

**ГЕОЛОГИЯ,
ГЕОФИЗИКА
И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

11-2000 МОСКВА • ВНИИОЭНГ

Научно-технический журнал

Издается с 1992 г.

Выходит 12 раз в год

№ 11

Ноябрь 2000 г.

СОДЕРЖАНИЕ**ПОИСКИ И РАЗВЕДКА**

- Кравченко К. Н., Иванова О. В., Бурлин Ю. К., Соколов Б. А.* Нафтидное районирование арктических акваторий России и Аляски в связи с размещением и поисками уникальных месторождений нефти и газа 2
- Сафин С. Г., Шилов А. В.* Особенности геологического строения и разработки Сугмутского месторождения 11

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

- Воронцова И. В., Филиппов В. П., Соболева Е. Ф., Цыганкова В. А.* Фильтрационно-емкостные особенности уметовско-линевской толщи Памятно-Сасовского месторождения 15

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- Катошин А. Ф., Якименко Г. Х., Зотиков В. И., Гафуров О. Г., Абызбаев И. И.* Применение метода главных компонент при выборе новых эффективных технологий увеличения нефтеотдачи для условий месторождений ЗАО "ЛУКОЙЛ—Пермь" 18
- Ягафаров Ю. Н., Якименко Г. Х., Хлебников В. Н., Алмаев Р. Х.* Композиции для повышения нефтеотдачи на основе отработанной щелочи 21
- Вульфсон А. Н.* Закон Генри и влияние давления на растворимость идеального газа и несжимаемой жидкости 24
- Сахаутдинов А. Б., Юмашева Л. Р.* Привлечение петрофизических связей для оценки кондиций фильтрационно-емкостных свойств по керну 26

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:**В. З. Гарипов** — главный редактор

Н. Л. Сорокина (зам. главного редактора), *В. С. Акимов, А. А. Аксенов, В. Я. Беленький, В. И. Биджаков, Г. Н. Гогоненков, А. Н. Дмитриевский, С. Н. Жидовинов, А. Э. Конторович, Н. Н. Лисовский, В. П. Мангазеев, Н. Я. Медведев, Т. П. Миронов, Р. Н. Мухаметзянов, В. Н. Нестеров, С. И. Типикин, А. М. Хитров, В. В. Шелепов*

Ведущий редактор *А. Я. Яценко*Компьютерный набор *Н. А. Аспосова*Компьютерная верстка *Е. В. Кобелькова*Корректор *Н. Г. Евдокимова*

Лицензия на издательскую деятельность
ЛР № 020439 от 28.02.97.

Адрес редакции: 117420 Москва,
ул. Наметкина, 14, корп. Б, ОАО "ВНИИОЭНГ".
Тел. ред. 332-00-34, 332-00-29.
Адрес электронной почты: <vniiioeng@mcn.ru>
Internet: http://vniiioeng.mcn.ru

Подписано в печать 04.10.2000.
Формат 84×108 1/16. Бумага офсетная.
Офсетная печать. Усл. печ. л. 2,94. Уч.-изд. л. 3,31.
Тираж 300 экз. Заказ № 73. Цена договорная.
ОАО "ВНИИОЭНГ" № 4849.

Печатно-множительная база ОАО "ВНИИОЭНГ".
117420 Москва, ул. Наметкина, 14, корп. Б.

УДК 553.98(-0,2): 553.983:550.81(985+798)

НАФТИДНОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ АРКТИЧЕСКИХ АКВАТОРИЙ РОССИИ И АЛЯСКИ В СВЯЗИ С РАЗМЕЩЕНИЕМ И ПОИСКАМИ УНИКАЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

К.Н. Кравченко, О.В. Иванова
(ВНИГНИ),

Ю.К. Бурлин, Б.А. Соколов
(МГУ)

При районировании акваторий используются две системы: провинциальная и бассейновая, соотношение которых было рассмотрено на примере Баренцева, Печорского, Карского морей (Кравченко К.Н., 1995, 1996). Районирование арктических акваторий России сначала было выполнено на провинциальной основе, впервые разработанной во ВНИИОкеангеологии и затем широко применявшейся в регионе многими исследователями (Граммберг И.С., Супруненко О.И., 1995; Григоренко Ю.Н., Белонин М.Д., 1998; Дундо О.П., 1996; Захаров Е.В., 1987; Клещев К.А., Кравченко К.Н., Шеин В.С. и др., 1997, 1998; Лазуркин Д.В., Супруненко О.И., 1992, 1996). Районирование по бассейновому принципу было использовано в предыдущих публикациях Б.А. Соколовым, А.Г. Гайнановым, Д.В. Несмеяновым, А.М. Серегиним, 1973; Н.А. Калининым, Ю.Я. Кузнецовым, М.Ш. Моделевским, В.И. Высоцким и др., 1974, 1977, 1983; Я.П. Маловицким, В.Н. Мартиросяном, В.В. Головачком, 1994; В.В. Ивановым, 1985, 1988; С.Б. Секретовым, 1998; Ю. Кулаковым, Я. Маловицким, Б. Остистым, А. Семеновым, Д. Сороковым, 1990; на карте нефтегазоносности мира, 1994; Б.А. Никитиным, Л.И. Ровниным, Ю.К. Бурлиным, Б.А. Соколовым, 1999; К.Н. Кравченко, О.В. Ивановой, Ю.К. Бурлиным, Б.А. Соколовым, 2000 и др. [6, 8, 9, 12].

Во многих работах, помимо геологических данных [1, 8—11, 15], приводились оценка ресурсов нефти и газа, характеризующихся крупнейшими, но существенно различающимися объемами, особенно жидких углеводородов (УВ), а также методика, направление дальнейших региональных, нефтегазопроисловых, разведочных и эксплуатационных работ (Белонин М.Д., Григоренко Ю.Н., Соболев В.С., 1999; Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Трофимук А.А., 1996; Гарилов В.З., Глумов И.Ф., Маловицкий Я.П.,

На основе бассейнового районирования дан прогноз о возможности открытия в арктических акваториях новых уникальных газоконденсатных месторождений, а также крупных зон нефтенакпления, важных для обеспечения значительного прироста запасов нефти в России. Последнее существенно и для решения задачи снабжения арктических территорий топливом за счет местных источников, позволяющих решить дорогостоящую и технически сложную проблему северного завоза нефтепродуктов.

On basis of basin analysis there are delineated most prospective areas for development of unique gas bearing zones in reliable sealed over-deep parts of basins and same for oil — in moderately uplifted parts of petroleum basins, particularly in Arctic ones. It is accentuated of big importance of oil prospecting on islands, that can help to solve problem of fuel distant northern transportation for Arctic territories.

1998, 1999; Григоренко Ю.Н., Мирчинк И.М., 1999; Зацепин Е.Н., Заманский Ю.А., Сорокин М.Ю., 1999, 1998; Иванова А.М., Супруненко О.И., Ушаков В.И., 1998; Клещев К.А., Кравченко К.Н., Шеин В.С. и др., 1998; Летаев А.И., Куренков Н.Т., 1999; Мурзин Р.Р., 1999; Никитин Б.А., Захаров Е.В., Ровнин Л.И. и др., 1998, 1999; Новиков Ю.Н., 1999; Салманов Ф.К. и др., 1994; Attanasi E.D. et al., 1993; Sherwood K.W., 1998 и др.) [2—5, 7, 8, 13—14].

Для арктических акваторий России и Аляски составлена карта нефтидного районирования, выполненная на бассейновом принципе (рис. 1, 2). Оно основано на анализе онтогенеза нефти, газа и природных битумов — нефтидов (Нд): выделении областей массовой генерации и эвакуации углеводородов (УВ), называемых днищами (ядрами) нефтидных бассейнов (НдБ), дальности вертикального перераспределения и восходящей латеральной миграции УВ, зависящих от масштаба генерации высокотемпературного нижнего газа — поршня нефтегазоконденсатной смеси, положения надежных покрышек, размера, объема, морфологии склонов и приближенности к днищу емких, надежно законсервированных аккумуляционных центров, ограничивающих потери Нд.

В настоящее время широко распространенным является представление о существовании единой принципиальной модели НдБ, в том числе фазовой, возрастной и ресурсной зональности нефтидов, размещения наикрупнейших, особенно уникальных месторождений (со смещением от середины к периферии НдБ в ряду газ → нефть → природный битум), связи зональности с депоцентрами, глубинным строением, онтогенетическими элементами (Булин Н.К., Щеглов А.Д., Егоркин А.В., Солодилов Л.Н., 1999; Вольвовский Б.С., Вольвовский И.С., 1988; Герман Е.Ф.,

Веренинова Т.А., Завадский В.А., Лебедев Б.А., 1985; Григорьев М.Н., 1999; Захаров Е.В., 1996—1999; Кравченко К.Н., 1977—1999; Кругликов Н.М. и др., 1986; Куликов П.К., 1976, 1977; Кунин Н.Я. и др., 1985; Наливкин В.Д., Сверчков Г.П., Иванова К.П. и др., 1983; Парпарова Г.М., Неручев С.Г., Жукова А.В. и др., 1981; Соколов Б.А., 1980—1999; Соловьев Н.Н., Амурский Г.И., 1983; Супруненко О.И., 1990—1999; Bazhenova T.K., Filatov S.S., 1999; Demaison G.J., 1977; Price L., 1980).

Одной из характерных черт обширных шельфовых глубоких (более 10 км по поверхности фундамента) крупнорифтогенных арктических НДБ России и Аляски: промышленно нефтегазоносных НДБ — Восточно-Баренцевского, Южно-Карского суббассейна Западно-Сибирского, Арктического склона Аляски — и перспективных (ПНГБ) — Лаптевского и Вилькицкого — является пространственное, структурное и возрастное различие сосредоточения наикрупнейших, в том числе уникальных, скоплений нефтей разного фазового состояния.

Наикрупнейшие газовые скопления приурочены к внутренним срединным наддепоцентральному (над- и приглубоководным) частям НДБ, где фундамент погружен глубже 10 км. Они связаны с относительно молодыми, залегающими в верхней части чехла терригенными природными резервуарами (J_2 Восточно-Баренцевского НДБ, K_2s-K_{1al} -нс Западно-Сибирского НДБ, включая Южно-Карский суббассейн), запечатанными наиболее надежными в бассейне покрывками. Это — тонкоотмученные, относительно глубоководные глинистые (J_3 Восточно-Баренцевского НДБ, K_2t-Pg_2 Западно-Сибирского НДБ), в том числе некомпенсированного генезиса кремнисто-глинистые (J_{3t} Западно-Сибирского НДБ), породы, предохраняющие рассеивание газа в середине НДБ. Органическое вещество (ОВ) основных продуктивных газоносных горизонтов находится выше главной зоны нефтеобразования и в целом является незрелым для катагенетической генерации УВ.

Значительная нижняя часть чехла, в которой сосредоточены основные материнские породы, в зонах уникального газонакопления низко опущена по основанию чехла, глубоко преобразована, находится, скорее всего, в апокатагенезе (PZ-T Восточно-Баренцевского НДБ; J, особенно J_{1-2} , Западно-Сибирского НДБ). С этим связана генерация огромных масс нижнего высокотемпературного газа, избыточных для его аккумуляции на больших глубинах, обладающих ограниченной емкостью и надежностью запечатывания ловушек и перераспределения вверх по стратиграфической колонке.

Наикрупнейшие нефтяные скопления концентрируются на приподнятых приокраинных частях НДБ, обычно находящихся вне срединнобассейновых областей главной избыточной генерации УВ — днищ или в повышенных зонах последних, за пределами депозитов НДБ. Фундамент залегает на глубине 3,0...3,5 км и как исключение — на глубине 5...8 км. Нефтеносный чехол — с ослабленным катагенезом

ОВ ($МК_1$ — $МК_2$); основные продуктивные горизонты — в осадках, одновозрастных или более молодых по отношению к главным материнским породам (D—C, реже PZ₁, P—T на Печорской центрально-периферии Восточно-Баренцевского НДБ; K_{1nc-a_1-J} , включая J_{1-2} Западно-Сибирского НДБ; P—T, C, а тяжелая нефть — K_{1-2} с НДБ Арктического склона Аляски). Показано онтогенетическое нефтяное сходство мегавала Барроу с уникальными месторождениями Прадхо-Бей, Угнун и Западный Сак на Аляске с высокоперспективной на нефть антеклизой Франца-Иосифа в Баренцевом море.

Наикрупнейшие (уникальные) природнобитумные скопления известны только на находящейся в зоне гипергенеза дальней наземной периферии Анабаро-Ленского битумонефтегазоносного бассейна (БНГБ), на наиболее поднятой — агенерационной, аконсервационной кайме бассейна со скоплениями в основании чехла, в сингенетично-нафтидоносном карбонатно-терригенном комплексе (PR_3-Cm_1) и в средней терригенной части чехла (P) на гидродинамически экранированных моноклиналях и антиклиналях. Аналогичные последним, но меньшие по ресурсам скопления природных битумов, до крупнейших, распространены на наземно-акваториальной Печорской периферии Восточно-Баренцевского НДБ. Битумоносны карбонатные преимущественно каменноугольные отложения, выведенные в зону гипергенеза на вершинах локальных поднятий — палеонефтяных месторождений.

В обширных глубоких Евразийских арктических шельфовых бассейнах главным механизмом аккумуляции Нд являются субвертикальная сквозьрезервуарная миграция нижнего высокотемпературного газа и газоконденсата до наиболее надежных покровов и латеральное ступенчатое оттеснение нефти, которая была сформирована ранее, в более мягких термобарических условиях по сравнению с нижним газом. Последний выполнял важную роль эвакуатора и подвижного носителя нефтегазоконденсатных УВ к поднятым существенно нефтеносным частям НДБ. Мигрирующие УВ могут достигать окраин НДБ, вплоть до каймы, где появляются наикрупнейшие скопления природных битумов. В глубоких частях днищ НДБ первоначальная фазовая зональность была нарушена из-за внедрения нижнего газа. Здесь имеются многочисленные нефтегазоконденсатные скопления с ограниченными (по сравнению с вертикально перераспределенным нижним газом) запасами.

Помимо рассмотренных обширных арктических бассейнов имеются меньшие независимые бассейны. Они широко распространены на западной и восточной поднятых перифериях Баренцевской плиты и одноименного нафтидного мультибассейна. Перспективные НДБ связаны с мелкими рифтогенными прогибами с ограниченной генерацией высокотемпературного нижнего газа и обширными межрифтовыми поднятиями — приемниками латерально восходящих флюидов. Промысленно газонефтеносен



Рис. 1 Нафтидное районирование арктических акваторий России и Аляски:

1 — границы бассейнов; 2 — зоны битумоносности на кайме битумонефтегазовых бассейнов (БНГБ); 3 — вненафтидные части — водные зоны осадочных бассейнов; обрамления: 4—5 — 4 — платформенные, 5 — орогенные; 6 — номер бассейна в перечне; индексы: в знаменателе — возраст фундамента, в числителе — перспективные отложения; 7 — уникальные и крупнейшие в регионе месторождения нафтидов: а — нефти, нефти с газом, б — газа, в — газоконденсата, г — природного битума; 8 — зоны, участки, наиболее благоприятные для нафтидоаккумуляции: а — нефти, б — нефти и газа, в — газа и газоконденсата, г — природного битума; 9 — важнейшие перспективные объекты (площади); 10 — бровка шельфа; 11 — геологические профили (см. рис. 2).

Список нафтидных бассейнов: нефтегазоносные, нефтегазовые (НГБ), газонефтеносные (ГНБ), битумонефтегазоносные (БНГБ), нафтидные (НДБ), перспективно нефтегазоносные (ПНГБ), возможно нефтегазоносные (ВНГБ), мегабассейны (МНГБ, МНДБ, МПНГБ, МВНГБ), суббассейны (СНГБ, СГНБ, СБНГБ, СНДБ, СПНГБ).

Окраинно-континентальные бассейны — почти полностью на континентальной земной коре

преимущественно на допалеозойской консолидированной континентальной земной коре, шельфовые, частично наземные:

1—7 — Баренцевский МНДБ; 1—2 — Западно-Баренцевская группа ПНГБ: 1 — Надеждинский, 2 — Нордкапский; 3 — Восточно-Баренцевский НДБ (БНГБ), включающий суббассейны: Южно-Баренцевский СБНГБ, Северо-Баренцевский СНГБ, Северо-Восточно-Баренцевский СПНГБ; 4—7 — Северо-Карская группа ПНГБ: 4 — Воронина, 5 — Центральный, 6 — Седова, 7 — Арктического института; 8 — Лаптевский ПНГБ, включающий суббассейны: Северо-Лаптевский, Усть-Ленский, Буорхайнский, Южно-Лаптевский;

преимущественно на досреднепалеозойской и допалеозойской консолидированной земной коре, шельфовые, частично наземные (на континентальной коре) и океанские (на переходной коре):

9 — Вилькицкий шельфовый и океанский ПНГБ (МПНГБ), включающий суббассейны: Западно-Новосибирский, Восточно-Новосибирский (Северный), Толля (на переходной коре океана) — Северо-Западно-Вилькицкий (шельфовый), Восточно-Сибирский, Северо-Чукотский; 10 — Восточно-Чукотский — Арктико-Аляскинский шельфово-наземный НГБ; суббассейны: 10.1 — Восточно-Чукотский шельфовый СПНГБ, 10.2 — Арктического склона Аляски наземный СНГБ; 11 — Анисинский шельфовый ВНГБ *преимущественно на мезозойской консолидированной континентальной земной коре, шельфовые ВНГБ:* 12 — Благовещенский, 13—15 — Южно-Чукотская группа: 13 — Лонга, 14 — Шмидтовский, 15 — Хоуп

Внутриконтинентальные бассейны

на допалеозойской консолидированной земной коре, преимущественно наземные:

16 — Ухтинский НГБ; 17 — Енисей-Хатангский ГНБ; 18 — Анабаро-Ленский БНГБ; суббассейн: 18.1 — Суханский; 19 — Лено-Вилуйский ГНБ;

на палеозойской консолидированной земной коре:

20 — Западно-Сибирский наземно-шельфовый МГНБ; суббассейн: 20.1 — Южно-Карский шельфовый СГНБ

Окраинно-океанские, частично континентально-склоновые бассейны, преимущественно на океанской, частично на континентальной земной коре

на позднемеловой-кайнозойской преимущественно океанской, частично на допалеозойской континентальной консолидированной земной коре

шельфовые континентально-склоновые и окраинно-океанские бассейны:

21 — Тромсе-Хаммерфест ГНБ; 22 — Бьернея ПНГБ;

окраинно-океанские, частично шельфово-континентально-склоновые ВНГБ:

23 — Лофотенский; 24 — Восточно-Гренландский; 25—26 — Евразийский МВНГБ: 25 — Нансенский, 26 — Амундсенский;

на юрско-меловой океанской, частично на досреднепалеозойской и допалеозойской континентальной консолидированной земной коре:

окраинно-океанские, частично шельфовые континентально-склоновые и шельфовые бассейны:

27 — Нувук (СПНГБ — часть Канадского МВНГБ-ПНГБ);

Внутриокеанские бассейны на океанской и переходной земной коре

на меловой переходной консолидированной земной коре:

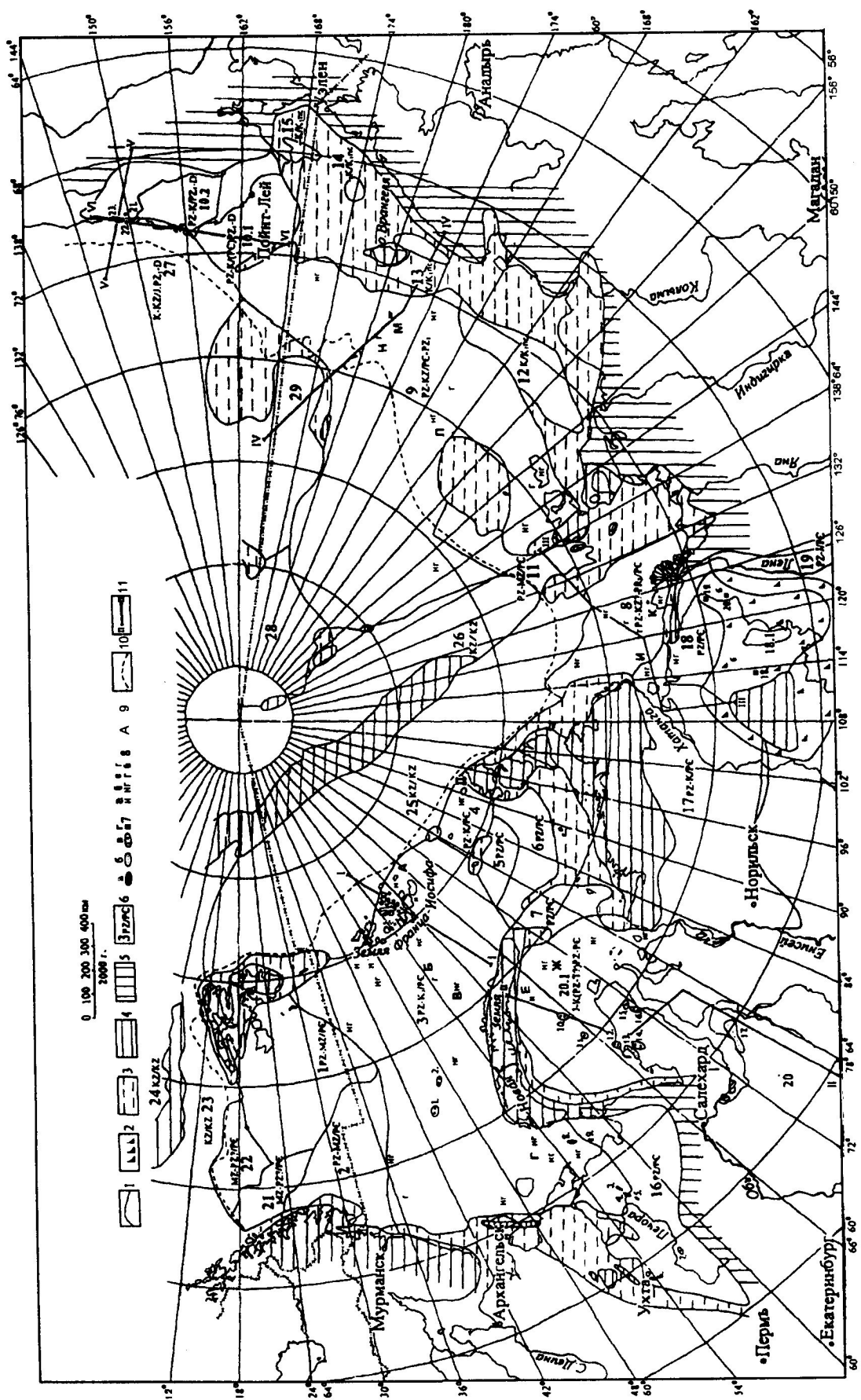
28 — ВНГБ Макарова;

на юрской преимущественно океанской консолидированной земной коре:

29 — ВНГБ Северного полюса (часть Канадского МВНГБ-ПНГБ);

Список наиболее перспективных объектов (площадей): А — Франца-Иосифа, Б — Горбовская, В — Пахтусовская, Г — Русская, Д — Шмидта, Е — Литке, Ж — Рогозинская, И — о-в Песчаный, К — Муора, Л — Восточно-Делонговская, М — Северо-Западно-Врангелевская, Н — Центральновилькицкая

Уникальные (и крупнейшие) месторождения нафтидов: 1. — Штокманское, 2. — Ледовое, 3. — Харьгинское, 4. — Возейское, 5. — Усинское, 6. — Ярегское, 7. — Вуктыл, 8. — Северо-Гуляевское, 9. — Приразломное, 10. — Русановское, 11. — Ленинградское, 12. — Харасавей, 13. — Крузенштерн, 14. — Бованенко, 15. — Северный Тамбей, 16. — Южный Тамбей, 17. — Ямбург, 18. — Восточный Анабар, 19. — Оленек, 20. — Центральный Оленек (Солооли, Куойк), 21. — Западный Сак, 22. — Уггу, 23. — Прадхо-Бей



бассейн Тромсе-Хаммерфест, перспективны НГБ Надежда, Нордкап на западе плиты, Шмидта (Воронина), Седова, Арктического института на востоке плиты. Дефицит высокотемпературного газа влияет на ослабленное вытеснение нефти. Возможна ее сохранность, прежде всего в палеозойских отложениях прогибов и особенно на поднятиях.

Основной нефтяной аккумуляционный потенциал арктических шельфовых бассейнов связан с крупнейшими приподнятыми (Грабберг И.С. и др., 1999; Захаров Е.В., 1997, 1998; Клубов Б.А. и др., 1997—1999; Кравченко К.Н. и др., 1997—1999; Супруненко О.И., 1990, 1992, 1998; Zakharov E.V., 1999) элементами бассейнов. В Восточно-Баренцевском НДБ к ним относятся: антеклизы Франца-Иосифа, поднятые части Печорской плиты, Центральнobarенцевская группа сводов (Ферсманский, Персейский), возможно, Адмиралтейский мегавал. Перспективно нефтеносны также ступень Литке, возможно, структуры в приподнятой восточной половине Южно-Карского суббассейна Западно-Сибирского НДБ; погруженные поднятия, окаймляющие Северо-Карские рифты, особенно на о-ве Шмидта; свод Муора (восточная часть Трофимовского поднятия) в дельте р. Лены, шельфовое поднятие о-ва Песчаный, возможно, Западно-Лаптевский вал в Лаптевском ПНГБ и седловина, сочленяющая Новосибирский мегавал с Ломоносовским поднятием между Лаптевским и Вилькицким ПНГБ. В Вилькицком ПНГБ таковы же относительно опущенные, вероятно слабо преобразованные части поднятий: Северо-Врангелевско-Северо-Геральдской ступени, в частности Северо-Западно-Врангелевский вал, восточная периклиналь антеклизы Де-Лонга, приподнятые крылья одноименного ПНГБ мегарифта, на их сочленениях в океане с Менделеевским поднятием и Чукотским плато на севере и в складчатых структурах

на юге, включая о-в Новая Сибирь, а также Западно-Врангелевский складчато-коллизийный грабен.

Отмечается близкое сходство нефтидогеологической позиции наиболее богатого в Америке нефтеносного региона, расположенного на мегавалу Барроу (с уникальными месторождениями нефти Прадхо-Бей и высоковязких нефтей Угну и Западный Сак), и высокоперспективной на нефть антеклизы Франца-Иосифа в российской части Баренцева моря.

Основной газовый аккумуляционный потенциал связан со всеми обширными НДБ и ПНДБ арктического шельфа, прежде всего, с осложняющими их срединными над- и приглубоководными слегка приподнятыми седловинами и перемычками (в частности, с Горбовской, Юго-Восточно-Делонговской, Центральновилькицкой). Они служили областями обширного газосбора за счет восходящей латеральной миграции УВ и вследствие повышенного распространения в них ловушек, а также уникального газонакопления после вертикального перераспределения УВ, особенно газоконденсата и газа, до наиболее надежных покрышек (как на наиболее изученной Лудловской седловине). В таких и близких к ним условиях находятся уникальные газоконденсатные месторождения Штокманское, Ледовое в Баренцевом море, Русановское, Ленинградское в южной котловине Карского моря.

Намечен план региональных комплексных геофизических работ (включающих сочетание МОГТ с меньшей долей ГСЗ и КМПВ, гравимагнитных, геохимических съемок) и параметрического бурения. На арктическом шельфе России они должны быть нацелены наряду с изучением геологического строения на одновременное решение, по крайней мере, трех основных нефтегазовых задач, направленных на выявление и прирост ресурсов газа и нефти:

Рис. 2. Геологические профили; положение профилей — см. рис. 1:

I—I — профиль Восточно-Баренцевского НДБ (обозначения на профиле *V—V*);

II—II — генерационно-аккумуляционный профиль Западно-Сибирского НГБ по линии:

Казахский щит — Карское море — Новосибирская гряда;

I — геологические границы; *2* — разрывы; *3* — промежуточный комплекс; *4—6* — генерационно-аккумуляционные элементы НГБ:

4 — днище (ядро), *5* — мантия, *6* — кора; *7—9* — уникальные скопления: *7* — нефти, *8* — газа, *9* — газоконденсата;

10—12 — миграция УВ; *10* — главные направления, *11* — вероятный подток УВ снизу, *12* — переток УВ из НДБ на поверхность в очагах потерь Нд; *13* — наиболее надежные флюидопоры;

III—III — профиль Лаптевского ПНГБ:

I — геологические границы; *2* — разрывы; континентальная земная кора: *3* — кристаллический фундамент, *4* — консолидированный фундамент; *5* — месторождения природного битума; *6* — скважины;

IV—IV — профиль Вилькицкого ПНГБ:

поверхности в консолидированной континентальной земной коре: *1* — промежуточного комплекса, *2* — акустического фундамента,

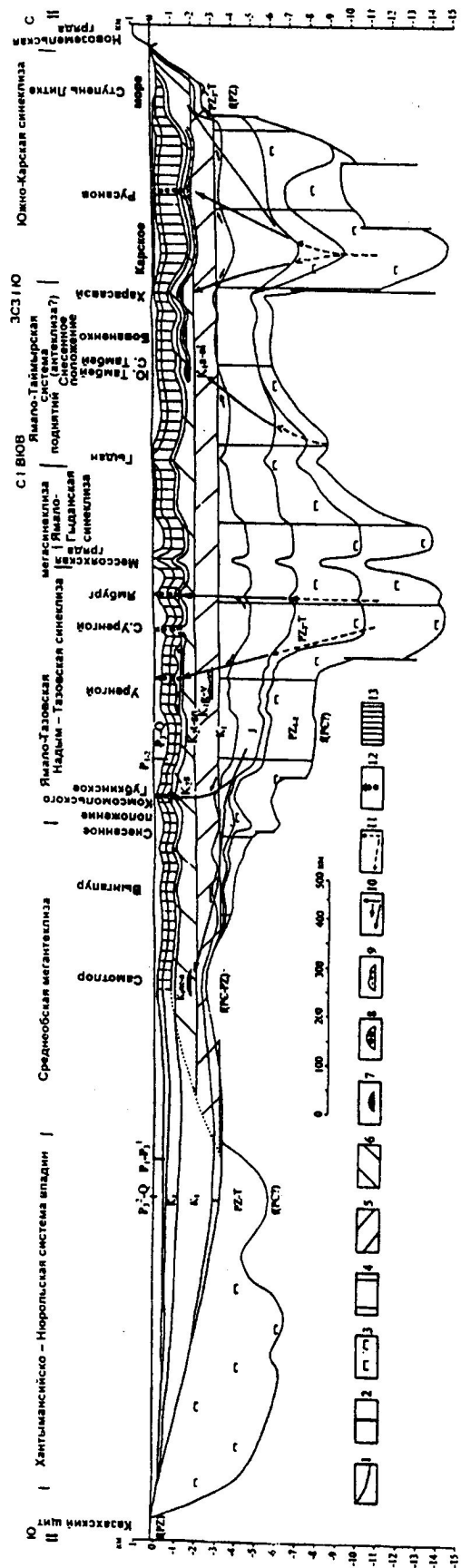
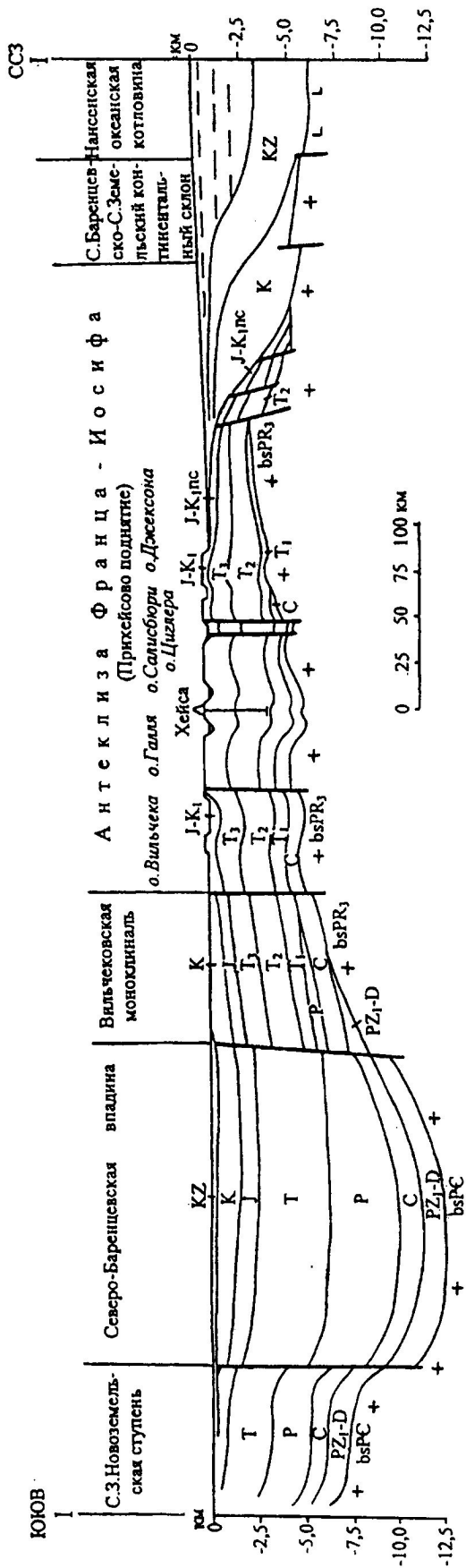
3 — консолидированного фундамента, складчатого основания, *4* — кристаллического фундамента; *5* — субокеанская земная кора;

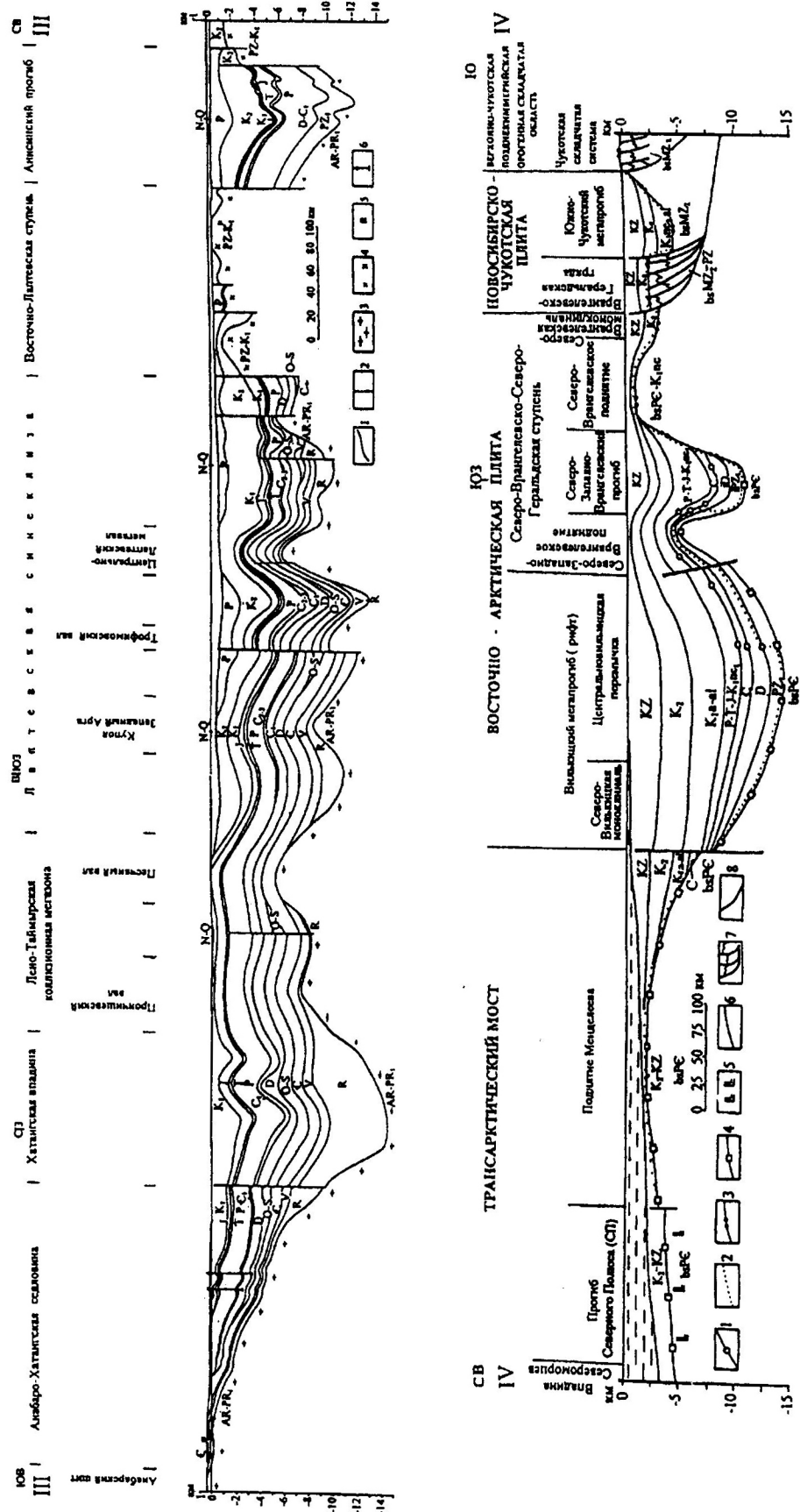
6 — геологические границы, *7* — складчатое основание, *8* — разрывы;

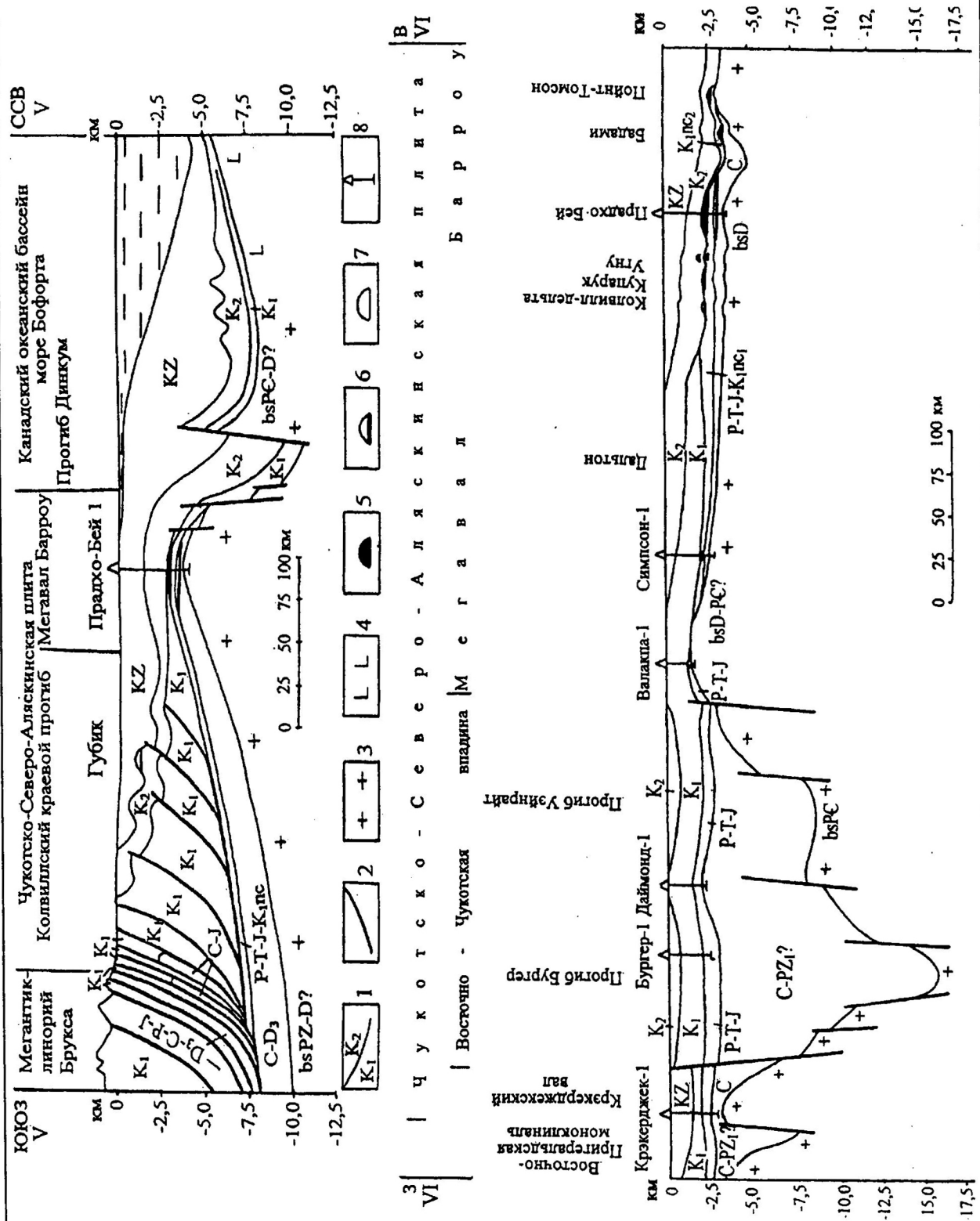
V—V, *VI—VI* — профили Восточно-Чукотско-Арктико-Аляскинского НГБ: *V—V* — субмеридиональный и *VI—VI* — субширотный;

I — геологические границы; *2* — разрывы; *3—4* — консолидированная земная кора: *3* — континентальная, *4* — океанская;

5—7 — залежи: *5* — нефти, *6* — нефти и газа, *7* — газа; *8* — пробуренные скважины







9 • Ноябрь

создание задела для открытия новых уникальных газовых месторождений в глубоко погруженных по поверхности фундамента наддепоцентральных частях бассейнов в наиболее доступном западном, Баренцево-Карском, секторе шельфа;

проведение целенаправленных региональных исследований на приподнятых окраинах и в неглубоко прогнутых частях бассейнов западного сектора, где открытие нефтяных месторождений наиболее вероятно;

проведение региональных геофизических работ, сопровождаемых меньшим объемом параметрического бурения в восточном, Лаптевско-Северо-Чукотском, секторе арктического шельфа и прежде всего там, где возможно открытие крупных нефтяных скоплений.

Детализация региональных исследований МОГТ и в дальнейшем бурение параметрических скважин предусматриваются в пределах перспективных объектов российского арктического шельфа, важнейшими из которых являются площади Франца-Иосифа, Горбовская, Пахтусовская, Русская, Шмидта, Литке, Рогозинская, о-в Песчаный, Муора, Восточно-Делонговская, Северо-Западно-Врангелевская, Центральновилькицкая. Особо благоприятное для бурения положение занимают наиболее перспективные на нефть площади, расположенные в поднятых частях бассейнов не на море, а на островах (архипелаг Франца-Иосифа, о-ва Песчаный, Шмидта, возможно, о-ва Сибирикова, Новая Сибирь соответственно в морях Баренцево, Лаптевых, в северной и южной частях Карского, Восточно-Сибирском) и в дельте р. Лены (Муора). Для них важна незначительная преобразованность осадочных отложений поднятий.

В случае подтверждения сделанного прогноза в арктических акваториях возможно открытие многочисленных новых уникальных газоконденсатных месторождений и крупных зон нефтенакпления, важных для обеспечения значительного прироста запасов нефти в России. Последнее существенно и для решения задачи снабжения арктических территорий топливом за счет местных источников, позволяющих решить дорогостоящую и технически сложную проблему северного завоза нефтепродуктов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Грантц А., Мей С.Д. Бассейны осадконакопления и геологическое строение континентальной окраины Северной Аляски // 27 МГК. Геология Арктики. Коллоквиум 04. Доклады, т. 4. — М.: Наука, 1984. — С. 104—118.
2. Иванова А.М., Супруненко О.И., Ушаков В.И. Минерально-сырьевой потенциал шельфовых областей России. — СПб.: ВНИИОкеангеология, 1998. — 108 с.

3. Клецев К.А., Кравченко К.Н., Шейн В.С., Дидура В.И., Иванова О.В. Геологическое обоснование региональных работ на нефть и газ на арктическом шельфе России // Геология, геохимия, геофизика и разработка нефти и газа. — М.: ВНИГНИ, 1998. — С. 125—148.
4. Кравченко К.Н., Бурлин Ю.К., Шейн В.С., Иванова О.В. Преимущественная газонасыщенность надглубоких частей и нефтенасыщенность поднятых частей арктических нефтяных бассейнов Евразии и Аляски // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазоносные бассейны как саморазвивающиеся нелинейные системы. — М.: МГУ, 1999. — С. 135—137.
5. Кравченко К.Н., Дидура В.И., Иванова О.В. О поисках нефти на арктическом шельфе России // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 1997. — № 10. — С. 2—10.
6. Кулаков Ю., Маловицкий Я., Остистый Б., Семенов А., Сороков Д. Геологическое строение Арктического сегмента. Краткая характеристика нефтегазоносности Арктического сегмента // Геология и минеральные ресурсы Мирового океана. — Варшава: Интерморгео, 1990. — С. 311—317, 452—461.
7. Никитин Б.А., Вовк В.С., Захаров Е.В., Мандель А.Я., Дзюбло А.Д., Тимонин А.Н. Подготовка сырьевой базы на арктическом шельфе // Газовая пром-сть. — 1999. — № 7. — С. 6—10.
8. Никитин Б.А., Ровнин Л.И., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А. Нефтегазоносность шельфа морей Российской Арктики: взгляд в XXI в. // Геология нефти и газа. — 1999. — № 11-12. — С. 3—8.
9. Павленкин А.Д., Поселов В.А., Буценко В.В. Структура литосферы по геотраверсам ГСЗ в Арктике // Геолого-геофизические характеристики литосферы Арктического региона. СГТ. — СПб.: ВНИИОкеангеология, 1996. — Вып. 1, 4.2. — С. 145—156.
10. Секретов С.Б. Нефтегазоносные бассейны морей Лаптевых и Восточно-Сибирского // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа: Материалы второй междунар. конф. — М.: МГУ, 1998. — С. 178—180.
11. Сенин Б.В., Шипилов Э.В., Юнов А.Ю. Тектоника арктической области перехода от континента к океану. — Мурманск: КИ, 1989. — 176 с.
12. Супруненко О.И., Лазуркин Д.В. Нефтегазоносные и перспективные осадочные бассейны Северного Ледовитого океана // Геолого-геофизические характеристики литосферы Арктического региона. СГТ. — СПб.: ВНИИОкеангеология, 1996. — Вып. 1, 4.2. — С. 198—204.
13. Gryc G., ed. Geology and exploration of National petroleum reserve in Alaska, 1974 to 1982 // US Geological Survey professional paper №1399. — Washington, 1988. — 940 p.
14. Sherwood K.W., ed. Undiscovered oil and gas resources, Alaska federal offshore as of January 1995 // US Department of the Interior Minerals Management Service. — Anchorage: Alaska, 1998. — 531 p.
15. Thurston D.K., Theiss L.A. Geologic report for Chukchi sea planning area, Alaska. Regional geology, petroleum geology, and environmental geology // US Department of the Interior Minerals Management Service. — Anchorage: Alaska, 1987. — 193 p.

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ СУГМУТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

С. Г. Сафин, А. В. Шилов

(НоябрьскНИПИнефтегаз)

Сугмутское нефтяное месторождение открыто в 1987 г. поисковой скв. 400 Р, при испытании которой получен приток нефти дебитом 9,2 м³/сут при сред-нединамическом уровне 1031 м. Залежь нефти вскрыта в пласте БС-9-2 неокомского возраста, име-ющем клиноформное строение и вытянутом с се-вера на юг более чем на 70 км при ширине 8...15 км.

На момент подсчета запасов было пробурено 66 поисково-разведочных скважин.

Коэффициент извлечения нефти в соответствии с утвержденными запасами ГКЗ составил 0,313.

Месторождение введено в разработку в 1995 г. со-гласно технологической схеме опытно-промышленной разработки Сугмутского нефтяного месторождения, утвержденной ЦКР Минтопэнерго РФ 03.11.1993 г.

В технологической схеме заложено применение на объекте БС-9-2 блоковой трехрядной системы разработки с размещением проектных скважин по равномерной треугольной сетке. Расстояние между скважинами 500 м.

При подсчете запасов концерном "Тюменьгеоло-гия" в 1992 г. пласт БС-9-2 условно разделен на две пачки: верхнюю нефтенасыщенную (БС-9-2-1) и нижнюю водонасыщенную (БС-9-2-2).

В связи с тем что в центральной части четкое разделение пласта на пачки отсутствует, а на основ-ной части площади пачка БС-9-2-2 заглинизирована, при составлении отчета принята единая индексация пласта БС-9-2. В центральной части пласт представ-лен практически монолитным песчаником. По ре-зультатам изучения керна породы-коллекторы сло-жены в основном песчаниками мелкозернистыми с различной примесью алевролитового материала и в меньшей степени крупнозернистыми алевролитами песчанистыми или песчаными. Текстура песчаных пород однородная. Геолого-физическая характери-стика пласта БС-9-2, на основании которой состав-лена технологическая схема, приведена ниже.

Средняя глубина залегания, м	2850
ВНК (абсолютная отметка), м	-2733
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	10,5
Нефтенасыщенность, %	64
Пористость, %	17
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	46
Коэффициент песчанистости, доли единицы	0,821
Коэффициент расчлененности, доли единицы	5
Температура пласта, °С	88
Начальное пластовое давление, МПа	28,1
Давление насыщения нефти газом, МПа	12,8
Содержание серы в нефти, %	0,72
Содержание парафина в нефти, %	2,43
Газовый фактор, м ³ /м ³	77
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³	0,769

Проведено сравнение проектных и фактических результатов разработки пласта, представлен анализ промыслово-геофизических исследований, выявлены особенности выработки запасов.

Освещены результаты гидродинамического моде-лирования месторождения.

The comparison of design and actual results of reser-voir development is accomplished, and also the features of reserves withdrawal are revealed. The analysis of geo-logical-geophysical surveys is offered. And also the re-sults of hydrodynamic modeling of field are illustrated.

В конце 1998 г. буре-ние на Сугмутском ме-сторождении было приос-тановлено до получения проектного документа, пред-усматривающего приме-нение горизонтального бу-рения.

В настоящее время бу-рение возобновлено, ме-сторождение находится в стадии растущей добычи.

Общий проектный фонд эксплуатационного объ-екта БС-9-2 составляет 1859 скважин, из них 1063 — добывающие, 349 — нагнетательные.

В связи с тем что на месторождении бурение на-чалось с отставанием на год и временно прекраща-лось в 1998—1999 гг., разбуривание идет с запазды-ванием от принятых проектных решений. По со-стоянию на 01.01.2000 г. весь пробуренный фонд составил 275 скважин, в том числе эксплуатацион-ный нефтяной фонд — 198, из них действующих — 178. Нагнетательный фонд состоит из 47 скважин, в том числе 38 действующих. Основной проектный фонд реализован на 14,8 %. Разбуривание ведется от центральной части как в северном, так и в южном направлении, в результате уточняется геологическое строение природного резервуара.

В 1999 г. в эксплуатацию введено всего 6 сква-жин, из них 4 из бурения и 2 из освоения. За год из новых скважин добыто 40 тыс. т нефти при годовой добыче по месторождению 1657 тыс. т. Средний дебит нефти новых скважин составил 36,5 т/сут, по действующему фонду — 25,3 т/сут. По жидкости средний дебит действующих скважин в 1999 г. со-ставил 28,58 т/сут при среднегодовой обводненно-сти добываемой продукции 11,4 %.

Темп отбора от начальных извлекаемых запасов за последний год составил 1,84 % от текущих — 1,89 %. Согласно выполненным расчетам, темп от-бора от текущих извлекаемых запасов в 2000 г. дол-жен составить 2,3 %.

Проектные и фактические показатели разработки представлены в табл. 1. Фактические темпы отбора на 01.01.2000 г. выше проектных. Обводненность добываемой продукции ниже. Годовая добыча неф-ти выше проектной при фонде добывающих сква-жин в 2 раза ниже проектного. Выше проектных показателей накопленная добыча нефти и жидкости. Практически вся добыча осуществляется механизиро-ванными способами.

Закачка воды в пласт начата с первого года экс-плуатации залежи. На 01.01.2000 г. для поддержания пластового давления (ППД) закачено 4858,8 тыс. м³

Основные (фактические и проектные) показатели разработки Сугмутского месторождения

Показатели	1995 г.		1996 г.		1997 г.		1998 г.		1999 г.	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти, тыс. т	161,9	117	356,3	368,9	629,5	758,9	978,9	1216,8	1431,4	1657,1
Обводненность среднегодовая, %	3,6	3,56	6,3	5,74	9,2	7,49	12,6	9,9	15,5	11,44
Добыча жидкости, тыс. т	168	121,4	380,2	391	693,3	820	1120	1350	1694	1871
Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	72	25	140	81	216	149	288	207	356	198
Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	13	2	33	8	56	18	81	32	105	47

Таблица 2

Динамика пластовых давлений Сугмутского месторождения

Область замера	Пластовое давление, МПа					
	первоначальное	на 01.01.1996 г.	на 01.01.1997 г.	на 01.01.1998 г.	на 01.01.1999 г.	на 01.01.2000 г.
В зоне отбора		24,3	24,2	23,8	24,4	24,9
В зоне закачки		24,2	24	23,5	23,8	24,5
Средневзвешенное по пласту	28	26,3	26,5	27,2	27,9	27,8

вую энергию по площади залежи, что должно положительно сказаться на уровне добычи нефти.

Бурение скважин началось и ведется с отставанием по объективным причинам, однако в 1999 г. фактическая добыча нефти и жидкости была выше проектных уровней. В целом проектные

воды, за 1999 г. закачка составила 2105,7 тыс. м³. Накопленная компенсация отборов закачкой составила 82,7 % при 87,6 % за 1999 г. Текущее пластовое давление ниже первоначального (табл. 2).

Пластовое давление в зоне отбора на 01.01.2000 г. составило 24,5 МПа, что на 3,5 МПа ниже первоначального. В зоне нагнетания оно составляет 27,8 МПа. В этом случае средневзвешенное давление по площади нефтеносности, вовлеченной в разработку, — 24,9 МПа при первоначальном 28,0 МПа. Текущая недокомпенсация отборов жидкости закачкой подтверждается гидродинамическими исследованиями (ГДИ).

Наибольшее снижение пластового давления наблюдается в южной разбуренной зоне (блоки 20 и 21) — до 23,1 МПа. Компенсация по площади (блокам) неравномерная. Например, по блоку 27 текущая компенсация 130 % накопленная — 108,25 %. В то же время по 20-му блоку накопленная компенсация всего 28,85 %, при этом текущее пластовое давление 22,6 МПа. Начиная с 1998 г. (см. табл. 2) наблюдаются повышение и восстановление пластового давления. В 2000 г. запланирован перевод под закачку 15 новых скважин. С целью формирования запланированной системы ППД предполагается закачать в пласт 2983 тыс. м³ воды и довести накопленную компенсацию до 100 %.

На начало 2000 г. средняя приемистость нагнетательных скважин составила 181 м³/сут при проектном уровне 136,6 м³/сут. Под нагнетанием имеется 38 скважин, 36 скважин, нагнетательных по проекту, переведены в добывающие.

Увеличение числа нагнетательных скважин позволит более равномерно компенсировать пласто-

показатели добычи нефти и отбора жидкости выполняются, характеристика обводнения более благоприятная, чем предполагалось, учитывая гидрофильность и недонасыщенность нефтью коллекторов, характерных для Ноябрьского нефтяного региона. Средняя обводненность за 1999 г. составила 11,4 % при проектом задании 15,5 %.

Среднесуточные дебиты добывающих скважин по нефти и жидкости за весь рассматриваемый период разработки были выше проектных. Этому способствуют проводимые на месторождении геолого-технологические мероприятия (ГТМ), например, с 1995 по 1999 г. проведено 53 глубоко проникающих гидроразрыва пласта (ГРП), а также используется ряд технологий по интенсификации добычи нефти и закачке воды. Не все технологии одинаково эффективны. Однако эффективность различных методов и технологий по воздействию на пласт и его призабойную зону в различных зонах месторождения и этапах разработки требует дополнительного изучения.

Недостаточный объем исследований в разрабатываемом пласте и отсутствие отбора керн в промытых зонах приводят к дефициту данных о выработке запасов. Практически остается малоизученным вопрос о характере и степени выработки запасов между нагнетательными скважинами.

Степень вытеснения нефти водой и характер обводнения продуктивного пласта зависят:

- от послойной и зональной неоднородности пласта;
- наличия в разрезе недонасыщенных коллекторов;

- фактических забойных давлений в добывающих скважинах, их уровня относительно начального пластового и давления насыщения газом;
- перепада давлений между зонами отбора и нагнетания;
- соотношения вязкости вытесняемого и вытесняющего агентов.

Для детального анализа состояния выработки запасов продуктивного пласта необходимо использование корректных данных гидродинамических, геофизических и лабораторных исследований пластов и скважин.

При существенном дефиците результатов исследований была предпринята попытка решения поставленной задачи использованием данных промыслово-геофизических исследований (ПГИ) добывающих и нагнетательных скважин.

В общей сложности рассмотрено 99 комплексов ПГИ по 98 скважинам, в том числе по 57 добывающим и 39 нагнетательным. По чисто нефтяной зоне (ЧНЗ) проанализировано 35 комплексов ПГИ, а по водонефтяной зоне (ВНЗ) — 22. По результатам оценки качества исходных материалов и их отбраковки рассчитаны статистические распределения дренируемых толщин и коэффициента охвата перфорированной толщины пласта.

Практически во всех случаях преимущественное продвижение нефти в пласте происходит по его верхней части. Более того, в ряде скважин максимальный приток получен в неперфорированной кровле, сообщаемой по затрубному пространству с интервалом фильтра. Опережающее обводнение скважин также происходит по кровельной части пласта.

Обводнение подошвенной части пласта зафиксировано в единичных случаях. Оно, как правило, связано с продвижением закачиваемой воды по недонасыщенным нефтью коллекторам.

Коэффициент охвата перфорированных нефтенасыщенных толщин в скважинах, где проведены ПГИ, с учетом среднеарифметического подхода в целом составил 0,74, при этом по активно работающим толщинам — 0,52.

Практически 30 % добывающих скважин вступают в эксплуатацию с той или иной обводненностью продукции. До 20 % скважин характеризуются периодом безводной эксплуатации от одного до полутора лет и только каждая десятая скважина обводняется почти через три года.

В результате анализа обводненности добывающих скважин по годам разработки в зависимости от их производительности существенных отличий не обнаружено. С увеличением продолжительности разработки возрастает число обводненных скважин. Аналогичный вывод получен и при рассмотрении геолого-промысловых материалов по скважинам в ЧНЗ и ВНЗ.

При совместном рассмотрении геолого-промысловых данных по зонам приходим к следующим выводам:

- в начальный период разработки (1995 г.) особо заметных различий не наблюдается. Для вы-

сокопроизводительных скважин характерна несколько большая обводненность продукции;

- на втором году разработки число обводняющихся скважин в ЧНЗ заметно больше. Особенно это различие проявляется для скважин с дебитами нефти более 50 т/сут;

• на четвертом году разработки Сугмутского месторождения доля обводняющихся скважин в ВНЗ на 6...7 % выше. В то же время это неособенно характерно для наиболее производительных скважин;

- на пятом году разработки рост обводненности в ЧНЗ выше.

Выработка запасов и характер обводнения скважин для одной и той же зоны месторождения могут резко отличаться.

Отличительной чертой динамики обводнения скважин в ВНЗ при приконтурном заводнении, исходя из анализа характеристик обводнения, является непродолжительный безводный период, за который отбирается менее 5...10 тыс. т нефти. В дальнейшем происходит интенсивное обводнение скважин за небольшой период времени. Для ряда скважин отмечена стабилизация обводненности на уровне 90 %.

Геологическим фактором, обуславливающим такую динамику обводнения, является наличие в разрезе пласта БС-9-2 продуктивных пропластков с существенно отличающимися фильтрационными свойствами. При этом продуктивные интервалы, содержащие активно вырабатываемые запасы, при стабилизации обводненности практически полностью заводнены и дают в основном воду с небольшим содержанием нефти.

Другой группой скважин вырабатываются пропластки с ухудшенной фильтрационной характеристикой, в которых содержатся трудно извлекаемые запасы углеводородов. В период стабилизации обводненности из этих интервалов получают безводную нефть или нефть с незначительным содержанием воды.

Технологической схемой разработки Сугмутского месторождения предусмотрена трехрядная система размещения скважин по равномерной сетке 500×500 м. Направление нагнетательных рядов было выбрано с учетом модели блочно-разломного строения, перпендикулярно к предполагаемым основным разломам. Такое направление рядов было предусмотрено в целях предотвращения возможных неблагоприятных последствий, таких, как неравномерное распространение фронта вытеснения и появления зон, не охваченных воздействием.

В результате эксплуатационного бурения на первоочередном участке были получены новые геологические данные. Исходя из этого на геолого-техническом совещании АОТ "Ноябрьскнефтегаз" 19.06.1996 г. внесены существенные коррективы в проектное решение.

При этом трансформация сетки осуществлена таким образом, чтобы обеспечить поперечное разрезание залежи.

Необходимо отметить, что начатое приконтурное заводнение оказалось неэффективным.

На основании анализа можно констатировать, что состояние разработки Сугмутского месторождения за рассматриваемый период удовлетворительное.

В целом задача прогнозирования развития и анализа разработки является предметом геологического и гидродинамического моделирования.

В связи с этим на одном из участков Сугмутского месторождения была оценена работоспособность программного продукта VIP компании Landmark. Выбор участка определен отделом разработки ОАО "Ноябрьскнефтегаз" и обусловлен тем, что Сугмутское месторождение представляется как перспективное. В связи с этим была построена трехмерная геологическая модель, являющаяся обязательным условием для перехода к гидродинамическому моделированию.

В моделируемый блок вошли 67 скважин, в том числе 53 добывающие и 9 нагнетательных. История их эксплуатации насчитывает 3,5 года. Первая скважина участка введена в эксплуатацию в апреле 1995 г., закачка начата в сентябре 1996 г.

Основная задача состояла в том, чтобы настроить модель, ориентируясь на фактические результаты разработки, и попытаться спрогнозировать процессы, которые будут происходить при различных сценариях в течение 5 ближайших лет.

Адаптация модели шла по принципу от целого к частному, т. е. сначала по участку, а затем уже по каждой конкретной скважине. Основная проблема, с которой пришлось столкнуться разработчикам, — отсутствие полноценной базы геолого-промысловых данных.

В качестве возможных вариантов развития было разработано несколько сценариев, экономическую эффективность которых оценили специалисты отдела стратегического планирования ОАО "Ноябрьскнефтегаз".

Различались варианты между собой системами поддержания пластового давления.

По результатам опытного моделирования удалось выяснить, что его успешность во многом зависит от наличия обоснованной цифровой геологической модели, полноценной базы данных и выбора оптимального способа настройки модели. Полученные результаты гидродинамического моделирования позволяют

осуществить выбор оптимального и экономически эффективного стратегического решения.

Выводы

1. Результаты эксплуатационного бурения свидетельствуют о более сложном геологическом строении пласта БС-9-2 Сугмутского месторождения, что нашло подтверждение при обработке данных объемных сейсморазведочных работ 3Д.

2. Показана эффективность принятых на первой стадии проектирования инженерно-технических решений по системе размещения и плотности сетки скважин.

3. Отмечена целесообразность корректировки системы разработки путем внедрения очагово-избирательного заводнения в зонах с ухудшенными коллекторскими свойствами.

4. Установлен ряд объективных причин, с которыми связано отставание фактических объемов эксплуатационного бурения.

5. Происходит опережающий отбор пластового флюида по сравнению с проектными уровнями.

6. Система ППД формируется по линиям, оперативно трансформированным поворотом на 60° с переводом скважин под закачку по принципу через одну.

7. Отмечена низкая эффективность приконтурного заводнения.

8. По результатам ПГИ выявлено, что наиболее активно вырабатывается и участвует в разработке кровельная часть пласта.

9. Высокая эффективность такого вида геолого-технологических мероприятий, как гидроразрыв пласта, позволяет рекомендовать его для дальнейшего применения на месторождении.

10. Объем исследований по определению характера и степени выработки запасов недостаточен. Требуется обратить внимание на качество исследований и интерпретацию их результатов.

11. Необходимо продолжить работы по созданию постоянно действующей геолого-технологической модели Сугмутского месторождения.

12. Фактические показатели разработки подтверждают правильность оперативно принятых решений по текущему изменению утвержденных проектных положений в период пробной эксплуатации Сугмутского нефтяного месторождения.

УДК 622.276.031.011 43 (470.45)

ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ ОСОБЕННОСТИ УМЕТОВСКО-ЛИНЕВСКОЙ ТОЛЩИ ПАМЯТНО-САСОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

И.В. Воронцова, В.П. Филиппов, Е.Ф. Соболева, В.А. Цыганкова
(ВолгоградНИПИморнефть)

Для проектирования разработки нефтяных залежей, оценки их нефтеотдачи, совершенствования систем разработки с целью интенсификации добычи нефти наибольший интерес представляет внутреннее строение нефтяных залежей. Особую актуальность приобретают вопросы изучения процессов фильтрации в сложнопостроенных карбонатных коллекторах, обладающих слоистой неоднородностью. Кроме того, важно знать не только свойства коллекторов, но и свойства перекрывающих отложений, которые в свою очередь могут внести существенный вклад в создание модели пласта.

На основе большого фактического материала, накопленного в результате исследования Памятно-Сасовского месторождения, установлено, что оно имеет сложное геологическое строение, включающее ложную покрывку, разделяющую флюидоупор и залежь углеводородов. В предлагаемой статье рассматриваются фильтрационно-емкостные свойства ложной покрывки.

На Памятно-Сасовском месторождении роль ложной покрывки выполняет терригенно-карбонатная уметовско-линевская толща [1], проницаемость пород обусловленная только емкостью трещин, с пористостью менее 1...2 % и проницаемостью $(0,1...100) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, может вмещать непромышленное количество углеводородов (УВ). Установлено, что для этой толщи характерно наличие прослоев, сильно (70...80 %) и равномерно доломитизированных. В керне они выглядят как зеленовато-серые аргиллиты, плотные, микрочешуйчатые, до сланцеватых, в мокром виде легко крошатся, хрупкие, непластичные. В отраженном свете в шлифах хорошо заметна сланцеватость, тонкие слои налегают друг на друга, в породе заметны также угловатые шелевидные открытые поры (рис. 1).

Рассматриваются фильтрационно-емкостные свойства ложной покрывки Памятно-Сасовского месторождения, в качестве которой выступает уметовско-линевская толща. При оценке фильтрационного потенциала уметовско-линевской толщи учитывались результаты анализа керна (макро- и микроописание, изучение шлифов, рентгеноструктурный анализ). Применение комплекса ГИС и данных индикаторного метода по радону позволило дать количественную характеристику фильтрационного потенциала.

Предложена фильтрационная модель Памятно-Сасовского месторождения, которая может быть учтена при разработке месторождения.

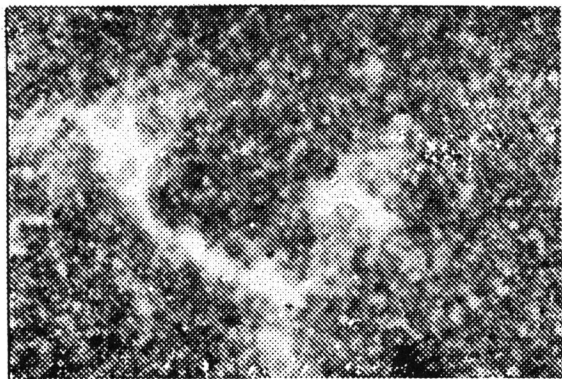
The paper is dealing with filtration-capacity properties of the Linevskaya thickness being a false cap rock in Pamyatno-Sasovskoye oil field. The Umetovsko-Linevskaya thickness filtration potential was estimated by core data (macro- and microdescriptions of core samples, study of thin sections, X-ray analysis). Geophysic well survey data and RIM data allowed to determine quantitative properties of the Umetovsko-Linevskaya thickness filtration potential.

Pamyatno-Sasovskoye field filtration model that could be taken into account in the course of field development is presented in the paper.

К прослоям, содержащим мелкие кристаллы аутигенного доломита, часто приурочены трещины, как открытые, так и заполненные легким желтым битумоидом. Это, возможно, обусловлено свойствами кристаллов доломита, которые, по данным Хьюгмана и Фридмана (1979), действуют как расклинивающие элементы для удержания трещин в открытом состоянии. В отложениях уметовско-линевской толщи глинистые минералы представлены гидрослюдой (100%), для которой характерна кристаллизация в виде плоских пакетов. По-видимому, кристаллы доломита, предотвращая смы-

кание пакетов гидрослюды, тем самым обеспечивают пути латеральной миграции флюидов, что подтверждается наличием желтого битумоида в трещинах, параллельных наложению и, соответственно, ориентировке пакетов. К этим же доломитизированным прослоям приурочены и повышенные значения проницаемости пород по радону.

Исходя из имеющейся информации истинной покрывкой для этого месторождения может быть подошвенная часть задонского горизонта, где преобладает пятнистая доломитизация, а послойная доломитизация развита менее интенсивно. Кроме того, по данным ИМР в скв. 7, 134, 137 — Памятных и др. не выявлено признаков проникновения индикаторной жидкости в эти отложения. Наличие истинной покрывки гарантирует сохранность залежи углеводородов, в то же время наличие флюидопроводящей ложной покрывки между кровлей коллектора и истинной покрывкой может способствовать частичному расформированию залежи и, соответственно, потере углеводородов в результате миграции [2]. Возможность заметных потерь углеводородных газов, особенно метана, при ухудшении качества покрывок за геологическое время подтверждается и



а



б



в

Рис. 1. Мергели равномерно доломитизированные (32...40 %, по данным химического анализа), с щелевидными порами неправильной формы (а, б), сланцеватые (в) из верхней части уметовско-линевской толщи, высокопроницаемой по радону:

а — скв. 7 — Памятная, фото шлифа обр. 31, интервал 2625...2628 м, в проходящем свете, увеличение 45; **б** — скв. 12 — Платовская, обр. 76, интервал 2503...2512 м, сканированное изображение шлифа, увеличение ~10; **в** — то же, сканированное изображение шлифа с открытыми щелевидными порами, увеличение ~10

характером газонасыщения нефтей в Белокаменном месторождении (Волгоградская область) [3], Тимано-Печорском и Днепровско-Донецком регионах [1].

При потере уметовско-линевской толщей экраняющих свойств можно предположить, что происходил отток углеводородов из евлановско-ливенского горизонта, причем в первую очередь газообразных компонентов как наиболее мобильной части нефти, обладающей наибольшим коэффициентом диффузии, вследствие чего могла измениться первоначальная газонасыщенность нефти евлановско-ливенского горизонта. Таким образом, недонасыщенность нефти евлановско-ливенского горизонта Памятно-Сасовского месторождения газом можно объяснить условиями сохранности залежи.

Не исключено, что при интенсивных локальных процессах, приводящих к образованию крупных трещин, вместе с газообразными могли быть увлечены и жидкие углеводороды, т. е. потеря

углеводородов из залежи могла осуществляться в виде диффузионно-фильтрационного потока. Он мог быть реализован в виде отдельных прорывов газа с жидкими углеводородами через нарушения или литологические «окна» покрышек. В пользу преимущественного влияния диффузионного рассеяния газа говорит его состав, в котором снижена объемная доля метана (58,56...70,99 %) и соответственно повышена суммарная объемная доля его тяжелых гомологов (сумма $C_{2+высш.}$), составляющая 24,35...30,41 %. Образование линзовидных нефтяных залежей непромышленного значения в задонском горизонте может быть объяснено реализацией этих процессов.

Отмечается закономерное уменьшение давления насыщения, а также газосодержания и объемного коэффициента в направлении от центра к бортам месторождения в соответствии с увеличением толщины ложной покрышки.

Потеря УВ из залежи за геологическое время привела к подъему водонефтяного контакта (ВНК) на уровень современного. Наличие ниже уровня ВНК на Памятно-Сасовском месторождении зоны расформирования с остаточным нефтенасыщением (присутствие УВ в керне ниже ВНК и по результатам ИПТ), равной по толщине ложной покрышки (200 м) на участке критической седловины (законтурные скважины), подтверждает возможный механизм частичного расформирования залежи. Этот процесс подтверждается литологическими, геофизическими и барическими данными. На наш взгляд, процесс частичного расформирования залежи продолжался в геологическом времени до какого-то определенного момента, позволяющего обеспечить некоторое равновесное состояние всей системы. При этом, возможно, определяющую роль выполняли фильтрационные и емкостные особенности ложной покрышки (уметовско-линевской).

Мощность уметовско-линевской толщи резко изменяется по месторождению: она максимальна на склонах органогенных построек (до 200 м) в районе скв. 12 — Памятной, 62 — Добринской и минимальна (0...10 м) в скв. 8 — Платовской и др.

Из анализа промыслово-геофизического материала и керна известно, что емкость уметовско-линевской толщи обусловлена в основном трещинами и емкостью обломочных карбонатных пород. Последние распространены в толще ложной покрышки в виде отдельных маломощных линз и не коррелируются по площади. Исключением является пласт известняка, залегающий в подошве этой толщи.

При оценке фильтрационного потенциала уметовско-линевской толщи учитывались результаты анализа керна (макро- и микроописание, изучение шлифов, рентгеноструктурный анализ), комплекса ГИС и данные индикаторного метода по радону, которые позволили установить, что изучаемая тол-

ша характеризуется неоднородностью фильтрационного потенциала.

Как показали результаты изучения шлифов по скв. 7 — Памятной и 12 — Платовской, фильтрационно-емкостные особенности [4] уметовско-линевских отложений обеспечиваются в основном вторичной доломитизацией пород. Аутигенный доломит развит чаще всего по глинистым слойкам в мергелях и глинистых известняках. Количество и толщина слойков с аутигенным доломитообразованием возрастают с увеличением глинистости от 1...15 мм в задонских отложениях до 10...50 мм в уметовско-линевских. Пятнистая доломитизация, характерная для задонских отложений, не оказывает влияния на фильтрационно-емкостные свойства пород.

С применением ИМР уметовско-линевские отложения были исследованы в 11 скважинах (7, 11, 121, 134, 139 — Памятные и 3, 8, 12, 13 — Платовские — 100 % изученности), в скв. 5 — Памятной и 9 — Платовской на момент исследования ИМР эти отложения были частично перекрыты колонной.

Количественная оценка фильтрационных свойств уметовско-линевских отложений, выполненная по результатам исследования с применением ИМР, приведена на рис. 2—4. Анализ соотношения проницаемых и непроницаемых разностей в этой толще (см. рис. 2) показал, что доля проницаемых разностей составляет 82...88 %.

Таким образом, выполненные исследования (см. рис. 3) позволяют сделать вывод о том, что проницаемость ложной покрышки изменяется от 0,1 до $100 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ и более, причем основная доля (75 %) приходится на интервал от 1 до $10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Распределение проницаемости уметовско-линевской толщи по глубине (см. рис. 4) позволило определить наиболее проницаемые интервалы в толще ложной покрышки: так, интервал 2320...2347 м в целом (73 %) характеризуется как проницаемый — $K_{пр} = (1...10) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

В интервале 2355...2406 м более 90 % проницаемых разностей; $K_{пр}$ изменяется от 10 до $100 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Способность уметовско-линевской толщи за счет фильтрации рассеивать УВ нефтяной залежи евлановско-ливенского горизонта не исключает возможность обратного процесса при разработке месторождения и снижении давления до какого-то критического значения. В результате можем получить прирост давления за счет возвратного притока флюидов (УВ и вода) в залежь через уметовско-линевскую толщу.

Таким образом, в результате комплексных исследований предложена фильтрационная модель Памятно-Сасовского месторождения, которая может быть учтена при его разработке. Дальнейшее изучение месторождения с привлечением данных индикаторных исследований (трассеров)

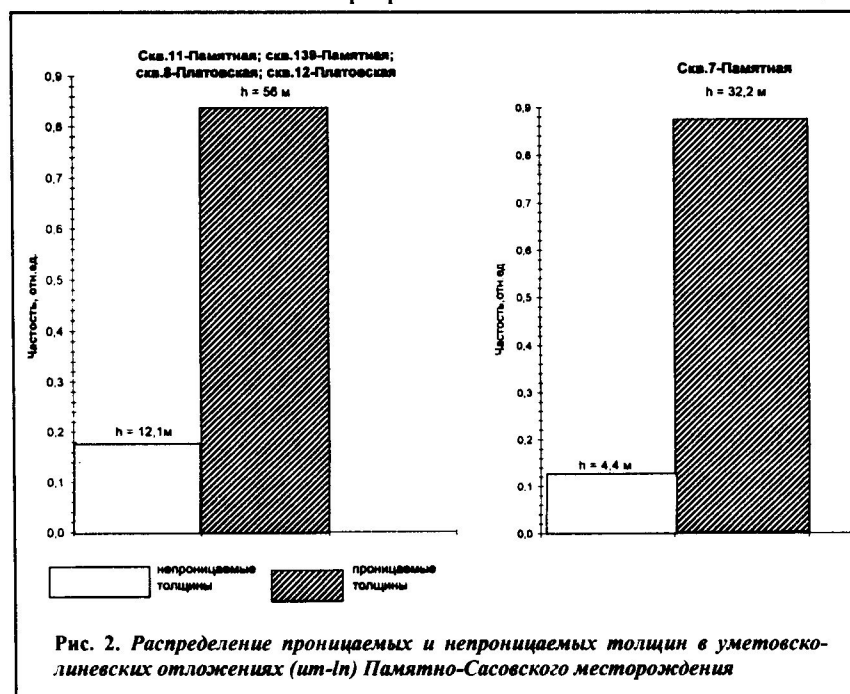


Рис. 2. Распределение проницаемых и непроницаемых толщин в уметовско-линевских отложениях (шт-лн) Памятно-Сасовского месторождения

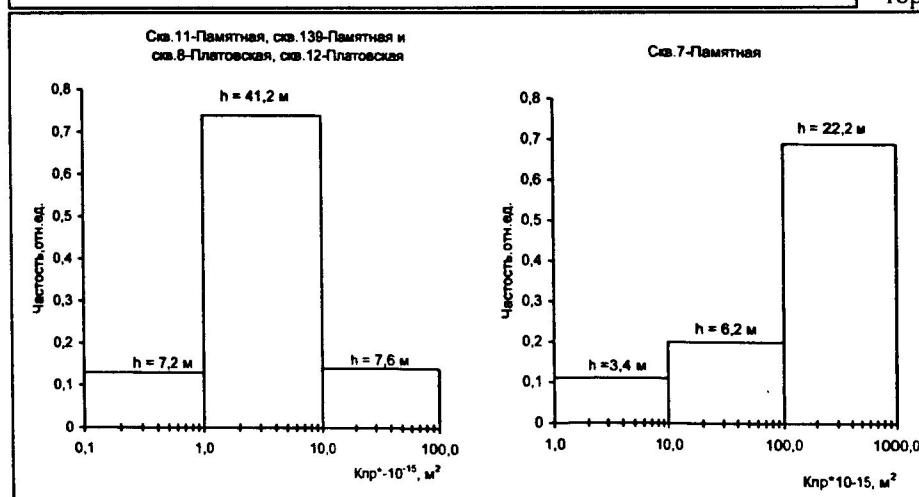


Рис. 3. Распределение проницаемости уметовско-линевской (шт-лн) толщи по скважинам Памятно-Сасовского месторождения

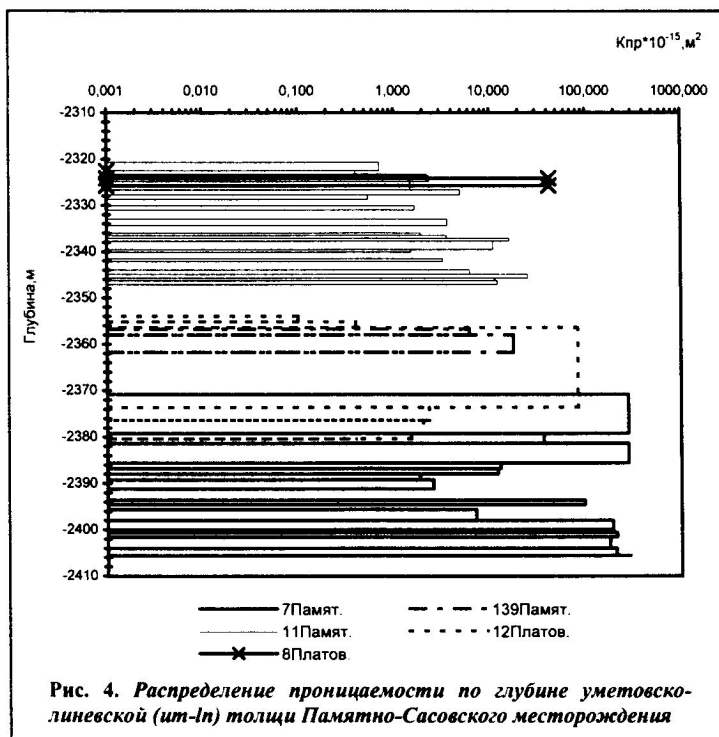


Рис. 4. Распределение проницаемости по глубине уметовско-линевской (ит-лн) толщи Памятно-Сасовского месторождения

позволит установить наличие либо отсутствие гидродинамической связи его с сопредельными месторождениями и в последнем случае выявить "приоритетность" движения пластового флюида.

ЛИТЕРАТУРА

1. Воронцова И.В., Бочкарев В.А., Булгаков С.В. Строение, свойства и роль покрышек в формировании залежей нефти // Нефтепромысл. дело. — 1999. — № 7. — С. 9—13.
2. Зорькин Л.М., Старобинец И.С., Стадник Е.В. Геохимия природных газов нефтегазоносных бассейнов. — М.: Недра, 1984. — С. 91—99.
3. Никитин Ю.И., Лихой Н.Д. Проблемы поддержания пластового давления при разработке Белокаменного месторождения // Недра Поволжья и Прикаспия. — 1999. — Вып. 20. — С. 59—64.
4. Цыганкова В.А., Воронцова И.В. Вторичная доломитизация как фактор, изменяющий свойства покрышки (на примере волгоградского горизонта) // Нефтегазовая геология на рубеже веков. Прогноз, поиски, разведка и освоение месторождений: Докл. Юбилейной конф., Санкт-Петербург, 19—22 окт., 1999. — СПб., 1999. — Т. 2. — С. 275—280.

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276.6

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ГЛАВНЫХ КОМПОНЕНТ ПРИ ВЫБОРЕ НОВЫХ ЭФФЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ДЛЯ УСЛОВИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАО "ЛУКОЙЛ—ПЕРМЬ"

А. Ф. Катошин, Г. Х. Якименко, В. И. Зотиков, О. Г. Гафуров, И. И. Абызбаев
(ЗАО "ЛУКОЙЛ—Пермь", БашНИПИнефть)

Практика разработки нефтяных месторождений ЗАО "ЛУКОЙЛ—Пермь" показала, что характерной особенностью пластов является неравномерное распределение воды в коллекторе, вследствие чего обводняются пласты с лучшими фильтрационными характеристиками, при этом невыработанными остаются отдельно менее проницаемые пласты и пропластки. Неравномерность процесса заводнения и относительно низкий коэффициент охвата пласта воздействием объясняются исключительной сложностью геологического строения продуктивного горизонта, трудностью регулирования разработки неоднородных коллекторов гидродинамическими методами.

В результате статистической обработки основных геолого-технологических параметров залежей Башкортостана и ЗАО "ЛУКОЙЛ—Пермь" с применением метода главных компонент выполнено группирование и определено основное направление при выборе новых технологий увеличения нефтеотдачи для условий месторождений ЗАО "ЛУКОЙЛ—Пермь".

Based on geological and technological parameters statistical processing of Bashkortostan and closed JSC "Lukoil-Perm" oilfields with application of key components method, the grouping of oil reservoirs, as well as definition of main approaches to the newest EOR technologies selection in terms of conditions of closed JSC "Lukoil-Perm" oilfields have been carried out.

В указанных условиях важнейшими задачами являются повышение конечной нефтеотдачи разрабатываемых пластов и сокращение объемов попутно добываемой воды на основе применения эффективных для конкретных залежей методов. В последние годы для увеличения остаточной нефти достаточно широкое развитие получили

ли новые методы повышения нефтеотдачи.

Географическая близость нефтяных регионов Пермской области и Башкортостана, приуроченность залежей нефти к одним и тем же пластам, одинаковые условия формирования нефтяных месторождений позволяют заключить, что методы увеличения нефтеотдачи пластов, эффективно при-

меняемые на объектах АНК "Башнефть", с большой вероятностью могут оказаться эффективными и для условий месторождений ЗАО "ЛУКОЙл—Пермь". Высокая обводненность продукции большинства месторождений Башкортостана обусловила развитие и внедрение на промыслах АНК "Башнефть" свыше 40 осадкогелеобразующих технологий и их модификаций, используемых для снижения объемов попутно добываемой воды, увеличения добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов. Общими особенностями этих технологий являются механизм действия, заключающийся в создании фильтрационных барьеров в промытых интервалах продуктивного пласта, перераспределении потоков закачиваемых вод по разрезу и по площади нефтеносности; высокая технологическая эффективность на поздней стадии разработки месторождений; отсутствие необходимости в капитальных затратах и преимущественное использование в качестве рабочих агентов отходов нефтехимических производств; связанная с вышесказанным высокая экономическая эффективность методов [1].

Отличие этих технологий заключается в основном в применяемых реагентах и получаемых осадках: в виде суспензии твердых частиц, суспензии гелей, объемных гелей и в промежуточных видах. Указанные отличия в осадкогелеобразующих технологиях и различные геолого-промысловые условия их применения определяют отличие в получаемых технологических эффектах.

На данный момент методами увеличения нефтеотдачи (МУН) охвачено около 100 залежей, что составляет примерно третью часть. В ближайшие годы планируется охватить воздействием МУН половину всех залежей нефти АНК "Башнефть". В этой связи актуальным становится вопрос оптимизации применения различных технологий МУН в зависимости от геолого-физических и технологических условий участков воздействия.

С целью рационального использования богатого опыта АНК "Башнефть" в применении методов увеличения нефтеотдачи при разработке залежей ЗАО "ЛУКОЙл—Пермь" были подобраны залежи Башкортостана, близкие по геолого-промысловым и геолого-физическим параметрам, на которых бы эффективно применялись определенные осадкогелеобразующие технологии.

Для подбора эффективных технологий к определенным залежам были составлены два блока залежей нефти с терригенными (бобриковский и тульский подъярусы) и карбонатными (башкирский, турнейский ярусы) коллекторами и включающих залежи ЗАО "ЛУКОЙл—Пермь" и АНК "Башнефть" с эффективно внедряемыми технологиями. В каждом из этих блоков методом главных компонент были определены группы залежей, близких по геолого-физическим и промысловым параметрам.

Одно из основных достоинств используемого метода главных компонент — возможность установления наиболее значимой комбинации измеря-

емых величин (компоненты, векторы состояния) и исключения их несущественных сочетаний [2]. Поэтому после определения вида главных компонент можно рассматривать только те линейные сочетания, которые дают наибольшую информацию об объектах. Характерный тип уравнения

$$Z_i = \sum L_{ij} \cdot X_j. \quad (1)$$

Метод главных компонент является разновидностью факторного анализа, в которой в качестве факторов выступают линейные комбинации геолого-физических и промысловых параметров, называемые компонентами. В анализ включены следующие геолого-физические и промысловые параметры: средняя глубина залежи (X_3), средневзвешенная нефтенасыщенная толщина (X_4), пористость (X_5), средняя насыщенность нефтью (X_6), проницаемость (X_7), коэффициент песчаности (X_8), коэффициент расчлененности (X_9), пластовая температура (X_{10}), начальное пластовое давление (X_{11}), вязкость нефти в пластовых условиях (X_{12}), плотность нефти в пластовых условиях (X_{13}), плотность дегазированной нефти (X_{14}), объемный коэффициент нефти (X_{15}), содержание серы (X_{16}), парафина (X_{17}) в нефти, давление насыщения нефти газом (X_{18}), газосодержание нефти (X_{19}), плотность воды в пластовых условиях (X_{20}), средний дебит нефти, жидкости (X_{21} , X_{22}), обводненность (X_{23}), отбор нефти от начальных извлекаемых запасов (X_{24}), текущий коэффициент нефтеотдачи (X_{25}), средняя приемистость (X_{26}), компенсация отбора закачкой (X_{27}), плотность нефти в поверхностных условиях (X_{28}).

Первый блок залежей с терригенными коллекторами включал 47 залежей, в том числе 12 залежей ЗАО "ЛУКОЙл—Пермь". Во второй блок залежей с карбонатными коллекторами вошли 28 залежей, 11 из них — залежи ЗАО "ЛУКОЙл—Пермь".

Для первого терригенного блока семь первых компонент (геолого-физических параметров) составляют 76,3 % вклада в дисперсию всех параметров. Первая компонента (26,3 % общей дисперсии) является комбинацией 25 параметров и дает наибольшие вклады в переменные: обводненность продукции, текущая нефтеотдача, средний дебит жидкости. Так, первая компонента рассчитывается по уравнению

$$\begin{aligned} y = & 0,29X_{10} + 0,27X_{11} + 0,22X_{12} + 0,22X_{13} + 0,17X_{14} - \\ & - X_{15} + 0,07X_{16} + 0,19X_{17} + 0,14X_{18} - 0,18X_{19} + 0,06X_{20} + \\ & + 0,14X_{21} + 0,25X_{22} - 0,27X_{23} - 0,24X_{24} - 0,28X_{25} - \\ & - 0,21X_{26} - 0,24X_{27} + 0,10X_{28} + 0,28X_3 - 0,11X_4 - \\ & - 0,22X_5 - 0,08X_6 - 0,09X_7 - 0,07X_8 + 0,09X_9. \quad (2) \end{aligned}$$

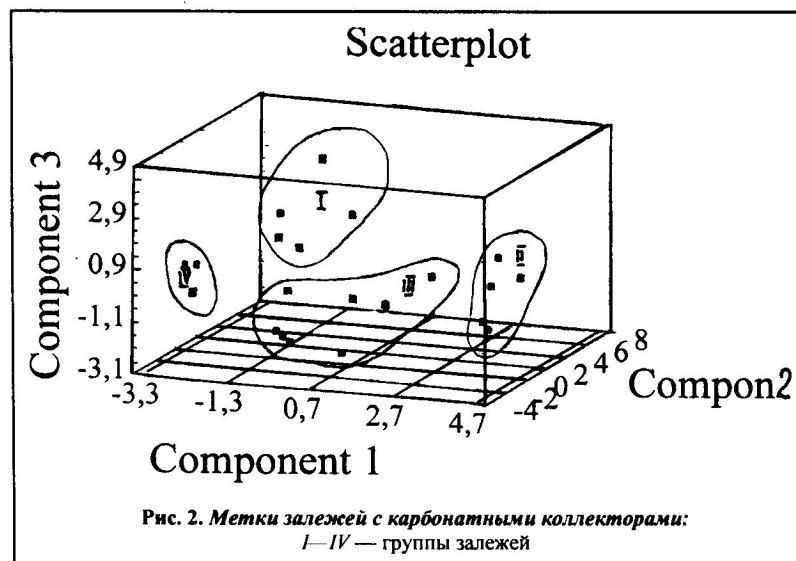
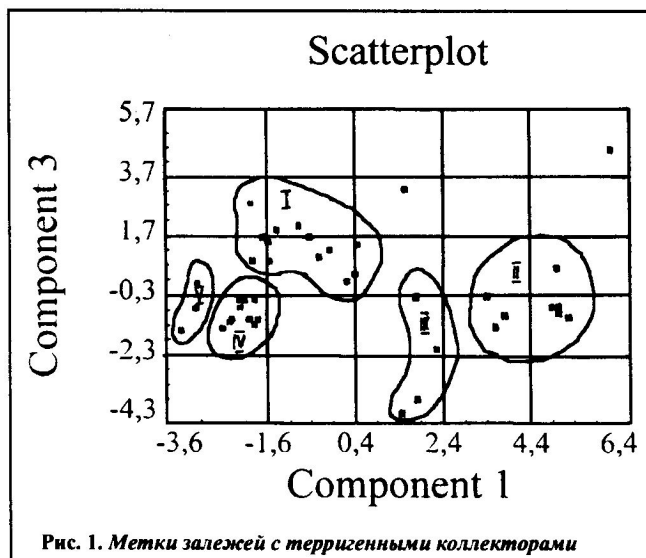
Вторая компонента (14,5 % общей дисперсии) также является комбинацией 25 параметров и дает наибольшие вклады в переменные: плотность нефти в пластовых условиях, газосодержание нефти, вязкость нефти в пластовых условиях. Третья компонента из 12 параметров дает вклад в 10,3 % общей дисперсии (пластовое давление, давление насыщения газом, средний дебит жидкости, коэффициент песчаности, средняя приемистость).

Графическая интерпретация распределения залежей вдоль главных компонент 1 и 3 позволяет сгруппировать их в пять групп по близким значениям геолого-физических и промысловых параметров (рис. 1). Результаты группирования показывают, что рассматриваемые залежи ЗАО с терригенными коллекторами обособились в две отдельные группы (II, III), что свидетельствует о значимом их отличии по геолого-физическим характеристикам и промысловым данным от залежей АНК "Башнефть", приуроченных к одинаковым пластам. Отсюда следует вывод, что технологии увеличения нефтеотдачи пластов, эффективно применяемые на залежах Башкортостана, вошедших в другие группы (I, IV, V), не могут быть однозначно рекомендованы для внедрения на залежах в группах II, III, т. е. технология должна пройти промышленное испытание на одной из этих залежей, прежде чем будет рекомендована для внедрения.

Для второго блока залежей с карбонатными коллекторами семь первых компонент составляют 83 % вклада в дисперсию всех параметров. Значение первой компоненты (y) определяется уравнением

$$y = 0,23X_{10} + 0,10X_{11} + 0,33X_{12} + 0,32X_{13} + 0,24X_{14} - 0,28X_{15} + 0,19X_{16} - 0,17X_{17} + 0,1X_{18} - 0,3X_{19} + 0,08X_{20} - 0,26X_{21} + 0,05X_{22} + 0,16X_{23} - 0,24X_{24} - 0,23X_{25} - 0,23X_{26} + 0,14X_{27} + 0,22X_{28} - 0,02X_{29} + 0,07X_{30} + 0,20X_{31} - 0,01X_{32} - 0,15X_{33} + 0,19X_{34}. \quad (3)$$

Итак, первая компонента, составляющая 27 % общей дисперсии, является комбинацией 25 параметров. Вторая компонента дает 18 % общей дисперсии, третья — 12 %, четвертая — 8 %, пятая — 7 %, шестая — 6 %, седьмая — 5 %. Графическая интерпретация распределения залежей в трехмерном пространстве в координатах "Компонента 2", "Компонента 3" позволяет сгруппировать их в четыре группы (рис. 2). Особенностью блока с карбонатными коллекторами является то, что во всех четырех группах оказались залежи как ЗАО "ЛУКОЙЛ—Пермь", так и Башкортостана. Это позволяет предположить, что в каждой группе методы увеличения нефтеотдачи пластов, эффективно применяющиеся на залежах АНК "Башнефть", могут быть эффективными и для залежей ЗАО "ЛУКОЙЛ—Пермь", попавших в рассматриваемую группу. В первую группу вошли залежи месторождений Змеевское, Опалихинское, Падунское (ЗАО "ЛУКОЙЛ—Пермь"), Щелкановское (АНК "Башнефть"). На Щелкановском месторождении эффективно применяется осадкогелеобразующая технология на основе гивпана и хлористого алюминия. Вторая группа включает залежи месторождений Бугровское, Первомайское, Опалихинское, Западное (ЗАО "ЛУКОЙЛ—Пермь"), Гареевское (АНК "Башнефть"). На Гареевском месторождении эффективно применяется осадкогелеобразующая технология на основе хлористого алюминия. В третью группу вошли залежи и месторождения ЗАО "ЛУКОЙЛ—Пермь" — Березовское, Западное; АНК "Башнефть" — Городецкое, Тарасовское, Таймурзинская, Юсуповская, Яновская, Арланская. На залежах и месторождениях АНК "Башнефть" эффективно применяют гелеобразующие технологии на основе гивпана, жидкого стекла, а также эмульсиеобразующие технологии на основе нефтяных оторочек и нефтеноса.



также эмульсиеобразующие технологии на основе нефтяных оторочек и нефтеноса. В четвертую группу вошли месторождения Змеевское, принадлежащее ЗАО "ЛУКОЙЛ—Пермь", и 3 месторождения АНК "Башнефть" — Игровское, Четырмановское, Югомаш-Максимовское. На указанных объектах АНК "Башнефть" эффективно применяются осадкогелеобразующие технологии на основе гивпана, жидкого стекла с глинистой суспензией, а также эмульсиеобразующие технологии на основе оторочек нефти.

Анализ четырех групп залежей и месторождений позволяет заключить, что на залежах ЗАО "ЛУКОЙЛ—Пермь" ожидается высокая эффективность от применения осадкоге-

леобразующих методов увеличения нефтеотдачи. Успешное применение во всех группах технологий на основе гивпана и жидкого стекла с наполнителем свидетельствует о том, что при подборе реагентов для осадкогелеобразующих технологий к залежам ЗАО предпочтение должно быть отдано композициям, образующим в пласте объемные гели подобно гивпану и жидкому стеклу.

Идентификация залежей Башкортостана и ЗАО "ЛУКойл—Пермь" позволяет с учетом опыта применения МУН на объектах АНК "Башнефть" осуществлять выбор объектов, наиболее пригодных для данного метода воздействия. В результате статистической обработки основных геолого-технологических параметров залежей рассматриваемых нефтя-

ных регионов с применением метода главных компонент выполнено группирование залежей, произведен сопоставительный анализ внедряемых технологий и намечено основное направление при выборе и дальнейшей разработке новых технологий увеличения нефтеотдачи для условий месторождений ЗАО "ЛУКойл—Пермь".

ЛИТЕРАТУРА

1. Сафонов Е. Н., Алмаев Р. Х. Методы извлечения остаточной нефти на месторождениях Башкортостана. — Уфа: РИЦ АК "Башнефть", 1997. — 247 с.
2. Мирзаджанзаде А. Х., Ширинзаде С. А. Повышение эффективности и качества бурения глубоких скважин. — М.: Недра, 1986. — 278 с.

УДК 622.276.6

КОМПОЗИЦИИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ОСНОВЕ ОТРАБОТАННОЙ ЩЕЛОЧИ

Ю. Н. Ягафаров,, Г. Х. Якименко, В. Н. Хлебников, Р. Х. Алмаев
(НГДУ "Ишимбайнефть", ООО "БашНИПИнефть")

Ведущими методами воздействия на нефтяные пласты месторождений АНК "Башнефть" являются различные осадко- и гелеобразующие технологии [1]. Внутрискважинное осадко- и гелеобразование позволяет снизить проницаемость водопроводящих каналов и пропластков нефтяного коллектора, что приводит к выравниванию фронта вытеснения нефти из послойно-неоднородных пластов и позволяет вовлечь в разработку слабодренированные участки пласта. В технологиях повышения нефтеотдачи перспективно использовать крупнотоннажные вторичные материальные ресурсы (ВМР). Ранее было показано, что отработанная щелочь (ОЩ) процессов газоочистки — крупнотоннажный ВМР — может быть использована в осадкообразующих технологиях [2, 3]. Отработанная щелочь представляет собой водный раствор, содержащий 5...8 % гидроксида и карбоната натрия.

Лабораторные исследования проводили на примере Уршакского (терригенный девон) и Арланского (терригенный карбон) месторождений АНК "Башнефть". Объем осадков, которые образуются при смешении ОЩ с минерализованными водами, сильно зависит от солевого состава вод и часто недостаточен для значительного снижения проницаемости. Поэтому были исследованы добавки, усиливающие осадкообразование: полимеры, лигносуль-

В статье представлены результаты лабораторного исследования и промыслового испытания технологий повышения нефтеотдачи на основе крупнотоннажного вторичного материального ресурса нефтехимии — отработанной щелочи мокрых процессов газоочистки. Показано, что композиции на основе отработанной щелочи эффективны в условиях месторождений на заключительной стадии разработки.

In the article represented are the laboratory and field test results of technologies for enhanced oil recovery on the basis of large-tonnage petrochemical secondary material resources — used alkali of wet gas purification processes. It is displayed that used alkali-based compositions are effective in oilfields under later development stage conditions.

фонат (ЛГС), кубовые остатки производства этиленгликоля (КЭГ) и жидкое стекло. Все испытанные добавки можно разделить на два типа: полимеры, добавляемые в композицию в небольшом количестве, и соосадители, содержание которых в композиции соизмеримо с содержанием щелочных компонентов в ОЩ.

Добавка полимеров в отработанную щелочь позволяет увеличить объем осадков. В лабораторных условиях были испытаны анионоактивный полиакриламид (ПАА) CS-30 (молекулярная масса $14,6 \cdot 10^6$, степень гидролиза — 11 %), катионный полиэлектролит ВПК-402 (ТУ 6-09-2009-238-86 изм. 1) и карбоксиметилцеллюлоза КМЦ-500. Однако, как и в случае ОЩ, для композиции ОЩ + полимер сохраняется зависимость осадкообразования от состава вод, что, по-видимому, связано с растворимостью полимеров в низко- и среднеминерализованных водах. То есть композиции ОЩ + полимер будут эффективны в условиях месторождений с высокоминерализованными водами. Среди испытанных полимеров наибольшее влияние на осадкообразование оказывает ПАА.

Композиции ОЩ + соосадитель (лигносульфонат, кубовые остатки этиленгликоля или жидкое стекло) способны образовывать большой объем гелей и гелеобразных осадков, причем их объем мало зависит от уровня минерализации воды.

Фильтрационные исследования композиций на основе ОЩ показали их способность эффективно снижать (регулировать) проницаемость неоднородных пористых сред. Кроме того, композиции ОЩ + соосаждитель обладают заметным нефтewытесняющим действием, что связано с изменением смачиваемости поверхности коллектора и образованием ПАВ при реакции активных компонентов нефти с ОЩ. Подробно результаты физико-химического и фильтрационного исследования ОЩ и композиций на ее основе изложены в работах [2—10].

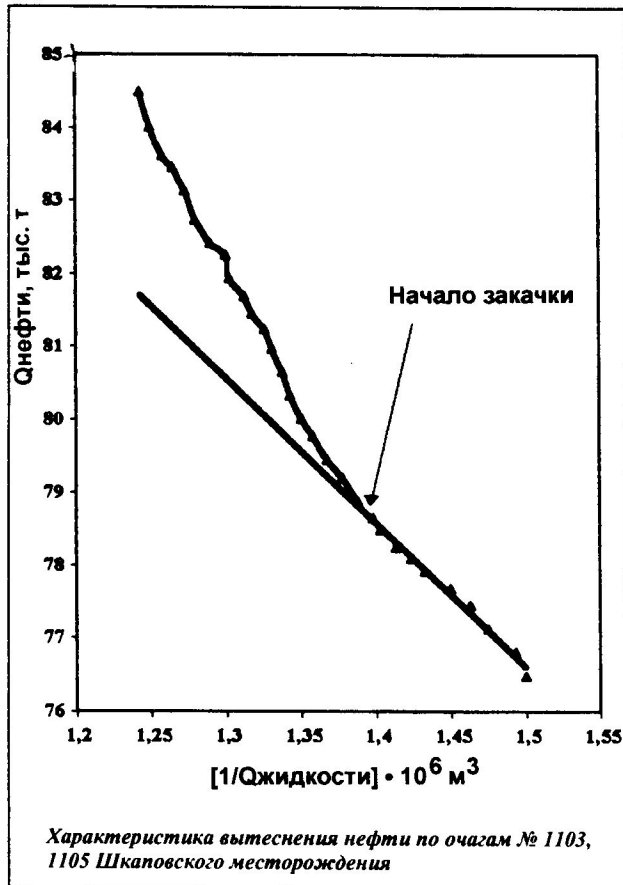
Эффект от применения осадко- и гелеобразующих композиций на основе ОЩ определяли согласно РД 39—147035—209—87 [11], усовершенствованному применительно к условиям месторождений АНК "Башнефть". Количество дополнительной добычи нефти устанавливали по характеристикам вытеснения (пример на рисунке), а также по динамике показателей эксплуатации скважин с использованием базового уровня обводненности. Кроме того, по динамике показателей эксплуатации скважин определяли снижение объема попутно добываемой воды.

Промысловые испытания ОЩ и композиции ОЩ + полиакриламид проводили на Уршакском месторождении (терригенный девон, пласт Д₁). Средняя проницаемость пласта 0,14 мкм², пористость 16 %, пластовая температура 45 °С, вязкость нефти в пластовых условиях 5,2 мПа·с. Закачку композиции осуществляли в нагнетательные скв. 526 и 530 в

следующей последовательности: буфер пресной воды, оторочка ОЩ или раствора ПАА в ОЩ, буфер пресной воды и продавливание растворов в пласт сточной водой. Затем закачку останавливали на 2...3 сут для реагирования. Периодичность закачек и расход реагентов приведены в таблице. Гидродинамическими исследованиями было обнаружено, что применение технологии обеспечивает расширение поглощающих интервалов, выравнивание фронта закачки и снижение проницаемости призабойной зоны пласта. В результате воздействий происходило снижение обводненности на 4...25 % и увеличивались дебиты нефти в добывающих скважинах. В целом по скв. 526 за все время промысловых испытаний дополнительно получено 6150 т нефти и сокращен объем попутно добываемой воды на 118200 м³. По скв. 530 суммарная дополнительная добыча составила 15800 т нефти, объем попутно добываемых вод уменьшился на 239100 м³.

Объем закачки реагентов на Уршакском месторождении

Номер скважины	Дата обработки	Нефтенасыщенная толщина, м	Приемистость, м ³ /сут	Расход реагентов	
				ОЩ, м ³	ПАА, кг
530	июль, 93 г.	6	83	40	—
	июль, 95 г.		100	40	—
	июль, 96 г.		100	35	5
	июль, 97 г.		70	35	5
526	июль, 93 г.	7	146	40	—
	июль, 95 г.		138	40	—
	июль, 96 г.		57	35	5
	июль, 97 г.		38	35	5



Испытание композиции ОЩ + лигносульфонат было проведено на Шкаповском месторождении (терригенный девон, пласт Д_{IV}). Пласт Д_{IV} является основным эксплуатационным объектом данного месторождения: средняя нефтенасыщенная толщина составляет 6,1 м, пористость — 18 %, проницаемость — 0,33 мкм². В пластовых условиях вязкость нефти равна 0,95 мПа·с, плотность — 744 кг/м³. Опытный участок включал две нагнетательные (скв. 1103 и 1105) и четыре добывающие (856, 834, 471 и 1106) скважины. Средняя обводненность продукции до воздействия составляла 95...96 %. Закачки были проведены в октябре-ноябре 1994 г. в следующей последовательности: первая оторочка — 3 м³ раствора лигносульфоната, вторая оторочка — 30 м³ ОЩ. До и после оторочки ОЩ закачивали буфер пресной воды (6 м³). Процесс заканчивали закачкой продажной жидкости — сточной воды (8 м³), и скважину оставляли в покое на 2...3 сут для реагирования. В результате воздействия снизилась гидропроводность пласта. Исследование РГД до и после закачки композиции показало, что в результате воздействия произошли увеличение охвата пласта заводнением и частичное выравнивание профиля

приемистости. Всего из скважин Шкаповского месторождения было дополнительно добыто 3090 т нефти при уменьшении объема попутно добываемой воды на 80400 м³.

Промысловое испытание композиции ОЩ + жидкое стекло на Арланском месторождении было начато в 1994 г. В две нагнетательные скв. 6096 (пласт С₂ толщиной 4 м, Николо-Березовская площадь) и 537 (пласты С₂, С₄ и С₆ общей толщиной 18 м, Арланская площадь) была закачана смесь 42 т жидкого стекла и 195 т отработанной щелочи. Степень выработки запасов нефти на первом опытном участке составляла на момент воздействия 45 %, второго — 40 %, обводненность добываемой нефти — 97...99 %. В скв. 6096 (приемистость 160 м³/сут при давлении нагнетания 14,2 МПа) последовательно закачали буфер пресной воды (15 м³), смесь 13 т жидкого стекла и 59 т отработанной щелочи, буфер пресной воды (15 м³) и 60 м³ сточной воды. Затем закачку прекратили на 4 сут. После воздействия приемистость скв. 6096 уменьшилась (130 м³/сут при давлении нагнетания 13,5 МПа). В скв. 537 (приемистость 650 м³/сут при давлении нагнетания 12,0 МПа) было последовательно закачано: буфер пресной воды (14 м³), смесь 29 т жидкого стекла и 136 т отработанной щелочи, буфер пресной воды (18 м³) и 57 м³ сточной воды. Затем закачку остановили на 4 сут и 4 сут вели уменьшенную закачку сточной воды (300 м³/сут при давлении 10,8 МПа). После воздействия приемистость скв. 537 практически не изменилась (730 м³/сут при давлении нагнетания 14,5 МПа).

В результате воздействия на обоих опытных участках наблюдали заметное снижение обводненности добываемой нефти (в отдельные месяцы до 40 %), однако технологический эффект воздействия оказался относительно небольшим. Прирост добычи нефти составил 2390 т, объем попутно добываемых вод снизился на 66400 м³.

Таким образом, исследования показали, что такой крупнотоннажный щелочной отход нефтехимии, как ОЩ является перспективным реагентом

для повышения нефтеотдачи на заключительной стадии разработки месторождений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Сафонов Е. Н., Алмаев Р. Х. Методы извлечения остаточной нефти на месторождениях Башкортостана. — Уфа: РИЦ АНК "Башнефть", 1997. — 247 с.
2. Хлебников В. Н., Ганиев Р. Р., Якименко Г. Х., Локтионов А. Г. Использование отработанной щелочи для повышения нефтеотдачи Уршакского месторождения // НТЖ. Нефтепромысловое дело. — 1995. — № 11-12. — С. 19—21.
3. Пат. 2069260 РФ, МПК Е 21 В 43/32. Способ увеличения нефтеотдачи пластов /Ганиев Р. Р., Хлебников В. Н., Якименко Г. Х. и др. // БИ. — 1996. — № 32.
4. Хлебников В. Н., Ленченкова Л. Е. Гелеобразующие композиции для нефтедобычи // Башкирский химический журнал. — 1997. — Т. 4, вып. 1. — С. 50—54.
5. Хлебников В. Н., Ленченкова Л. Е. Новая гелеобразующая композиция для Арланского месторождения // Башкирский химический журнал. — 1997. — Т. 5, вып. 2. — С. 72—74.
6. Пат. 2097539 РФ, МПК Е 21 В 43/22. Состав для регулирования проницаемости пласта и изоляции водопритоков /Хлебников В. Н., Якименко Г. Х. и др. // БИ. — 1997. — № 33.
7. Пат. 2097541 РФ, МПК Е 21 В 43/22. Состав для регулирования проницаемости пласта и изоляции водопритоков /Хлебников В. Н., Ганиев Р. Р., Якименко Г. Х. и др. // БИ. — 1997. — № 33.
8. Пат. 2097537, РФ Е 21 В 43/22. Состав для регулирования проницаемости пласта и изоляции водопритоков /Хлебников В. Н., Ганиев Р. Р., Якименко Г. Х. и др. // БИ. — 1997.
9. Пат. 2097542 РФ, МПК Е 21 В 43/22. Состав для повышения нефтеотдачи и регулирования проницаемости пласта /Хлебников В. Н. и др. // БИ. — 1997. — № 33.
10. Пат. 2133338 РФ, МПК Е 21 В 43/22. Состав для регулирования проницаемости пласта /Хлебников В. Н., Алмаев Р. Х., Якименко Г. Х. и др. // БИ. — 1999. — № 20.
11. РД 39—147035—209—87. Методическое руководство по определению технологической эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов.

ЗАКОН ГЕНРИ И ВЛИЯНИЕ ДАВЛЕНИЯ НА РАСТВОРИМОСТЬ ИДЕАЛЬНОГО ГАЗА И НЕСЖИМАЕМОЙ ЖИДКОСТИ

А. Н. Вульфсон

(Институт проблем нефти и газа РАН)

Известно, что нефть на глубине залегания подвержена высоким пластовым давлениям и, следовательно, способна содержать значительное количество растворенного газа. При движении нефти по стволу скважины, в нефтепроводах и особенно в резервуарах происходит интенсивное выделение газа из нефти (дифференциальное испарение), связанное со значительным понижением давления. Физическая природа этого явления определяется термодинамикой фазового равновесия [1, 2].

Рассмотрим вопрос о растворимости газовой и жидкой фаз в жидкости на основе условия фазового равновесия, дополненного уравнением для осмотического давления Вант-Гоффа. Результаты исследований позволяют термодинамически обосновать и значительно расширить область приложения классической формы закона Генри.

Уравнение Вант-Гоффа. Пусть N_w , N_c — число молей растворителя и растворимого вещества; v_w , v_c — молярные объемы растворителя и растворимого вещества, соответственно. Пусть N_{cs} — число молей вещества, растворенного в растворителе. Рассмотрим концентрацию раствора в молярных долях, полагая, что

$$c = N_{cs}/N_w. \quad (1)$$

Будем считать далее, что растворимое вещество, подобно газу, занимает весь предоставленный ему объем растворителя. Пусть v_{cs} — молярный объем растворенного вещества. Тогда

$$v_{cs} = \frac{v_w}{c}. \quad (2)$$

Известно, что хаотическое движение молекул растворенного вещества в растворе создает осмотическое давление π^* , которое часто может быть измерено с помощью техники полупроницаемых мембран [3]. Рассматривая растворенное вещество как идеальный газ, занимающий объем растворителя, используем уравнение Вант-Гоффа

$$\pi^* v_w / RT = c, \quad (3)$$

где R — универсальная газовая постоянная;

T — абсолютная температура.

Подробнее об уравнениях состояния растворенного вещества см. в работах [4, 5].

Предложен термодинамический вывод обобщенной формы закона Генри. Рассмотрено качественное сопоставление термодинамической теории с экспериментальными данными.

The thermodynamics proof of the general form Henry's law is suggested. The results of the qualitative comparing thermodynamics theory with experimental date is presented.

Закон Генри и условие фазового равновесия.

Пусть газовая и жидкая фазы растворимого вещества соприкасаются с плоской поверхностью жидкого растворителя. Предположим, что термодина-

мическая система расположена в фиксированном термостате T при заданном переменном внешнем давлении p .

В условиях фазового равновесия молярный химический потенциал растворенного вещества ϕ_{cs} равен молярному химическому потенциалу в газовой или жидкой фазе ϕ_c . При этом растворенное в растворителе вещество находится при осмотическом давлении π^* , а газовая или жидкая фаза — под давлением p . В итоге на плоской поверхности соприкасающихся фаз

$$\phi_{cs}(T, \pi^*) = \phi_c(T, p). \quad (4)$$

Пусть π_0^* — осмотическое давление растворенного вещества при давлении p_0 . Тогда из выражения (4) следует, что

$$\phi_{cs}(T, \pi_0^*) = \phi_c(T, p_0). \quad (5)$$

Вычитая выражение (5) из уравнения (4), получим основное соотношение

$$\phi_{cs}(T, \pi^*) - \phi_{cs}(T, \pi_0^*) = \phi_c(T, p) - \phi_c(T, p_0). \quad (6)$$

Преобразуем левую и правую части уравнения (6) с учетом выражений (2) и (3). Тогда

$$\begin{cases} \phi_{cs}(T, \pi^*) - \phi_{cs}(T, \pi_0^*) = \int_{\pi_0^*}^{\pi^*} v_{cs} d\pi^* = RT \ln \frac{c}{c_0}, \\ \phi_c(T, p) - \phi_c(T, p_0) = \int_{p_0}^p v_c dp, \end{cases} \quad (7)$$

где c , c_0 — концентрации растворенного вещества, соответствующие осмотическим давлениям π^* , π_0^* .

С учетом соотношений (7) условие фазового равновесия (6) примет вид

$$\ln \frac{c}{c_0} = \frac{1}{RT} \int_{p_0}^p v_c dp. \quad (8)$$

В случае, если в растворитель переходят молекулы идеального газа, то $v_c = RT/p$, из соотношения (8) следует, что

$$\frac{c}{c_0} = \frac{p}{p_0}. \quad (9)$$

В случае, если в растворитель переходят молекулы несжимаемой жидкости, то $v_c = v_c(T)$, и из соотношения (8) следует, что

$$\ln \frac{c}{c_0} = \frac{v_c(p - p_0)}{RT}. \quad (10)$$

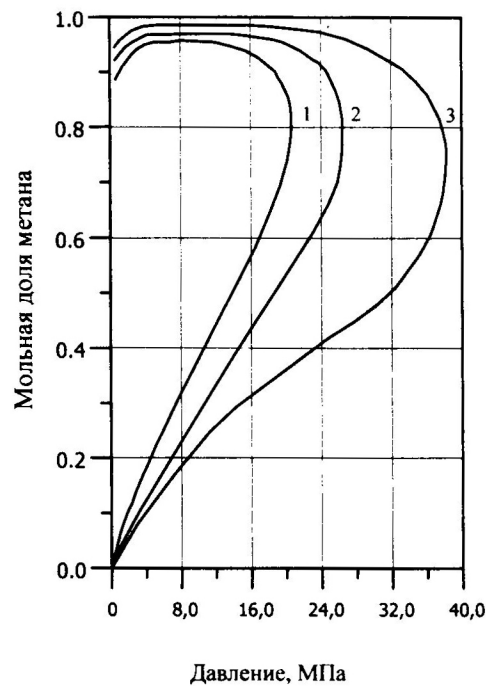
Соотношения (9), (10) представляют собой различные предельные формы закона Генри, выражающие зависимость концентрации растворенного вещества от внешнего давления.

Заметим также, что соотношение типа (10) описывает изменение растворимости твердого тела в жидкости.

Существенно, что концентрация c_0 является функцией температуры T , поэтому соотношения (8)–(10) задают зависимость концентрации как от температуры, так и от давления.

Качественное сопоставление изложенной теории с лабораторными экспериментами представлено на рисунке, на котором изображены фазовые диаграммы концентрация — давление в системах растворов соответственно метан — гексан, метан — циклогексан и метан — бензол при 40 °С [2]. В самом деле, при малых давлениях растворимый метан подчиняется уравнению состояния идеального газа и его растворимость в жидкости достаточно хорошо аппроксимируется соотношением (9). По мере увеличения давления растворимый метан подчиняется уравнению состояния, близкого к несжимаемой жидкости, и его растворимость описывается уравнением (10). При этом растворимость метана в жидкой фазе уменьшается при изменении химического состава от парафинового углеводорода к нафтеновому и от нафтенового к ароматическому.

Таким образом, соотношения (9), (10) позволяют значительно расширить область приложения классической формы закона Генри.



Диаграммы концентрация — давление в системах растворов соответственно метан — Н-гексан (1), метан — циклогексан (2) и метан — бензол (3) при 40 °С

ЛИТЕРАТУРА

1. Степанова Г. С. Фазовые превращения углеводородных смесей газоконденсатных месторождений. — М.: Недра, 1974. — 271 с.
2. Намиот А. Ю. Фазовые равновесия в добыче нефти. — М.: Недра, 1976. — 189 с.
3. Дытнерский Ю. И. Обратный осмос и ультрафильтрация. — М.: Химия, 1978. — 351 с.
4. Вульфсон А. Н. О конденсации водяного пара на поверхности растворимых частиц аэрозоля, входящего в состав прибрежной дымки, и оптическом коэффициенте ослабления // Физика атмосферного аэрозоля. Междунар. конф., Москва, 12–17 апреля 1999 г.: Сб. тр. — М.: Диалог—МГУ, 1999. — С. 111–126.
5. Вульфсон А. Н. Закон Рауля для концентрированных и умеренно пересыщенных растворов и описание зависимости коэффициента аэрозольного ослабления морской дымки от влажности // Междунар. аэрозольная конф., посвященная памяти проф. А. Г. Сутугина, Москва, 26–30 июня 2000 г.: Сб. тез. докл. — М.: РИЦ МГИУ, 2000. — С. 21–22.

ПРИВЛЕЧЕНИЕ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ СВЯЗЕЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ КОНДИЦИЙ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПО КЕРНУ

А. Б. Сахаутдинов, Л. Р. Юмашева
(БашНИПИнефть)

Для оценки нижней границы фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов нефти и газа применяются различные методы [1]. Один из них использует "излом" зависимости параметра насыщения (P_n) от проницаемости ($K_{пр}$) при водонасыщенности (K_v), равной остаточной ($K_{во}$). В этом случае для уверенной оценки требуется проведение большого количества довольно трудоемких определений параметра насыщения (P_n) и остаточной водонасыщенности ($K_{во}$) по керну с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, абсолютные значения которых определяются с большой погрешностью. Причем образцов такого керна часто недостаточно для получения статистически значимого результата. При достаточно большом числе определений остаточной водонасыщенности ($K_{во}$), остаточной нефтенасыщенности ($K_{но}$) и надежной зависимости параметра насыщения $P_n(K_v)$ предлагается использовать для оценки нижней границы проницаемости ($K_{пр}$) точку пересечения линий корреляционных связей, полученных на совокупностях $P_n(K_v)_{K_v=K_{во}}$, $K_{пр}$ и $P_n(K_v)_{K_v=1-K_{но}}$, $K_{пр}$. Физически эта точка представляет собой граничное значение параметра насыщения при изменении водонасыщенности от предельно высокой до остаточной для керна сформировавшегося продуктивного коллектора, т. е. при изменении водонасыщенности в области, соответствующей динамической проницаемости и пористости (появление подвижной УВ фазы).

Так как обычно методика определения ФЕС, принятая в лабораторной практике, позволяет сформировать достаточно представительные выборки для определения остаточной водонасыщенности ($K_{во}$) и остаточной нефтенасыщенности ($K_{но}$) при хорошей освещенности разреза керном, граничное значение проницаемости ($K_{пр}$) определяется статистически значимо и однозначно. Поскольку корреляционные связи $P_n(K_v)_{K_v=K_{во}}$ и $P_n(K_v)_{K_v=1-K_{но}}$ с проницаемостью определяются по большой выборке образцов керна, влияние засоряющих выборку данных (определений по образцам керна, ошибочно относимых к коллектору в силу каких-либо причин: неполный вынос керна, некаче-

Предлагается при наличии статистически значимых петрофизических связей, получаемых по данным определений на керне, их использование для оценки нижних границ фильтрационно-емкостных свойств коллекторов нефти и газа.

In the article, it is proposed to use petrophysical links being obtained from determination data on core for the evaluation of the lower limits of filtration-capacity characteristics of oil and gas reservoirs if these statistically significant links are available.

ственный каротажный материал, ошибочная привязка и т. п.), на поведение линии регрессии незначительно.

Рассмотрим методику определения нижней границы проницаемости на примере продуктивных отложений турнейского яруса Бузовьязовского месторож-

дения, для которых корреляционная связь параметра насыщения с водонасыщенностью описывается уравнением [2]

$$\lg P_n = 2,84 - 1,43 \lg K_v \quad r = -0,97. \quad (1)$$

Подставляя в это уравнение значения остаточной водонасыщенности ($K_v = K_{во}$ и $K_v = 1 - K_{но}$) для соответствующих значений проницаемости ($K_{пр}$), получаем две совокупности (рис. 1, а), по которым методом наименьших квадратов (МНК) определяем соответствующие уравнения регрессии:

$$1 - P_n = 3,602 \lg K_{пр} + 9,695, \quad r = 0,793; \quad (2)$$

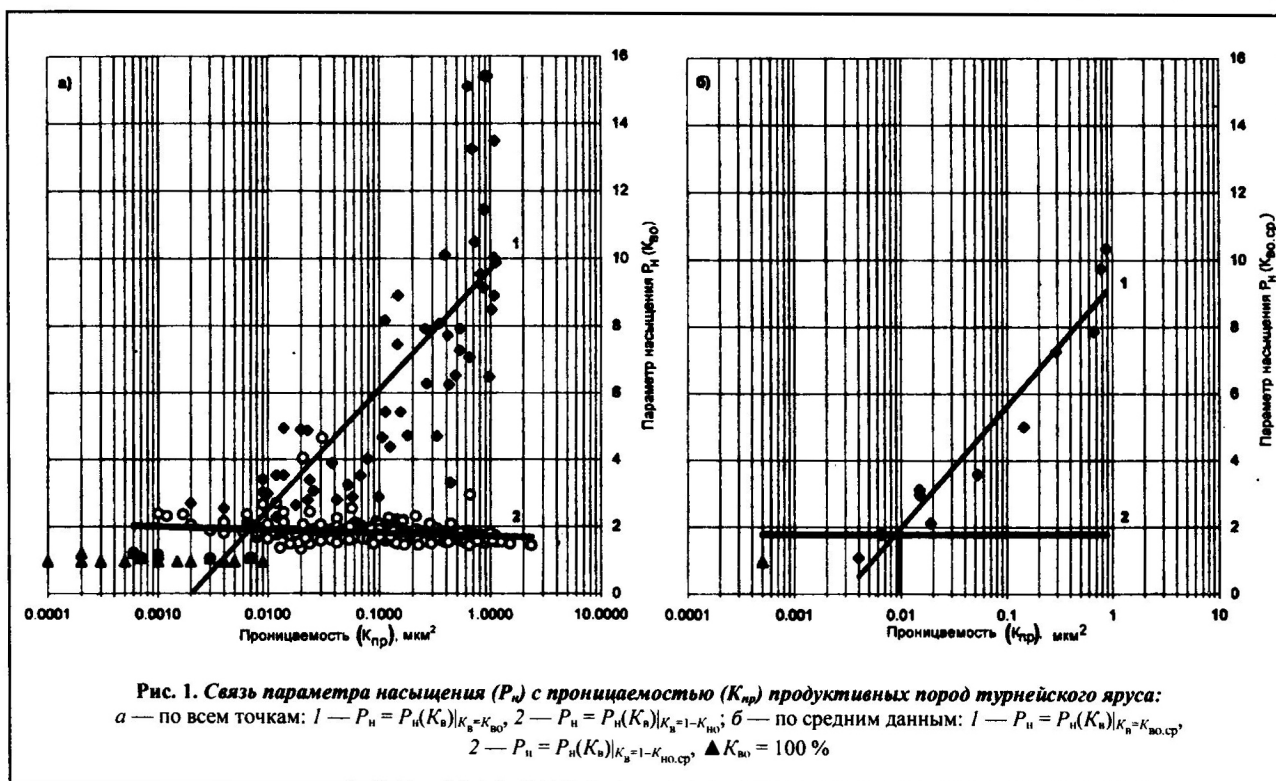
$$2 - P_n = -0,094 \lg K_{пр} + 1,713, \quad r = -0,176. \quad (3)$$

Следует отметить, что при определении корреляционной связи $P_n(K_v)_{K_v=K_{во}}$, $K_{пр}$ значение остаточной водонасыщенности ($K_{во} = 100\%$) не используются, поскольку отыскивается связь в области, где УВ фаза становится подвижной.

Для оперативной оценки можно использовать средние значения остаточной водонасыщенности по интервалам пористости и среднее значение остаточной нефтенасыщенности ($K_{но-ср}$) для исследуемых продуктивных пород. Как правило, связь остаточной нефтенасыщенности с проницаемостью для большинства коллекторов почти не прослеживается (так, на рис. 1, а $r = -0,176$) и использование горизонтали, соответствующей среднему значению остаточной нефтенасыщенности для исследуемого пласта (рис. 1, б), привносит ошибку в пределах погрешности определений. Уравнение регрессии, полученное по усредненным данным, приведенным на рис. 1, б, имеет вид:

$$1 - P_n = 3,652 \lg K_{пр} + 9,286, \quad r = 0,966. \quad (4)$$

Горизонталь 2 на рис. 1, б — $P_n = 1,8$ — значение параметра насыщения, соответствующее среднему значению остаточной нефтенасыщенности исследуемого пласта. Сравнивая рис. 1, а и б, видим, что результаты определения нижней границы коэффи-



коэффициента проницаемости по всем данным и по значениям, усредненным по интервалам пористости, получаются достаточно близкими ($K_{пр}^* = 0,007$ мкм² по рис. 1, а, $K_{пр}^* = 0,009$ мкм² по рис. 1, б). При определении корреляционной связи $P_n(K_v)|_{K_v=K_{во}}$, $K_{пр}$ на рис. 1, б точка $K_{во} = 100\%$ (выделенная знаком $\blacktriangle$) не используется. Искомое граничное значение проницаемости ($K_{пр}$) на рис. 1, б определяется как точка пересечения полученной зависимости с горизонталью, соответствующей значению $P_n(K_v)|_{K_v=1-K_{во,ср}}$.

Далее, используя полученное значение $K_{пр}^*$, можно, привлекая петрофизические связи между фильтрационно-емкостными параметрами, которые приведены в табл. 1 и на рис. 2, оценить водонасыщенность $K_{во}^*$ и степень невязки этих связей как расхождение оценок величины $K_{во}^*$ по сравнению с погрешностью ее определения.

Таблица 1

Петрофизические связи между фильтрационно-емкостными параметрами керна

Связь	Уравнение	r	Число точек	Область определения
$K_{пр}(K_{п})$	$\lg K_{пр} = 0,243 K_{п} - 4,046$	0,763	238	$K_{п}(6,7 \sim 17,1)\%$
$K_{во}(K_{пр})$	$K_{во} = 19,32 - 13,648 \lg K_{пр}$	0,863	62	$K_{пр}(0,0020 \sim 1,1290)$ мкм ²
$K_{во}(K_{п})$	$K_{во} = 135,12 - 94,933 \lg K_{п}$	0,826	62	$K_{п}(6,7 \sim 17,1)\%$

Используя связь $K_{во}(K_{пр})$ на рис. 2, б, получим по ней оценку значения $K_{во}^*$. С другой стороны, эту величину оценим по связи $K_{во}(K_{п})$ на рис. 2, в, используя значение $K_{п}^*$, определенное по связи $K_{п}(K_{пр})$ на рис. 2, а при значении $K_{пр} = K_{пр}^*$. Полученные таким образом оценки приведены в табл. 2.

Таблица 2

Оценка нижних граничных значений ФЕС по керну

Параметр	По данным отдельных определений	По усредненным данным
$K_{пр}^*$, мкм ²	0,007	0,009
$K_{п}^*$, %	7,8	8,3
$K_{во,пр}^*$, %	49	47
$K_{во,п}^*$, %	51	48

Все приведенные зависимости были получены по данным лабораторных исследований при атмосферных условиях по керну продуктивных отложений турнейского яруса скв. 301, 3164, 3253 Бузовьязовского месторождения. Остаточная водонасыщенность ($K_{во}$) получена модифицированным методом испарения [3], а остаточная нефтенасыщенность — методом сушки [4].

Сравнивая полученные оценки водонасыщенности ($K_{во,пр}^*$ и $K_{во,п}^*$), можно оценить степень невязки используемых связей и в случае большой невязки (значительно превышающей погрешность определе-

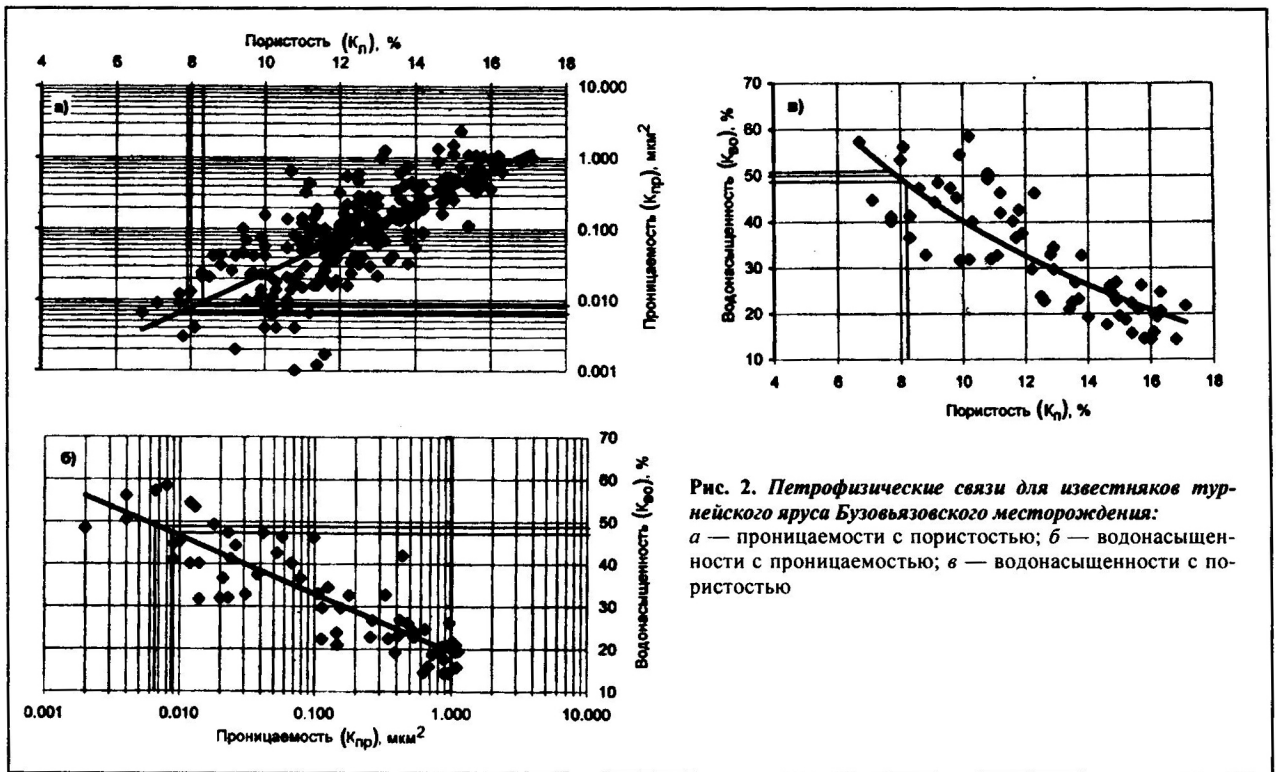


Рис. 2. Петрофизические связи для известняков турнейского яруса Бузовьязовского месторождения: а — проницаемости с пористостью; б — водонасыщенности с проницаемостью; в — водонасыщенности с пористостью

ний) скорректировать искаженную связь исходя из физической природы определяющих ее петрофизических параметров.

В нашем случае полученные по предлагаемой методике оценки $K_{во}$ по зависимостям $K_{во}(K_{пр})$ и $K_{во}(K_n)$ с использованием зависимости $K_{пр}(K_n)$ для карбонатных пород турнейского яруса Бузовьязовского месторождения практически совпадают, что свидетельствует о кондиционности полученных по керну зависимостей и позволяет рекомендовать их для использования в математических моделях. Кроме того, оценки, полученные по средним значениям параметров, довольно близки к оценкам по массиву отдельных определений и их можно использовать для оперативной оценки.

Таким образом, предложенная методика позволяет:

1. Получить оперативную оценку нижних граничных значений ФЕС по керну.
2. Оценить степень невязки петрофизических зависимостей.
3. В случае невязки, не превышающей погрешность определений, рекомендовать полученные

петрофизические зависимости для использования в математических моделях при интерпретации данных ГИС, подсчете запасов и проектировании разработки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Митрофанов В. П., Чернова Л. И., Бейзман В. Б., Хижняк Г. П. О кондициях фильтрационно-емкостных свойств нефтенасыщенных пород // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 1999. — № 10. — С. 14—18.
2. Проняков В. А., Зайнутдинов Р. С., Коробов К. Я., Сахатудинов А. Б. О свойствах карбонатных пород турнейского яруса Бузовьязовского месторождения // Современные инструментальные физико-химические и гидродинамические методы исследований пластовых флюидов, пород и продуктивных пластов: Тр. / БашНИПИнефть. — 1999. — Вып. 97. — С. 60—67.
3. Messer E. S. — Interstitial Water Determination by on Evaporation Method-Trans. ALMe. — 1951. — Vol. 192, № 3. — P. 130—132.
4. СТО 03—37—92. Породы горные. Лабораторное определение остаточной нефтенасыщенности пород по кернам методом сушки. — Уфа: БашНИПИнефть, 1992. — 21 с.

**Руководители
предприятий и организаций
нефтегазового комплекса**

Выставочная фирма "Южно-Российский экспоцентр" и ОАО "ВНИИОЭНГ" при содействии Минэнерго РФ организуют с 19 по 23 ноября 2001 г. в г. Ростове-на-Дону первую специализированную выставку под девизом "Нефтегаз — Нефтехимия 2001". На выставке будут представлены современное оборудование и новейшие технологии в области нефтегазовой и нефтехимической промышленности. В рамках выставки предусмотрено проведение конференции по проблемам нефтегазовой, нефтехимической и нефтеперерабатывающей отраслей.

Просим рассмотреть вопрос об участии в выставке "Нефтегаз — Нефтехимия 2001" и в случае заинтересованности сообщить в оргкомитет по адресу: 344007 Россия, г. Ростов-на-Дону, ул. Московская, 63.

Контактные телефоны: (8632) 622-883, 622-876, т/факс (8632) 623-539, 441-059.
117420 Москва, ул. Наметкина, 14, корп.Б, ОАО "ВНИИОЭНГ".
Контактные т/факс: (095) 332-0042, 332-0628, 332-0038.

Оргкомитет выставки

Научно-технические журналы: "Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений"; "Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море"; "Нефтепромысловое дело"; "Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности"; "Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе".