

# ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

5 • 1983

*Пролетарии всех стран, соединяйтесь!*

# ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

**ОСНОВАН В 1957 г.**

ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ  
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ  
МИНИСТЕРСТВА ГЕОЛОГИИ СССР,  
МИНИСТЕРСТВА ГАЗОВОЙ  
ПРОМЫШЛЕННОСТИ  
И МИНИСТЕРСТВА НЕФТЯНОЙ  
ПРОМЫШЛЕННОСТИ

---

**5 ● май ● 1983**

---

**Гл. редактор С. П. Максимов**

**РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:**

*А. Г. Алексин, И. В. Высоцкий, В. М. Добрынин,  
Б. Ф. Дьяков, Н. А. Еременко, В. Н. Ермаков,  
Н. С. Ерофеев, И. П. Жабров, Л. М. Зорькин,  
Л. И. Иванов, М. Н. Кочетов, Л. Г. Краснов,  
М. С. Львов (зам. гл. редактора), И. И. Нестеров,  
Л. И. Ровнин, Ф. К. Салманов, В. В. Самсонов,  
В. В. Семенович, Н. Н. Сохранов, Ю. И. Сысоев  
(зам. гл. редактора), акад. А. А. Трофимук,  
Э. М. Халимов*



**Москва, «Недра»**

---

© Издательство «Недра»,  
«Геология нефти и газа»

ределяется положение зон и отдельных ловушек, благоприятных для поисков залежей нефти и газа неантиклинального типа. В случае необходимости целесообразно провести дополнительные детальные сейсморазведочные работы МОВ и МОГТ. После такого всестороннего анализа даются рекомендации по заложению поисковых и разведочных скважин.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Атлас* литолого-палеогеографических карт юрского и мелового периодов Западно-Сибирской равнины. Тюмень, 1976.
2. *Биншток М. М.* Геологическое строение неокома Среднего Приобья в связи с поисками литологических залежей нефти. — Автореф. дис. на соиск. учен. степени канд. геол.-минерал. наук. Тюмень, 1978, (ТИИ).
3. *Мак-Брайд Е. Ф., Вейди А. Е., Воллбен Г. А.* Дельтовые и связанные с ними отложения группы диффанта (поздний мел—палеоцен) бассейнов Паррас и Ла-Попа. — В кн.:

Дельты — модели для изучения. М., 1979, с. 269—323.

4. *Корнев В. А.* Геолого-геофизическое обоснование поисков литологических и структурно-литологических залежей нефти в отложениях неокома Среднего Приобья. — Автореф. дис. на соиск. учен. степени канд. геол.-минерал. наук. Тюмень, 1980, (ТИИ).

5. *Кулахметов Н. Х., Мясникова Г. П., Ясович Г. С.* Палеогеографические особенности размещения залежей углеводородов неантиклинального типа в мезозойских отложениях Западной Сибири. — Труды ЗапСибНИГНИ. Тюмень, 1978, вып. 132, с. 15—24.

6. *Онищук Т. М., Наумов А. Л., Векслер Л. А.* Корреляция продуктивных пластов нижнего мела в Среднеобской нефтегазональной области. — Геология нефти и газа, 1977, № 6, с. 32—36.

7. *Ясович Г. С., Мясникова Г. П., Барков С. Л.* Палеогеографические критерии поисков залежей углеводородов неантиклинального типа в верхнеюрских и неомкомских отложениях центральной части Западной Сибири. — Труды ЗапСибНИГНИ. Тюмень, 1980, вып. 156, с. 6—16.

Поступила 15/XI 1982 г.

УДК 550.4:553.982:551.762.3(571.1)

М. Ю. Зубков, В. А. Ершов, В. С. Носова (СибНИИМП)

## Изменение состава и свойств нефтей верхнеюрских отложений месторождений Западной Сибири

В настоящее время наиболее перспективными объектами для поиска и разведки нефтяных месторождений являются юрские горизонты месторождений Западной Сибири. С этой целью были изучены состав и свойства флюидов верхнеюрских горизонтов Западно-Сибирского региона.

Распределение аналитических исследований выглядит следующим образом: Среднеобская нефтегазональная область — около 10 месторождений в Сургутском районе и примерно 35 в Нижневартовском; Каймысовская область — 3 месторождения в Демьянском районе, около 10 в Каймысовском и 6 в Межовском; Пайдугинская область — 4 в Сильгинском районе; Васюганская область — 4 в Пудинском районе, 8 в Васюганском и около 15 в Александровском. Меньшим числом анализов нефтей охарактеризованы северные области: так, в Пурпейском районе 4 месторождения, в Надымском — 2, в Тазовском — 3 и Нурминском — 1.

Исследованы компонентный состав пластовых флюидов, плотность, содержание серы, смол, асфальтенов и парафинов.

На основе имеющихся материалов были составлены соответственно пять схем (рис. 1).

Характер изменения плотности верхнеюрских нефтей довольно закономерен: отмечается постепенное ее уменьшение с запада на восток и к северу (см. рис. 1, А). Самые тяжелые нефти (до 888 кг/м<sup>3</sup>) встречены к югу от Сургутского свода (Юганская мегавпадина, локальные участки в северной части Нижневартовского свода) и на Холмогорском куполовидном поднятии, самые легкие (750—

790 кг/м<sup>3</sup>, по существу, это уже конденсаты) — на востоке (Ярайнерское куполовидное поднятие, Парабельский мегавал, Таволгинский структурный нос).

Содержания серы в верхнеюрских нефтях имеют сходное с плотностями распределение (см. рис. 1, Б). Самые сернистые нефти (1—1,6 %) находятся в южной части Сургутского свода и Юганской мегавпадины, а также на севере Нижневартовского свода и Айка-Еганского куполовидного поднятия. Нефти северных и восточных частей рассматриваемой территории — малосернистые (в среднем 0,1—0,4 %).

Изменение содержания смол в верхнеюрских нефтях в целом сходно с изменениями их плотностей и сернистости (см. рис. 1, В). Однако концентрация смол варьирует гораздо в большей степени, чем серы, — от 1,2 до 15,6 %. Кроме того, имеются некоторые региональные отличия в распределении смол на рассматриваемой территории. Так, максимальные содержания смол (до 15,6 %) отмечены к юго-западу от Верхнедемьянского мегавала. Повышенной смолистостью отличаются нефти на юге Нижневартовского свода и Александровского мегавала, в юго-восточной части Сургутского свода, на севере Нижневартовского свода и на юго-востоке Холмогорского куполовидного поднятия. Малосмолистые нефти (1,6—4 %) обнаружены на севере и в восточной части рассматриваемого региона (1,2—5 %). Локальное снижение количества смол в нефтях отмечается в северо-восточной части Сургутского свода и северо-западной Айка-

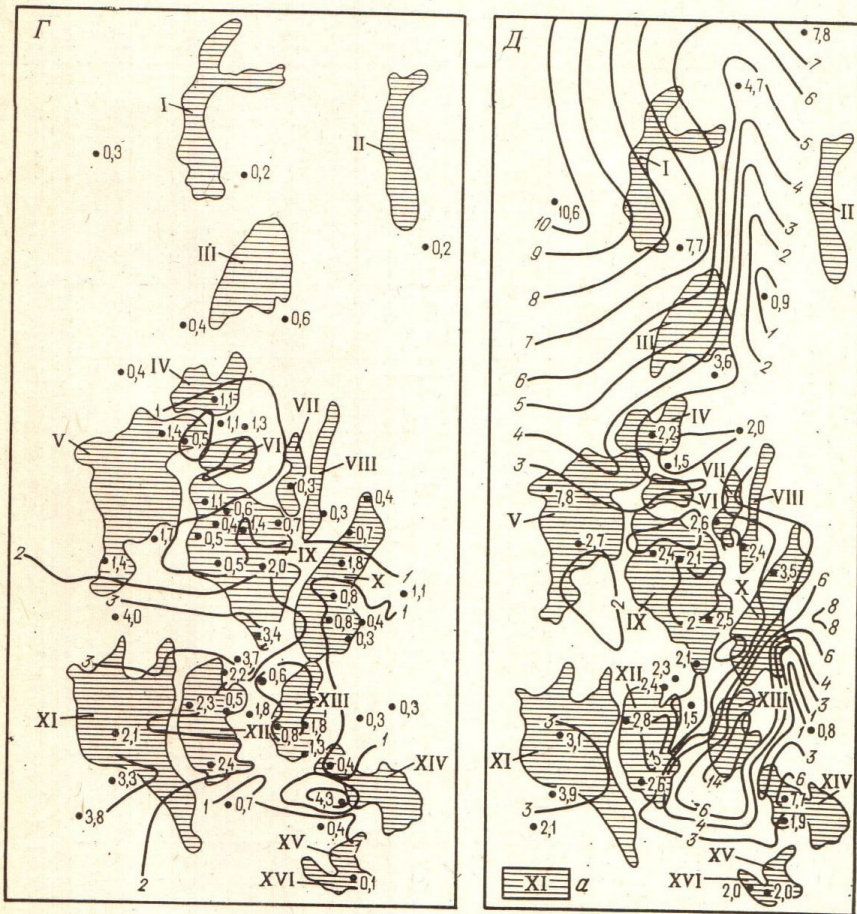
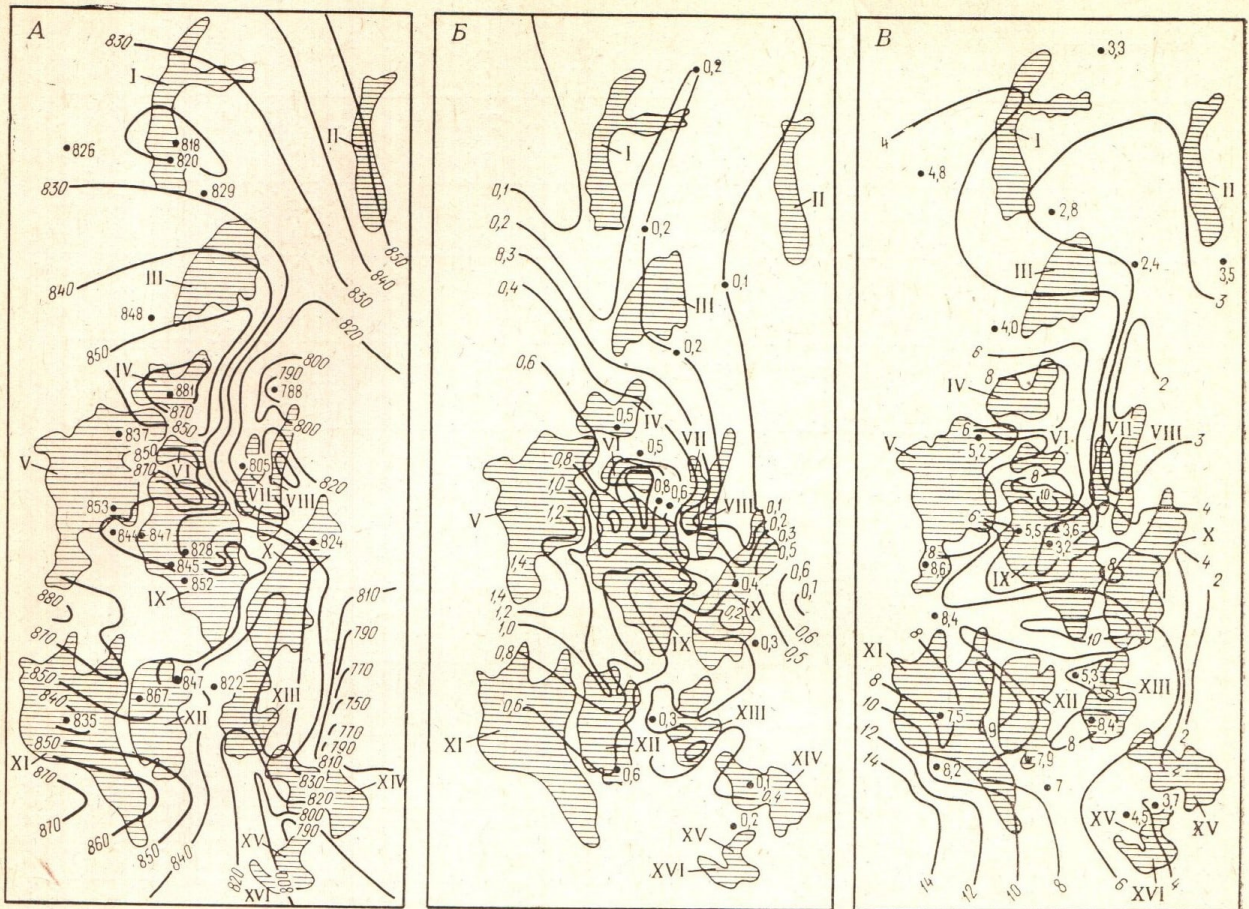


Рис. 1. Схемы регионального изменения плотности нефти, сернистости, % (А), смолистости, % (Б), содержания асфальтенов, % (В) и парафинов, % (Д).  
 а — тектонические элементы (мегавалы): I — Медвежий, II — Часельский, X — Александровский, XI — Верхнедемьянский, XIII — Средне-васюганский, XIV — Пудинский; своды: III — Северный, V — Сургутский, IX — Нижневартовский, XII — Каймысовский; куполовидные поднятия: IV — Холмогорское, VI — Айка-Еганское; валь: VII — Варьеганский, VIII — Ай-Тульский; структурные носы: XV — Таволгинский, XVI — Верхнетарский

Еганского куполовидного поднятия, а также в центре Нижневартовского свода.

Наличие асфальтенов в верхнеюрских неф-

тях также сходно с распределением смол и плотности, т. е. содержание асфальтенов увеличивается с востока на запад в районе Ши-

## Компонентный состав пластовых нефтей юрских отложений

Месторождение	Азот	Двуокись углерода	Метан	Этан	Пропан	Изобутан	n-Бутан	Изопентан	n-Пентан	Циклопентан + +2,3-диметилпентан	2-Метилпентан	3-Метилпентан	n-Гексан	Метилциклопентан	2,2-+2,4-Диме- тилпентаны	Циклогексан	2-Метилгексан	3-Метилгексан + +2,3-диметилпентан	1, транс-2-+ +1, транс-3-Диме- тилциклопентаны	n-Гептан	Метилциклогексан	Остаток	Молекулярная мас- са пластовой нефти
Самотлорское	0,78	0,22	27,37	2,36	5,00	2,01	3,88	1,99	2,38	0,27	1,13	0,63	1,71	1,53	0,04	0,50	0,52	0,78	0,86	1,36	1,23	43,45	128
Ватинское	0,63	0,77	24,14	5,13	8,20	1,47	5,41	1,90	3,54	0,24	1,13	0,66	2,30	1,07	0,02	0,57	0,35	0,55	0,39	1,47	1,07	38,99	113
Варьеганское	0,98	0,43	47,94	6,17	8,84	1,75	5,17	1,56	2,42	0,21	0,70	0,49	1,25	0,91	0,02	0,53	0,25	0,36	0,42	0,80	0,84	17,96	63
Северо-Варь- еганское	0,67	0,37	36,20	7,37	10,51	1,64	5,86	1,63	2,75	0,22	0,78	0,57	1,53	1,01	0,02	0,64	0,28	0,41	0,48	0,96	1,08	25,02	78
Аганское	0,67	0,48	28,40	4,34	7,82	1,75	5,20	1,82	2,97	0,19	1,29	0,68	1,95	1,15	0,01	0,53	0,52	0,59	0,75	1,31	0,77	36,81	108
Первомайское	0,63	0,26	17,09	1,78	3,94	1,61	3,74	2,28	2,94	0,31	1,41	0,75	2,01	1,68	0,07	0,51	0,44	0,61	0,77	1,66	1,30	54,21	149
Правдинское	0,63	0,59	26,74	6,27	8,71	1,12	4,99	1,62	3,17	0,18	0,95	0,61	2,03	0,63	0,04	0,51	0,38	0,52	0,28	1,57	0,56	37,90	116
Покомасовское	0,49	0,40	27,44	3,42	6,76	1,39	4,34	1,47	2,35	0,18	0,78	0,46	1,48	0,70	0,02	0,36	0,29	0,40	0,30	1,00	0,52	45,45	108
Сальмское	0,20	1,65	38,40	10,44	7,89	1,05	3,76	1,16	2,12	0,09	0,68	0,40	1,50	0,35	0,03	0,42	0,35	0,45	0,16	1,15	0,60	27,10	87
Южно-Сургут- ское	0,20	0,18	17,19	3,24	7,43	1,41	4,52	1,81	2,78	0,21	1,02	0,59	2,10	0,76	0,05	0,57	0,50	0,68	0,41	1,74	0,82	51,79	160
Восточно-Сур- гутское	0,85	0,34	25,76	3,61	7,80	1,41	5,46	1,93	3,13	0,25	1,14	0,71	2,21	1,14	0,08	0,51	0,94	1,28	0,58	1,98	0,72	38,17	129
Вахское	0,78	0,23	23,20	3,08	6,90	1,90	6,54	2,47	3,64	0,43	1,40	0,85	2,51	2,06	0,03	0,97	0,87	1,36	1,19	2,08	2,08	35,43	128
Большекогух- тинское	0,75	0,33	32,68	4,90	10,03	1,63	5,80	1,75	2,99	0,30	0,88	0,54	1,67	1,00	0,03	0,64	0,33	0,49	0,51	1,19	0,99	30,57	105
Стрежевое	0,79	0,14	26,96	2,03	3,26	1,30	3,00	1,80	2,24	0,24	1,15	0,72	1,74	1,60	0,06	0,48	0,78	1,16	1,01	1,49	1,28	46,77	138
Коголымское	0,79	0,39	29,60	3,70	7,99	1,61	5,34	1,88	2,88	0,35	1,05	0,73	1,81	1,44	0,02	0,75	0,35	0,58	0,82	1,22	1,32	35,38	107

Примечание. Данные компонентного состава представлены средними значениями по горизонту (%).



Малопарафинистые нефти (среднее содержание 1—2%) расположены на склонах сводов, мегавалов, куполовидных поднятий и во впадинах (мегапрогибах).

Для северной части провинции подобную закономерность в распределении парафинов в верхнеюрских нефтях установить не удалось, что связано с малым числом анализов нефтей.

Распределение смол и асфальтенов в верхнеюрских нефтях носит обратный характер, причем наиболее ясный и однозначный для асфальтенов (см. рис. 1, Г). Нефти с максимальным содержанием асфальтенов (в среднем 2—4%) встречены именно на склонах (южные склоны Сургутского и Нижневартовского сводов, юго-западный склон Александровского мегавала) и во впадинах (Юганская мегавпадина), с низким (0,4—0,8%) — в верхних частях сводов, выступов и куполовидных поднятий.

Обогащение нефтей асфальтенами и смолами на склонах поднятий возможно благодаря окислению нефтей в зоне ВНК или биологической трансформации. Кроме того, возможно обычное гравитационное расслоение УВ.

Можно предположить, что при латеральной миграции микронепфти происходило ее фракционирование подобно тому, как это наблюдается в хроматографической колонке: наиболее тяжелые и большеразмерные молекулы смол и асфальтенов малоподвижны, поэтому они оставались на месте либо мигрировали

на небольшие расстояния, в то время как более легкие компоненты накапливались в сводах поднятий. По рельефу изолиний содержания асфальтенов можно судить о направлениях миграции нефти, что может, по-видимому, служить геохимическим критерием при выявлении перспективных на нефть областей.

Районы, из отложений которых нефть мигрировала (максимальное содержание асфальтенов), вероятно, малоперспективны либо содержат тяжелую малоподвижную нефть ( $\rho > 880 \text{ кг/м}^3$ ).

Из вышеизложенного следует, что легкие газообразные компоненты эмигрировали с запада на восток и с юго-запада на северо-восток и восток. Из Юганской мегавпадины миграция происходила на север (Сургутский свод), северо-восток (Нижневартовский свод), восток (южная часть Нижневартовского свода и Александровского мегавала), юго-восток (Средневазюганский мегавал), и частично на юг (Каймысовский свод).

Сделанные выводы подтверждаются данными об изменении литологического состава пород васюганской свиты. В западном направлении пласт Ю<sub>1</sub> глинизируется и, как следствие, сильнее уплотняется, что, в свою очередь, приводит к отжатию флюидов преимущественно в восточном и северо-восточном направлениях.

Поступила 3/V 1982 г.

УДК 550.734.3(470.56)

С. П. Макарова, Т. Н. Маркова, В. П. Кирюхина (ЮОУ ВНИГНИ),  
А. Д. Архангельская (ВНИГНИ)

## Нижнеэффельские отложения Оренбургской области

На юго-востоке Русской платформы, особенно в зоне сочленения Прикаспийской впадины и Предуральского краевого прогиба, а также в центральной части последнего девонские отложения имеют сложное геологическое строение. Здесь установлены значительные перерывы в осадконакоплении в среднепозднедевонскую эпоху и в то же время зафиксированы толщи более древних образований (рис. 1). Наиболее распространены здесь породы нижнеэффельского<sup>1</sup> подъяруса, по-видимому, в объеме такатинского, ваяшкинского и вязовского горизонтов. По мнению ряда исследователей, не исключен их нижнедевонский возраст [4].

Нижнеэффельские образования развиты в наиболее опущенных участках додевонской поверхности и залегают (в направлении с северо-запада на юго-восток) на кристаллическом фун-

даменте, рифейско-вендских, ордовикских и нижнедевонских породах.

Ранее на Восточно-Оренбургском валообразном поднятии в пределах Салмышской, Колганской и Шуваловской площадей условно, по аналогии с Белоглинкой и другими районами Башкирии (8), были выделены терригенные отложения такатинского горизонта и силурийско-нижнедевонские. А. И. Ляшенко впервые фаунистически доказал наличие пород вязовского горизонта на Шуваловской площади [1]. Дальнейшие исследования керна позволили более уверенно выделять и коррелировать эти отложения в районах Восточно-Оренбургского валообразного поднятия, Предуральского краевого прогиба и прибортовой зоны Прикаспийской впадины. Они установлены, начиная от Салмышской площади на севере до Землянской, Кошинской на западе, Бердянской — на юге и Предуральской — на востоке (рис. 2).

Судя по литологическим особенностям и характеру органических остатков, накопление осадков в раннеэф-

<sup>1</sup> По международной шкале соответствует везувийскому (?) подъярису.