залежи около 15 м.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая сводовая, с возможным литологическим экраном вниз по падению, среднедебитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта АС<sub>7-8</sub>** (баррем) залегает в кровле средней пачки верхней подсвиты вартовской свиты. Пласт представлен песчаниками с прослоями и линзами алевролитов и глин. Открытая пористость песчаников 24—30%, проницаемость 65—240 мД. Покрышкой залежи является пласт мощностью 3—11 м. Залежь является единой на Быстринском, Выгинском и Минчимкинском поднятиях.

В сводовых скважинах получены фонтаны газа дебитом до 250—700 тыс. м<sup>3</sup>/сут. В скважинах более погруженных участков при работе на 6-мм штуцере получены притоки нефти дебитом 2—70 м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление равно 195 кгс/см<sup>2</sup>, температура 55° С. Водонефтяной контакт проводится на абсолютной глубине —1905 м, газонефтяной — на глубине —1894 м. Высота залежи 40 м, высота газовой шапки 29 м.

Залежь нефтяная с газовой шапкой, приуроченная к группе локальных поднятий, пластовая сводовая, возможно с внутренними литологическими экранами, среднедебитная, с коллекторами порового типа. Запасы газа по категории  $C_2$  равны 33,9 млрд.  $m^3$ .

Кроме описанных выше залежей нефти в пределах Вынгинского поднятия зафиксированы нефтепроявления.

1. В 1967 г. в скв. 3 при испытании интервала 2735—2790 м пласта Ю<sub>2-5</sub> верхнечерномысловской пачки тюменской свиты через 14-мм штуцер получено около 1  $m^3$ /сут воды с пленкой нефти.

2. В 1967 г. в скв. 3 при испытании интервала 2513—2517 м пласт БС<sub>19</sub> ачимовской толщи мегинской свиты получено 0,6  $m^3$ /сут воды с пленкой нефти.

Индекс Быстринского месторождения — 5Н, 1НГК, нефтегазо-конденсатное, сложного строения (III класс), с несовпадающими в плане контурами залежей (450 класс) и неодинаковой степенью заполнения ловушек углеводородами (455 класс).

### Федоровское месторождение

Федоровское месторождение расположено в Сургутском районе Тюменской области, в правобережной части Оби. Оно приурочено к Федоровской, Моховой, Северо-Сургутской и Оленьей структурам III порядка, выявленным сейсморазведочными работами МОВ в 1959—1969 гг. в Центральной Сургутской зоне Федоровского куполовидного поднятия Сургутского свода. Форма объединенной группы поднятий — изометричная, оконтуривается изогипсой — 2625 м (отражающий горизонт Б, верхняя юра), амплитуда 105 м. Вверх по разрезу амплитуда уменьшается и по кровле продуктивного пласта АС<sub>4</sub> составляет 57 м.

Поисковое бурение начато в 1962 г. на Северо-Сургутской структуре, где сводовой скв. 57 открыта промышленная залежь нефти в пластах БС<sub>1-2</sub> (готерив). Собственно Федоровское месторождение открыто в 1971 г. поисковой скв. 62, вскрывшей три залежи.

Фундамент вскрыт одной скв. 61 на глубине 2962 м и представлен гиалобазальтами и андезитами миндалекаменными, условно отнесенными к туринской серии (триас?). На породах фундамента залегают терригенные песчано-глинистые отложения от нижне-среднеюрских (тюменская свита) до четвертичных включительно. В разрезе отсутствуют неогеновые отложения. Общая мощность осадочного чехла 2900—3000 м.

В пределах месторождения залежи нефти и газа выявлены в четырех пластах Ю<sub>2</sub>, БС<sub>10</sub>, БС<sub>1-2</sub> и АС<sub>4-7</sub> нижнесреднеюрских, валанжинских и готерив-барремских на глубинах от 1848 до 2794 м.

Залежь пласта Ю<sub>2</sub> (средняя + нижняя юра) вскрыта в верхней части тюменской свиты на глубине 2757—2794 м. Пласт представлен мелкозернистыми песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Мощность глинистой покрышки над залежью колеблется от 43 до 53 м. При опробовании скв. 61 и 87 получены притоки нефти от 1,2 до 2,9  $m^3$ /сут.

Залежь нефтяная, приуроченная к группе локальных поднятий, литологически экранированная по разрезу и площади, малодебитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта БС<sub>10</sub>** (валаджин) заключена в отложениях верхней части мегнионской свиты. Пласт БС<sub>10</sub> является основным продуктивным пластом на Федоровском месторождении. Пласт залегает на глубине 2270—2368 м. По своему строению он неоднороден и представлен мелкозернистыми песчаниками, в разрезе присутствует от 1 до 13 плотных прослоев аргиллитов и алевролитов. В западной части, в районе скв. 61, 63 и 86 пласт полностью глинизируется. Общая мощность его 19—47 м, эффективная 2—32 м. Мощность проницаемых прослоев колеблется от 0,4 до 8,2 м. Нефтенасыщенная мощность по скважинам изменяется от 3 до 32 м. Открытая пористость 24%, проницаемость 253 мД. Покрышкой залежи служит чеускинская пачка глин мощностью 80—100 м.

Дебиты нефти 40—170 м<sup>3</sup>/сут при работе на 8-мм штуцере, пластовое давление 229 кгс/см<sup>2</sup>, температура 68° С, газовый фактор 120—130 м<sup>3</sup>/т. Отметки ВНК залежи, судя по имеющимся данным, колеблются от —2240,7 до —2250,6 м и в среднем —2245 м. Высота залежи 51 м. Высота залежи больше, чем амплитуда локальных поднятий, в результате чего все локальные поднятия оконтуриваются единым ВНК.

Залежь нефтяная, приуроченная к группе локальных поднятий, пластовая сводовая, осложненная литологическим экраном, высокодебитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пластов БС<sub>1-2</sub>** (готерив) залегает в средней части вартовской свиты на глубине 2018—2096 м. Пласт сложен мелкозернистыми песчаниками, имеет повсеместное распространение, частично замещается глинами и алевролитами (скв. 79, 81). Количество плотных прослоев колеблется от одного до пяти. Мощность прослоев коллекторов от 0,4 до 6,2 м. Эффективная мощность пласта от 2,8 до 8 м при общей мощности 6—13,6 м, нефтенасыщенная от 2,8 до 7,4 м. Открытая пористость 25,3%, проницаемость 120 мД. Покрышкой залежи являются глины так называемой пимской пачки мощностью 26—31 м.

Дебиты нефти от 15 до 82 м<sup>3</sup>/сут (штуцер 8-мм). Пластовое давление 198—214 кгс/см<sup>2</sup>, температура 60° С, газовый фактор 53,4 м<sup>3</sup>/т. Водонефтяной контакт на разных поднятиях различный. На Северо-Сургутском он проходит на отметке —1997 м, в южной части —2003 м (скв. 328). На собственно Федоровском поднятии ВНК проводится на абсолютной отметке —1984 м. На Моховом поднятии отметка ВНК условно принимается —1953 м. Высота залежей для Северо-Сургутского, Федоровского и Мохового поднятий соответственно 22, 24 и 11 м. Подтверждается наличие трех самостоятельных залежей.

**Залежь пластов АС<sub>4-7</sub>** (баррем) находится в верхней части вартовской свиты на глубине 1848—1910 м. Пласты обычно представлены переслаиванием мелкозернистых песчаников, алевролитов и глин. Прослой песчаников так же, как алевролитов и глин, не выдер-

жаны по простиранию и разрезу. в результате чего вся эта пачка представляет собой единую гидродинамически взаимосвязанную толщу общей мощностью от 54 до 62 м. Общая эффективная мощность изменяется от 18,8 до 44,6 м. Нефтенасыщенная мощность коллекторов составляет 1—12 м, газонасыщенная 2—21 м. Открытая пористость для газонасыщенной части 26%, для нефтенасыщенной 25,8%, проницаемость — соответственно 290 и 510 мД. Покрышкой залежи служит мощная (до 110 м) регионально выдержанная толща глин алымской свиты.

Дебиты нефти через 12-мм штуцер до 15 м<sup>3</sup>/сут, газа 405 тыс. м<sup>3</sup>/сут, конденсата 17,5 м<sup>3</sup>/сут (13-мм шайба). Пластовое давление 189,2 кгс/см<sup>2</sup>, температура 56° С, газовый фактор 70 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Водонефтяной контакт проводится на отметке —1821 м, газонефтяной контакт —1808 м. Таким образом, при принятом ВНК —1821 м высота залежи составляет 48 м, высота нефтяной оторочки 13 м. газовой шапки 35 м.

Залежь массивная, высокодебитная, с коллекторами порового типа.

Индекс Федоровского месторождения — 3Н, 1НГК, нефтегазо-конденсатное, сложного строения, с несовпадающими контурами залежей и неодинаковой степенью их заполнения углеводородами.

### Савуйское месторождение

Савуйское месторождение расположено в Сургутском районе Тюменской области в 10 км от Федоровского месторождения. Оно приурочено к Савуйскому и Маленькому поднятиям, выявленным сейсморазведочными работами МОВ в 1970—1971 гг. в центральной части Федоровского куполовидного поднятия Центральной Сургутской зоны Сургутского свода. Оба поднятия представляют собой антиклинальную складку, оконтуривающуюся сейсмоизогипсой —2625 м (отражающий горизонт Б, верхняя юра), простирание ее северо-западное, амплитуда 45 м.

Поисковое бурение в пределах поднятий начато в 1971 г., где сводовой скв. 101 открыта нефтяная залежь. Вскрытый геологический разрез месторождения (до тюменской свиты, нижняя + средняя юра) слагают юрские, меловые, палеогеновые и четвертичные отложения.

На месторождении выявлена нефтяная залежь в пласте БС<sub>10</sub> (валанжин) и наблюдались нефтепроявления в пласте Ю<sub>2</sub>.

Залежь пласта БС<sub>10</sub> (валанжин) вскрыта в кровле мегионской свиты на глубине 2313—2360 м. Пласт представлен мелкозернистыми песчаниками с прослоями глин и алевролитов. Общая мощность его колеблется от 15 до 37 м, эффективная от 12 до 26 м. Открытая пористость 24%, проницаемость до 600 мД. Покрышкой залежи служат глины чеускинской пачки мощностью от 103 до 126 м.

Дебиты нефти колеблются от 86 до 125 м<sup>3</sup>/сут (на 8-мм штуцер), пластовое давление 232 кгс/см<sup>2</sup>, температура 68° С, газовый фактор

61 м<sup>3</sup>/т. Отметки водонефтяного контакта колеблются в пределах —2273 ÷ —2283 м. Высота залежи при средней отметке ВНК —2278 м составляет 44 м.

Залежь нефтяная, пластовая сводовая, высокодебитная, с коллекторами порового типа.

Индекс Саууйского месторождения 1Н, нефтяное, с не полностью заполненной ловушкой.

### Алехинское месторождение

Алехинское месторождение расположено в Сургутском районе Тюменской области, в 10 км от Лянторского месторождения. Оно приурочено к Алехинскому поднятию, выявленному сейсморазведочными работами МОВ в 1967—1968 гг. на Алехинском куполовидном поднятии в центральной Сургутской зоне Сургутского свода. Поднятие представляет брахиантиклинальную складку неправильной формы, оконтуривающуюся сейсмоизогипсой —2700 м (отражающий горизонт Б, верхняя юра), амплитуда 60 м.

Поисковое бурение в пределах Алехинской структуры начато в 1971 г., когда скв. 56 установлена промышленная залежь нефти.

Вскрытый геологический разрез (до валанжина) представлен терригенными песчано-глинистыми отложениями мелового, палеогенового и четвертичного возраста. Фундамент не вскрыт. Предположительно глубина более 3200 м.

На месторождении выявлены две нефтяные залежи, приуроченные к пластам АС<sub>9</sub> и АС<sub>10</sub> (баррем).

**Залежь пласта АС<sub>9</sub> (баррем)** вскрыта в верхней части вартовской свиты на глубине 2180—2222 м. Пласт представлен мелкозернистыми песчаниками с прослоями алевролитов и глин. Общая мощность его колеблется от 2,4 до 6,6 м, эффективная от 1,2 до 4,8 м. Открытая пористость 22%, проницаемость 38—120 мД. Покрышкой залежи служит пачка глин мощностью 7—15 м.

Дебиты нефти от 13,2 до 68 м<sup>3</sup>/сут (на 8-мм штуцере), пластовое давление 219 кгс/см<sup>2</sup>, температура 74° С, газовый фактор 65 м<sup>3</sup>/т. Водонефтяной контакт проводится на отметке —2112 м. Высота залежи 10 м.

Залежь нефтяная, пластовая сводовая, среднедебитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта АС<sub>10</sub> (баррем)** залегает в верхней части вартовской свиты на глубине 2190—2236 м. Пласт представлен мелкозернистыми песчаниками с прослоями алевролитов и глин. Общая мощность его от 11,2 до 25,2 м, эффективная от 11,2 до 18,8 м. Открытая пористость 22%, проницаемость 60 мД. Покрышкой залежи служит пачка глин мощностью около 15 м.

Дебит нефти 54 м<sup>3</sup>/сут (на 8-мм штуцере), пластовое давление 219 кгс/см<sup>2</sup>, температура 74° С, газовый фактор 65 м<sup>3</sup>/т. Водонефтяной контакт отбивается на отметке —2132 м. Высота залежи 12 м.

Залежь нефтяная, пластовая сводовая, водоплавающая, среднедебитная, с коллекторами порового типа.

Предварительно (поскольку весь разрез осадочного чехла не вскрыт) индекс Алехинского месторождения — 2Н, нефтяное, сложного строения, с возможным несовпадением контуров залежей и неодинаковой степенью их заполнения углеводородами.

### Тевлинское месторождение

Тевлинское месторождение расположено в Сургутском районе Тюменской области, северо-восточнее Лянторского месторождения. Оно приурочено к одноименному поднятию, выявленному и подготовленному к глубокому бурению сейсморазведочными работами МОВ в 1965—1966 гг. в центральной части Рускинского куполовидного поднятия Центральной Сургутской зоны Сургутского свода и представляет собой брахиантиклинальную складку субмеридионального простираения. По горизонту Б оконтуривается сейсмоизогипсой — 2700 м, амплитуда 85 м.

Поисковые работы начаты в 1971 г., месторождение открыто первой поисковой скв. 3, пробуренной в южной части структуры. Осадочный чехол пробурен до глубины 2865 м. Фундамент не вскрыт.

В пределах месторождения залежь нефти выявлена в валанжинских отложениях в пласте БС<sub>16</sub> на глубине 2640 м.

Залежь пласта БС<sub>16</sub> приурочена к кровле ачимовской толщи мегионской свиты. Пласт литологически неоднородный, представлен песчаниками с прослоями аргиллитов.

При испытании пласта БС<sub>16</sub> в скв. 3, периодически фонтанирующей, в интервале 2642—2646 м (—2558 ÷ —2562 м) получен приток нефти дебитом 5,7 м<sup>3</sup>/сут через 2-мм штуцер. Пластовое давление 262,4 кгс/см<sup>2</sup>, температура 86° С.

В юрских отложениях наблюдаются нефтепроявления в пласте Ю<sub>1</sub>.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая, осложненная литологическим экраном, малодобитная, с коллекторами порового типа.

Индекс Тевлинского месторождения 1Н, нефтяное, сложного строения.

### Коголымское месторождение

Коголымское месторождение расположено в Сургутском районе Тюменской области восточнее Тевлинского. Оно приурочено к одноименному поднятию, выявленному и подготовленному к бурению сейсморазведочными работами МОВ в 1965—1966 гг. в центральной части Рускинского куполовидного поднятия Центральной Сургутской зоны Сургутского свода. Поднятие представляет собой очень пологую складку неправильной конфигурации, оконтуренную по горизонту Б сейсмоизогипсой — 2700 м меридионального простираения, амплитуда 80 м.

Поисковое бурение на Коголымской площади начато в 1971 г. Месторождение открыто в 1972 г. первой поисковой скв. 22. Осадочный чехол пробурен до глубины 3100 м. Фундамент не вскрыт.

В пределах месторождения залежи нефти выявлены в пластах Ю<sub>1</sub> и БС<sub>16</sub> в юрских и валанжинских отложениях на глубине от 2850 до 2800 м.

**Залежь пласта Ю<sub>1</sub>** (верхняя юра) приурочена к кровле васюганской свиты. Пласт представлен песчаниками с прослоями аргиллитов и алевролитов. Покрышкой залежи служат глинистые породы георгиевской и баженовской свит мощностью 60—70 м.

В скв. 24, расположенной в присводовой части структуры, при испытании интервала 2788—2792 м (—2698 ÷ —2704 м) получен фонтан нефти дебитом 52 м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление 280,8 кгс/см<sup>2</sup>, температура 88° С, газовый фактор 81 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

**Залежь нефтяная**, приуроченная к локальному поднятию, пластовая, среднедебитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта БС<sub>16</sub>** (валаджин) заключена в отложениях верхов ачимовской толщи мегнионской свиты. Пласт представлен песчаниками с прослоями алевролитов и глин. Покрышкой залежи служат глинистые породы мегнионской свиты мощностью 170—190 м.

В скв. 22 промышленный приток нефти получен при испытании пласта БС<sub>16</sub> в интервале 2595—2600 м (—2518 ÷ —2523 м). Дебит нефти через 8-мм штуцер составил 27 м<sup>3</sup>/сут, в скв. 24—52,2 м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление 260,5 кгс/см<sup>2</sup>, температура 84° С. Газовый фактор 95,8 м<sup>3</sup>/сут. Водонефтяной контакт проводится условно на отметке —2528 м, высота залежи 37 м.

**Залежь нефтяная**, приуроченная к локальному поднятию, пластовая, осложненная литологическим экраном в западной части месторождения, среднедебитная, с коллекторами порового типа.

Индекс Коголымского месторождения 2Н, нефтяное, сложного строения, с неполным заполнением углеводородами.

### **Конитлорское месторождение**

Конитлорское месторождение расположено в Сургутском районе Тюменской области, к северу от Сургута. Оно приурочено к Конитлорскому локальному поднятию, расположенному в пределах Конитлорского вала Венглинской структурной зоны. Описываемое поднятие осложнено Сукуръяунской, Конитлорской и собственно Венглинской локальными структурами. Конитлорский вал выявлен в 1963 г., подготовлен сейсморазведочными работами МОВ в 1969—1971 гг. По горизонту Б структура северо-восточного простирания, амплитуда 100 м.

Поисковое бурение начато на Конитлорской площади в 1972 г. в пределах северо-восточного погружения Сукуръяунской локальной структуры. По отражающему горизонту Б она оконтуривается сейсмоизогипсой —2625 м, амплитуда ее около 40 м. Скважиной 155, пробуренной в северо-восточной части Сукуръяунской структуры, осадочный чехол вскрыт до глубины 2872 м, забой ее находится в битуминозных аргиллитах баженовской пачки (верхняя юра).

В пределах площади залежь нефти приурочена к отложениям ачимовской толщи мегнионской свиты. Ачимовские пласты представлены

песчаниками с прослоями алевролитов и глин. Покрыпкой залежи являются глинистые породы верхней части мегионской свиты мощностью до 200 м.

В скв. 155 при испытании пласта БС<sub>17</sub> в интервале 2670—2680 м получен приток нефти с пластовой водой. Дебит нефти 3,0 м<sup>3</sup>/сут, воды 0,5 м<sup>3</sup>/сут.

При испытании пласта БС<sub>16</sub> в интервале 2636—2652 м (—2566 ÷ ÷ —2572 м) дебит нефти составил 4,6 м<sup>3</sup>/сут, воды 0,4 м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление 261,1 кгс/см<sup>2</sup>, температура 85° С.

При бурении скважин в сводовых частях Сукуръяунской и Конитлорской локальных структур благодаря лучшим структурным условиям предполагается вскрытие нефтегазодержащих пластов в отложениях валанжина и готерива — баррема (пластов БС<sub>8</sub> и АС<sub>4</sub>, АС<sub>7</sub>).

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая, малодобитная, с коллекторами порового типа.

### Холмогорское месторождение

Холмогорское месторождение нефти расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского национального округа и Пуровском районе Ямало-Ненецкого округа в 200 км на северо-восток от Тевлинского и Коголымского месторождений. Оно приурочено к одноименному поднятию, выявленному сейсморазведочными работами МОВ в 1968 г. в северо-восточной части Центральной Сургутской зоны к западу от Орт-Ягунского куполовидного поднятия. По опорному отражающему горизонту «Б» поднятие оконтуривается изогипсой — 2750 м. Оно имеет сложную форму, простирается — северо-северо-восточное, амплитуду 55 м. Вверх по разрезу структура выполаживается, и по отложениям березовской свиты амплитуда составляет 20 м.

Поисковое бурение на структуре начато в 1973 г. Месторождение открыто первой поисковой скв. 1 в южной приподнятой части поднятия. Скважина пробурена до глубины 3150 м, стратиграфическое положение забоя — отложения тюменской свиты.

Во вскрытом разрезе по данным керна установлена нефтеносность пластов ачимовской пачки нижнего валанжина. Из интервала 2864—2875 м (БС<sub>18</sub> — БС<sub>19</sub>) поднятия нефтенасыщенные песчаники. По данным промыслово-геофизических исследований возможно нефтеносными являются пласты БС<sub>12</sub> и БС<sub>13</sub>, вскрытые в интервале 2630—2683 м. По данным же БКЗ нефтеносными интерпретируются пласты БС<sub>10</sub>(?) и БС<sub>8</sub>(?), залегающие соответственно на глубинах 2584—2608, 2520—2536 м.

На месторождении залежи нефти выявлены в пластах БС<sub>10</sub>(?) и БС<sub>8</sub>(?).

Залежь пласта БС<sub>10</sub> открыта при испытании интервала 2584—2590 м. Получен фонтан нефти 134 м<sup>3</sup>/сут через 8-мм штуцер. Газовый фактор 80—90 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, устьевое давление 45,7 кгс/см<sup>2</sup>. ВНК залежи, по-видимому, гипсометрически ниже подошвы пласта на глу-



бине 2607 м (абсолютная отметка — 2498 м). Залежь пластовая, сводовая, нефтяная.

**Залежь пласта БС<sub>8</sub>** открыта при испытании интервала 2520—2536 м. Получен фонтан нефти 73 м<sup>3</sup>/сут через 8-мм штуцер. Газовый фактор 70—80 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, устьевое давление 43,2 кгс/см<sup>2</sup>; ВНК залежи ниже подошвы пласта. Залежь нефтяная, пластовая, сводовая, высокодебитная с коллекторами порового типа.

Возможный индекс месторождения — 4Н.

Открытие Холмогорского месторождения на северо-восточном погружении Сургутского свода позволяет судить о высоких перспективах нефтеносности Холмогорского и Орт-Ягунского куполовидных поднятий (Итурской, Орт-Ягунской, Отдельной, Пограничной и других локальных структур).

### Самотлорское месторождение

Самотлорское месторождение расположено в Нижневартовском районе Тюменской области в правобережной части Оби. Оно приурочено к Самотлорскому, Мартовскому, Белозерному, Мыхпайскому, Малосамотлорскому и Пауйскому локальным поднятиям, выявленным сейсморазведочными работами МОВ в 1963—1964 гг. в южной части Самотлорского куполовидного поднятия Нижневартовского свода. Форма объединенной группы поднятий — изометричная. Амплитуда по отражающему горизонту Б равна 160 м, вверх по разрезу она уменьшается и по кровле пласта АВ<sub>1</sub> составляет 130 м, а по кровле талицкой свиты (палеоцен) 40 м.

Поисковое бурение в пределах Самотлорской группы поднятий начато в 1965 г. Месторождение открыто в 1965 г. первой поисковой скв. 1.

Фундамент вскрыт одной скважиной на глубине 2743 м. На породах фундамента залегают отложения тюменской свиты. Выше вскрыты отложения юры, мела и палеогена. Неогеновые отложения отсутствуют, и на породах новомихайловской свиты (средний олигоцен) залегают четвертичные осадки мощностью до 40 м. Общая мощность осадочного чехла 2700—2900 м.

В пределах месторождения залежи нефти выявлены в семи пластах: БВ<sub>11</sub>, БВ<sub>10</sub>, БВ<sub>8</sub>, АВ<sub>6</sub>, АВ<sub>4-5</sub>, АВ<sub>2-3</sub> и АВ<sub>1</sub> — валанжинского, готерив-барремского и аптского возраста на глубине от 1610 м до 2230 м.

**Залежь пласта БВ<sub>11</sub>** (валанжин) вскрыта на глубинах 2150—2200 м в средней части мегионской свиты. Залежь приурочена к Самотлорскому локальному поднятию. Пласт представлен песчаниками с прослоями алевролитов и глин. В северо-восточном и северо-западном направлениях он замещается глинами. Мощность глинистой покрывки над залежью равна 5—6 м.

Пласт испытан совместно с вышележащей залежью. Водонефтяной контакт проводится на абсолютной глубине — 2167 м.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая, осложненная литологическим экраном вниз по падению, высокодебитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта БВ<sub>10</sub>** (валанжин) залегает на глубинах 2125—2220 м в отложениях средней части мегионской свиты в пределах Самотлорского, Белозерного и Пауйского поднятий. Пласт представлен песчаниками с линзовидными прослоями глин. В северо-западном направлении в сторону Мартовского поднятия песчаники замещаются глинами. Открытая пористость песчаников 21—26%, проницаемость до 500 мД и более. Покрышкой залежи являются глинистые породы мегионской свиты мощностью до 5—6 м. Мощность от кровли пласта БВ<sub>10</sub> до первого прослоя песчаника равна 20—25 м.

Дебиты нефти при работе на 8-мм штуцере равны 52—160 м<sup>3</sup>/сут, пластовое давление 220 кгс/см<sup>2</sup>, температура 75° С, газовый фактор 100 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, давление насыщения газа в нефти — 100—110 кгс/см<sup>2</sup>. Водонефтяной контакт наклонен в восточном направлении и проводится на абсолютных глубинах —2152 ÷ —2157 м. Высота залежи 95—100 м.

Залежь нефтяная, приуроченная к группе локальных поднятий, пластовая сводовая, осложненная литологическим экраном по падению, высокодебитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта БВ<sub>8</sub>** (валанжин) вскрыта на глубинах 2020—2140 м в верхах мегионской свиты и приурочена к Самотлорской, Мартовской, Пауйской и Белозерной локальным структурам. Пласт представлен песчаниками с прослоями алевролитов и глин. Мощность глинистой покрышки над пластом 5—8 м.

Дебиты нефти при работе на 8-мм штуцере равны 100—200 м<sup>3</sup>/сут, пластовое давление 210—218 кгс/см<sup>2</sup>, температура 65—77° С, газовый фактор 70—100 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, давление насыщения газа в нефти 100—110 кгс/см<sup>2</sup>. Водонефтяной контакт наклонен в восточном направлении и проводится на абсолютных глубинах —2071 ÷ —2076 м. Высота залежи 110—115 м.

Залежь нефтяная, приуроченная к группе локальных поднятий, пластовая сводовая, высокодебитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта АВ<sub>6</sub>** (баррем) находится в отложениях низов верхней подсвиты вартовской свиты. Пласт представлен песчаниками с прослоями алевролитов и глин.

В 1969 г. в скв. 16 при испытании пласта в интервале 1793—1798 м при работе на 8-мм штуцере получено 58 м<sup>3</sup>/сут нефти. Пластовое давление равно 174 кгс/см<sup>2</sup>, температура 62° С.

Залежь нефтяная, приуроченная к склону локального поднятия (Мартовского), пластовая, осложненная литологическим экраном, среднедебитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта АВ<sub>4-5</sub>** (баррем) относится к средней части верхней подсвиты вартовской свиты, вскрыта на глубинах 1685—1750 м. Пласт представлен песчаниками с прослоями глин, эффективная мощность его резко изменяется по площади. В своде Самотлорского

поднятия она составляет 80—90% от всей мощности пласта, а в западном и восточном направлениях снижается до нуля. Открытая пористость песчаников равна 19—29%, проницаемость до 1170 мД. Мощность глинистой покрышки над залежью равна 20—40 м. В глинах покрышки имеются прослои песчаников.

Дебиты нефти при работе на 8-мм штуцере равны 93—162 м<sup>3</sup>/сут, пластовое давление 172—178 кгс/см<sup>2</sup>, температура 57—62° С, газовый фактор 160 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, давление насыщения газа в нефти 150 кгс/см<sup>2</sup>. Водонефтяной контакт наклонен в восточном направлении и проводится на глубине 1685—1693 м. Высота залежи 55—63 м. Возможно, залежь имеет гидродинамическую связь с пластом АВ<sub>2-3</sub>.

Залежь нефтяная, приуроченная к группе локальных поднятий, пластовая, осложненная литологическими экранами вниз по падению, высокодебитная, с коллекторами порового типа.

Залежь пласта АВ<sub>2-3</sub> (баррем) вскрыта на глубине 1640—1750 м в верхах вартовской свиты в пределах Самотлорского, Мартовского, Пауйского и Белозерного поднятий. Пласт имеет сложное строение и представлен чередованием песчаников, глин и алевролитов. Верхняя часть пласта в песчаных фациях прослеживается по всей Самотлорской группе поднятий. Нижняя, большая по мощности, к своду Самотлорской локальной структуры замещается глинисто-алевролитовыми непроницаемыми породами. Покрышкой залежи служит пласт зеленоцветных глинистых пород кровли вартовской свиты мощностью 2—5 м.

Дебиты нефти при работе на 8-мм штуцере равны 66—137 м<sup>3</sup>/сут, пластовое давление 169—172 кгс/см<sup>2</sup>, температура 57—62° С, газовый фактор 160 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, давление насыщения газа в нефти 150 кгс/см<sup>2</sup>. Водонефтяной контакт условно проводится таким же, как в пределах пласта АВ<sub>4-5</sub>. Высота залежи 100—108 м.

Залежь нефтяная, приуроченная к группе локальных поднятий, пластовая, осложненная литологическими экранами, высокодебитная, с коллекторами порового типа.

Залежь пласта АВ<sub>1</sub> (апт) залегает на глубинах 1610—1730 м в низах алымской свиты и распространена в пределах всей Самотлорской группы локальных поднятий, занимая наибольшую площадь из всех нефтеносных пластов месторождения. Пласт представлен песчаниками с прослоями глин и алевролитов. Покрышкой служат глины кошайской подсвиты мощностью 20—25 м.

Дебиты нефти при работе на 8-мм штуцере достигают 66 м<sup>3</sup>/сут. Залежь, возможно, имеет газовую шапку. Дебиты газа через 62,5-мм трубки составляют 400—500 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Вместе с газом всегда поступает небольшое количество нефти. Керн в зоне предполагаемой газовой шапки насыщен нефтью. Получение газовых фонтанов, возможно, связано с технологией испытания скважин. При давлениях насыщения газа в нефти, близких к пластовому давлению, даже при небольших депрессиях на пласт, создаваемых в процессе испытания, газ может выделяться в свободную фазу. Водонефтяной контакт проводится на абсолютной глубине —1668 м. Высота залежи

120 м. Предполагаемая высота газовой шапки 52 м. Пластовое давление в залежи равно 172 кгс/см<sup>2</sup>, температура 63° С.

Залежь нефтяная, с возможной газовой шапкой, приуроченная к группе локальных поднятий, пластовая сводовая, среднедебитная, с коллекторами порового типа.

Индекс Самотлорского месторождения — 6Н, 1НГК, нефтегазоконденсатное, сложного строения, с несовпадающими контурами залежей и неодинаковой степенью их заполнения углеводородами (см. табл. 13).

### Северо-Покурское месторождение

Северо-Покурское месторождение расположено в Сургутском районе Тюменской области, на правом берегу Оби, северо-восточнее Локосовского месторождения. Оно приурочено к локальному поднятию одноименного названия, выявленному сейсморазведочными работами МОВ в 1959 г. в западной части Нижневартовского свода. Простирание его северо-северо-западное. Амплитуда по отражающему горизонту Б равна 60 м.

В пределах поднятия обособляются три структурных осложнения — западное, восточное и центральное. Западное и восточное вытянуты в субмеридиональном направлении, центральное — в западно-северо-западном. По отражающему горизонту Б западный и восточный купола имеют амплитуду 60 м, центральный 30 м. Вверх по разрезу амплитуда уменьшается. По кровле пласта БВ<sub>8</sub> (валанжин) амплитуда восточного купола равна 30 м, западного — 25 м и центрального — 20 м. По кровле талицкой свиты (палеоцена) западный купол имеет амплитуду 13 м, восточный и центральный — 3 м. Восточный и центральный купола (изолинии — 570 м) замыкаются с востока, запада и юга. В северо-восточном направлении изогипса — 570 м раскрывается.

Поисковое бурение в пределах Северо-Покурского поднятия начато в 1964 г. Месторождение открыто в 1964 г. первой поисковой скв. 601.

Фундамент вскрыт одной скважиной на глубине 2725 м. На фундаменте залегают породы тюменской свиты. Выше вскрыты отложения верхней юры, мела и палеогена. Неогеновые отложения отсутствуют, и на породах новомихайловской свиты (средний олигоцен) залегают четвертичные осадки мощностью до 30 м. Общая мощность осадочного чехла Северо-Покурского месторождения 2700—2800 м.

В пределах месторождения залежи нефти выявлены в восьми пластах: БВ<sub>8-9</sub>, БВ<sub>8</sub>, БВ<sub>6</sub>, БВ<sub>1</sub>, БВ<sub>0</sub>, АВ<sub>4</sub>, АВ<sub>2</sub> и АВ<sub>1</sub> — валанжинского, готерив-барремского и аптского возраста на глубинах от 1700 до 2260 м.

Залежь пласта БВ<sub>8-9</sub> (валанжин) приурочена к отложениям верхов мегнионской свиты. Залежь изучена только в пределах восточного купола. Она залегает на глубинах 2210—2240 м. Пласт представлен песчаниками с прослоями алевролитов и глин, мощность его до

4—5 м. Суммарная мощность песчаников увеличивается к своду купола. Мощность глинистой покрывки над залежью равна 10—15 м.

Дебиты нефти при работе на 8-мм штуцере равны 118—170 м<sup>3</sup>/сут, пластовое давление 219—221 кгс/см<sup>2</sup>, температура 90° С, газовый фактор 40—45 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Водонефтяной контакт определен на абсолютной отметке —2191 м. Высота залежи около 20 м.

В пределах центрального и западного куполов Северо-Покурского поднятия пласт БВ<sub>8-9</sub> значительно глинизируется. В скважинах он не испытан. По электрокаротажным данным можно предполагать наличие на каждом из куполов самостоятельных залежей нефти с водонефтяными контактами ниже, чем на восточном куполе.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая сводовая, высокодебитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта БВ<sub>8</sub> восточная** (валанжин) заключена в отложениях верхов мегионской свиты и распространена в пределах восточного купола Северо-Покурского поднятия. Пласт представлен песчаниками с мелкими линзами алевролитов и глин. Мощность глинистой покрывки над залежью 70—75 м.

При раздельном испытании пласта в крыльевых скважинах получены незначительные притоки нефти с водой. В сводовых скважинах испытание производилось совместно с пластом БВ<sub>8-9</sub>. Дебиты нефти при работе на 8-мм штуцере достигали 170 м<sup>3</sup>/сут. Водонефтяной контакт проводится на абсолютной отметке —2191 м. Высота залежи около 40 м.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая, с возможными литологическими экранами вниз по падению, малодебитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта БВ<sub>8</sub> западная** (валанжин) распространена в пределах центрального и западного куполов Северо-Покурского поднятия. Пласт представлен песчаниками с линзами алевролитов и глин. Количество последних увеличивается к склонам куполов. Покрывкой залежи служат глинистые породы верхов мегионской и низов вартовской свит, мощность ее 70—75 м.

Дебиты нефти при работе на 8-мм штуцере равны 5—12 м<sup>3</sup>/сут, пластовое давление 220—223 кгс/см<sup>2</sup>, температура 89—93° С. Водонефтяной контакт условно проводится на глубине 2215 м. Высота залежи около 45 м.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая, с возможными литологическими экранами, малодебитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта БВ<sub>6</sub> восточная** (валанжин) приурочена к низам вартовской свиты. Пласт представлен песчаниками с линзовидными прослоями глин. Суммарная мощность проницаемых пород составляет 80—90% от общей мощности пласта. Покрывкой залежи являются глинистые породы вартовской свиты мощностью 15—20 м.

Дебиты нефти при работе на 8-мм штуцере равны 98—147 м<sup>3</sup>/сут, пластовое давление 210—216 кгс/см<sup>2</sup>, температура 86—89° С, газовый фактор 40—55 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Водонефтяной контакт определен на абсо-

лютной глубине — 2093 м. Высота залежи около 30 м. По керну нефтенасыщенные песчаники залегают ниже принятого ВНК на 3—5 м в северной части купола и на 10—15 м — в южной части купола.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая, высокодебитная, с коллекторами порового типа.

Залежь пласта БВ<sub>6</sub> центральная (валанжин) распространена в пределах центрального купола Северо-Покурского поднятия. Пласт представлен песчаниками с прослоями глин и алевролитов. Количество последних увеличивается на север. Мощность покрышки над залежью равна 14—20 м.

Дебит нефти в скв. 608 при работе на 8-мм штуцере составил 115 м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление равно 209 кгс/см<sup>2</sup>, температура 89° С, газовый фактор 40 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Водонефтяной контакт условно определяется на глубине — 2095 м на основании получения притока воды с пленкой нефти в скв. 604. Высота залежи около 15 м. По керну пласт БВ<sub>6</sub> в скв. 604 полностью нефтенасыщен (абсолютная отметка подошвы пласта — 2109 м). В скв. 618 нефтенасыщенные песчаники в пласте БВ<sub>6</sub> залегают до абсолютной глубины — 2122 м.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая сводовая, высокодебитная, с коллекторами порового типа.

Залежь пласта БВ<sub>6</sub> западная (валанжин) распространена в пределах западного купола Северо-Покурского поднятия. Пласт представлен песчаниками с прослоями алевролитов и глин. В северном направлении количество последних увеличивается. В скв. 603 в середине пласта появляются прослой глины мощностью 5 м. Севернее (скв. 611) этот пропласток сохраняется, а нижняя часть пласта замещается алевролитами. Мощность глинистой покрышки над залежью равна 15—20 м. Местами в глинистых породах покрышки встречаются прослой алевролитов, насыщенных нефтью (скв. 624).

Дебиты нефти при работе через 8-мм штуцер равны 90—230 м<sup>3</sup>/сут, пластовое давление 209—214 кгс/см<sup>2</sup>, температура 85—94° С, газовый фактор 35—40 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Водонефтяной контакт определен на абсолютной глубине — 2101 м. Высота залежи около 25 м. По керну нефтенасыщенные песчаники залегают относительно принятого ВНК ниже на 5—7 м в северной части купола и на 10—15 м в южной.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая сводовая, высокодебитная, с коллекторами порового типа.

Залежь пласта БВ<sub>1</sub> (готерив) развита в верхах нижневартовской подсвиты в пределах западного склона восточного купола Северо-Покурского поднятия. Мощность глинистой покрышки над залежью равна 3 м.

В скв. 605 при испытании пласта в интервале 1973—1982 м через 8-мм штуцер получено 110 м<sup>3</sup>/сут водонефтяной эмульсии. Пластовое давление равно 191 кгс/см<sup>2</sup>, температура 84° С, газовый фактор 11 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Контакт с пластовыми водами условно проводится на абсолютной глубине — 1938 м. Высота залежи около 10 м.

Залежь эмульсионная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая, осложненная литологическим экраном по простиранию, высокодебитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта БВ<sub>0</sub> (готерив)** залегает в средней части вартовской свиты. Пласт распространен в песчаных фациях в пределах восточного склона восточного купола Северо-Покурского поднятия. В западном направлении он замещается глинисто-алевролитовыми породами с линзовидными прослоями песчаников. Покрышкой залежи служат глины верхов нижней подсвиты вартовской свиты мощностью 8—10 м.

При испытании пласта (интервал 1945—1964 м) в скв. 616 через 8-мм штуцер получено 36 м<sup>3</sup>/сут нефти и 86 м<sup>3</sup>/сут воды. Пластовое давление 198 кгс/см<sup>2</sup>, температура 76° С, газовый фактор 30 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. В скв. 617 нефтенасыщенный керн в этом же пласте залегает до абсолютных глубин —1941 м, но при испытании кровли пласта в интервале 1968—1974 м (абсолютная глубина —1927 ÷ —1933 м) через 63,5-мм трубки получено 20 м<sup>3</sup>/сут водонефтяной эмульсии. Содержание нефти в эмульсии около 10—12%. В скв. 605 из интервала 1923—1950 м, приуроченного к этому же пласту, подняты нефтенасыщенные песчаники. Водонефтяной контакт условно проводится на абсолютной глубине —1915 м. Высота залежи около 30 м. Контакт промежуточной зоны нефтенасыщения проводится на абсолютной глубине —1941 м. Высота промежуточной зоны 26 м.

Залежь нефтяная с нефтеэмульсионной оторочкой, приуроченная к склону локального поднятия, пластовая, осложненная литологическим экраном вверх по восстанию, среднедебитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта АВ<sub>4</sub> (баррем)** находится в средней части разреза верхней подсвиты вартовской свиты. Пласт в песчаных фациях имеет спорадическое распространение. Залежь контролируется восточным куполом Северо-Покурского поднятия, где пласт АВ<sub>4</sub> имеет мощность до 10 м. Мощность глинистой покрышки над залежью равна 8 м.

В скв. 605 при испытании пласта в интервале 1793—1805 м при работе на 8-мм штуцере получено 133 м<sup>3</sup>/сут водонефтяной эмульсии. Пластовое давление равно 163 кгс/см<sup>2</sup>, температура 75° С, газовый фактор 26 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Контакт залежи с пластовыми водами проводится на абсолютной отметке —1759 м. Высота залежи около 10 м.

Залежь эмульсионная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая сводовая, осложненная литологическим экраном по падению, высокодебитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта АВ<sub>2</sub> (баррем)** заключена в отложениях кровли вартовской свиты. Пласт представлен чередованием песчаников, алевролитов и глин. По направлению к основной зоне Северо-Покурского поднятия отмечается глинизация пласта до полного замещения в юго-восточной части восточного купола. Открытая пористость песчаников 16—26%, проницаемость до 1700 мД. Покрышкой залежи

являются глинистые породы верхов вартовской свиты мощностью 2—10 м.

Дебиты нефти при работе на 8-мм штуцере достигают 68—172 м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление равно 173 кгс/см<sup>2</sup>, температура 68—70° С, газовый фактор 35—40 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Водонефтяной контакт проводится на абсолютной отметке —1697 м. Высота залежи 15—30 м. Возможна гидродинамическая связь с пластом АВ<sub>1</sub>. На востоке залежь объединяется с Ватинским месторождением.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая, осложненная литологическим экраном вверх по восстанию, высокодебитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта АВ<sub>1</sub> (апт)** залегает в низах алымской свиты. Пласт представлен тремя выдержанными пропластками алевролитов, разделенных глинистыми породами. Мощность слоев алевролитов 5—12 м, разделяющих их глин 3—10 м. Алевролиты переполнены мелкими линзами песчаников размером 5—10 мм. В глинистых породах также развиты линзы и гнезда песчаников, но в меньшем количестве. Линзы и гнезда песчаников и алевролитов образуют характерную текстуру, которая получила название «рябчиковой». Большинство линз и гнезд алевролитов и песчаников насыщены нефтью, независимо от расположения вскрывающих их скважин. Нижний алевролитовый слой пласта АВ<sub>1</sub> в зоне между осями западного и восточного структурных осложнений Северо-Покурского поднятия замещается песчаниками, открытая пористость которых достигает 18—20%, проницаемость до 1500 мД. Покрышкой пласта АВ<sub>1</sub> служат глинистые породы копайской подсвиты алымской свиты мощностью 18—25 м. В зоне распространения песчаных отложений покрышкой залежи является глинистый пропласток в пласте АВ<sub>1</sub> мощностью 2—10 м.

Дебиты нефти из песчаных отложений при работе на 8-мм штуцере достигают 110—148 м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление 177 кгс/см<sup>2</sup>, температура 72—75° С, газовый фактор 25—35 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. При испытании пород с «рябчиковой» текстурой (скв. 612) дебит нефти при переливе составил всего 0,72 м<sup>3</sup>/сут. Положение водонефтяного контакта не определено. Для нижней части пласта предполагается ВНК такой же, как в пласте АВ<sub>2</sub> (—1697 м).

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая, с литологическими экранами, высокодебитная, с коллекторами порового типа.

Индекс Северо-Покурского месторождения — 9Н, 2Э, нефтеэмульсионное, сложного строения, с несовпадающими контурами залежей и неодинаковой степенью их заполнения (см. табл. 10).

### Вартовско-Советское месторождение

Вартовско-Советское месторождение расположено на границе Томской и Тюменской областей, в долине Оби к юго-востоку от Самолтурского месторождения. Оно приурочено к Нижневартовскому,



Соснинскому, Советскому и Медведевскому локальным поднятиям, выявленным сейсморазведочными работами МОВ в 1957—1959 гг. в западной части Вартовско-Соснинского вала Нижневартковского свода. Простираение объединенного поднятия — северо-западное. Амплитуда по отражающему сейсмическому горизонту Б равна 120 м. Вверх по разрезу она уменьшается и по отложениям талицкой свиты (палеоцен) составляет 20 м.

Медведевское поднятие находится в юго-восточной части Соснинской группы поднятий. Оно имеет северо-западное простираение и амплитуду 40 м. Советское поднятие расположено к северо-западу от Медведевского, имеет изометричную форму, амплитуду 30 м. Соснинское поднятие расположено к северо-западу от Советского, имеет северо-западное простираение, амплитуду 40 м. Нижневартковское поднятие находится северо-западнее Соснинского, имеет северо-западное простираение, амплитуду 70 м.

Поисковое бурение в пределах Вартовско-Советского месторождения начато в 1960 г. Залежи нефти выявлены в 1962 г. скв. 1 на Соснинской площади, в 1963 г. скв. 17 на Советской и в этом же году скв. 6 — на Медведевской. В 1964 г. открыта залежь нефти на Нижневартковском поднятии.

Фундамент вскрыт пятью скважинами и представлен углисто-глинистыми сланцами и доломитизированными известняками. По породам фундамента развита кора выветривания мощностью до 45 м. На породах фундамента и коры выветривания залегают отложения тюменской свиты. Выше вскрыты породы верхней юры, мела и палеогена. Неогеновые отложения отсутствуют, и на породах новомихайловской свиты залегают четвертичные отложения мощностью 40—60 м. Общая мощность осадочного чехла Вартовско-Советского месторождения равна 2700—2900 м.

В пределах месторождения залежи нефти выявлены в 11 пластах: Ю<sub>11</sub>, Ю<sub>2</sub>, Ю<sub>1</sub>, БВ<sub>10</sub>, БВ<sub>8</sub>, БВ<sub>7</sub>, БВ<sub>4-6</sub>, БВ<sub>2</sub>, БВ<sub>1</sub>, АВ<sub>4</sub> и АВ<sub>1</sub> в отложениях юры, неокома и низов апта на глубинах от 1646 до 2730 м. Кроме того, зафиксированы нефтепроявления в пластах БВ<sub>19</sub>, БВ<sub>6</sub> и БВ<sub>3</sub>.

**Залежь пласта Ю<sub>11</sub> (аален)** находится в верхах медведевской пачки тюменской свиты на глубине 2700—2730 м и только в пределах Медведевской площади. Пласт Ю<sub>11</sub> залегают на породах фундамента и представлен песчаниками, открытая пористость их 20%. К своду Медведевского поднятия они выклиниваются, образуя литолого-стратиграфическую ловушку кольцевого строения. Покрышкой залежи служат глинистые породы баграсской пачки тюменской свиты мощностью 10—15 м. В своде поднятия аргиллиты баграсской пачки залегают на фундаменте.

В 1963 г. в скв. 6 при испытании открытым забоем интервала 2690—2734 м, охватывающего разрез пласта Ю<sub>11</sub> и породы кровли фундамента, представленные известняками, при работе на 8-мм штуцере получено 90,4 м<sup>3</sup>/сут нефти. Водонефтяной контакт условно проводится на абсолютной глубине —2675 м. Высота залежи около

30 м. Пластовое давление 278 кгс/см<sup>2</sup>, температура 90° С, газовый фактор 40 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая, осложненная литолого-стратиграфическим экраном вверх по восстанию пласта, среднедебитная, с коллекторами порового типа.

Залежь пласта Ю<sub>2</sub> (нижний келловей) заключена в отложениях верхов тюменской свиты, вскрыта на глубинах 2520—2530 м только в пределах Медведевского поднятия. Пласт представлен линзовидным чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Покрышкой залежи служат глинистые породы низов васюганской свиты мощностью 30 м.

В 1964 г. в скв. 7 при испытании пласта в интервале 2521—2528 м при динамическом уровне 1300 м получено 6,4 м<sup>3</sup>/сут нефти и небольшое количество воды. Водонефтяной контакт определен на абсолютной отметке —2486 м. Высота залежи 7 м.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, массивная, с возможными литологическими экранами, малодебитная, с коллекторами порового типа.

Залежь пласта Ю<sub>1</sub> (верхняя юра) находится в верхах васюганской свиты на глубинах 2449—2460 м в пределах Медведевского поднятия. Пласт представлен песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Открытая пористость песчаников 15—23% (в среднем 19%), проницаемость 6—835 мД (в среднем 200 мД). Покрышкой залежи являются глинистые породы георгиевской, баженовской и куломзинской свит общей мощностью 35—40 м.

В 1964 г. в скв. 7 при испытании пласта в интервале 2448—2454 м через 8-мм штуцер получено 72 м<sup>3</sup>/сут нефти. Пластовое давление 254 кгс/см<sup>2</sup>, температура 79° С, газовый фактор около 150 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Водонефтяной контакт определен на абсолютной глубине —2410 м. Высота залежи около 10 м.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая сводовая, водоплавающая, среднедебитная, с коллекторами порового типа.

Залежь пласта БВ<sub>10</sub> западная (валанжив) залегает в верхах куломзинской свиты на глубинах 2160—2190 м в пределах Нижневартовского и северного купола Соснинского поднятий. Пласт представлен песчаниками с прослоями алевролитов и глин. На восточной периклинали Нижневартовского поднятия происходит увеличение в составе пласта глинистых пород. Покрышкой залежи служат глины куломзинской свиты мощностью 45—50 м. В составе пород покрышки имеются маломощные прослои алевролитов и песчаников.

Дебиты нефти при работе на 8-мм штуцере достигают 102 м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление 218 кгс/см<sup>2</sup>, температура 78—82° С, газовый фактор 40 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Водонефтяной контакт определен на абсолютной глубине —2140 м. Высота залежи 25 м.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая сводовая, высокодебитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта БВ<sub>10</sub> южная (валаджин)** распространена в пределах небольшого куполовидного осложнения западнее северной периклинали Соснинского поднятия, в районе скв. 37, 56 и 80.

Водонефтяной контакт проводится на абсолютной отметке —2140 м. Высота залежи 7 м.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая сводовая, водоплавающая, среднедебитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта БВ<sub>10</sub> восточная (валаджин)** распространена в пределах Соснинского и Советского поднятий. Пласт представлен песчаниками с прослоями алевролитов. На периклиналях Соснинского поднятия происходит глинизация подошвы его. Открытая пористость песчаников 23—29%, проницаемость от 110 до 3485 мД. Залежь залегает на глубинах 2080—2170 м. Покрышкой залежи являются глинистые породы куломзинской свиты мощностью 30—35 м. В основании пород покрышки на большей части территории распространения залежи прослеживаются два пропластка водоносных песчаников мощностью 1—2 м. Они отделены от залежи глинистой перемышкой мощностью 2—5 м.

Дебиты нефти при работе на 8-мм штуцере 150—200 м<sup>3</sup>/сут, пластовое давление 209—219 кгс/см<sup>2</sup>, температура 67—74° С, газовый фактор 60—90 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, давление насыщения газа в нефти 98—103 кгс/см<sup>2</sup>. Водонефтяной контакт проведен на абсолютной глубине —2125 м. Высота залежи 45 м.

Залежь нефтяная, приуроченная к двум локальным поднятиям, пластовая сводовая, высокодебитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта БВ<sub>8</sub> (валаджин)** заключена в отложениях средней части тарской свиты, вскрыта на глубинах 2050—2070 м в пределах Нижневартовского поднятия. Пласт представлен мощным песчаником с редкими линзовидными прослоями глин. Мощность глинистой покрышки над залежью 6—8 м. Восточнее Соснинской площади глинистые породы покрышки замещаются песчаниками.

В 1967 г. в скв. 2 при испытании пласта в интервале 2052—2063 м через 8-мм штуцер получено 124,9 м<sup>3</sup>/сут нефти. Пластовое давление 209 кгс/см<sup>2</sup>, температура 74° С, газовый фактор 90 м<sup>3</sup>/т, давление насыщения газа в нефти 98 кгс/см<sup>2</sup>. Водонефтяной контакт условно проводится на абсолютной глубине —2030 м. Высота залежи около 20 м.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая сводовая, высокодебитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта БВ<sub>7</sub> (валаджин)** залегает в верхах тарской свиты и вскрыта на глубинах 2040—2050 м в пределах восточной периклинали Нижневартовского поднятия. Пласт представлен песчаниками с прослоями глин. Мощность покрышки над залежью равна 2 м.

В 1965 г. в скв. 35 при испытании пласта в интервале 2042—2046 м через 8-мм штуцер получено 25 м<sup>3</sup>/сут нефти и 99 м<sup>3</sup>/сут воды. Газовый фактор равен 110 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Водонефтяной контакт условно проводится на глубине 2000 м. Высота залежи около 10—15 м.

**Залежь нефтяная, приуроченная к склону локального поднятия, пластовая, осложненная литологическим экраном, высокодебитная, с коллекторами порового типа.**

**Залежь пласта БВ<sub>4-6</sub> (валанжин)** заключена в отложениях низов вартовской свиты и вскрыта на глубине 1990—2010 м в пределах восточного склона Нижневартовского поднятия. Пласт представлен чередованием песчаников и глин. Мощность покрышки над залежью равна 5 м.

В 1965 г. в скв. 35 при испытании пласта в интервале 1997—2004 м при работе на 8-мм штуцере дебит нефти составил 111 м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление равно 203 кгс/см<sup>2</sup>, газовый фактор 65 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Водонефтяной контакт проводится на абсолютной отметке —1977 м в кровле пласта БВ<sub>6</sub>. При испытании его в скв. 35 в интервале 2023—2030 м получено 10 м<sup>3</sup>/сут воды с пленкой нефти. Высота залежи около 30 м.

**Залежь нефтяная, приуроченная к склону локального поднятия, пластовая, осложненная литологическим экраном, высокодебитная, с коллекторами порового типа.**

**Залежь пласта БВ<sub>2</sub> (готерив)** заключена в отложениях вартовской свиты и вскрыта на глубинах 1934—1940 м в пределах северного купола Советского поднятия. Пласт представлен песчаниками с многочисленными прослоями глин, количество которых уменьшается вниз по разрезу. Открытая пористость песчаников 24—25%, проницаемость от 0,3—0,8 до 1—2 мД. Мощность глинистой покрышки над залежью равна 5 м.

В 1964 г. в скв. 17 при испытании пласта в интервале 1934—1942 м через 8-мм штуцер получено 1,86 м<sup>3</sup>/сут нефти и 60 м<sup>3</sup>/сут воды. При 32-мм штуцере дебит нефти равнялся 25,2 м<sup>3</sup>/сут, воды — 67,3 м<sup>3</sup>/сут. Пластовая температура 59°С. Водонефтяной контакт проводится на абсолютной глубине —1903 м. Высота залежи около 10 м.

**Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая сводовая, водоплавающая, малодебитная, с коллекторами порового типа.**

**Залежь пласта БВ<sub>1</sub> (готерив)** находится в отложениях верхов нижней подсвиты вартовской свиты и вскрыта на глубинах 1904—1915 м в пределах северного купола Советского поднятия. Пласт представлен песчаниками, которые по простиранию и падению замещаются глинисто-алевролитовыми породами с прослоями песчаников. Открытая пористость песчаников 25—28%. Мощность глинистой покрышки над залежью равна 10—14 м. В породах покрышки имеются прослой песчаников мощностью 1—2 м. Самый нижний такой прослой песчаника отделен от залежи глинистой перемычкой, мощность ее 2 м.

В 1964 г. в скв. 17 при испытании пласта в интервале 1903—1908 м при работе через 8-мм штуцер получено 140,5 м<sup>3</sup>/сут нефти. Пластовое давление 195 кгс/см<sup>2</sup>, газовый фактор 100 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, упругость газов в нефти 100 кгс/см<sup>2</sup>. Водонефтяной контакт определен на абсолютной глубине —1870 м. Высота залежи 10 м.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая сводовая, высокодебитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта АВ<sub>4</sub> (баррем)** залегает в отложениях средней части верхней подсвиты вартовской свиты и вскрыта на глубинах 1730—1750 м в пределах Соснинской структуры. Пласт представлен песчаниками, которые по падению замещаются глинисто-алевролитовыми породами. Мощность пласта в своде поднятия резко сокращается вследствие замещения песчаников кровли. Мощность покрывки над залежью равна 9—15 м. В породах покрывки имеются прослой песчаников мощностью 1—2 м. Нижний из таких прослоев отделен от залежи глинистой перемычкой мощностью 1 м.

В 1964 г. в скв. 4 при испытании пласта в интервале 1751—1754 м через 8-мм штуцер получено 1 м<sup>3</sup>/сут нефти, 22 м<sup>3</sup>/сут водонефтяной эмульсии и 47 м<sup>3</sup>/сут воды. Пластовое давление 183 кгс/см<sup>2</sup>, газовый фактор около 10 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Водонефтяной контакт определен на абсолютной глубине —1715 м. Высота залежи около 10 м.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая, осложненная литологическим экраном по падению пласта, низкодебитная, с коллекторами порового типа.

**Залежь пласта АВ<sub>1</sub> (апт)** распространена в отложениях нижней подсвиты алымской свиты на глубинах 1650—1710 м в пределах Медведевского, Советского, Соснинского и восточной части Нижневартовского поднятий. Пласт представлен песчаниками с линзовидными прослоями алевролитов и глин. В западной части Нижневартовского поднятия (скв. 141) происходит резкое замещение песчаников алевролитоглинистыми породами с линзами и гнездами песчаников. Открытая пористость песчаников 20—25%, проницаемость изменяется от 1—2 до 146 мД. Покрывкой залежи служат породы кошайской подсвиты мощностью 14—16 м.

Дебиты нефти при работе на 8-мм штуцере равны 11—160 м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление 165—172 кгс/см<sup>2</sup>, температура 52—57° С, газовый фактор 50—80 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Водонефтяной контакт проводится на абсолютной глубине —1652 м. Высота залежи 45 м. На западе залежь экранируется зоной литологического замещения.

Залежь нефтяная, приуроченная к группе локальных поднятий, пластовая сводовая, высокодебитная, с коллекторами порового типа.

В пределах Вартовско-Советского месторождения зафиксированы нефтепроявления.

1. В 1960 г. в скв. 22, пробуренной на склоне Нижневартовского поднятия, при испытании пласта Ю<sub>1</sub> (верхняя юра) в интервале 2482—2486 м при переливе получено 4 м<sup>3</sup>/сут воды с пленкой нефти. Сводовыми скважинами пласт не вскрыт. Возможно наличие в пласте нефтяной залежи. Водонефтяной контакт условно можно провести на абсолютной глубине —2440 м. Высота предполагаемой залежи около 60 м.

2. В 1964 г. в скв. 141, пробуренной в присводовой части Нижневартовского поднятия, при испытании интервала 2328—2335 м пласта БВ<sub>18</sub> (берриас) ачимовской толщи куломзинской свиты,

при динамическом уровне 635 м получен приток водонефтяной эмульсии дебитом 1,1 м<sup>3</sup>/сут. Пластовая температура равна 86° С.

3. В 1964 г. в скв. 141 из интервала 2122—2126 м, приуроченного к пласту БВ<sub>8</sub>, поднят прослой алевролита, насыщенного нефтью. При испытании этого пласта в интервале 2120—2125 м получено 2,9 м<sup>3</sup>/сут воды без признаков нефти. Пластовая температура равна 80,6° С.

4. В 1962—1964 гг. в скв. 1 и 4 Соснинской площади соответственно из интервалов 1946—1950 и 1960—1964 м, приуроченных к пласту БВ<sub>3</sub> вартовской свиты, поднято 0,4 и 0,7 м песчаников, пропитанных нефтью.

5. В 1963 г. в скв. 18 Советской площади из интервала 1958—1964 м пласта БВ<sub>3</sub> подняты песчаники с запахом нефти.

Индекс Вартовско-Советского месторождения — 13Н, нефтяное, сложного строения, с несовпадающими в плане контурами залежей и неодинаковой степенью их заполнения (см. табл. 10).

### Варь-Еганское месторождение

Варь-Еганское месторождение расположено в Сургутском районе Тюменской области, в 80 км к северу от Смотлорского месторождения. Оно приурочено к локальному поднятию одноименного названия, выявленному сейсморазведочными работами МОВ в 1965 г. в южной части Варь-Еганского вала. Поднятие меридионального простирания. Амплитуда его 250 м, вверх по разрезу она уменьшается.

Поисковое бурение в пределах Варь-Еганского поднятия начато в 1967 г. и скв. 1 открыта залежь газа в отложениях сеномана. В 1968 г. скв. 2 обнаружена залежь нефти в пласте БВ<sub>6</sub>. В 1969 г. скв. 5 на глубине 2923 м вскрыт палеозойский фундамент, мощность осадочного чехла 2923 м.

На месторождении выявлено 12 залежей нефти и газа в отложениях юры и мела, связанных с продуктивными пластами Ю<sub>1</sub> и Ю<sub>0</sub> верхней юры. БВ<sub>10</sub>, БВ<sub>9</sub> и БВ<sub>8</sub> валанжина, БВ<sub>7</sub>, БВ<sub>6</sub>, БВ<sub>5</sub>, БВ<sub>4</sub> и БВ<sub>3</sub> готерива, АВ<sub>8</sub>, АВ<sub>6</sub> баррема и ПК<sub>1</sub> сеномана.

Залежь пласта Ю<sub>1</sub> (верхняя юра) приурочена к отложениям, представленным песчаниками мелкозернистыми с прослоями аргиллитов и известковистых песчаников. Пласт хорошо выдержан по площади, общая мощность 28—31 м, эффективная 10—24 м. Открытая пористость пород равна 15%, проницаемость 7,6 мД.

При испытании пласта в скв. 5 из интервала 2469—2493 м получен фонтан нефти с газом. Дебит газа 153,6 тыс. м<sup>3</sup>/сут, дебит нефти 117,2 м<sup>3</sup>/сут через штуцер 10-мм. Плотность нефти 0,727 г/см<sup>3</sup>. ВНК принят на отметке —2415 м, высота залежи 30 м.

Залежь пласта Ю<sub>1</sub> пластовая сводовая.

Залежь пласта Ю<sub>0</sub> (верхняя юра) связана с песчаниками, залегающими в подошве баженовской свиты. Общая мощность пласта 7,2—11,6 м, эффективная 2,8—7,2 м.

Фонтан нефти с газом получен в скв. 5 из интервала 2440—2455 м. Дебит через 8-мм штуцер составил: нефти 85,6 м<sup>3</sup>/сут, газа 97,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Плотность нефти 0,765 г/см<sup>3</sup>. ВНК принят на отметке —2415 м, высота залежи 50 м.

Залежь пластовая сводовая.

**Залежь пласта БВ<sub>10</sub>** (валанжин). Пласт сложен мелкозернистыми песчаниками с глинистым цементом с прослоями аргиллитов и известковистых песчаников, общая мощность 10,8—17,2 м, эффективная 5,5—10,4 м.

При испытании интервала 2210—2228 м в скв. 5 получен фонтан нефти с газом. Дебит через штуцер 10-мм составил: нефти — 180 м<sup>3</sup>/сут, газа — 72,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Плотность нефти 0,832 г/см<sup>3</sup>. ВНК определен на абсолютной отметке —2200 м, высота залежи — 75 м.

Залежь пластовая сводовая.

**Залежь пласта БВ<sub>9</sub>** (валанжин). Общая мощность пласта 15,2—23,6 м, эффективная 6,8—16 м.

При испытании интервала 2144—2163 м в скв. 5 получен фонтан нефти с газом. Дебит нефти через 8-мм штуцер составил 190 м<sup>3</sup>/сут. Плотность нефти 0,816 г/см<sup>3</sup>. ВНК принят на абсолютной отметке —2123 м, высота залежи 60 м.

Залежь пластовая сводовая.

**Залежь пласта БВ<sub>8</sub>** (валанжин). Пласт хорошо выдержан по площади, общая мощность изменяется незначительно (37,6—46 м), эффективная 13,6—27,6 м. Открытая пористость песчаников 23%, проницаемость 332 мД.

При испытании пласта в скв. 5 и 3 интервала 2102—2128 м получен фонтан нефти с газом. Дебит скважины через 14-мм штуцер составил: нефти — 167 м<sup>3</sup>/сут, газа — 562 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Плотность нефти от 0,777 г/см<sup>3</sup> (скв. 5) до 0,862 г/см<sup>3</sup> (скв. 15). ВНК определен на абсолютной отметке —2085 м, высота залежи 60 м.

Залежь пластовая сводовая.

**Залежь пласта БВ<sub>7</sub>** (валанжин) связана с подошвой вартовской свиты. Пласт песчаника имеет общую мощность 15—24 м, эффективную 11,6—15,6 м. Песчаник имеет открытую пористость 24%, проницаемость 274 мД.

При испытании интервала 2039—2048 м в скв. 5 получен фонтан нефти с газом. Дебит через 12-мм штуцер: нефти — 101,5 м<sup>3</sup>/сут и газа — 451 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Плотность нефти от 0,765 г/см<sup>3</sup> (скв. 5) до 0,857 г/см<sup>3</sup> (скв. 10). ВНК залежи определен на абсолютной отметке —2020 м, высота залежи 60 м.

Залежь пластовая сводовая.

**Залежь пласта БВ<sub>6</sub>** (валанжин) — основная на месторождении, приурочена к отложениям вартовской свиты. Пласт литологически представлен серыми мелко- и среднезернистыми песчаниками с глинистым цементом, с прослоями аргиллитов и известковистых песчаников. Общая мощность пласта 19,6—24 м, эффективная 11,2—21,2 м.

В скв. 5 из интервала 2008—2028 м получен фонтан газа с конденсатом. Через 12-мм штуцер приток газа составил 470 тыс. м<sup>3</sup>/сут, дебит конденсата — 96 м<sup>3</sup>/сут, плотность конденсата 0,68 г/см<sup>3</sup>. В скв. 2 при испытании интервала 2079—2090 м получен фонтан нефти дебитом 143 м<sup>3</sup>/сут через 8-мм штуцер, плотность нефти 0,855 г/см<sup>3</sup>. В скв. 10 при испытании интервала 2072—2077 м получен фонтан нефти дебитом 98,6 м<sup>3</sup>/сут через штуцер 8-мм. Плотность нефти 0,851 г/см<sup>3</sup>. Высота залежи 100 м. ВНК на абсолютной отметке —2020 м, ГНК выше абсолютной отметки —1990 м.

Залежь пластовая сводовая, с газовой шапкой.

**Залежь пласта БВ<sub>5</sub>** (баррем) приурочена к отложениям вартовской свиты. Пласт имеет общую мощность 31—37,6 м и эффективную 20—30 м.

Пласт испытан в скв. 5. Из интервала 1968—1993 м получен фонтан газа с нефтью. Дебит газа через штуцер 10-мм составил 232 тыс. м<sup>3</sup>/сут, дебит нефти 115 м<sup>3</sup>/сут. Плотность нефти 0,827 г/см<sup>3</sup>. ВНК залежи принят на абсолютной отметке —1950 м. Высота залежи 75 м.

Залежь пластовая сводовая.

**Залежь пласта БВ<sub>4</sub>** (баррем). Общая мощность пласта колеблется в пределах 7,2—12 м, эффективная 4,4—9 м.

ВНК определен на абсолютной отметке —1930 м по данным испытания скв. 3: при испытании интервала 2003—2007 м получен приток пластовой воды с нефтью (нефти 7%) дебитом 121,8 м<sup>3</sup>/сут при депрессии 55,5 кгс/см<sup>2</sup>. Плотность нефти 0,86 г/см<sup>3</sup>. Высота залежи 70 м.

Залежь пластовая сводовая.

**Залежь пласта АВ<sub>8</sub>** (баррем). Пласт представлен мелко- и среднезернистыми песчаниками. Общая мощность пласта 21,6—31,6 м, эффективная 8—31,6 м.

Пласт испытан в скв. 5, где из интервала 1836—1840 м получен фонтан газа с пластовой водой. Дебит газа через штуцер 14-мм 126 тыс. м<sup>3</sup>/сут, воды 340 м<sup>3</sup>/сут. ГВК определен на абсолютной отметке —1764 м. Высота залежи 15 м.

Залежь пластовая сводовая.

**Залежь пласта АВ<sub>8</sub>** (баррем) приурочена к пласту, хорошо прослеживающемуся и имеющему общую мощность 18 м.

При испытании пласта в скв. 5 из интервала 1790—1796 м получен фонтан газа с пластовой водой. Дебит газа 159 тыс. м<sup>3</sup>/сут, воды 118,4 м<sup>3</sup>/сут через штуцер 10-мм. ГВК определен на абсолютной отметке —1719 м. Высота залежи 35 м.

Залежь газовая, пластовая сводовая.

**Залежь пласта ПК<sub>1</sub>** (сеномап) вскрыта скв. 1, 2, 5 и 15. Пласт представлен песчаниками с прослоями глин и алевролитов. Покрышкой залежи служат глинистые породы верхнего мела и палеогена общей мощностью до 600 м.

Максимальная газоносная мощность, вскрытая скв. 1, 50 м. При испытании интервала 775—807 м получен фонтан сухого газа



дебитом 628,6 тыс. м<sup>3</sup>/сут через диафрагму 28,6 мм. Газоводяной контакт наклонен в северо-восточном направлении и проводится на абсолютных отметках —753 м (скв. 5) и —758 м (скв. 15). Высота залежи 53 м.

Индекс Варь-Еганского месторождения 9Н, 2НГ, 1Г.

### Покамасовское месторождение

Покамасовское месторождение расположено в Сургутском районе Тюменской области, к востоку от г. Сургута в пойме Оби. Оно приурочено к одноименному локальному поднятию, выявленному и подготовленному к бурению сейсморазведочными работами МОВ в 1970—1971 гг. Структура расположена на западном борту Нижневартовского свода и представляет собой брахиантиклинальную складку северо-восточного простирания, оконтуривается сейсмоизогишсой —2825 м, амплитуда 100 м.

Поисковое бурение на площади начато в 1971 г. Месторождение открыто в 1972 г. первой поисковой скв. 1, пробуренной в присводовой части поднятия. Осадочный чехол вскрыт до глубины 2855 м. Фундамент не вскрыт.

Месторождение однопластовое, залежь нефти приурочена к кровле васюганской свиты (пласт Ю<sub>1</sub>). Пласт представлен песчаниками серыми мелкозернистыми средней крепости. Покрышкой служат глинистые породы георгиевской и баженовской свит мощностью до 100 м.

В скв. 1 при испытании интервала 2712—2725 м (—2672 — —2685 м) получен фонтанный приток нефти дебитом 85 м<sup>3</sup>/сут через 8-мм штуцер. Пластовое давление 283 кгс/см<sup>2</sup>, температура 89° С, газовый фактор 42 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. По предварительным данным ВНК залежи проводится на отметке —2687 м, высота залежи 15 м.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая, среднедебитная, с коллекторами порового типа.

Индекс Покамасовского месторождения — 1Н, нефтяное, сложного строения.

### Повховское месторождение

Повховское месторождение расположено в Сургутском районе Тюменской области, к северу от Самотлорского месторождения. Оно приурочено к Средневать-Еганскому локальному поднятию, выявленному и подготовленному сейсморазведочными работами МОВ в 1969—1971 гг. Структура расположена в пределах Средневать-Еганского куполовидного поднятия Северо-Варь-Еганской мега-впадины и представляет собой брахиантиклинальную складку, оконтуренную сейсмоизогишсой —2850 м. Простирание складки северо-восточное, амплитуда 55 м. Свод осложнен двумя куполами.

Поисковое бурение на месторождении начато в 1972 г. Месторождение открыто первой скв. 7, пробуренной в пределах сводовой

части северо-западного купола. Забой скважины 3130 м, находится в отложениях тюменской свиты (нижняя + средняя юра).

В пределах месторождения выявлена одна залежь нефти в пласте БВ<sub>8</sub> в верхней части мегионской свиты (валанжин). Пласт представлен песчаниками с прослоями глин и алевролитов. Мощность его 21 м, эффективная 15 м. Покрышкой залежи служит верхняя глинистая пачка мегионской свиты мощностью до 60 м. Пласт БВ<sub>8</sub> испытан в скв. 7 в интервале 2594—2615 м (—2512 ÷ —2530 м). Получен фонтанный приток нефти 83 м<sup>3</sup>/сут через 8-мм штуцер. Пластовое давление 263 кгс/см<sup>2</sup>, температура 83° С, газовый фактор 74,5 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. ВНК залежи условно проводится на отметке —2540 м.

Залежь нефтяная, приуроченная к локальному поднятию, пластовая сводовая, среднедебитная, с коллекторами порового типа. Индекс месторождения предварительно — 1Н.

### Ярайнерское месторождение

Ярайнерское месторождение расположено в Пуровском районе Ямало-Ненецкого национального округа Тюменской области, к востоку от Вынгапуровского месторождения. Оно приурочено к одноименной крупной локальной структуре в Северо-Варь-Еганской мегавпадине. По горизонту Б оконтуривается сейсмоизогипсой —3000 м, амплитуда 350 м. По отражающему горизонту Г в сеномане Ярайнерское поднятие оконтуривается изогипсой —750 м, амплитуда порядка 100 м. Структура выявлена и подготовлена сейсморазведочными работами МОВ в 1968—1969 гг.

Поисковое бурение на площади начато в конце 1971 г. Скв. 1 в своде структуры пройдена до глубины 2913 м. Скв. 3, пробуренная в присводовой части поднятия, остановлена на глубине 3044 м в отложениях тюменской свиты. По данным каротажа этих скважин, кровля сеномана вскрыта на глубине 943—947 м (—866 ÷ —865 м), отложения в верхней части покурской свиты (сеномана) водоносные.

Нефтегазонасность разреза выявлена при бурении скв. 1. По данным промыслово-геофизических исследований, нефтенасыщенный пласт БС<sub>19</sub> выделяется в кровле ачимовской пачки в интервале 2705—2717 м. При проходке пласта Ю<sub>1</sub> в интервале 2911—2913,5 м дебит нефти составлял 20—25 т/сут, с большим газовым фактором. По предварительным данным высота залежи 60 м.

Залежь газонефтяная, приуроченная к локальной структуре, пластовая, с коллекторами порового типа, возможно, с аномальным пластовым давлением.

### Урьевское месторождение

Урьевское месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского национального округа Тюменской области, на запад-северо-запад от г. Нижневартовска. Оно приурочено к одноименному локальному поднятию субширотного простирания, выявленному сейсморазведочными работами МОВ на северо-западном

погружении Нижневартовского свода. Амплитуда поднятия 70 м в пределах замыкающей сейсмоизогипсы — 2450 м опорного отражающего горизонта Б. Свод поднятия осложнен несколькими куполами небольшой амплитуды.

Поисковое бурение в пределах Урьевского поднятия начато в 1971 г., и первой поисковой скв. 1 в 1972 г. открыто многопластовое месторождение.

На площади пробурены две скважины, которыми выявлены четыре залежи нефти в пластах Ю<sub>1</sub>, БВ<sub>8</sub>, БВ<sub>6</sub> и АВ<sub>1</sub>. Кроме того, из отложений ачимовской пачки получена пленка нефти.

**Залежь пласта Ю<sub>1</sub>** приурочена к песчаникам васюганской свиты верхней юры. Общая мощность пласта 16—28 м, эффективная мощность 5 м (скв. 1). Покрышкой служат битуминозные аргиллиты баженовской свиты.

При испытании интервала 2577—2605 м в скв. 1 получен фонтан нефти дебитом 27,8 м<sup>3</sup>/сут через 6-мм штуцер, газовый фактор 168,8 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, пластовое давление 231,7 кгс/см<sup>2</sup>, пластовая температура 103° С, плотность нефти 0,842 г/см<sup>3</sup>. В скв. 2 из интервала 2600—2616 м практически притока не было. ВНК и высота залежи не установлены.

Залежь пластовая сводовая, возможно, с литологическим экраном за счет глинизации песчаников.

**Залежь пласта БВ<sub>8</sub>** (валанжин). Пласт сложен песчаником с прослоями аргиллитов. Общая мощность его 24—34 м, эффективная 8-м (скв. 1) и 20-м (скв. 2).

При испытании в скв. 2 из интервала 2242—2246 м получен приток нефти с пластовой водой. Дебит нефти через 4-мм штуцер составил 8,6 м<sup>3</sup>/сут, при этом пластовая вода на поверхность не выносилась. Пластовое давление 226 кгс/см<sup>2</sup>, пластовая температура 80° С. ВНК принят на абсолютной отметке —2180 м.

Залежь пластовая сводовая, водоплавающая.

**Залежь пласта БВ<sub>6</sub>** (готерив). Пласт сложен песчаниками с прослоями аргиллитов. Общая мощность пласта 26—29 м, эффективная 23—25 м.

При испытании интервала 2162—2170 м (—2098 ÷ —2106 м) в скв. 2 получен фонтан нефти дебитом 114,7 т/сут через 8-мм штуцер, газовый фактор 58,3 м<sup>3</sup>/т, плотность нефти 0,856 г/см<sup>3</sup>, пластовое давление 216 кгс/см<sup>2</sup>, пластовая температура 78° С. При испытании пласта в скв. 1 в аналогичных условиях из интервала 2148—2154 м (—2098,5 ÷ —2104,5 м) наблюдался перелив пластовой воды с пленкой нефти. Это явление, по-видимому, связано с приуроченностью залежей лишь к сводовым частям различных куполов, осложняющих свод структуры.

ВНК принят на абсолютной отметке —2110 м. Залежь нефти пластовая сводовая, водоплавающая.

**Залежь пласта АВ<sub>1</sub>** (апт). Пласт представлен чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Общая мощность его 43—50 м, эффективная 9—11 м.

При испытании пласта в скв. 1 из интервала 1775—1788 м (—1725 ÷ —1739 м) получен фонтан нефти дебитом 96 т/сут через 8-мм штуцер, газовый фактор 36,9 м<sup>3</sup>/т, плотность нефти 0,8 г/см<sup>3</sup>, пластовое давление 179 кгс/см<sup>2</sup>, пластовая температура 73° С. При испытании же пласта в аналогичных условиях в скв. 2 из интервала —1700 ÷ —1740 м отмечен приток пластовой воды дебитом 1,14 м<sup>3</sup>/сут при депрессии 114 кгс/см<sup>2</sup>. Это явление, по-видимому, также связано с глинизацией пласта на отдельных участках с наличием изолированных линз песчаников, заполненных пластовой водой.

ВНК в залежи проводится на абсолютной глубине —1740 м. Высота залежи 50 м.

Залежь нефти пластовая сводовая, возможно с литологическим экраном.

Индекс Урьевского месторождения — 4Н, нефтяное, сложного строения, с несовпадающими контурами залежей и неодинаковой степенью их заполнения углеводородами.

### Северо-Варь-Еганское месторождение

Северо-Варь-Еганское месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского национального округа Тюменской области, на север от г. Нижневартовска. Оно приурочено к одноименному поднятию, выявленному сейсморазведочными работами МОВ в 1965 г. и расположенному на Варь-Еганском валу в северо-восточной части Нижневартовского свода. Простираение структуры — меридиональное, амплитуда по отражающему горизонту Б равна 120 м.

Поисковое бурение в пределах Северо-Варь-Еганского поднятия начато в 1970 г. Месторождение открыто первой поисковой скв. 9. На начало 1973 г. на месторождении пробурено пять скважин, вскрывших кровлю отложений тюменской свиты (средняя юра).

В пределах месторождения залежи нефти выявлены в двух пластах Ю<sub>1</sub> и БВ<sub>8</sub>.

**Залежь пласта Ю<sub>1</sub>** (верхняя юра) приурочена к отложениям васюганской свиты, представленным переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Покрышкой залежи являются битуминозные аргиллиты баженовской свиты. Общая мощность пласта 48—58 м, эффективная до 36 м. Нижняя часть (пласт Ю<sub>1</sub><sup>н</sup>) характеризуется худшими коллекторскими свойствами, при испытании скважины наблюдались притоки нефти до 4 м<sup>3</sup>/сут. Верхняя часть (пласт Ю<sub>1</sub><sup>в</sup>) обладает наилучшими коллекторскими свойствами, при испытании получены фонтаны нефти дебитом до 130 т/сут через 8-мм штуцер (скв. 25). Газовый фактор 140—260 м<sup>3</sup>/т, плотность нефти 0,780—0,830 г/см<sup>3</sup>, пластовое давление 280 кгс/см<sup>2</sup>, пластовая температура 89° С. Высота залежи более 122 м, ВНК залегает глубже абсолютной отметки —2743 м (отметка нижнего отверстия перфорации в скв. 29).

Залежь нефти пластовая сводовая. Ловушка заполнена до замка склади. Это явление наблюдается впервые в истории проведения поисково-разведочных работ в Западной Сибири.

**Залежь пласта БВ<sub>8</sub>** (валанжин). Хорошо выдержанный пласт песчаника имеет общую мощность 22—25 м и эффективную до 17 м.

При испытании интервала 2380—2395 м в скв. 9 получен фонтан нефти дебитом 200 т/сут через 10-мм штуцер, газовый фактор 54,5 м<sup>3</sup>/т, пластовое давление 240 кгс/см<sup>2</sup>, пластовая температура 77° С, плотность нефти 0,820 г/см<sup>3</sup>. ВНК залежи по результатам БКЗ скв. 27 проводится на отметке —2310 м, высота залежи 22 м.

Залежь пластовая сводовая. Ловушка заполнена только на одну треть.

Индекс Северо-Варь-Еганского месторождения — 2Н, нефтяное, сложного строения, с несовпадающими контурами залежей и неодинаковой степенью их заполнения углеводородами.

### Тюменское месторождение

Тюменское месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского национального округа Тюменской области, на север-северо-восток от г. Нижневартовска. Оно приурочено к Эй-Еганскому локальному поднятию, выявленному сейсморазведочными работами в 1970 г. в пределах Эй-Еганской группы поднятий на северо-восточном погружении Нижневартовского свода. Простираение структуры меридиональное, амплитуда 80 м в пределах замыкающейся изогипсы —2600 м опорного отражающего горизонта Б. Поисковое бурение начато в 1971 г., и первой поисковой скв. 1 открыто 12 нефтяных и газовых залежей, приуроченных к пластам БВ<sub>6</sub>, БВ<sub>5</sub>, БВ<sub>4</sub>, БВ<sub>3</sub>, БВ<sub>0</sub>, АВ<sub>6</sub>, АВ<sub>5</sub>, АВ<sub>2</sub>, АВ<sub>1</sub>, ПК<sub>19</sub>, ПК<sub>18</sub> и ПК<sub>16</sub>. В скв. 204, пробуренной на западном склоне структуры и вскрывшей отложения верхней юры, получены небольшие притоки нефти с пластовой водой только из пластов ПК<sub>19</sub> и ПК<sub>18</sub>.

**Залежь пласта БВ<sub>6</sub>** (валанжин). Пласт сложен песчаниками с прослоем аргиллита. Общая мощность 14 м, эффективная 10 м. При испытании интервала 2328—2335 м получен фонтан нефти дебитом 102 т/сут через 8-мм штуцер, газовый фактор 70,5 м<sup>3</sup>/т, плотность нефти 0,853 г/см<sup>3</sup>, пластовое давление 229 кгс/см<sup>2</sup>, пластовая температура 78° С. ВНК проводится на отметке —2210 м. Высота залежи 9 м.

Залежь пластовая сводовая, водоплавающая.

**Залежь пласта БВ<sub>5</sub>** (валанжин). Пласт выражен переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Общая мощность пласта 30 м, эффективная 20 м. При испытании кровли пласта в интервале 2290—2294 м получен фонтан нефти дебитом 13,3 т/сут через 6-мм штуцер, газовый фактор 26 м<sup>3</sup>/т, плотность нефти 0,831 г/см<sup>3</sup>, пластовое давление 226 кгс/см<sup>2</sup>, пластовая температура 76° С. ВНК проводится на отметке —2187 м, высота залежи 24 м.

Залежь пластовая сводовая, водоплавающая.

**Залежь пласта БВ<sub>4</sub>** (готерив). Общая мощность пласта 20 м. При испытании пласта в интервале 2266—2272 м в скв. 1 получен фонтан нефти дебитом 121 т/сут через 8-мм штуцер, газовый фактор 101,5 м<sup>3</sup>/т, пластовое давление 224 кгс/см<sup>2</sup>, пластовая температура 74° С, плотность нефти 0,830 г/см<sup>3</sup>. ВНК проводится на абсолютной глубине —2149 м, высота залежи 9 м.

Залежь пластовая сводовая, водоплавающая.

**Залежь пласта БВ<sub>3</sub>** (готерив). Пласт представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Общая мощность пласта 19 м, эффективная 10 м. При испытании интервала 2239—2258 м в скв. 1 получен фонтан нефти с пластовой водой. Через 8-мм штуцер дебит нефти составил 63,7 м<sup>3</sup>/сут, воды 41,2 м<sup>3</sup>/сут. Газовый фактор 16 м<sup>3</sup>/т, плотность нефти 0,843 г/см<sup>3</sup>, пластовое давление 223 кгс/см<sup>2</sup>, пластовая температура 73° С. ВНК проводится на абсолютной отметке —2126 м, высота залежи 14 м.

Залежь пластовая сводовая, водоплавающая.

**Залежь пласта БВ<sub>0</sub>** (готерив). Пласт сформирован переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Общая мощность пласта 34 м. Эффективная 12 м. В скв. 1 при испытании интервала 2157—2190 м получен фонтан нефти дебитом 94 т/сут через 8-мм штуцер, газовый фактор 31,4 м<sup>3</sup>/т, плотность нефти 0,853 г/см<sup>3</sup>, пластовое давление 209,3 кгс/см<sup>2</sup>, пластовая температура 70° С. Отметка водонефтяного контакта —2063 м, высота залежи 34 м.

Залежь пластовая сводовая.

**Залежь пласта АВ<sub>6</sub>** (баррем). Общая мощность 22 м, эффективная 20 м. При испытании в скв. 1 интервала 2048—2056 м наблюдался фонтан нефти дебитом 111,7 т/сут через 8-мм штуцер, газовый фактор 53,6 м<sup>3</sup>/т, плотность нефти 0,851 г/см<sup>3</sup>, пластовое давление 201 кгс/см<sup>2</sup>, пластовая температура 65° С. ВНК проводится на глубине —1935 м, высота залежи 14 м.

Залежь пластовая сводовая, водоплавающая.

**Залежь пласта АВ<sub>5</sub>** (баррем). Пласт песчаника имеет общую мощность 16 м, эффективную 14 м. При испытании в скв. 1 кровли пласта в интервале 2029—2033 м получен фонтан нефти с пластовой водой. Через 8-мм штуцер дебит нефти 12,3 т/сут, воды 58,7 м<sup>3</sup>/сут. Плотность нефти 0,852 г/см<sup>3</sup>, пластовое давление 198 кгс/см<sup>2</sup>, пластовая температура 65° С. ВНК определен на отметке —1907 м, высота залежи 6 м.

Залежь пластовая сводовая, водоплавающая.

**Залежь пласта АВ<sub>2</sub>** (баррем). Пласт сложен песчаниками с прослойками алевролитов и аргиллитов. Общая мощность пласта 33 м, эффективная 16 м. При испытании в скв. 1 кровли пласта в интервале 1939—1954 м наблюдался фонтан газа с пластовой водой и нефтью. Через 8-мм штуцер скважина фонтанировала с дебитами газа —150 тыс. м<sup>3</sup>/сут, нефти 0,9 т/сут, воды 29,1 м<sup>3</sup>/сут, пластовое давление 189 кгс/см<sup>2</sup>, пластовая температура 61° С. Плотность нефти 0,780 г/см<sup>3</sup>, газ содержит 96% метана, 0,20% этана, 0,12% пропана. ГВК проводится на глубине —1837 м, высота залежи 14 м.

Залежь газовая с нефтяной оторочкой, пластовая сводовая, водоплавающая.

**Залежь пласта АВ<sub>1</sub>** (апт). Пласт сложен песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Общая мощность пласта 58 м, эффективная 40 м.

В скв. 1 при раздельном испытании интервалов 1877—1885 м (в кровле) и 1916—1922 м (в подошвенной части) наблюдались притоки газа с пластовой водой и нефтью.

Из подошвенной части пласта АВ<sub>1</sub> (1916—1922 м) получен фонтан газа дебитом 288 тыс. м<sup>3</sup> через 14-мм штуцер, воды 20,1 м<sup>3</sup>/сут, нефти 7 м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление равно 184 кгс/см<sup>2</sup>, пластовая температура 61° С. Плотность нефти 0,772 г/см<sup>3</sup>, газ содержит 97% метана, 0,31% этана, 0,13% пропана. ВНК четко не отбивается. Абсолютная отметка ВНК приближенно может быть принята —1793 м.

Залежь пластовая сводовая, водоплавающая.

При опробовании кровли пласта АВ<sub>1</sub> (1877—1885 м) также наблюдался фонтан газа с водой и нефтью. Дебит газа составил 420 м<sup>3</sup>/сут через 16-мм штуцер, воды 20 м<sup>3</sup>/сут, нефти 1 м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление в залежи 182 кгс/см<sup>2</sup>, температура 57° С. Плотность нефти 0,778 г/см<sup>3</sup>, газ содержит 92% метана, 0,24% этана, 0,12% пропана. Отметка ГВК приближенно может быть принята равной —1758 м.

Залежь газовая, пластовая сводовая, водоплавающая.

**Залежь пласта ПК<sub>16</sub>** приурочена к низам покурской свиты. Пласт представлен чередованием алевролитов с глинами. Общая мощность пласта 11 м (?), эффективная 7 м. При испытании интервала 1710—1721 м получен фонтан газа с пластовой водой. Дебит газа составил 63 м<sup>3</sup>/сут через 10-мм штуцер, дебит воды 72 м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление в залежи 167,6 кгс/см<sup>2</sup>, температура 57° С. Газ содержит 93% метана, 0,8% этана, 0,5% пропана. Отметка ГВК равна примерно —1590 м.

Залежь пластовая сводовая, водоплавающая.

Индекс Тюменского месторождения — 9Н, 2НГ, 1Г, нефтегазо-конденсатное, сложного строения, с несовпадающими контурами залежей и неодинаковой степенью заполнения их углеводородами.

## Гун-Еганское месторождение

Гун-Еганское месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского национального округа Тюменской области на север-северо-восток от г. Нижневартовска. Оно приурочено к одноименному поднятию, выявленному сейсморазведочными работами МОВ в 1970 г. на северо-восточном погружении Нижневартовского свода в пределах Эй-Еганской группы структур. По опорному отражающему горизонту Б в пределах замыкающей изогипсы —2600 м поднятие имеет изометричную куполовидную форму, амплитуда его 80 м. Сводовая часть осложнена тремя куполами амплитудой 20—30 м. Вверх по разрезу происходит выполаживание структуры вплоть

до исчезновения. Если по опорному отражающему горизонту М (покурская свита) в контуре изогипсы—1525 м поднятие представляет собой складку неправильной формы, то по опорному отражающему горизонту С (березовская свита) выделяется только структурный нос, раскрывающийся на север по изогипсе —750 м в сторону Югорских структур.

Поисковое бурение на структуре начато в 1972 г., открыто месторождение первой поисковой скв. 221 в 1973 г. Скважина остановлена бурением при забое 2500 м в отложениях валанжинского яруса в пласте БВ<sub>10</sub>. Залежь нефти открыта в пласте БВ<sub>8</sub>, при испытании которого в интервале 2350—2360 м получен фонтан нефти с пластовой водой. Через 8-мм штуцер дебит нефти составил 87,8 м<sup>3</sup>/сут и воды 5,7 м<sup>3</sup>/сут. Газовый фактор 52 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, пластовое давление 233,4 кгс/см<sup>2</sup>. ВНК залежи проводится на глубине 2359 м (абсолютная отметка —2257 м). Кроме того, признаки нефти отмечались в пластах БВ<sub>9</sub> и БВ<sub>6</sub>, из которых поднят нефтенасыщенный песчаник.



## ГЕОХИМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

При выяснении геохимических условий формирования нефтяных и газовых залежей детально исследуется рассеянное органическое вещество и определяется, на каком этапе изменения своего химического состава оно способно производить миграционноспособные углеводороды в количестве, достаточном для образования промышленных скоплений нефти и газа. Такие исследования производились А. Д. Архангельским в 1927 г. (1954), В. В. Вебером (1955, 1964), Н. Б. Вассоевичем (1955, 1958, 1959, 1963, 1967, 1968, 1970), С. Г. Неручевым (1962, 1969), Д. В. Жабревым и Е. С. Ларской (1958), К. Ф. Родионовой (1964), А. А. Трофимуком и А. Э. Конторовичем (1965), В. С. Вышемирским, А. Э. Конторовичем, А. А. Трофимуком (1971), А. Э. Конторовичем (1967, 1971), И. И. Нестеровым (1969) и др.

Вопрос об условиях формирования нефтяных и газовых залежей содержит три самостоятельные проблемы.

1. Образование нефти и газа из рассеянного органического вещества.

2. Эмиграция углеводородов из нефтематеринского рассеянного органического вещества.

3. Определение механизма и времени заполнения ловушки нефтью и газом.

Результаты исследований по первым двум проблемам опубликованы в работах П. Ф. Андреева, А. И. Богомолова, А. Ф. Добрянского, А. А. Карцева (1958), Н. Б. Вассоевича (1955, 1958, 1967, 1969, 1970), Н. Б. Вассоевича, С. Г. Неручева (1964), В. В. Вебера (1955, 1964), И. М. Губкина (1937), М. Ф. Двали (1963), А. Ф. Добрянского (1948, 1951), Н. А. Еременко (1961), М. К. Калинко (1959), И. И. Нестерова (1965), К. Ф. Родионовой, Н. М. Страхова (1964), К. Ф. Родионовой, С. П. Максимова (1970), В. А. Соколова (1956, 1965, 1971), П. В. Смита (1956), А. А. Трофимука (1956), А. А. Трофимука, А. Э. Конторовича (1965), В. А. Успенского (1955, 1956, 1962, 1969), В. А. Успенского, О. А. Радченко (1947, 1954, 1961), В. С. Вышемирского, А. Э. Конторовича, А. А. Трофимука (1971), А. Э. Конторовича, С. Г. Неручева (1971), И. И. Нестерова (1969), А. Э. Конторовича (1967, 1971), С. Г. Неручева (1969), С. П. Максимова, Т. А. Ботневой, Н. А. Еременко, Р. Г. Панкиной (1972) и др.

Проблема определения механизма заполнения ловушки нефтью и газом мало изучена.

Выяснению условий формирования нефтяных и газовых залежей в мезозойских отложениях Западно-Сибирской плиты посвящено значительное количество исследований. Наиболее обстоятельные из них принадлежат Ф. Г. Гурари, А. Э. Конторовичу, К. И. Микуленко, В. Д. Наливкину, И. И. Нестерову, Г. Б. Остроуму, Л. И. Ровнину, Н. Н. Ростовцеву, М. Я. Рудкевичу, Г. П. Сверчкову, А. А. Трофимуку, Н. Г. Чочиа, Ю. Г. Эрвье.

В течение ряда лет выяснением условий формирования месторождений нефти и газа Среднеобской нефтегазоносной области занимался и автор настоящей работы Ф. К. Салманов, 1968, 1971; Ф. К. Салманов, Г. Э. Прозорович, 1969; И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов, А. В. Тян 1970, и др.). При этом главное внимание уделялось следующим вопросам:

1) первичны или вторичны залежи нефти по отношению к содержащим их толщам;

2) какова была интенсивность процессов нефтеобразования в материнских толщах;

3) когда ловушки заполнились нефтью.

Основные результаты наших исследований по этим вопросам изложены ниже.

## НЕФТЕМАТЕРИНСКИЕ ПОРОДЫ

По вопросу об источниках нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской плиты единого мнения нет.

Относительно возраста нефтематеринских пород существуют три основные точки зрения. А. М. Волков, И. И. Нестеров, Н. Н. Поплавский, Н. Н. Ростовцев, М. Я. Рудкевич и другие считают, что большинство залежей нефти и газа формировалось за счет преобразования рассеянного органического вещества во вмещающих залежи нефти породах. Ф. Г. Гурари, А. Э. Конторович, А. С. Фомичев, Ю. К. Миронов и другие также считают, что нефтеобразование имело место и в юрских и в меловых отложениях. Но одновременно они допускают возможность миграции углеводородов из юрских отложений вверх по разрезу, считая, однако, что процесс этот был ограниченным по масштабам. В. Д. Наливкин, В. В. Иванцова, Г. П. Сверчков и др. придерживаются существенно другой трактовки этого вопроса: они принимают за основную нефтегазопродуцирующую толщу юрские отложения и объясняют наличие нефти и газа в вышележащих породах миграцией углеводородов снизу.

Первые две группы ученых объясняют современный состав нефтей и газов в залежах термодинамическими условиями, типом органического вещества в окружающих залежи породах и фациальными условиями его захоронения. Третья группа, признавая эти же положения в качестве главных, доказывает, что в составе юрских и меловых нефтей Западно-Сибирской низменности имеется много общих черт, что указывает на их родство.

Нет единого мнения и в вопросе о том, какие литологические типы пород могут быть нефтематеринскими. И. И. Нестеров, Н. Н. Ростовцев, И. А. Юркевич признают, что нефтяные углеводороды могут образовываться в песчано-алевритовых и глинистых породах, но первичная их миграция имеет место только в проницаемых породах. Н. Б. Вассоевич, В. С. Вышемирский, Ф. Г. Гурари, А. Э. Конторович, М. Я. Рудкевич, А. А. Трофимук, Ф. К. Салманов, К. А. Черников, К. А. Шпильман считают, что нефтеобразование может протекать при благоприятных условиях и в песчано-алевритовых, и в глинистых породах. Остается все меньше исследователей (Г. П. Сверчков, В. В. Иванцова, Н. П. Запивалов), утверждающих, что нефтепроизводящими могут быть только глинистые породы.

С точки зрения органического происхождения нефти перспективность толщи осадочных пород главным образом определяется степенью преобразованности рассеянного органического вещества. В настоящее время можно сказать, что ни количество органического вещества, ни содержание в нем нейтральных битумоидов и других компонентов не являются определяющими. Главными факторами являются тип органического вещества и степень его метаморфизма.

Тип органического вещества зависит от характера исходного материала, условий накопления осадков и вторичных процессов, изменяющих первичный состав органических соединений. Многочисленными исследованиями доказано, что сапропелевое органическое вещество становится способным производить жидкие углеводороды в промышленных количествах, начиная с позднебуроугольной стадии метаморфизма. Соответственно в первом приближении границу перспективных и неперспективных земель можно проводить в каждой толще по контуру распространения пород, органическое вещество которых имеет степень метаморфизма выше позднебуроугольной. Это касается только определения перспектив нефтеносности. Газовые залежи могут образовываться и в породах с меньшей степенью метаморфизма.

Если породы содержат гумусовое органическое вещество, граница появления нефтяных месторождений смещается в сторону более высоких стадий метаморфизма. Иногда условия для формирования нефтяных залежей вообще могут не возникнуть, несмотря на высокую степень метаморфизма органического вещества во вмещающих породах. Это связано с тем, что с увеличением степени метаморфизма возрастает газопродуцирующая способность даже сапропелевого органического вещества. При достижении газовой или паровично-жирной стадии нефть постепенно будет преобразовываться в газ. Если же в органическом веществе много гумусового материала, то при достижении высоких стадий метаморфизма процессы нефтеобразования могут не наступить, и первичный этап газобразования без нефтяной стадии перейдет во вторую стадию газобразования.

Рассмотрим основные особенности геохимии органического вещества в юрских и нижнемеловых отложениях Среднеобской нефтегазоносной области, на основании которых могут быть выделены нефтематеринские породы.

### Нижне-среднеюрские отложения

Отложения нижней — средней юры в пределах области очень богаты органическим веществом, среднее его содержание равно в глинах 2,7% на Нижневартовском и 5,3% на Сургутском сводах. В песчаниках и алевролитах концентрация органического углерода 1,2 и 1,5% соответственно (табл. 15). В плане отчетливо фиксируется увеличение концентрации  $C_{орг}$  с запада на восток. По данным А. Э. Конторовича, И. И. Нестерова, Г. М. Парпаровой и П. А. Трушкова оно представлено гумусовым и сапропелево-гумусовым типами. Вверх по разрезу доля сапропелевого материала постепенно увеличивается.

Метаморфизм органического вещества в отложениях заводоукновской серии весьма высок (рис. 11). В основании толщи он отвечает газовой и жирной стадиям. Минимальный метаморфизм характерен для сводовой части Сургутского свода — переходный от длиннопламенной к газовой стадии. На крыльях Сургутского свода и в пределах большей части Нижневартовского свода он соответствует газовой стадии. Во впадинах и прогибах, примыкающих к этим сводам (Ханты-Мансийская, Юганская впадины, Ярсомовский, Колтогорский прогибы), органическое вещество находится на переходной от газовой к жирной стадии. В верхней части заводоукновской серии метаморфизм органического вещества ниже.

Такой уровень метаморфизма органического вещества максимально благоприятен для нефтеобразования. Благодаря высокому метаморфизму органического вещества, большой его концентрации

Содержание органического углерода и битумоидов в осадоч

Света, подсвета	Сургутский свод			
	$C_{орг}$		$B_{жл}$	
	глины	песчаники	глины	
Тюменская	5,3 (34)	1,5 (21)	0,48 (31)	
Васюганская	1,49 (17)	1,14 (12)	0,067 (16)	
Баженовская	8,3 (21)	—	0,92 (17)	
Мегйонская	0,57 (49)	0,24 (13)	0,030 (44)	
Нижневартовская	0,79 (41)	0,21 (32)	0,037 (41)	
Верхневартовская	0,85 (37)	0,34 (16)	0,041 (34)	
Альмская	2,26 (16)	0,34 (9)	0,064 (13)	
Покурская	1,10 (6)	0,25 (4)	0,016 (6)	

Примечание. В скобках — количество анализов.

и значительной примеси сапропелевого материала в породах этого возраста очень много битумоидов. Их концентрация в глинах равна 0,48% на Сургутском и 0,11% на Нижневартовском сводах (см. табл. 15).

В составе битумоидов преобладают углеводороды (49,2%). Количество смол и асфальтенов примерно равно 23,9 и 26,9%. Отличительной особенностью битумоидов тюменской континентальной свиты, как это отметил А. Э. Конторович, (1964), является низкое (до 0,5%) содержание в них серы и высокое — асфальтенов. Углеводородный состав битумоидов изучен мало. По имеющимся единичным анализам (Богородская, 1966; Иванцова, 1967) в этих битумоидах фракция до 300° С составляет 25—30%, количество метаново-нафтяных углеводородов изменяется от 30 до 90% (в среднем 49,7%) на сумму углеводородов масляной фракции. А. Э. Конторович (1967) отмечает их повышенную парафинистость. В составе ароматических углеводородов мало сложных би- и трициклических соединений. По мере погружения пород и повышения стадии метаморфизма органического вещества состав углеводородов меняется, в них уменьшается количество нафтяных углеводородов.

Вся совокупность приведенных данных позволяет считать, что ниже-среднеюрские отложения Среднеобской нефтегазоносной области были нефтепроизводящими.

### Верхнеюрские отложения

Глины васюганской свиты (средний, верхний келловей, оксфорд, кимеридж) содержат органический углерод на Сургутском своде в количестве 1,49%, на Нижневартовском — 2,8%. Наибольшие концентрации (до 5%) характерны для Юганской впадины. В песчаниках количество органического углерода всюду практически одинаково (1,10—1,14%). Хлороформный битумоид составляет

Таблица 15  
ных породах Среднеобской нефтегазоносной области, %

	Нижневартовский свод			
	Сорг		В <sub>кл</sub>	
	глины	песчаники	глины	песчаники
песчаники				
0,08 (27)	2,7 (57)	1,20 (18)	0,11 (42)	0,07 (32)
0,031 (12)	2,8 (44)	1,10 (15)	0,17 (34)	0,03 (13)
—	8,51 (42)	—	1,11 (35)	—
0,01 (11)	0,42 (55)	0,26 (35)	0,03 (45)	0,01 (34)
0,023 (32)	0,32 (88)	0,15 (74)	0,016 (88)	0,017 (52)
0,025 (14)	0,26 (165)	0,26 (190)	0,025 (119)	0,019 (144)
0,017 (9)	1,28 (44)	0,29 (67)	0,045 (26)	0,025 (18)
0,007 (3)	—	0,23 (6)	0,02 (20)	0,008 (5)

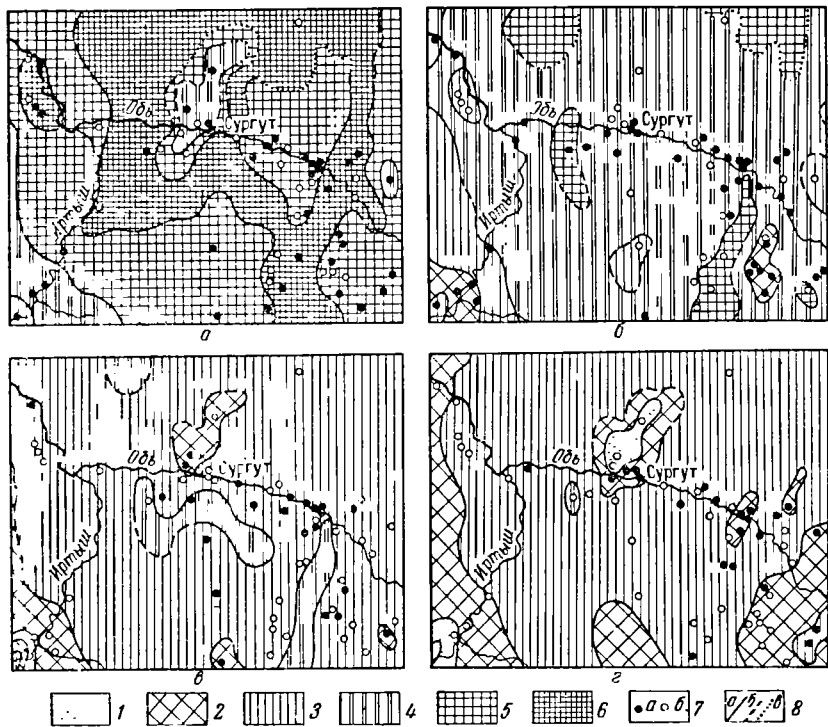


Рис. 11. Схематические карты метаморфизма органического вещества мезозойских отложений Среднеобской нефтегазосной области (составлены по материалам А. Э. Конторовича, И. И. Нестерова, Г. М. Парпаровой, П. А. Трушкова и др.).

а — базальные слои нижней — средней юры;  
 б — волжский ярус;  
 в — валанжик;  
 г — апт.

Зоны углефикации органического вещества:

1 — буроугольная;  
 2 — переходная от буроугольной к длиннопламенной;  
 3 — длиннопламенная;  
 4 — переходная от длиннопламенной к газовой;

5 — газовая;  
 6 — переходная от газовой к жирной;  
 7 — скважины или группы скважин, метаморфизм органического вещества определен;

а — в данных отложениях,  
 б — в перекрывающих или подстилающих отложениях;  
 8 — границы зон:  
 а — достоверные,  
 б — установленные интерпретацией,  
 в — предполагаемые.

в глинах 0,17% на Нижневартовском и 0,067% на Сургутском сводах (табл. 15).

В мезозойско-кайнозойском разрезе Западной Сибири более всего богаты органическим веществом отложения волжского яруса (баженовская свита). Концентрация органического углерода в этой толще 8,3—8,5%, она несколько увеличивается в направлении с востока на запад. И в породах васюганской и особенно баженовской свит преобладает сапропелеевое органическое вещество, накопившееся в морских относительно глубоководных условиях. Времени накопления песчаной пачки васюганской свиты (пласт Ю<sub>1</sub>)

отвечает некоторая регрессия. В этой части верхнеюрского разреза на востоке области в породах возрастает роль гумусового материала, представленного углистым детритом, линзочками угля, рассеянной углефицированной основной массой.

Метаморфизм органического вещества в отложениях вожжского яруса на территории Среднеобской области меняется мало. На большей части территории органическое вещество достигало переходной от длиннопламенной к газовой степени зрелости. Лишь на крайнем западе области, на восточном склоне Ханты-Мансийской впадины, и на крайнем востоке, в Колтогорском прогибе, оно достигло газовой стадии метаморфизма.

Битумоидов в баженовской свите исключительно много — 0,92% на Сургутском и 1,11% на Нижневартовском сводах. В их составе 58% масел, 29% смол и 13% асфальтенов. Содержание серы в этих битумоидах 1—2%. А. Э. Конторович (1964, 1967) отметил, что содержание серы в битумоидах зависит от фациальной обстановки их накопления. В пресноводных отложениях содержание серы всегда пониженное, а в морских — повышенное. Упомянутый исследователь указал на высокое содержание асфальтенов в континентальных угленосных отложениях. В СНИИГТимСе был детально изучен состав углеводородов этой толщи на Нижневартовском своде (Локосовская, Нижневартовская, Мегионская площади). В их составе 4—9% углеводородов, выкипающих до 200°С и 19—30% — до 300°С. В битумоидах 46—48% метаново-нафтенных и 52—54% нафтенно-ароматических углеводородов. В метаново-нафтенной фракции относительно мало нормальных метановых соединений (7—10%). Ароматические углеводороды также весьма простые и в них мало би- и трициклических ароматических углеводородов. С глубиной в битумоиде увеличивается концентрация метановых и уменьшается количество нафтенных углеводородов.

Вопрос, могут ли аргиллиты баженовской свиты быть нефтематеринскими, исключительно важен. Он дискутируется многие годы. С точки зрения степени зрелости органического вещества баженовской свиты и его состава он решается положительно. Спор вызывает вопрос, могут ли из таких пород эмигрировать углеводороды.

За последнее время на ряде месторождений (Салымское, Правдинское, Верхнесалымское) открыты залежи нефти в пласте Ю<sub>0</sub> в аргиллитах баженовской свиты. Образование этой нефти во вмещающей толще не вызывает сомнений. Такие выдержанные, мощные и богатые органическим веществом толщи, как баженовская, могут быть нефтематеринскими. Тем самым доказывается точка зрения А. А. Трофимука, Ф. Г. Гурари, А. Э. Конторовича, В. Д. Наливкина, Г. П. Сверцова и других, что в Западной Сибири нефтегазоматеринскими являются и песчано-алевритовые, и глинистые породы. Однако в разных геологических условиях значение каждого типа пород может оказаться неравным. Более подробно этот вопрос проанализирован ниже.

## Берриас-барремские, частично аптские отложения

Глины мегнионской свиты значительно беднее органическим веществом, чем подстилающие их породы. На Нижневартовском своде концентрация органического углерода в них составляет 0,42%, на Сургутском — 0,57%. В песчаниках на обоих поднятиях содержания  $C_{орг}$  очень близки — 0,24 и 0,26%. Изменение концентрации органического углерода вверх по разрезу на обоих сводах различно. На Вартовском своде она убывает (0,32% в глинах нижневартовской и 0,26% в глинах верхневартовской свит), а на Сургутском возрастает (0,79 и 0,85% соответственно) вверх по разрезу. Беднее всего органическим углеродом на обоих сводах песчаники нижневартовской свиты (0,21% на Сургутском и 0,15% на Нижневартовском). В глинах алымской свиты содержание органического углерода вновь резко возрастает — 1,28% на Нижневартовском и 2,26% на Сургутском сводах.

Приведенные данные показывают правильность точки зрения В. П. Казаринова (1963) об интенсификации накопления органического вещества в моменты максимума трансгрессии, отвечающие усилению химического выветривания в областях питания.

Метаморфизм органического вещества в отложениях валанжина благоприятен для нефтегазообразования; в Юганской впадине и Котлогорском прогибе он отвечает переходной от длиннопламенной к газовой стадии, а на большей части остальной территории длиннопламенной стадии (см. рис. 11). Лишь в сводовой части Сургутского свода он относительно невысок — не выше переходной от бурогоугольной к длиннопламенной стадии.

В верхней части описываемой толщи — в отложениях апта — метаморфизм органического вещества еще ниже — он соответствует длиннопламенной, а в наиболее приподнятой части Сургутского свода даже бурогоугольной стадии. Характер изменения метаморфизма на площади и в разрезе соответствует современным температурам пород (А. Э. Контарович, 1967; И. И. Нестеров, 1969).

Исследования состава битумоидов Сургутского свода выполнялись в ЗапСибНИГНИ Г. Ф. Григорьевой и др. (1970). По данным исследований состав битумоидов этих пород крайне непостоянен. Так, в вартовской свите в центральной части Сургутского свода синбитумоиды содержат всего 28—30% углеводородов и 70—72% асфальтово-смолистых компонентов. Углеводороды имеют ароматически-нафтеново-метановый состав — в них 16,1% ароматических, 32,2% — нафтеновых и 43,7% метановых фракций. В этой же свите на Пойкинском валу углеводородов в синбитумоидах больше (34—38%), а состав их иной — 15,5% ароматических структур, 55,7% — нафтеновых и 28,9% — метановых. Большое количество углеводородов в этом районе связано, скорее всего, с повышенным метаморфизмом органического вещества и значительными температурами. Г. Ф. Григорьева и другие исследователи отмечают широкое распространение в толще неокома вторичных смешанных и остаточных



бигумоидов, что свидетельствует о массовости процессов нефтеобразования.

Таким образом, вся совокупность геохимических показателей и новейшие данные теории свидетельствуют о том, что в Среднеобской нефтегазоносной области весь комплекс отложений юры и неокома был источником нефти и газа. И в юрских, и в неокомских породах стадии метаморфизма органического вещества соответствуют главной зоне (фазе) нефтеобразования. Из этого следует, что основной этап формирования месторождений нефти в области должен был протекать сравнительно недавно.

Приведенные данные, однако, не позволяют четко сказать, какие из геохимических параметров наиболее существенны для формирования залежей нефти и газа в Среднеобской области. Этот вопрос рассмотрен ниже.

### УСЛОВИЯ ЭМИГРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Вопрос об условиях и формах эмиграции углеводородов из материнского органического вещества — один из наиболее сложных в нефтяной геологии. Применительно к неокомским отложениям Сургутского свода он рассматривался нами ранее (1968, 1969). С учетом новых теоретических и экспериментальных данных рассмотрим его для всей Среднеобской области.

Широко распространенными являются взгляды, предусматривающие миграцию нефти, растворенной в сжатом газе или в воде. Проблему переноса газами жидкой нефти можно решать с трех позиций.

1. Могли ли генерированные органическим веществом газы выделиться в свободную фазу?

2. Какое количество газа необходимо для формирования выявленных и предполагаемых залежей нефти в пределах Сургутского свода?

3. При каких условиях нефть будет выделяться из газа и концентрироваться в ловушке?

Возможности выделения углеводородных газов в свободную фазу рассмотрены В. С. Вышемирским, А. Э. Конторовичем и А. А. Трофимуком. Используя методику А. Э. Конторовича и Е. А. Рогозиной (1967), эти исследователи рассчитали, какое количество углеводородных газов образуется на разных этапах метаморфизма органического вещества. Для этих же этапов, опираясь на теоретические расчеты И. И. Нестерова (1968), они оценили количество воды, отжимаемой из глин при уплотнении. И зная растворимость углеводородных газов в воде при разных температурах и давлениях, определили, могут ли в тех или иных условиях выделяться в свободную фазу углеводородные газы. Теоретические работы В. С. Вышемирского, А. Э. Конторовича и А. А. Трофимука (1971) показали, что при содержании органического углерода в породах в количестве 1,0—1,5% углеводородные газы эмигрируют

в воднорастворенном состоянии. Для сапропелевого органического вещества при концентрации  $C_{орг}$  выше 1,5—2,0% роль свободного газа весьма велика. Для гумусового органического вещества, газовой стадии которого отвечает главная зона (фаза) нефтеобразования (Н. Б. Вассоевич и др., 1969; А. Э. Конторович и др., 1967; С. П. Максимов, 1972), даже при содержании  $C_{орг}$  более 5%, весь образующийся метан уходит из материнских пород в воднорастворенном состоянии.

Таким образом, исходя из приведенных выше данных о содержании  $C_{орг}$  в неокомских отложениях, первичная миграция углеводородов в виде газовой фазы протекать не могла. Этот процесс мог лишь частично иметь место в нижне-среднеюрских и в значительных масштабах — в верхнеюрских отложениях. К близким выводам пришли А. Э. Конторович, Е. А. Рогозина и А. С. Фомичев (1971).

Рассмотрим все же возможность переноса неокомской нефти сжатыми газами, допуская, что в определенные этапы преобразования рассеянного органического вещества, оно генерировало газобразные продукты в количестве, достаточном для выделения их в свободное состояние.

В среднем при давлении 300 кгс/см<sup>2</sup> и температуре около 100° С для переноса 1 кг нефти требуется около 18 м<sup>3</sup> углеводородного газа (М. И. Гербер и др.). По этим данным для формирования залежи с запасами 1 млн. т требуется 18 млрд. м<sup>3</sup> газа. Для переноса всей нефти сжатыми углеводородными газами потребуются сотни триллионов кубических метров газа, что совершенно нереально.

Проведенный расчет сделан при допущении, что вся нефть, растворенная в газе, будет оставаться в ловушках, а газ затем каким-то образом должен уйти, так как современные прогнозные запасы его вместе с растворенным в нефти по Сургутскому и Нижневартовскому районам составляют всего первые триллионы кубических метров.

Для того чтобы определить возможную долю нефти, которая может оставаться в ловушке при прохождении через нее газов с нефтью, воспользуемся данными экспериментов Т. П. Жузе, Г. Н. Юшкевича, Г. С. Ушаковой, К. К. Тумарева (1963). Нефть из газа может выпадать при понижении температуры и давления. По данным упомянутых авторов, при температуре 70—100° С при снижении давления на 1 кгс/см<sup>2</sup> из газа, содержащего растворенную нефть, будет выпадать всего около 0,6 г/м<sup>3</sup> нефти, это при давлении 300—700 кгс/см<sup>2</sup>. Если допустить, что такое же количество ее будет выпадать и при меньших давлениях, то при существующих перепадах давлений в наиболее погруженных и приподнятых участках локальных структур Сургутского свода (5—10 кгс/см<sup>2</sup>) для формирования прогнозных запасов нефти путем переноса сжатыми газами уже потребуются тысячи триллионов кубических метров газа.

Таким образом, при существующих перепадах давлений формирование залежей нефти в неокомских отложениях Нижневартовского и Сургутского сводов за счет переноса сжатыми газами является нереальным.

Нефть из растворенного в газах состояния может выпасть в виде жидкой фазы в ловушках при снижении температуры. В условиях продуктивных пластов Сургутского свода к вершинам локальных поднятий температура, как правило, уменьшается на  $5-10^{\circ}\text{C}$ . По данным Т. П. Жузе, Г. Н. Юшкевича, Г. С. Ушаковой, К. К. Тумарева (1963), при высоком давлении ( $400-700\text{ кгс/см}^2$ ) и температуре  $100-150^{\circ}\text{C}$  при снижении последней на  $10^{\circ}$  из газа будет выпадать около  $7-22\text{ г/м}^3$  нефти, т. е. почти в  $10-40$  раз больше, чем при снижении давления на  $1\text{ кгс/см}^2$ . Соответственно для переноса нефти Сургутского свода понадобятся сотни триллионов кубических метров газа.

При одновременном снижении температуры и давления необходимый объем газа также очень велик. Таким образом, для объяснения формирования залежей нефти в неокомских отложениях Среднеобской области гипотеза о переносе ее сжатыми углеводородными газами не может быть применена.

Рассмотрим возможность переноса нефти в растворенном в воде состоянии. С. Н. Болоцкой (1967) были проведены опыты по извлечению битумоидов из не дробленного кумского мергеля пластовой водой, насыщенной углекислым газом. По ее данным, при температуре  $40^{\circ}\text{C}$  и давлении  $100-200\text{ кгс/см}^2$  извлекается около  $1,25\%$  битумоида, а при температуре  $90^{\circ}\text{C}$  и давлении  $400\text{ кгс/см}^2$  —  $7,9\%$  (всего около  $9\%$ ). Извлеченный водой битумоид имел следующий состав: метаново-нафтенных углеводородов —  $44\%$ , ароматических —  $45\%$ , смол —  $11\%$ .

Если принять за основу эти данные и нефтепроизводящим считать органическое вещество неокомских отложений, то для Сургутского свода первоначальное содержание хлороформенных битумоидов, способное при названных параметрах обеспечить современные прогнозные запасы нефти, должно быть равно  $13,3 \times 10^9\text{ т}$ . Сейчас в неокомских отложениях Сургутского свода содержится хлороформенных битумоидов: в песчаниках  $1,19 \cdot 10^9\text{ т}$ , в глинистых породах  $12,5 \cdot 10^9\text{ т}$  (всего  $13,69 \cdot 10^9\text{ т}$ ). Таким образом, при принятых параметрах извлечения водой битумоидов  $90\%$  их должно было мигрировать с водой. Это нереально, тем более, что в этом расчете предполагается, что весь битумоид, извлеченный водой, будет полностью оседать в ловушке.

К решению задачи переноса нефти водой можно подойти и с другой стороны. Растворимость метановой нефти в воде равна  $0,003\%$  (Г. Л. Поспелов, Л. Е. Козлова, А. А. Гонцов, 1967). Для того чтобы сформировать современные запасы нефти Сургутского свода, при условии, что вся растворенная нефть будет выпадать в ловушках, необходимы сотни триллионов кубических метров воды. Современный объем порового пространства в пределах выявленных и предполагаемых залежей нефти в неокомских отложениях Сургутского свода примерно равен нескольким миллиардам кубических метров. Таким образом, для объяснения прогнозных запасов необходимо, чтобы в ловушках сменились десятки тысяч объемов воды.

В 1968 г. автор, рассматривая различные возможные формы первичной миграции углеводородов в зоне Сургутского свода, пришел к выводу, что наиболее реальной является первичная их миграция в водных коллоидных растворах в присутствии солей, жирных кислот, высших аминов и т. п. М. Ф. Двали (1968) отмечает, что экспериментальные исследования М. И. Гербер показали следующее:

1) растворение углеводородов в коллоидных растворах в десятки и сотни раз выше, чем в воде;

2) растворимость углеводородов возрастает с увеличением концентрации солей органических кислот;

3) коллоидная растворимость углеводородов растет с повышением температуры;

4) повышение минерализации воды при наличии органических добавок также увеличивает растворимость углеводородов.

Г. Л. Поспелов, Л. Е. Козлова, А. А. Гонцов (1967) отмечают, что растворимость метановой нефти при содержании в воде 0,7—2,3% солей высших натриевых жирных кислот увеличивается до 0,09—0,2%. Если принять последнюю цифру за реальную, то для формирования прогнозных запасов нефти Сургутского свода требуется всего несколько триллионов кубических метров воды. В этом случае воды в ловушках должно смениться уже только несколько сотен объемов их порового пространства. При допущении, что нефть выделяется из воды не только в пределах современных ловушек, а в радиусе в 5 раз большем, чем их современный контур, кратность смены воды сокращается почти в 25 раз. Эта цифра уже реальная.

Приведенные величины рассчитаны исходя из того, что вся нефть из воды будет концентрироваться в ловушках. На самом деле это, естественно, не так. Но в 1968 г., когда была произведена описанная выше оценка, данных для более обоснованных расчетов не было. В последнее время можно более определенно судить об особенностях первичной миграции углеводородов в Среднеобской нефтегазодонной области и механизме их аккумуляции в ловушки.

В ЗапСибНИГНИ В. М. Матусевич (1970) изучил распределение органических кислот в водах Западно-Сибирской плиты. Их средняя концентрация равна 50 мг/л в водах апта—альба—сеномана, 330 мг/л в водах готерива—баррема, 420 мг/л в водах валанжина и 770 мг/л в водах юры. Максимальные их значения достигают 1,7 г/л в водах неокомского и 2,7 г/л в водах юрского нефтегазодонных комплексов. Эти количества органических кислот очень велики, во много раз больше, чем в других нефтегазодонных бассейнах. Это создавало исключительно благоприятные условия для первичной миграции углеводородов. Важно подчеркнуть, что концентрация органических кислот в водах возрастает к центру его, т. е. к Среднеобской области, в которой сосредоточены основные запасы нефти, разведанные к настоящему времени.

В районах Сургутского и Нижневартовского сводов были весьма благоприятные условия для выделения нефтяных углеводородов из коллоидных растворов в свободную фазу, так как в этих районах

снижается минерализация вод, уменьшается температура. Выше мы приводили данные М. И. Гербер, из которых следует, что в таких условиях коллоидная растворимость нефтяных углеводородов падает.

Таким образом, возможность миграции жидких нефтяных углеводородов в виде коллоидных растворов в неокомских и юрских отложениях Среднеобской области вполне реальна.

И. И. Нестеровым (1969) на материалах Западно-Сибирской плиты высказана еще одна гипотеза по формированию залежей нефти путем реакции гидрогенизации рассеянного органического вещества непосредственно в районе современных залежей. Сущность этой гипотезы заключается в следующем.

При погружении пород увеличивается степень метаморфизма рассеянного органического вещества, в результате чего из последнего при определенной степени измененности его наряду с неуглеводородными газами, метаном и его гомологами выделяется и молекулярный водород. Последний в растворенном в воде состоянии диффундирует от зон большей его концентрации в участки с меньшей концентрацией. Упругость растворенного водорода увеличивается в пластах-коллекторах, перекрытых глинистыми крышками, через которые диффузия газов, в том числе и водорода, затруднена. При колебательных тектонических движениях, сопровождающихся обмелением или регрессией моря, в толще подстилающих пород гидростатическое давление снижается. Вследствие этого в пластах, где концентрация растворенного молекулярного водорода, метана и других газов высокая, они выделяются в свободную фазу, образуя газовые скопления. В свободном состоянии при давлении 150—250 кгс/см<sup>2</sup> и температуре 50—100° С водород реагирует с рассеянным органическим веществом при образовании нефти.

Рассмотрим вероятность такого процесса на примере залежи пласта БС<sub>1</sub> Усть-Балыкского месторождения. Как отмечалось выше, можно считать, что залежь нефти в этом пласте сформировалась в послезоценовое время. Наилучшие условия для выделения растворенных газов в свободную фазу имели место на границе чеганской и атлымской свит (верхний олигоцен). В этот период по всей территории Сургутского свода морская обстановка сменилась континентальной. Глубину чеганского моря условно примем равной 200 м. Вследствие регрессии моря в подстилающих отложениях гидростатическое давление снижается на 20 кгс/см<sup>2</sup>.

На начало накопления атлымской свиты пласт БС<sub>1</sub> в пределах Усть-Балыкской площади залегал на глубинах 1770—1900 м. Соответственно палеогидростатическое давление было равным 177—190 кгс/см<sup>2</sup>. Современные пластовые температуры при глубинах залегания пласта 2040—2090 м равны 66—71° С. При линейном законе изменения температур с глубиной можно допустить, что в конце чеганского времени в пласте БС<sub>1</sub> температуры были равны 59—66° С. Современная упругость растворенных в нефти газов в залежи пласта БС<sub>1</sub> на Усть-Балыкской структуре при газовом

факторе  $40 \text{ м}^3/\text{м}^3$  равна  $99-102 \text{ кгс/см}^2$ . Предположим, что упругость углеводородных газов в пласте  $\text{BC}_1$  на начало накопления атлымской свиты была близкой к современной. В этом случае на момент формирования залежи нефти по углеводородным газам дефицит упругости составлял  $55 \text{ кгс/см}^2$ , а с учетом снижения гидростатического давления за счет регрессии чеганского моря он был еще больше. Если этот дефицит в тот период компенсировался водородом, то содержание его в воде составляло около  $850-900 \text{ мл/л}$  или около  $40\%$  от объема растворенного газа.

Ниже приведен современный (1) и предполагаемый (2) составы газа (в % объемн.), растворенного в пластовой воде.

1.  $\text{CH}_4 - 94,81$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6 - 0,76$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8 - 0,62$ ,  $\text{C}_4\text{H}_{10} - 0,46$ ,  $\text{C}_5\text{H}_{12} - 0,20$ ,  $\text{C}_6\text{H}_{14} - 0,02$ ,  $\text{CO}_2 - 0,50$ ,  $\text{N}_2 - 2,63$ .

2.  $\text{CH}_4 - 56,90$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6 - 0,45$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8 - 0,37$ ,  $\text{C}_4\text{H}_{10} - 0,27$ ,  $\text{C}_5\text{H}_{12} - 0,12$ ,  $\text{C}_6\text{H}_{14} - 0,01$ ,  $\text{H}_2 - 40$ ,  $\text{CO}_2 - 0,30$ ,  $\text{N}_2 - 1,58$ .

При выделении газа из растворенного состояния в свободную фазу в  $1 \text{ м}^3$  песчаника при давлении  $190 \text{ кгс/см}^2$  и пористости  $20\%$  будет содержаться около  $38 \text{ м}^3$  газа, в том числе  $15 \text{ м}^3$  молекулярного водорода, масса которого составит  $1,35 \text{ кг}$  (масса  $1 \text{ м}^3 \text{ H}_2$  равна  $0,09 \text{ кг}$ ). При содержании в породах  $1\%$  органического вещества масса его в  $1 \text{ м}^3$  породы составит  $22 \text{ кг}$ . Примем следующий элементарный состав рассеянного органического вещества при условии длиннопламенной стадии его метаморфизма и сапропелевом типе его (Нестеров, 1966):  $\text{C} - 78,2\%$ ,  $\text{H} - 7,05\%$ , гетеросоединения —  $14,75\%$ . Если допустить, что в результате реакции гидрогенизации все органическое вещество будет превращено в нефть, то элементарный состав ее должен быть следующий:  $\text{C} - 73,5\%$ ,  $\text{H} - 12,4\%$  и гетеросоединения —  $14,10\%$ .

По результатам анализов нефть пласта  $\text{BC}_1$  Усть-Балыкского месторождения содержит углерода  $85,6\%$ , водорода  $12,8\%$ , гетеросоединений  $1,6\%$ . Следовательно, теоретически рассчитанный и фактический элементарный составы нефти пласта  $\text{BC}_1$  близки между собой по содержанию водорода, но отличаются по количеству углерода и гетеросоединений. И. И. Нестеров (1966) отмечает, что гидрогенизируется не вся масса рассеянного органического вещества, а только  $30-50\%$  его. Если учесть эти данные, то следует ожидать в теоретически рассчитанном элементарном составе увеличения содержания углерода и уменьшения гетеросоединений.

Хотя результаты расчетов показали возможность формирования месторождений нефти по гипотезе И. И. Нестерова (1966, 1967), возникает ряд вопросов, заставляющих осторожно подходить к окончательному выводу.

Во-первых, в контурных водах нефтяных месторождений Сургутского свода нигде не обнаружено свободного водорода в таких концентрациях. Правда, В. А. Соколов и А. И. Фридман (1965) приводят данные о содержании растворенного в воде молекулярного водорода до  $28-49\%$  в некоторых нефтеносных районах. Но эти данные нужно подтвердить в Западно-Сибирской низменности.

Во-вторых, реакции гидрогенизации для большинства углеводородов протекают с выделением тепла. При отмеченных концентрациях водорода разогрев может происходить до 200—300° С. Вследствие этого в нефтенасыщенных породах должны отмечаться следы термического воздействия на ряд глинистых минералов. Этого явления пока никто не отмечал.

В-третьих, в соответствии с гипотезой И. И. Нестерова в продуктивных пластах должны быть аномально низкие содержания рассеянного органического вещества по сравнению с количеством его в удаленных от залежей участках. Таких исследований пока не проводилось, поэтому мы считаем, что хотя выдвинутая И. И. Нестеровым гипотеза и заслуживает самого пристального внимания, для ее полной аргументации доказательств пока недостаточно.

Вместе с тем имеется ряд аргументов в пользу того, что гидрогенизация органического вещества в осадочных породах Западно-Сибирской плиты могла иметь место. По расчетам А. Э. Конторовича и Е. А. Рогозиной в процессе мегаморфизма органического вещества должно образоваться значительное количество сероводорода. А. Э. Конторович считает, что в толщах типа баженовской с повышенной радиоактивностью этот сероводород должен в результате радиолитического диссоциировать с образованием водорода и элементарного серы.

Не менее интересны и данные В. М. Матусевича (1970), который показал, что при рН и Eh, характерных для подземных вод Западно-Сибирской плиты, сероводород должен диссоциировать на ион водорода и гидросульфид-ион. Наконец на поверхности глинистых частиц могут идти процессы разложения воды с выделением атомарного водорода (Милло, 1968).

Все эти процессы приводят к образованию водорода, который может участвовать в реакциях гидрогенизации. Возможность существования процесса, сходного с описанным в гипотезе И. И. Нестерова, признают многие исследователи (Ф. Г. Гурари, А. Э. Конторович и др.).

Особо должен решаться вопрос о формировании залежей нефти в пласте Ю<sub>0</sub> в трещиноватых аргиллитах баженовской свиты (Салымское, Правдинское и другие месторождения). Породы этой толщи чрезвычайно богаты органическим веществом (7—10%), поэтому большая часть образовавшихся при метаморфизме газов должна была выделяться в свободную фазу и увлекать за собой в конденсатном состоянии жидкие углеводороды. Следует иметь в виду, что в сапропелевом органическом веществе при метаморфизме образуются в основном жирные газы (этан, пропан, бутан), которые растворяют жидкие углеводороды во много раз больших количествах, чем метан (Т. П. Жузе и др., 1967). Учитывая очень большое количество углеводородных газов, которое генерировали аргиллиты баженовской свиты, и их специфический состав, следует считать возможным формирование залежей газа в пласте Ю<sub>0</sub> за счет первичной миграции в газовой фазе.

Таким образом, первичная миграция углеводородов из материнских пород в отложениях неокома и юры Среднеобской нефтегазонадной области имела место в виде коллоидных растворов, а также в арриллитах баженовской свиты и в газовой фазе.

Уникальные запасы нефти в пределах Среднеобской области следует связывать с обогащенностью пород органическим веществом, высокой степенью их зрелости, благоприятными условиями для первичной миграции углеводородов (обогащенность вод жирными кислотами) и для их выделения в свободную фазу из коллоидных растворов (низкая минерализация, пониженная температура).

## ГЕОХИМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ СОСТАВА НЕФТЕЙ

Нефти Среднеобской нефтеносной области изучались многими исследователями. Большая часть аналитических исследований выполнена в Главтюменьгеологии под руководством М. А. Вовк, в СНИИГГИМСе под руководством А. Э. Конторовича и О. Ф. Стасовой и в ЗапСибНИГНИ под руководством К. А. Шпильмана и Г. Ф. Григорьевой. Геохимическим обобщением материалов занимались М. В. Дахнова, В. В. Иванцова, А. Э. Конторович, А. Д. Луговцов, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов, Г. П. Сверчков, О. Ф. Стасова, А. В. Тянь, А. В. Рыльков, К. А. Шпильман и др.

Достаточно полная геохимическая характеристика нефтей Салымского и Сургутского районов дана в наших ранее опубликованных работах (Ф. К. Салманов, 1968; И. И. Нестеров и др., 1970), а характеристика всех нефтей области в монографии И. И. Нестерова, Ф. К. Салманова, К. А. Шпильмана (1972). Рассмотрим основные особенности этих нефтей с учетом всех новейших материалов.

### Салымский нефтеносный район

На Салымском месторождении выявлено восемь залежей нефти в пластах Ю<sub>2-3</sub>, Ю<sub>0</sub>, БС<sub>21</sub>, БС<sub>16</sub>, БС<sub>6</sub>, АС<sub>11</sub> и АС<sub>10</sub> и ряд нефтепроявлений.

Юрские нефти на этом месторождении очень близки по составу: малосернистые, малопарафинистые, содержат до 70% легких фракций. Нефть из баженовской свиты изучена более детально. Метаново-нафтеновые углеводороды составляют в ней более 80%. Даже в масле на долю нафтеново-ароматических углеводородов приходится 27,8%, нормальные алканы составляют в разных фракциях 10—20% от суммы алканов и циклоалканов. Среди конденсированных структур в ароматических углеводородах преобладают нафтеновые; фенантроновых и антраценовых углеводородных структур в этой нефти мало. По углеводородному составу бензины нефтей рассматриваемого района мало отличаются от бензинов Шаимского и Краснотенинского районов. Они выделяются лишь повышенной кон-



центрацией ароматических углеводородов, особенно толуола и ксилолов.

Нефть из пластов БС<sub>6</sub> и БС<sub>18</sub> — средней плотности и сернистости, малосмолистая, малопарафинистая. По сравнению с юрскими нефтями она более тяжелая (плотность 0,851—0,857 г/см<sup>3</sup>), более сернистая (0,52—0,6%), более смолистая, содержит меньше легких фракций. Углеводородный состав дистиллята метановый. Содержится 21% ароматических, 20% нафтеных и 59% метановых углеводородов. Растворенный в нефти газ жирный, в нем 73% метана, 25% этана и более тяжелых углеводородных газов, 1% азота и 1% углекислого газа.

Нефть из пластов АС<sub>10-11</sub> тяжелая (плотность 0,896 г/см<sup>3</sup>), сернистая (1,32%), смолистая (16,42%), малопарафинистая (3,11%). Содержит 31,9% бензиновых и керосиновых фракций. Растворенный в ней газ состоит из 74% метана, 14% тяжелых углеводородов, 8% азота и 4% углекислого газа.

На Верхнесалымском месторождении промышленно нефтеносны пласты АС<sub>10</sub>, АС<sub>11</sub>, Ю<sub>0</sub>. Вверх по разрезу наблюдается отчетливое утяжеление и осернение нефтей, увеличивается содержание асфальтенов смолистых соединений и уменьшается выход легких фракций и содержание твердых углеводородов.

На Восточно-Салымской площади притоки нефти получены из пластов Ю<sub>0</sub> и БС<sub>20</sub> тюменской свиты. Нефти всех пластов очень близки по составу. Они средней плотности (0,85—0,86 г/см<sup>3</sup>) и сернистости (0,57—0,72%), содержат 5—6% смол и 1—2% асфальтенов. Состав нефти из тюменской свиты и ачимовской пачки метаново-нафтеный. Имеется тенденция к росту отношения асфальтенов к смолам вверх по разрезу.

На Урненском месторождении промышленные пригоки нефти получены из пласта Ю<sub>1</sub>. Нефть этого горизонта легкая, малосернистая, средней смолистости, метаново-нафтеная.

Северо-восточнее, на Тайлаковском месторождении нефтеносен пласт Ю<sub>2</sub>. Тайлаковская нефть характеризуется средней плотностью и сернистостью, высокой смолистостью, низкой парафинистостью и имеет нафтенно-метановый состав дистиллята.

На Туканской площади притоки нефти получены из отложений тюменской свиты и пласта БС<sub>8</sub>. Все нефти очень близки по составу — тяжелые, средней сернистости и смолистости, малопарафинистые. Более всего парафинов (5,1%) в нефти тюменской свиты из скв. 54. Состав ее дистиллята метаново-нафтеный. Отличительная особенность этих нефтей — низкое содержание керосиновых и особенно бензиновых фракций.

На Чупальской площади нефтеносен пласт БС<sub>8</sub>. Нефть этого резервуара тяжелая, сернистая (1,02%), смолистая (9,8%), содержит много (4,3%) асфальтенов, парафинистая (5,08%).

За пределами рассматриваемой территории, в Каймысовском нефтеносном районе регионально нефтеносен пласт Ю<sub>1</sub>. Нефти его сходны между собой: легкие и средней плотности, малосернистые,

малосмолистые и смолистые, малопарафинистые. Они содержат от 30 до 40% легких фракций. По углеводородному составу моисеевская нефть относится к классу метаново-ароматических, лонтынских и катыльгинская — метаново-нафтеных, черемпанская — метановых. В бензиновой фракции, выкипающей до 150° С, в моисеевской нефти содержится 33,37% нормальных и 32,12% изопарафинов, 16,78% нафтеных и 11,73% ароматических углеводородов. Метаново-ароматический состав этой нефти согласуется с повышенным содержанием в бензиновых фракциях метановых и ароматических углеводородов. Эти нефти различаются также по содержанию конденсированных ароматических структур в керосиновых и масляных фракциях. Конденсированность ароматических углеводородов моисеевской нефти значительно выше.

Самый молодой нефтеносный объект в районе приурочен к отложениям сеномана, где приток нефти из пласта ПК<sub>2</sub> получен на Ай-Яунской площади. Нефть этого пласта очень тяжелая (плотность 0,96 г/см<sup>3</sup>), сернистая (1,4%), смолистая (20,4%), содержит до 6—7% асфальтенов. Фракций, выкипающих до 300° С, в нефти практически нет. Состав дистиллята нафтенно-ароматический. По физико-химическим свойствам и составу нефть сходна с сеноманскими нефтями севера Западной Сибири.

### Сургутский нефтеносный район

На Правдинском месторождении установлена нефтеносность баженовской свиты, ачимовской пачки и пластов БС<sub>10</sub>, БС<sub>7</sub>, БС<sub>6</sub>, БС<sub>4</sub>, АС<sub>10</sub> и АС<sub>11</sub> (табл. 16, 17).

Юрская залежь (пласт Ю<sub>0</sub>) приурочена к слабо проницаемому пласту в аргиллитах баженовской пачки. Пласт вскрыт в скв. 90 и 92 на глубине 2775—2877 м. Нефть этого горизонта легкая (плотность 0,837 г/см<sup>3</sup>), средней сернистости (0,75%), малосмолистая (7,71%), малопарафинистая (2,69%).

Из ачимовской пачки получена тяжелая, сернистая, смолистая, малопарафинистая нефть. Легкие фракции составляют в ней всего 24%.

В пластах БС<sub>10</sub> и БС<sub>11</sub> нефти средней плотности, сернистые, смолистые, малопарафинистые. В пластах БС<sub>4</sub>, БС<sub>6</sub>, БС<sub>8</sub> залегают весьма близкие нефти, отличающиеся от описанных пониженной сернистостью (0,69—0,94%). Для растворенных в этих нефтях газов характерно высокое содержание метана (соответственно для первой и второй групп пластов 67 и 59%), тяжелых углеводородов (31 и 48% соответственно) при низком содержании азота (1%) и углекислого газа (1%). Резко отличается нефть из пласта БС<sub>7</sub>. Она легкая (плотность 0,796 г/см<sup>3</sup>), малосернистая, малосмолистая, малопарафинистая, содержит 74% легких фракций.

Нефть из пласта АС<sub>10</sub> близка по составу к нефти из этого же пласта на Салымском месторождении. Она тяжелая (плотность 0,902 г/см<sup>3</sup>), сернистая (1,72%), смолистая (16,65%), малопарафинистая (3,51%).

в ней только 28% легких фракций. Растворенный в нефти газ состоит из 87% метана, 9,5% этана и более тяжелых газообразных гомологов метана, 4,5% углекислого газа и 2% азота.

Степень разведанности залежи в пласте БС<sub>6</sub> позволяет рассмотреть характер изменения свойств нефти в ее пределах. Плотность нефти увеличивается от наиболее приподнятой части структуры к водонефтяному контакту (от 0,840 до 0,860 г/см<sup>3</sup>). Пластовая температура растет к склонам структуры от 76 до 86° С. На каждые 100 м погружения пласта температура увеличивается на 1,4° С. Газовый фактор изменяется в соответствии с зональностью изменения плотности нефти. В зоне развития более легких нефтей он достигает 70 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> и уменьшается к водонефтяному контакту до 50 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Суммарное содержание смол и асфальтенов, а также серы увеличивается к контуру залежи соответственно от 6 до 9% и от 0,6 до 0,85%. При увеличении плотности нефти на 0,001 г/см<sup>3</sup> градиент увеличения содержания суммы смол и асфальтенов равен 0,15%, а серы — 0,012%.

В южной части Сургутского свода открыты Южно-Балыкское, Малобалыкское, Среднебалыкское, Тепловское и Мамонтовское месторождения. На всей территории этой части свода основные залежи нефти приурочены к пласту БС<sub>10</sub>. Рассмотрим особенности их состава.

На Южно-Балыкском месторождении залежи нефти приурочены к пластам АС<sub>6</sub>, БС<sub>1</sub>, БС<sub>10</sub>, БС<sub>11</sub> и к ачимовской пачке. Все нефти очень сходны по составу: средней плотности и тяжелые, сернистые, смолистые, малопарафинистые. Какой-либо определенной закономерности в изменении физико-химических свойств нефтей по разрезу в изученной части месторождения не намечается. Наиболее легкая и наименее сернистая нефть с максимальным содержанием легких фракций получена из пласта АС<sub>6</sub>. По углеводородному составу эти нефти метаново-нафтеновые. Нефти пласта БС<sub>1</sub> содержат 63,9% метаново-нафтеновых и 30,48% нафтеново-ароматических углеводородов.

На Малобалыкском месторождении залежи нефти открыты в пластах АС<sub>4</sub>, АС<sub>5</sub>, в ачимовской пачке (БС<sub>14</sub>, БС<sub>17</sub>) и пласте Ю<sub>0</sub>. Нефти первых двух пластов тяжелые, сернистые, смолистые, малопарафинистые. Нефть ачимовской пачки — средней плотности и сернистости, малосмолистая, малопарафинистая. Содержание легких фракций в ней наибольшее.

На Среднебалыкском месторождении промышленно нефтеносны пласты БС<sub>18</sub>, БС<sub>16</sub>, БС<sub>11</sub>, БС<sub>10</sub>. По составу нефти неокомских пластов подобны нефтям Южно- и Малобалыкского месторождений. Содержание серы в нефтях верхней и нижней залежей одинаковое. Нефть пласта БС<sub>10</sub> несколько тяжелее и смолистее.

Неокомские нефти Тепловского месторождения также тяжелые и средней плотности, сернистые и средней сернистости, смолистые, малопарафинистые. Плотность, смолистость и сернистость снижается вверх по разрезу от пласта БС<sub>8</sub> к пласту БС<sub>6</sub>.





Групповой состав нефтей Сургут

Месторождение, нефте- проявление	Пласт	Глубина залегания, пласта, м	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Начало кипения °С
Правдинское	BC <sub>6</sub>	2316—2376	0,846	54
	AC <sub>10-11</sub>	2127—2133	0,902	125
	BC <sub>4</sub>	2275—2285	0,865	65
Салымское	BC <sub>7</sub>	2345—2403	0,796	49
	BC <sub>6</sub>	2430—2436	0,857	50
	AC <sub>10-11</sub>	2175—2246	0,896	83
	BC <sub>5</sub>	2302—2314	0,845	49
Верхнесалымское	Ю <sub>0</sub>	2762—2854	0,825	70
	AC <sub>10</sub>	2173—2179	0,886	90
Тепловское	BC <sub>6</sub>	2261—2276	0,868	83
	BC <sub>8</sub>	2327—2339	0,888	76
Малотепловское	Ю <sub>1</sub>	2827—2850	—	—
Мамонтовское	AC <sub>4</sub>	1921—1949	0,877	85
	BC <sub>10</sub>	2380—2388	0,877	61
	BC <sub>11</sub>	2427—2433	0,877	60
Малобалыкское	AC <sub>5-6</sub>	2032—2037	0,887	80
		2024—2029		
	BC <sub>14-17</sub>	2647—2657	0,864	52—98
	BC <sub>10</sub>	2596—2820	0,862	42
Среднебалыкское	Ю <sub>1</sub>	2870—2895	0,884	85—150
	BC <sub>10</sub>	2470—2485	0,880	79
	BC <sub>12</sub>	2714—2721	0,879	79
	BC <sub>16-17</sub>	2772—2800	0,860	80
		2742—2762		
Северо-Сургутское	Ю <sub>1-8</sub>	3196—3202	0,862	84
	BC <sub>1</sub>	2050—2045	0,890	74
	BC <sub>10</sub>	2308—2312	0,989	80
Быстринское	AC <sub>8</sub>	1960—1984	0,888	73
	BC <sub>1</sub>	2074—2099	0,885	82
Западно-Сургутское	BC <sub>10</sub>	2286—2356	0,886	72
	BC <sub>1</sub>	2045—2041	0,899	92
Федоровское	BC <sub>10-11</sub>	2296—2312	0,850	54
Савуйское	BC <sub>10</sub>	2312—2330	0,876	60
Востокинское	AC <sub>9</sub>	2101—2089	0,797	36
		2087—2083		
	BC <sub>12</sub>	2543—2547	0,858	48
Лянторское	Ю <sub>2</sub>	2791—2804	0,856	42
	AC <sub>10</sub>	2089—2103	0,922	128
Коголымское	BC <sub>16</sub>	2595—2600	0,843	58
Тевлинское	BC <sub>16</sub>	2642—2646	0,847	45
Усть-Балыкское	AC <sub>7-8</sub>	1928—1931	0,893	90
	BC <sub>2</sub>	2046—2112	0,886	84
	BC <sub>10</sub>	2219—2404	0,884	68
Урненское	Ю <sub>1</sub>	2378—2396	0,816	49
Чупальское	BC <sub>8</sub>	2406—2410	0,882	86
	BC <sub>13</sub>	2710—2715	0,890	49
	BC <sub>16</sub>	2882—2896	0,876	76
	Ю <sub>3</sub>	3020—3050	0,887	125
Ай-Яунское	ПК <sub>1</sub>	982—1035	0,963	247

## ского нефтегазоносного района

Температура выкипания фракции, для которой определялся групповой состав, °С	Групповой состав фракций					
	Ароматические		Нафтеновые		Метановые	
	дистиллят	нефть	дистиллят	нефть	дистиллят	нефть
30—450	17,40	11,11	24,63	15,74	57,97	36,95
—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—
60—450	10,92	8,55	23,21	18,17	57,78	45,23
30—447	20,91	12,88	19,73	12,15	59,36	36,80
30—450	13,77	10,12	23,30	17,12	62,93	45,94
30—450	17,30	11,49	29,29	19,45	53,41	35,25
30—450	16,59	12,94	19,18	14,62	64,23	49,46
30—430	23,89	13,14	21,96	12,08	54,15	29,78
30—450	17,45	10,64	14,90	9,11	67,65	41,27
30—450	21,15	12,08	24,91	14,23	53,94	30,75
30—450	27,01	18,75	23,39	16,24	49,60	34,22
30—450	20,54	11,53	25,56	14,27	53,90	30,18
30—450	24,18	14,08	22,29	12,98	53,53	31,05
30—450	21,88	12,63	28,30	16,34	49,82	28,90
30—440	17,95	9,60	28,05	15,01	54,00	28,62
30—450	22,62	14,65	31,03	19,98	46,35	30,13
30—440	22,56	14,94	38,59	25,56	38,85	25,64
30—450	21,67	11,48	36,43	19,31	41,90	22,21
30—450	23,88	14,72	21,02	12,96	55,10	34,16
30—450	24,50	14,40	26,35	15,49	49,15	29,00
30—450	20,20	14,10	33,47	23,36	46,33	32,43
30—450	19,05	12,43	33,43	22,69	47,52	32,31
30—480	24,11	15,55	32,41	20,90	43,48	27,83
60—480	38,20	25,26	12,80	8,45	49,00	32,34
30—450	24,62	13,30	26,08	14,20	49,30	22,10
30—450	21,92	11,58	22,76	12,08	55,32	29,32
30—450	27,77	15,29	30,75	16,95	41,48	22,81
30—300	14,45	3,48	26,66	6,42	58,89	14,13
30—300	17,20	6,48	35,15	14,32	47,65	19,53
30—450	14,80	4,70	38,98	12,38	46,22	14,79
30—450	14,24	10,48	29,74	21,89	56,02	41,45
30—450	19,92	13,12	28,63	18,85	51,45	33,96
30—450	18,12	11,63	13,31	8,54	68,57	43,88
30—450	32,89	18,16	33,27	18,42	33,84	18,61
30—300	18,54	7,90	30,87	13,15	50,59	21,75
30—450	19,08	13,10	23,25	15,96	57,67	39,79
60—480	23,34	13,24	38,39	21,78	33,27	21,81
60—480	26,20	16,36	26,05	12,92	47,75	29,61
30—480	26,76	16,06	26,67	15,83	46,57	27,94
60—450	17,35	14,57	28,74	24,14	48,58	40,80
60—450	15,55	9,01	19,54	11,32	61,21	35,46
—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—
250—445	30,60	9,13	50,35	15,01	19,05	5,68

Мамонтовское месторождение — крупнейшее на Сургутском своде. По пласту БС<sub>10</sub> оно охватывает Мамонтовскую и Очимкинскую структуры. Севернее эта залежь распространяется на юго-восточную часть Усть-Балыкского месторождения. В пределах месторождения залежи нефти приурочены к ачимовской пачке и пластам БС<sub>11</sub>, БС<sub>10</sub>, БС<sub>8</sub>, АС<sub>5-6</sub> и АС<sub>4</sub>. Нефти ачимовской пачки средней плотности, сернистые, малосмолистые, малопарафинистые, а в остальных пластах — тяжелые, сернистые, смолистые, малопарафинистые, по составу дистиллята метаново-нафтеновые и метановые. В отложениях некома определенной закономерности в изменении состава нефтей по разрезу месторождения не фиксируется.

В пласте БС<sub>10</sub> в каждой из залежей отмечается определенная тенденция в изменении основных свойств нефти. Как правило, плотность нефти увеличивается от центральных частей залежей к водонефтяному контакту. Более отчетливо эта закономерность выражена в пределах Западно-Сургутской площади, где плотность нефти по направлению к водонефтяному контакту увеличивается от 0,880 до 0,895 г/см<sup>3</sup>. На Мамонтовском и Южно-Балыкском месторождениях от свода к периферии плотность нефти увеличивается от 0,875 до 0,885 г/см<sup>3</sup>. На Усть-Балыкской площади эта закономерность также имеет место, но вблизи зоны замещения песчаников глинистыми породами отмечается местное увеличение плотности. На Мамонтовском месторождении намечается некоторая связь плотности нефти с глинистостью разреза. Менее плотные нефти (0,875 г/см<sup>3</sup>) приурочены к западной части поднятия, где отмечается резкое преобладание песчаников над глинистыми породами. В наиболее приподнятой части этой структуры (район скв. 241) нефть имеет несколько большую плотность. В региональном плане намечается увеличение плотности нефтей пласта БС<sub>10</sub> от Мамонтовской площади на юг и северо-восток. Исключением из этой закономерности является нефть Вершинного месторождения, плотность ее равна 0,860 г/см<sup>3</sup>.

Распределение пластовых температур в общем виде контролируется структурным планом с общей тенденцией увеличения в южном направлении. В пределах каждой отдельно взятой залежи температуры увеличиваются от свода к склонам локальных поднятий на 1—8° С.

Газовый фактор нефти пласта БС<sub>10</sub> сравнительно низкий и равен 35—60 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. В пределах отдельно взятых залежей он увеличивается к сводовым участкам поднятий. В региональном плане отмечается слабо выраженная тенденция некоторого увеличения газового фактора в южном направлении. При средней плотности нефти 0,880 г/см<sup>3</sup> газовый фактор равен 50 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> на Усть-Балыкском месторождении, 55 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> на Мамонтовском и 60 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> на Южно-Балыкском.

Содержание смол и асфальтенов изменяется в соответствии с увеличением или уменьшением плотности нефти в залежи. К крыльям структур их количество увеличивается на 2—6%. На Западно-



Сургутском месторождении от свода к крыльям структуры суммарное содержание смол и асфальтенов увеличивается от 12 до 18%. На Мамонтовском и Южно-Балыкском месторождениях при изменении плотности нефти от 0,875 до 0,885 г/см<sup>3</sup> количество смол от 10 до 13% и асфальтенов от 10 до 15%. Градиент увеличения суммы смол и асфальтенов в пределах отмеченных залежей неодинаков. При увеличении плотности на 0,001 г/см<sup>3</sup> содержание рассматриваемых компонентов увеличивается в пределах Западно-Сургутской площади на 0,4%, Мамонтовской — 0,3% и Южно-Балыкской — 0,5%.

В распределении серы в пласте БС<sub>10</sub> отмечается та же закономерность, что для смол и асфальтенов. От сводов к крыльям структур содержание серы увеличивается от 1,6 до 2,2% на Западно-Сургутской площади, от 1,0 до 1,5% на Усть-Балыкской, от 1,1 до 1,4% на Мамонтовской, от 1,25 до 1,35% на Южно-Балыкской. Градиент увеличения содержания серы при возрастании плотности нефти на 0,001 г/см<sup>3</sup> равен 0,04% на Западно-Сургутской площади, 0,03% на Мамонтовской, 0,01% на Южно-Балыкской. Сравнивая между собой градиенты изменения содержания серы, смол и асфальтенов, следует отметить, что в пределах Западно-Сургутской и Мамонтовской площадей они изменяются пропорционально с соотношением 1 : 10. На Южно-Балыкской площади содержание серы увеличивается почти в 50 раз медленнее. Если эта тенденция сохранится в более южных районах, то в верхневаланжинских отложениях в этом направлении следует ожидать появления залежей нефти с более низким содержанием серы.

Рассмотренные данные по изменению плотности нефти и основных компонентов ее в пределах каждой отдельно взятой залежи показывают закономерные изменения их от сводовых к крылевым участкам. Каких-либо резких аномалий не наблюдается, и это заставляет предполагать, что залежи нефти в пласте БС<sub>10</sub> формировались постепенно, без каких-либо длительных перерывов в заполнении нефтью ловушек.

Севернее Южно-Балыкской группы месторождений расположены месторождения, в пределах которых продуктивны главным образом пласты БС<sub>1</sub>, БС<sub>2</sub> и АС<sub>7</sub>, АС<sub>8</sub>. Крупнейшее из них Усть-Балыкское. В его пределах продуктивны пласты Ю<sub>2</sub>, ачимовская пачка, пласты БС<sub>10</sub>, БС<sub>1</sub>—БС<sub>5</sub>, АС<sub>7</sub>, АС<sub>8</sub>. Кроме того, притоки нефти получены из пластов АС<sub>10-11</sub>, БС<sub>8</sub>, БС<sub>4</sub>. Все нефти тяжелые, сернистые, смолистые, малопарафинистые, метанозо-ароматические и нафтеново-метаново-ароматические. Нефти из неокомских пластов Сургутского, Западно-Сургутского, Тайбинского, Яун-Лорского, Тепловского, Северо-Сургутского, Быстринского и других месторождений подобны нефтям Усть-Балыкского месторождения. Лишь на Лянторском месторождении плотность и сернистость нефтей несколько ниже. В пластах АС<sub>7-8</sub> на ряде месторождений залежи нефтегазовые.

Газовый фактор нефти из пласта АС<sub>8</sub> на Быстринском месторождении равен 108 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> против 24—64 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> в остальных залежах.

В разрезе Усть-Балыкского месторождения, по данным анализов глубинных проб, отмечается снижение газового фактора от 50 м<sup>3</sup>/т в пласте БС<sub>1</sub> до 39 м<sup>3</sup>/т в пласте БС<sub>10</sub> (А. Э. Конторович и др., 1967), в пласте АС<sub>7</sub>—АС<sub>8</sub> газонасыщенность нефти по результатам испытаний еще ниже — 24 м<sup>3</sup>/т. Содержание тяжелых углеводородов в газах меняется от 12 до 14%.

В СНИИГГиМСе изучены хроматографически нефти пласта БС<sub>2</sub> Усть-Балыкского и БС<sub>2</sub> Вынгинского месторождений. В усть-балыкской нефти метаново-нафтеновых углеводородов 44,92% и нафтеново-ароматических 29,28%. Нормальные алканы составляют 14,3% в керосиновых и 15,0% в масляных фракциях. Доля конденсированных ароматических структур в нефти невысока. Вынгинская нефть более цикличная, в ней больше конденсированных ароматических структур, богаче она и нормальными алканами. По составу бензинов эти нефти очень сходны. Нормальные алканы в них соответственно составляют 41,5 и 39,1%, изоалканы 34,7—38,0%, циклоалканы 15,7 и 15,1% и арены 8,0 и 7,7%. Нефти из залежи пластов АС<sub>8-9</sub> Лянторского месторождения резко отличаются от этих двух меньшим содержанием нормальных и особенно изоалканов и аренов. Вообще надо отметить, что бензиновые фракции нефтей Сургутского района, даже лянторской, беднее циклоалканами, чем другие нефти. Лишь на Красноленинском своде нефти содержат их примерно в тех же количествах.

Плотность нефти в пласте БС<sub>1</sub> в региональном плане увеличивается в северном и северо-восточном направлениях от 0,873—0,895 г/см<sup>3</sup> на Усть-Балыкской площади до 0,890—0,900 г/см<sup>3</sup> на Северо-Сургутском поднятии, а в отдельных залежах — и к ВНК. На Усть-Балыкском поднятии в своде южной части структуры плотность нефти равна 0,873 г/см<sup>3</sup>. К крыльям структуры она увеличивается до 0,895 г/см<sup>3</sup>. На севере поднятия в сводовой части плотность нефти меньше 0,875 г/см<sup>3</sup>, не встречена, т. е. даже в пределах одного поднятия отмечается тенденция увеличения плотности нефти в северном направлении (Ф. К. Салманов, А. В. Тяи, 1968).

На Быстринской структуре, так же как и на Усть-Балыкской, наряду с уменьшением плотности нефти к своду происходит утяжеление ее в северном направлении. При этом более легкие нефти прилегают к южной периклинали поднятий. На юге структуры плотность колеблется в пределах 0,880—0,890 г/см<sup>3</sup>, а на севере 0,893—0,895 г/см<sup>3</sup>.

На Западно-Сургутском поднятии строгой закономерности увеличения плотности нефти по направлению к ВНК не отмечается. Ф. К. Салмановым и А. В. Тяном (1968) выделяются две зоны нефтей на юге и севере структуры, разделенные полосой более тяжелой нефти плотностью 0,890—0,895 г/см<sup>3</sup>.

Содержание смол и асфальтенов в нефтях увеличивается к западным крыльям в разрез с общей тенденцией увеличения содержания в нефтях смол и асфальтенов в восточном направлении. На Усть-Балыкском и Вынгинском поднятиях количество их равно

10–15%, а на Западно-Сургутском 15–20%. Такое распределение по М. В. Дахновой (1969) и Ф. К. Салманову (1967) обусловлено литолого-фациальным составом вмещающих пород, в которых в восточном направлении увеличивается количество пестроцветных разностей.

По содержанию серы в нефтях пласта БС<sub>1</sub> отмечается связь распределения ее с плотностью нефти. К сводам локальных структур количество ее убывает. Содержание серы от свода к крыльям увеличивается от 1,3 до 1,7% на Усть-Балыкском поднятии, от 1,8 до 2% на Быстринском. На Западно-Сургутском поднятии сера распределена в соответствии с изменением плотности нефти.

Уменьшение содержания серы в нефтях в восточном направлении можно объяснить увеличением примеси гумусового материала в органическом веществе вмещающих пород (А. Э. Конторович и др., 1964).

На Западно-Сургутском месторождении изолинии газовых факторов пласта БС<sub>1</sub> повторяют в общих чертах конфигурацию водонефтяного контакта. Нефти с максимальной газонасыщенностью приурочены к сводовым частям залежей, где значения газовых факторов достигают 39,0–41,6 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (скв. 183, 180). От свода залежи в сторону ее водонефтяного контакта газовые факторы падают до 11–22 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Быстрее всего газовые факторы уменьшаются в юго-восточной части залежи, где между скв. 185 и 187 на расстоянии 4 км газонасыщенность падает с 39,7 до 22,0 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. В северо-восточной части залежи газовые факторы изменяются от 41,6 до 11,0 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. На Усть-Балыкском месторождении в залежи того же пласта максимальные значения газовых факторов (42–46 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>) также относятся к сводовым частям структуры, а к водонефтяному контакту убывают до 20 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

В северной части свода в 1971 г. открыто Тевлинское нефтяное месторождение, где изучена нефть промышленно нефтеносного пласта БС<sub>16</sub>. Она имеет среднюю плотность (0,846 г/см<sup>3</sup>), сернистость (0,56%) и смолистость. Состав дистиллята метановый. По качеству она несравненно лучше нефтей неокома южной части Сургутского свода, в целом, и ачимовской пачки, в частности.

### Нижневартовский свод

В открытых на своде нефтяных месторождениях промышленные залежи нефти открыты в отложениях от нижней и средней юры до апта (табл. 18 и 19).

Нефтеносность ниже-среднеюрских отложений тюменской свиты установлена только на Вартовско-Советском месторождении в пределах Медведевского локального поднятия. Нефтеносные пласты залегают в основании разреза тюменской свиты на породах фундамента и в кровле свиты непосредственно под васюганскими аргиллитами. В скв. 6 при испытании открытым забоем интервала 2690–2734 м, захватывающего базальный песчаный пласт и верхнюю часть

## Физико-химические свойства нефтей Ниж

Месторождение, нефтепроявление	Пласт	Глубина залегания пласта, м	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Пластовая температура, °С	серы
Локосовское	БВ <sub>6</sub>	2142—2239	0,880	83	1,29
	БВ <sub>7</sub>	2201—2259	0,860	85	1,09
Северо-Покурское	БВ <sub>7-8</sub>	2153—2213	0,880	—	0,74
	АВ <sub>2-1</sub>	1710—1746	0,870	70	0,69
	БВ <sub>6</sub>	2102—2160	0,860	94	0,82
	БВ <sub>7</sub>	2199—2248	0,840	90	0,80
Ватинское	АВ <sub>1</sub>	1697—1741	0,86 <sup>0</sup>	71	0,89
	АВ <sub>2</sub>	1707—1807	0,870	73	0,85
	БВ <sub>6</sub>	2059—2169	0,840	84	0,76
	БВ <sub>8</sub>	2108—2192	0,850	90	0,76
Мегионское	АВ <sub>2-1</sub>	1708—1741	0,860	70	0,84
	БВ <sub>8</sub>	2098—2190	0,850	89	0,89
Аганское	БВ <sub>8-9</sub>	2184—2304	0,850	79	0,94
	АВ	1710—1760	0,880	61	1,16
Самотлорское	АВ <sub>1-2</sub>	1692—1729	0,860	53	0,82
	БВ <sub>8</sub>	2025—2174	0,850	70	0,76
	БВ <sub>10</sub>	2108—2212	0,840	75	0,58
Нижневартовское	БВ <sub>10</sub>	2158—2206	0,840	82	0,64
	Ю <sub>1</sub>	2458—2474	0,870	90	0,53
Малореченское	БВ <sub>10</sub>	2151—2161	0,870	—	0,46
	Ю <sub>1</sub>	2541—2580	0,870	—	0,66
Аленкинское	АВ <sub>1-2</sub>	1842—1876	0,869	68	0,71
	БВ <sub>6</sub>	2278—2350	0,865	83	0,99
Матюшкинское	БВ <sub>8</sub>	2362—2416	0,853	87	0,70
	БВ <sub>20</sub>	2596—2605	0,838	96	0,98
Покачевское	Ю <sub>1</sub>	2705—2716	0,835	100	1,03
	АВ <sub>1</sub>	1775—1788	0,864	70	0,76
Урьевское	БВ <sub>6</sub>	2162—2170	0,896	78	1,73
	Ю <sub>1</sub>	2577—2605	0,836	103	0,79
	ПК <sub>18</sub>	1774—1796	0,858	59	0,30
Тюменское	ПК <sub>19</sub>	1809—1814	0,853	65	0,34
	АВ <sub>7</sub>	2029—2033	0,839	65	0,31
	АВ <sub>8</sub>	2048—2056	0,836	63	0,41
	БВ <sub>2</sub>	2157—2190	0,829	70	0,29
	БВ <sub>5</sub>	2239—2258	0,850	73	0,32
	БВ <sub>6</sub>	2266—2272	0,831	74	0,27
	БВ <sub>7</sub>	2290—2294	0,831	76	0,30
	БВ <sub>8</sub>	2328—2335	0,846	78	0,26
	Ю <sub>1</sub>	2712—2733	0,840	88	0,99
	БВ <sub>10</sub>	2380—2395	0,824	77	0,17
Покамасовское	Ю <sub>1</sub>	2713—2719	0,773	85	0,99
	БВ <sub>5</sub>	1968—1993	0,827	66,5	0,28
Северо-Варь-Еганское	БВ <sub>6</sub>	2065—2100	0,847	70	0,33
	БВ <sub>7</sub>	2090—2094	0,857	69	0,34
Варь-Еганское	БВ <sub>8</sub>	2154—2158	0,861	73	0,37
	БВ <sub>9</sub>	2144—2163	0,816	72	0,27
	БВ <sub>12</sub>	2210—2277	0,831	78	0,26
	Ю <sub>1</sub>	2777—2806	0,817	89	0,16

## невартовского нефтегазозоносного района

Содержание, % вес.				Температура плавления парафинов, °С	Начало кипения, °С	Фракционный состав, % объем	
азот	силикагелевые смолы	асфальтены	парафин			до 200 °С	до 300 °С
0,20	8,89	1,50	2,82	51	77	18,2	38,8
0,17	7,41	0,36	2,68	51	70	21,1	42,0
0,22	10,43	3,78	2,48	51	70	19,0	37,0
0,22	10,04	3,51	3,47	48	61	22,5	41,0
0,20	7,73	2,26	2,67	54	74	21,9	42,2
0,16	5,95	1,88	2,59	55	69	26,0	48,7
0,20	9,30	3,05	3,30	53	73	24,2	45,0
0,20	11,39	2,39	3,55	53	73	23,8	43,6
0,12	7,24	1,45	3,24	52	66	24,5	45,0
0,14	6,25	0,66	2,46	54	66	27,6	51,0
0,26	11,50	0,32	2,01	51	53	30,0	52,0
0,17	8,49	0,68	2,19	54	72	26,0	48,0
0,12	5,85	0,49	2,38	52	75	29,0	51,0
0,21	10,28	2,46	3,10	55	87	15,0	35,0
0,14	8,28	0,91	3,09	52,5	78	23,5	47,0
0,14	6,86	0,76	4,42	50	62	28,0	50,0
0,13	4,56	0,69	2,51	53	59,5	31,0	55,2
0,14	4,57	0,93	2,20	—	56	34,0	57,0
—	5,44	1,95	2,10	—	75	29,52	47,5
—	4,67	1,41	2,90	—	83	14,0	33,5
—	4,91	4,20	2,76	—	78	21,4	41,9
0,17	8,26	2,22	3,70	53	87	19,0	40,0
0,17	8,50	0,96	3,21	55	71	18,0	38,0
0,18	7,36	1,14	2,69	55	68	24,0	46,0
0,19	7,90	0,48	3,32	55	52	23,0	45,0
0,16	8,11	0,58	3,00	55,5	56	23,0	44,0
0,21	8,21	2,90	3,22	55	56	22,0	40,0
0,21	10,12	1,60	3,61	54,5	118	8,6	29,0
0,12	8,33	0,24	3,87	56	55	30,5	55,0
0,14	5,63	0,51	3,52	54	84	23,0	46,0
0,14	5,41	0,71	3,45	53	59	24,0	46,0
0,12	5,46	0,49	3,37	57	61	25,5	48,0
0,13	5,50	0,47	3,37	53	57	30,0	53,5
0,16	7,60	0,41	3,21	53,5	49	27,0	49,5
0,16	7,22	0,52	3,14	51,5	95	25,5	50,5
0,15	6,38	0,44	3,43	53	55	31,0	54,0
0,19	8,67	0,54	3,20	53	58	28,5	52,5
0,07	7,10	0,45	3,39	52	85	28,5	53,5
0,10	6,83	0,42	3,02	56	61	23,0	47,0
0,09	6,32	0,40	2,99	54,5	50	35,0	56,0
0,06	3,27	0,17	1,74	56	30	63,0	80,0
0,12	7,01	0,43	2,70	56,5	42	33,0	49,5
0,13	6,67	0,48	3,49	53	68	25,0	47,0
0,14	6,82	0,46	2,70	54	65	24,5	45,0
0,16	7,05	0,62	3,93	56	72	20,0	43,0
0,07	4,80	0,43	2,15	55	63	39,0	61,0
0,09	6,48	0,18	2,83	54	69	32,0	55,0
0,09	3,60	0,10	2,58	56	54	37,0	60,0

Групповой состав нефтей Нижнева

Месторождение, нефтепроявление	Пласт	Глубина зале- гания пласта, м	Плот- ность, г/см <sup>3</sup>	Начало кипения, °С	Температура выкипания фракции, для которой определялся групповой состав, °С
Северо-Покурское	БВ <sub>8-9</sub>	2153—2213	0,880	70	150—250
	БВ <sub>8</sub>	2126—2146	0,861	67	30—450
Аганское	БВ <sub>8-9</sub>	2184—2304	0,849	75	60—450
	БВ <sub>8</sub>	2182—2231	0,848	62	30—450
	БВ <sub>10</sub>	2440—2451 2453—2457	0,841	55	30—450
Варь-Еганское	БВ <sub>5</sub>	1968—1993	0,827	42	30—450
	БВ <sub>10</sub>	2209—2218	0,832	81	30—450
	Ю <sub>1</sub>	2789—2794	0,823	54	30—300
Северо-Варь-Еганское	БВ <sub>10</sub>	2380—2395	0,824	55	30—450
	Ю <sub>1</sub>	2713—2719	0,773	30	30—450
Покачевское	АВ <sub>1+2</sub>	1850—1856	0,883	130	30—300
	БВ <sub>6</sub>	2273—2285	0,859	55	30—300
	БВ <sub>8</sub>	2387—2401	0,842	53	30—300
	БВ <sub>20</sub>	2596—2605	0,838	52	30—300
	Ю <sub>1</sub>	2705—2716	0,835	56	30—300
Покамасовское	Ю <sub>1</sub>	2712—2725	0,836	55	30—300
	АВ <sub>1</sub>	1775—1788	0,864	56	30—300
Урьевское	Ю <sub>1</sub>	2577—2605	0,836	55	30—300
	АВ <sub>8</sub>	2048—2056	0,836	57	30—300
Тюменское	БВ <sub>6</sub>	2266—2272	0,831	55	30—300
	БВ <sub>8</sub>	2328—2335	0,831	54	30—300
	БВ <sub>6</sub>	2467—2478	0,842	55	30—300
Вать-Еганское	Ю <sub>1</sub>	2763—2790 2800—2812	0,842	58	60—300
	Ю <sub>2</sub>	2956—2965 2918—2923	0,854	85	70—300
	АВ <sub>1-5</sub>	1698—1743	0,868	66	30—435
Самотлорское	БВ <sub>8</sub>	2068—2130	0,836	58	30—450
	БВ <sub>10</sub>	2179—2205	0,838	47	30—450
Локосовское	БВ <sub>8</sub>	2187—2183	0,878	77	30—480
	БВ <sub>9</sub>	2203—2222	0,859	67	30—450
Ватинское	АВ <sub>1</sub>	1705—1828	0,858	74	30—450
	АВ <sub>9</sub>	1894—1909	0,858	59	30—450
	АВ <sub>10</sub>	1923—1930	0,860	83	30—430
	БВ <sub>8</sub>	2158—2165	0,845	64	30—450
Мегйонское	БВ <sub>8</sub>	2137—2159	0,847	76	30—450
	Ю <sub>1</sub>	2458—2474	0,876	108	122—500

## ртовского нефтегазоносного района

Групповой состав фракций					
Ароматические		Нафтеновые		Метановые	
дистиллят	нефть	дистиллят	нефть	дистиллят	нефть
3,87	3,71	84,17	80,64	11,96	10,65
23,98	16,84	27,17	19,08	48,85	34,20
27,26	20,72	21,51	16,35	51,23	38,93
24,77	19,63	25,33	19,02	49,90	37,92
23,38	19,09	28,40	23,49	48,22	39,54
17,50	13,49	29,40	22,64	53,10	40,89
19,61	14,97	26,00	19,50	54,39	41,34
18,71	9,39	38,22	19,18	43,07	21,54
15,86	12,26	27,16	21,00	56,98	43,87
17,40	14,24	17,92	14,66	64,68	53,04
22,94	7,40	42,28	13,64	34,78	11,13
16,28	5,88	27,77	10,03	55,95	20,14
16,94	7,03	31,87	13,23	51,19	20,99
17,10	7,41	32,93	14,27	49,97	21,49
16,56	6,95	32,58	13,67	50,86	21,36
18,75	8,00	29,42	12,55	51,83	22,29
14,88	5,60	34,02	12,80	51,10	19,42
18,94	9,59	25,68	13,00	55,38	28,24
12,94	6,04	44,07	20,57	42,99	20,21
15,11	7,34	36,64	17,80	48,25	23,64
13,68	6,02	33,74	14,85	52,58	23,14
17,78	7,82	31,36	13,79	50,86	22,38
18,89	8,74	37,92	17,55	43,19	19,87
14,19	5,69	9,08	3,64	76,73	30,69
25,55	16,98	31,17	20,77	43,28	28,56
23,56	17,30	25,66	19,01	50,78	37,58
22,82	17,64	20,69	16,11	56,49	43,50
23,90	15,63	28,83	18,85	47,27	30,73
21,49	13,90	30,25	19,22	48,26	31,37
22,60	15,83	30,68	21,38	46,72	32,70
23,20	16,20	30,73	21,45	46,07	32,25
24,35	17,02	25,64	17,92	50,01	35,01
20,98	13,14	60,85	38,11	18,17	11,44
28,20	22,52	24,63	19,41	47,17	37,74
25,27	18,76	37,47	28,97	45,76	35,38

фундамента, получено 90 м<sup>3</sup>/сут нефти. В скв. 7 при испытании интервала 2521—2528 м в кровле свиты также получен промышленный приток. Это легкие, малосернистые, малосмолистые, высокопарафинистые, существенно метановые нефти. Нафтеновых углеводородов в них очень мало. В керосиновых и масляных фракциях на долю нормальных алканов приходится 46—50% от углеводородов. Нафтеново-ароматическая фракция углеводородов с температурой кипения 200—300° С содержит 16,36% нафтеновых, 5,81% фенантеновых, 0,25% антраценовых структур. По содержанию нафтеновых структур эта фракция не отличается от других нефтей низменности, а выделяется повышенным содержанием фенантеновых структур (5,81%). В целом в углеводородах этой фракции содержится меньше конденсированных структур, чем в нефти Каменного месторождения. Нафтеново-ароматические углеводороды с температурой кипения выше 350° С содержат 12,64% нафтеновых структур (что несколько меньше, чем в нефти Каменного месторождения, но больше, чем в остальных изученных нефтях низменности), а также 9,12% фенантеновых и 1,95% антраценовых структур. Такого количества трициклических ароматических структур в других нефтях Западно-Сибирской низменности не наблюдается.

В нефти базальной залежи по результатам испытаний растворено 36,4 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> газа. В газе 82% метана, 3% этана и более тяжелых газообразных углеводородов, 12% азота и 3% углекислого газа.

Нефтеносность васюганской свиты (пласт Ю<sub>1</sub>) — второй нефть-содержащей толщи Нижневартовского свода — выявлена на Медведевской (скв. 7, интервал 2458—2454 м), Малореченской (скв. 117, интервал 2458—2474 м) и Мегионской структурах. Нефти легкие и средней плотности (0,82—0,89 г/см<sup>3</sup>), с выходом бензиново-керосиновых фракций от 47 до 60%. Содержание серы в них не превышает 0,6%, асфальтово-смолистых веществ 5—9%, парафинов от 3,70 до 2,19%. Углеводородный состав изменяется мало, количество метановых углеводородов в дистиллятной части остается постоянным и равно примерно 40% во всех залежах, ароматических углеводородов от 26,09 до 38,57%. Нефти относятся к метаново-нафтеновым. Необходимо заметить, что нефть из приконтурной части залежи в Мегионской скв. 1 более тяжелая и смолистая, чем из сводовых скважин. По углеводородному составу она метаново-ароматическая.

В мегионской нефти из пласта Ю<sub>1</sub> по данным испытаний скв. 132, растворено 75 м<sup>3</sup> газа на 1 м<sup>3</sup> нефти. Газ состоит из 42% метана, 51% тяжелых углеводородов, 3% азота и 1% углекислого газа.

Третьей нефть-содержащей толщей на Нижневартовском своде являются отложения неокома. В ачимовской пачке нефтепроявление отмечено в Мегионской скв. 1. Небольшой приток нефти (до 0,1 м<sup>3</sup>/сут) получен из интервала 2350—2365 м. Нефть близка по своим характеристикам к нефти из васюганской свиты в той же скважине: легкая, малосернистая, малосмолистая, малопарафинистая, метаново-ароматическая, содержит 45% легких фракций.



Мощный пласт песчаников, залегающий в кровле мегнионской свиты, является одним из основных продуктивных горизонтов (БВ<sub>10</sub>) на Нижневартовском своде. Он нефтеносен на Новомолодежном, Северо-Покурском, Ватинском, Мегнионском, Нижневартовском, Вартовско-Советском, Аленкинском, Аганском и Самолорском месторождениях. На некоторых месторождениях нефтеносны пласты БВ<sub>8</sub> и БВ<sub>9</sub>.

Средние значения плотности нефтей пласта БВ<sub>10</sub> по залежам колеблются от 0,836 до 0,896 г/см<sup>3</sup>; содержание серы от 0,46 до 0,94%; асфальтеново-смолистых компонентов — от 5,50 до 12,71%. Углеводородный состав нефтей отдельных залежей мегнионской свиты изменяется очень мало. Дистиллят содержит 43—49% метановых, 19—35% нафтеновых и 21—29% ароматических углеводородов. Соответственно нефти относятся к метаново-нафтеновому и метаново-ароматическому типам. Парафинов в нефтях от 1,93 до 4,09%.

В сторону Сургутского свода и с севера на юг происходит увеличение плотности, содержания серы и асфальтеново-смолистых компонентов в нефтях. Нефти Локосовского месторождения (пласты БВ<sub>8</sub>; БВ<sub>9</sub>) одни из наиболее тяжелых (0,862; 0,878 г/см<sup>3</sup>), сернистых (1,13; 1,36%), смолистых (7,90; 14,1) на Нижневартовском своде и очень близки к нефтям Сургутского свода.

Более детально изучен углеводородный состав нефти Вартовско-Советского месторождения (скв. 10, интервал 2159—2164 м). В ее бензиновых фракциях, кипящих до 150°С, содержится 30,83% нормальных парафинов, 39,52% изопарафинов, 19,92% нафтеновых и 9,75% ароматических углеводородов. В керосиновых и масляных фракциях этой нефти содержится соответственно 11,2 и 15,6% нормальных парафинов в составе метаново-нафтеновых углеводородов. Количества конденсированных ароматических структур в нафтеново-ароматической части керосиновых и масляных фракций близки между собой. На долю нафтеновых структур приходится соответственно 14,38 и 10,49%, фенантеновых 3,54 и 6,87% и антраценовых 0,07 и 1,26%. В масляной фракции несколько меньше нафтеновых и несколько больше фенантеновых и особенно антраценовых структур.

Тенденция в изменении состава нефтей в пределах залежи по направлению к водонефтяному контакту выражена значительно слабее, чем в залежах на Сургутском своде (пласт БС<sub>1</sub> на Усть-Балыкском месторождении и др.). Не наблюдается четкой закономерности и в изменении физико-химических свойств нефтей в водоплавающей и неводоплавающей частях залежей. Так, на Мегнионском месторождении в пласте БВ<sub>8</sub> плотность нефти и содержание в ней серы в водоплавающей и неводоплавающей частях залежей соответственно равны 0,849 г/см<sup>3</sup>, 0,73% и 0,846 г/см<sup>3</sup>, 0,88% в северной части, 0,864 г/см<sup>3</sup>, 0,96% и 0,843 г/см<sup>3</sup>, 0,82% в средней, 0,853 г/см<sup>3</sup>, 0,86% и 0,851 г/см<sup>3</sup>, 0,91% в южной. Аналогичная картина имеет место на Вартовско-Советском месторождении. Здесь средняя плотность нефтей в залежи пласта БВ<sub>10</sub> в водоплавающей части 0,852 г/см<sup>3</sup>,

а в неводоплавающей 0,845 г/см<sup>3</sup>; содержание серы во всей залежи примерно одинаково, в среднем 0,94%.

Изменение газонасыщенности нефтей в пределах залежей аналогично таковому для нефтей Сургутского свода. Так, по Ю. Г. Змину (1968), на Вартовско-Советском месторождении газонасыщенность нефтей пласта БВ<sub>10</sub> в сводовых участках залежи достигает 60—67 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, а в северо-восточной части залежи вблизи водонефтяного контакта газовые факторы снижаются до 10 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

На Мегионском, Нижневартовском, Ватинском и Северо-Покурском месторождениях наблюдается та же схема изменения газонасыщенности нефтей. В приподнятых участках структур газовые факторы имеют наивысшие значения (50—60 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>), вниз по погружению продуктивных пластов газонасыщенность нефтей снижается до 20—30 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Падение газовых факторов по погружению слоев отмечалось ранее Т. Н. Пастуховой для Вартовско-Советского месторождения.

Пласты группы БВ, лежащие выше горизонта БВ<sub>8</sub>, также продуктивны на ряде месторождений. Состав нефтей в этих залежах сходен с составом нефти в пластах БВ<sub>8</sub>—БВ<sub>10</sub>.

В пластах группы АВ промышленные залежи нефти установлены на Северо-Покурском, Ватинском, Самотлорском месторождениях и малодобитные залежи на Мегионском и Ермаковском. Это несколько более тяжелые нефти, их средняя плотность варьирует от 0,892 до 0,851 г/см<sup>3</sup>. Содержание серы колеблется от 0,68 до 1,69%, асфальтово-смолистых компонентов от 5,23 до 22,19%, парафинов от 1,45 до 4,04%. По углеводородному составу это метаново-нафтенновые, метаново-ароматические и нафтенново-метановые нефти с содержанием метановых углеводородов от 38,42 до 49,99%, нафтенновых от 25,50 до 37,64% и ароматических от 18,45 до 29,36%.

Нефть из пласта АВ<sub>1</sub> на Вартовско-Советском месторождении (скв. 19, интервал 1680—1649 м) содержит 16,4% нормальных парафинов. В высокомолекулярных нафтенново-ароматических углеводородах этой нефти сравнительно мало конденсированных структур: 11,50 и 7,4% нафтенновых, 2,14 и 4,67% фенантреновых, 0,02 и 1,10% антраценовых в керосиновой и масляной фракциях соответственно.

### СВЯЗЬ СОСТАВА НЕФТЕЙ С УСЛОВИЯМИ ИХ ОБРАЗОВАНИЯ

Анализ материалов по геохимии нефти дает весьма ценную информацию об их генезисе. Он позволяет установить связь углеводородов и других компонентов нефти с материнскими породами, уточнить условия миграции углеводородов, выявить динамику процесса формирования залежи и время ее формирования, выяснить, какие вторичные изменения претерпела нефть в залежах.

Рассмотрим с этих позиций имеющиеся материалы. Прежде всего обратимся к анализу изменений, которые нефть претерпевает при миграции. Эти вопросы обстоятельно изучены в Советском

Союзе В. А. Соколовым (1948), В. А. Успенским (1958), А. А. Трофимуком и А. Э. Конторовичем (1965), А. Э. Конторовичем и др. (1967, 1971), В. С. Вышемирским, А. Э. Конторовичем, А. А. Трофимуком (1971), И. С. Старобинцем (1966) и др. Из зарубежных исследователей наиболее конкретно этот вопрос освещен С. Р. Сильверманом (1967).

Проведенные нами исследования убедительно показали, что при миграции нефти через горные породы в их составе увеличивается количество парафиновых углеводородов, смол, соединений ванадия, никеля и др. и уменьшается содержание полярных веществ — асфальтенов. Неуглеводородные органические соединения, содержащиеся в структурах кислород, серу и азот, будучи наиболее полярными компонентами нефтей, должны чрезвычайно легко адсорбироваться на поверхности минералов или растворяться в воде при миграции через насыщенные водой породы. Из углеводородных соединений процессу адсорбции и растворению при миграции нефти должны подвергаться ароматические углеводороды как более полярные и легко растворимые в воде. Если все эти процессы или даже их часть имеют место при миграции, то нефть во вторичных залежах должна иметь меньшую плотность.

Выше мы рассмотрели изменение состава нефтей в пределах отдельных месторождений и сводов. При этом было показано, что общей тенденцией является утяжеление нефтей вверх по разрезу. Следовательно, этот факт находится в противоречии с гипотезами о массовой миграции нефти из фундамента в осадочный чехол или из юрских отложений в неокомские.

Повышенную плотность и сернистость неокомских нефтей ряд исследователей (Ф. Г. Гулари, А. Э. Конторович, О. Ф. Стасова) объясняют криптогипергенными процессами. Такое объяснение не соотносится с гидрогеологическими данными. В неокомских водах Среднеобской нефтеносной области серы очень мало, причем, как показал В. М. Матусевич (1970), чем больше серы в нефтях, тем меньше ее в водах.

Есть и более веские аргументы в пользу сингенетичности основной массы юрских и неокомских нефтей вмещающим их толщам. Опираясь на имеющиеся геохимические данные и теоретические исследования А. Э. Конторовича, И. И. Нестерова и других исследователей, мы показали, что сера накапливается преимущественно в морских битумоидах, а асфальтены — в континентальных. Эти соединения наименее мигрантны и поэтому лучше всего должны характеризовать связь исходного органического вещества и нефти.

Д. Г. Эрдман (1967), рассматривая геохимические особенности высокомолекулярных неуглеводородных фракций нефтей, в частности асфальтенов, пришел к выводу, что они могли возникнуть за счет метаболических кольцевых структур растений и животных. Такие структуры обнаружены им только в наземных организмах. В экстрактах из органических соединений субэквальных северных и субтропических болот, глубинных плов морских отложений таких

соединений не найдено. На основании этих исследований также можно сделать вывод, что асфальтены в нефтях образуются за счет преобразования в основном наземных растительных остатков или в общем случае за счет гумусовых органических соединений, т. е. количество асфальтенов в нефтях должно быть повышенным в залежах, находящихся в породах континентального и прибрежно-морского генезиса.

В 1964 г. Ф. Г. Гурари, И. П. Запивалов, А. Э. Конторович, И. И. Нестеров и Б. П. Ставицкий установили связь между содержанием серы в нефтях и в битумоидах. Используя эти данные, А. В. Рыльков (1969) подсчитал коэффициент корреляции между содержанием серы в нефтях и в хлороформенных битумоидах вмещающих пород, равным +0,86. Он анализировал залежи нефти в континентальных, прибрежно-морских и морских отложениях.

Связь сернистости и смолистости нефтей с фациальными условиями накопления пород, вмещающих залежи, отмечена Ф. К. Салмановым и Г. Э. Прозоровичем (1968). В пределах Западно-Сургутского месторождения (Западная Сибирь) в морских отложениях пласта БС<sub>1</sub> при почти одной и той же плотности нефти в этих пластах градиент изменения сернистости в расчете на 0,001 г/см<sup>3</sup> изменения плотности нефти увеличивается в 2 раза, а градиент изменения содержания суммы смол и асфальтенов уменьшается в 3 раза. Следовательно, в залежах нефти, залегающих в породах прибрежно-морского генезиса, резко преобладают асфальтеносмолистые компоненты, в залежах, где окружающие породы накапливались в морских условиях, — сернистые соединения.

Таким образом, содержание асфальтенов в нефтях в общем случае можно рассматривать в качестве показателя формирования состава залежей за счет преобразования в основном гумусового органического вещества (континентальные условия), а содержание серы — в качестве показателя формирования состава залежей за счет преобразования в основном сапропелевого органического вещества (морские условия).

После формирования залежи нефти и ее погружения в условиях более высоких температур и давлений происходит изменение состава нефти, в том числе уменьшение содержания асфальтенов и сернистых соединений (А. Э. Конторович и др., 1967; И. И. Нестеров, 1969). Поэтому в качестве показателя геохимической среды залежей нефти следует брать не абсолютные содержания асфальтенов и серы в нефтях, а их отношение<sup>1</sup>. А. В. Тяна (1970) в качестве такого отношения взял отношение содержаний асфальтенов к серы. Эта идея в дальнейшем была развита и обоснована в работе И. И. Нестерова, А. В. Тяна, И. Н. Ушатинского и автора (1970).

Автор считал, что такое отношение не может быть постоянным в нефтях разного состава, а в зависимости от конкретных геологиче-

---

<sup>1</sup> Это отношение может иметь генетический смысл в том случае, если показано, что не происходило повообразования асфальтенов. — *Прим. ред.*

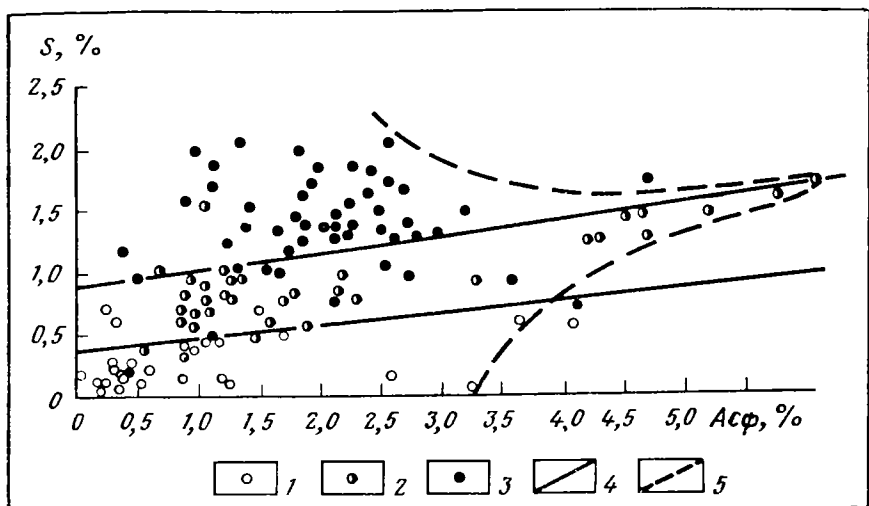


Рис. 12. Связь между содержанием серы и асфальтенов в нефтях Западно-Сибирской плиты.  
 Ф а ц и и :  
 1 — континентальные угле- 2 — прибрежно-морские, 5 — предположительная гра-  
 нисные, 3 — морские; ница максимальных со-  
 4 — границы зон; держаний асфальтенов  
 в первичной нефти.

ских условий будет меняться. В связи с этим была изучена взаимная связь между содержанием асфальтенов и серы в нефтях для толщ разной фациальной природы (рис. 12).

В континентальных толщах содержание асфальтенов в нефтях меняется в широких пределах, а содержание серы всегда низкое. В прибрежно-морских толщах диапазон возможных изменений концентрации асфальтенов максимальный, а сернистость нефтей выше.

Наконец, в нормально морских толщах сера содержится в максимальных количествах, а диапазон изменений концентрации асфальтенов относительно невелик. Границы, разделяющие эти три группы нефтей, весьма четкие. Для них могут быть найдены уравнения регрессии

$$S_{\text{к-пм}} = 0,30 + 0,12Acф,$$

$$S_{\text{пм-м}} = 0,90 + 0,12Acф.$$

где  $S$  — содержание серы в нефти (к — континентальные, пм — прибрежно-морские, м — морские отложения);  $Acф$  — содержание асфальтенов в нефти.

Разный диапазон изменения концентраций асфальтенов в нефтях толщ разного генезиса связан, скорее всего, с условиями миграции. Миграция асфальтенов зависит от коллекторских свойств и выдержанности проницаемых горизонтов и состава исходного органического вещества. В континентальных толщах с гумусовым органическим веществом асфальтены, видимо, имеют более сложную

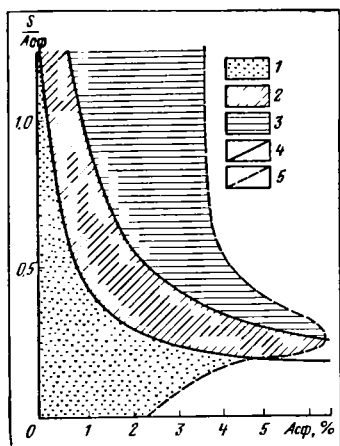


Рис. 13. Изменение коэффициента пористости нефтей  $\frac{S}{Acf}$  в зависимости от содержания в них асфальтенов.

Фа ц и и: 1 — континентальные угленосные, 2 — прибрежно-морские, 3 — морские; 4 — границы зон; 5 — предположительная граница максимальных содержаний асфальтенов в первичной нефти.

уточнить понятие о показателе геохимической среды нефтеобразования. Вместо отношения  $\frac{Acf}{S}$  мы предлагаем обратное отношение  $\frac{S}{Acf}$ , называя его коэффициентом мористости нефтей ( $K_m$ ). Из приведенных выше уравнений следует, что для нефтей, генетически связанных с континентальными отложениями,

$$K_m < 0,12 + \frac{0,30}{Acf};$$

для нефтей, образовавшихся в прибрежно-морских толщах

$$0,12 + \frac{0,30}{Acf} < K_m < 0,12 + \frac{0,90}{Acf};$$

для нефтей морского генезиса

$$K_m > 0,12 + \frac{0,90}{Acf}.$$

Генетическая диаграмма, позволяющая по величине коэффициента мористости и содержанию асфальтенов судить о генезисе нефти, приведена на рис. 13.

Выше автором изложены данные СНИИГГМСа и ЗапСибНИГНИ о составе углеводородов в толщах разного генезиса. Как показано

структуру, чем в сапропелевом, и менее мигрантоспособны. Кроме того, сапропелевое органическое вещество генерирует больше жирных углеводородных газов, что также, по данным С. Н. Беледской, М. И. Гербер и др., благоприятствует эмиграции асфальтенов. В прибрежных толщах органическое вещество преимущественно сапропелевое, а песчаные пласты наиболее выдержаны и обладают лучшими коллекторскими свойствами, потому в нефтях более всего асфальтенов. В континентальных толщах ни тип органического вещества, ни характер проницаемых пластов не благоприятствуют миграции асфальтенов. Однако здесь относительно маломощны пласты глины, из которых, как показали А. Э. Конторович и А. А. Трофимук, битумоидов мигрирует больше. В нормально морских толщах пласты глины мощные, а коллекторские свойства проницаемых пластов низкие.

Приведенные материалы позволяют

А. Э. Конторовичем и др. (1965, 1966, 1967 и др.), а в дальнейшем Г. Ф. Григорьевой и др. (1970), составы углеводородов нефтематеринских толщ и образовавшихся в них нефтей очень сходны. Это еще одно доказательство преимущественно сингенетичности нефтей в мезозое Среднеобской нефтеносной области. Для этой территории, разумеется, есть свидетельства о вертикальном перетоке углеводородов из юрских отложений в нижнемеловые. Наиболее достоверное из них — наличие очень легкой, малосернистой нефти в пласте БС<sub>7</sub> на Правдинском месторождении. За пределами описанной территории такие примеры известны на Мыльджинском, Южно-Мыльджинском, Северном и Межовском месторождениях (Ф. Г. Гурари и др., 1967). Однако эти примеры единичны и лишней раз свидетельствуют о том, что переток нефти из юрских отложений в нижнемеловые был исключением, а не правилом.

Мы уже писали ранее (Ф. К. Салманов, 1967; Ф. К. Салманов, Г. Э. Прозорович, 1968), что распределение нефтей в залежах позволяет судить о динамике заполнения ловушек нефтью. Дифференциация нефтей в залежах происходит под действием сил гравитации. Поэтому, если относительно молодые залежи формируются в несколько фаз, то времени замедления их формирования должны отвечать более тяжелые нефти. На самом деле, как мы отмечали выше, этого нет. В пределах Сургутского свода наблюдается утяжеление нефтей к водонептяному контакту. На Нижневартовском своде нефти в залежах неокома меняются мало, вероятно, они несколько моложе, чем на Сургутском своде. Ранее к аналогичному выводу по литологическим данным пришел Г. Э. Прозорович (1968). Это хорошо соотносится со взглядами Н. Б. Вассоевича (1967) и А. Э. Конторовича (1967), что главная фаза (зона) нефтегазообразования имеет место на длиннопламенной и газовой стадиях. Именно они характерны для юрских и неокотских отложений Среднеобской области.

## ВРЕМЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ

В вопросе о времени формирования залежей нефти в последние годы в литературе наметились две точки зрения.

Одна группа исследователей — К. Р. Чепиков, Е. И. Ермолова, Н. А. Орлова (1959), Г. Н. Перозио (1964), Г. Э. Прозорович (1966, 1967, 1968), Г. Э. Прозорович, Э. Л. Валюженич (1966, 1967) и др. — разрабатывает методику определения времени заполнения ловушки нефтью и газом по эпигенетическим преобразованиям нефтегазодержащих пород.

Другое направление успешно развивается в работах С. П. Максимова, Н. А. Еременко, М. С. Бурштара, Г. А. Алексина, А. Я. Эдельштейна, В. А. Чихмачева, Б. М. Яковлева, А. В. Меркулова, В. А. Кирова, С. И. Близниченко. В основе этого метода определения времени формирования залежей газа лежит идея А. И. Леворсена о том, что объем газа в залежи меняется по закону Бойля-Мариотта — прямо пропорционально температуре и обратно пропорционально давлению. А при определении времени образования нефтяных залежей основной является предпосылка о том, что давление насыщения нефти газом должно отвечать пластовому «палеодавлению» в момент окончательного формирования залежи.

В течение ряда лет автором разработана существенно отличная от этих методика определения времени формирования залежей нефти и газа. Впервые она была опубликована в совместной статье с Ю. В. Брадучаном, И. И. Нестеровым и др. по Усть-Балыкскому месторождению в 1964 г. В дальнейшем исследования были продолжены (1967, 1968, 1969 гг.).

Сущность этой методики сводится к следующему. По какому-либо продуктивному горизонту строится серия палеотектонических карт на различные этапы развития локального поднятия. На каждом этапе развития структуры делается анализ возможного положения залежи нефти на основании сопоставления с современной площадью ее развития. В момент окончания формирования залежи современная площадь ее должна полностью соответствовать палеотектоническому плану продуктивного пласта. За такой момент принимается время, когда замыкающая палеоизогипса будет примерно совпадать с современным внешним контуром водонефтяного контакта.



В основе этих методов лежат разные идеи, и они не исключают, а дополняют друг друга.

Так, определение времени формирования залежи по эпигенетическим изменениям позволяет фиксировать начало и длительность этого процесса. Анализ соотношений пластовых давлений и давлений насыщения фиксирует время завершения формирования залежи. Однако этот метод справедлив лишь в том случае, или точнее для тех залежей, когда в процессе формирования залежей не происходили новообразования газов или их утечка через экран. Предлагаемый нами палеотектонический метод наиболее прост и нагляден. Он позволяет фиксировать время, когда могло начаться формирование залежи (появление ловушки) и, что более важно, время, ранее которого оно завершиться не могло.

Из рассмотренного видно, что желателен взаимный контроль выводов о времени формирования залежей, полученных разными методами. Опыт такого сравнительного исследования был принят Г. Э. Прозоровичем и автором в 1968 г.

Рассмотрим данные определения времени формирования залежей, основанного на палеотектоническом анализе.

Для Сургутского свода они уже рассматривались нами ранее (1967, 1968, 1970). Аналогичный анализ по Нижневартовскому своду предпринят впервые.

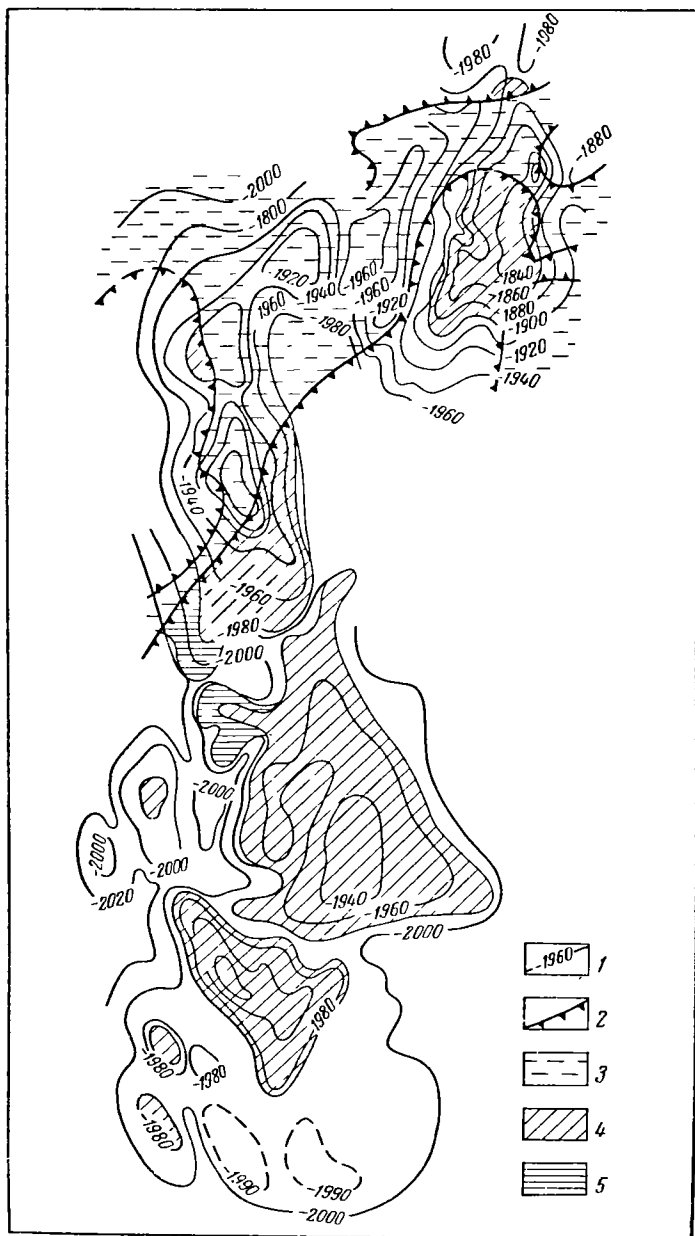
## СУРГУТСКИЙ СВОД

**Пласт БС<sub>10</sub>.** Для определения времени формирования залежей в пласте БС<sub>10</sub> рассмотрим историю развития основных локальных поднятий Сургутского свода, в пределах которых к настоящему времени открыты промышленные залежи нефти.

В пределах Южно-Балыкского поднятия на начало аптского века по кровле пласта БС<sub>10</sub> структура оконтуривалась палеоизогипсой — 480 м. Площадь в современном контуре нефтеносности больше площади замкнутого поднятия на рассматриваемый отрезок времени, особенно в северо-восточной части поднятия. Следовательно, залежь нефти в современном контуре на Южно-Балыкской структуре не могла быть сформирована к началу аптского века.

На начало туронского века Южно-Балыкское поднятие оконтуривалось палеоизогипсой 1430 м. Площадь залежи в современном внешнем контуре нефтеносности несколько больше площади палеоструктуры. С точки зрения возможности существования залежи нефти можно допустить наличие таковой в контуре палеоизогипсы — 1430 м, т. е. если бы залежь нефти существовала в этот период, то структурные условия для ее сохранения уже были созданы на большей части современного контура нефтеносности. Окончательное заполнение ловушки в этом случае происходило в послетуронское время.

На начало олигоценового времени (рис. 14) Южно-Балыкское поднятие по кровле пласта БС<sub>10</sub> замыкалось изолинией — 1980 м.



14. Палеотектоническая карта кровли пласта  $BC_{10}$  на начало олигоценного времени южной части Сургутского свода.

палеозогипсы кровли пласта  $BC_{10}$ ;  
 граница замещения песчаников глинистыми породами в пласте  $BC_{10}$ ;  
 глинистые породы; участки совре-

менных залежей нефти в пласте  $BC_{10}$ ,  
 которые могли быть заполнены нефтью;  
 4 — на начало олигоценного времени,  
 5 — в послеолигоценное время.

Положение этой изолинии в плане примерно совпадает с современным контуром водонефтяного контакта.

В пределах Мамонтовского месторождения по кровле пласта БС<sub>10</sub> на начало аптского века структура замыкалась изогипсой — 480 м. В этих рамках площадь замкнутого поднятия была примерно в 3 раза меньше современной.

Скв. 24, расположенная в краевой части современной залежи, имеет палеоотметку кровли пласта БС<sub>10</sub>, равную — 474 м, т. е. если залежь нефти на Мамонтовской площади к началу апта и существовала, то она могла лишь занимать площадь в контуре палеоизогипс 470—474 м.

На начало туронского века Мамонтовское поднятие замыкалось палеоизогипсой — 1430 м. Возможный контур нефтеносности мог в этот период времени проходить по изогипсе — 1425 м, в районе которой расположена скв. 24, вскрывшая водонефтяной контакт. В этом случае возможная площадь нефтеносности на начало туронского века в пределах Мамонтовской структуры примерно в 2 раза меньше современной площади. Большая часть Очимкинской и вся Каркатеевская площади в это время нефти не могли содержать.

На начало олигоценового времени по кровле пласта БС<sub>10</sub> Мамонтовское поднятие оконтуривалось палеоизогипсой — 1980 м. На большей части месторождения положение этой изолинии совпадает с современным контуром водонефтяного контакта.

Усть-Балыкское поднятие на начало аптского века по кровле пласта БС<sub>10</sub> в пределах развития его в песчаных фациях было оконтурено изогипсой — 480 м. В этих районах площадь замкнутой части структуры меньше площади залежи в современном контуре нефтеносности, особенно в юго-западной части ее. На начало туронского века восточная часть Усть-Балыкского поднятия оконтуривалась палеоизогипсой — 1440 м. В этом контуре современная площадь нефтеносности несколько больше замкнутой палеоловушки, особенно в южной части ее.

На западном склоне этого поднятия в районе скв. 502 структурных условий для заполнения нефтью залежи не существовало. Это является доказательством того, что в пласте БС<sub>10</sub> на Усть-Балыкском поднятии на начало туронского века залежи еще не было.

На начало олигоценового времени Усть-Балыкская структура в ее южной части замыкалась палеоизогипсой — 1980 м. Современная площадь залежи несколько больше площади поднятия на начало олигоцена. В самой южной части поднятия в скв. 36 нефть имеется в пласте БС<sub>10</sub>, хотя отметка палеоизогипсы здесь — 1996 м. Следовательно, к концу накопления люлинворской свиты залежь в пласте БС<sub>10</sub> Усть-Балыкского поднятия окончательно еще не была сформирована. В юго-западной части поднятия заполнение нефтью ловушки продолжалось и в послезоценовое время.

В пределах Западно-Сургутской площади ловушка в пласте БС<sub>10</sub>, способная вместить современные запасы нефти, была уже

почти полностью оформлена к началу аптского века. Поэтому процесс возможного формирования залежи здесь определить трудно. Можно лишь отметить, что заполнение нефтью могло происходить лишь в послепапское время, так как до этого времени все объемное поровое пространство в контурах современной залежи должно было быть заполнено газом.

Таким образом, приведенные выше материалы показывают, что в пределах южной части Сургутского свода в пласте БС<sub>10</sub> окончательное заполнение существующих ловушек происходило в послезоценовый этап.

**Пласт БС<sub>6</sub>.** В пласте БС<sub>6</sub> промышленные залежи нефти выявлены в пределах Правдинского, Тепловского и Среднесалымского локальных поднятий.

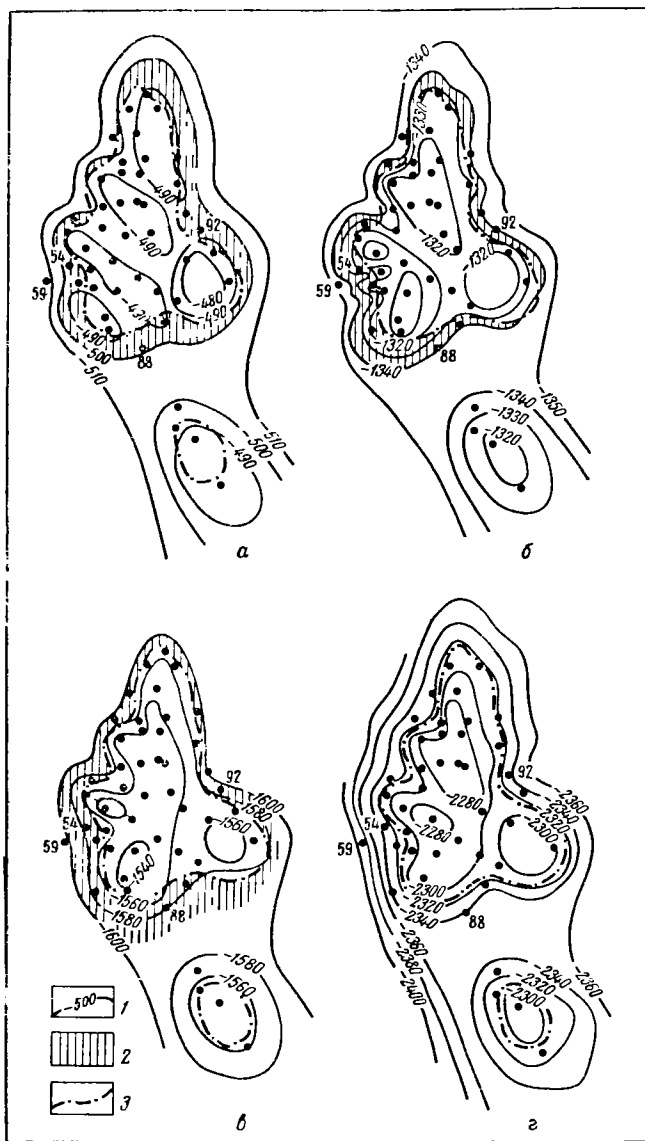
Наиболее изученным является Правдинское месторождение. На начало аптского века кровля пласта БС<sub>6</sub> оконтуривалась палеоизолинией — 500 м. На юге Правдинского поднятия площадь в современном контуре нефтеносности несколько больше площади палеоструктуры. Если бы залежь в современном объеме заполнила ловушку того времени, то все скважины, сейчас расположенные за контуром ВНК (скв. 54, 59, 92, 88), должны были быть с нефтью или со следами нефти. Поскольку этого не наблюдается, то вероятнее всего, что к началу аптского века в пласте БС<sub>6</sub> Правдинского поднятия залежи нефти не было (рис. 15).

На начало туронского века площадь палеоструктуры значительно увеличивается по сравнению с аптским веком. Правдинское поднятие оконтуривалось палеоизогипсой — 1345 м. Современный контур нефтеносности совпадает с этой палеоизолинией в северо-западной части поднятия, и если бы на рассматриваемый момент залежь нефти была уже полностью сформирована, то площадь ее была бы значительно больше современной (см. рис. 15).

На начало олигоценового времени по кровле пласта БС<sub>6</sub> Правдинское поднятие оконтуривалось палеоизогипсой — 1925 м. В этом контуре замкнутая площадь структуры почти совпадает с современным контуром нефтеносности на большей части структуры, за исключением ее южной периклинали и юго-западного склона. Скв. 83 должна быть в контуре нефтеносности. Поскольку эта скважина в пласте БС<sub>6</sub> нефти не имеет, то можно считать, что к концу олигоценового времени залежь нефти могла быть только в контуре, ограниченном палеоизолинией — 1900 м. В этом случае нефтеносность в пласте БС<sub>6</sub> должна быть в 1,5 раза меньше современной. Остальная часть ловушки могла быть заполнена нефтью только в послезоценовый период.

В современном структурном плане по кровле пласта БС<sub>6</sub> Правдинское поднятие оконтуривается изолинией — 2340 м. Внешний контур нефтеносности на большей части структуры совпадает с изолинией — 2330 м.

**Пласт БС<sub>4</sub>.** По кровле пласта БС<sub>4</sub> Правдинское поднятие представляет собой брахиантиклинальную структуру с амплитудой



15. Палеоструктурные карты по кровле пласта БС, Правдинского и Среднесалынского месторождений.

палеоизогипсы кровли пласта;  
 участки ловушки, которые были бы  
 полнены нефтью, если бы формиро-  
 ванис залежи завершилось;  
 на начало апта,

б — на начало турона,  
 в — на начало зюнсана;  
 г — современная структура;  
 з — ВНК.

60 м, оконтуренную изогипсой — 2300 м. В пределах поднятия в пласте БС<sub>4</sub> имеются две небольшие изолированные залежи, приуроченные к северному и южному куполам. Водонефтяной контакт проходит на обоих куполах по отметке — 2253 м. Высота залежи при этом составляет: северной залежи — 18 м, южной — 7 м.

На начало аптского века палеоструктурный план кровли пласта БС<sub>4</sub> резко отличался от современного, хотя в целом Правдинское поднятие как замкнутая структура было уже оформлено к этому времени и занимало площадь, близкую к современной, отдельные купола его не совпадали с современными.

Если бы к этому времени уже началось формирование залежи нефти, то она располагалась бы или в восточной части поднятия или на большей части поднятия, которая превышает суммарные современные площади залежей в 5—6 раз. Сравнение современных контуров нефтеносности с палеоструктурным планом кровли пласта БС<sub>4</sub> на начало аптского века убедительно показывает, что в это время процесс заполнения нефтью ловушек еще не начинался. Это тем более вероятно, что за пределами современной площади нефтеносности в песчаниках пласта БС<sub>4</sub> каких-либо следов остаточной нефти не отмечается и, следовательно, не было перераспределения нефти в результате последующей структурной перестройки поверхности пласта БС<sub>4</sub>.

На начало олигоценового времени палеоструктурная поверхность кровли пласта БС<sub>4</sub> значительно видоизменилась по сравнению с аптским веком, но еще существенно отличалась от современной формы поднятия. Самостоятельного замкнутого купола не существовало на месте современной северной залежи; центральный и южный купола объединялись в одну ловушку. Если бы залежь нефти к началу олигоценового времени начала формироваться, то, во-первых, она была бы единой и занимала площадь в пределах палеоизогипсы — 1860 м, что почти в 2 раза больше современной суммарной площади нефтеносности, и, во-вторых, она имела бы в пределах современного южного купола (скв. 75), который к началу олигоцена был наиболее приподнят. Следов перераспределения нефти в скв. 84, 73 и 75 не отмечается, поэтому довольно уверенно можно сказать, что к началу олигоценового времени процесс заполнения нефтью ловушек в пласте БС<sub>4</sub> еще не начинался. По-видимому, формирование залежей нефти в пласте БС<sub>4</sub> Правдинского месторождения произошло в неогеновый этап.

**Пласт БС<sub>1</sub>.** В пласте БС<sub>1</sub> промышленные залежи нефти выявлены в пределах Южно-Балыкской, Усть-Балыкской, Быстринской, Сайгатинской и Западно-Сургутской структур. Наиболее изученными являются Усть-Балыкское, Быстринское и Западно-Сургутское поднятия. Ниже дан анализ палеотектонического развития их для определения условий формирования залежей в пласте БС<sub>1</sub>.

Рассмотрим возможное время формирования залежей в пласте БС<sub>1</sub> южной части Сургутского свода по отдельным залежам.

По кровле пласта БС<sub>1</sub> Усть-Балыкское поднятие на начало апт-

ского века как замкнутая структура было только в южной части современного его положения и оконтуривалось палеоизогипсой — 230 м. На севере существовало небольшое поднятие меридиональной ориентировки в районе скв. 207 и скв. 1108, оконтуренное палеоизогипсой — 215 м. Современная площадь нефтеносности значительно меньше площади палеоструктуры в замкнутом контуре на юге и почти в 10 раз больше — на севере. В этих структурных условиях существование залежи нефти на начало аптского века в пласте БС<sub>1</sub> маловероятно.

На начало туронского века палеоструктура Усть-Балыкского поднятия оконтуривалась палеоизогипсой — 1190 м. Северная и южная части его находились в контурах единого замкнутого поднятия. Современная площадь нефтеносности меньше площади палеоструктуры в замкнутом контуре. Если бы в современном объеме залежь нефти существовала к началу турона, то следы нефти были бы в скв. 209, 90, 543, 116, 117, 79, 215. Поскольку этого не наблюдается, то можно лишь сказать, что если бы формирование залежи происходило в дотуронское время, то нефтью могли быть заполнены лишь очень небольшие два участка в районах скв. 63-76 и 69, оконтуренные палеоизогипсой — 1160 м.

На начало олигоценового времени Усть-Балыкская палеоструктура замыкалась палеоизогипсой — 1700 м (рис. 16). В этих рамках современная площадь нефтеносности несколько больше площади палеоструктуры в замкнутом контуре. Если бы к началу олигоцена (граница люлинворской и чеганской свит) залежь нефти была бы полностью сформирована, то запасы ее были бы несколько ниже, чем современные, так как почти 40 км<sup>2</sup> площади современной залежи находилось за контуром замкнутой части структуры.

Если считать, что все же большая часть месторождения в этот период существовала, то окончательное заполнение ловушки в районах ныне нефтеносных скв. 1109, 218, 66, 502 и 206 происходило в послезоценовый период.

На Усть-Балыкском поднятии нефтяные залежи имеются в пластах БС<sub>2-3</sub>, БС<sub>4</sub> и БС<sub>5</sub>. Свойства нефти в этих пластах такие же, как и в пласте БС<sub>1</sub>. Водонефтяные контакты также близки между собой. Это является основанием для предположения о гидродинамической связи между указанными группами пластов. Соответственно условия формирования залежей нефти в них также были близки между собой.

Не исключается возможность перетока нефти из нижележащих пластов в выше лежащие. Вероятность таких перетоков в целом по своду увеличивается в восточном направлении, где разделяющие глинистые покрывки опесчаниваются или полностью замещаются песчаниками, и смежные пласты объединяются в одно пронизываемое тело.

На Быстринском поднятии по кровле пласта БС<sub>1</sub> на начало аптского века структура замыкалась палеоизогипсой — 210 м. Современный контур нефтеносности в ряде мест располагается на палео-

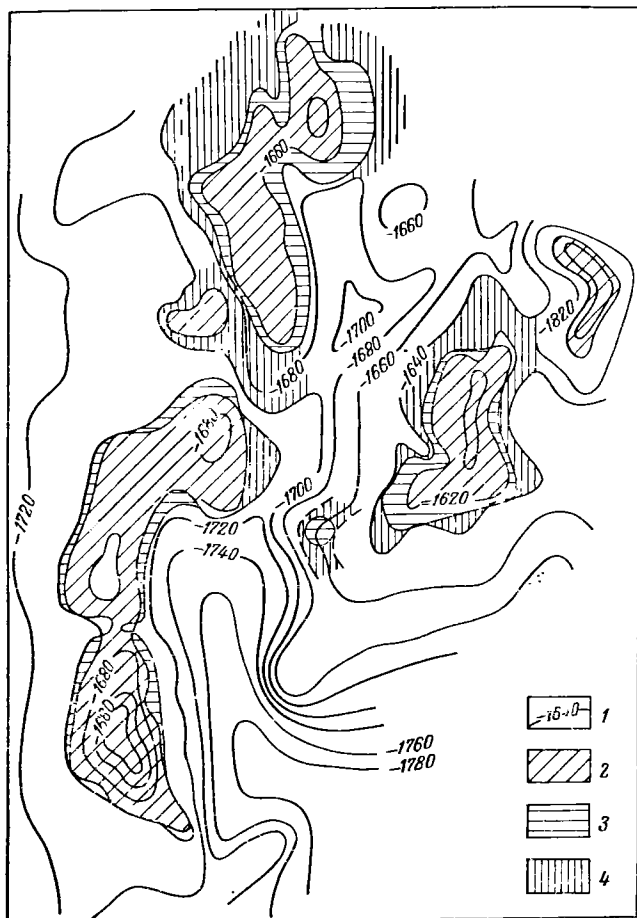


Рис. 16. Палеотектоническая карта кровли пласта  $BC_1$  на начало олигоценового времени южной части Сургутского свода.

1 — палеоизогипсы кровли пласта  $BC_1$ ; участки современных залежей в пласте  $BC_1$ , которые могли быть заполнены нефтью;

2 — на начало олигоценового времени,

3 — в послеолигоценовое время;

4 — участки структур, где пласт  $BC_1$  не заполнен нефтью, но расположенные выше возможного палеоконтакта на начало олигоценового времени.

отметках — 230 м. Если бы залежь в рассматриваемый отрезок времени уже существовала, то нефтью должны были быть заполнены даже впадины, разделяющие Усть-Балыкское, Западно-Сургутское и Быстринское поднятия. По-видимому, залежи нефти в пласте  $BC_1$  на Быстринском поднятии к началу апта не существовало.

К началу туронского века по кровле пласта  $BC_1$  Быстринское поднятие замыкалось палеоизогипсой — 4160 м. Современный контур нефтеносности в ряде мест расположен на палеоотметках — 4190 м, т. е. далеко за пределами замкнутого контура палеоподнятия.



На начало олигоценового времени Быстринское поднятие замыкалось по палеоизогипсе —1660 м. Современная залежь больше этого контура. При этом на западном склоне замыкающая палеоизолиния и современный контур почти совпадают, а в восточной части довольно резко расходятся (см. рис. 16).

На основании этих материалов можно предположить, что на Быстринском поднятии окончательное заполнение ловушки происходило в послезоценовое время.

Западно-Сургутское поднятие по кровле пласта БС<sub>1</sub> на начало аптского века существовало в виде двух небольших куполов, оконтуренных палеоизолиниями —190 м. Но даже в таких размерах на южном куполе палеоизогипса —190 м выходит за контур современной нефтеносности в районе скв. 186—187.

На начало туронского века Западно-Сургутское поднятие было оконтурено палеоизогипсой —1120 м. На севере структуры эта палеоизогипса выходит за современный контур нефтеносности. Соответственно условия для заполнения нефтью ловушки на начало турона имели место лишь в узкой зоне, ограниченной палеоизогипсой —1110 м, которая по площади почти в 10 раз меньше современной площади нефтеносности. Если предположить, что газ поступает в ловушку раньше, чем нефть, то современный его объем значительно больше объема порового пространства в возможном контуре существования залежи при давлении 110 кгс/см<sup>2</sup>. По-видимому, вероятность заполнения ловушки нефтью в пласте БС<sub>1</sub> Западно-Сургутского поднятия на начало туронского века очень низкая. К тому же следует отметить, что в районе Сайгатинской залежи в этот период ловушки не существовало, хотя залежь сейчас имеется.

На начало олигоценового времени Западно-Сургутское поднятие оконтурировалось палеоизогипсой —1620 м. В этих рамках современная площадь нефтеносности почти по всему контуру палеоподнятия несколько больше замкнутой части палеоструктуры (см. рис. 16), т. е. залежь нефти в пласте БС<sub>1</sub> в пределах Западно-Сургутской площади и существовала, то площадь ее была меньше, а окончательное заполнение ловушки произошло в послезоценовое время.

Если исходить из единовременного заполнения близко расположенных ловушек нефтью, то больше данных за то, что месторождение формировалось в неогеновый период. В частности, на Сайгатинской площади на начало олигоценового времени кровля пласта БС<sub>1</sub> в скв. 1, где сейчас есть залежь нефти, находилась на отметке —1659 м, а в районе скв. 174, где нефти нет, отметка палеокровли равна —1658 м. т. е. ловушка в пласте БС<sub>1</sub> на Сайгатинской площади образовалась в послезоценовый этап развития, а соответственно залежь нефти смогла образоваться здесь также в этот же период.

#### НИЖНЕВАРТОВСКИЙ СВОД

Пласт БВ<sub>10</sub>. Время формирования залежей нефти в пласте БВ<sub>10</sub> определялось на примере Нижневартовского и Советского месторождений.



Рис. 17. Палеоструктурные карты по кровле пласта БВ<sub>10</sub> Варвовско-Советского и Нижневартовского месторождений.

Условные обозначения см. на рис. 15.

В пределах Нижневартовского поднятия на начало аптского века по кровле пласта БВ<sub>10</sub> структура оконтуривалась палеоизогипсой —520 м. Современный контур нефтеносности выходит за пределы изогипсы, замыкавшей поднятие на рассматриваемый момент времени. Если бы залежь сформировалась к тому времени, то нефтеносными должны были быть участки структуры в районах скв. 520 и 530, и залежи на Нижневартовском, Советском и Соснинском поднятиях должны бы были объединиться. Данные разведки месторождения показывают, что этого нет.

На начало турона (рис. 17) структура приняла форму и размеры такие, что современная залежь нефти в пласте БВ<sub>10</sub> могла существовать. Однако перестройка структурного плана к началу эоцена доказывает невозможность завершения формирования залежи к турону. Если бы в современных размерах структурная залежь сформировалась к началу турона, то тогда к началу эоцена контур неф-

теносности должен бы был охватывать скв. 41 или 141. Следов нефтенасыщения пласта БВ<sub>10</sub> в этих скважинах нет. Следовательно, окончательно залежь нефти в пласте БВ<sub>10</sub> на Нижневартовском поднятии могла сформироваться лишь в послезоценовое время.

Такая же ситуация имеет место на Вартовско-Советском месторождении (Соснинское и Советское поднятия; см. рис. 17). Если бы формирование залежи завершилось к началу апта, то при сохранении современного контура нефтеносности он должен был проходить по отметке —520. В этом случае единая залежь должна была бы существовать на Советском, Соснинском и Медведевском поднятиях и никакие изменения структурного плана в последующие этапы не могли создать условий для перетока нефти из этого пласта на Медведевском поднятии. На самом деле на этом поднятии пласт БВ<sub>10</sub> водоносен.

Аналогичная ситуация имела место и в начале турона. На этот отрезок времени в пределах Советского, Соснинского, Медведевского и Нижневартовского поднятий существовали четыре купола с замкнутыми изогипсами на отметке —1220 м и все четыре поднятия оконтуривались единой изогипсой —1240 м. Судя по данным скв. 70, 511, 47, 33, и др., ВНК на начало турона должен был проходить на отметке ниже —1245 м, а следовательно, на всех четырех описываемых локальных поднятиях должна была быть единая залежь. Это противоречит имеющимся данным, значит к началу турона формирование этой залежи также не могло завершиться.

При наличии единой залежи на Советском и Соснинском поднятиях залежь нефти к началу эоцена могла быть зафиксирована в скв. 34 и 25, чего на самом деле нет. Таким образом, в пласте БВ<sub>10</sub> на Вартовско-Советском месторождении формирование залежи нефти могло окончиться также лишь в послезоценовое время.

**Пласт БВ<sub>8</sub>.** На начало апта Северо-Покурское поднятие по кровле пласта БВ<sub>8</sub> оконтуривалось изогипсой —560 м, Ватинское —500 м, Мегинское —480 м. На первых двух поднятиях современные размеры залежей выходят за пределы контура ловушек на тот момент времени. На Мегинском поднятии размер ловушек так же был меньше, чем современная зона нефтенасыщения пласта БВ<sub>8</sub>. Кроме того, если бы залежь существовала к тому времени в современных размерах, то следы нефти должны были бы быть в скв. 731, 23, 485, 482 и др. По сходным причинам формирование залежей на этих поднятиях не могло завершиться ни к началу турона, ни к началу эоцена (рис. 18). Время их окончательного формирования так же, как и в пласте БВ<sub>10</sub>, послезоценовое.

На Самотлорском месторождении (рис. 19), если бы формирование залежи нефти завершилось к началу апта, или к началу турона, размеры залежей были бы значительно больше, либо следы нефтенасыщения должны были быть в скв. 11, 7, 50, 25, 54, 63, 33 и др. На начало эоцена ловушка на этом месторождении в пласте БВ<sub>8</sub> оконтуривалась изогипсой —1980. Размеры ее были значительны и в современных своих размерах либо в близких к ним залежь могла

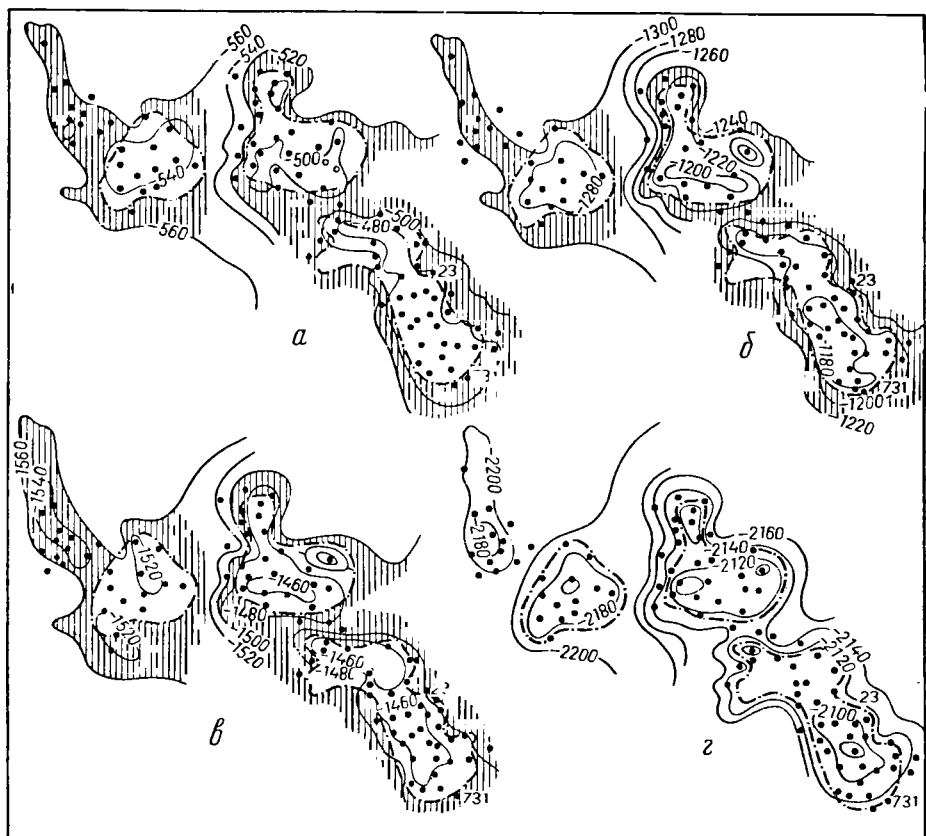


Рис. 18. Палеоструктурные карты по кровле пласта БВ<sub>8</sub> Мегийского, Ватинского и Северо-Покурского месторождений.

Условные обозначения см. на рис. 15.

существовать. Окончательно образоваться она еще не могла, так как в этом случае в скв. 104, 93, 63, 54 в керне пласта БВ<sub>8</sub> должно было быть остаточное нефтенасыщение.

На Аганском месторождении к началу апта ловушка в пласте БВ<sub>8</sub> оконтуривалась изогипсой — 550 м, к началу турона — 1380 м, к началу эоцена — 1560 м. На всех этих этапах объем ловушки был достаточен для того, чтобы вместить современную залежь. Однако полностью сформироваться она не могла ни к началу апта, ни к началу турона, так как в этом случае следы нефти в пласте БВ<sub>8</sub> должны были быть в скв. 8. Это позволяет считать, что и в этом пласте залежь могла сформироваться лишь в послетуронское время. Нет оснований считать, что условия формирования залежи в пласте БВ<sub>8</sub> на этом месторождении были отличны от рассмотренных выше. Вероятно, и эта залежь также сформировалась сравнительно недавно.

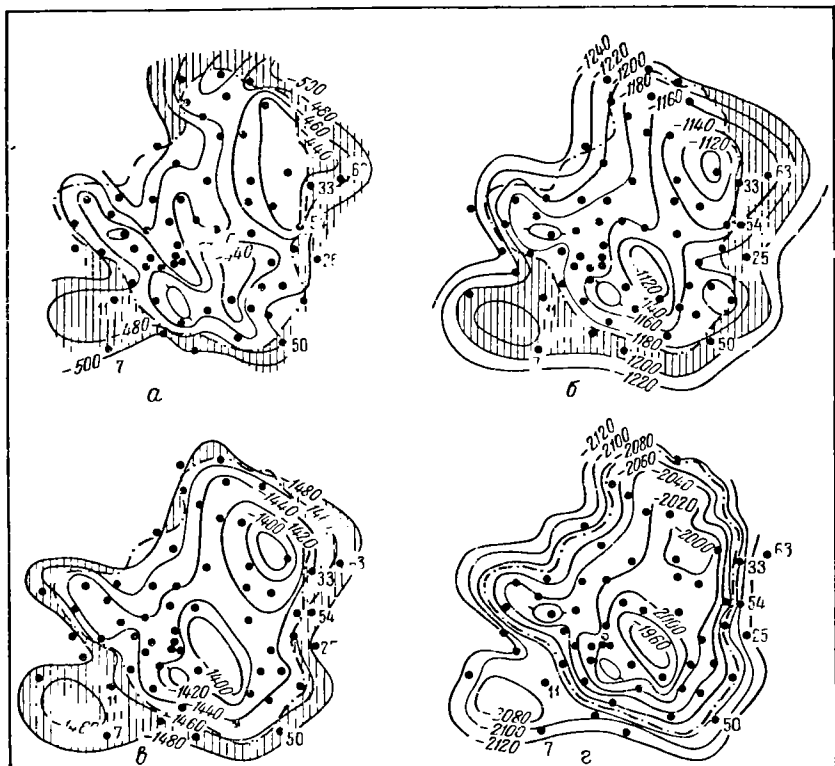


Рис. 19. Палеоструктурные карты по кровле пласта БВ<sub>6</sub> Самотлорского и Мартовского месторождений.

Условные обозначения см. на рис. 15.

**Пласт БВ<sub>6</sub>.** Время формирования залежей нефти в пласте БВ<sub>6</sub> рассмотрено на примере залежей Локовоского и Варь-Еганского месторождений (рис. 20).

На начало апта Локовосское поднятие оконтуривалось изогипсой —520 м, на начало турона —1180 м, на начало воцена —1520 м. На всех этих этапах ловушка могла вместить современную залежь нефти, лишь ее положение в пласте должно было меняться во времени. Если эта залежь окончательно сформировалась к началу апта или турона, то следы нефти должны быть зафиксированы за современным контуром нефтеносности в северной части поднятия в зоне палеоизогипсы —800 м на начало апта или —1160 м на начало турона. Таких скважин нет, и поэтому палеотектонические данные на сегодняшний день не позволяют судить о времени завершения формирования залежи. По аналогии с рассмотренными выше залежами она, вероятнее всего, послезоценовая.

На Варь-Еганском месторождении к началу апта ловушки не было, а пласт БВ<sub>6</sub> максимально погружался в восточном направлении.

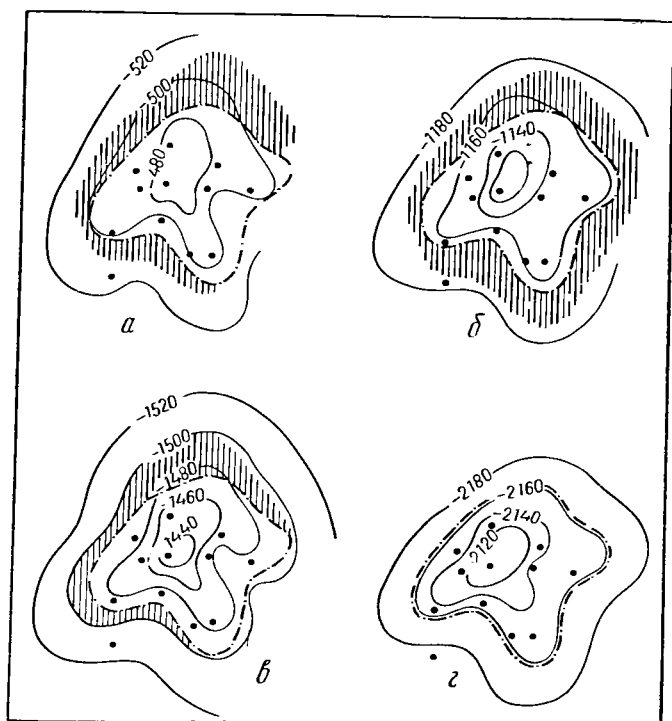


Рис. 20. Палеоструктурные карты по кровле пласта БВ<sub>6</sub> Локосовского месторождения.

Условные обозначения см. на рис. 15.

К началу турона ловушка была сформирована. Она оконтуривалась палеоизогипсой —1560 м, к началу эоцена —1680 м. Ни к началу турона, ни к началу эоцена формирование залежи в пласте БВ<sub>6</sub> завершиться не могло, так как в этом случае в скв. 76 пласта БВ<sub>6</sub> должны были бы быть следы нефти. Время завершения формирования залежей послезоценовое.

**Пласт АВ<sub>1</sub>.** Время формирования залежей в этом пласте изучено на примере Самотлорского месторождения. К началу апта эта ловушка уже была, но она оконтуривалась изогипсой —50 м и, естественно, перекрывающие пласт глины не могли быть экраном. На начало турона ловушка в пласте АВ<sub>1</sub> оконтуривалась изогипсой —750 м. К этому времени и залежь не могла сформироваться, так как в этом случае следы нефти должны бы быть зафиксированы в скв. 63. Размеры и форма, которую приняла ловушка к началу эоцена, позволили практически полностью вместить современную залежь. Значит, в пласте АВ<sub>1</sub> на Самотлорском месторождении залежь нефти могла сформироваться лишь в послетуронский век.

Таким образом, материалы по нефтеносности и палеотектонике локальных поднятий Сургутского и Нижневартовского сводов бес-

спорно доказывают относительно молодое послезоценовое время завершения формирования месторождений нефти в Среднеобской нефтеносной области.

Это хорошо согласуется с данными геохимии и литологии. Мы отмечаем, что данные современной геохимии (Н. Б. Вассоевич, 1967; А. Э. Конторович и др., 1967; И. И. Нестеров, 1969) показывают, что для начала процесса нефтеобразования необходимо достижение органическим веществом длиннопламенной и газовой стадии метаморфизма.

Одновременно было показано, что состав нефтей строго соответствует фациальным условиям их образования и доказана тем самым сингенетичность нефтей вмещающим их толщам. Исходя из того, что в Среднеобской области меловые отложения находятся на длиннопламенной и газовой стадиях, и с позиций геохимии надо признать, что залежи нефти здесь молодые.

Литологические исследования Г. Э. Прозоровича (1966, 1968), Г. Н. Перозио (1968) также свидетельствуют о послезоценовом времени завершения формирования залежей в Среднем Приобье.

## КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Разработка методики прогнозирования залежей углеводородов и «пустых» ловушек в пределах выявленных крупных зон нефтегазо-накопления Западно-Сибирской провинции — проблема очень важная. Она имеет не только большое практическое, но и важное теоретическое значение, так как способствует выяснению условий формирования залежей и решению проблемы происхождения нефти и природного газа. В теоретических работах по нефтяной геологии весьма полно рассмотрены методы оценки перспектив нефтегазоносности крупных территорий (А. М. Акрамходжаев, А. А. Бакиров, И. И. Брод, Н. Н. Буялов, Н. Б. Вассоевич, В. Г. Васильев, Ф. Г. Гулари, А. Э. Конторович, В. Д. Наливкин, М. С. Напольский, И. И. Нестеров, С. П. Максимов, Г. П. Ованесов, Л. А. Польстер, Г. П. Сверчков, А. А. Трофимук и др.). Значительно меньше изучен вопрос о количественных критериях, позволяющих прогнозировать нефтегазоносность ловушек до глубокого бурения. Для его решения необходимо знать благоприятное сочетание структурно-тектонических, литологических, геохимических, гидрогеологических и других факторов, при которых углеводороды аккумулируются в ловушках, т. е. более детально рассматривать условия формирования месторождений нефти и газа.

Исследования советских и зарубежных нефтяников позволили создать довольно стройную систему логических и экспериментальных доказательств о сходстве физико-химических свойств отдельных групповых соединений захороненного органического вещества и нефти. Но это лишь часть проблемы. Доказав органическое происхождение нефти, нужно было сосредоточить усилия на создании методов практического использования этой теории для поисков залежей нефти и газа. К сожалению, этому важному для практики вопросу уделялось мало внимания. Большой урон был нанесен направлением, оспаривающим теорию происхождения нефти за счет преобразования рассеянного органического вещества. Продолжающаяся уже около 20 лет дискуссия отвлекла часть исследователей от решения актуальных практических вопросов. Это в значительной степени отодвинуло сроки разработки прямых геологических методов прогноза залежей нефти и газа.

Лучшим доказательством правильности той или иной теории или гипотезы является ее подтверждение на практике. Поэтому неза-



висимо от точки зрения следует на базе тех или иных генетических схем образования углеводородов создать методики прямого прогнозирования залежей нефти или газа до постановки глубокого бурения.

Впервые возможность прогнозирования залежей на основе изучения закономерностей их распределения была высказана Н. Н. Ростовцевым (1961). На примере залежей газа в верхнеюрских отложениях Березовского района Западно-Сибирской низменности он показал, что пластовые давления в них меняются закономерно, равномерно, увеличиваясь в юго-восточном направлении через каждые 6—8 км на 10 кгс/см<sup>2</sup>. На основании этих закономерностей по картам равных давлений (изобар) можно прогнозировать газовые давления на локальных структурах, где бурение еще не проводилось. Если на каком-либо локальном поднятии, выявленном сейсморазведкой, давление газа по карте изобар выше, чем предполагаемое гидростатическое, то здесь в рассматриваемом горизонте предполагается газовая залежь.

Н. Н. Ростовцев, совместив построенную им карту изобар со структурной основой кровли вогулжинской толщи в Березовском районе Западно-Сибирской низменности, определил возможность открытия залежей газа на Похромской, Шаховской, Асмановской, Кочевской и Неремовской площадях. В момент составления карт на структурах были уже пробурены скважины с отрицательным результатом. Тем не менее Н. Н. Ростовцев полагал, что здесь газовые залежи возможны в наиболее приподнятых участках структур.

На Шаховском поднятии прогноз не подтвердился. Однако это связано с ошибкой определения глубины залегания вогулжинской толщи сейсморазведкой. В районе этой площади по карте изобар давление газа предполагалось равным 150 кгс/см<sup>2</sup>. По отражающему сейсмическому горизонту глубина залегания продуктивного горизонта определялась в 1500 м. Бурением же кровля вогулжинской толщи вскрыта глубже.

На Похромском поднятии бурением подтверждена структура, выявленная сейсморазведкой, и в пределах ее было обнаружено газовое месторождение.

По карте изобар отсутствие газовых залежей было показано на девяти локальных поднятиях. Бурение было проведено на шести структурах, и прогноз не подтвердился только по Тугиянскому поднятию. Здесь давление газа предполагалось равным 175 кгс/см<sup>2</sup>, а глубина залегания продуктивного горизонта — 1800 м. Скважиной небольшая газовая залежь вскрыта на глубине 1730 м, т. е. если бы сейсмические данные были надежными, то по карте изобар на Тугиянской площади следовало прогнозировать газовую залежь.

Итак, предложенный Н. Н. Ростовцевым метод прогнозирования залежей газа по картам изобар при наличии достоверной структурной основы в условиях Березовского района Западно-Сибирской низменности подтверждается результатами бурения. Это объясняется генетической природой факторов, определяющих построение

региональных изобар по данным замеров пластовых давлений в залежах газа.

В 1964 г. Н. Н. Ростовцевым и Г. М. Толстиком была построена новая карта для оценки перспектив нефтегазоносности локальных поднятий. Изобары были заменены изолиниями поверхности регионального наклона ВНК и ГВК. Методика построения заключалась в следующем. По выявленным месторождениям нефти и газа в отложениях вогулгинской толщи верхней юры и тюменской свиты (нижняя — средняя юра, частично келловей) были вынесены абсолютные отметки ГВК и ВНК, и путем интерполяции и экстраполяции с сохранением примерных расстояний между изолиниями одинакового залегания абсолютных глубин ВНК и ГВК была построена карта регионального наклона ВНК и ГВК для всей территории Приуральской и частично Фроловской нефтегазоносных областей. Шаг «изоконтактов» для Березовского района и смежных восточных участков Фроловской нефтегазоносной области был рассчитан равным 100 м через каждые 10 км, а для Шаймского и Красноленинского районов — 100 м через каждые 15—18 км. Для всей территории была оценена перспективность по 179 локальным поднятиям, не разведанным в то время поисковым бурением.

Выделялись три категории ловушек: 1) перспективные, в которых кровля вогулгинской толщи (продуктивного горизонта) по сейсморазведочным данным залегает выше поверхности регионального наклона ВНК и ГВК; 2) неперспективные, где кровля продуктивного горизонта значительно ниже этой поверхности; 3) структуры с неясной оценкой, в которых кровля продуктивного горизонта по сейсморазведочным данным ниже поверхности региональных изоконтактов, но не более чем на 50 м. Необходимость введения категории структур с неясной оценкой диктовалась возможными ошибками сейсморазведочных работ. Из 179 выявленных, но не разведанных бурением локальных структур, предполагалось с газом — 13, с нефтью — 16, с неясной оценкой — 14, с отсутствием залежей нефти и газа — 136. После прогноза бурение было произведено на 42 локальных структурах, в том числе на пяти, где предполагались газовые залежи, на 14, где предполагались нефтяные залежи, на восьми, где оценка заполненности углеводородами была неясна, и на 15 структурах, оцененных отрицательно. Прогноз наличия газовых залежей подтвердился на 40%. Выявлены Южно-Сотэ-Юганское и Северо-Казымское месторождения. На Восточно-Тугровской, Нергинской и Охарской структурах, где предполагались газовые залежи, бурение определенных результатов не дало: или скважины были пробурены на крыле, или не оказалось коллектора.

Прогноз наличия нефтяных залежей подтвердился на 79%. На Верхнелемьинской, Даниловской, Южно-Даниловской, Потанайской, Верхнепотанайской, Оханской, Кондырской, Филипповской, Толумской, Северо-Толумской и Южно-Убинской структурах, где прогнозировались нефтяные залежи, открыты месторождения нефти или зафиксированы нефтепроявления в виде притоков

нефти с водой. На трех поднятиях (Андреевском, Тайгинском и Листвиничном) по результатам бурения определенных выводов нельзя было сделать.

Прогноз структур с отрицательной оценкой подтвердился на 100%. На всех структурах, отнесенных к категории с неясной оценкой, бурение дало отрицательные результаты. Таким образом, для Приуральской части Западно-Сибирской низменности метод оценки перспективности локальных поднятий по региональным изоконтам дает высокий экономический эффект. Практически при наличии сравнительно точной структурной основы по кровле продуктивного горизонта прогноз заполненности ловушек углеводородами может иметь высокую степень достоверности.

Однако прогноз залежей нефти давался в данном случае для территории со сравнительно простым региональным геологическим строением. Поэтому необходимо было проверить метод на крупных сводовых поднятиях центральных частей Западно-Сибирской низменности в условиях многопластовых залежей нефти, залегающих в средней части разреза осадочного чехла.

В 1965 г. карта регионального наклона ВНК была построена И. И. Нестеровым для пласта БС<sub>1</sub> (готерив) Сургутского свода. К моменту составления карты залежи нефти в пласте БС<sub>1</sub> были выявлены на пяти локальных поднятиях (Быстринское, Западно-Сургутское, Северо-Сургутское, Усть-Балыкское и Южно-Балыкское). Отсутствие залежей в этом пласте было доказано для Вершинного, Сургутского, Мамонтовского и Среднебалыкского месторождений.

Нефтяные залежи предполагались на Вынгинском, Минчимгинском, Малобалыкском и Лянторском поднятиях. На первом поднятии бурением подтверждено наличие залежи нефти. На Лянторской структуре прогноз не подтвердился: кровля пласта БС<sub>1</sub> здесь вскрыта на 140—160 м ниже, чем предполагалось, и оказалась ниже поверхности изоконтактов на 10—30 м. На Малобалыкской структуре прогноз не подтвердился вследствие неточного проведения на этом участке изолинии регионального ВНК. Отсутствие залежей нефти в пласте БС<sub>1</sub> предполагалось на Карь-Еганском, Очимкинском, Каркатеевском и Тепловском поднятиях. Бурением эта оценка подтверждена. На остальных структурах бурение не проводилось.

Аналогичные карты были построены Ф. Г. Гурари и С. И. Близниченко (1966) для пласта Ю<sub>1</sub>, И. И. Нестеровым, Ф. К. Салмановым, А. В. Тяном (1968) для пластов БС<sub>1</sub> и БС<sub>10</sub> на Сургутском своде и др. Надежность прогноза по ним, однако, также невелика.

Анализ геологических условий, при которых подтверждаются или не подтверждаются прогнозы по картам изобар или изоконтактов, позволили И. И. Нестерову и автору (1971) прийти к выводу, что эти методики приемлемы только тогда, когда установлены направления диффузионного рассеивания образующихся в осадочных породах углеводородов. При таком прогнозировании не учитываются возможные местные источники генерации углеводородов. С учетом этих источников генерации должны быть выбраны генетические

параметры прогнозирования. К таковым, с нашей точки зрения, относятся метаморфизм органического вещества, его тип и упругость растворенных в воде газов. Первый и второй параметры учитывают генерирующие возможности рассеянного органического вещества в каждой локальной точке рассматриваемого стратиграфического горизонта. Последний отражает процессы диффузионного рассеивания углеводородных газов.

В последнее время ряд исследователей (Е. И. Бенько, А. М. Волков, Е. В. Бханин, А. Э. Конторович, Н. Н. Поплавский, Г. И. Плавник, Э. Э. Фотиади, А. Я. Эдельштейн и др.) занимаются разработкой методики прогноза залежей углеводородов по геологическим, литологическим, геохимическим и другим данным с применением ЭВМ. Эти работы очень интересны и перспективны.

Графические методы разделения поднятий на предположительно водоносные и нефтегазоносные описаны А. Э. Конторовичем, А. С. Фомичевым (1971), И. И. Нестеровым, А. В. Тяном, Ф. К. Салмановым (1970, 1971). В этих работах предполагается для продуктивных пластов строить диаграммы, на осях координат которых наносятся различные параметры, определяющие формирование месторождений нефти и газа. При удачном подборе параметров на таких диаграммах дифференцируются зоны, в которых группируются точки, отвечающие нефтеносным и пустым ловушкам или, если происходит частичное перекрытие зон, зоны с различной вероятностью продуктивности ловушек. Графические методы очень наглядны и доступны. Их недостатком является невозможность использовать для прогноза более двух параметров. Между тем, хорошо известно и подробно показано выше, что формирование месторождений нефти и газа есть процесс сложный и контролируемый большим числом факторов.

В 1971 г. нами предложен графический способ разделения локальных поднятий на предположительно нефтеносные и пустые, позволяющий вести прогноз по трем признакам (Ф. К. Салманов, 1971). Для этого необходимо пересчитать абсолютные величины трех любых параметров, которые используются для прогноза, в проценты от их суммы, и соответствующие точки перенести на треугольник. Как и при построении диаграмм, подбираются такие параметры, при использовании которых точки, отвечающие нефтеносным и пустым ловушкам, концентрируются в разных частях треугольников (рис. 21).

Пересчеты следует производить следующим образом. Пусть имеем  $n$  структур, изученных бурением, на каждой из которых замерено по три признака:

Структура 1	$x_{11}$	$x_{21}$	$x_{31}$
Структура 2	$x_{12}$	$x_{22}$	$x_{32}$
. . . . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .
Структура $i$	$x_{1i}$	$x_{2i}$	$x_{3i}$
. . . . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .
Структура $n$	$x_{1n}$	$x_{2n}$	$x_{3n}$

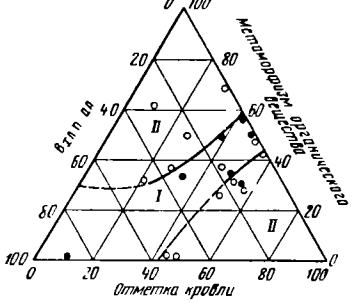
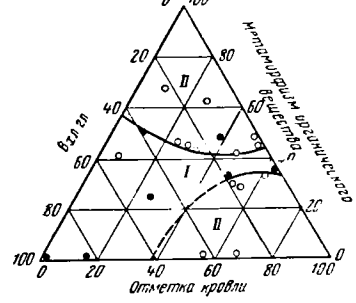
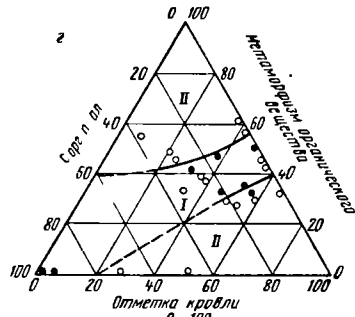
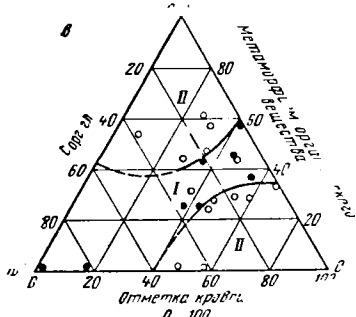
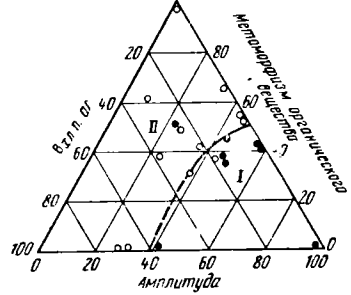
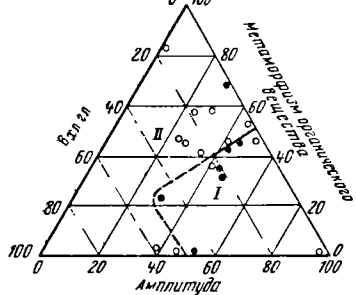
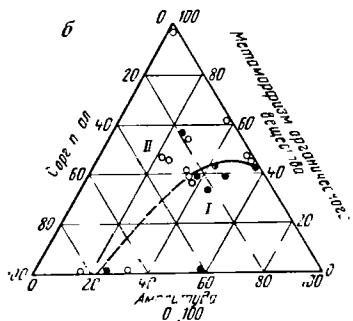
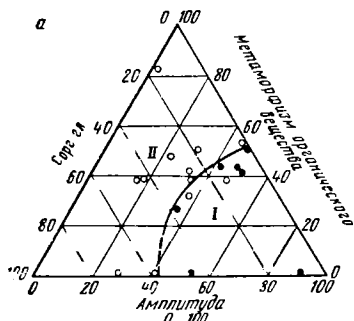
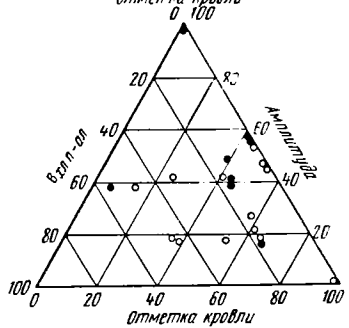
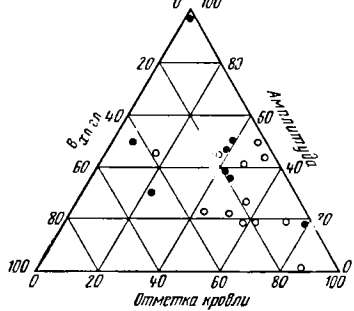
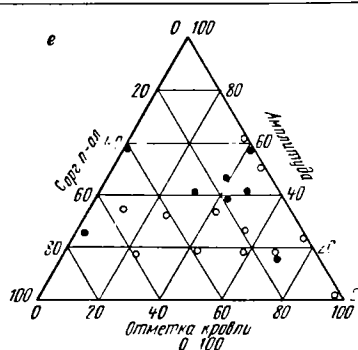
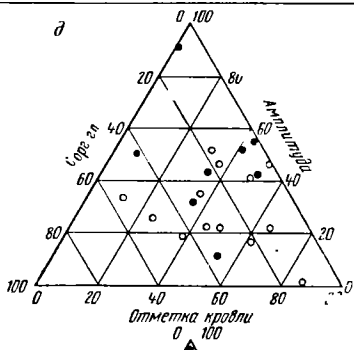


Рис. 21.



Амплитуда

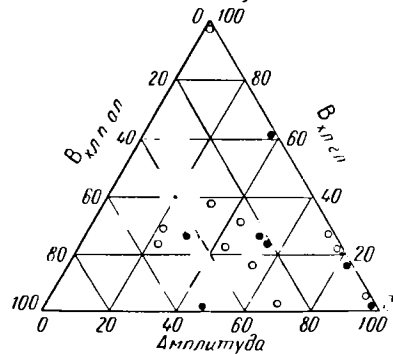
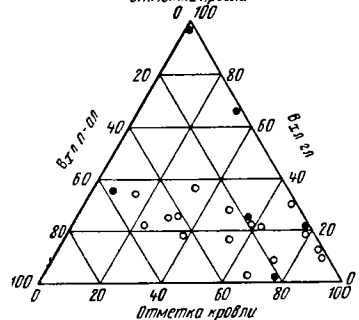
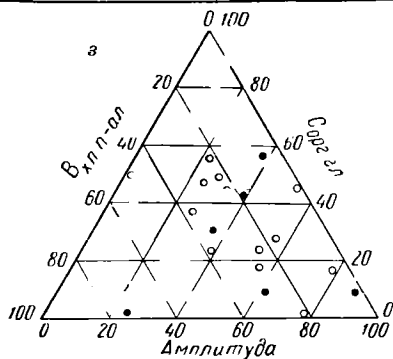
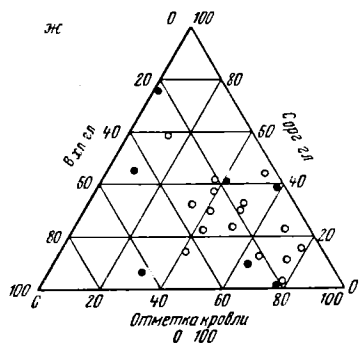


Рис. 21.

Эти параметры могут резко различаться по абсолютной величине. Например, отметка кровли пласта порядка 1000 м, а содержание органического углерода и битумоида порядка 3,5 и 0,05%. Тогда все цифры после пересчета на проценты будут для первого параметра около 100%, а для двух других около нуля.

Чтобы точки расположились на треугольнике равномерно, необходимо так изменить масштаб, чтобы все величины изменялись в одинаковых пределах, например, от 0 до 100. Для этого найдем максимальные и минимальные значения каждого признака. Пусть это будет для первого признака  $x_1^{\max}$  и  $x_1^{\min}$ , для второго —  $x_2^{\max}$  и  $x_2^{\min}$  и для третьего —  $x_3^{\max}$  и  $x_3^{\min}$ .

$$a_{1i} = \frac{x_{1i} - x_1^{\min}}{x_1^{\max} - x_1^{\min}} \quad (i = 1, 2, \dots, n)$$

$$a_{2i} = \frac{x_{2i} - x_2^{\min}}{x_2^{\max} - x_2^{\min}} \quad (i = 1, 2, \dots, n)$$

$$a_{3i} = \frac{x_{3i} - x_3^{\min}}{x_3^{\max} - x_3^{\min}} \quad (i = 1, 2, \dots, n)$$

и получим новую таблицу

$a_{11}$	$a_{21}$	$a_{31}$
$a_{12}$	$a_{22}$	$a_{32}$
.	.	.
$a_{1i}$	$a_{2i}$	$a_{3i}$
.	.	.
$a_{1n}$	$a_{2n}$	$a_{3n}$

Сумму значений всех трех параметров в каждой строчке примем за 100% и пересчитаем величины  $a_1$ ,  $a_2$  и  $a_3$  в процентах от их суммы. Полученные таким пересчетом величины будем называть условными процентными значениями признаков. Они наносятся на треугольник.

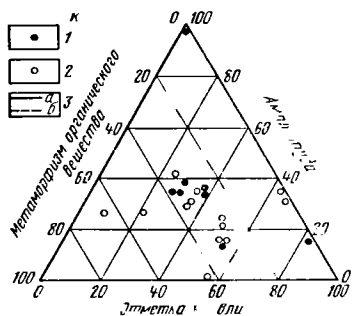
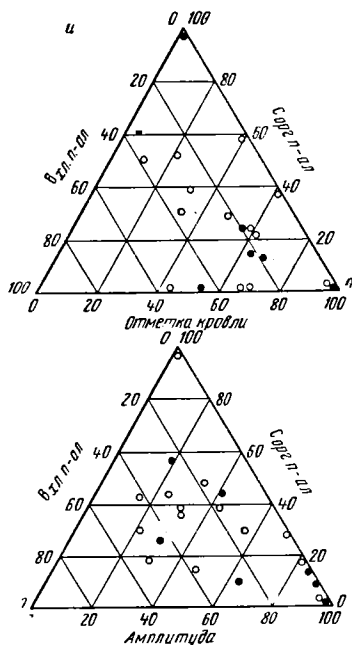


Рис. 21. Генетические треугольники для разделения нефтеносных и пустых ловушек в пласте БС<sub>10</sub>.

1 — нефтеносные ловушки; 2 — водоносные ловушки; 3 — границы зон; а — установленные, б — предполагаемые. Зоны: I — преимущественно нефтеносных ловушек; II — преимущественно водоносных ловушек.

С теоретической точки зрения наиболее важным при разработке прямых методов прогноза нефтегазоносности является выбор параметров, с помощью которых производится такой прогноз. Для правильного выбора параметров необходимо, кроме того, выяснить два основных положения. Во-первых, являются ли выявленные в конкретном нефтеносном районе залежи нефти первичными или вторичными по отношению к вмещающим ловушкам. Во-вторых, необходимо знать время заполнения нефтью ловушки. Эти вопросы рассмотрены в предыдущих разделах.

В соответствии с изложенными выше результатами первым, что определяет нефтеносность поднятий, являются благоприятные геохимические условия. Поэтому в качестве геохимических параметров для разделения ловушек на нефтеносные и пустые в неоконских отложениях Среднего Приобья были взяты содержание органического углерода и хлороформенного битумоида в песчано-алевритовых и глинистых породах и метаморфизм органического вещества. Все данные снимались с карт, составленных коллективами СНИИГ-ГМС, Главтюменьгеологии, ЗапСибНИГНИ, ВНИГРИ и др. (1971), и уточнялись по результатам новейших анализов. Автор принимал участие в составлении этих карт. Метаморфизм органического вещества оценивался в баллах (А. Э. Конторович и др., 1967). Возможна и косвенная расчетная оценка метаморфизма по методике И. И. Нестерова (1969).

Меньше всего сведений имеется о фациальном типе органического вещества. Построения, выполненные А. Э. Конторовичем и др. (1967) и И. И. Нестеровым (1974), дают крайне обобщенную картину. Поэтому для уменьшения влияния состава органического вещества, накапливающегося в разных палеогеографических условиях, как и в работе, выполненной ранее (С. И. Близниченко и др., 1970), прогнозирование проводится по пластам, накапливавшимся в близких фациальных условиях. Объектом прогноза были залежи в пластах  $BB_{10}$  —  $BC_{10}$ ,  $BB_8$  —  $BC_8$ ,  $BB_1$  —  $BC_1$  на Сургутском и Нижневартовском сводах и в прилегающих впадинах и прогибах. При построениях по пластам  $BB_{10}$  —  $BC_{10}$  геохимические параметры снимались от кровли баженовской свиты до этих пластов, по пластам  $BB_8$  —  $BC_8$  — от кровли пластов  $BB_{10}$  —  $BC_{10}$  до кровли пластов  $BB_8$  —  $BC_8$ , по пластам  $BB_1$  —  $BC_1$  — от кровли пластов  $BB_8$  —  $BC_8$  до кровли пластов  $BB_1$  —  $BC_1$ .

Описанные геохимические параметры характеризуют условия генерации углеводородов в нефтематеринских породах и косвенно интенсивность их первичной миграции. Для формирования месторождений нефти и газа не менее важны благоприятные условия для аккумуляции углеводородов. Они контролируются литолого-фациальными (коллекторы, экраны, выдержанность продуктивных пластов) и структурно-тектоническими условиями. Вследствие выбора близких по фациальному облику песчаных пластов, перекрытых надежными экранами, литологические условия для каждого объекта были достаточно близки.



В ряде работ Ф. К. Салмановым (1967), а позже И. И. Нестеровым, А. В. Тяном, Г. Э. Прозоровичем и Ф. К. Салмановым (1968, 1971) было показано, что заполнение ловушек нефтью в меловых отложениях Среднего Приобья происходило относительно недавно — в неогеновый и раннечетвертичный этапы и одновременно во всей толще меловых пород. Перестройки структурного плана в новейшее время на территории Сургутского и Нижневартовского сводов практически не происходило. Поэтому в качестве структурных параметров, контролирующих формирование залежей, можно брать не палео-, а современные их значения. В качестве таковых в данной работе взяты отметка кровли изучаемого пласта в своде поднятия и его современная амплитуда по кровле пласта. Из практики геолого-разведочных работ известно, что гипсометрически высоко залегающие, высокоамплитудные поднятия при прочих равных условиях предпочтительнее, чем низкоамплитудные и глубоко залегающие. Это следует и из метода Н. Н. Ростовцева (1964). Эти параметры могут быть сняты со структурных карт, построенных по данным сейсмических работ. Если по кровле изучаемого пласта сейсмические данные отсутствуют, то пересчет отметок данного пласта может быть произведен по методике, предложенной И. И. Нестеровым (1971).

Рассмотрим полученные результаты.

Пласт БС<sub>10</sub>. Пласт БС<sub>10</sub> (БВ<sub>10</sub>) регионально нефтеносен на Сургутском и Нижневартовском сводах. Залежи нефти в нем открыты на Мамонтовском, Усть-Балыкском, Самотлорском, Советском и других месторождениях. В сводовых частях поднятий пласт залегает на отметках —2065 ÷ —2413 м, амплитуда поднятий по кровле пласта 133 м (Правдинское месторождение). Содержание органического углерода в глинах берриас-валанжинских отложений составляет 0,5—1,5%, битумоидов 0,01—0,3%, в песчаниках содержание органического углерода меняется от 0,1 до 0,4%, а битумоидов от 0,01 до 0,05%. Обогащенность пород органическим веществом растет в западном направлении, к Ханты-Мансийской впадине. Метаморфизм органического вещества меняется от начальных подстадий длиннопламенной стадии до газовой стадии.

Для этого пласта было построено девятнадцать генетических треугольников в координатах: отметка кровли пласта — метаморфизм органического вещества — содержание органического углерода или битумоидов в глинах, песчаниках и алевролитах ( $S_{орг. гл.}$ ,  $V_{хл. гл.}$ ,  $S_{орг. п. -ал.}$ ,  $V_{хл. п. -ал.}$ ); амплитуда поднятия по кровле пласта — метаморфизм органического вещества — содержание органического углерода или битумоидов в породах; отметка кровли пласта — амплитуда поднятия по кровле пласта — различные геохимические показатели; отметка кровли пласта в сочетании со следующими парами геохимических показателей:  $S_{орг. гл.}$  —  $V_{хл. гл.}$ ,  $S_{орг. п. -ал.}$  —  $V_{хл. п. -ал.}$ ,  $V_{хл. гл.}$  —  $V_{хл. п. -ал.}$ ; амплитуда по кровле пласта с теми же парами геохимических показателей (см. рис. 21).

Из рис. 21, а — г видно, что точки, отвечающие залежам нефти, и точки пустых структур разделяются на генетических треугольниках

в условных координатах: метаморфизм органического вещества — отметка кровли пласта или амплитуда поднятия — содержание органического углерода или битумоидов в породах.

На всех треугольниках, при построении которых в качестве одной из координат взята условная амплитуда поднятия (рис. 21, а, б), нефтеносные ловушки группируются в углу треугольника, где в описанных выше координатах по абсолютной величине преобладает амплитуда  $> 40-50\%$ . На этих треугольниках во всех случаях в поле водоносных ловушек попадает Среднебалыкское месторождение, а из водоносных структур в поле нефтеносных попадают Ай-Яунское, Малореченское и Локосовское поднятия. Если, как это иногда делается в работах по распознаванию образцов, проводить выделение зон на треугольниках («обучение») и проверку надежности проведения граничных линий («экзамен») на одних и тех же данных, то точность прогноза получается на уровне 85%.

На генетических треугольниках в координатах: отметка кровли пласта — метаморфизм органического вещества — содержание органического углерода или битумоидов в породах (рис. 21, в, г) выделяются два поля бесперспективности — в углах с условными значениями отметки кровли и метаморфизма органического вещества, превышающими 30—50%. Между ними через весь треугольник протягивается от угла, отвечающего 100% условному значению  $S_{орг}$  и  $V_{хл}$  в породах, полоса, в которую попадают нефтегазоносные ловушки. На треугольниках в «чужие» зоны попадают месторождения Правдинское и Среднебалыкское (по одному разу), и поднятия Сайгатинское (2 раза), Сургутское (2 раза), Быстринское (3 раза) и Локосовское (3 раза). Точность прогноза по равным треугольникам 80—90%.

На треугольниках, построенных в других системах координат, зоны водоносных и нефтеносных ловушек не дифференцируются (рис. 21, д — к).

**Пласт БС<sub>8</sub>.** В пласте БС<sub>8</sub> (БВ<sub>8</sub>) открыты залежи нефти на Мамонтовском, Усть-Балыкском, Самотлорском, Мегионском и других поднятиях. Пласт залегает на отметках  $-1967 \div -2377$  м, амплитуда поднятий по его кровле до 125 м. В предполагаемых нефтематеринских породах содержание органического углерода изменяется в глинах от 0,3 до 1,5%, в песчаниках от 0,07 до 0,5%, битумоида в глинах от 0,02 до 0,14%, а в песчаниках от 0,01 до 0,05%. Метаморфизм органического вещества меняется от переходной до бурогольной, от длиннопламенной до газовой стадии. Генетические треугольники строились в тех же координатах. Они приведены на рис. 22.

На треугольниках в координатах: амплитуда поднятия — метаморфизм органического вещества — содержание  $S_{орг}$  или  $V_{хл}$  в определенных типах пород — точки нефтеносных ловушек группируются в углу, где значение условной амплитуды превышает 50—60% (рис. 22, а, б). На треугольнике (рис. 22, а), где одна из координат  $S_{орг. гл}$ , в поле нефтяных залежей оказались пустыми по рассматри-

ваемому пласту ловушки на Туканском, Лянторском, Южно-Балыкском, Западно-Сургутском и Сургутском поднятиях. На треугольнике (рис. 22, б), где одна из координат  $C_{орг. п.-ал}$ , в пустое поле попадает только нефтяная залежь на Тепловском поднятии. При характеристике содержания органического вещества концентрацией хлороформенного битумоида в глинах разделения точек пустых и нефтеносных ловушек не происходит (рис. 22, а). При использовании признака — содержание хлороформенного битумоида в песчаниках и алевролитах — в поле пустых ловушек попадают нефтяные залежи на Тепловском, Северо-Покурском и Ватинском поднятиях (рис. 22, б). Надежность прогноза по треугольникам этой группы изменяется от 75 до 95%.

В группе треугольников в координатах: отметка кровли пласта  $BC_8$  — метаморфизм органического вещества — содержание органического вещества ( $C_{орг}$ ,  $V_{хл}$ ) в породах, точки нефтеносных ловушек группируются в половине треугольника, где значение метаморфизма органического вещества превышает 40—50% (рис. 22, в, г). На треугольниках этой группы в «чужие» зоны попали ловушки Тепловского, Сайгатинского, Локосовского и Матюшкинского поднятий. Надежность прогноза по треугольникам этой группы 75—80%.

В отличие от пласта  $BC_{10}$  нефтеносные и водоносные ловушки в пласте  $BC_8$  разделяются и на треугольниках в координатах: отметка кровли пласта — амплитуда пласта — метаморфизм органического вещества или содержание  $C_{орг}$ ,  $V_{хл}$  в породах (рис. 22, д — ж). Точки нефтеносных ловушек группируются на них в зоне высоких условных процентных значений амплитуды поднятий. По этой группе треугольников неверно прогнозируется перспективность ловушек в пласте  $BC_8$  на Тепловском (5 раз), Западно-Сургутском (4 раза), Сургутском (4 раза), Самотлорском (один раз) и Матюшкинском (один раз) поднятиях. Лучший результат получается на треугольнике с геохимическим параметром  $C_{орг}$  в песчаниках и алевролитах (рис. 22, е). В «чужую» зону попало только Тепловское поднятие. Надежность прогноза по разным треугольникам от 80 до 95%.

**Пласт  $BC_1$ .** В пласте  $BC_1$  ( $BB_1$ ) залежи нефти открыты на Усть-Балыкском, Западно-Сургутском, Быстринском и Сайгатинском поднятиях. В сводовых частях поднятий пласт залегает на глубинах 1970—2258 м, амплитуда поднятий по кровле пласта достигает 110 м. В предположительно нефтематеринских породах этого пласта содержание органического углерода составляет в глинах 0,3—0,8%, в песчаниках 0,05—0,4%. Среднее содержание битумоидов в глинах равно 0,02—0,05%, в песчаниках 0,01—0,03%. Метаморфизм органического вещества меняется от бурогольной стадии до переходной, от длиннопламенной стадии до газовой.

На треугольниках в координатах: амплитуда поднятия — метаморфизм органического вещества —  $C_{орг}$  или  $V_{хл}$  в различных породах, точки нефтеносных поднятий концентрируются в зоне пониженных условных процентных значений метаморфизма органического вещества при изменении условных величин амплитуды поднятий

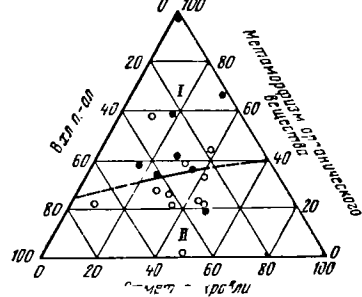
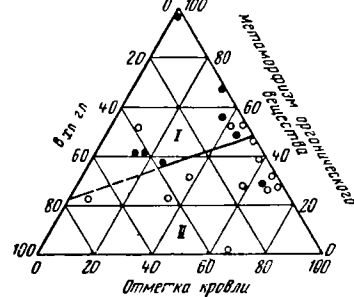
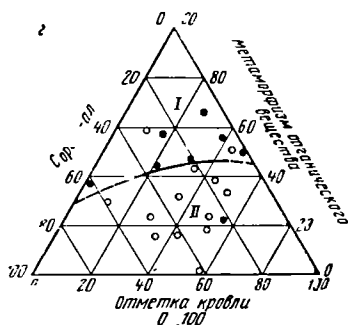
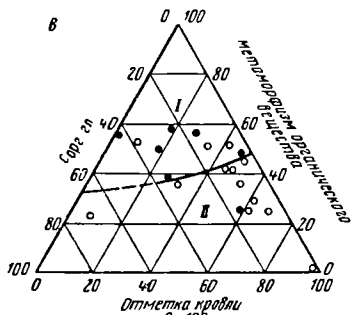
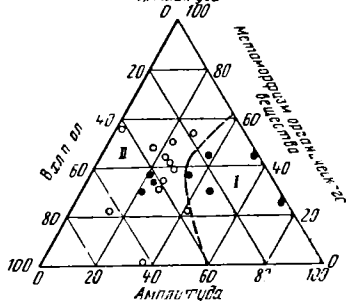
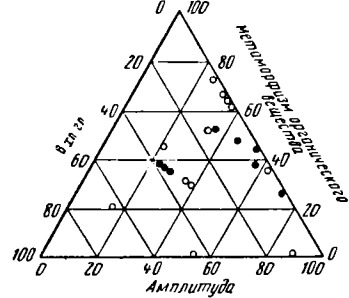
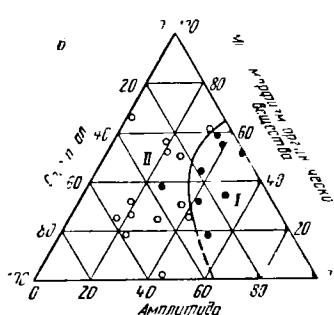
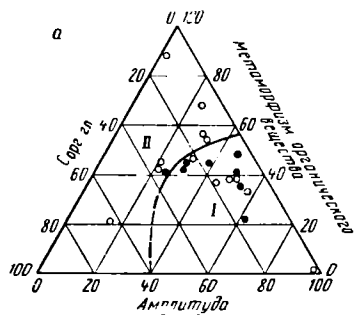


Рис. 22.



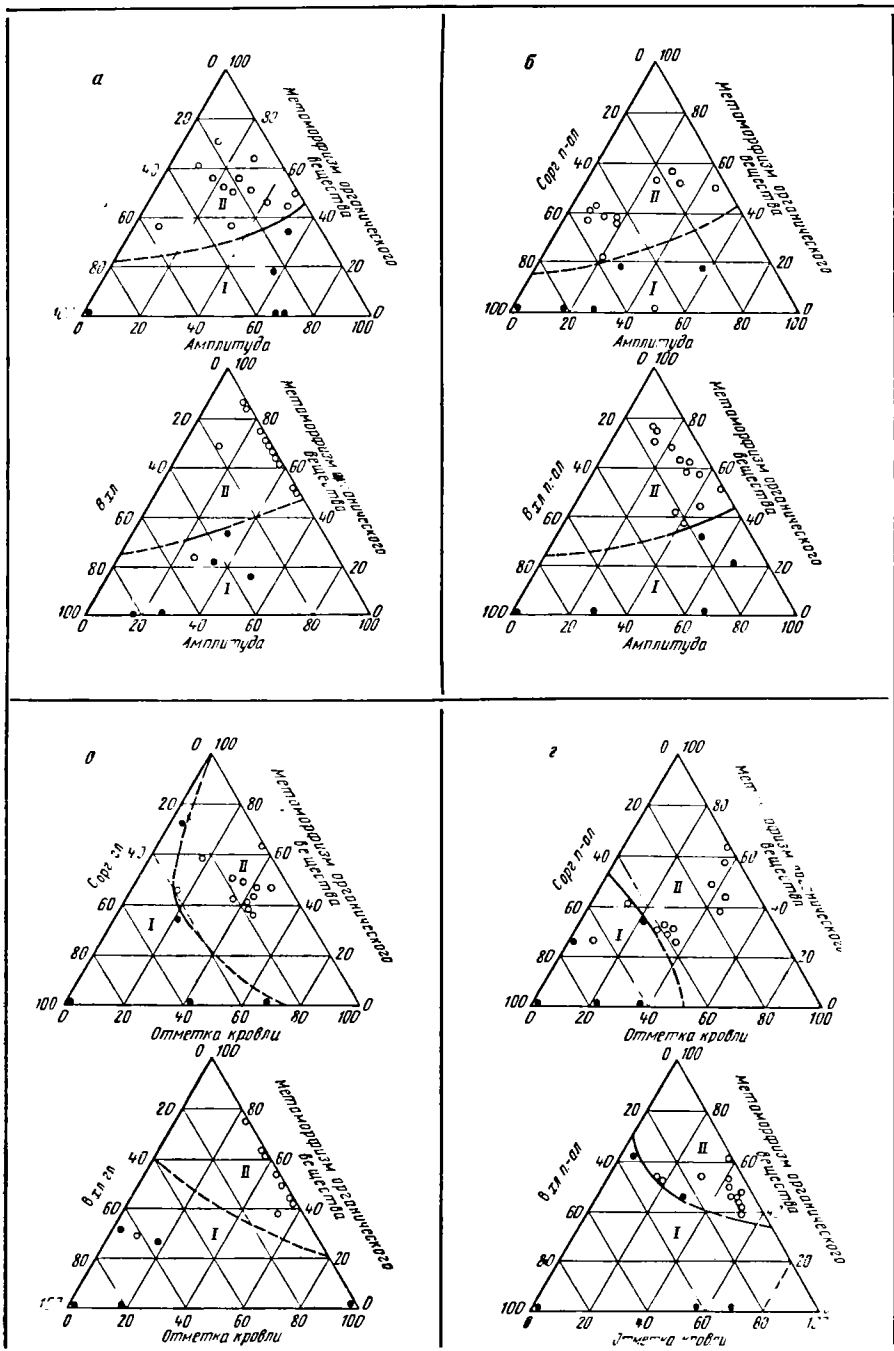


Рис. 23.

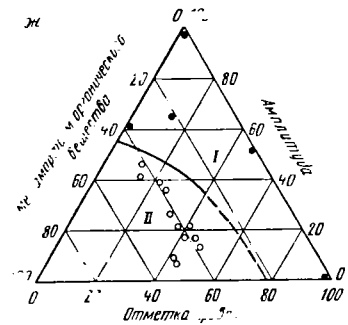
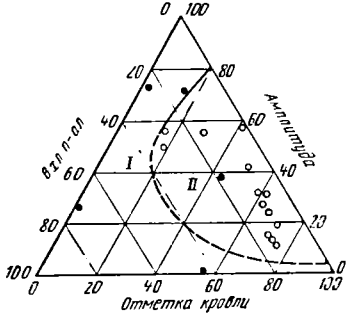
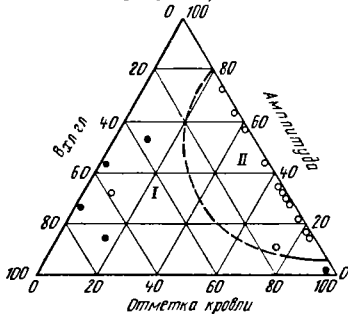
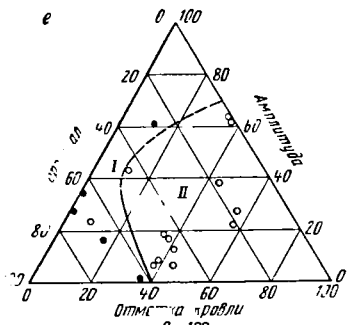
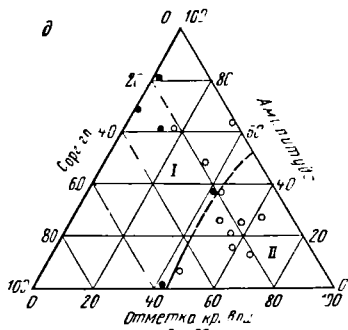


Рис. 23. Генетические треугольники для разделения нефтеносных и пустых ловушек в пласте БС<sub>1</sub>.  
Условные обозначения см. на рис. 21.

во всем диапазоне значений (рис. 23, а, б). Разделение полей точек пустых и нефтеносных ловушек очень четкое. В «чужое» поле попали по одному разу лишь ловушки на Мамонтовском и Сургутском поднятиях. Надежность опознавания 94—100%.

Такое же четкое разделение точек достигается и в группе треугольников, где вместо амплитуды поднятий в качестве одной из координат используется отметка кровли. На них неверно диагностируются Сургутское (2 раза) в Лянторское (один раз) поднятия. Надежность прогноза 90—100% (рис. 23, в, г).

На генетических треугольниках в координатах: амплитуда поднятия — отметка кровли пласта в его своде — геохимические параметры, точки водоносных и нефтеносных ловушек также разделяются, но закономерности такого разделения на разных треугольниках разные (рис. 23, д — е). На треугольнике, где в качестве геохимического параметра взят метаморфизм органического вещества, пустые ловушки группируются в зоне повышенных условных значений метаморфизма органического вещества (рис. 23, ж). На треугольниках с геохимическим параметром  $S_{орг}$  в глинах или в песчаниках и алевролитах поле бесперспективных структур тяготеет к углу максимальных условных процентных значений отметки кровли пласта  $БС_1$ . На треугольниках с геохимическим параметром  $V_{хл.}$  в глинах или в песчаниках и алевролитах поле водоносных структур вытягивается полукругом вдоль стороны изменения условных значений амплитуды, не заходя в углы минимальных и максимальных ее значений (рис. 23, д, е). Лучшее разделение полей водоносных и нефтеносных ловушек достигается на треугольнике с геохимическим параметром — метаморфизм органического вещества (все структуры разделяются верно), худшее — на треугольнике с геохимическим параметром  $S_{орг.гл}$  (в «чужое» поле попали Южно-Балыкская, Мамонтовская, Сургутская и Лянторская структуры). Надежность прогноза по этой группе треугольников 73—100%.

Изложенные выше результаты показывают, что графический метод разделения нефтеносных и пустых ловушек в отдельных пластах по трем геолого-геохимическим параметрам с использованием треугольников позволяет достаточно надежно прогнозировать их перспективность. Надежность такого разделения в разных пластах с использованием различных групп параметров меняется от 75 до 100%. Это позволяет нам рекомендовать описанный метод для практического использования при планировании поисково-разведочных работ в Среднем Приобье. Необходимые геохимические параметры следует снимать со специально построенных геохимических карт, а структурно-тектонические — со структурных карт соответствующих поднятий. Для повышения надежности лучше давать оценку каждой структуре не по одному из треугольников, а по нескольким. При построении треугольников и выделении зон использовано ограниченное количество точек, поэтому в процессе проведения работ зоны перспективных и бесперспективных ловушек и границы между ними должны уточняться.



Факт весьма надежного разделения водоносных и нефтеносных ловушек с использованием структурно-тектонических и геохимических параметров доказывает правильность исходных теоретических положений. Для прогноза нефтеносности очень важны метаморфизм органического вещества, его количество в породах и структурное положение поднятия. В пласте БС<sub>10</sub> на треугольниках, где отсутствуют данные о метаморфизме органического вещества, разделение поднятий на водоносные и пустые не достигается.

При построении треугольников мы были вынуждены перейти к условным координатам, поэтому непосредственные генетические выводы из факта группировки тех или иных точек в той или иной части треугольника делать нельзя. Однако можно утверждать, что для формирования залежей нефти необходимо вполне определенное благоприятное соотношение геохимических и структурно-тектонических предпосылок. То обстоятельство, что для разных пластов такие благоприятные соотношения различаются (разделение точек происходит по разным наборам признаков с разной надежностью, точки пустых и нефтеносных ловушек группируются в разных частях треугольников), показывает, что условия формирования залежей нефти в пластах БС<sub>1</sub>, БС<sub>8</sub>, БС<sub>10</sub> не были совершенно сходными. Для выяснения причин и характеристики этих различий нужны специальные исследования.

Важно подчеркнуть, что близкие результаты, но с использованием ЭВМ получены в последнее время В. С. Вышемирским, А. Н. Дмитриевым и А. А. Трофимуком при разработке методов прогноза нефтяных месторождений-гигантов (1971) и А. Э. Ковторовичем, Э. Э. Фотиади и др. (1974) при разработке методов прогноза нефтегазонасности локальных поднятий в центральной и юго-восточной частях Западно-Сибирской плиты. Такое совпадение полезных для прогноза параметров доказывает правильность исходных положений органической теории происхождения нефти и обоснованность объемно-генетического метода прогноза нефтегазонасности.

## ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО НАПРАВЛЕНИЮ ГЕОЛОГОПОИСКОВЫХ И РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Оценка перспектив нефтегазоносности той или иной территории прежде всего зависит от степени детальности ее геологической изученности. Нам представляется, что в зависимости от этого параметра должны строиться или карты перспектив, или карты прогнозов нефтегазоносности.

Карты прогнозов нефтегазоносности строят для территорий, в пределах которых прогнозные запасы составляют значительную долю от общих потенциальных ресурсов.

Карты перспектив нефтегазоносности строят для районов, где уже выявлены месторождения нефти и газа, и где можно прогнозировать залежи углеводородов по отдельным мелким стратиграфическим горизонтам для ловушек II и III порядков. В этом случае большое значение приобретает детальное изучение закономерностей распределения залежей нефти и газа по отдельным стратиграфическим горизонтам, в том числе и прогноз их на выявленных локальных поднятиях до постановки глубокого бурения.

Для территории рассматриваемого района первая попытка более или менее детального определения перспектив нефтегазоносности сделана И. И. Нестеровым и др. (1962) по Сургутской опорной скважине. Коллективами ЗапСибНИГНИ, Главтюменьгеологии, Новосибирского ТГУ, СНИИГГыМС, ВНИГРИ, СО АН СССР и НИИГА был произведен подсчет потенциальных ресурсов нефти и газа.

Прогнозирование залежей газа и нефти по картам изоконтактов впервые предложил Н. Н. Ростовцев (1962, 1965). Наиболее полное георетическое обоснование этой методике дал И. И. Нестеров (1966). Не останавливаясь на изложении теории такого прогнозирования, укажем лишь методику оценки перспективности отдельных локальных поднятий. По выявленным залежам обычным методом экстраполяции или интерполяции проводят линии равных возможных глубин залегания ВНК в абсолютных отметках. Затем карта изоконтактов накладывается на структурную основу кровли пласта, по которому производится прогноз. Если кровля пласта на какой-либо новой структуре залегает выше поверхности, отражающей региональный наклон ВНК, то в пределах такой структуры предполагается залежь нефти или газа. Если кровля пласта залегает

ниже поверхности изоконтактов, то вероятность открытия залежи нефти или газа в этой ловушке очень низка.

Однако такая оценка локальных ловушек разработана для пластов, все проницаемые зоны которых гидродинамически связаны между собой. Кроме того, при прогнозировании этим методом практически не учитывается литолого-фациальный состав нефтегазовмещающих пород. Это заставило в дальнейшем искать новые методы прогнозирования конкретных залежей углеводородов, которые бы учитывали наиболее вероятную модель условий формирования залежей.

В 1965 г. на совещании по закономерностям размещения и условиям формирования нефтяных и газовых месторождений Западно-Сибирской низменности в докладе Г. К. Боярских, И. И. Нестерова, Л. И. Ровнина, Н. Н. Ростовцева и Ю. Г. Эрвье (1967) впервые демонстрировалась карта изменения регионального наклона контактов вода — нефть по пласту БС<sub>1</sub> Сургутского свода. На этой карте был дан прогноз по локальным поднятиям, выявленным в то время сейсмическими работами. Этот прогноз в настоящее время подтверждается. В соответствии с предложенными авторами картами в пласте БС<sub>1</sub> выявлены залежи нефти в пределах Вынгинской, Быстринской, Сайгатинской, Федоровской и Минчимгинской площадей.

Подтверждена водоносность пласта на Каркатеевской, Тепловской и Савуйской площадях. Не подтвердился прогноз по Лянторской структуре.

В этом же году Н. Н. Ростовцевым, И. И. Нестеровым и А. П. Соколовским была дана оценка перспектив Нижневартовского свода, в пределах которого намечалась крупная зона нефтенакопления на Самотлорском куполовидном поднятии, где сейчас открыто крупнейшее Самотлорское месторождение (рис. 24).

Анализ построенных карт оценки перспектив нефтегазоносности по изоконтактам показал, что надежные результаты получаются только для структур, расположенных рядом с выявленными месторождениями. По мере удаления от них точность прогноза резко снижается.

Поэтому в отличие от ранее опубликованных нами работ (И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов, А. В. Тяп и др., 1968) в основу составления карты перспектив нефтегазоносности в данной работе были положены несколько иные принципы.

1. По генетическим треугольникам, описанным выше, давалась оценка перспективности отдельных локальных поднятий с учетом геохимических особенностей и амплитуд локальных поднятий по предполагаемым нефтегазодержащим пластам.

2. По тектонической схеме определялись контуры перспективных для тех или иных горизонтов зон с учетом их гипсометрического положения, истории развития и литолого-фациальных условий накопления предполагаемых нефтегазодержащих горизонтов.

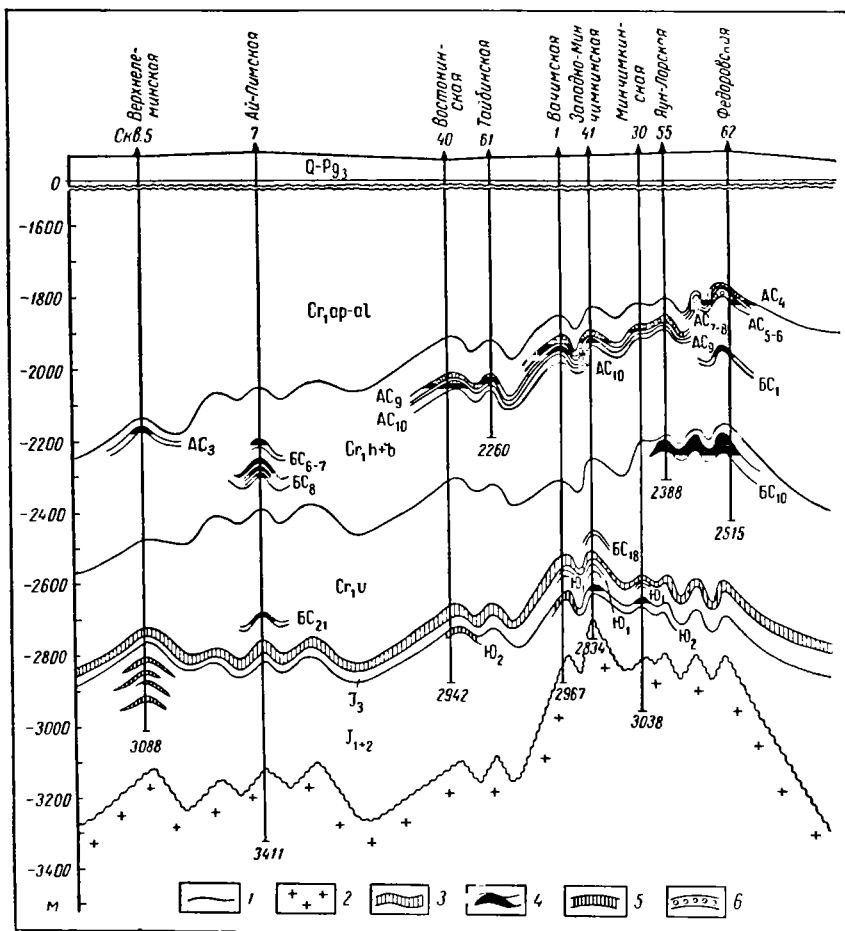
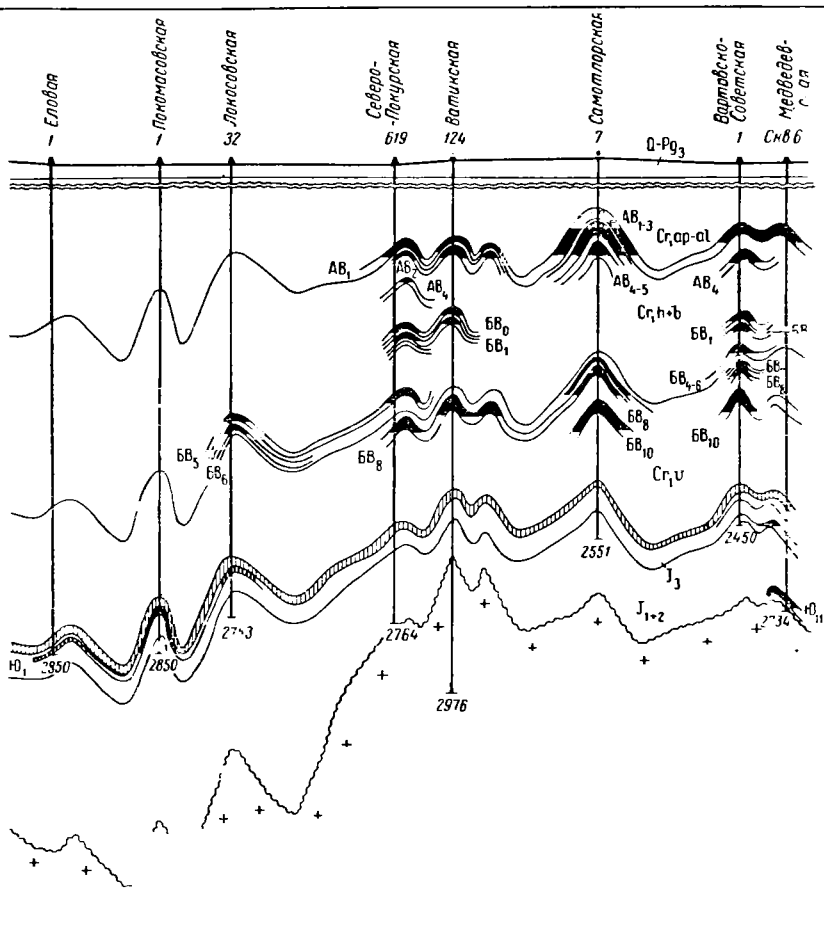


Рис. 24. Схематический геологический разрез неокимских  
1 — границы стратиграфических подразделений; 2 — фундамент; 3 — битуминозные

### ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕ-СРЕДНЕЮРСКИХ И ЧАСТИЧНО КЕЛЛОВЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ (ТЮМЕНСКАЯ СВИТА)

В пределах изучаемой территории из отложений тюменской свиты промышленные притоки нефти получены на Усть-Балыкской, Туканской, Медведевской и других площадях.

Отложения тюменской свиты регионально нефтеносны, но в центральных частях Западно-Сибирской низменности вследствие резкого увеличения глинистого материала коллекторские свойства пород ухудшаются. Как правило, открытая пористость песчаников тюменской свиты равна 6—15%, проницаемость меняется от десятых



и юрских отложений районов Среднего Приобья.  
 аргиллиты; 4 — нефтяные залежи; 5 — нефтепроявления; 6 — газовые залежи.

долей до 2—4 мд. Коллекторские свойства пород улучшаются в восточном и южном направлениях.

Вследствие этого при определении перспектив нефтегазоносности тюменской свиты основной является проблема выявления закономерностей в формировании коллекторов как порового, так и трещинного типов. По редким скважинам, вскрывшим эти отложения, выявить какую-либо закономерность в формировании их пока очень трудно. Можно лишь отметить, что распространение песчаников не связано с современным структурным планом. Уже неоднократно высказывалась мысль, что существует определенная связь коллекторских свойств песчаных пород тюменской свиты с ритмичностью осадконакопления. Если на породах фундамента в зонах их резких

выступов залегают осадки трансгрессивных циклов, то коллекторские свойства пород ухудшаются, и, наоборот, при залегании осадков регрессивных циклов коллекторские свойства песчаников улучшаются.

В соответствии с этой закономерностью проблему прослеживания и прогнозирования зон с улучшенными коллекторскими свойствами необходимо решать по следующим пунктам: 1) выяснение палеоструктурного плана на момент накопления тюменской свиты и установление зависимости коллекторских свойств пород от величины и амплитуды древних выступов фундамента; 2) выделение в разрезе циклов осадконакопления и прослеживание их по площади.

Выше мы уже отмечали, что палеоструктурный план нижних горизонтов осадочного чехла в пределах изучаемой территории на начало накопления верхнеюрских осадков существенно отличается от современного. Поэтому сейчас установить региональную закономерность в изменении коллекторских свойств пород трудно. Однако по некоторым локальным поднятиям такой прогноз возможен.

Выклинивание нижних горизонтов тюменской свиты по направлению к древним выступам фундамента зафиксировано в пределах Сургутской площади. В такого типа структурах больше вероятности создания благоприятных условий для формирования пород-коллекторов. На крыльях таких поднятий на фундаменте могут залежать осадки трансгрессивных комплексов, а в сводовой части — регрессивных. На Сургутской площади такое явление отмечено. Соответственно здесь появляются отдельные прослои песчаников с хорошими коллекторскими свойствами. В скв. 51 в интервале 2890—3047 м вскрыт прослой песчаника с открытой пористостью 25,24% и проницаемостью 740 мД.

На Медведевской площади в скв. 6 на породах фундамента залегают ааленские отложения, накапливавшиеся в условиях регрессивного цикла. Здесь из них получен фонтан нефти. На этой же площади в скв. 7, пробуренной в своде локального поднятия, на фундаменте залегают отложения байоса, формировавшиеся в условиях трансгрессивного цикла. Соответственно пород-коллекторов здесь не отмечено и притоков нефти не получено.

Наиболее перспективными для формирования хороших коллекторов являются поднятия древнего заложения с интенсивным ростом в юрский период. Выше отмечалось, что оси таких структур ориентированы, как правило, в северо-западном и северо-восточном направлениях. Соответственно все структуры этих направлений представляют интерес для поисков залежей нефти в нижне-среднеюрских отложениях. В данном случае речь идет о поисках нефти в базальных слоях тюменской свиты. Из выявленных локальных поднятий наиболее благоприятные условия имеются в пределах Южно-Балыкской структуры, где следует пробурить профиль из трех скважин, расположенных вкрест простирания структуры.

В вышележащих горизонтах тюменской свиты также возможно открытие залежей нефти на поднятиях северо-западной или северо-

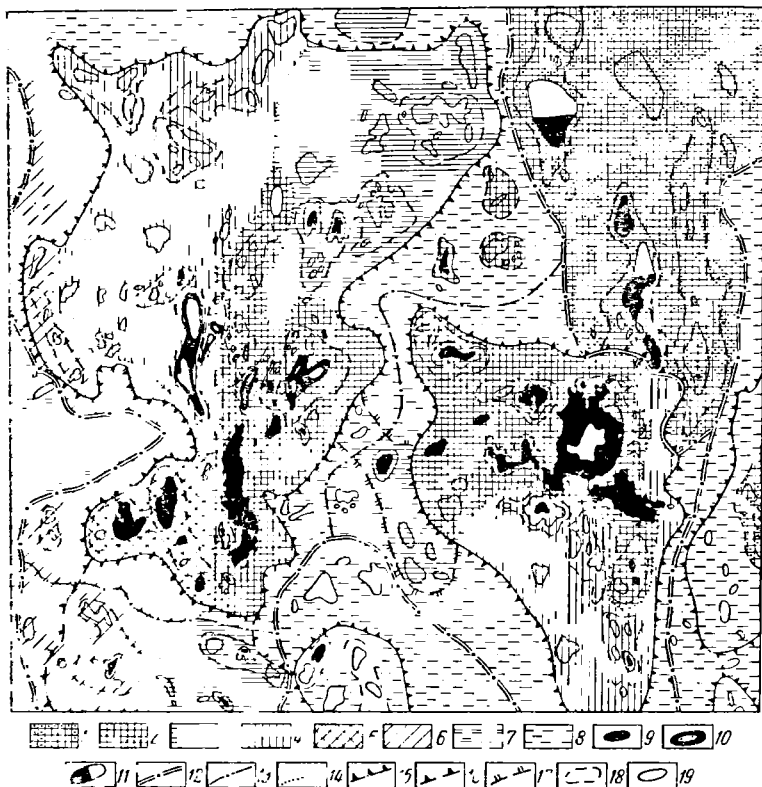


Рис. 25. Карта перспектив нефтегазоносности мезозойских отложений районов Среднего Приобья.

Земли, преимущественно перспективные для поисков залежей нефти и газа в отложениях:

- 1 — юры (без волжских слоев), берриаса, валанжинна, готерива, баррема и сеномана
- 2 — юры (без волжских слоев), берриаса, валанжинна, готерива и баррема,
- 3 — юры (без волжских слоев), берриаса и валанжинна,
- 4 — юры (без волжских слоев), берриаса и баррема,
- 5 — юры, берриаса, валанжинна, готерива и баррема,
- 6 — юры и баррема, возможно апта—альба,

- 7 — юры, возможно апта — альба,
  - 8 — юры (без волжских слоев); месторождения:
  - 9 — нефтяные,
  - 10 — нефтяные с газовой шапкой,
  - 11 — газонефтяные;
- контуры:
- 12 — нефтегазоносных областей,
  - 13 — нефтегазоносных районов,
  - 14 — зон разной перспективности,
  - 15 — сводов,
  - 16 — седловины I порядка,
  - 17 — седловины II порядка,
  - 18 — поднятий II порядка,
  - 19 — локальных поднятий.

восточной ориентировки с интенсивным ростом в нижне-мезозойскую эру.

На карте перспектив нефтегазоносности перспективы тюменской свиты не оценены (рис. 25).

## ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КЕЛЛОВЕЙСКИХ И ОКСФОРДСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ (ВАСЮГАНСКАЯ СВИТА)

На западе рассматриваемой территории келловей-оксфордские отложения представлены глинистыми морскими породами абалакской свиты. На востоке оксфордские отложения опесчаниваются. Появляется пласт песчаника, коллекторские свойства которого улучшаются в юго-восточном и восточном направлениях. Граница зоны залегания песчаников кливом проходит примерно по линии от Комсомольской площади на севере через Тевлинскую, Вынгинскую и Сургутскую площади и далее на юг примерно вдоль восточной границы Салымской седловины.

В отложениях васюганской свиты залежи нефти выявлены на Вынгинской, Сургутской, Мултановской, Покачевской, Варь-Еганской, Вэнга-Пурской, Урьевской, Медведевской, Черногорской, Стрежевой, Малореченской, Кедровской и других площадях. На глубинах 2300—2450 м в этих отложениях следует ожидать газоконденсатные залежи с нефтяной оторочкой, ниже — нефтяные залежи. Вся изучаемая территория по этим отложениям перспективна, но прогнозирование залежей на конкретных локальных структурах необходимо производить с учетом гипсометрического положения васюганского пласта.

В районе, где отложения оксфорда развиты в песчаных фациях, условно можно выделить несколько фациальных зон, в каждой из которых залежи нефти могут быть встречены выше определенного критического гипсометрического уровня. В пределах восточного склона Сургутского свода и примыкающих частей Юганской мегавпадины критический гипсометрический уровень отмечается на абсолютных глубинах 2600—2650 м; на восточном склоне Юганской мегавпадины, примыкающей к Нижневартовскому своду, — на глубинах 2800—2850 м; на северо-западном склоне Нижневартовского свода — на глубинах 2600—2650 м; на восточном склоне Нижневартовского свода в пределах Самотлорского и Вартовско-Соснинского участков — на глубинах 2400—2420 м и на границе Нижневартовского свода с Колтогорским мегапрогибом — на глубинах 2580—2600 м.

## ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВОЛЖСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ (БАЖЕНОВСКАЯ СВИТА)

По всей территории Среднего Приобья осадки представлены однородными черными, битуминозными глинами. В ряде мест в низах битуминозных глин появляются редкие прослои алевролитов, насыщенных нефтью (скв. 61 Усть-Балыкской площади). На Правдинской площади в скв. 90 в кровле баженовской свиты отмечена отрицательная аномалия ПС, свидетельствующая о появлении пронизываемых пород. При испытании этого интервала наблюдался приток нефти дебитом до 6 м<sup>3</sup>/сут.



На Салымской площади из битуминозных аргиллитов баженовской свиты получены фонтаны нефти с дебитом до 500—700 м<sup>3</sup>/сут. Нефть в этих отложениях содержится в тонколистоватых аргиллитах, насыщая межплоскостные пространства между мелкими (0,2—1,0 см) листоватыми пластинками. Зоны листоватых пород чередуются с массивными землистыми аргиллитами. Появление листоватой текстуры связано с условиями формирования пород в стадию диагенеза, что дает возможность предположить, что эти зоны являются региональными.

На карте перспектив нефтегазоносности (см. рис. 25) зона, перспективная для поисков нефти в отложениях баженовской свиты, имеет вид полосы, вытянутой с юга на север в пределах западной части Салымской седловины и далее на север вдоль границы Сургутского свода с Ханты-Мансийской и Надымской мегавпадинами. Основанием для выделения этой зоны послужило следующее.

1. В указанных границах в зоне шириной 50—60 км отмечаются повышенные температурные градиенты, что обусловило повышенную степень метаморфизма рассеянного органического вещества пород баженовской свиты.

2. С востока и запада по направлению к указанной зоне наблюдается закономерное повышение кажущегося электрического сопротивления пород баженовской свиты от 100—500 до 1500—2000 Ом·м. На участках, где кажущееся электрическое сопротивление достигает значений 800 Ом·м и более, из отложений баженовской свиты получены притоки нефти.

Один из таких участков с повышенными значениями кажущегося сопротивления выделяется в районе, охватывающем Правдинскую, Салымскую, Западно-Салымскую, Верхнесалымскую локальные структуры и зоны понижений структурного плана между ними.

На Салымской площади, где более всего отмечалось притоков нефти из отложений баженовской свиты, пластовое давление превышает гидростатическое иногда на 150 кгс/см<sup>2</sup>. Это дает возможность предположить, что и в межструктурных понижениях в указанной зоне должна быть залежь нефти, так как амплитуда этих понижений не превышает 100—120 м.

Соответственно можно высказать гипотезу, что в пределах территории от Правдинской до Верхнесалымской локальных структур может быть выявлена крупная единая залежь нефти, приуроченная к линзовидным телам листовато-пластинчатых аргиллитов, залегающих среди плотных массивных битуминозных глинистых пород. Аналогичные зоны могут быть обнаружены в пределах всей отмеченной на карте перспектив нефтеносности зоны, тяготеющей к смежным склонам Ханты-Мансийской, Надымской мегавпадин и Сургутского свода. Не исключается наличие таких зон и в других участках изучаемой территории, в частности в пределах Вэнга-Пурского вала.

## ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕНОСНОСТИ БЕРРИАС-НИЖНЕВАЛАНЖИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ (АЧИМОВСКАЯ ТОЛЩА)

В отложениях ачимовской толщи залежи нефти выявлены в пределах Усть-Балыкского, Южно-Балыкского, Тевлинского, Аганского и других локальных поднятий. Песчаные пласты ачимовской толщи не выдержаны по простиранию, часто замещаются глинистыми

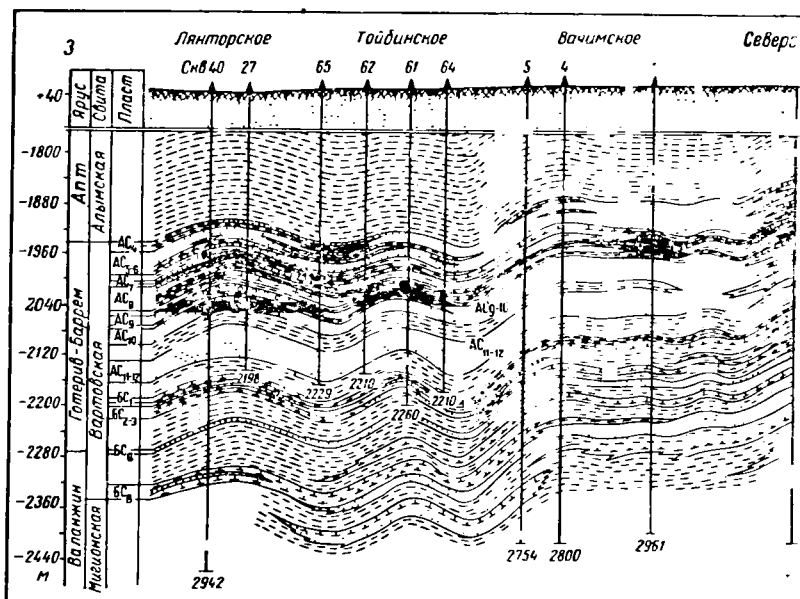


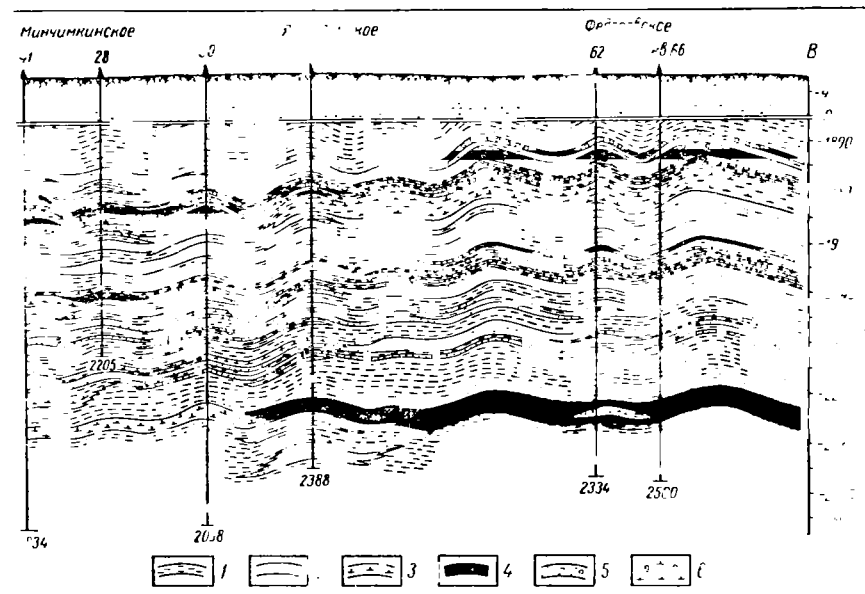
Рис. 26. Схематический геологический профиль  
1 — глины; 2 — песчаники; 3 — алевролиты; 4 — нефть

и глинисто-известковыми породами. Залежи нефти в них литологически экранированы.

Условия для образования нефти в породах ачимовской пачки благоприятны в пределах всего района. При оценке перспектив этих отложений важным аргументом является прогнозирование участков с хорошими коллекторскими свойствами. Отмечено, что мощность песчаных пластов и их коллекторские свойства очень часто улучшаются к сводам локальных поднятий. Но вследствие наличия невыдержанных по простиранию пластов на крупных структурах песчаные линзы ачимовской пачки имеют небольшие размеры и их распространение не контролируется особенностями тектонического рельефа структуры. Можно предполагать, что отложения ачимовской толщи обладают лучшими коллекторскими свойствами на небольших по площади, но резких по амплитуде поднятиях, рост которых был более интенсивным в неокомское время.

Следует учитывать и еще одну особенность характера нефтеносности ачимовской толщи. На Сургутском своде в приподнятых зонах отложения этой толщи водоносны, а на погружениях в них появляются залежи нефти. Соответственно южная и северо-восточная части Сургутского свода более перспективны для поисков нефти в этих отложениях (рис. 26).

В пределах Нижневартовского свода перспективы нефтеносности увеличиваются в северном направлении в сторону более высокого гипсометрического залегания этих пород.



через центральную часть Сургутского свода.  
ные залежи; 5 — газовые залежи; 6 — нефтепроявления.

### ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕНОСНОСТИ ВЕРХНЕВАЛАНЖИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ (ВЕРХИ МЕГИОНСКОЙ И НИЗЫ ВАРТОВСКОЙ СВИТ)

В рассматриваемых отложениях перспективы нефтеносности в основном связываются с регионально развитыми пластами БС<sub>10</sub>, БС<sub>8</sub>, БВ<sub>6</sub>, БВ<sub>8-9</sub> и БВ<sub>10</sub>. При этом пласт БВ<sub>10</sub> прослеживается только в южной и частично в восточной зонах Нижневартовского свода. В западном направлении он замещается глинами. Пласты БВ<sub>8-9</sub> и БС<sub>10</sub> стратиграфически одновозрастны. В пределах Нижневартовского свода пласт БВ<sub>8-9</sub> развит повсеместно. На Сургутском своде его аналог (пласт БС<sub>10</sub>) имеет сложное строение, часто замещается глинистыми породами. При этом в западной половине свода поля распространения глин значительно больше по площади, чем поля

распространения песчаных тел. Пласт БВ<sub>6</sub> как самостоятельное литологическое тело с выдержанным глинистым экраном появляется в западной части Нижневартовского свода. В пределах большей части Сургутского свода (где он индексируется как пласт БС<sub>8</sub>) пласт выдержан по простиранию и лишь в самой западной части свода и далее на запад он замещается глинистыми породами.

Пласт БВ<sub>10</sub> перспективен для поисков залежей нефти в пределах всей области своего распространения на Нижневартовском своде. При этом перспективы нефтеносности его увеличиваются к зоне замещения песчаников глинами. Особенно следует обратить внимание на северную часть свода и его юго-западный склон, где возможны крупные литологические залежи нефти, не связанные с локальными поднятиями. Для северной и северо-восточной частей Нижневартовского свода критическая глубина, выше которой возможны залежи нефти, определяется на абсолютной отметке  $-2180 \div -2200$  м.

Пласты БВ<sub>8-9</sub> — БС<sub>10</sub> перспективны почти по всей территории своего распространения. При этом на участках, где условия накопления пород были более мелководными, нефтяные залежи приурочены к ловушкам более высокого гипсометрического положения. Для оценки перспектив нефтегазоносности этих пластов необходимо построить детальную литолого-фациальную карту и в каждой зоне оценки нефтеносности производить по гипсометрическому положению пласта с учетом генетических треугольников, отражающих амплитуды локальных структур и геохимические условия его накопления.

В районе Сургутского и Нижневартовского сводов можно выделять шесть фациальных зон, в каждой из которых залежи нефти вероятнее всего могут быть встречены не ниже определенных критических глубин. В первой зоне, расположенной в районе замещения песчаников пласта глинами (Салымская площадь), критическая глубина находится на абсолютной отметке  $-2440 \div -2450$  м. Во второй зоне, охватывающей западный и южный борта Сургутского свода, она определяется отметкой  $-2400 \div -2410$  м. В третьей зоне, расположенной в наиболее приподнятых частях Сургутского свода (Бысгринская, Федоровская и другие площади), критическая глубина  $-2220 \div -2230$  м. На северном погружении Сургутского свода (Холмогорская, Орть-Ягунская, Итурская и другие площади) критические глубины будут находиться значительно ниже — на абсолютных отметках  $-2400 \div -2500$  м и более. В четвертой зоне, охватывающей Юганскую мегавпадину и западный борт Нижневартовского свода (включая Аганскую площадь), она составляет  $-2200 \div -2220$  м. В пятой зоне, включающей наиболее приподнятую часть Нижневартовского свода (Мегионский вал, Самолторское куполовидное поднятие), она равна  $-2140 \div -2150$  м. В шестой зоне, в районе Вартовско-Советского месторождения, где исчезает глинистая покрывка над пластом БВ<sub>8</sub>, критическая глубина равна  $-2040 \div -2050$  м.

Приведенные цифры показывают, что по мере смены условий формирования пластов БС<sub>10</sub> — БВ<sub>8</sub> в сторону более мелководных

фаций критическая современная глубина, ниже которой вероятность открытия залежей резко снижается, закономерно и постепенно уменьшается.

Пласты  $BВ_6 - BC_8$  также перспективны для поисков залежей нефти по всей области распространения, но по сравнению с нижележащими пластами  $BВ_{8-9} - BC_{10}$  гипсометрический контроль условий формирования залежей нефти в них более жесткий, что связано с более мелководными условиями накопления пород пласта. Поэтому на Сургутском своде и к северу от Нижневартовского свода залежи нефти в пластах  $BC_8 - BВ_6$  появляются лишь в погруженных зонах, а в пределах Нижневартовского свода в наиболее гипсометрически приподнятых зонах его развития, где имеется выдержанный глинистый экран над пластом.

С запада на восток по пластам  $BC_{8-9} - BВ_{6-7}$  намечается выделение семи фациальных зон, в каждой из которых залежи нефти встречаются выше определенного гипсометрического уровня залегания пласта. Как и в предыдущем случае, чем в более мелководных условиях накапливались породы, тем меньше критическая глубина, ниже которой условия формирования залежей углеводородов резко ухудшаются.

В первой зоне, расположенной вблизи замещения песчаников глинами на западе Сургутского свода критическая глубина равна  $-2400 \div -2420$  м. Во второй зоне, протягивающейся параллельно первой в пределах западного склона Сургутского свода, она равна  $-2300 \div -2340$  м. В третьей зоне, охватывающей наиболее приподнятую часть Сургутского свода, критическая глубина определяется отметкой около  $-2100$  м. В четвертой зоне, расположенной в пределах Юганской мегавпадины и западного склона Нижневартовского свода, она составляет  $-2120 \div -2130$  м. В пятой зоне, охватывающей западную часть Центральной Вартовской структурной зоны, критическая глубина равна  $-2100 \div -2120$  м. В шестой зоне, проходящей параллельно линии замещения глин покрывки над пластом  $BВ_6$  песчаниками, она равна  $-2040 \div -2060$  м. В седьмой зоне, характеризующейся наиболее мелководными условиями накопления пород этого пласта и занимающей восточную и южную части Нижневартовского свода, критическая глубина проходит на отметках  $-1900 \div -1920$  м.

#### ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕНОСНОСТИ ГОТЕРИВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ (НИЖНЕВАРТОВСКАЯ ПОДСВИТА)

Отложения нижневартовской подсвиты в фациях, благоприятных для формирования залежей нефти, развиты лишь в пределах Сургутского свода и частично Салымской седловины. В более восточных районах выдержанные покрывки над песчаными телами пластов  $BC_1$ ,  $BC_{2-3}$ ,  $BC_4$ ,  $BC_5$  и  $BC_6$  исчезают, и здесь в этих пластах возможны лишь скопления мелких залежей углеводородов, контролируемых

локальными экранами, распространенными на небольшой части локальных поднятий. Вниз по разрезу условия накопления пластов БС<sub>1-6</sub> постепенно сменяются от более глубоководных к менее глубоководным. В плане наиболее мористые отложения тяготеют к зоне замещения песчаных пластов глинистыми. При этом замещение происходит в относительно небольшой по ширине зоне в отличие от рассмотренных пластов БС<sub>10</sub> и БС<sub>8</sub>. Благоприятные для нефтенакопления участки приурочены в основном к центральной наиболее приподнятой зоне Сургутского свода. Критическая глубина здесь, ниже которой условия формирования залежей нефти ухудшаются, определяется на отметках —2070 ÷ 2110 м. В восточном направлении от этой фациальной зоны условия накопления пород пластов БС<sub>1-6</sub> довольно резко переходят от более глубоководных к прибрежно-лагунным, поэтому в пределах Юганской мегавпадины и Нижневартовского свода перспективы нефтеносности можно лишь связывать с локальными ловушками высокой амплитуды, свод которых залегает на отметках не ниже —1750 ÷ —1900 м. В северном и южном направлениях от наиболее приподнятой зоны Сургутского свода смена фаций от более глубоководных к мелководным происходит не так резко, поэтому здесь нефтеносными могут быть локальные структуры, своды которых залегают немного выше критической глубины фациальной зоны центра Сургутского свода.

### ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГОТЕРИВ-БАРРЕМСКИХ И НИЖНЕАПТСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ (ВЕРХНЕВАРТОВСКАЯ ПОДСВИТА И АЛЫМСКАЯ СВИТА)

Рассматриваемые отложения накапливались в условиях переменного прибрежно-морского и лагунного режимов, вследствие чего песчаные и глинистые пласты здесь не выдержаны по простиранию и на большей части распространения верхневартовской подсвиты все проницаемые породы в ней гидродинамически связаны между собой. Следует отметить, что вниз по разрезу подсвиты четко прослеживается смена условий осадконакопления пород от менее глубоководных к более глубоководным. Соответственно, можно считать, что нефтепроизводящие свойства рассеянного органического вещества также усиливаются вниз по разрезу подсвиты. Характер выявленных залежей нефти подтверждает этот вывод.

Отложения верхневартовской подсвиты в широтном направлении могут быть подразделены на три основные фациальные зоны, характеризующиеся отличными друг от друга условиями формирования залежей нефти. Первая зона охватывает район Сургутского свода. Здесь выделяются две подзоны. Первая фациальная подзона протягивается по западному склону свода и характеризуется наличием частично прослеживающихся глинистых покровов над пластами АС<sub>9-10</sub> и АС<sub>11</sub>. Критическая глубина, ниже которой условия формирования залежей нефти резко ухудшаются, здесь прослежива-

ются на отметках  $-2100 \div -2150$  м. В центральной части Сургутского свода на довольно значительной площади развита покрывка над пластом  $AC_7$ , которая контролирует залежи нефти на локальных структурах, где пласт  $AC_7$  залегает на глубинах  $-1920 \div -1930$  м. В этих подзонах выше покрывок над пластами  $AC_7$  и  $AC_{9-11}$  развита еще довольно мощная толща песчано-глинистых пород, контролируемая мощной глинистой покрывкой алымской свиты. Однако залежей нефти под этой покрывкой нет. Это еще раз свидетельствует о том, что основные нефтематеринские породы залегают в основании подсвиты. Покрывки над пластами  $AC_7$  и  $AC_{9-11}$  развиты не повсеместно, и там, где они отсутствуют, появляются залежи нефти в пластах  $AC_{4-5}$  под алымской глинистой покрывкой.

Вторая фациальная зона развита в пределах Юганской мегавпадины и на большей части севера Нижневартовского свода. Здесь покрывки внутри верхневартовской подсвиты и нижележащей нижневартовской подсвиты не отмечено. Соответственно мощность разреза, генерирующего углеводороды значительно больше, чем в пределах Сургутского свода. И теоретически здесь следует ожидать более крупные залежи нефти под региональной глинистой покрывкой алымской свиты. Критическая глубина, выше которой следует ожидать скопления углеводородов, имеет отметки  $-1700 \div -1710$  м. При этом в ловушках, залегающих выше отметок  $-1620 \div -1630$  м в нефтяных залежах появляются газовые шапки.

Третья фациальная зона, протягивающаяся вдоль восточного склона Нижневартовского свода, характеризуется еще более мелководными условиями накопления пород. Соответственно критическая глубина здесь равна  $-1650 \div -1670$  м.

### **ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ АПТ-АЛЬБ-СЕНОМАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ (ПОКУРСКАЯ СВИТА)**

Отложения покурской свиты на большей части изучаемого района накапливались в континентальных условиях. Пласты песчаников и глин в этой свите имеют линзовидное строение, не выдержаны по простиранию и проницаемые породы гидродинамически связаны между собой. Вследствие этого, основные залежи углеводородов должны быть сосредоточены в кровле свиты под регионально выдержанной глинистой толщей верхнего мела и палеогена. Лишь в западной части изучаемого района, в отложениях покурской свиты появляются выдержанные по простиранию глинистые пласты, разделяющие свиту на три подсвиты.

По фациальным особенностям отложения покурской свиты подразделяются на три основные фациальные зоны. Первая зона распространена на западе района и связана с областью перехода отложений покурской свиты в породы викуловской, хантымансийской и уватской свит. Здесь залежи нефти могут быть обнаружены в отложениях апта и альба и залежи газа — в отложениях сеномана. Критическая глубина по кровле покурской свиты предполагается

на отметках  $-850 \div -900$  м. Локальные структуры, наиболее приподнятые участки которых по кровле покурской свиты залегают выше абсолютных глубин  $-850 \div -900$  м, могут содержать залежи нефти.

Вторая фациальная зона охватывает территорию Юганской мега-впадины, восточную половину Сургутского свода, Нижневартовский свод и Варь-Еганскую структурную террасу. Здесь можно предполагать в кровле сеноманских отложений залежи газа в ловушках, своды которых залегают выше критической глубины, условно определенной на абсолютной отметке около  $-740 \div -750$  м.

Третья фациальная зона распространена севернее Варь-Еганского вала. В пределах ее можно предполагать залежи газа в кровле покурской свиты на абсолютных глубинах  $-950$  м и выше.

Таким образом, из обобщения материалов по условиям формирования продуктивных отложений, тектоническим критериям нефтегазоносности, геохимическим показателям и закономерностям распределения залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Среднего Приобья вытекает основной вывод: залежи нефти и газа были сформированы сравнительно недавно и образовались за счет сингенетичного рассеянного органического вещества пород стратиграфических подразделений, разделенных выдержанными по простиранию покрышками, а углеводороды выявленных и предполагаемых залежей были сформированы за счет органического вещества вмещающих залежи основных стратиграфических комплексов. Главными из них являются следующие: тюменская, баженовская (на западе), васюганская, мегионская (до пластов  $BC_{10} - BV_8$ ) свиты, стратиграфическая зона группы пластов  $BC_{7-8} - BV_{6-7}$ ,  $BC_{1-6}$ ,  $AC_{4-12}$  (на западе),  $AB_{1-8}$ ,  $BV_0 - BV_5$ , покурская свита. В каждом из этих стратиграфических подразделений залежи нефти и газа связаны с органическим веществом отложений этих разрезов.

Исходя из этого главного вывода, была разработана методика прогнозирования как отдельных локальных поднятий, так и небольших по площади фациальных зон, результаты применения которой изложены выше.

Мы надеемся, что разработанные в работе теоретические обоснования и практическая реализация их позволят значительно повысить эффективность поисково-разведочных работ.



Алексин А. Г. К вопросу о классификации скопленей нефти и газа. — «Сов. геол.», 1957, сб. 57, с. 48—58.

Архангельский А. Д. Где и как искать новые нефтяные области в СССР. — «Нефт. хоз-во», 1929, № 6.

Баба-Заде Б. К. Классификация залежей и месторождений нефти и газа Азербайджана по рациональной методика их разведки. М., «Недра», 1964. 304 с.

Багаутдинов А. К., Демуськин Ю. И., Мусин Н. Х. Некоторые особенности строения и нефтегазоносность продуктивного горизонта  $A_1$  Нижневартовского свода. — «Нефтегаз. геол. и геофиз.», 1968, вып. 4, с. 6—11.

Багирян Г. В., Васильев В. Г., Гришин Г. Л. Ресурсы нефти и газа Сибири — реальная база для создания крупной нефтегазодобывающей базы страны. — «Геол. нефти и газа», 1963, № 7, с. 1—5.

Багирян Г. В., Кочаров С. М., Кузнецов А. С. Направление геологоразведочных работ в Сибири в свете открытия новых нефтяных и газовых месторождений. — «Бюл. НТИ МГиОН», 1960, № 10.

Багирян Г. В., Кузнецов А. С. Месторождения Среднеобского нефтеносного района. — «Нефтегаз. геол. и геофиз.», 1964, № 3, с. 10—12.

Бакиров А. А. Нефтегазоносные области Америки. М., Гостеолтехиздат, 1959, 288 с.

Бакиров А. А. Классификация локальных и региональных скопленей нефти и газа в земной коре XXII сессия МГК. Геология нефти. М., «Наука», 1964, с. 141—153.

Береснев Н. Ф. О типах залежей нефти в центральной части Западно-Сибирской низменности. — В кн.: Материалы I Научн.-техн. конференции молодых ученых и специалистов в г. Тюмени. Тюмень, Среднеуральск. кн. изд-во, 1967, с. 43—52.

Береснев Н. Ф., Ровнин Л. И. Мегнионское месторождение нефти и перспективы нефтегазоносности Нижневартовского свода. — «Геол. нефти и газа», 1964, № 1, с. 6—12.

Близначенко С. И. Нефтегазоносность юрско-неокомских отложений Привасюганья. — «Геол. нефти и газа», 1966, № 2, с. 47—53.

Богомолов А. И. Нефти Сибири. — Геохим. сб. № 5. Л., Гостеолтехиздат, 1958. (Всесоюз. науч.-исслед. геол.-развед. ин-т).

Борисов А. А. Очерк структуры Западно-Сибирской низменности. — «Изв. АН СССР. Сер. геол.», 1944, № 3.

Борисов А. А. Пространственные закономерности распространения залежей нефти и газа. — «Геол. нефти и газа», 1961, вып. 7, с. 12—17.

Боярских Г. К. О номенклатуре и индексации нефтегазоносных горизонтов мезо-кайнозойских отложений Тюменской области. М., «Недра», 1967, с. 153—158. («Труды Зап.-Сиб. научн. послед. геол.-развед. ин-та», вып. 5).

Брод И. О. О принципах районирования нефтегазоносных территорий. — «Докл. АН СССР», 1946, т. 52, № 5.

Брод И. О. Залежи нефти и газа. М., Гостоптехиздат, 1951.

Брод И. О. О «стратиграфических» и «зональных» залежах. — «Нефт. хоз-во», 1951, № 2.

Брод И. О. Теоретические предпосылки поисков новых нефтегазоносных областей в СССР. — «Сов. геол.», 1955, сб. 47.

Брод И. О. Основные положения учения о нефтегазоносных бассейнах. М., Изд-во НИЛнефтегаз, 1962.

Брод И. О., Еременко Н. А. Основы геологии нефти и газа. М., Гостоптехиздат, 1961.

Брылкин Ю. Л. Новый метод выделения нефтенасыщенных пластов в центральных районах Западно-Сибирской низменности. — «Геол. и геофиз.», 1965, № 7, с. 104—105.

Варенцев М. И., Рябухин Г. Е., Юдин А. Г. Месторождения-гиганты. М., «Знание». 1966, 92 с.

Васильев В. Г. Проблема нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности. — «Нефт. хоз-во», 1937, вып. 6.

Васильев В. Г. Геологическое строение северо-западной части Западно-Сибирской низменности и ее нефтеносность. М., Гостоптехиздат, 1946, 152 с.

Васильев В. Г. Поиски и разведка нефти и газа в Сибири за 50 лет Советской власти. — «Нефтегаз. геол. и геофиз.», 1967, вып. 11, с. 25—29.

Васильев В. Г., Еловников С. М., Ханин А. А. Коллекторские свойства нефтегазоносных и перспективных на нефть и газ горизонтов на территории СССР. — «Нефтегаз. геол. и геофиз.», 1963, № 6, с. 3—9.

Васильев В. Г., Львов М. С. Основные итоги и задачи поисков нефтяных и газовых месторождений в Сибири и на Дальнем Востоке. — «Новости нефт. техн. Сер. геол.», 1958, № 7, с. 3—7.

Васильев В. Г., Черский Н. В. Нефтегазопоисковые работы в Сибири за пять лет семилетки и их перспективы. — «Нефтегаз. геол. и геофиз.», 1964, № 3, с. 3—7.

Вассоевич Н. Б., Амосов Г. А. Геологические и геохимические улики образования нефти за счет живого вещества. — В кн.: Генезис нефти и газа. М., «Недра», 1967, с. 5—22.

Вассоевич Н. Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти, М., Изд-во АН СССР, 1967, с. 135—157.

Вассоевич Н. Б. Образование нефти в терригенных отложениях. — В кн.: Вопросы образования нефти. Л., Гостоптехиздат, 1958. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. геол.-развед. ин-та», вып. 122).

Вебер В. В., Хан В. Е. О некоторых геологических закономерностях в распространении нефтяных бассейнов альпийского пояса. — В кн. Нефть. м-ния СССР. Т. 1. М., Гостоптехиздат, 1949.

Волков Э. В., Горшков В. И., Юшинская З. Н. Взаимосвязь катагенеза, тектоники и нефтеносности структур Сальмского поднятия Западной Сибири. — «Докл. АН СССР», 1968, вып. 3, с. 684—688.

Вышемирский В. С. Геологические условия метаморфизма углей и нефти. Саратов. Изд-во Саратовск. ун-та, 1963. 378 с.

Вышемирский В. С., Трофимук А. А. О книге В. Ф. Линецкого «Миграция нефти и формирование ее залежей». — «Геол. нефти и газа», 1966, вып. 11, с. 59—61.

Гедройц Н. Я. Карта перспектив нефтегазоносности Азиатской части СССР. М., Гостоптехиздат, 1940.

Геологическое строение и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности. М., «Недра», 1965, 284 с. («Труды Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. ин-та», вып. 1).

Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности (под ред. Д. В. Дробышева и В. П. Казаринова). Л., Гостоптехиздат, 1958, 268 с.

Геология нефтегазоносных районов Западно-Сибирской низменности (под ред. Ф. Г. Гуарри). Новосибирск. Изд-во Сиб. науч.-исслед. ин-та геол., геофиз. и минеральн. сырья, 1966, 215 с.

Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности — новой нефтяной базы СССР (под ред. Н. Н. Ростовцева, А. А. Трофимука). Новосибирск, Изд-во СО АН СССР, 1963, 201 с.

Геология СССР. Т. XLIV. Западно-Сибирская низменность. Ч. I и II. М., «Недра», 1964.

Геология и нефтегазоносность Обь-Иртышского междуречья. — В кн. Материалы по геологии Западно-Сибирской низменности. Томск, Изд-во Томск. гос. ун-та, 1965, 192 с. Авт.: В. В. Гребенюк и др.

Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности. — «Труды Всесоюз. науч.-исслед. геол. ин-та», 1958. 391 с. Авт.: П. Ф. Ли, М. А. Толстихина и др.

Геологическое строение и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности. М., «Недра», 1965, 300 с. («Труды Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол. развед. нефт. ин-та», вып. I).

Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности. М., Госгеолтехиздат, 1958, 377 с. Авт.: З. Т. Алескерова, Г. С. Крицук, П. Ф. Ли и др.

Геолого-поисковые и разведочные работы на нефть и газ в Западно-Сибирской низменности. — «Геол. нефти и газа», 1964, № 9, с. 43—49. Авт.: Г. П. Богомяков, Ф. Г. Гуарри, Д. Е. Казаков и др.

Главная фаза нефтегазообразования. — «Вестн. Моск. ун-та», 1969, № 6, с. 3—27. Авт.: Н. Б. Вассоевич, Ю. Н. Корчагина, Н. В. Лопатин, В. В. Чернышев.

Гришин Г. Л. Изучение нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности — первоочередная задача геологов-нефтяников. — «Геол. нефти и газа», 1963, № 1.

Гришин Г. Л., Кузнецов А. О. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Конда-Тобольского Припиртышья. — «Геол. нефти и газа», 1961, № 8, с. 39—44.

Губкин И. М. Учение о нефти. М., Изд-во ОНТИ 1932, 440 с.

Гурари Ф. Г. О поисках нефти и газа в мезозое Западно-Сибирской низменности. — «Труды Сиб. науч.-исслед. ин-та геол., геофиз. и минеральн. сырья», 1961, вып. 17, с. 3—7.

Гурари Ф. Г. О происхождении и классификации локальных структур мезо-кайнозоя Западно-Сибирской низменности. Л., Гостоптехиздат, 1958, с. 7—30. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. геол.-развед. ин-та», вып. 124).

Гурари Ф. Г. Геология и перспективы нефтегазоносности Обь-Иртышского междуречья. Л., Гостоптехиздат, 1959, 168 с. («Труды Сиб. науч.-исслед. ин-та геол., геофиз. и минеральн. сырья», вып. 3).

Гурари Ф. Г. Некоторые проблемы поисков, разведки и освоения месторождений нефти и газа в Западно-Сибирской низменности. — В кн.: Проблемы освоения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Новосибирск, изд.-во Сиб. науч.-исслед. ин-та геол., геофиз. и минеральн. сырья, 1966.

Гурари Ф. Г., Бакиров Э. А., Ровнин Л. И. Тектоника мезокайнозойских отложений южной половины Западно-Сибирской низменности. — «Геол. нефти и газа», 1957, № 5, с. 13—21.

Гурари Ф. Г., Ближниченко С. И. Нижневартовский свод — крупная зона нефтенакопления. — «Геол. нефти и газа», 1964, № 8, с. 8—15.

Гурари Ф. Г., Конторович А. Э., Острый Г. Б. О роли дизъюнктивных нарушений в процессе формирования залежей нефти и газа в юрских и меловых отложениях Западно-Сибирской низменности. — «Геохимия нефти и газа», 1966, № 2, с. 5—11.

Гурари Ф. Г., Зимин Ю. Г., Трофимук А. А. О поисках нефти в северных районах Западно-Сибирской низменности. — «Геол. нефти и газа», 1970, № 10.

Гурари Ф. Г., Казаринов В. П., Касьянов М. В. Перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности и основные направления геологоразведочных работ на нефть и газ. — «Геол. нефти и газа», 1961, № 11, с. 1—8.

Гурари Ф. Г., Конторович А. Э., Фотиади Э. Э. Основные закономерности формирования и размещения залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской плиты. — «Геол. и геофиз.», 1967, № 1, с. 3—12.

Гурари Ф. Г., Нестеров И. И., Ростовцев Н. Н. Методика составления карты прогнозов нефтегазоносности. — В кн.: Геологическое строение и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности. М., «Недра», 1965, с. 180—191. («Труды Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та», вып. 1).

Гурова Т. И. О влиянии литологического фактора на формирование

залежей нефти и газа на территории Западно-Сибирской низменности. — В кн.: Закономерности размещения и условия формирования нефтяных и газовых месторождений в Западно-Сибирской низменности. М., «Недра», 1967, с. 73—79. («Труды Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та», вып. 3).

Гурова Т. И., Казаринов В. П. Литология и палеогеография Западно-Сибирской низменности в связи с нефтегазоносностью. М., Гостоптехиздат, 1962, 289 с.

Даненберг Е. Е. Соснинское нефтяное месторождение. — «Вестн. ЗСТУ и НТГУ», 1963, № 3, с. 46—51.

Дербицов И. В., Беньков Е. Н. Схема тектогенеза мезо-кайнозой Западно-Сибирской низменности. Новосибирск, Изд-во СО АН СССР, 1958.

Дряхлова Е. А., Розин А. А. Покурская опорная скважина (Тюменская область). Л., Гостоптехиздат, 1960, 129 с. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. геол.-развед. ин-та», вып. 169).

Еременко Н. А. Геология нефти и газа. М., Гостоптехиздат, 1961.

Закономерности изменения состава мезозойских нефтей Западно-Сибирской низменности. — «Геол. нефти и газа», 1964, № 12, с. 23—27. Авт.: Ф. Г. Гурари, Н. П. Запивалов, А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Б. П. Ставицкий.

Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. — В кн.: Генезис нефти. М., «Недра», 1967, с. 511—529. Авт.: С. П. Максимов, В. А. Киров, В. А. Клубов, С. К. Нечитайло.

Западно-Сибирская низменность — новая база нефтедобычи СССР. — «Геол. и геофиз.», 1961, № 10, с. 3—15. Авт.: Ф. Г. Гурари, В. П. Казаринов, М. В. Касьянов, Ю. К. Мпронов и др.

Запивалов Н. П., Минько В. А., Рожок Н. Г. Медведевское месторождение нефти в Томской области. — «Вестн. ЗСТУ и НТГУ», 1963, № 2, с. 45—49.

Запивалов Н. П., Рожок Н. Г., Шпильман К. А. Нефтяные и газовые месторождения в Томской области. — «Нефтегаз. геол. и геофиз.» 1964, № 3, с. 8—10.

Запивалов Н. П., Шпильман К. А. Свойства мезозойских нефтей Западно-Сибирской низменности. — «Вестн. ЗСТУ и НТГУ», 1963, № 2, с. 22—33.

Запивалов Н. П., Шпильман К. А. О перспективах нефтегазоносности Томской, Новосибирской и Омской областей. — «Геол. нефти и газа», 1963, № 7, с. 5—9.

Зимин Ю. Г., Конторович А. Э., Швыдкова Л. П. Геотермическая характеристика мезозойских отложений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. — «Геол. и геофиз.», 1967, № 5, с. 3—14.

Значение вертикальной миграции флюидов при формировании нефтяных и газовых залежей. В кн.: Закономерности размещения и условия формирования нефтяных и газовых месторождений в Западно-Сибирской низменности. М., «Недра», 1967, с. 160—168. («Труды Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та», вып. 3). Авт.: А. М. Волков, П. П. Поплавский, Н. Н. Ростовцев, А. В. Рыльков, Г. М. Шинкеев.

Значение вертикальной миграции флюидов на формирование залежей нефти и газа. — В кн.: Закономерности размещения и условия формирования нефтяных и газовых месторождений Западно-Сибирской низменности. М., «Недра», 1967, с. 160—168. («Труды Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та», вып. 3). Авт.: Н. Н. Ростовцев, А. М. Волков, П. П. Поплавский и др.

Зубарев Е. М. Новые газоконденсатные месторождения в Томской области. — В кн.: Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири. Вып. 1. Томск. Изд-во Томск. ун-та, 1966, с. 25—34.

Изменения состава нефтей в Западно-Сибирской низменности. — В кн.: Геологическое строение и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности. М., «Недра», 1965, с. 162—166. («Труды Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та», вып. 1). Авт.: Ф. Г. Гурари, А. Э. Конторович, И. И. Нестеров и др.

Инструкции по применению классификации запасов к месторождениям нефти и газа. М., Госгеолтехиздат, 1960, 31 с.; 1971, 63 с.

Иштырякова Х. А. О возрасте продуктивных отложений Каменного и Верхне-Кондинского месторождений. — В кн.: Материалы по геологии и нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности. М., «Недра», 1967, с. 41—44. («Труды Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та», вып. 5).

Казаринов В. П. Этажи нефтегазоносности в мезозойских осадках Сибири. — В кн.: Проблемы Сибирской нефти. Новосибирск, Изд-во СО АН СССР, 1963, с. 46—57.

Казаринов В. П. Формация мезозоя и кайнозоя Западно-Сибирской низменности в связи с поисками нефти и газа. — «Сов. геол.», 1958, № 12, с. 56—68.

Калинко М. К. Основные закономерности распределения нефти и газа в земной коре. М., «Недра», 1964.

Карагодин Ю. Н. Перспективы нефтегазоносности верхнеаптских отложений Западной Сибири. — «Геол. и геофиз.», 1967, № 5, с. 8—10.

Карагодин Ю. Н. О залежах нефти шнуркового типа в Западной Сибири. — «Нефтегаз. геол. и геофиз.», 1967, № 10, с. 8—10.

Карагодин Ю. Н., Ровнин Л. И. Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности севера Западно-Сибирской низменности. — В кн.: Материалы по геологии и нефтегазоносности. М., «Недра», 1967, с. 117—141. («Труды Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та», вып. 5).

Караетов А. М. Классификация залежей нефти и газа. — «Нефтегаз. геол. и геофиз.», 1968, № 11, с. 15—22.

Караетов А. М., Богданова Л. М., Носенков И. Э. К вопросу о методике проектирования промышленной разведки Усть-Балыкского месторождения. — «Геол. и геофиз.», 1964, № 3, с. 17—20.

К вопросу оценки перспектив нефтегазоносности южной части Западно-Сибирской низменности. — В кн.: Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири. Вып. 1, Томск, Изд-во Томск. ун-та, 1966, с. 3—11. Авт.: К. А. Шпильман, В. В. Гребенюк, А. А. Розин, В. Я. Шершора.

К методике разведки тектонически экранированных залежей нефти в пределах Нижне-Вартовского свода. — «Геол. нефти и газа», 1967, № 10, с. 35—41. Авт.: А. С. Полушкин, В. П. Санин, Е. П. Горшунов, В. И. Конюхов.

Козленко С. П. К вопросу о генетической классификации залежей нефти и газа. — «Геол. нефти и газа», 1957, № 2, с. 40—43.

Конторович А. Э., Стасова О. Ф. Геохимическая характеристика нефтей Западно-Сибирской низменности. — «Геол. и геофиз.», 1964, вып. 2, с. 13—23.

Конторович А. Э. Некоторые проблемы генезиса и геохимической истории нефтей Западно-Сибирской низменности. — В кн.: Закономерности размещения и условия формирования нефтяных и газовых месторождений в Западно-Сибирской низменности. М., «Недра», 1967, с. 91—108. («Труды Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та», вып. 3).

Конторович А. Э., Прозорович Г. Э. Новые данные по литологии и геохимии мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности в связи с палеогеографией. «Геол. и геофиз.», 1963, № 3, с. 73—81.

Конюхов В. И., Литваков В. У., Санин В. П. Установление водонефтяного контакта основных залежей на нефтяных месторождениях Среднего Приобья. — «Геол. нефти и газа», 1967, № 10, с. 41—47.

Косыгин Ю. А. К сравнительной характеристике Западно-Сибирской плиты и Русской платформы. Л., Гостоптехиздат, 1961, с. 12—15. («Труды Сиб. науч.-исслед. ин-та геол., геофиз. и минеральн. сырья», вып. 7).

Кругликов Н. М., Наливкин В. Д., Сверчков Г. П. О поисках нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности в связи с особенностями нефтегазоносности эпигерцинских плит. — В кн.: Проблема Сибирской нефти. Новосибирск. Изд-во СО АН СССР, 1963, с. 7—28.

Кругликов Н. М., Сверчков Г. П. К вопросу о коллекторах Западно-Сибирской низменности. — «Геол. нефти и газа», 1960, № 8, с. 18—23.

Кругликов Н. М., Яковлев О. Н. О гидрогеологических факторах, способствующих формированию залежей газа в мезозое Западно-Сибирской плиты. — В кн.: Закономерности размещения и условия формирования нефтяных и газовых месторождений в Западно-Сибирской низменности. М., «Недра», 1967, с. 193—199. («Труды Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та», вып. 3).

Кудрявцев Н. А. К вопросу о формировании нефтяных и газовых месторождений в Западно-Сибирской низменности. — В кн.: Закономерности размещения и условия формирования нефтяных и газовых месторождений в Западно-Сибирской низменности. М., «Недра», 1967, с. 137—143. («Труды Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та», вып. 3).

Леворсен А. П. Геология нефти. М., Гостоптехиздат, 1958, 459 с.

Левченко И. Г., Минько В. А., Пьянков Б. Н. Новые нефтяные месторождения Томской области. — В кн.: Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири». Вып. 1. Томск, Изд-во Томск. ун-та, 1966, с. 11—18.

Левченко И. Г. Геологическое строение и нефтегазоносность района среднего течения р. Васюган. — «Вестн. ЗСГУ и НТГУ», 1963, № 3, с. 36—45.

Левченко И. Г., Мпронов Ю. К. Новые газоконденсатные месторождения Томской области, связанные с юрскими отложениями. — «Геол. нефти и газа», 1965, № 7, с. 8—13.

Леонтьев Е. И. К вопросу оценки нефтегазоносности мезозойских коллекторов месторождений Западно-Сибирской низменности по данным промысловой геофизики. — «Развед. геофиз.», 1967, № 19, с. 51—54.

Литологические критерии нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности. — «Труды V Всесоюз. литологич. совещ.» Т. II. Новосибирск, Изд-во СО АН СССР, 1964. Авт.: М. Я. Рудкевич, Ф. Г. Гурари, И. И. Нестеров, Н. Н. Ростовцев.

Максимов С. П. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа в палеозойских отложениях. М., «Недра», 1964, 485 с.

Маркевич В. П. Особенности геологического развития и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности. — В кн.: Проблема Сибирской нефти. Новосибирск, Изд-во СО АН СССР, 1963, с. 29—45.

Маркевич В. П. Структура Западно-Сибирской низменности и ее нефтегазоносность. — В кн.: Геологическое строение и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности. М., «Наука», 1964, с. 9—43.

Маркевич В. П. История геологического развития и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности. М., «Наука», 1966, 239 с.

Маркевич В. П., Волков Э. В. Каменное нефтяное месторождение (Красноленинский участок) Тюменская область. — В кн.: Нефтегазоносность мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности. М., «Наука», 1965, с. 27—32.

Маслов К. С. Основы генетической классификации нефтяных и газовых залежей в свете учения о нефти акад. И. М. Губкина. — В кн.: Памяти акад. И. М. Губкина. М., Изд-во АН СССР, 1951, с. 168—183.

Матусевич В. М., Старовойтова М. А., Горбунова П. М. Органическое вещество в подземных водах шпротного Приобья. — В кн.: Материалы V совещания по подземным водам Сибири и Дальнего Востока. Иркутск—Тюмень, 1967, с. 128—129.

Машкович К. А. Методика поисков и разведки нефти и газа в Саратовском Поволжье. М., Гостоптехиздат, 1961, 244 с.

Методика обработки информации о залежах нефти и газа на ЭВМ (под ред. А. М. Волкова). Тюмень, Изд. Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та, 1971, 205 с. («Труды Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та», вып. 45). Авт.: А. М. Волков, Н. Н. Поплавский, С. В. Гольдин и др.

Математические методы в нефтяной геологии и геофизике (под ред. С. А. Каца), Тюмень, Изд. Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та, 1970, 225 с («Труды Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та», вып. 36). Авт.: А. М. Волков, Р. М. Вембель, С. В. Гольдин, С. А. Кац и др.

Методика и направление геолого-поисковых и разведочных работ на нефть и газ в Западно-Сибирской низменности. — В кн.: Геологическое строение и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности. М., «Недра», 1965, с. 228—239. («Труды Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та»,



вып. 1). Авт.: Ф. Г. Гурапи, Д. Ф. Казаков, Ю. К. Миронов, И. И. Нестеров и др.

Ми н ь к о В. А. Новые данные о нефтеносности Соснинско-Советской площади в Тюменской области. — В кн.: Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири, вып. 1. Томск, Изд-во Томск. ун-та, 1966, с. 19—25.

Ми н ь к о В. А., Ш п и л ь м а н К. А. Соснинское месторождение нефти в Томской области. — «Вестн. ЗСГУ и НТГУ», 1962, № 3, с. 11—16.

Ми р ч и н к М. Ф. О принципах классификации залежей нефти и газа. — «Нефт. хоз-во», 1955, № 5.

Мо с к в и ч е в а В. Г. К вопросу оценки запасов нефти и газа по категориям  $C_2$ . — «Геол. нефти и газа», 1966, № 7, с. 38—40.

На л и в к и н В. Д. Дизъюнктивные нарушения в осадочном чехле Западно-Сибирской плиты. — «Докл. АН СССР», 1964, т. 158, № 6.

На л и в к и н В. Д. Сравнительный анализ нефтегазосности и тектоники Западно-Сибирской и Турано-Скифской плит. Л., «Недра», 1965. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. геол.-развед. ин-та», вып. 236).

На л и в к и н В. Д. Тектоника мезо-кайнозойских отложений запада Западно-Сибирской низменности. М., Гостоптехиздат, 1959, с. 254—296. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. геол.-развед. ин-та», вып. 140).

На л и в к и н В. Д., Ч е р н и к о в К. А. Условия формирования и закономерности размещения месторождений нефти и газа (на примере Западно-Сибирской и др. эпигерцинских плит СССР), Л., «Недра», 1967, 287 с.

На п о л ь с к и й М. С. Количественная оценка перспектив нефтегазосности. — В кн.: Принципы оценки перспектив нефтегазосности крупных территорий. Л., «Недра», 1964, с. 188—241.

Не к о т о р ы е закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности и Сибирской платформы. — В кн.: Закономерности размещения и условия формирования нефтяных и газовых месторождений в Западно-Сибирской низменности. М., «Недра», 1967, с. 22—37. («Труды Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та», вып. 3). Авт.: Ф. Г. Гурапи, А. Э. Конторович, К. И. Милуленко, Ю. К. Миронов, Г. Б. Острый, Г. М. Таруц.

Не р у ч е в С. Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. М., «Недра», 1969, с. 240.

Не р у ч е в С. Г. Закономерности преобразования рассеянного органического вещества в погружающих осадках как основа для диагностики нефтепроизводящих отложений. — В кн.: Генезис нефти. М., «Недра», 1967, с. 71—78.

Н е с т е р о в И. И., С а л м а н о в Ф. К., Ш п и л ь м а н К. А. Нефтяные и газовые месторождения Западной Сибири. М., «Недра», 1972, 361 с.

Н е с т е р о в И. И. Локальные платформенные поднятия Западно-Сибирской низменности. М., «Недра», 1965, с. 101—108. («Труды Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та», вып. 1).

Н е с т е р о в И. И. Методика изучения и классификация платформенных локальных структур Западно-Сибирской низменности. — «Нефтегаз. геол. и геофиз.», 1964, № 1, с. 43—46.

Нестеров И. И. Оценка перспектив нефтегазоносности готерив-баремских отложений Уватских отложений Покровского района Западно-Сибирской низменности. — «Геол. и геофиз.», 1964, № 7.

Нестеров И. И. Критерии прогнозов нефтегазоносности. М., «Недра», 1969, 321 с. («Труды Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та», вып. 15).

Нестеров И. И., Салманов Ф. К., Тяп А. В. Салымский нефтеносный район Тюмень, 1970, 312 с. («Труды Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та», вып. 41).

Нестеров И. И., Ростовцев Н. Н., Ставицкий Б. П. Гидрогеологические особенности нефтегазоносных толщ Западно-Сибирской низменности. — В кн.: Геологическое строение и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности. М., «Недра», 1965, с. 166—171. («Труды Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та», вып. 7).

Нестеров И. И., Ростовцев Н. Н., Рудкевич М. Я. О районировании Западно-Сибирской провинции. — «Геол. нефти и газа», 1967, № 10, с. 14—18.

Нестеров И. И., Рудкевич М. Я. Некоторые особенности литологического контроля нефтеносности в пределах Салымского куполовидного поднятия. — В кн.: Материалы по геологии и нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности. М., «Недра», 1967, с. 110—114. («Труды Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та», вып. 5).

Нестеров И. И., Шепеткин Ю. В. Литологически экранированные залежи нефти в аптских отложениях Мегрэнского месторождения Западно-Сибирской низменности. — «Нефтегаз. геол. и геофиз.», 1966, № 5, с. 8—10.

Нефтегазоносность южной части Обь-Иртышского междуречья. — В кн.: Проблемы нефтегазоносности южной части Западно-Сибирской низменности. Томск, Изд-во Томск. ун-та, 1966, с. 5—21. Авт.: К. А. Шпильман и др.

Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. Л., «Недра», 1967, 220 с. («Труды Сиб. науч.-исслед. ин-та геол., геофиз. и минеральн. сырья», вып. 50). Авт.: А. Э. Которович и др.

Никонов В. Ф. Тяжелые углеводороды и их соотношения в газах нефтяных и газовых залежей. — «Геол. нефти и газа», 1961, № 8, с. 44—47.

Никонов В. Ф. К вопросу о поисках зональных залежей в Широтном Приобье на примере Западно-Сургутского месторождения нефти. — «Нефтегаз. геол. и геофиз.», 1965, № 1, с. 14—16.

Никонов В. Ф. Происхождение нефти и формирование нефтяных залежей в Широтном Приобье. — В кн.: Закономерности размещения и условия формирования нефтяных и газовых месторождений Западно-Сибирской низменности. М., «Недра», 1967, с. 143—154. («Труды Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та», вып. 3).

Новые данные по нефтяным месторождениям Западно-Сибирской низменности. — В кн.: Геологическое строение и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности. М., «Недра», 1965, с. 132—135. («Труды Зап.-Сиб.

науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та», вып. 1). Авт.: Н. Ф. Береснев, С. И. Близишченко, И. И. Нестеров, О. А. Ремеев.

О в а н е с о в Г. П. Формирование залежей нефти и газа в Башкирии, их классификация и методы поисков. М., Гостоптехиздат, 1962, 283 с.

О г е н е т и ч е с к о й связи нефтегазоносных бассейнов с вмещающими их бассейнами подземных вод. — «Геол. нефти и газа», 1961, № 11, с. 27—34. Авт.: Е. А. Барс, Г. А. Боршевский, И. О. Брод, А. М. Овчинников.

О к о м п л е к с е промыслово-геофизических исследований в Западно-Сибирской низменности. — «Геол. нефти и газа», 1963, № 11, с. 38—42. Авт.: Ю. П. Брылкин, Л. А. Сигал и др.

О п о р ы е скважины СССР, Сургутская опорная скважина. «И., «Недра», 1964, 186 с. Авт.: И. И. Нестеров, Г. Н. Перозин, Б. П. Ставицкий и др.

О р ь е в Л. Г. О миграции и аккумуляции нефти в нижнемезозойских отложениях восточного склона Урала и Зауралья. М., «Недра», 1967, с. 170—175. («Труды Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та», вып. 3).

О с а д ь к о Н. Н. О некоторых принципах классификации залежей углеводородов по морфологическим признакам ловушек. — «Нефтегаз. геол. и геофиз.», 1968, № 11, с. 22—27.

О с н о в н ы е закономерности размещения газовых и нефтяных залежей. — В кн.: Геологическое строение и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности. М., «Недра», 1965, с. 175—179. («Труды Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та», вып. 1). Авт.: Ф. Г. Гурари, И. И. Нестеров, Н. Н. Ростовцев, М. Я. Рудкевич.

О с т р ы й Г. Б., И о д и с Р. Г. Карты перспектив нефтегазоносности. — В кн.: Проблемы геологии Западно-Сибирской провинции. М., «Недра», 1968, с. 377—409. («Труды Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та», вып. 11).

О с т р ы й Г. Б., П о т е р ь е в а В. В., Ф а н и Ю. Б. Геолого-экономическое районирование Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. — «Сов. геол.», 1968, № 9, с. 112—118.

О ц и к л и ч н о с т и процессов нефтегазообразования. — В кн.: Губинские чтения (к 100-летию со дня рождения). М., «Недра», 1972, с. 256—266. Авт.: С. П. Максимов, Н. А. Еремько, Т. А. Ботнева, Р. Г. Панкина, М. К. Калинин.

О ц и к л и ч н о с т и процессов нефтегазообразования. XXIV сессия МГУ. М., «Наука», 1972. Авт.: С. П. Максимов, Т. А. Ботнева, Н. А. Еремько, Р. Г. Панкина.

П е р о з и н Г. Н. Катагенез и глубинный эпигенез в гранулярных коллекторах нефти Усть-Балыкского месторождения. М., «Наука», 1967.

П е р с п е к т и в ы нефтеносности Западной Сибири. М., Госгеолтехиздат, 1948, 307 с. Авт.: М. К. Коровин, И. А. Кудрявцев, Д. Л. Степанов, А. В. Тыжлов, Г. Е. Рябухин.

П е р с п е к т и в ы нефтегазоносности меловых отложений Надым-Пуровского междуречья (Западно-Сибирская низменность). — «Геол. нефти и газа», 1966, № 10, с. 1—6. Авт.: Н. К. Кулахметов, И. И. Нестеров, Н. Н. Ростовцев, М. Я. Рудкевич.

П о л ы ш к и н А. С., С а н и н В. П. К вопросу о методике промышлен-

ной разведки Мегпюнского месторождения. — «Геол. нефти и газа», 1965, № 12, с. 16—21.

П о л у ш к и н А. С., С а н и н В. П. Усть-Балыкское месторождение и методика его промышленной разведки. — «Геол. нефти и газа», 1964, № 8, с. 33—36.

П о л ь с т е р Л. А. Качественная оценка перспектив нефтегазоносности. — В кн.: Принципы оценки перспектив нефтегазоносности крупных территорий. М.-Л., «Недра», 1964, с. 3—180.

П р е д л о ж е н и я по измерению и уточнению стратиграфической схемы мезозойских и кайнозойских отложений Западной Сибири. — В кн.: Геологическое строение и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности. М., «Недра», 1965, с. 5—26. («Труды Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та», вып. 1). Авт.: С. Г. Белкина и др.

П р о з о р о в и ч Г. Э. К методике определения времени формирования месторождений нефти по эпитетическим изменениям пород продуктивных пластов. — «Бюлл. науч.-техн. информ. Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та. Сер. геол. месторожд. полезн. ископ.», 1967, вып. 2, с. 4—11.

П р о з о р о в и ч Г. Э. Соотношение минералов титана как показатель времени формирования Усть-Балыкского месторождения нефти (Западная Сибирь). — «Докл. АН СССР», 1966, № 3, с. 650—653.

П р о з о р о в и ч Г. Э., Р у д к е в и ч М. Я. Об условиях образования продуктивных пластов в неокотских отложениях Сургутского свода (Западно-Сибирская низменность). — «Нефтегаз. геол. и геофиз.», 1967, № 10, с. 3—8.

Р а с с е л У. Л. Основы нефтяной геологии. М., Гостоптехиздат, 1958, 619 с.

Р е м е е в О. А. О закономерностях размещения залежей нефти в центральной части Западно-Сибирской низменности. — В кн.: Материалы I Научно-технической конференции молодых ученых и специалистов в Тюмени 1966 г. Тюмень, Среднеуральское кн. изд-во, 1967, с. 7—30.

Р е м е е в О. А. Условия формирования залежей нефти в Западно-Сибирской низменности. — В кн.: Закономерности размещения и условия формирования нефтяных и газовых месторождений в Западно-Сибирской низменности. М., «Недра», 1967, с. 53—58. («Труды Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та», вып. 3).

Р о д и о н о в а К. Ф., М а к с и м о в С. П. Критерий диагностики нефтегазоматеринских пород. — «Сов. геол.», 1970, № 11,

Р о д и о н о в а К. Ф., С т р а х о в Н. М. К геохимии органического вещества. — «Бюл. Моск. о-ва испыт. природы», 1954, № 6,

Р о в н и н Л. И. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Западной Сибири. — В кн.: Проблемы развития нефтегазодобывающей промышленности Западной Сибири. М., Изд-во ВНИИОЭНГ, 1967, с. 43—62.

Р о л ь процессов преобразования органического вещества и нефтей в распределении нефтяных и газовых залежей Западной Сибири. — «Геол. нефти и газа», 1969, № 9, с. 6—13. Авт.: В. Д. Наливкин, Г. П. Евсеев, И. А. Золотиченко и др.

Ростовцев Н. Н. Номенклатура нефтеносных и газоносных пластов Западно-Сибирской низменности. — В кн.: Материалы по геологии и нефтегазодности Западно-Сибирской низменности. М., «Недра», 1967, с. 148—152. («Труды Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та», вып. 5).

Ростовцев П. Н. Западно-Сибирская низменность. Ч. II. М., «Недра», 1964, 257 с.

Ростовцев Н. Н. Принципы построения структурных карт и тектонических схем платформенного чехла Западно-Сибирской низменности. — В кн.: Материалы по геологии, гидрогеологии, геофизике и полезным ископаемым Западной Сибири. Л., Гостоптехиздат, 1961.

Ростовцев Н. Н. Тектоническая схема Западно-Сибирской низменности по подошве платформенных мезозойско-кайнозойских отложений с элементами тектоники. — В кн.: Материалы по геологии, гидрогеологии, геофизике и полезным ископаемым Западной Сибири. Л., Гостоптехиздат, 1961.

Ростовцев Н. Н. Опыт составления прогнозных карт на нефть и газ для территории Западно-Сибирской низменности. Новосибирск, 1961, 230 с.

Ростовцев Н. Н. Условия формирования газовых залежей в Березовском районе Западно-Сибирской низменности. М., «Недра», 1961, с. 7—14. («Труды Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та», вып. 17).

Ростовцев Н. Н. К методике определения продуктивности структур в нефтегазодных районах. — «Геол. нефти и газа», 1964, № 7, с. 1—8.

Ростовцев Н. Н., Нестеров И. И. Западно-Сибирская низменность — новая нефтяная база. — «Геол. нефти и газа», 1965, № 7, с. 1—8.

Ростовцев Н. Н., Нестеров И. И. Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений в Западно-Сибирской низменности. — В кн.: Методика поисково-разведочных работ на нефть и газ. М., «Недра», 1964, с. 782—824.

Ростовцев Н. Н., Симоненко Г. И. О поисках нефти и газа в Западно-Сибирской низменности. — «Геол. нефти и газа», 1959, № 6, с. 8—13.

Рувинский Л. Л. К методике выбора рационального комплекса геолого-геофизических исследований для поисков локальных структур в Западно-Сибирской низменности. — В кн.: Проблема освоения Западно-Сибирской нефтегазодной провинции. Новосибирск, 1966, с. 67—74.

Рудкевич М. Я. К вопросу о классификации локальных поднятий в мезозойско-кайнозойском чехле Приуральской части Западно-Сибирской низменности. Л., Гостоптехиздат, 1962, с. 126—135. («Труды Сиб. науч.-исслед. ин-та геол., геофиз. и минеральн. сырья», вып. 26).

Рудкевич М. Я. Тектоника Западно-Сибирской плиты и ее районирование по перспективам нефтегазодности. М., «Недра», 1969, 278 с.

Рудкевич М. Я., Зорькин Л. М. Перспективы нефтегазодности Приуральской части Западно-Сибирской низменности. — «Сов. геол.», 1961, № 2, с. 6—22.

Рудкевич М. Я., Рябухин Г. Е. Перспективы открытия нефтяных и газовых месторождений-гигантов на территории Западно-Сибирской низменности. — В кн.: Закономерности размещения и условия формирования

нефтяных и газовых месторождений Западно-Сибирской низменности. М., «Недра», 1967, с. 82—91. («Труды Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та», вып. 3).

Рыльков А. В. Районирование территории Западно-Сибирской низменности по сернистости нефтей. — В кн.: Материалы I Научно-технической конференции молодых ученых и специалистов в Тюмени 1966 г. Тюмень, Среднеуральск. кн. изд-во, 1967, с. 17—32.

Рябухин Г. Е., Нестеров И. И. Тектоника и возможная нефтегазоносность мезозойских отложений северного погружения складчатого Казахстана. — «Нефт. хоз-во», 1956, № 10.

Салманов Ф. К. Локовское нефтяное месторождение Западно-Сибирской низменности. — «Нефтегаз. геол. и геофиз.», 1965, № 1, с. 17—19.

Салманов Ф. К. Усть-Балыкское месторождение нефти. — «Нефтегаз. геол. и геофиз.», 1964, № 3, с. 12—17.

Салманов Ф. К. К вопросу о времени формирования нефтяных месторождений Сургутского свода. — «Нефтегаз. геол. и геофиз.», 1969, № 10, с. 3—7.

Салманов Ф. К. Условия формирования нефтяных залежей в мезозойских отложениях Сургутского свода. М., «Недра», 1967. («Труды Сиб. науч.-исслед. ин-та геол., геофиз. и минеральн. сырья», 1967, вып. 65).

Салманов Ф. К. Критерии оценки нефтегазоносности локальных поднятий в неокомских отложениях Широкого Прпобья. — «Геол. нефти и газа», 1972, № 2, с. 11—18.

Саркисян С. Г. Роль глинистых минералов в формировании залежей нефти и газа. М., «Недра», 1967, с. 237—241. («Труды Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та», вып. 3).

Сахибгареев Р. С., Евко Н. Д. Минералогические особенности глинистой составляющей продуктивных отложений Усть-Балыкского месторождения нефти в связи с изучением их коллекторских свойств по ГК. — «Нефтегаз. геол. и геофиз.», 1968, № 4, с. 11—14.

Сверчков Г. П. Основные закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений на эпигерцидских плитах. М., «Недра», 1965, с. 223—229. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. геол.-развед. ин-та», вып. 236).

Сверчков Г. П. Некоторые особенности размещения и формирования нефтяных и газовых залежей в Западной Сибири и на других эпигерцидских плитах СССР. — В кн.: Закономерности размещения и условия формирования нефтяных и газовых месторождений в Западно-Сибирской низменности. М., «Недра», 1967, с. 46—53. («Труды Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та», вып. 3).

Сверчков Г. П., Иванцова В. А., Кругликов Н. М. Некоторые закономерности пространственного размещения нефтяных и газовых залежей на эпигерцидских плитах и принципиальные схемы их формирования. М., «Недра», 1967.

Сравнительная оценка перспектив нефтегазоносности крупных структур и районов Западно-Сибирской плиты. М., «Недра», 1967. Авт.: Г. П. Евсеенко, Ю. А. Жуков, Н. М. Кругликов, В. Д. Наливкин, Г. П. Сверчков.

Степанов А. И., Синамати М. Э. Залежи нефти горизонта Б<sub>х</sub> в Сургутском нефтеносном районе Западной Сибири. — «Нефтегаз. геол. и геофиз.», 1967, № 9, с. 3—11.

Степанов А. И., Синамати М. Э. Некоторые закономерности в распространении коллекторов продуктивных горизонтов на территории Салымского и Сургутского районов. — «Нефтегаз. геол. и геофиз.», 1968, № 11, с. 10—14.

Стратиграфия фаций и коллекторы юрских нефтегазоносных отложений Обь-Иртышского междуречья. — «Геол. и геофиз.», 1966, № 5, с. 3—11. Авт.: В. В. Гребенюк, Н. П. Запивалов, В. Я. Шерихора, К. А. Шпильман.

Стратиграфия мезозойских отложений платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. — В кн.: Проблемы геологии Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. М., «Недра», 1968, с. 27—37. («Труды Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та», вып. 11). Авт.: Л. Ю. Аргентовский и др.

Строение, закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа в Центральной части Западной Сибири (под ред. В. И. Шпильмана). Тюмень, Изд. Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та, 1972, 165 с. («Труды Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол. развед. нефт. ин-та», вып. 56). Авт. О. А. Ремеев и др.

Сургутский нефтеносный район. Тюмень, Изд. Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та, 1968. («Труды Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та», вып. 11). Авт.: И. И. Нестеров, Г. Э. Прозорович, Ф. К. Салманов, А. В. Тян.

Сурков В. С. Новые представления о строении и возрасте складчатого фундамента Западно-Сибирской низменности. — «Геол. и геофиз.», 1963, № 2, с. 19—28.

Схематическая карта прогноза нефтегазоносности недр СССР. — «Геол. нефти и газа», 1963, № 6, с. 1—8. Авт.: В. Я. Авров, И. А. Блишников и др.

Тектоническая схема платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. — В кн.: Геологическое строение и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности. М., «Недра», 1965, с. 71—91. («Труды Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та», вып. 1). Авт.: Г. К. Боярских, Ю. Н. Кагагодин, Н. Н. Ростовцев, М. Я. Рудкевич, В. Г. Смирнов.

Тепляков Е. А. Быстринское нефтегазовое месторождение. — «Нефтегаз. геол. и геофиз.», 1966, № 1, с. 19—21.

Торгованова В. Б. Перспективы нефтегазоносности палеозойских и мезозойских отложений по гидрогеологическим показателям. — В кн.: Воды и газы палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири. М., Гостоптехиздат, 1960, с. 210—218.

Трофимук А. А. Нефть и природный газ Сибири. — «Вестн. АН СССР», 1964, № 6.

Туаев Н. П. Основные черты геологического строения юго-запада Западно-Сибирской низменности и с севера Тургайского пролива и перспективы их нефтеносности. М., Гостоптехиздат, 1958, с. 269—309. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та», вып. 126).

Т у е з о в а Н. А. Физические свойства горных пород Западно-Сибирской низменности. М., «Недра», 1964, 124 с. («Труды Сиб. науч.-исслед. ин-та геол., геофиз. и минеральн. сырья», вып. 31).

У в а т с к а я опорная скважина (Тюменская область). Л., Гостоптехиздат, 1961. 94 с. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. геол.-развед. ин-та», вып. 178). Авт.: Б. А. Алферов, С. И. Пуртова, З. Д. Серебрякова, Т. А. Ястребова.

У с л о в и я формирования и закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений Западно-Сибирской низменности. — В кн.: Закономерности размещения и условия формирования нефтяных и газовых месторождений в Западно-Сибирской низменности. М., «Недра», 1967, с. 5—22. («Труды Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та», вып. 3). Авт.: Г. К. Боярских, П. И. Нестеров, Л. И. Ровный, Н. Н. Ростовцев, Ю. Г. Эрвье.

У с л о в и я формирования и закономерности размещения залежей нефти и газа в свете представлений о биогенном генезисе нефти. М., «Недра», 1967, Авт.: Ф. Г. Гуарри, А. Э. Конторович, К. И. Микуленко, П. А. Трушков, А. С. Фомичев.

У с п е н с к а я Н. Ю. Некоторые закономерности нефтегазонакопления на платформах. М., Гостоптехиздат, 1952, 155 с.

У с п е н с к а я Н. Ю. О принципах классификации нефтегазоносных провинций. М., Гостоптехиздат, 1947.

У с п е н с к а я Н. Ю. Связь распределений нефтеносности с ритмичностью осадкообразования на эпигерцидских платформах Западной Европы и юга СССР. М., «Недра», 1967, с. 205—212. («Труды Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та», вып. 3).

Ф е д о р о в С. Ф. О формировании залежей нефти и газа. — «Сов. геол.» 1959, № 4, с. 3—20.

Ф е д о р о в С. Ф. Сравнительная оценка перспектив нефтегазоносности Сибири и Дальнего Востока. — «Труды ин-та нефти АН СССР», 1958, Т. 9.

Х а н н В. Е. Вопросы классификации нефтяных залежей и месторождения. Баку, Изд-во АН АзССР, 1954.

Х а н т ы - М а н с и й с к а я опорная скважина (Тюменская область). Л., Гостоптехиздат, 1961, 76 с. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. геол.-развед. ин-та», вып. 176). Авт.: И. Г. Козлов, Т. А. Ястребова, С. И. Пуртова, З. Д. Серебрякова.

Х е л ь к в и с т Г. А. К вопросу о классификации залежей нефти и газа. В кн.: Вопросы геологии и геохимии нефти и газа. М., Гостоптехиздат, 1953.

Ч е р е м н ы х П. И. О составе и некоторых закономерностях распределения углеводородных газов в мезозойских отложениях Обь-Иртышского междуречья (по данным газового каротажа и результатам опробования скважин). — «Геол. и геофиз.», 1966, № 9, с. 143—146.

Ч е р е м н ы х П. И., Ч у д и н о в а Р. И. Оценка перспектив нефтегазоносности юга Западно-Сибирской низменности по данным газового каротажа. — «Геол. и геофиз.», 1966, № 4, с. 155—156.

Ч е р н и к о в К. Н., Ш п и л ь м а н К. А. Перспективы нефтегазоносности Обь-Иртышского междуречья по данным комплекса геологоразведочных работ Новосибирского геологического управления. — В кн.: Проблемы Сибирской нефти. Новосибирск, Изд-во СО АН СССР, 1963, с. 58—78.



Ш и ш и г и н С. И. Региональные закономерности развития пород-коллекторов вогулкинской толщи Приуральской газонефтеносной области. — В кн.: Материалы по геологии и нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности. М., «Недра», 1967, с. 75—85. («Труды Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол. развед. нефт. ин-та», вып. 5).

Ш п и л ь м а н К. А. О перспективах нефтегазоносности южной части Обь-Иртышского междуречья. — «Нефтегаз. геол. и геофиз.», 1966, № 1.

Щ е л о ч н ы е и щелочноземельные элементы в осадочных породах Западно-Сибирской низменности. — «Геохимия», 1966, № 6, с. 74—87. Авт.: П. М. Бабина, А. Э. Конторович и др.

Щ е п е т к и н Ю. В. Особенности нефтеносности верхней части вартовской свиты в центральном районе Нижневартовского свода. — В кн.: Материалы I научно-технической конференции молодых специалистов в Тюмени 1966 г. Тюмень, Среднеуральск. кн. изд-во, 1967, с. 53—64.

Я с о в и ч Г. С. Стратиграфия верхнеюрских морских продуктивных отложений Березовского газоносного района. — «Сов. геол.», 1966, № 2, с. 137—140.

Введение	3
Глава первая. Геолого-геофизическая изученность Среднеобской нефтегазоносной области	6
Глава вторая. Литолого-стратиграфическая характеристика и условия формирования нефтегазодержащих отложений	13
Юрская система	14
Меловая система	27
Глава третья. Тектонические условия формирования залежей нефти и газа	50
Методика составления тектонических схем	50
Морфологическое описание основных тектонических структур	53
Классификация и история развития локальных поднятий	80
Глава четвертая. Типы залежей и месторождений нефти и газа	88
Классификация залежей и месторождений	88
Описание типичных и вновь открытых месторождений	110
Глава пятая. Геохимические условия формирования залежей нефти и газа	175
Нефтематеринские породы	176
Условия эмиграции углеводородов	183
Геохимические условия формирования состава нефтей	190
Связь состава нефтей с условиями их образования	208
Глава шестая. Время формирования залежей нефти	214
Сургутский свод	215
Низьневартовский свод	223
Глава седьмая. Критерии оценки нефтегазоносности	230
Глава восьмая. Перспективы нефтегазоносности и рекомендации по направлению геологопоисковых и разведочных работ	248
Перспективы нефтегазоносности нижне-среднеюрских и частично келловейских отложений (тюменская свита)	250
Перспективы нефтегазоносности келловейских и оксфордских отложений (васюганская свита)	254
Перспективы нефтегазоносности волжских отложений (баженовская свита)	254
Перспективы нефтеносности берриас-нижневалайских отложений (ачимовская толща)	256
Перспективы нефтеносности верхневалайских отложений (верхи мелновской и низы вартовской свит)	257
Перспективы нефтеносности готеривских отложений (нижневартовская подсвита)	259
Перспективы нефтегазоносности готерив-барремских и нижнеаптских отложений (верхневартовская подсвита и алымская свита)	260
Перспективы нефтегазоносности апт-альб-сеноманских отложений (покурская свита)	261
Список литературы	263

*Фарман Курбанович Салманов*

### Закономерности распределения и условия формирования залежей нефти и газа

Редактор издательства *Тарусова Н. А.*  
 Художественный редактор *Покусеев В. П.*      Оформление художника *Аладьева В. М.*  
 Технические редакторы *Агафонова Л. Д., Соколова В. В.*      Корректор *Чирикова Т. В.*

Сдано в набор 23/VII 1973 г. Подписано в печать 8/I 1974 г. Т-01207. Формат 60 x 90<sup>1</sup>/<sub>16</sub>.  
 Бумага № 1. Печ. л. 18,0 с цв. вкл. Уч.-изд. л. 21,44. Тираж 2000 экз.  
 Заказ № 432/4988-7. Цена 2 р. 45 к.

Издательство «Недра», 103633, Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19.  
 Ленинградская типография № 6 Союзполиграфпрома при Государственном комитете Совета Министров СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли.  
 196006, г. Ленинград, Московский пр., 91.

