Г-146

НОВЫЕ ДАННЫЕ ПО ГЕОЛОГИИ И РАЗВЕДКЕ НЕФТИ В ВОЛГО-КАМСКОЙ НЕФТЕНОСНОЙ ОБЛАСТИ

[55.3:552(234)]

ОТ РЕДАКТОРА

В настоящем сборнике публикуются работы сотрудников Геологического института (г. Казань), которые были вынесены для обсуждения на конференции молодых ученых института (1964 г.) и на итоговой научной конференции института, проходившей в 1965 г.

В сборник включены работы, касающиеся в основном районов Среднего Поволжья и Прикамья, они посвящены оценке перспектив нефтеносности, прогнозным запасам нефти и газа, тектонике кристаллического фундамента и осадочной толщи, итогам геофизических исследований и экономике нефтяной промышленности.

Печатается по постановлению Редакционно-издательского совета Министерства геологии СССР от 29. XII 1965 г.

ОТВЕТСТВЕННЫЙ РЕДАКТОР

доктор геолого-минералогических наук
профессор *В. А. ЛОБОВ*

п56149
Центральная научная
БИБЛИОТЕКА
Академии наук Киргизской ССР

ТРУДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА
(г. Казань)

№ 14 *1966*

В. А. Лобов, Р. Н. Валеев, Л. Д. Файзуллин,
Н. С. Исхакова, Л. М. Рахимова

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ К ОБОСНОВАНИЮ ПОДСЧЕТА ПРОГНОЗНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА ВОЛГО-КАМСКОГО КРАЯ

В результате нефтепоискового бурения, а также по общегеологическим соображениям запасы нефти западных районов платформы не могут быть поставлены в сравнение с колоссальными скоплениями нефти ее восточных окраин. Богатейшие месторождения нефти, региональная нефтеносность по существу всего осадочного чехла на востоке и юго-востоке, снижающаяся в западном направлении, переходят, наконец, в проблематичные нефте- и газопроявления западных областей платформы.

Это, видимо, явление неслучайное. Могут сказать, что Западная Татария еще очень слабо изучена, недостаточно пробурено глубоких скважин. Но если вспомнить историю разведки Восточной Татарии, Башкирии и др. областей, то уже при том же количестве глубоких скважин на востоке не только была установлена региональная нефтеносность, но и открыт целый ряд месторождений.

Анализ закономерностей регионального размещения месторождений, нефте- и газопроявлений говорит скорее всего в пользу вторичности нефти, отсутствия связи ее с предполагаемыми нефтематеринскими толщами девона и карбона. Установленная тенденция снижения объемов нефти в ловушках с востока на запад, закономерное зональное размещение месторождений по площади и разрезу говорят о том, что нефть, проникая с востока, юго-востока на запад, вверх по региональному подъему, все в меньших количествах, задерживалась многочисленными ловушками, «распыляясь и размазываясь» по проводящим пластам и вверх по разрезу. Крайняя внешняя граница распространения известных нефтепроявлений значительно отодвинута на запад и проходит по меридиану Ульяновск — Котельнич — Шихово — Чепецк — Сырьяны, охватывая всю область Казанско-Кировского прогиба и восточные склоны Токмовской системы сводовых поднятий.

В этом случае западные районы Волго-Камского края не следует рассматривать как какую-то обособленную область с точки зрения продуцирования нефти (последняя, кстати, вряд ли генерировалась и на внутриплатформенных участках востока за исключением районов глубоких впадин) и устанавливать резкую границу между нефтеносными и ненефтеносными областями. Главной задачей поисковых работ в западных районах является установление той конечной западной грани-

цы размещения промышленных месторождений, разведка и эксплуатация которых может быть экономически выгодной, рентабельной.

По заданию Госгеолкома СССР сектором геологии нефти и газа Казанского геологического института был проведен подсчет прогнозных запасов нефти Волго-Камского края, охватывающего не только районы с доказанной нефтеносностью, но и западные области с невыясненными перспективами. Наличие такого барьера, как Татарская система сводовых поднятий, осложненная многочисленными зонами дислокаций, обеспечило образование огромного пояса нефтеносности Русской платформы. Единый пояс нефтеносности в то же время по характеру распределения нефтяных месторождений по площади и разрезу имеет сложное дифференцированное строение. Общей особенностью условий формирования и распределения нефтяных месторождений является их очаговое, неравномерное размещение по площади и разрезу Волго-Уральской области (Лобов и др., 1962). В плане намечаются крупные региональные полосы преимущественного сосредоточения в определенной части разреза скоплений нефти. Размещение зон носит симметричный характер по отношению к крупным впадинам и их обрамлению.

Подобный зональный характер размещения скоплений нефти говорит о широко идущих процессах ступенчато-латеральной миграции флюидов. Причем различный характер зональности, в зависимости от особенностей строения и формирования тектонических структур, указывает на различные соотношения масштаба внутрирезервуарной и вертикальной миграции нефти.

Для северной части Волго-Камского края (восточные склоны Татарской системы сводовых поднятий и прилегающая Камско-Бельская впадина) характерно наличие трех крупных зон с запада на восток (Валеев, 1964): 1) девонских месторождений (центральные и западные части Грахано-Бондюжской и Удмуртской зон краевых поднятий); 2) каменноугольно-девонских (фронтальные части названных зон) и 3) девонско-каменноугольных и пермско-каменноугольных месторождений (внутренние части Камско-Бельской впадины). Для Пермско-Башкирского свода отмечается подобная же зональность.

Второй тип зональности устанавливается для Мелекесской депрессии и ее обрамления (Мельников, 1959). С запада на восток прослеживаются скопления: 1) пермских битумов (северное и западное обрамления Мелекесской впадины); 2) каменноугольных, 3) каменноугольно-девонских и 4) в основном девонских месторождений (Ромашкинский свод).

На характер распределения нефти, вернее «глубину» ее проникновения во все более западные районы, большое влияние имеет положение осей дислокаций осадочного чехла, являющихся ловушками и основными проводящими путями флюидов, по отношению к региональному наклону блока, определяющего направление и скорости миграции. Обращает на себя внимание зигзагообразная сложная внешняя граница земель с установленной нефтеносностью Волго-Уральской области и тесная ее связь с направлениями осей основных дислокаций.

При согласном направлении осей и регионального наклона с направлением «потока флюидов» мы наблюдаем глубокие внедрения масс нефти далеко на запад Русской платформы (Жигулевский вал); при поперечном их положении, наоборот, внешняя граница нефтеносности резко поворачивает на восток.

В связи с описанными закономерностями распределения и размещения нефтяных месторождений, учитывая особенности тектонического строения, границ выклинивания продуктивных горизонтов и других факторов нами было произведено районирование территории Волго-Камского края по перспективам нефтеносности на ряд региональных

зон и предпринята попытка количественной оценки запасов каждой из них.

В подсчетный план вошли Горьковская, Кировская области, Чувашская, Марийская, Удмуртская, северо-западные районы Татарской АССР и прилегающие районы Куйбышевской и Ульяновской областей.

В пределах этого обширного региона, за исключением районов Удмуртии и Кировской области, месторождения нефти еще не открыты.

Подсчет прогнозных запасов производился тремя методами: оценка плотности запасов на единицу площади, на осредненную структуру и объемно-генетическим методом (Буялов, Васильев, 1962, 1964).

При подсчете в первую очередь подбирались наиболее изученные эталонные участки с доказанной промышленной нефтеносностью, а также поправочные коэффициенты для выделенных подсчетных зон. Непосредственно к подсчетному плану примыкают крупные нефтеносные районы: Нурлатский и Грахано-Бондюжский в Татарии, Арланский в Башкирии. Продуктивные горизонты здесь установлены в пашийских, кыновских, верхнефранских, фаменских, турнейских, бобриковских, тульских, верейских, башкирских и каширско-мячковских образованиях и приурочены как к терригенным, так и карбонатным коллекторам. Бавлинский комплекс в исследуемом районе нефтепроявлений не содержит, но по аналогии с Пермской, Оренбургской областями и Башкирией рассматривается нами как потенциально нефтеносный.

Общие особенности строения и региональные закономерности распространения нефтяных месторождений свидетельствуют о приуроченности скоплений нефти в основном к краевым зонам дислокаций систем сводовых поднятий.

В пределах Волго-Камского края можно выделить четыре крупные нефтегазосборные площади: Камско-Бельский, Сергиевский, Казанско-Кировский и Среднерусский авлакогены. Нефтепоисковая и разведочная практика показывает, что основные запасы нефти связаны с теми прогибами и впадинами, которые имеют непосредственную связь с Уральской геосинклиналью или с Прикаспийской впадиной. Этот факт говорит в пользу широкого подтока нефти из дальних областей нефтегазообразования.

Татарская система сводовых поднятий, осложненная многочисленными зонами дислокаций и сравнительно молодым Ромашкинским куполом, послужила барьером на путях миграции флюидов и обеспечила образование огромного пояса нефтеносности. Такого же рода барьерами служили Жигулевско-Оренбургская система сводовых поднятий и Воронежский массив.

При подсчете прогнозных запасов мы столкнулись с затруднениями в выборе таких параметров, как плотность запасов на единицу площади, средние запасы на осредненную структуру и коэффициент успешности разведки для западных районов, значительно удаленных от эталонных участков. В виду того, что полной аналогии по столь большому региону с эталонными участками быть не может, нами вводились определенные поправки, позволяющие внести необходимые дополнения для уточнения прогнозных запасов и дифференцировать оцениваемый регион на ряд подсчетных зон по степени их продуктивности.

Выделение зон и подсчет поправочных коэффициентов производились на структурной основе с учетом следующих моментов: удаленности зоны от основных нефтеносных районов, выбранных в качестве эталонных участков, современного строения зоны и степени сходства ее с эталоном, положения главных зон дислокаций по отношению к региональному наклону и предполагаемому направлению миграции,

положения подсчетного участка в той или иной зоне преимущественной стратиграфической приуроченности основных скоплений нефти, выявления соотношений масштабов внутрирезервуарной и вертикальной миграции, условий формирования структур (возраст и амплитуда ловушек), области отсутствия и зоны выклинивания основных продуктивных горизонтов, наличия нефте- и газопроявлений. В связи с тем, что условия формирования каменноугольных месторождений подчиняются несколько иному структурному плану, испытывая влияние внутриформационной Камско-Кинельской системы прогибов, являющейся к тому же наиболее проницаемой зоной, оценка плотностей производилась раздельно для терригенного девона, карбонатного девона-турне, нижнего терригенного и среднего карбона.

По степени перспективности девона регион был разделен на десять зон. Первая наиболее перспективная зона охватывает краевые части Татарской системы сводовых поднятий. Ей для запада Татарии удовлетворяет Нурлатский, а запада Удмуртии и востока Кировской области — Нижнекамский эталонные участки (рис. 1).

В пределах Нурлатского нефтяного района открыто 58 месторождений. Уже в границах эталонного участка происходит снижение плотности запасов по девону в северном направлении с одновременным увеличением запасов по карбону, что объясняется зональным характером размещения месторождений, обусловленным явлением ступенчатой миграции при согласованном направлении осей дислокаций и регионального наклона. Вверх по региональному подъему происходит ступенчатое перемещение в верхнюю часть осадочного чехла все больших количеств нефти с образованием по обрамлению Мелекесской депрессии и прилегающей части Татарского свода и Вятской зоны поднятий огромного поля скоплений пермских битумов.

В северном направлении происходит резкое снижение запасов по девону с увеличением по карбону более чем в два раза.

Изменение плотности происходит в полосе, достигающей 30—35 *км* (величина шага); примерно такая же величина шага в 30 *км* устанавливается и для Жигулевского вала.

Для с.-з. части Татарии и запада Удмуртии удовлетворяет в качестве эталона Нижнекамский нефтеносный район, в пределах которого открыто около 30 месторождений. При этом в связи с уменьшением амплитуды и размеров ловушек по направлению к западной тыловой части свода внутри эталона можно выделить два участка — центральных и восточных крупноамплитудных ловушек и западных малоамплитудных ловушек (Танайско-Граховский р-н). Здесь происходит еще более резкий перепад суммарных запасов в двух подзонах (более чем в пять раз), располагающихся в тектоническом отношении в пределах единой Грахано-Бондюжской зоны поднятий. Зона занимает в основном поперечное положение по отношению к региональному наклону и направлению миграции со стороны Камско-Бельской впадины. В этом районе распределение нефти происходит по первому типу зональности, а вверх по региональному подъему располагается зона девонских нефтей (ср. с Мелекесской депрессией). При поперечном положении дислокаций к региональному наклону величина шага составляет всего 10—15 *км*.

Принятые нами критерии позволили определить ширину (величину шага) и количество подсчетных зон, снижающие коэффициенты (перепады удельных плотностей), составляющие для различных зон $^3/_4$—$^1/_4$ и менее от запасов эталонных участков.

Ввиду того, что в северном направлении от Нижнекамского нефтеносного района происходит погружение продуктивных горизонтов и снижение этажа нефтеносности, нами были приняты поправочные коэффициенты со снижением плотности запасов для северной части

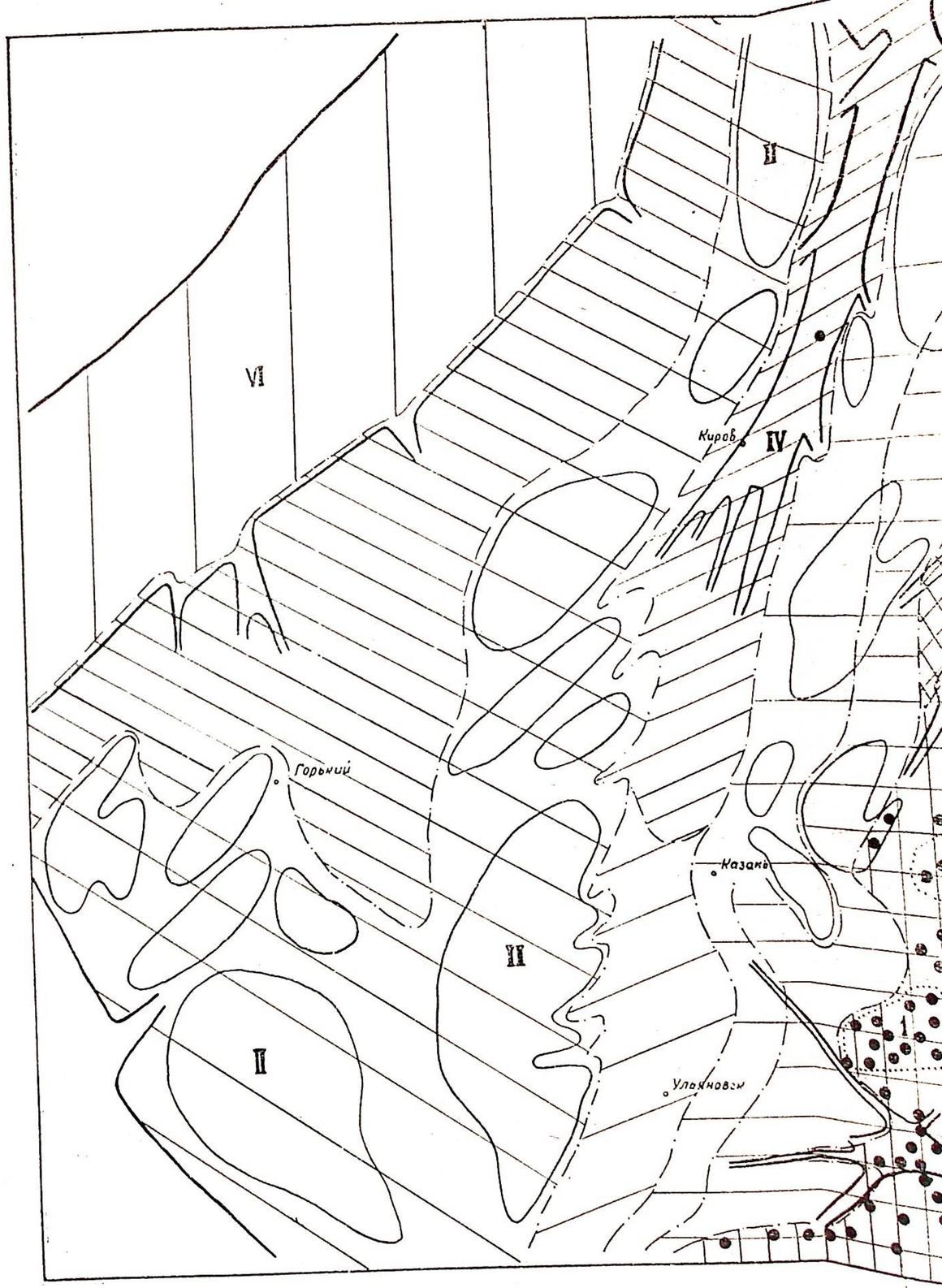


Рис. 1. Карта перспектив нефтеносности Волго-Камского края. Основные тект

I — Татарская, *II* — Токмовская системы сводовых поднятий, *III* — Камско-Бельский, *IV* — Казанс
VI — Среднерусский авлакогены.

Эталонные участки:

1 — Нурлатский, *2* — Нижнекамский, *3* — Мензелинский, *4* — Вятский. УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:
11 — границы рифейских грабенов и авлакогенов, *12* — границы сводов и выступов, *13* — границы эталонных участков, *15* — нефтяные месторождения, *16* — основные тектонические

Елабуго-Архангельского блока на 1/4 и для остальных (Селтинского, Глазовского и Неопольского блоков) еще на 1/3.

Оценка запасов тыловых участков описываемых блоков — на 1/4.

Вторая зона в тектоническом отношении охватывает район Камско-Бельского авлакогена, где получают развитие относительно молодые структуры, выполаживающиеся в терригенном девоне. При сравнительно широком площадном распространении нефтепроявлений в девоне месторождений нефти здесь еще не обнаружено. По западному склону Башкирского свода залежи нефти в девоне обнаружены, но они приурочены к краевым дислокациям, что не дает возможности принять плотности запасов по данному району в связи с резкими различиями в тектоническом строении этих районов. Однако имеется близкий по строению Мензелино-Актанышский район, правда, относящийся к восточному склону Татарского свода. Учитывая возможности обнаружения девонских погребенных поднятий в пределах Камско-Бельского авлакогена, нами был принят в качестве эталонного Мензелино-Актанышский нефтеносный район со снижением плотности запасов в два раза.

Четвертая зона охватывает в основном восточные склоны уже не всей Татарской системы сводовых поднятий в целом, а отдельных выступов фундамента. Западная граница зоны совпадает с границами выклинивания осадков терригенного девона. В этой зоне, помимо обычных структурных типов ловушек, предполагается развитие структурно-литологических, литологических, стратиграфически-экранированных ловушек. Плотность запасов для этой зоны принята с учетом установленного снижающего шага примерно на 1/3 от расположенных восточнее зон подсчетного плана.

Пятая зона располагается в пределах границ отсутствия осадков терригенного девона на сводах и выступах Татарской системы сводовых поднятий. Здесь вновь происходит резкий качественный скачок плотности запасов, аналогичный граничным условиям краевых зон Татарской системы и Камско-Бельского авлакогена, где перепад плотностей в сторону сокращения достигает 12—14 раз.

В этой зоне основные продуктивные горизонты могут быть связаны лишь с карбонатной толщей девона. Для Кукморского выступа плотность запасов значительно повышается в связи с согласным направлением простираний структур и «потоком» миграции флюидов. Это способствовало возможности проникновения нефти во внутренние части выступа. Предполагаемое дифференцированное его строение и возможность обнаружения терригенных отложений девона по Арско-Тюлячинскому грабену, другим прогибам и на выступах повышают его перспективность на нефть.

Шестая и седьмая зоны располагаются в пределах Казанско-Кировского авлакогена и его склонов. Плотность запасов была принята по аналогии с Камско-Бельским авлакогеном. Седьмой участок охватывает южную выполаживающуюся часть этого же авлакогена. Региональный подъем Вятской зоны в северном направлении по девону и карбону заставляет снизить плотность запасов южного участка в три раза.

Тектоническое районирование Токмовской системы, как и Татарской, основывается на выделении краевых сильно дислоцированных зон, в пределах которых развиты основные потенциально продуктивные горизонты терригенного девона, и тыловых зон — «лысых» выступов и сводов. Следует заметить, что по мере удаления подсчетных зон от земель с доказанной и высокой перспективностью оценка и принимаемые плотностные параметры носят все более условный характер. Здесь может проводиться лишь условная сравнительная количественная оценка с районами доказанной нефтеносности.

Краевые зоны Токмовской системы, прилегающие к Казанско-Кировскому авлакогену и Московской синеклизе, оцениваются нами более высоко по сравнению с тыловыми районами. Поэтому восьмая зона, охватывающая область, лишенную осадков терригенного девона, сравнивается нами с аналогичной зоной Татарской системы, но с более низкой плотностной характеристикой.

Девятая зона подсчетного плана, прилегающая к предполагаемой самостоятельной области нефтегазообразования — Московской синеклизе (Нечитайло, Хохлов и др., 1957), оценивалась нами как перспективная с плотностью запасов, равной присводовым участкам восточных районов. Десятая же зона, входящая в состав Московской синеклизы в связи с общими особенностями строения авлакогенов, оценена несколько ниже.

Закономерности размещения каменноугольных месторождений нефти, как показывает их площадное распределение, обусловлены заложением Камско-Кинельской системы прогибов (Лобов и др., 1962; Лобов, 1965), В пределах земель с доказанной нефтеносностью в карбоне были выбраны эталонные участки и вычислены плотности запасов. Для подсчетного плана каменноугольных отложений были использованы те же приемы введения поправок, что и для девона.

Коэффициент успешности разведки вычислялся нами из отношения выявленных структур к числу открытых в них месторождений нефти. Для территории Удмуртии он составил 0,32, для Грахано-Бондюжского эталонного участка — 0,48, для Мензелино-Актанышского — 0,35, для восточного борта Мелекесской депрессии — 0,5 и по Камско-Бельской впадине — 0,1. При расчетах в зависимости от геологических условий принимался для каждой из зон определенный коэффициент, близкий по значению к эталонному (0,1; 0,2; 0,3; 0,4; 0,5), и лишь в пятой, седьмой и восьмой зонах, где терригенные отложения девона и карбона отсутствуют или же бесперспективны, были приняты коэффициенты 0,04 и 0,08, которые отражают возможную перспективность карбонатных коллекторов девона.

Плотность структур рассчитывалась с учетом поднятий, выявленных морфометрией, съемкой и структурным бурением.

На большей части территории структуры слабо подготовлены по редкой сети скважин, многие поднятия не выявлены. Если принять во внимание поднятия, выявленные методом морфометрии, плотность структур достигает 22—25 поднятий на 1000 *км*². Но эти данные, видимо, несколько завышены. Плотности в эталонных участках достигают 15—20 структур на 1000 *км*². В то же время плотность структур зависит от детальности структурного бурения. Подсчеты, проведенные нами по всей Волго-Уральской области, показали, что средняя плотность равна примерно 18 поднятиям, что и было принято нами в нашей работе.

Постоянство плотности структур Волго-Уральской области объясняется тем, что в пределах платформы общие тектонические напряжения в границах отдельных элементов мало отличались друг от друга. Вернее эта величина напряжений во всех регионах была достаточной для выкалывания блоков фундамента довольно постоянных размеров. Напряжения сверх этой величины были в большинстве случаев недостаточными для большего раздробления фундамента, они могли привести лишь к формированию более резких структур. Таким образом, колебания в плотности структур объясняются скорее всего экзогенными факторами — дополнительное возникновение структур типа облекания эрозионных и рифовых выступов, уплотнения — и в меньшей степени различиями тектонических напряжений отдельных элементов первого порядка.

По записям и, наконец, степени достоверности подсчета наибольший интерес представляют районы Удмуртии и Западной Татарии.

Таким образом, дифференцированный с учетом всевозможных геолого-тектонических условий подход к выделению эталонных участков и зон подсчетного плана позволил провести подсчет прогнозных запасов территории с наибольшим возможным приближением к реальной обстановке.

Количественный анализ предопределяет выбор наиболее перспективных районов первоочередных работ, располагающихся в непосредственной близости от известных нефтеносных районов и месторождений (на примере Западной Татарии).

Средние запасы по эталонным участкам на одно месторождение по Нурлатскому району и Нижнекамскому позволяют отнести их к типу средних и мелких.

Средние запасы на одно предполагаемое месторождение в подсчетных зонах закономерно снижаются от средних и мелких для восточных зон до мелких и забалансовых для западных.

По существу на данном этапе разведки, по нашему мнению, целесообразно и экономически выгодно проводить работы только в 3 и 4-й зонах. Уже в 5-й зоне открытие месторождений при незначительных объемах бурения маловероятно и в значительной мере случайно. Затрачивать же большой объем глубокого бурения на эту зону и другие, расположенные западнее, где запасы могут быть отнесены только к группе D_2 при существующей плотности запасов и залежей в 1—1,5 *млн/т* и менее (забалансовые), вряд ли целесообразно и оправданно. Так, по предварительным подсчетам затраты на глубокое бурение при открытии I месторождения (затраты на подготовку структуры как в общем-то постоянная величина не учитывались) при допущении, что для открытия месторождения необходимо пробурить в пределах одной структуры около пяти скважин, составляют по 3-й зоне 1 млн. руб., 4-й — 2 млн. руб. и 5 зоне — 12 млн. руб. Хотя эти цифры и приблизительные, но они довольно убедительно показывают возможности поисков нефти в различных районах.

В пятой зоне и в районах, располагающихся западнее, следует проводить региональные работы — профильное глубокое бурение в комплексе с геофизическими методами для выяснения особенностей строения территории и установления возможности проникновения достаточных объемов нефти с востока и условий сохранения залежей.

Геологические условия Татарии предопределяют наличие в основном трех типов структурных ловушек, благоприятных для аккумуляции нефти — структурные сводовые, структурно-литологические и массивные карбонатных выступов.

Предполагаемые условия нефтенакопления, размеры месторождений в близлежащих районах, снижающиеся в западном направлении плотности запасов свидетельствуют о том, что величина месторождений будет незначительна — это скорее всего мелкие, реже средние по запасам залежи.

На основании проведенного геологического анализа и районирования территории на зоны по степени перспективности мы рекомендуем последовательность вовлечения в нефтепоисковые работы отдельных участков и следующие структурные зоны как первоочередные объекты нефтепоисковых работ. Исходя из материалов проведенного нами подсчета, по степени перспективности в качестве первоочередных мы выделяем 3 и 4-ю зоны подсчетного плана, охватывающего в тектоническом отношении юго-восточные, южные и юго-западные склоны.

Постепенное вовлечение в сферу разведки все более западных районов от земель с доказанной нефтеносностью — Нурлатского, Нижн-

некамского, как это принято и проводится в жизнь геологической службой треста «Татнефтегазразведка», следует признать целесообразным и наиболее эффективным направлением геологопоисковых работ. Движение от известного к менее известному, от земель более перспективных к менее перспективным позволит с меньшими затратами решить вопросы разведки Западной Татарии.

Конкретно по тектоническим структурам в зависимости от их особенностей строения и истории формирования и благоприятного положения высказываем следующие рекомендации для проведения геологоразведочных работ:

1. В пределах восточного борта Мелекесской депрессии тектонические ступени Нурлатской зоны продолжаются далее в северо-западном направлении на соединение с Ковалинской зоной поднятий. Единство строения и происхождения структур этих зон не вызывает сомнения. Здесь мы вправе ожидать открытия новых месторождений, в особенности в каменноугольных отложениях. Очень большие перспективы имеет вся с.-в. прибортовая зона Алькеевского грабена, осложненная Вишнево-Полянской, Мамыковской и Аканской тектоническими ступенями, на которых уже известен ряд месторождений.

Большой интерес представляет Билярская площадь, на которой были встречены довольно обильные нефтепроявления в карбоне. Строение этой зоны осталось неясным. Увеличение мощности осадков терригенного девона говорит о возможности прохождения здесь южного окончания Сарайлинского прогиба. В восточных областях Татарии вдоль Сарайлинского прогиба структуры приобретают согласное с ним с.-в. простирание. Хотя на Билярской площади структуры и имеют с.-з. простирание по пермским отложениям, они в то же время объединяются в единый структурный нос с.-в. простирания. Вполне возможно, что по девону вдоль борта предполагаемого продолжения Сарайлинского прогиба возможно наличие валов с.-в. простирания. Здесь следовало бы уточнить пермский структурный план и поставить работы по выяснению строения южного окончания Сарайлинского прогиба и его прибортовых осложнений. В случае наличия девонских структур с.-в. простирания, они могут явиться хорошими ловушками нефти.

2. По южному склону северной вершины по бортам Арско-Тюлячинского девонского прогиба намечаются Чистопольские, Алан-Полянские и Булдырские дислокации. На последнем из них давно известны обильные нефтепроявления в карбоне. Однако глубокие скважины были заложены по оси складки, причем лишь одна скважина вскрыла породы кристаллического фундамента. Здесь также необходимо провести уточнение структурного плана и вовлечь Чистопольский и Булдырский валы в глубокую разведку.

Ковалинская зона поднятий после проведенного структурного бурения представляет собой группу валов с.-з. простирания, ступенчато погружающихся в сторону Казанско-Кировского прогиба. Если в пределах Ковалинского вала, возникшего на месте одноименного выступа кристаллического фундамента, предполагается отсутствие терригенных отложений девона, то в пределах Пестречинской и Столбищенской ступеней осадки терригенного девона имеют уже довольно большую мощность. К ним с юга примыкают Бугровский, Ямбухтинский валы более молодого возраста заложения, к тому же, как показывает палеотектонический анализ, они были раскрыты в северном направлении вплоть до мезозойского времени. В этом случае они не могли задерживать нефть, которая мигрировала вверх по региональному подъему и должна была поступать в первую очередь в ловушки названных тектонических ступеней. Здесь также наибольшие перспективы по аналогии с Нурлатской зоной должны иметь южные и центральные части валов, осложняющих названные ступени.

ЛИТЕРАТУРА

Буялов Н. И., Васильев В. Г. и др. Методика оценки прогнозных запасов нефти и газа. Гостоптехиздат, 1962.

Буялов Н. И., Захаров Е. В. О применении объемного метода для оценки прогнозных запасов нефти. Геология нефти и газа, № 7, 1964.

Валеев Р. Н. Зональность структур Удмуртии и северо-востока Татарии и ее влияние на пространственное размещение залежей нефти. Геология нефти и газа, № 4, 1964.

Лобов В. А. и др. Региональные условия нефтегазонакопления нижнего и среднего палеозоя Волго-Уральской области. Труды КуйбышевНИИНП, вып. 15, Куйбышев, 1962.

Лобов В. А. Оценка перспектив нефтегазоносности Пермской области, прилегающих районов Кировской области и Удмуртии. Сб. Геология и нефтегазоносность Пермского Прикамья и прилегающих районов. Недра, 1965.

Мельников А. М. О зональном распределении нефтяных залежей Татарии. Геология нефти и газа, № 10, 1959.

Нечитайло С. К., Хохлов П. С. и др. Геологическое строение центральных областей Русской платформы. Гостоптехиздат, 1957.

ТРУДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА
(г. Казань)

№ 14 1966

В. А. Лобов, Д. А. Гроссгейм

ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРАВЛЕНИЙ И МАСШТАБОВ МИГРАЦИИ НЕФТИ

Рассматриваемые в настоящем кратком сообщении вопросы подводят некоторые итоги работы, проводившейся с 1957 по 1961 г. в КуйбышевНИИ.

Для освещения данной темы нами использованы материалы, полученные методом спорово-пыльцевого анализа в результате изучения спорово-пыльцевых комплексов в нефтях (153 пробы с 62 площадей), асфальтитах (30 образцов с 3 месторождений), твердых битумах (8 образцов из 4 месторождений), битуминозных породах (12 образцов с 2 месторождений) и пластовых водах (84 пробы из 39 месторождений).

Изучением были охвачены Пермская область, Башкирия, Татария, Куйбышевская, Оренбургская, Саратовская, Волгоградская, Актюбинская и Гурьевская области. Отбор проб в основном проведен авторами, анализы — Д. А. Гроссгейм, Т. С. Мельниковой и Н. В. Чечиной. Исследования выполнены на протяжении 1958—1961 гг.

Методика выделения спор и пыльцы из нефти и битумов уже была освещена в печати. Здесь мы остановимся на методике интерпретации спорово-пыльцевых комплексов, выделенных в ходе исследования, и на полученных результатах. Для выявления источников споронасыщенности в нефтях и путей возможной миграции нами были изучены споры и пыльца в породах карбона Куйбышевской и Пермской областей и привлечены материалы Е. Я. Чибриковой по додевонским и девонским отложениям Башкирии, Л. С. Тузовой по палеозою Татарии, В. Л. Егоровой по девонским и додевонским отложениям Куйбышевской и Оренбургской областей, В. М. Николахиной по карбону Оренбургской области и Г. Е. Голодовкиной по пермским отложениям Куйбышевской и Оренбургской областей. Изучение спор и пыльцы в карбонатах и песчаниках продуктивных горизонтов показало, что и те и другие коллекторы вследствие своей ничтожной споронасыщенности не являются источниками палинологического материала в нефтях.

Полученные нами материалы позволяют проследить пути вертикальной и латеральной миграции нефти, осуществляемой в первом случае по разломам и системе макро- и микротрещин, а во втором случае по высокопроницаемым породам.

Выявление вертикальных перетоков возможно по наличию в спорово-пыльцевом комплексе нефти более древних элементов, большей частью окрашенных в специфические красновато-оранжевые тона и не встречающихся в качестве переотложенных как на рассматриваемой площади, так и на ближайших к ней.

Для многопластовых месторождений на связь горизонтов указывает общность палинологического материала в нефтях.

Косвенными показателями вертикального перетока для конкретной площади могут являться также общность сопутствующего пыльце и спорам материала (планктона, растительного детрита) и аномальная (выше чем в подстилающих породах) споронасыщенность в нефтях.

Благоприятным моментом для вертикального перетока является наличие на месторождении фиксированных или весьма вероятных нарушений сплошности пород.

При миграции по разлому в связи с большей скоростью выносится много стратиграфически однородного материала, что имело место при образовании жильного асфальтита в Садках, где элементы пермской флоры отсутствуют (табл. 1), но найден богатый нижневизейский комплекс (единственный девонский вид *Retusotriletes semilucensis* Naum несколько раз встречен как переотложенный в визе).

Подобные же данные были получены при изучении Ивановского асфальтита.

Таблица 1

Спорово-пыльцевой комплекс асфальтита из Садков

Видовое название	Содержание в образцах			
	4	14	23	24
Leiotriletes inermis (*Waltz*) Naum.	—	—	+	+
" *major* Naum.	+	—	—	+
" *subintortus* (*Waltz*) Naum.	—	—	—	—
Trachytriletes	—	—	+	+
Lophotriletes rugosus Naum.	—	—	+	+
Stenozonotriletes infirmus Naum.	—	—	—	+
Euryzonotriletes literatus (*Waltz*) Isch.	+	+	—	+
" *orbiculatus* (*Waltz*) Naum.	—	—	—	—
" *solidus* (*Waltz*) Isch.	—	+	—	+
" *subcrenatus* Naum.	—	—	—	+
" sp.	—	—	+	+
Hymenozonotriletes pusillus (*Ibr.*) Isch.	+	—	—	+
aff. *giganteus* Naum.	—	—	—	+
Dictyotriletes mediaretriculatus Naum.	+	—	—	—
Simozonotriletes subcrenatus Naum.	—	—	—	+
Trilobozonotriletes simplex Naum.	—	—	—	+
Tr lobozonotriletes inciso-trilobus Naum.	—	—	—	+
Trematozonotriletes bialatus (*Waltz*) Naum.	—	—	—	+
variabilis Naum.	—	—	—	+
Camarozonotriletes aff. *breviapiculates* Isch.	—	—	—	—
Dilobozonotriletes campilopterus Isch.	—	+	—	—
Retusotriletes semilucensis Naum.	—	+	—	—
Tetraporina	—	+	—	—

Преобладание участков вертикальной миграции с большой амплитудой наблюдается в областях древних депрессий Прикаспийской и Предуральской. Так, в нижнемеловых нефтях площади Корсак, помимо инситных и эврибионных форм и многочисленного планктона, определены специфически окрашенные нижнекарбоновые *Acanhotriletes mirus* Naum., *Trilobozonotriletes inciso-trilobus* Naum., *T. simplex* Naum., *T. granulosus* Naum. и *Tetraporina perforata* Naum. В неокомовых нефтях Макатской площади переток той же амплитуды обоснован наличием *Lophotriletes grumosus* (*Waltz*) Naum., *Hymenozonotriletes subscabrum* Naum., *Simozonotriletes sublobatus* Naum., *Trilobozonotriletes simplex* Naum., *T. inciso-trilobus* Naum., *T. concavus* Naum. В юрских нефтях Алтыкульской площади, кроме инситных и эврибионных спор, определены нижнекарбоновые *Acanthotriletes mirus* Naum., *Trilobozonotriletes* и *Trematozonotriletes* aff. *gibbe-*

rosus Naum. Такой же амплитуды переток на Доссорской площади фиксируется по наличию *Euryzonotriletes sulcatus* (*Waltz*) Isch., *Trilobozonotriletes concavus* Naum., *Trematozonotriletes gibberosus* Naum., *T. intermedius* Naum., *T. bialatus* (*Waltz*) Naum. На Биштамакской площади нефть из нижней перми, помимо инситных и эврибионных форм, содержит нижнекарбоновые *Trilobozonotriletes inciso-trilobus* Naum., *Trematozonotriletes variabilis* Naum.; там же в соленосных отложениях скважины вскрывают терригенные нижнекарбоновые брекчии. В нефти из артинских рифов на Ишимбаевской площади переток из нижнего карбона обосновывается наличием специфически окрашенных нижнекарбоновых *Trilobozonotriletes granulosus* Naum. и *Trematozonotriletes* aff. *gibberosus* Naum. В нефтях того же возраста на Введеновской площади амплитуда перетока увеличивается до рифея, так как при отсутствии инситных форм комплекс включает верхнешкаповские *Lophotriletes microglobosus* Tschibr., малевскую *Lophozonotriletes malevkensis* Isch., нижнекарбоновые *Stenozonotriletes laevis* Naum., *Euryzon triletes*, карбоновые *Simozonotriletes trivialis* Naum., *Hymenozonotriletes pusillus* (*Ibr*) Isch., *Trematozonotriletes* aff. *intermedius* Naum., *T. gibberosus* Naum.

Из многопластовых месторождений интересные материалы по перетоку нефти (и, видимо, пластовой воды) получены на Кулешовской площади в Куйбышевской области, наиболее подробно изученной нами (14 проб нефти и 9 проб воды). Девонская залежь расположена узкой полосой по гребню структуры, споронасыщение ее ничтожно. В угленосном горизонте залежь отсутствует, в породах широко развита вторичная минерализация, и споронасыщенность их аномально низка; в пластовых водах спор практически нет. Однако в башкирских нефтях (скв. 58) высокая споронасыщенность образована исключительно крупными вторично минерализованными солью нижневизейскими спорами *Euryzonotriletes macrodiscus* (*Waltz*) Naum., *E. literatus* (*Waltz*) Isch., *E. sulcatus* (*Waltz*) Isch., *E.* aff. *fimbriatus* (*Waltz*) Naum. В пластовой воде серпуховского подъяруса споронасыщенность аномально велика и создана обычной (желтой) окраски спорами *Steno onotriletes laevis* Naum., *Simozonotriletes concavus* Naum., *Acanthotribtes spinosus* Naum. и „нефтяными" (красно-оранжевыми) *Trilobozonotriletes concavus* Naum., *Trematozonotriletes intermedius* Naum., *T. bialatus* (*Waltz*) Naum. Как в тех, так и в других нетрудно усмотреть реликты миграции малиновских доминант с водой и нефтью. Споронасыщенность пластовых вод в башкирской и верейской залежах ничтожна. То же можно сказать и о большинстве нефтей этих залежей, за исключением скважины № 50, где споронасыщенность и в башкирской, и в верейской залежах средняя. Проба нефти из башкирского яруса по этой скважине, помимо инситного и эврибионного материала, содержала нижнекарбоновую *Dictyotriletes mediareticulatus* Naum., а проба из верейской залежи здесь же — живетскую *Retusotriletes subgibberosus* Naum. Вероятно, вначале по микротрещинам нефть мигрировала из угленосного горизонта, затем вследствие усиления тектонических воздействий развивались более крупные трещины, по которым произошел переток нефти и газа из угленосного горизонта и девона, при этом залежи в угленосном горизонте полностью, а в девоне в значительной части были разрушены. Прорыв этот, судя по высокой споронасыщенности и крупным диаметрам форм (70—90 *м*), должно быть, имел место по нарушению, отмеченному в районе скважины № 58, впоследствии запечатанному вторичной минерализацией.

Нарушение в районе скважины № 58, по-видимому, имеет хотя и небольшое, но вертикальное смещение крыльев, которое фиксируется на структурных картах. Однако данное нарушение носит

внутриформационный характер, что подтверждается крупными скоплениями нефти, приуроченными к среднекарбоновому нефтеносному комплексу. Выше же по разрезу отмечена лишь небольшая газовая залежь в пермских отложениях и совершенно незначительное количество нефти.

На Мухановской площади переток нефти из живетского яруса в угленосный обосновывается общностью семи эврибионных видов, проходящих через три залежи в девоне и две в карбоне, наличием в нефти из угленосного горизонта девонских *Stenozonotriletes infirmus* Naum., *Archaeozonotriletes retiformis* Naum., общностью планктона и детрита. Высокая споронасыщенность в девоне приурочена к интенсивной трещиноватости на крутом крыле флексуры, для угленосного горизонта картина менее четкая.

На Покровской площади четко фиксируется переток нефти от нижнего карбона до верея. Обоснованием его служат 12 общих эврибионных видов, наличие в окской нефти турнейской *Stenozonotriletes limbosus* (*Andrejeva*) Isch., в башкирской — нижнекарбоновых *Euryzonotriletes* и *Stenozonotriletes laevis* Naum., общность планктона и аномальная споронасыщенность нефтей данково-лебедянской, турнейской, окской и башкирской залежей. Большой диаметр названных спор позволяет предполагать развитие макротрещин и более крупных нарушений, а сходство детрита и планктона дает возможность допустить переток сначала из угленосного горизонта вниз до данково-лебедянского горизонта и затем вверх до среднего карбона.

На Султангуловском месторождении о возможности перетока нефти из пашийского горизонта в турнейский ярус свидетельствует общность эврибионта *Trachytriletes minor* Naum. и нахождение в турнейской нефти *Lophozonotriletes curvatus* Naum. На переток нефти из угленосного горизонта также в турнейский ярус указывают *Dictyotriletes mediareticulatus* Naum., *Euryzonotriletes turbinatus* (*Waltz*) Isch., *E. literatus* (*Waltz*) Isch., *E. raritubercul atus* (*Waltz*) Naum., *Hymenozonotriletes medius* Naum., *Trilobozonotriletes incisotrilobus* Naum. и *Trematozonotriletes variabilis* Naum. и в нижнепермскую залежь — *Leiotriletes ornatus* Naum., *Lophotriletes scurrus* Luber, *Trilobozonotriletes trivialis* Naum.

На Красноярском месторождении в Оренбургской области аномально высокая споронасыщенность турнейской нефти объясняется перетоками из пашийского горизонта, на что указывает общность трех эврибионных видов и девонской *Acanthotriletes incomplectus* Naum., и из угленосного горизонта, о чем говорит наличие *Stenozonotriletes literatus* (*Waltz*) Naum., *S. laevis* Naum., *Euryzonotriletes fimbriatus* (*Waltz*) Naum., *E. subcrenatus* Naum., *E. turbinatus* (*Waltz*) Isch.; *E macrodiscus* (*Waltz*) Naum., *Simozonotriletes trivialis* Naum., *S. sublobatus* Naum., *Trematozonotriletes gibberosus* Naum., *Trilobozonotriletes inciso-trilobus* Naum.

На Радаевской площади переток из пашийского горизонта в угленосный подтверждается общностью планктона и нахождением в верхней залежи турнейской *Lophozonotriletes malevkensis* Jusch. и додевонских *Lophotriletes* ex. gr. *perspiquus* Naum. и *Dictyotriletes minor* Naum. Такой же амплитуды переток на Бавлинской площади доказывается общностью пяти эврибионтов и верхнешкаповских *Lophotriletes microglobosus* Tschibr. Наличие этой доживетской формы позволяет предположить также переток из бавлинских отложений.

На Якушкинской площади по общности трех эврибионных форм и девонской *Lophotriletes trivialis* Naum. фиксируется переток от девона до верейского горизонта. В верейской нефти найдена додевонская *Zonosphaeridium*. Эта же форма встречается и на Чубовской

площади; кроме того, здесь уверенно фиксируется на основании общности эврибионных видов и находки в угленосном горизонте девонских *Dictyotriletes minor* Naum. переток нефти из пашийского горизонта в угленосный. На площади Красный Яр в Куйбышевской области по эврибионным формам и нижневизейской *Dictyotriletes concellatus* (*Waltz*) Naum. фиксируется связь нефтей угленосного горизонта и башкирского яруса. В Зональном Овраге по общности планктона и наличию в верейской нефти крупных нижневизейских *Euryzonotriletes magnus* Naum. и *E. trivialis* (*Waltz*) Naum. устанавливается связь нефтей от данково-лебедянской до верейской залежей.

Подобные перетоки нефти отмечены из пашийского горизонта в угленосный на Белозерской площади, из угленосного в нижнюю пермь на Городецкой, Жуковской, Ново-Степановской и Пилюгинской и из девона в нижнюю пермь на Ивановской площади. По нахождению *Archaeozonotriletes echinatus* Naum. устанавливается переток нефти из франского в башкирский ярус на Сидоровской площади, из девона в угленосный горизонт по Сызранской площади (по наличию *Stenozonotriletes lasins* Naum.) и в Стрельном Овраге (*Archaeozonotriletes* девонского облика).

В Верхней Орлянке переток нефти происходил из угленосного горизонта в башкирскую залежь, где кроме инситного материала определены нижневизейские *Lophozonotriletes* sp. и *Euryzonotriletes fimbriatus* (*Waltz*) Naum. В Стрельном Овраге и В. Орлянке крупные размеры спор указывают на миграцию по макротрещинам, а возможно, и по более крупным нарушениям; кроме того, наличие вблизи этих месторождений залежей битумов и гудрона в вышележащих отложениях (пермь и юра) позволяет предполагать картину, аналогичную Садкам и Ивановке, так как во всех этих случаях в битумах отсутствует инситный материал и присутствует нижневизейский.

Процесс латеральной миграции можно выявить по отсутствию в разрезе отложений, элементы флоры которых встречены в нефтях; по комплексам спор в нефтях, не соответствующим видовому составу спор в породах, и по присутствию спор в нефтях и их полному отсутствию в породах.

На Покровской площади в башкирской залежи, на Чубовской — в угленосной, на Якушкинской — в верейской определены нижнеордовикские *Zonosphaeridium* aff. *obscurum* Tim., что может быть объяснено лишь латеральной миграцией в соответствующих горизонтах (табл. 2) на этих площадях, так как на первых двух доживетские отложения отсутствуют, а на последней в породах отсутствуют споры и пыльца. На Жигулевской площади в нефти пашийской залежи определены споры *Lophotriletes microglobosus* Tschibr., характерные для верхнешкаповских отложений, отсутствующих в разрезе. Эта же форма с добавлением *Stenoligotriletum torosum* Tim. и *Zonosphaeridium oligotriletum* Tim. встречена наряду с инситными в живетской нефти на Марьевско-Михайловской площади, где додевонские отложения отсутствуют. Характерно, что в породах эйфельского яруса близ этой площади споровый комплекс, по данным В. Л. Егоровой, совершенно иной, то же можно сказать и о ближайших бавлинских отложениях. Область распространения этих форм, по данным Е. Я. Чибриковой, расположена за пределами района, что свидетельствует о дальней миграции.

Кроме того, имеется ряд косвенных доказательств более широкого проявления дальней миграции. Наиболее существенным из них является нахождение в нефтях всех горизонтов представителей планктона, встречающихся в терригенных породах исключительно

редко. Эти формы отмечаются и в карбонатных породах. Сюда мы относим хитиновые зародыши остракод и фораминифер (последние Б. В. Тимофеевым описаны как *Protoleiosphaericlium sorediforme*, но и им не отвергается их планктонный облик), микрогистрихосферы, спикулы, антеридии, „кокковые", „сферические" и диатомовые водоросли. Планктон встречен нами в пробах нефти из многопластовых и однопластовых месторождений на 46 из 62 исследованных площадей. Развитие такого специфически фациального комплекса, отдаленного от берега моря, могло быть приурочено скорее всего к депрессиям, и появление его представителей в нефтях Русской платформы можно рассматривать как следы латеральной миграции из области депрессий. Кроме того, спорово-пыльцевые комплексы нефтей всех горизонтов, в отличие от подстилающих и перекрывающих пород, характеризуются подавляющим численным преобладанием эврибионтов. Эта группа состоит на 90% из мелких спор, чье массовое развитие приурочено к осадкам трансгрессивных серий и связано, видимо, с водной растительностью. В нефтях планктон почти всегда сопровождается эврибионтами. В случаях, когда мы не можем доказать латеральное или вертикальное направление миграции для конкретной площади, появление древних элементов флоры в нефтях может быть объяснено более сложным ступенчатым характером миграции. Приведенные данные сведены в табл. 2.

Анализируя полученный нами материал по изучению спорово-пыльцевых комплексов в нефтях и битумах, представляется возможным наметить определенную схему развития процессов миграции и формирования групп и отдельных месторождений.

Поступление нефти из глубоких краевых и внутренних впадин на платформу в эпохи глубоких погружений последних происходит в результате дальней миграции по нефтепроводящим толщам в виде струйных и сложно построенных фронтальных потоков. При этом на территории самих впадин, скорее всего в периферийных частях соляных куполов, рифовых массивов, а также в зонах сочленения впадин и платформы, т. е. в районах наиболее вероятных тектонических нарушений, происходит перехват части нефти и газа и их переток в вышележащие стратиграфические горизонты. Распределение нефти и газа в областях нефтегазонакопления на платформе совершается в соответствии с особенностями структурного плана и геологического разреза и их эволюцией.

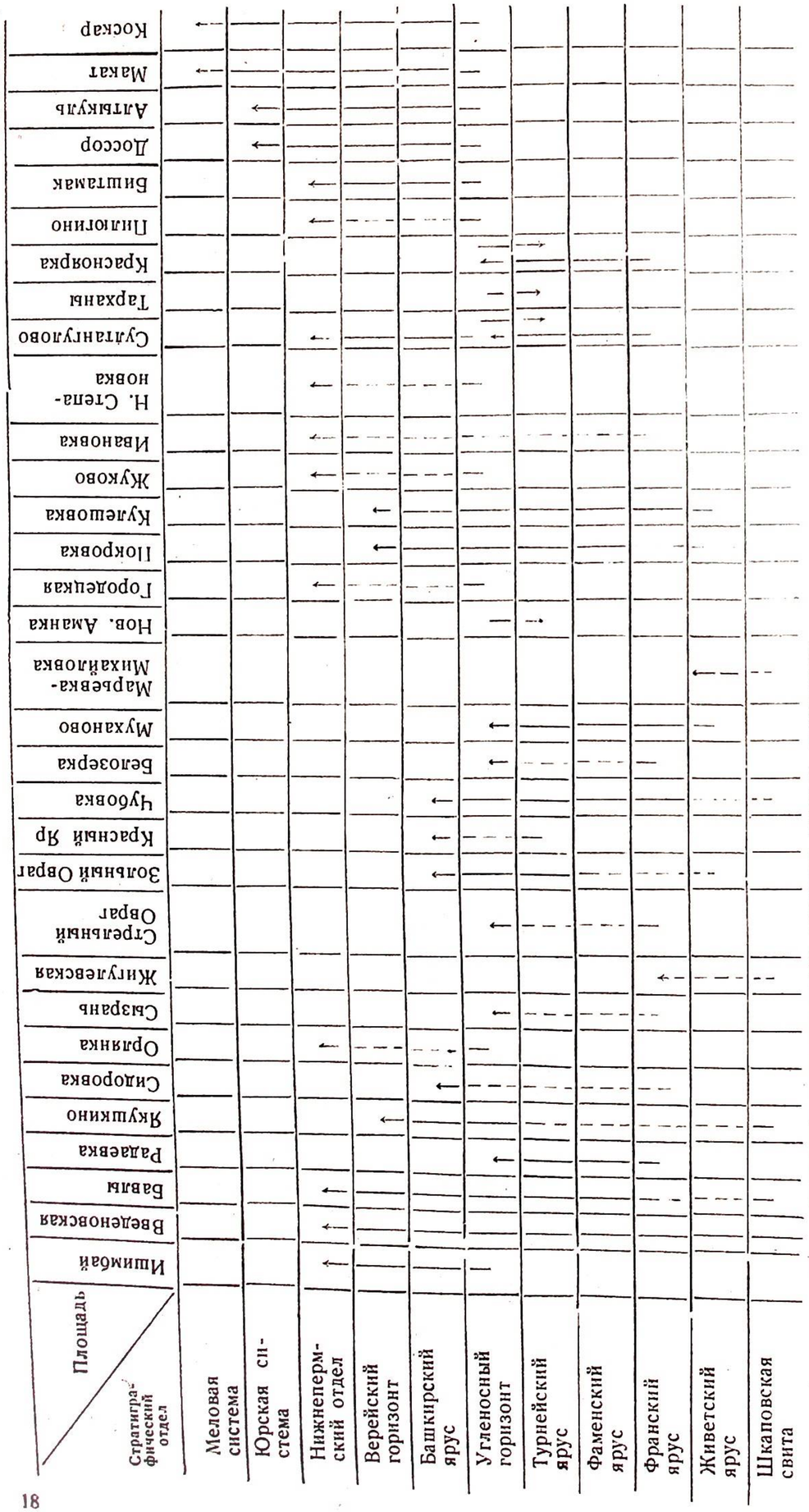
Перетоки из нижних горизонтов в верхние возникают только на тех локальных поднятиях или структурных зонах, которые в процессе своего развития оказываются тектонически нарушенными. Число подобных структур достаточно велико.

На основании приведенных нами материалов можно говорить о вертикальных перетоках нефти из бавлинских отложений в вышележащие на Введеновской (до P_1), Бавлинской (до C_1), Якушкинской (до C_2) площадях, так как на этих площадях в нефтях встречены древние споры, а в основании разреза развита бавлинская свита. Следует отметить, что в Якушкине в бавлинских отложениях, спор не обнаружено. Поэтому, помимо вертикального перетекания здесь весьма вероятна и латеральная миграция. На площадях Чубовской (C_1), Покровской (C_2), Жигулевской (D_3), Марьевско-Михайловской (D_3) присутствие бавлинских спор свидетельствует о большей или меньшей латеральной миграции, предшествовавшей вертикальному распределению нефти, поскольку данных отложений в разрезах нет.

Крупные вертикальные перетоки подвижных веществ устанавливаются в областях крупных впадин на месторождениях, связанных с соляными куполами и рифовыми массивами. Помимо отмеченного

П 56199
Центральная научная библиотека

Таблица 2


Площадь
Стратиграфический отдел
Ишимбай
Вельяновская
Бавлы
Радаевка
Акушкино
Сыроповка
Ордынка
Сызрань
Жигулевская
Стерлитамак
Зольный Овраг
Красный Яр
Чубовка
Верхний Кушкуль
Мухаметово
Нижний Кушкуль
Мусино
Ново-Елховка
Ново-Ивановка
Ново-Ишимбаево
Ново-Ишимбаево
Ново-Ишимбаево

ТРУДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА
(г. Казань)

№ 14 1966

Б. М. Юсупов, Р. А. Бареев, Н. Б. Валитов,
Л. М. Рахимова, Ф. Г. Ибраева

ТЕКТОНИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ПОИСКОВ НЕФТИ НА ТЕРРИТОРИИ ТАТАРИИ

Образование и размещение нефтяных месторождений Татарии генетически связаны с формированием Татарского сводового поднятия и обрамляющих его впадин.

Татарское поднятие, как известно, выявлено трестом «Татнефтегазразведка» в конце сороковых годов. Свое номенклатурное название «Татарский свод» оно получило в 1952 г. на совещании геологов в г. Октябрьский. Под Татарским сводом подразумевалось тогда региональное поднятие кристаллического фундамента, установленное бурением в зоне развития Ромашкинского и Туймазинского нефтяных месторождений (Юсупов, 1963). В дальнейшем выяснилось, что поднятие простирается на северо-запад через всю территорию Татарии и заходит в пределы Удмуртии и Кировской области.

Более 15 лет изучается свод с помощью бурения и различных геофизических методов разведки. Однако в силу слабой освещенности бурением ряда районов, особенно северных, среди исследователей все еще нет единого мнения о его строении и границах распространения. Ряд исследователей, например, учитывая относительно высокий уровень залегания кристаллического фундамента (—1600, —1800 *м*) в восточной части Кировской области — в разрезах скважин Ломик 1,6, Колобово 2, Рехино 9, Уни 3, Фаленки 10, Черная Холуница 4, Климковка 3, Кирс 15, Лойно 14 и Кинчино 18, склонен протягивать Татарский свод как монолитное сооружение почти до Предтиманского прогиба (Мельников, 1955; Валеев, Ситдиков, 1963). Мы же, поддерживая мнения Е. И. Тихвинской (1958), В. П. Степанова (1960), Б. С. Касимова (Схем. тектоническая карта Волго-Камского края, 1965, фонды Геол. ин-та в г. Казани) и других исследователей (Тектоническая карта Поволжья, 1963, фонды СВГУ), Татарское поднятие с севера ограничиваем в южной части Кировской области (рис. 1).

Татарский свод представляет собой сложное тектоническое сооружение, состоящее из многочисленных блоков различных форм, размеров, направлений и гипсометрического положения. Это совокупность блоков различных порядков, образующих чрезвычайно сложную комбинацию структурных соотношений стратиграфических комплексов (Юсупов, 1960).

Как наиболее крупные узлы положительных структур Татарского свода выделяются условно названные его Южный и Северный массивы (выступы, купола, вершины), обособленные Сарайлинским прогибом.

В пределах этих массивов бурением установлены Бавлинско-Туймазинская, Альметьевско-Азнакаевская, Акташско-Ново-Елховская (на южном выступе), Нижнекамская и Кукморско-Кутлубукашская (на се-

верном выступе) зоны поднятий фундамента. В свою очередь эти зоны дислокаций расчленяются на ряд более мелких структурных подразделений. Так, в пределах Нижнекамской зоны поднятий выявлены Азево-Салаушское, Усть-Икско-Варзи-Ятчинское, Елабужско-Боголюбовское, Покровско-Шаршадинское, Граховско-Архангельское валоподобные поднятия, которые в совокупности образуют Елабужско-Архангельский структурно-тектонический узел.

Контуры Татарского свода весьма извилисты, что обусловлено главным образом разломами второго порядка (Кокарский, Варзи-Ятчинский, Туймазинский, Бавлинский и др.). Татарский свод простирается с юго-востока на северо-запад. Но редко с этим направлением совпадает простирание его отдельных структурно-морфологических элементов второго порядка. Например, Бавлинско-Туймазинская зона поднятий имеет северо-восточную, Альметьевско-Азнакаевская и Ново-Елховско-Акташская — почти меридиональную ориентацию. Северо-восточную же ориентацию имеют и валоподобные поднятия Елабужско-Архангельского структурного узла.

Мощность осадочного покрова на территории Татарского свода колеблется в пределах от 1560 до 2000 *м*. Размеры его около 55 тыс. *км*^{2}. К юго-востоку и востоку от Татарского свода располагается обширная древняя впадина, заполненная бавлинскими (протерозой) осадками. Впадина эта, условно названная нами Камско-Бельской, осложнена структурами низшего порядка — террасовидными и куполовидными возвышениями, мульдообразными прогибами, седловинами, котловинами и грабенами (Удмуртское, Западно-Башкирское поднятия, Верхнекамская, Осинская мульды, Бирская седловина и др.).

С юго-запада Татарский свод ограничен Мелекесской депрессией и Казанско-Советским прогибом, а с северо-запада — Мари-Турекским и Кильмезским прогибами, также осложненными структурами более мелкого порядка (Ново-Кадиевское, Старо-Кадиевское, Енорускинско-Кутушское, Эштебенькинско-Аксубаевское, Нурлатское, Бугровско-Пичкасское, Камско-Устьинское, Верхне-Услонское, Янги-Аулское, Казакларское и др. поднятия).

Относительно возраста Татарского свода существуют также различные мнения. Под возрастом структуры мы понимаем то время, когда структура приобрела современный облик и с тех пор не испытывала заметной перестройки. Некоторые исследователи считают, что свод представляет собой древнейшее тектоническое сооружение. При этом они исходят из факта отсутствия в его пределах рифейских и нижнепалеозойских образований. Но рифей и нижний палеозой отсутствуют и в большей части Мелекесской депрессии, а также в Советском прогибе, где уровень кристаллического фундамента погружается до отметки минус 1800—2400 *м*, тогда как в пределах Татарского свода фундамент нигде не опускается ниже отметки минус 1800 *м*. Ясно, что между Советским прогибом и северным массивом Татарского свода нельзя ставить знак тектонического равенства, хотя там и здесь выпадают из разреза осадочного покрова верхнепротерозойские и нижнепалеозойские отложения. При определении времени возникновения Татарского поднятия мы исходим из особенностей распределения не только более древних, но и более молодых образований, а также учитываем позднейшие бескомпенсационные опускания и поднятия, вызвавшие значительную перестройку сложившегося ранее структурного плана свода. Конечно, в древнем палеогеографическом плане Татарский свод находился в системе крупного щита древнего заложения. Но после раннего палеозоя этот тектонический щит получил новый структурный план, и Татарский свод в его составе формировался как самостоятельное положительное структурно-тектоническое сооружение. Интересы нефтепоисковых работ требуют тщательного изучения строения свода, ограничения его от окру-

жающих депрессий и более точного определения возраста. Провести границу между противоположными тенденциями очень трудно, а порою, без допущения элементов условности, бывает и невозможно. Поэтому мы сочли целесообразным отделить рассматриваемое сводовое поднятие от окружающих погружений условно по уступу более позднего заложения, поверхность фундамента которого примерно совпадает с изогипсой — 1750 *м*. На северо-востоке и востоке к этой изогипсе тяготеет линия выклинивания бавлинских образований. На поверхности осадочной толщи эти уступы выражены флексурообразным прогибом верхнепермских слоев и террасовидным опусканием геоморфологических массивов в сторону Мелекесской и Камско-Бельской низменностей, характерным для которых является развитие отложений плиоцена лагунно-морской фации, отсутствующих на вершинах свода. Все это говорит об относительно молодом возрасте формирования Татарского свода. Однако, как показывает палеогеографический анализ осадочного покрова, его структурные элементы не являются одновозрастными: восточный, северо-восточный и юго-восточный его склоны, к которым приложены отложения верхнего протерозоя, возникли еще в глубокой геологической древности; юго-западный и северо-западный склоны начали формироваться в среднем девоне, а современный Сарайлинский прогиб возник только в третичный период. При этом следует заметить, что все названные структурные элементы древнего заложения получили возрождение в послепермское время, о чем свидетельствует флексурообразный перегиб татарских образований в сторону древних впадин.

Таким образом, Татарский свод приобрел современный облик лишь в конце неогена.

Механизм формирования поднятия, а также обрамляющих его погружений весьма сложен и подчинен колебательным движениям блоков, ограниченных взаимноперекрещивающимися разломами.

В результате вертикальных колебательных движений блоков кристаллического фундамента вдоль разломов в основном формировались литолого-стратиграфические комплексы осадочного покрова в сложных структурных взаимоотношениях. Современные структурные планы их сложились как сумма результатов колебательных движений, начавшихся с древнейших времен и продолжающихся в наши дни. В соответствии с колебательными движениями блоков происходило развитие в рассматриваемой территории структурно-фациальных комплексов осадочного покрова и распределение на них мощностей стратиграфических горизонтов, что видно из данных, приведенных в табл. 1.

Формирование осадочного покрова происходило в обстановке ритмично- пульсационно развивавшихся седиментационных бассейнов. Об этом свидетельствуют:

а) последовательное выпадение из разреза осадочного покрова бавлинских, эйфельских, артинских, кунгурских и уфимских образований с востока на запад;

б) отсутствие отложений кембрия, ордовика, силура;

в) наличие размывов в кровле нижнебавлинских, верхнебавлинских, эйфельских, живетских, пашийских, кыновских, турнейских, намюрских, башкирских, артинских и кунгурских образований;

г) резкое колебание мощностей некоторых стратиграфических горизонтов в отдельных тектонических зонах (саргаевского, турнейского и др.);

д) чередование глин, песчаников и известняков в толще терригенного девона.

Вместе с тем отдельные прогибы в течение ряда геологических веков оставались некомпенсированными (Камско-Бельский).

К некомпенсированным мы относим также неотектонические опускания блоков, К ним относятся Сарайлинский прогиб, отделяющий

Таблица I

Распределение мощностей стратиграфических комплексов осадочного покрова в пределах татарского свода и окружающих его погружений
(в метрах)

Название структурных элементов	Мощность бавлинских образований	Мощность терригенного девона	Мощность карбонатного девона	Мощность терригенного C_1	Мощность карбонатного C_1	Мощность среднего карбона	Мощность верхнего карбона	Мощность нижней перми	Мощность верхней перми	Мощность неогена	Общая мощность осадков	
											от	до
Бавлинско-Туймазинская зона	0—970 и более	125—154	400—450	20—60	270—375	340—360	145—175	170—200	160—250	0—60	1740	2435
Альметьевско-Муслюмовская зона	отсутствует	88—230	400—420	32—60	225—300	280—360	140—200	100—154	50—150	0—10	1700	2000
		120—220	400—450	12—40	319—460	270—350	170—220	120—140	85—120	0—20	1893	2087
Алтунино-Шунакский прогиб	»											
Акташско-Ново-Елховская зона	»	110—200	400—490	20—30	235—300	260—310	160—180	105—160	125—200	0—15	1600	1833
Черемшанско-Ямашинская зона	»	70—160	405—470	20—30	230—300	230—280	150—200	85—120	160—180	0—15	1640	1650
	»	50—100	430—480	20—30	200—300	235—300	160—180	90—120	150—200	0—80	1700	1880
Ульяновская зона	»											
Северо-восточный склон массива	»	90—100	130—150	40—350	200—250	250—300	130—217	160—210	50—150	0—100	1650	2000
		90—150	410—460	20—50	200—300	240—350	210—250	80—100	125—200	более 50	1650	2130
Юго-западный склон	»	80—100	235—440	254—400	50—280	240—350	170—210	160—180	110—190	0—250	1650	1900
Сарайлинский прогиб	»											
Елабужско-Архангельская зона	»	65—100	130—160	75—80	250—525	245—300	150—160	86—160	50—150	0—60	1603	1880
Кукморско-Кутлубукашская зона	»	7—13*	245—530	36—70	266—446	310—345	170—260	75—100	90—140	отсутствует	1600	1800
Северо-западный склон северного выступа свода	»	160—170	580—680	19—20	280—300	300—320	178—220	115—120	187—200	0—20	1650	2150
Юго-западный склон северного выступа	»	7—20*	455—637	55—120	330—400	270—300	210—250	120—150	170—200	отсутствует	1695	2130
	»	59—130	330—615	20—320	300—320	250—290	205—240	95—110	310—350	0—250	1800	2400
Мелекесская депрессия	337	55—120	515—600	35—80	235—310	235—250	150—180	200—275	235—300	0—100	2600	5000
Камско-Бельская впадина	0—4000 и более											
Казанский прогиб	отсутствует	100—270	555—690	15—20	260—280	300—320	180—200	115—170	90—180	0,0—50	1800	2150

* Установлено бурением, может быть больше.

южный выступ от северного, Казанский прогиб, отделяющий Татарский свод от Токмовского, Мелекесскую депрессию, отделяющую Татарский свод от Жигулевского.

Большое разнообразие в распределении осадков и позднейшие тектонические нарушения в совокупности обусловили различный уровень залегания блоков кристаллического фундамента, сильно расчлененный поверхностный рельеф и сложное структурно-фациальное взаимоотношение между стратиграфическими горизонтами.

Правда, Татарский свод, в отличие от соседних структурно-морфологических элементов Русской платформы, в региональном плане характеризуется общим качественным структурным соответствием опорных поверхностей от фундамента до кровли перми включительно: в зоне общего воздымания фундамента имеют относительно повышенный уровень залегания все опорные горизонты осадочного чехла, а кровля последнего образует относительно высокий и резкий рельеф. Это видно из данных табл. 2. Но при сопоставлении количественных показателей

Таблица 2

Абсолютные отметки опорных поверхностей и рельефа осадочного покрова на элементах Татарского свода и окружающих его погружений

Структурные элементы	Абсолютные отметки									
	кристаллического фундамента		кровли кыновского горизонта		кровли тульского горизонта		кровли нижнеказанских отложений		поверхности рельефа	
	от	до	от	до	от	до	от	до	от	до
Южный выступ .	—1530	—1750	—1408	—1525	—815	—980	+225	0	+380	+90
Северный выступ	—1485	—1750	—1475	—1580	—865	—1050	+85	0	+250	+50
Сарайлинский прогиб	—1600	—1650	—1550	—1600	—1000	—1050	+60	+100	+250	+50
Мелекесская депрессия	—1750	—2263	—1650	—1825	—1050	—1350	0	—280	+250	+50
Казанский прогиб	—1750	—1950	—1580	—1680	—845	—900	+20	+60	+225	+50
Камско-Бельская впадина	—1750	—2000	—1570	—1700	—1080	—1180	60	—240	+240	+55

структур мы уже сталкиваемся с элементами их несоответствия. Так, кристаллический фундамент на северном массиве достигает отметки —1485 *м*, а на южном не поднимается выше отметки —1530 *м*; северный массив выше южного почти на 50 *м*. По вышележащим же опорным поверхностям, а также и по рельефу осадочного покрова, наоборот, южный массив значительно выше северного. Основная причина такого изменения соотношения структур состоит в том, что на северном массиве резко сокращается мощность терригенного девона, а местами он совсем выпадает из разреза, тогда как на южном терригенный девон достигает мощности 70—230 *м*.

В результате этого гипсометрический уровень северного массива ниже южного по кровле кыновских отложений на 55—65 *м*, тульских — на 50—70, казанских — на 140—150 и по рельефу осадочного покрова — на 40—70 *м*. Таковы некоторые общие особенности влияния изменения мощностей стратиграфических комплексов на формирование их структурных соотношений в региональном плане.

Весьма рельефно отражено влияние изменения мощностей стратиграфических горизонтов на соотношение локальных структур.

В соответствии с разнообразием распределения структурно-фациальных комплексов, изменения их мощностей и гипсометрического уровня блоков кристаллического фундамента разнообразны и соотношения локальных структур.

Строго говоря, каждый литолого-стратиграфический комплекс имеет свои «индивидуальные» структурные особенности; учесть все формы структурных соотношений между ними исключительно трудно. Труден также вопрос о классификации этих соотношений. Тем не менее, сопоставляя приближенные качественные данные и пренебрегая количественными отличиями, а также деталями морфологии структур, в Татарии мы выделяем следующие формы структурных соотношений.

1. Качественное структурное соответствие стратиграфических комплексов в разрезах структур от перми до поверхности кристаллического фундамента включительно.

Формирование этого типа структурных соотношений обусловлено более или менее равномерным распределением мощностей структурно-фациальных комплексов и воздыманием блоков вдоль разломов в период позднетретичного и четвертичного орогенеза (Туймазинская, Мусрумовская, Нижнекамская, Верхне-Услонская, Казакларская зоны поднятий).

2. Соответствие структур от перми до кровли карбонатной толщи франского яруса девона; обусловлено локальными изменениями мощностей карбонатной толщи франского яруса в условиях моноклинального падения нижележащих стратиграфических горизонтов; установлено на склонах южного выступа Татарского свода, а также в пределах Камско-Бельской впадины (Шугурово-Тимяшевская, Дружбинская, Лузинская, Черемшано-Ямашинская зоны поднятий).

3. Соответствие структур от перми до кровли бавлинских отложений, при отсутствии соответствия по фундаменту; положительные структуры этого типа образуются в условиях глубокой впадины фундамента, выполненной бавлинскими отложениями, и местного возвышения их кровли; встречаются главным образом в зоне сочленения древней впадины с Татарским поднятием.

4. Структурное соответствие стратиграфических комплексов от перми до кровли фаменских или турнейских отложений; образуется за счет резкого местного колебания мощностей названных толщ при сравнительно спокойном залегании нижележащих слоев или же на фоне их моноклинального погружения. Колебание мощностей происходит в большей части, по-видимому, от развития рифовых сооружений на локальных участках. Местами же оно объясняется неравномерным размывом кровли фаменских образований (структуры облекания).

5. Соответствие группы локальных положительных верхнепермских структур с единым сводовым поднятием терригенного девона и фундамента при отсутствии совпадения структур между слоями перми и карбона, карбона и девона. Эта форма структурных соотношений характерна для центральной зоны Ромашкинской нефтеносной площади, где увеличивается мощность перми и уменьшается мощность нижележащей толщи от верхнего карбона до кровли терригенного девона (Кулашево, Альметьевск, Тайсуган и др.).

6. Соответствие в залегании стратиграфических горизонтов от нижней перми до фундамента; образуется в условиях ступенчатого погружения блоков в сторону прогибов (Черемшанско-Ямашинская ступень южного выступа Татарского свода, восточные борта Мелекесской депрессии и Сарайлинский прогиб).

7. Структурное соответствие между стратиграфическими горизонтами терригенного девона и отсутствие соответствия в залегании между слоями терригенного девона и вышележащих отложений палеозоя (Алтунино-Шунакский прогиб).

Перечисленные формы структурных соотношений стратиграфических горизонтов в основном и предопределили типы нефтяных залежей. В зависимости от размеров и амплитуды поднятия положительных структур, распределения на них мощностей структурно-фациальных элементов

стратиграфических комплексов и формировались нефтяные месторождения Татарии.

Как известно, основной регионально нефтеносной в Татарии является толща пород терригенного девона, мощность и гипсометрический уровень поверхности которой соответственно изменяются:

на южном массиве	от 70 до 230 / —1408—1525 *
на Елабуго-Архангельском поднятии северного массива	от 65 до 100 / —1425—1550
в Сарайлинском прогибе	от 80 до 100 / —1550—1570
на Кукморско-Кутлубукашской вершине северного массива	от 7 до 13 / —1475—1555
на западном склоне северного массива	от 7 до 170 / —1550—1650
в Мелекесской депрессии	от 50 до 150 / —1650—2000
в Казанском прогибе	от 100 до 270 / —1650—1700
в Камско-Бельской депрессии . .	от 55 до 120 / —1570—1700

Эти данные показывают, что терригенный девон, за исключением Кукморско-Кутлубукашской вершины северного массива Татарского свода, имеет повсеместное распространение сравнительно большой мощности. Наиболее высокие отметки его кровли занимает на вершинах южного массива свода, образуя в соответствии с размерами структурно-морфологических элементов кристаллического фундамента, крупнейшее в системе Волго-Камской нефтегазоносной области тектоническое возвышение, обусловившее формирование уникального Ромашкинского нефтяного месторождения, а также его спутников — Бавлинско-Туймазинского и Ново-Елховско-Акташского. В пределах южного же массива сосредоточены относительно большие запасы нефти и в вышележащих горизонтах осадочного покрова — в карбонатном девоне, нижнем и среднем карбоне. Этот массив мы относим к тектоническому сооружению первой категории нефтеносности, и нефтеносность его контролируется структурой первого и второго порядков.

Ко второй категории нефтеносности, по нашему мнению, следует отнести склоны южного массива и Елабужско-Архангельский узел валоподобных поднятий северного массива Татарского свода, так как они содержат относительно крупные нефтяные месторождения, контролируемые структурами второго и третьего порядка (Черемшанское, Ямашинское, Елабужское, Бондюжское, Первомайское, Усть-Икское, Азево-Салаушское месторождения).

Оценки третьей категории нефтеносности заслуживают, как нам кажется, восточный борт Мелекесской депрессии, Сарайлинский прогиб и западный борт Камско-Бельской впадины, в пределах которых расположено большое количество нефтяных месторождений, контролируемых небольшими локальными структурами третьего порядка (Нурлатское, Енорускинское, Дружбинское и др.).

* В числителе — мощность, в знаменателе — абсолютные отметки кровли кыновских отложений (в метрах).

На других структурно-морфологических элементах Татарского свода, а также в Казанском прогибе и на западном борту Мелекесской депрессии нефтяные месторождения пока что не выявлены, хотя на некоторых локальных поднятиях и установлены нефтепроявления, где проводились нефтепоисковые работы с применением глубокого бурения. Дело в том, что эти структурные элементы в гипсометрическом отношении, а также и по размерам значительно уступают структурам первой и второй категории нефтеносности.

Правда, Кукморско-Кутлубукашская зона северного массива по своим размерам и высоте почти не уступает южному нефтеносному массиву. Но ввиду маломощности на нем терригенного девона перспективы его нефтеносности значительно снижаются. Следует, однако, заметить, что структура еще слабо освещена бурением.

Кроме указанных трех категорий мы считаем целесообразным выделить еще структуры четвертой и пятой категории нефтеносности.

К четвертой категории, по нашему мнению, следует отнести Казанский прогиб, западный и северо-западный склоны северного массива Татарского свода, в пределах которых пользуются развитием терригенные отложения девона, содержащие хорошие коллекторы значительной мощности.

К пятой категории, пожалуй, можно отнести Кукморско-Кутлубукашскую зону северного массива. Следует подчеркнуть, что промышленная нефтеносность последних двух категорий структур нигде еще не установлена; были отмечены лишь небольшие нефтепроявления в разрезах пермских и девонских слоев. Таким образом, в Татарии в настоящее время уже исчерпаны возможности выявления такого тектонического элемента, каким является южный массив, который мог бы претендовать на первую категорию нефтеносности и обещать в отложениях терригенного девона высокую эффективность нефтепоисковых работ. Тем не менее, нефтепоисковые работы в республике должны усиливаться, так как еще много неразведанных площадей и горизонтов в пределах структур как первой, второй, так и третьей категории нефтеносности, на которых выявление нефтяных залежей уже требует значительно больших усилий, чем прежде. Вместе с тем мы должны признать необходимость включения в орбиту нефтепоисковых работ и земель четвертой, а также пятой категорий, где могут быть открыты месторождения нефти в отложениях девона и карбона, контролируемые структурами третьего, а быть может, и второго порядка. Возможность открытия залежей нефти обосновывается главным образом сходством указанных земель, особенно четвертой категории, с явно нефтеносными районами по фациальному составу осадочного покрова и его мощности. Как уже мы отмечали выше, снижающими перспективы нефтеносности земель четвертой категории факторами являются низкое гипсометрическое положение структур, а для земель пятой категории — отсутствие терригенного девона, кроме кыновских слоев небольшой мощности. Но здесь необходимо учесть следующие обстоятельства: Казанский и другие прогибы, относимые нами к четвертой категории нефтеносности, до неогенового некомпенсированного опускания имели относительно высокое гипсометрическое положение. Об этом свидетельствует палеотектоническая карта пашийского горизонта к концу нижнеказанского времени. С другой стороны, в период накопления осадков терригенного девона северный массив находился почти до конца кыновского времени выше уровня седиментационного бассейна, что обусловило разрушение пород и создало благоприятную обстановку для образования вторичных коллекторов в верхней части кристаллического фундамента. Надо полагать, также были благоприятные условия в пониженных участках для накопления песчаников-коллекторов, о чем неоднократно высказывал мнение С. П. Егоров.

Придерживаясь теории широкой и дальней миграции нефти с востока на запад (со стороны древних впадин), мы допускаем возможность проникновения нефти через глубинные региональные тектонические разломы и трещины в недра всех перечисленных выше категорий земель, в том числе и Казанского прогиба, а также северного массива. Наиболее благоприятные условия для широкой миграции нефти, по нашему мнению, возникли в верхнепермскую эпоху (после Кунгурской депрессии) и в мезозойскую эру. В кайнозое, как известно, произошла крупная тектоническая перестройка Татарского свода и обрамляющих его прогибов, что, несомненно, привело к резкому изменению гидродинамического режима девонских и каменноугольных слоев и перераспределению в них залежей нефти: формировался южный массив как относительно более высокий, более крупный центр накопления углеводородов; к нему устремлялись со всех сторон подземные воды, несущие углеводороды в силу перепада давлений.

В условиях этой же структурной перестройки формировались и Нижнекамские месторождения за счет нефти, мигрировавшей до возникновения в неогене Сарайлинского прогиба. Также за счет нефти, проникшей до неогеновой перестройки, могли образоваться нефтяные залежи в Казанском прогибе и на Кукморско-Кутлубукашской вершине северного массива и на склонах последнего.

Исходя из изложенных теоретических представлений о формировании структур и накоплении в них нефти, мы считаем вполне обоснованными проводимые в настоящее время объединением «Татнефть» разведочные работы на нефть: а) в отложениях карбона и карбонатного девона на южном массиве; б) в отложениях девона и карбона на склонах южного массива, на восточном борту Мелекесской депрессии, а также на юго-восточной окраине северного массива.

Вместе с тем мы считаем необходимым форсировать нефтепоисковые работы на северном и северо-восточном склонах южного массива, в Камско-Бельской впадине и начать нефтепоисковые работы в Казанском прогибе и в западной части северного массива, включая и его склоны.

Перспективы нефтеносности северного и северо-восточного склонов южного массива мы связываем с терригенными и карбонатными отложениями девона и карбона.

В терригенном девоне здесь наиболее перспективными являются кыновские (пласт $Д_0$) и в меньшей степени пашийские ($Д_1$) отложения. В западной наиболее разведанной части структуры в кыновских отложениях открыты три месторождения (Нуркеевское, Октябрьское, Юртовское). К востоку от линии Сарманово — Мензелинск в разрезах пробуренных скважин пласт $Д_0$ характеризуется плохими коллекторскими свойствами. К западу же от этой линии его коллекторские свойства значительно улучшаются, и все более или менее ясно выраженные структуры могут быть нефтеносными. Отложения пашийского горизонта промышленно нефтеносны лишь в том случае, если амплитуда структуры больше мощности пласта коллектора $Д_1$. Обычно мощность его 18—25 *м*. Следовательно, нефтеносными будут лишь те структуры, амплитуда которых превышает 20—25 *м*. Такие структуры следует искать в зоне выклинивания бавлинских осадков. Структуры же амплитудой менее 20 *м* в основном являются водоносными. Нижележащие пласты терригенного девона ($Д_{II}$ — $Д_{III}$) также сильно обводнены и для поисков структурно-пластовых залежей нефти не представляют большого интереса, хотя и не исключена возможность скопления нефти литологически экранированного типа.

Перспективы нефтеносности карбонатного девона, а также терригенных и карбонатных отложений карбона в структурном отношении связаны главным образом с Камско-Кинельской системой прогибов,

которая пересекает Татарский свод, Мелекесскую депрессию, Сарайлинский прогиб и Камско-Бельскую впадину (Лобов, 1960).

До недавнего времени в пределах этого внутриформационного структурного элемента считались нефтеносными только терригенные отложения нижнего карбона. Полученные в результате бурения новые данные позволяют считать здесь перспективными для поисков нефти не только терригенный нижний карбон, но и карбонатные отложения нижнего карбона, а также и верхнего девона: турнейские, фаменские и франские образования.

В строении Камско-Кинельской системы прогибов выделяются два структурно-стратиграфических этажа, из которых нижний включает карбонатные и терригенно-карбонатные образования верхнефранского подъяруса, фаменского и турнейского ярусов, а верхний — терригенные образования визейского яруса.

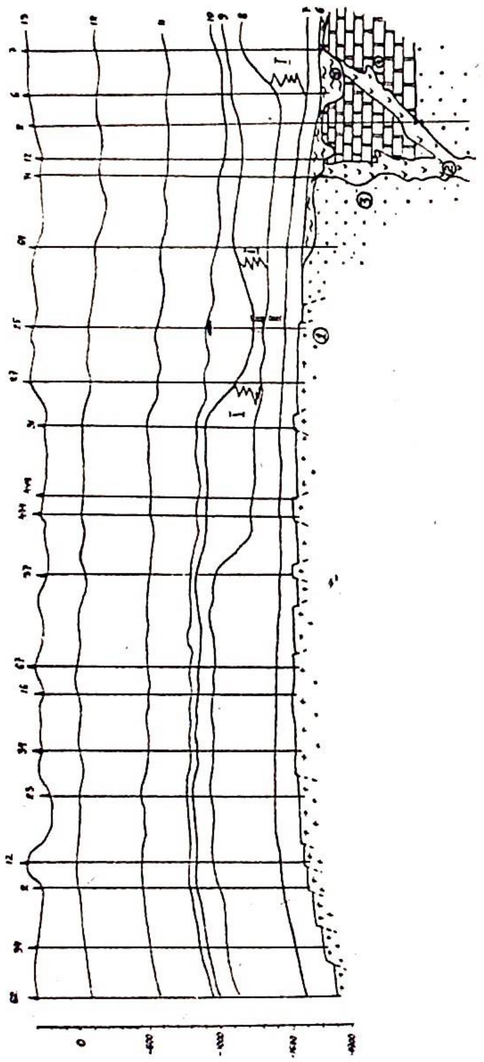
Как известно, Камско-Кинельский прогиб четко выражен по фаменским и франским слоям и почти полностью нивелируется по кровле отложений тульского горизонта.

В пределах прогиба верхнефранские и фаменские отложения представлены темно-серыми, почти черными битуминозными, кремнисто-глинисто-карбонатными отложениями доманикового облика, мощность которых варьирует от 80 до 150 *м*. Породы этого типа относятся к депрессионным отложениям (Мкртчян, 1964). Последние в бортовых зонах прогиба замещаются отложениями сводового типа, представленными светло-серыми органогенными и органогенно-обломочными известняками и доломитами с прослоями аргиллитов и алевролитов; общая мощность колеблется в пределах от 380 до 450 *м*. Вследствие такого резкого увеличения и колебания мощности карбонатных отложений по кровле верхнего девона образуются высокие положительные структуры, а в соседстве с ними — отрицательная структура с крутыми склонами и плоским дном. Ширина ее достигает 100—160 *км*.

Турнейские отложения также делятся на сводовый и депрессионный типы пород. Первый представлен преимущественно известняками светло-серыми мощностью 300—350 *м* и развит в бортовой части прогиба; в сторону центра прогиба он, так же как и в верхнем девоне, замещается депрессионными образованиями доманиковой фации. Ширина депрессии по кровле турнейских образований сужается до 30 *км*. Прогиб почти целиком выполнен терригенными отложениями нижнего карбона, мощность которых составляет 300—350 *м* в его центральной части и 20—30 *м* в периферии (рис. 2).

Промышленные скопления нефти в терригенных отложениях нижнего карбона в пределах Татарии приурочены главным образом к зонам резкого сокращения их мощности, то есть к бортовым частям верхнего этажа прогиба. В этой же зоне могут быть нефтеносными и карбонатные отложения малевских, упинских, черепетских, кондурчинских слоев, поскольку они представлены породами сводового типа.

Заволжские, фаменские и верхнефранские образования в этой зоне структуры верхнего этажа представлены породами доманиковой фации, и в них промышленных скоплений нефти не установлено. Перспективы их нефтеносности, по-видимому, увеличиваются к склонам и бортам нижнего структурного этажа прогиба — в полосе развития пород карбонатного девона сводового типа. Причем на склонах нижнего структурного этажа благоприятные для скопления нефти структуры (по-видимому, рифогенной природы) образуют заволжские слои, а в бортовых его частях — франские и фаменские слои. Отдельные рифовые сооружения типа Бастрыкской локальной структуры могут быть встречены и в краевых частях дна этого яруса прогиба. На Бастрыкской площади, например, резкое увеличение мощности карбонатной толщи верхнего девона и нижнего карбона обусловило возникновение высокоамплитудной



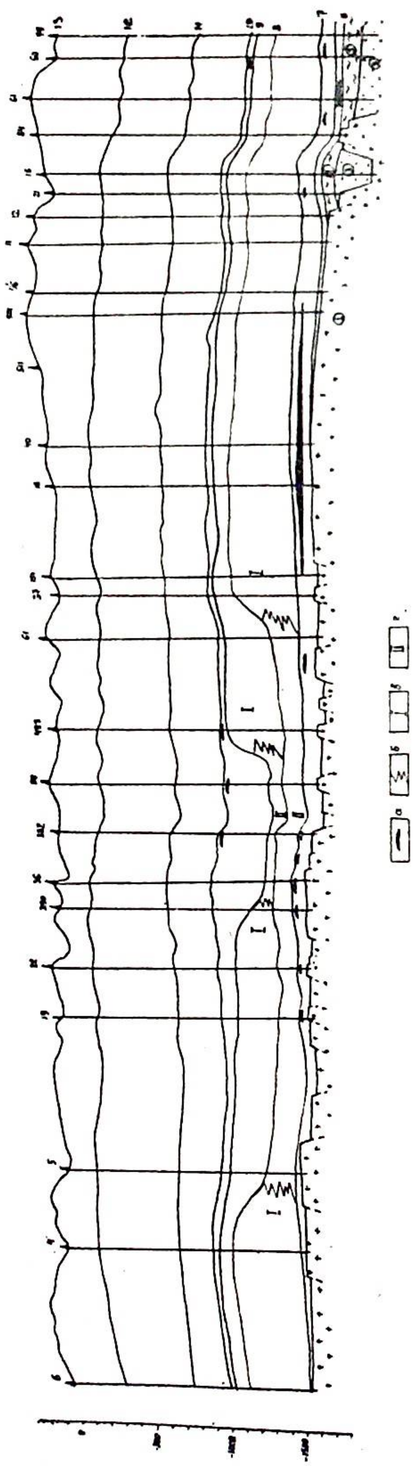


Рис. 2. Геологические профили по линиям Сугушлы—Арлан (I—I) и Бавлы—Кукмор (II—II).
Составил Р. А. Бареев, 1964.

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ: *1* — кристаллический фундамент; *2* — габбродиабазы; *3* — терригенные образования нижнебавлинского комплекса; *4* — терригенно-карбонатные образования нижнебавлинского комплекса; *5* — верхнебавлинские отложения; поверхности: *6* — додевонских; *7* — кыновских; *8* — девонских; *9* — турнейских; *10* — тульских; *11* — верейских; *12* — ассельских; *13* — поверхность современного рельефа; *а* — месторождения нефти; *б* — границы типов разрезов. *в* — сводовый; *г* — депрессионный типы разрезов.

локальной нефтеносной структуры. Такие структуры установлены также на Арланской, Карача-Елгинской и Шумовской площадях.

Таким образом, зона развития Камско-Кинельского прогиба становится одним из наиболее перспективных структурных элементов Татарии, благоприятных для поисков нефти в отложениях нижнего карбона и карбонатного девона.

В связи с этим исключительно важное значение приобретает прослеживание склонов прогиба, точной его конфигурации. Следует указать на практическую важность средних и мелких ответвлений прогиба, которые могут наметить контуры обособленных перспективных на нефть карбонатных выступов. При изучении Камско-Кинельских прогибов существенную помощь должны оказать геофизические методы разведки. Так, при выявлении строения Актаныш-Чишминского прогиба на территории Башкирии методом становления электромагнитного поля, по данным Б. М. Меламеда, получены хорошие результаты. При сопоставлении структурной карты поверхности девона с картой суммарной электропроводимости осадочной толщи, построенной методом «ЗС», выявилось, что область прогиба, выполненная терригенными и терригенно-карбонатными образованиями, отмечается полосой повышенных значений суммарной проводимости, а осевая зона прогиба характеризуется максимальными значениями. При этом довольно четко выделяются обособленные карбонатные выступы, характеризующиеся минимальными значениями проводимости (Карача-Елга, Шелканы, Чермасны и др.). Следует отметить, что карбонатные выступы, над которыми залегают терригенные породы повышенной мощности, на карте суммарной проводимости имеют четкое отражение. Если учесть, что работы не были специально предназначены для изучения осадочного чехла и проведены по сравнительно редкой сетке (1 наблюдение на 10—15 $км^2$), то можно предположить, что при более детальных исследованиях методом становления поля будут получены более важные сведения о строении Камско-Кинельских прогибов. Об этом также свидетельствуют результаты работ Г. П. Алексеева и В. М. Давыдова (1964), проведенные на территории Куйбышевской области. Эти исследователи доказали наличие корреляционной связи между зоной больших значений продольной проводимости с максимальными мощностями терригенных отложений визейского яруса нижнего карбона.

В пределах Казанского прогиба и северного массива Татарского свода нефтепоисковые и разведочные работы следует направлять на открытие нефтяных месторождений в отложениях девона, главным образом живетских, пашийских и кыновских образований, попутно выявляя нефтеносность карбона. Здесь так же, как и на других участках Татарского свода и на бортах Камско-Бельской впадины, первоочередной задачей является подготовка площадей для постановки нефтепоискового и разведочного бурения. В этих целях мы считаем необходимым начать высокоточные сейсморазведочные работы (МОВ и КМПВ) в комплексе с бурением глубоких параметрических скважин на бортах прогибов, обрамляющих северный массив, и на склонах массива, где значительным развитием пользуются терригенные отложения девона. Эти работы позволят: а) трассировать Казанский и Кильмезский прогибы; б) определить характер строения их бортов и склонов северного массива; в) выявить погребенные локальные положительные структуры; г) изучить фациальный состав терригенного девона; д) выявить залежи нефти.

На склонах северного массива происходит выклинивание живетских и пашийских слоев, в головных частях которых могут располагаться благоприятные для скопления нефти коллекторы и ловушки.

В центральной части северного массива нефтеразведочные работы должны быть направлены на поиски промышленных скоплений нефти в отложениях кыновского горизонта и на попутное выяснение нефтеносности верхнефранских, фаменских и турнейских карбонатных отложе-

ний по северо-западному борту Камско-Кинельского прогиба. Кроме того, следует обратить более пристальное внимание на элювий и верхнюю разрушенную часть кристаллического фундамента. Не исключена возможность наличия в коре выветривания фундамента вторичных коллекторов и структурных возвышений, благоприятных для скопления промышленных залежей нефти.

Подготовку площадей под разведку необходимо вести путем профильного нефтепоискового бурения и сейсмопрофилирования, ориентируя их по структурам, выявленным геологическими съемками. По аналогии с Елабужско-Архангельским структурным узлом в центральной зоне северной вершины мы полагаем наличие структурного соответствия между всеми стратиграфическими горизонтами палеозоя.

Сейсморазведочные, электроразведочные и буровые работы должны проводиться по единому согласованному плану трестов «Татнефтегаразведка» и «Татнефтегеофизика». Профильные параметрические скважины следует проектировать, исходя из расчета полного вскрытия осадочной толщи и углубления в породы кристаллического фундамента на 100—150 *м*.

Кроме того, в пределах северного массива мы рекомендуем заложить опорную скважину с расчетом вскрытия кристаллического фундамента на глубину 1500—2000 *м* от его поверхности с целью выяснения: а) строения, вещественного состава, удельного веса, радиоактивности, магнитоактивности, электропроводимости, упругости и других физических свойств пород; б) водоносности, газоносности, рудоносности, алмазоносности и температурного режима глубинной зоны фундамента, с точки зрения выяснения возможности поисков термальных вод.

ЛИТЕРАТУРА

Алексеев Г. П., Давыдов В. М. Изучение Камско-Кинельской впадины и бавлинских отложений в северо-западной части Куйбышевской области методом становления электромагнитного поля. Геология нефти и газа, № 11, 1964.

Валеев Р. Н., Ситдиков Б. С. К геологическому строению кристаллического фундамента Вятско-Камского междуречья. ДАН СССР, т. 152, № 6, 1963.

Лобов В. А. и др. Геологическое строение и нефтеносность терригенных отложений нижнего карбона Камско-Кинельской впадины. Тр. КуйбышевНИИНП, вып. 4, 1960.

Мельников А. М. О поверхности кристаллических пород фундамента на территории Татарской АССР и прилегающих областей. ДАН СССР, т. 103, № 5, 1955.

Мкртчян О. М. Верхнедевонские рифы и их роль в формировании нефтеносных структур востока Урало-Поволжья. М., Изд-во «Наука», 1964.

Степанов В. П. О тектонике фундамента юго-восточной части Марийской АССР и Кировской области. Геология нефти и газа, № 9, 1960.

Тихвинская Е. И. Основные этапы геологической истории северо-запада Татарской АССР в связи с проблемой нефтеносности. Сб. «Перспективы нефтегазоносности и направления геологоразведочных работ в северо-восточных районах Урало-Волжской нефтеносной области». М., Гостоптехиздат, 1958.

Юсупов Б. М. Нефтеносность девона востока Татарии. Тектоника. Труды КФАН СССР, серия геол. наук, том 1, вып. 6, 1960.

Юсупов Б. М. О возобновлении нефтепоисковых работ на так называемом северном выступе Татарского свода. Татарская нефть, № 1, 1963.

ТРУДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА
(г. Казань)

№ 14 1966

Р. Н. Валеев

ТЕКТОНИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ СЕВЕРНЫХ РАЙОНОВ КУЙБЫШЕВСКОЙ ОБЛАСТИ

Северные районы Куйбышевской области в тектоническом отношении охватывают юго-западные склоны Татарского свода, Сидоровский выступ и разделяющий последние Сергиевский авлакоген. Общие особенности строения грабена и его обрамления приводятся во многих работах В. А. Лобова (1960), В. А. Клубова (1963), Л. Н. Еланского (1963), В. Д. Наливкина (1962), П. Г. Трушкина (1963), Н. П. Грязнова (1963), Б. М. Аширова (1965) и др.

Разломы предопределили блоковое строение фундамента территории, особенности строения структур осадочного чехла и распределение нефтяных месторождений.

В пределах описываемой территории намечаются три главных направления дизъюнктивных нарушений: северо-восточное, северо-западное и субширотное. Два основных нарушения — Жигулевский и Сергиевский разломы субширотного направления — осложнены оперяющими вторичными разломами соответственно субширотного и северо-восточного простирания. По западному склону Татарского свода на древние с.-в. направления, выявляемые геофизическими данными, накладывается более молодая с.-з. система нарушений.

Сергиевский авлакоген в описываемом районе представлен своей западной затухающей частью. Характерным для затухающих частей крупных грабенов является их распад и разветвление на ряд подчиненных желобов (Белоусов, 1960). Аналогичное строение имеет и Сергиевский авлакоген (см. рис. 1). Вдоль основного Сергиевского разлома, ограничивающего южный борт грабена, проходит Елховский желоб. Северный борт грабена, также осложненный крупным нарушением, находит свое продолжение в виде Алькеевского грабена с.-з. простирания. Кроме того, намечаются почти перпендикулярно к основному стволу Сергиевского авлакогена у названных выше ответвлений два дополнительных желоба, проходящих по оперяющим Сергиевский разлом с.-в. нарушениям,— Екатериновский и неизвестный ранее Сургутский грабены. По пермским отложениям на месте западной периклинали Сергиевского авлакогена и его периферических желобов прослеживается Сокско-Шешминская зона поднятий. По оси периферических желобов проходят: по Елховскому грабену — Елховский вал, по Сургутскому — Чесноковский и по Алькеевскому — группа мелких поднятий аналогичного с.-з. простирания. Борта грабенов по осадочному чехлу определяются крутыми крыльями названных инверсионных валов, совпадающих с ограничивающими разломами. Абсолютные отметки фундамента внутри основного грабена колеблются по геофизическим данным в пределах 3—4,5 *км*, внутри затухающих желобов — 2,3—2,5 *км* (Годин, 1958, Еланский, 1963).

Западный склон Татарского свода состоит из серии горстообразных блоков и ступеней, направления которых подчиняются простиранию молодой с.-з. системы нарушений: Аканский, Мамыковский, Нурлатский, Аксубаевский, Енорускинский, Ульяновский, Черемшанский и Елховский блоки. Их южные периклинальные окончания заходят в пределы Куйбышевской области, дугообразно изменяя свои простирания и вписываясь в систему с.-в. нарушений, оперяющих Сергиевский разлом. С разломами совпадают живетские и верхнекыновские прогибы, разделяющие названные блоки.

По бортам намеченного Сургутского грабена выделяются Кондурчинский и предполагаемый Исаклинский валы.

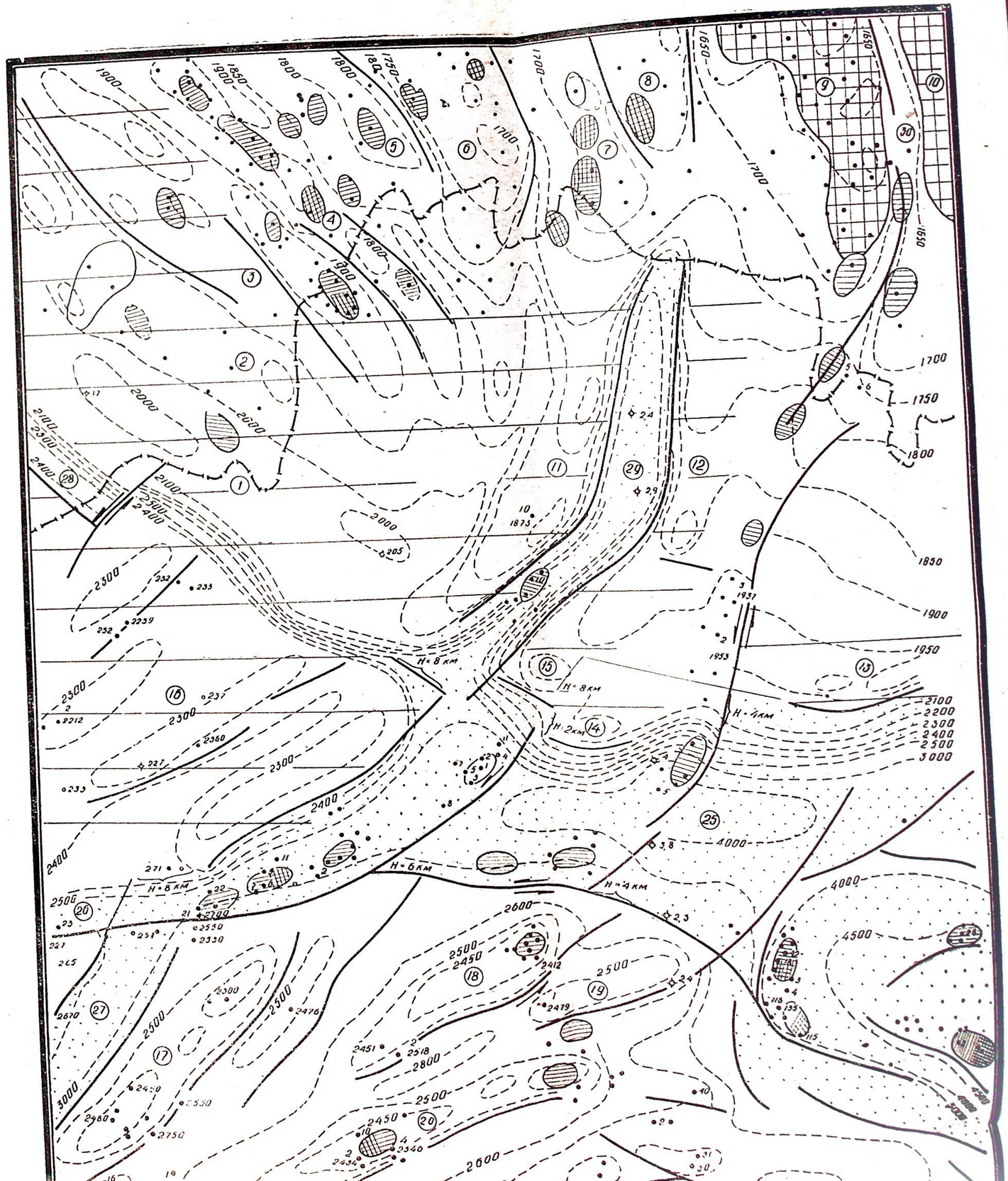
Очень интересен вопрос о положении северной границы Сергиевского грабена с Татарским сводом. До недавнего времени по данным глубинного сейсмозондирования (Годин, 1958, Новоселов, 1964) граница эта проводилась гораздо севернее. В настоящее время в результате бурения на Валентиновской площади породы кристаллического фундамента были встречены на отметках — 1930,— 1940 *м* при отсутствии рифейских отложений, в то время как ранее здесь предполагались глубины порядка 2,5—3 *км*. Нам кажется, что сейчас мы сможем более обоснованно проводить эту границу, если обратим внимание на особенности строения пермского структурного плана.

По пермским отложениям эта часть грабена и прилегающие участки свода осложнены известной Сокско-Шешминской зоной поднятий, состоящей из серии крупных валов с.-в. простирания, подчиняющихся направлениям оперяющих Сергиевский разлом дизъюнктивных нарушений. Однако на фоне этой зоны поднятий намечается ряд аномальных поперечных по отношению к валам структур субширотного простирания, расположенных в прогибах между валами: Буз-Башское, Ермаковское, Преображенское, Исаклинское поднятия. Образуя поперечную полосу, они, на наш взгляд, фиксируют зону поднятий кристаллического фундамента вдоль северного борта грабена. Их крутые южные крылья, видимо, проходят вдоль границы распространения рифейских отложений.

Сидоровский выступ, ступенчато опущенный гораздо ниже ю.-з. склонов Татарского свода, осложнен системой валов с.-в. и субширотного простирания. Причем, характерно, валы с.-в. простирания тяготеют к оперяющим нарушениям Сергиевского разлома, а валы субширотного простирания — к аналогичным нарушениям Жигулевского разлома.

Существование названных крупных разломов с характерным сложным рисунком оперения говорит о возможности проявления горизонтальной составляющей тектонических движений (Пейве, 1956). В этом случае история развития разломов и их движений во многом объясняет особенности строения региона в целом и осложняющих его дислокаций.

Судя по общей конфигурации дизъюнктивных нарушений, Жигулевский и Сергиевский разломы представляют собой типичные левосторонние сдвиги. Анализ пермских структур, осложняющих нарушения, и ряда других элементов не только подтверждает высказанное предположение, но и позволяет определить приближенно амплитуду горизонтальных смещений. Так, хотя выделяемые поперечные поднятия с аномальным простиранием внутри Сокско-Шешминской зоны и имеют единое простирание, но располагаются не на одной линии. Создается определенное впечатление о разрыве Алькеевского разлома, ограничивающего Сергиевский грабен с севера, на ряд отрезков более поздними подвижками. Этот разрыв следует связывать с наращиванием в северном направлении оперяющих Сергиевский сдвиг вторичных нарушений, переработавших северный «пассивный» борт грабена. Рифейское время заложения Сургутского грабена говорит о том, что сдвиговые движения происходили в период «ранней платформы». В девоне это наращивание продолжалось с образованием в кыновское время Шугуровского гра-



Западны
блоков и ст
лодой с.-з.
Аксубаевски
ский блоки.
Куйбышевс
сываясь в с
С разломам
ляющие на
По бор
чинский и
Очень
ского граб
глубинного
ца эта про
бурения на
мента был
рифейских
бины поря
обоснован
ности стро
По пер
свода осл
стоящей и
направлен
ний. Одна
поперечны
расположе
Преображ
они, на н
дамента в
димо, про
Сидо
склонов
ного прос
к оперяю
простира
Суще
ным рису
тальной
случае ис
особенно
Судя
левский
ронние с
ряда дру
жение, н
тальных
мальным
ное прос
определе
вающего
подвижк
ном нап
перераб
заложен
происхо
продолж

бена с узким Алтунино-Шунакским прогибом по его северной периферии. Амплитуда горизонтальных смещений, как показывает относительное положение поперечных поднятий, колеблется в пределах 6—10 *км*. Сургутский и Екатериновский грабены, представляющие, видимо, в начале развития единый желоб, оказались смещенными относительно друг друга на 8 *км*, что подтверждает общую амплитуду смещения по Сергиевскому сдвигу.

Зональный характер строения структур Сидоровского выступа, связанных в южной части с Жигулевским, а в северной с Сергиевским сдвигами, также объясняется взаимным влиянием горизонтальных движений по обоим нарушениям.

В девонское время интенсивность опусканий Сергиевского грабена снижается, сама впадина значительно расширяется, захватывая прилегающие участки сводов, т. е. проходит стадию развития синеклиз. Однако западная часть впадины оказалась осложненной Шугуровским грабеном. На месте валов Сокско-Шешминской зоны, как показывает анализ мощностей терригенных отложений девона, существовали узкие прогибы, объединяющиеся в единую систему грабена. Формирование валов началось лишь в каменноугольное и особенно пермское время в связи с инверсией грабена. Валы возникли в пределах как девонского Шугуровского грабена, так и рифейских периферических желобов (Елховский, Чесноковский валы), подчиняясь простиранию Сергиевского сдвига и его оперяющих нарушений. В плане в пределах Сергиевского авлакогена мы наблюдаем два больших поля структур: восточное, осложненное инверсионными поднятиями Больше-Кинельского, Шкаповского, Серафимовского и др. валов девонского времени заложения, и западная половина грабена, осложненная поперечной Сокско-Шешминской инверсионной зоной каменноугольно-пермского времени заложения. По ю.-з. окраине Татарского свода проходят нарушения с.-з. простирания и связанные с ними поднятия. Время заложения этой истемы, видимо, в основном девонское, хотя некоторые нарушения, судя по времени заложения Алькеевского грабена, возникли в рифее. Амплитуда движений указанных блоков была довольно значительной. Эштебенькинский выступ, лишенный в своде осадков терригенного девона, достигает амплитуды более 100 *м*.

В последующие эпохи интенсивное развитие, как уже отмечалось, испытала зона девонского Шугуровского грабена, на месте которого возникла инверсионная Сокско-Шешминская зона поднятий, занимающая по пермским отложениям по сравнению с окружающими структурами господствующее положение.

При начале работ в данном районе эта зона естественно привлекла внимание в первую очередь. Однако результаты разведки были незначительны, во всяком случае не было открыто ни одного девонского месторождения, за исключением лишь одной небольшой Радаевской залежи с тяжелой нефтью (уд. в. 0,916). Результаты разведки каменноугольных залежей более значительны (открыто свыше 8 месторождений), но также с относительно тяжелой нефтью (уд. в. 0,894—0,935). Причем нефти среднего карбона более легкие и отвечают первому пределу указанной плотности, а нижнего — более тяжелые.

В дальнейшем фронт работ в этом районе передвинулся в пределы Жигулевского свода и Сидоровского выступа на юге и на юго-западные склоны Татарского свода на севере, где было открыто значительное число месторождений как в девоне, так и карбоне, притом с гораздо лучшим качеством нефтей.

Анализ особенностей размещения залежей нефти позволяет в настоящее время выделить две крупные зоны: 1) каменноугольно-девонских месторождений в пределах Жигулевского свода, южной части Сидоровского выступа, восточной части Сергиевского грабена (инвер-

сионные структуры девонского времени заложения) и на Татарском своде; 2) девонско-каменноугольных залежей, охватывающая Сокско-Шешминские дислокации и валы северной части Сидоровского выступа. По качеству девонских нефтей соответственно с указанными полями совпадают зоны легких и тяжелых нефтей.

В последнее время, после временного прекращения работ, на севере Куйбышевской области было вновь начато глубокое разведочное и поисковое бурение в основном в пределах Сокско-Шешминского вала. На Елховской и Шелашниковской площадях были получены небольшие непромышленные притоки тяжелой нефти из девона (уд. в.>0,900). Таким образом, вновь проведенные работы еще раз убеждают в слабой перспективности Сокско-Шешминских поднятий на поиски девонской нефти. Позднее время формирования структур, происшедшее, видимо, после основного этапа миграции нефти, привело к возникновению лишь небольших девонских месторождений с тяжелой остаточной нефтью. В то же время перспективы поисков каменноугольных месторождений, как показывают результаты бурения, более высоки.

Значит ли это, что в указанном районе не могут быть открыты более значительные девонские месторождения нефти? На наш взгляд, ориентация разведки на крупную Сокско-Шешминскую зону поднятий затрудняет и несколько задерживает выбор правильного направления работ. При поисках девонской нефти следует прежде всего обратить внимание на возможность выделения более древних структур. В этом отношении привлекают внимание Кондурчинский и Исаклинский валы на бортах Сургутского рифейского грабена. Интересна цепочка поперечных структур (Буз-Башская, Ермаковская, Преображенская, Исаклинская), расположенных на северном борту Сергиевского грабена. Все они, вероятно, имеют девонское и даже додевонское время заложения, синхронное с временем формирования прилегающих грабенов.

Вдоль с.-в. бортов Алькеевского грабена намечаются Аканская и Мамыковская ступени аналогичного строения с уже выявленными террасами и с доказанной промышленной нефтеносностью.

Большой интерес представляет Надеждинский блок кристаллического фундамента, расположенный между Елховским и Алькеевским грабенами и ступенчато погружающийся в сторону Сергиевского грабена.

Этот блок очень слабо изучен, однако в его пределах отмечались нефтепроявления при бурении надеждинских и мелекесских скважин как в карбоне, так и в девоне. По данным геофизики и анализа направления разломов в пределах блока намечается группа валов с.-в. простирания.

Таким образом, перспективы поисков девонской более качественной нефти в указанном районе достаточно высоки. Основным направлением геологопоисковых работ, видимо, следует считать прибортовые участки Сергиевского грабена и осложняющих его Алькеевского, Сургутского и Елховского желобов.

ЛИТЕРАТУРА

Белоусов В. В. Основные вопросы геотектоники. Госгеолиздат, 1960.

Годин Ю. Н. Комплексные региональные геофизические исследования юго-востока Русской платформы. Геология нефти и газа, № 5, 1958.

Грязнов Н. К., Клещев А. И., Клубов В. А. и др. Важнейшие черты тектонического строения Волго-Уральской области. Тр. КФАН СССР, 1963.

Еланский Л. Н., Бархатова З. С. и др. Глубинное геологическое строение Куйбышевской области. Тр. КуйбышевНИИНП, вып. 18, 1963.

Лобов В. А., Алексеев Г. И. и др. Геологическое строение и перспективы нефтеносности и газоносности палеозоя юго-восточных районов Волго-Уральской области. Тр. КуйбышевНИИНП, вып. 5, 1960.

Новоселов Б. А., Чередеев И. В. Перспективы нефтеносности бавлинских отложений на севере Куйбышевской области. «Нефтегазовая геология и геофизика», № 1, 1964.

Наливкин В. Д., Клушин И. Г., Толстихин И. Н. Системы разломов востока Русской платформы. Сб. Материалы по тектонике Нижнего Поволжья. Гостоптехиздат, 1962.

Пейве А. В. Общая характеристика, классификация и пространственное расположение разломов. Изв. АН СССР, сер. геол., № 1, 1956.

Розанов Л. Н. Основные закономерности тектонического строения и формирования структур Волго-Уральской области. Тр. КФАН СССР, 1963.

ТРУДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА
(г. Казань)

№ 14 1966

Н. С. Исхакова

К ВОПРОСУ О НЕФТЕНОСНОСТИ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ УДМУРТИИ

Основные перспективы нефтеносности на территории Удмуртии связаны с палеозойскими отложениями; вместе с тем следует отметить широкий стратиграфический диапазон нефтепроявлений по всему осадочному комплексу от рифейско-вендских отложений до пермских включительно (Зура, Киенгоп, Можга, Сарапул, Варзи-Ятчи, Голюшурма, Бураново, Казаковка и др.).

Промышленная нефтеносность на описываемой территории установлена в живетско-кыновской терригенной, нижнекаменноугольной (визейской) терригенной и среднекаменноугольной толщах. Это нефтегазоносные толщи, с которыми связаны открытые на территории Удмуртии месторождения нефти: Архангельское, Граховское, Покровское, Киенгопское, Вятское, Гремихинское, Кырыкмасское.

Наряду с нефтеносными, ряд стратиграфических подразделений, продуктивных для соседних районов, выделяется как возможно нефтегазоносные толщи. Это рифейско-вендская, эйфельская и наиболее перспективная верхнедевонская карбонатная толщи, на характеристике которых вкратце остановимся.

Рифейско-вендская возможно нефтегазоносная толща сложена преимущественно терригенными породами — песчаниками, алевролитами и аргиллитами — и широко развита в пределах Камско-Бельской впадины и по древним рифейским грабенам Ижевскому и Кокарскому. Вскрытая мощность этих отложений равна 700—1000 *м*. По данным геофизики, суммарная мощность их измеряется в 2,5—3 тыс. *м*. Пористость отдельных прослоев достигает иногда величин несколько более 5—6%, в среднем же менее 5%. Максимальная проницаемость измеряется в 200—250 *мд*.

По данным Л. Ф. Солонцова, основные перспективы следует связывать с верхней частью рифейского комплекса, перекрытого вендскими отложениями. Имено к этому стратиграфическому интервалу приурочены в основном все известные нефте- и газопроявления Удмуртии и соседних районов Башкирии, Кировской и Пермской областей (Зура, Киенгоп, Орьебаш, Чераул, Кирс, Бородулино, Очер, Танып и др.). Высокое содержание (до 0,3%) углеводородов отмечено на Варзи-Ятчинской и Яганской площадях. Все это и позволяет выделять рифейско-вендскую толщу в возможно нефтегазоносную.

Эйфельская возможно нефтегазоносная толща сложена песчано-алевролитовыми и глинисто-карбонатными породами в объеме бийского горизонта. Эти песчано-алевролитовые породы, представленные разнозернистыми песчаниками с пористостью до 18—22%, могут служить прекрасными коллекторами нефти (Бареев, Исхакова, 1965).

Следует отметить несколько отличный от описанного выше характер эйфельских отложений на территории Удмуртии — он развит на юге и севере ее (Аверьянов, Фомина, 1963).

Промышленная нефтеносность этих отложений (пласт $Д_у$) установлена в соседних районах Башкирии, что позволяет считать их перспективными и для нашей территории.

Верхнедевонско-турнейская карбонатная толща включает серию осадков от среднефранского до фаменского и турнейского ярусов.

В этой толще, представленной карбонатными породами, встречены обильные нефте- и битумопроявления, вплоть до небольших притоков (Яганка № 3, до 4 *т/с*). Повышенная битуминозность присуща породам доманикового горизонта, вплоть до насыщения жидкой нефтью (Кокарка, Нылга), породам мендымского горизонта и реже фаменского яруса (Кокарка, Сарапул, Можга). За последнее время в фаменских известняках Татарии и Башкирии открыты месторождения нефти с дебитом скважин до 50 *т/с*.

В тектоническом отношении и небольшие притоки нефти в Удмуртии и месторождения Татарии и Башкирии приурочены к структурам рифового происхождения, получившим развитие по бортам Камско-Кинельской системы прогибов.

Наличие значительных нефтепроявлений, пластов с хорошими трещинными и кавернозными коллекторами, а также скоплений нефти в вышележащих терригенных отложениях нижнего карбона позволяет считать верхнедевонско-турнейскую карбонатную толщу весьма перспективной для поисков нефтяных месторождений.

Рассмотрение перспектив нефтеносности девонских отложений следует проводить совместно с так называемым Нижнекамским нефтеносным районом Татарии, представляющим тектонически единую зону с девонскими месторождениями Удмуртии (Валеев, 1964).

Нижнекамский нефтеносный район и группа девонских месторождений Удмуртии в тектоническом отношении связаны с Грахано-Бондюжской и Удмуртской зонами краевых поднятий, осложняющими восточный склон Татарской системы сводовых поднятий. Здесь в настоящее время известно около 30 месторождений.

Месторождения контролируются структурами третьего порядка, северо-восточного простирания, а наиболее крупные из них часто связаны с дислокациями второго порядка в целом (Елабужское, Первомайское и др.). Размеры локальных структур колеблются в пределах 1—8×3—10 *км*, амплитуда от 10 до 30—50 *м*. Интересной особенностью строения Грахано-Бондюжской зоны является уменьшение величины и амплитуды локальных структур, появление признаков довольно резкого несоответствия структурных планов по направлению к западу от главной оси Елабуго-Бондюжской зоны (Танайско-Бехтеревский район) и как следствие незначительные по площади, запасам и этажу нефтеносности залежи, в основном водоплавающего типа (Граховское, Покровское месторождения).

Для месторождений, приуроченных к Грахано-Бондюжским дислокациям, характерно закономерное, скачкообразное понижение водонефтяных контактов от центральных, наиболее приподнятых структур к более опущенным, обрамляющим первые. Так, если на Елабужском месторождении контакт «нефть — вода» устанавливается на абсолютной отметке —1433 *м*, на Бондюжском —1460 *м*, то к западу происходит погружение его до —1467 *м* (Первомайское), далее до —1488 *м* (Покровское), а на Граховском месторождении, самом западном из этой группы, отметка водонефтяного контакта опускается до —1500 *м*. Аналогичное колебание отметок ВНК наблюдается и в восточном направлении, где на Усть-Икском он устанавливается на абсолютной глубине —1458 *м*, а на Салаушском на 70 *м* ниже, т. е. —1530 *м*. Причем нефтеносными здесь оказались лишь песчаники пласта $Д_0$.

Уровни водонефтяных контактов месторождений Удмуртской зоны краевых поднятий в целом ниже (—1640 *м*) в связи, очевидно, с наличием тектонических ступеней широтного направления (Валеев, 1964).

Ниже приводится краткая характеристика месторождений Удмуртии.

Архангельское месторождение контролируется единой асимметричной складкой восток-северо-восточного простирания Удмуртской зоны краевых поднятий размером 11×3 *км*. Ее свод осложнен рядом мелких куполов. Внешний контур нефтеносности —1640 *м*.

Южнее в районе скважин № 3 и 63 намечаются более мелкие структуры третьего порядка, которые контролируют еще две залежи с более низкими отметками ВНК (—1642 *м*). Дебиты отдельных скважин достигают 200—300 *т/с*. Нефть получена из 13 скважин.

Граховское месторождение приурочено к локальному поднятию северо-восточного простирания размером 5×2,5 *км*. Нефтеносными здесь являются песчано-алевролитовые породы муллинского горизонта. Дебиты скважин небольшие (от 0,8 до 8 *т/с*). Водонефтяной контакт отбивается на отметке —1504, —1517 *м*.

Восточнее с. Грахово находится Покровское месторождение, приуроченное к локальному поднятию северо-восточного простирания, размером 6×3,5 *км*. Нефтеносными здесь являются песчано-алевролитовые породы пашийско-кыновского горизонта. Дебиты скважин несколько большие, чем на Граховском (до 10—11 *т/с*).

Следует отметить еще две площади, из скважин которых были получены притоки нефти. Это Кокарская (скв. 56) и Ныльгинская (скв. 7).

Нефть, полученная из скважины № 56, отличается крайне большим удельным весом (0,996) и большим содержанием серы (5,6%). Однако положение ее на склоне структуры указывает на то, что она попала в приконтурную зону скорее всего с остаточной нефтеносностью.

При заложении глубоких скважин на Ныльгинской площади структурный план еще не был окончательно выяснен.

В настоящее время установлен целый ряд мелких локальных поднятий, и все три скважины (№ 1, 2 и 7) оказались на периклиналях этих структур. Разведочные работы в пределах названных площадей остались незавершенными.

Основные перспективы нефтеносности каменноугольных отложений Удмуртии связаны с нижнекаменноугольной (визейской) терригенной и среднекаменноугольной (башкирско-подольской) толщами. Все известные нефтепроявления как промышленного (Вятское, Киенгоп, Гремиха, Кырыкмасс), так и непромышленного (Бураново, Опарино, Сарапул, Дебессы, Кулиги) характера в тектоническом отношении приурочены к Камско-Бельской впадине и тесно связаны с развитием Камско-Кинельской системы прогибов.

Каменноугольные месторождения нефти контролируются структурами третьего порядка, как правило северо-западного простирания. Характерной особенностью этих структур является соответствие структурных планов по пермским, каменноугольным и верхнедевонским отложениям и несоответствие с нижележащими отложениями девона.

Ниже приводится краткая характеристика каменноугольных месторождений Удмуртии.

Вятское месторождение, наиболее крупное из законченных разведкой, располагается на юго-востоке республики, на правом берегу р. Камы. Оно приурочено к довольно значительной по величине (12,5×7 *км*) складке с.-с.-з. простирания, входящей в систему структурных осложнений Арлано-Дюртюлинского вала. Последний довольно четко выражен по отложениям перми и карбона и имеет обычное для структур Камско-Бельской впадины северо-западное простирание.

Промышленно-нефтеносными являются песчано-алевролитовые породы яснополянского подъяруса. Дебиты по отдельным скважинам достигают 50 *т/с*.

Несколько западнее Вятского находится Кырыкмасское месторождение, приуроченное к пологой брахиантиклинальной складке с.-з. простирания, расположенной на северной периклинали Андреевского вала. Ее размеры 16×8 *км*. Продуктивными являются отложения нижнего (яснополянский надгоризонт) и среднего (башкирский ярус и подольский горизонт) карбона. Наиболее высокодебитные скважины из отложений нижнего карбона дают до 50—60 *т/с* нефти.

Киенгопское месторождение приурочено к крупной асимметричной складке с.-з. простирания, осложненной двумя куполами. Размеры ее 16×13. Промышленно-нефтеносными здесь являются известняки башкирского яруса, обладающие хорошими коллекторскими свойствами: пористость 20—22%, проницаемость 600—700 *мд*. Дебиты скважин от 82,5 до 50 *т/с*. Кроме того, в последнее время установлены залежи в бобриковских и намюрских отложениях.

Гремихинское месторождение приурочено к одноименному поднятию с.-з. простирания. Размеры его по замкнутой изогипсе — 1000 *м* составляют 10×5,5 *км*, амплитуда 60 *м*. Свод поднятия располагается в районе скважины № 82 (— 940 *м*). Промышленно-нефтеносными здесь являются отложения верейского горизонта и башкирского яруса, а также яснополянского подъяруса.

Таким образом, в первом приближении девонские нефтяные месторождения Удмуртии располагаются преимущественно по восточному склону Татарской системы сводовых поднятий, где находят развитие структуры с.-в. направления, с полным соответствием структурных планов, а каменноугольные — в Камско-Бельской впадине и связаны с зоной структур с.-з. простирания, характеризующихся явлениями смещения и выполаживания с глубиной.

ЛИТЕРАТУРА

Аверьянов В. И., Фомина Л. С. Стратиграфия терригенной формации девона Удмуртии. ДАН СССР, т. 149, № 5, 1963.

Бареев Р. А., Исхакова Н. С. Особенности распространения и изменения пластов-коллекторов терригенной толщи девона Удмуртии и северо-востока Татарии. Нефтегазовая геология и геофизика. Текущая информация, № 11, 1965.

Валеев Р. Н. Зональность структур Удмуртии и северо-востока Татарии и ее влияние на пространственное размещение залежей. Геология нефти и газа, № 4, 1964.

ТРУДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА
(г. Казань)

№ 14 1966

Л. Д. Файзуллин

ИСТОРИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ДЕВОНСКИХ СТРУКТУР ПЕРВОГО И ВТОРОГО ПОРЯДКА В ПРЕДЕЛАХ УДМУРТИИ

С девонскими структурами Волго-Уральской области связано большое число нефтяных залежей и месторождений нефти. В связи с этим изучение истории формирования девонского структурного плана в районах, сравнительно слабо освещенных нефтепоисковым и разведочным бурением, представляет большой практический интерес.

К началу рифея территория Удмуртии входила в состав крупного Сарматского щита. В результате интенсивного воздымания произошло его дробление на отдельные глыбы и массивы (Шатский, 1948). На территории Удмуртии возникли Татарская глыба и Камско-Бельский авлакоген. Опускание крупных систем грабенов и воздымание отдельных массивов привели к возрождению древних и заложению новых разломов. В связи с этим Камско-Бельский авлакоген был осложнен системой более мелких грабенов, которые, врезаясь в тело Татарской глыбы, разбивали ее на отдельные блоки (Валеев, Эллерн, 1963) диагонального северо-восточного простирания, в то время как Камско-Бельский авлакоген имеет меридиональное направление.

Результатом всеобщего поднятия Русской платформы в каледонскую эпоху тектогенеза явилось полное уничтожение вендских образований на сводах крупных положительных структур. Несмотря на то, что в начале среднего девона восходящие движения вновь сменились нисходящими, общий структурный план территории остается унаследованным от рифейского этапа тектонических движений. По-прежнему выделяются Татарский свод и Камско-Бельская синеклиза. Область максимальных опусканий синеклизы находилась значительно восточнее границ Удмуртии — в Пермской области.

В живетское время опускания Камско-Бельской синеклизы вновь усиливаются, она имеет более четкие линейные очертания, а ось ее значительно смещается к западу и проходит вдоль восточного склона Татарского свода.

Изменение мощностей терригенного девона, к началу верхнекыновского времени уже четко намечает систему валов и прогибов, имеющих северо-восточное, реже меридиональное простирание, которое обусловлено направлением разломов кристаллического фундамента (Валеев, 1964). К этому времени уже существуют Граховский, Покровский, Елабужский, Архангельский и Нылгинский валы. Структуры северо-восточного простирания находят свое продолжение в пределах Камско-Бельского авлакогена. Группа Вятских и Кырыкмасских поднятий располагается на структурной террасе, ограниченной изопахитой —100 *м*, а ступенчато ниже, на второй террасе, намечается довольно

значительный по размерам (50×15 *км*) Сарапульский вал. В северной части Камско-Бельского авлакогена намечается ряд тектонических ступеней северо-западного простирания, погружающихся в северном направлении.

Начиная еще с нижнекыновского и особенно в среднекыновское время усилились положительные движения Татарского свода. Эти резкие поднятия сопровождались довольно значительными расколами фундамента и проявлениями вулканизма на соседних с Удмуртией территориях. В верхнекыновское время произошло опускание Татарского свода, и он был перекрыт осадками мелководного моря.

В верхнефранское время тектонический план Удмуртии претерпевает существенную перестройку. В эту эпоху закладывается крупная система глубоких некомпенсированных прогибов, так называемая Камско-Кинельская впадина (Лобов, 1965). Резкие дифференцированные движения этой системы прогибов сопровождались одновременными и положительными движениями прилегающих положительных структур первого и второго порядков.

В фаменское и турнейское время продолжается интенсивное прогибание системы, в пределах которой накапливаются маломощные битуминозные осадки доманикового облика (Бадамшин, 1963). От основного ствола Камско-Кинельской системы прогибов широтного направления отходит на север «Можгинское» ответвление, которое по существу совпадает с Удмуртским глубинным разломом, а между Можгинским ответвлением и основным стволом намечается крупная полоса барьерных рифов (Антропов, 1959).

В малиновско-яснополянское время интенсивность движений Камско-Кинельской системы прогибов идет на убыль, а к концу яснополянского времени вся впадина была полностью выполнена мощной (свыше 400 *м*) толщей карбонатно-глинистых и песчаных образований. Как показывает анализ мощностей от кровли нижнетульских отложений до поверхности терригенного девона, происходит смена региональных наклонов крупных сооружений. В девонское время Татарский свод имел общий наклон в северном направлении, а к началу верхнетульского времени его вершина смещается к северу. Более четко прослеживаются Грахано-Бондюжская и Удмуртская зоны поднятий. Все валы и отдельные локальные поднятия, существовавшие еще в пашийско-кыновское время, продолжают свое развитие (Бареев, Файзуллин, 1964).

По геофизическим данным, в районе Яганского выступа получают развитие осадки переходного типа от осевой части Камско-Кинельской системы прогибов к ее бортам. Южная часть Яганского барьерного рифа накладывается на периклинальное окончание Грахано-Бондюжской зоны поднятий, в пределах которой устанавливаются Казаковско-Варзи-Ятчинский и другие рифовые выступы. Аналогичный крупный барьерный риф устанавливается по западному борту Можгинской ветви, где мощность осадков карбонатного девона и турне превышает 600 *м* (Антропов, 1959).

Сарапульский вал по поверхности терригенного девона получает более расплывчатые очертания, и хотя он сохраняет северо-восточное простирание, осложняющие его Тарасовское и Сарапульское поднятия имеют меридиональное и северо-западное простирания.

В окско-серпуховское, намюр-башкирское и верейское время Татарский свод выделяется очень слабо. Восточнее Казанско-Кировского прогиба намечается общее моноклинальное погружение по направлению к возникшему в среднекаменноугольное время Предуральскому прогибу и сохранение в общем прежнего структурного плана по терригенному девону.

В конце стерлитамакского времени поверхность терригенного девона резко расчленяется. В западной части Удмуртии четко выделяется

Елабуго-Архангельский и Селтинский блоки, разделенные Кокарским и Ижевским прогибами, унаследованно развивающимися на месте рифейских одноименных грабенов. В пределах Елабуго-Архангельского блока выделяются Нылгинский, Граховский, Покровский и Можгинский валы. Амплитуда их составляет в среднем 30—50 *м*, а у Кокарского и Боголюбовского валов, прилегающих к бортам грабена, резко возрастает, достигая соответственно 100—120 *м*.

Вятская группа поднятий приобретает в это время субмеридиональную ориентацию.

Максимальное погружение Камско-Бельской впадины в то же время в пределах Удмуртии отмечается в районе Воткинска (до 1650 *м*). Общий региональный подъем происходит в северо-западном направлении, в сторону Сысольского свода, где размываются карбонатные отложения турне и девона.

Таким образом, к концу стерлитамакского времени по поверхности терригенного девона выделяются две крупные зоны поднятий. Южная часть территории, охваченная структурами северо-восточного простирания, подчиняется древним дизъюнктивным нарушениям, а северная — более молодым нарушениям северо-западного простирания. Граница двух зон дислокаций проходит по широкому прогибу, ограничивающему Селтинский и Елабуго-Архангельский блоки.

В верхнепермско-мезозойское время закладываются новые и возрождаются старые девонские и рифейские разломы, что имеет непосредственную связь с горообразовательными движениями Уральской геосинклинали.

В этот период наблюдается интенсивное воздымание древних грабенов и замедленное движение Татарского свода и подчиненных ему приподнятых участков кристаллического фундамента. В результате этих движений северная часть свода вошла в состав Верхнекамской синеклизы (Юсупов, 1963; Юсупов и др. 1965). Восточный борт наложенного прогиба совпал со склонами крупного Удмуртского выступа, сформировавшегося на месте древней краевой Удмуртской зоны дислокаций. Хотя эта зона и была заложена еще в девонское и даже додевонское время, полностью оформляется она лишь в верхнепермско-мезозойское время.

Формирование крупной наложенной Верхне-Камской впадины, дифференцированные и неравномерные движения краевых дислокаций послужили причиной новой крупной перестройки структурного плана территории, новой смены региональных наклонов с северных на южные.

Как показывает сравнительный анализ палеоструктурных карт и современной поверхности, формирование девонского структурного плана происходило унаследованно. Исключение составляет зона рифейских Кокарского и Ижевского грабенов, на месте которых возникли инверсионные структуры, выполаживающиеся с глубиной.

В зоне Камско-Бельской впадины в этот период происходит оживление разломов северо-западного простирания, которые, накладываясь, секут более древние нарушения северо-восточного простирания. В результате этого существовавшие еще к концу стерлитамакского времени Яганский и Сарапульский девонские валы северо-восточного простирания были расформированы, а по каменноугольным и пермским отложениям на их месте возникли отдельные структуры северо-западного простирания.

Таким образом, на основании изучения истории формирования крупных структурных элементов можно сказать, что современный девонский структурный план является результатом сложного и длительного тектонического развития территории, в течение которого неоднократно происходила смена знаков движения всей территории, ее отдельных ее участков, изменение региональных наклонов, возникновение и расформирование отдельных валов и прогибов, а следовательно, разрушение и переформирование нефтяных залежей и месторождений.

ЛИТЕРАТУРА

Антропов И. А. О рифовых фациях девона центральной части Волго-Камского края. Изв. КФАН СССР, сер. геол. наук, № 7, 1959.

Бареев Р. А., Файзуллин Л. Д. О времени формирования локальных структур и нефтяных месторождений Елабуго-Бондюжской зоны поднятий. Геология нефти и газа, № 8, 1964.

Бадамшин Э. З. Некоторые данные об объеме фаменского яруса в центральной части Камско-Кинельской впадины. Итоговая научная конференция КГУ за 1962 год. Изд-во Казан. ун-та, 1963.

Валеев Р. Н., Эллери С. С. Грабены востока Русской платформы и некоторые закономерности их нефтегазоносности. Сб. Закономерности размещения месторождений нефти и газа Волго-Уральской области. Изд. АН СССР, Геол. ин-т КФАН СССР, 1963.

Валеев Р. Н. Зональность структур Удмуртии и северо-востока Татарии и ее влияние на пространственное размещение залежей нефти. Геология нефти и газа, № 4, 1964.

Лобов В. А. Оценка перспектив нефтегазоносности Пермской области, прилегающих районов Кировской области и Удмуртии. Сб. Геология и нефтегазоносность Пермского Прикамья и прилегающих районов. Недра, 1965.

Шатский Н. С. О глубоких дислокациях, охватывающих платформы и складчатые области (Поволжья и Кавказа). Изв. АН СССР, сер. геол., № 5, 1948.

Юсупов Б. М. Перспективы нефтегазоносности Удмуртии в свете современных представлений о закономерностях размещения нефтяных месторождений. Сб. Закономерности размещения месторождений нефти и газа Волго-Уральской обл. Изд. АН СССР, 1963.

Юсупов Б. М., Касимов Б. С., Файзуллин Л. Д. Перспективы нефтеносности Кировской области и Удмуртии. Сб. Геология и нефтегазоносность Пермского Прикамья и прилегающих районов. Недра, 1965.

ТРУДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА
(г. Казань)

№ 14 1966

Р. А. Бареев

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕНОСНОСТИ СЕВЕРО-ВОСТОКА ТАТАРИИ

Территория северо-востока Татарии, ограниченная с севера рекой Камой, с юга широтой Сарманы — Муслюмово, с запада меридианом Елабуга — Заинск, с востока административной границей с Башкирией, представляет большой интерес для поисков нефти.

Перспективы нефтеносности этой территории оцениваются главным образом повсеместным развитием мощной толщи осадочного покрова, содержащей хорошие коллекторы с многочисленными нефтепроявлениями, встреченными почти на всей территории. Более того, в западной части территории глубоким бурением открыто уже несколько месторождений нефти в каменноугольных и девонских отложениях. Заслуживает внимания и то, что район этот расположен между крупными нефтеносными площадями Татарии, Башкирии и Удмуртии, что благоприятно для поисков здесь нефти.

На рассматриваемой территории признаки нефтеносности обнаружены почти во всех стратиграфических горизонтах, которые в вышеназванных нефтяных районах содержат промышленные скопления нефти.

Самыми древними отложениями осадочного чехла, с которыми могут быть связаны нефтепроявления, являются додевонские образования (бавлинская свита), распространенные на крайнем северо-востоке района. Нефтепроявления в них пока не встречены, что следует объяснить малым числом скважин, вскрывших эти отложения. Но в прилегающих районах Удмуртии, Башкирии, а также и Татарии нефтегазопроявления в них отмечены. Поэтому не исключена возможность их промышленной нефтеносности. Для этого необходимо искать благоприятные структурные ловушки и коллекторы.

Наибольший интерес для поисков нефти представляют терригенные отложения девона и яснополянского надгоризонта нижнего карбона.

Промышленная нефтеносность отложений терригенного девона этой территории доказана открытием Восточно-Поповского, Октябрьского, Нуркеевского, Муслюмовского, Ново-Сакловского нефтяных месторождений. Нефтесодержащими пластами на этих месторождениях являются песчаники и алевролиты пашийского и кыновского горизонтов. При испытании их получены притоки нефти от 5 до 27 *т* в сутки. Нефть хорошего качества, правда, несколько более сернистая, чем нефть Ромашкинского месторождения. Следует отметить, что нефтеносные пласты терригенного девона пользуются почти повсеместным распространением и характеризуются хорошими коллекторскими свойствами. Эффективная пористость их варьирует от 19 до 20%, возрастая местами (Сарманово 37, Мензелино-Актаныш 29, Поповская 29) до 25—26%, а проницаемость изменяется от 300 до 1500 *мд*. Мощность пластов-коллекторов составляет 10—15, достигая иногда 25 *м*, причем нефтенасыщенная часть их обычно равна 2—3 *м*.

Таким образом, наличие месторождений нефти в западной части северо-востока Татарии, региональное развитие пород-коллекторов, многочисленные нефтепроявления позволяют говорить о высокой перспективности отложений терригенного девона всей рассматриваемой территории.

Следующим промышленно нефтеносным объектом являются тульские и угленосные отложения яснополянского надгоризонта нижнего карбона. В этих отложениях промышленная нефть обнаружена на Аксаринском, Лузинском, Алмалинском, Красноярском, Тавлуковском, Абдулловском, Сарайлинском и Дружбинском месторождениях. Все эти месторождения представляют собой небольшие скопления нефти, дебиты которых не превышают 3—4 *т* в сутки. Кроме того, в процессе бурения встречены обильные нефтепроявления почти на всех разведочных площадях. Коллекторами нефти яснополянского надгоризонта служат, так же как и в терригенном девоне, песчаники и алевролиты, эффективная пористость которых составляет 13—18%, а проницаемость изменяется от 300 до 1500 *мд*. Нефтенасыщенная мощность коллекторов равна 2—3 *м*.

Исходя из этих кратких данных о нефтеносности, можно уверенно говорить, что северо-восток Татарии заслуживает самого пристального внимания для поисков нефти в терригенных отложениях как девона, так и карбона. Не исключена возможность промышленной нефтеносности и карбонатных коллекторов девонских и каменноугольных отложений, в которых имеются значительные нефтепроявления. Так, на Сарайлинской площади нефтепроявления в виде битуминозных известняков с резким нефтяным запахом встречены в отложениях доманикового, на Тлянчи-Тамакской площади — в породах мендымского горизонта, причем в скважине № 455 они обнаружены в турнейских известняках, мощность которых достигает 70 *м*. Есть все основания предполагать, что испытания этих нефтяных пластов, особенно последнего, могут дать промышленные притоки нефти.

Таким образом, региональная нефтеносность девонских и каменноугольных отложений рассматриваемой территории уже доказана. Основная задача нефтепоисковых работ здесь состоит в выявлении локальных положительных структур, благоприятных для накопления и сохранения нефти. Эта задача значительно затрудняется тем, что структурные поверхности различных стратиграфических горизонтов не соответствуют друг другу.

В структурно-тектоническом отношении северо-восточная часть Татарии входит в состав Татарского свода и частично Камско-Бельской впадины. В пределах ее выделяются: Елабуго-Голюшурминская гряда валоподобных поднятий, осложняющая юго-восточный склон северного выступа; Сарайлинский прогиб, разделяющий северный и южный выступы свода; северный и северо-восточный склоны южного выступа Татарского свода.

Как известно, Елабуго-Голюшурминская гряда и прилегающая часть Сарайлинского прогиба уже достаточно полно освещены данными глубокого бурения. Поиски нефти здесь дали весьма положительные результаты: открыто более 20 нефтяных месторождений в девонских и каменноугольных отложениях.

Восточные зоны Сарайлинского прогиба разведаны еще недостаточно, особенно слабо освещена Мензелино-Актанышская площадь, где по слоям перми выявляются лишь слабо выраженные поднятия на общем моноклинальном склоне, понижающемся с юго-запада на северо-восток. Однако по более древним образованиям тектоническое строение этого района, вероятно, имеет более сложную картину.

Результаты глубокого бурения и геофизических исследований показывают, что от центральной части выступов Татарского свода во всех направлениях происходит постепенное погружение отложений терригенного девона и поверхности кристаллического фундамента. Эти погружения образуют пологие склоны, которые обычно осложнены валоподобными поднятиями и структурными террасами различных размеров.

Северный и северо-восточный склоны южного выступа к настоящему времени изучены слабо, поэтому о структурном плане отложений терригенного девона и пород фундамента можно говорить пока лишь предположительно. Исходя из того, что ступенчатое залегание пород девона и фундамента на других склонах Татарского свода уже доказано глубоким бурением и геофизическими исследованиями, можно предполагать, что и на рассматриваемой территории имеет место подобное залегание этих пород. Здесь структурные зоны выражены в виде валоподобных поднятий или структурных террас. Скорее всего, линейно расположенные поднятия представляют собой террасовидные ступени, которые, в отличие от валов, имеют слабо выраженные, расплывчатые формы. По поверхности кристаллического фундамента и отложений терригенного девона структурные формы типа террас намечаются в Тлянчи-Тамакском и Сармановском районах.

По данным бурения и геофизических работ нами в пределах северо-востока Татарии предположительно выделяются линейно вытянутые зоны поднятий (террасы) и прогибов.

Как известно, в пределах Бирской седловины Камско-Бельской впадины башкирские геологи установили ряд параллельных валоподобных зон северо-западного простирания, выявленных по каменноугольным и пермским отложениям. К ним относятся Арлано-Дюртюлинская (Иванаевско-Карабаевская) и Андреевская зоны поднятий и разделяющий их Саузбашско-Арткульский прогиб. Юго-западнее прослеживается Бельский прогиб, который отражает фон Андреевской и Чекмагушско-Актанышской зон поднятий. Параллельно последним проходит Татсуксынская зона прогиба, которая отделяет Базинскую зону поднятий. Базинская и Чекмагушско-Актанышская зоны поднятий в пределах Татарии нами выделяются предположительно как продолжение установленных зон поднятий в Башкирской АССР. Следует отметить, что эти валы в значительной степени подтверждаются данными структурного бурения. Таким образом, в пределах крайнего северо-востока Татарии, представляющего собой бортовую зону Камско-Бельской древней впадины, выделяется пять параллельных структурно-тектонических зон северо-западного простирания: Чекмагушско-Актанышская и Базинская зоны поднятий и Бельская, Татсуксынско-Тлякеевская, Сюнь-Икская зоны прогибов.

В пределах западной части нашего района также можно выделить несколько структурных ступеней (рис. 1), из которых наиболее четкие Евлеево-Усть-Икская, Верхнетакерменско-Тайгузинская, Тлянчи-Тамакско-Мензелинская, Верхналимско-Войковская, Ольгинско-Кандызская и Старо-Саитовская. Из них первые четыре имеют северо-восточное, а последние две — северо-западное простирания. Все эти структурные формы выделяются на основании комплексного анализа результатов геофизических работ, глубокого и структурного бурения. Как указывалось выше, валоподобные зоны (террасы) в свою очередь осложнены локальными структурами, которые выделены главным образом по геофизическим аномалиям (данные А. Г. Салихова и И. М. Уразаева). Большинство из этих структур подтверждается результатами глубокого и частично структурного бурения.

Необходимо отметить, что почти все известные месторождения на северо-востоке Татарии в той или иной степени связаны с геофизи-

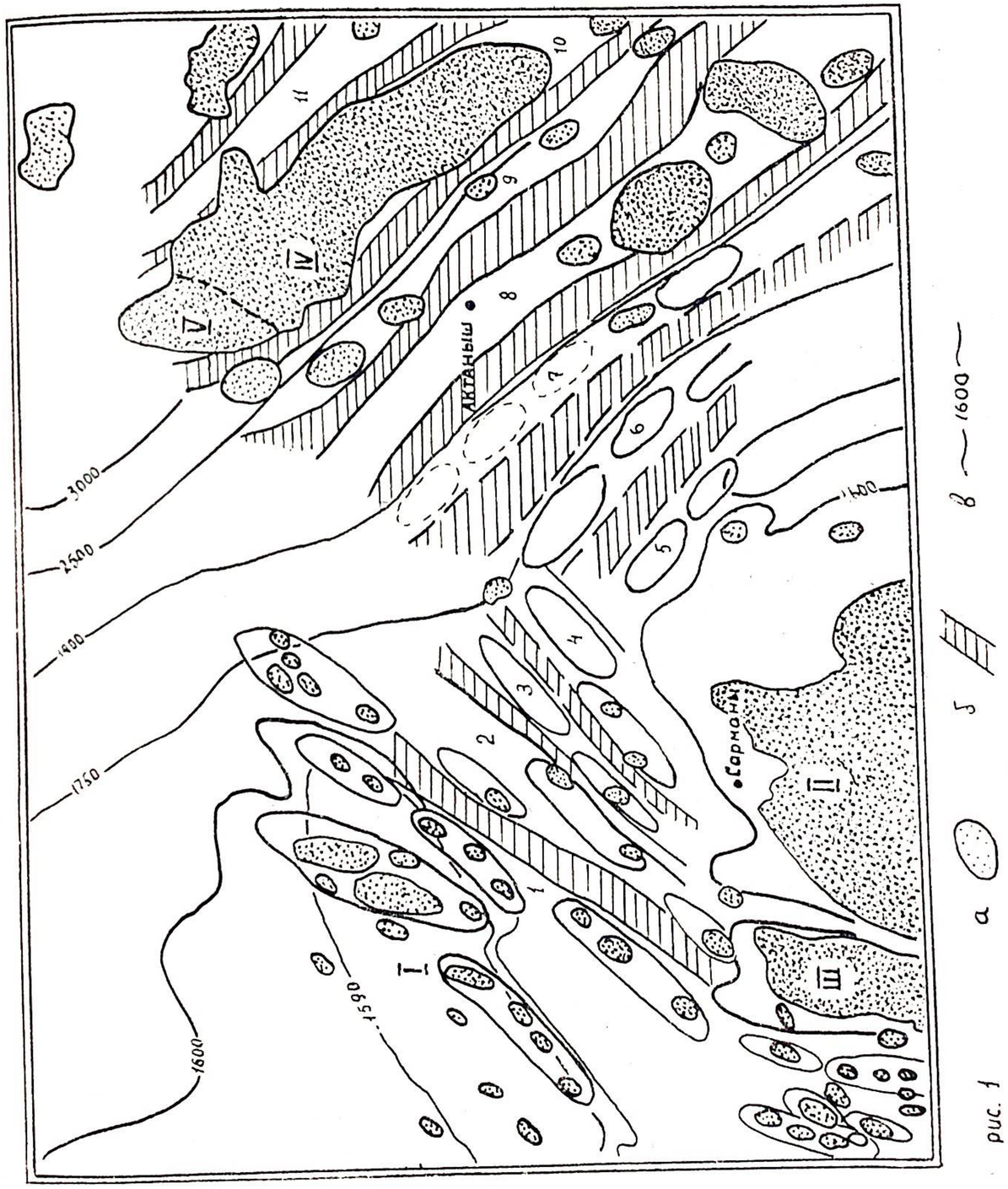


Рис. 1. Тектоническая схема северо-востока Татарии.

I — Нижнекамский нефтяной район, *II* — Ромашкинское месторождение, *III* — Акташское месторождение, *IV* — Арланское месторождение, *V* — месторождения Удмуртского Прикамья.
Зоны поднятий:
1 — Евлеево-Усть-Икская, *2* — Верхнетакерменско-Тайгузинская, *3* — Тлянчи-Тамакско-Мензелинская, *4* — Верхналимско-Войковская, *5* — Ольгинско-Кандызская, *6* — Старо-Саитовская, *7* — Базинская, *8* — Чекмагушско-Актанышская, *9* — Андреевская, *10* — Иванаевская, *11* — Карабаевская. *а* — нефтяные месторождения; *б* — зоны прогибов; *в* — изогипсы кровли фундамента.

ческими аномалиями. Все они находятся в пределах зон поднятий, либо непосредственно в контурах геофизических аномалий, либо вблизи их. Так 12 из 16 месторождений располагаются в пределах магнитных и гравитационных аномалий. Из этого следует, что все локальные поднятия, выделенные по геофизическим аномалиям, должны быть проверены нефтепоисковыми скважинами, результаты которых окажутся весьма полезными и для подготовки ряда новых площадей под разведку на нефть.

Таким образом, в соответствии с тектоническими, литолого-фациальными особенностями, а также условиями размещения выявленных нефтяных месторождений северо-восток Татарии необходимо относить к высокоперспективным нефтеносным землям, где в ближайшее время, так же как и на других склонах северного и южного выступов Татарского свода, будут открыты новые месторождения.

ТРУДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА
(г. Казань)

№ 14 1966

Н. С. Исхакова, Р. А. Бареев

О ПЛАСТАХ-КОЛЛЕКТОРАХ ТЕРРИГЕННОЙ ТОЛЩИ ДЕВОНА УДМУРТИИ И СЕВЕРО-ВОСТОКА ТАТАРИИ

За последнее время получены новые данные, подтверждающие высокую перспективность территории Удмуртии и северо-востока Татарии. Здесь был открыт ряд месторождений нефти в девонских и каменноугольных отложениях (Архангельское, Кырыкмасское, Нуркеевское, Октябрьское, Дружбинское и др.).

И все же еще недостаточно изученными остаются вопросы распространения, изменения и строения продуктивных пластов-коллекторов терригенной толщи девона. Результаты, полученные по материалам последних глубоких скважин, позволяют наметить некоторые закономерности в распространении песчаных пластов терригенного девона, что является одним из наиболее важных моментов при оценке перспектив нефтегазоносности рассматриваемой территории.

В пределах Удмуртии и северо-востока Татарии терригенные отложения девона распространены повсеместно. По данным глубоких скважин, вскрывших эти отложения, установлено, что литолого-фациальный состав кыновских, пашийских, муллинских, старооскольских и эйфельских отложений в общих чертах сходен для всех территорий Южной и Центральной Удмуртии и Северо-Восточной Татарии. Для них характерно весьма частое чередование различных типов осадков, указывающее на быструю смену условий осадконакопления, вызванную изменением тектонических движений и режима водного бассейна (Акишев, 1959).

Терригенные отложения девона залегают, по данным многих исследователей, со стратиграфическим и угловым несогласием на размытой поверхности либо бавлинских образований (в восточной части), либо кристаллического фундамента (в западной).

Наиболее древними отложениями фаунистически охарактеризованного девона здесь являются эйфельские образования в объеме бийского горизонта. Последний распространен на крайнем юго-востоке и севере рассматриваемой территории; в центральной и западной частях он отсутствует. Эйфельские отложения имеют двухчленное строение и сложены в нижней части песчаниками и алевролитами, а в верхней аргиллитами и известняками («нижний известняк»). В аргиллитах Е. Н. Поленовой и В. И. Аверьяновым и был определен комплекс остракод, который позволил установить эйфельский возраст этих отложений (Аверьянов, Фомина, 1963).

Базальная песчано-алевролитовая пачка, по-видимому, является аналогом песчаного пласта Дv, развитого на юго-востоке Татарии и соседних площадях Башкирии. В основании этого пласта залегают гравелиты с обломками мелкой гальки, выше песчаники разнозернистые, часто высокопористые (до 20%), местами переходящие в алевролиты. Мощность его составляет на севере Удмуртии 5—8 *м* и на северо-

востоке Татарии 2—5 *м*. Нефтепроявлений в этих отложениях пока не обнаружено.

На размытой поверхности эйфельских отложений залегают породы живетского яруса, представленного старооскольским и муллинским горизонтами. Старооскольский горизонт, так же как и бийский, имеет двухчленное строение и представлен повсеместно в нижней части песчано-алевролитовыми, а в верхней — глинисто-карбонатными образованиями.

Песчано-алевролитовый комплекс мы сопоставляем с пластом $Д_{III}$ юго-востока Татарии. В основании его залегают пористые грубозернистые песчаники, переходящие выше в более тонкозернистые, хорошо отсортированные разности их, а местами и в алевролиты с пористостью в среднем 10—12%, иногда до 16% (скв. 25, Елабуга). Мощность пласта изменяется в южной части района от 5 (Азево-Салаушская площадь) до 15 *м* (Первомайская площадь), а в северной от 10—15 (Танайско-Бехтеревская площадь) до 30 *м* (скв. 15, Сектыр).

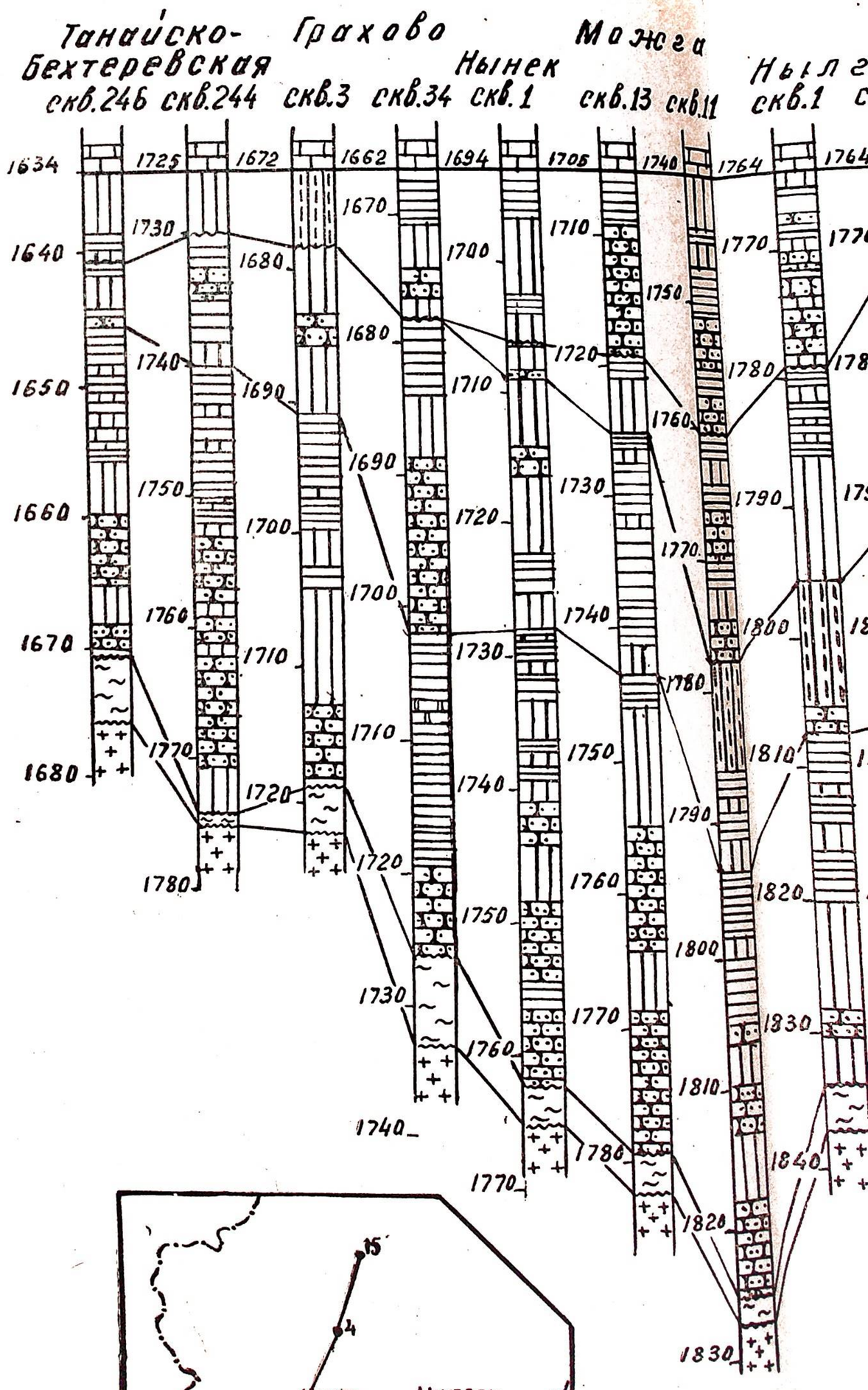
Выше залегают глинисто-карбонатные отложения, так называемый репер «средний известняк», которые обычно встречаются в скважинах южной части территории, на севере же (Торфострой, Сектыр) они отсутствуют. Венчаются старооскольские отложения аргиллитами с редкими прослоями алевролитов. Мощность горизонта изменяется от 3—4 до 40—45 *м*.

Без следов размыва и несогласия на породы старооскольского горизонта налегают муллинские отложения, имеющие повсеместное распространение. Нижняя часть горизонта сложена кварцевыми песчаниками, преимущественно мелкозернистыми, с пористостью до 20%, с прослоями алевролитов. Эти отложения мы принимаем за аналог пласта $Д_{II}$. Следует отметить сложное соотношение песчаников и алевролитов; так, например, в скважинах № 4 (Торфострой) и № 15 (Сектыр) преимущественным развитием пользуются песчаники, а в разрезах скважин Нылги, Можги и Нынека преобладают алевролиты. Мощность пласта колеблется от 15 *м* на севере (Торфострой, скв. 4; Сектыр, скв. 15) до 2—4 *м* (Можга, Нылга, Нынек), что связано с фациальным замещением песчано-алевролитовых пластов на глинистые. В то же время на соседней с Нылгой Архангельской площади наблюдается увеличение мощности их до 10 *м*. Наибольшая мощность пласта $Д_{II}$ — 20 *м* — отмечена в скважине № 34 на Граховской площади. В южном направлении, в сторону Танайско-Бехтеревской площади мощность $Д_{II}$ вновь уменьшается. Пласт $Д_{II}$ нефтеносен на Елабужской и Граховской площадях.

Изменение общей мощности муллинского горизонта происходит с востока от 30—40 *м* на запад до 5 *м*. В центральных районах (Можга, Нынек, а также Грахово) мощность его составляет 20—25 *м*, уменьшаясь к северу до 10—15 *м* (Сектыр) и к югу до 5 *м* (Танайско-Бехтеревская площадь).

Пашийские отложения имеют меньшее, по сравнению с муллинскими, распространение — они отсутствуют в разрезах Граховской (скв. 3, 34), Танайско-Бехтеревской (скв. 244, 246) и Нылгинской (Сюровай, 5; Вавож, 12) площадей. Сокращение мощности в западном направлении происходит, вероятно, за счет предкыновского размыва, установленного многими исследователями.

Пашийские отложения всюду состоят из песчаников и алевролитов (пласт $Д_{I}$) с редкими прослоями аргиллитов. На северо-востоке Татарии и юге Удмуртии (скв. 22, 29, Покровка) они содержат залежи нефти. Мощность их на севере Удмуртии достигает 40 *м* (Сектыр, Торфострой), к югу по направлению к Нылге и Можге сокращается до 20—25 *м*, в разрезах скважин № 1 (Нынек) и № 13 (Можга) они не



превышает 2—4 *м*, а в некоторых скважинах (Грахово, 3) эти отложения вообще отсутствуют.

Происходит сокращение мощности и в направлении с востока на запад. Так, например, если в скважинах № 26, 47 Мензелино-Актанышской и № 72, 80 Усть-Икской площадей она составляет 20—25 *м*, то на Бондюжской площади равна 15 *м* и далее на запад сокращается до нуля.

Большинство месторождений северо-востока Татарии приурочено к пласту $Д_1$.

Таблица коллекторских свойств пород (живетско-кыновская толща) некоторых площадей Удмуртии

Название площади, № скв.	Название породы	Пористость открытая, в %	Проницаемость, в *мд*
Архангельская, № 3 . . .	песчаники	20,9—23,4%	
» № 62 . . .	»	19,6—23,1%	260— 600
» № 63 . . .	»	19,1—22,1%	
» № 65 . . .	»	21,9	330
» № 70 . . .	»	19,5—23,4	600—1100 м
Граховская, № 6	»	22,4	540
Покровская, № 23	»	9—25	425—1045
» № 28	»	9,7—21,9	
Сектыр, № 15	»	18,8—19	66— 187
Постол, № 14	»	19,4—20,5	700
Кокарская, № 37	»	19,2—22,5	15—125
	алевролиты	9,5—17,7	не прониц.
» № 40	»	5,7—13,9	63—183
» № 51	песчаники	14,2—21,5	36—207
» № 53	»	23,2	186
	алевролиты	9,3	36— 37

На размытой поверхности пашийских отложений (а где их нет, муллинских) трансгрессивно залегают кыновские образования, развитые на территории Удмуртии и Северо-Восточной Татарии повсеместно (Поповин, 1963). Породы-коллекторы залегают как в нижней, так и в средней частях горизонта. В западном направлении по мере приближения к древней береговой зоне тонкозернистые породы сменяются более грубозернистыми (Миропольская, 1963), содержащими местами значительные скопления нефти, в частности скважина № 7 (Нылга) дала нефть с водой.

Промышленная нефтеносность кыновских отложений установлена на Архангельской, Граховско-Покровской площадях Удмуртии и Бондюжско-Первомайской площади Татарии.

Особо следует отметить открытое в январе 1964 г. Архангельское месторождение нефти. Здесь скважины № 3, 70, 63, 65, расположенные на незначительном друг от друга расстоянии (2—3 *км*), на небольших структурах третьего порядка, вскрыли, по-видимому, четыре залежи с различными отметками водонефтяных контактов. Так, в скважине № 3 водонефтяной контакт имеет отметку минус 1650 *м*, в скважине № 65 он отбивается на отметке минус 1642 *м*, в скважине № 63 — минус 1643 *м* и в скважине № 70, которая является наиболее продуктивной (200 *т/с*), водонефтяной контакт имеет отметку минус 1636 *м*. Песчаники этого пласта здесь обладают хорошими коллекторскими свойствами (пористость 20—22%, проницаемость от 400 до 1125 *мд*) и мощностью до 10—15 *м*.

Общая мощность кыновского горизонта изменяется от 25—30 *м* на юго-востоке до 10 *м* на западе. По меридиональному профилю наибольшая мощность горизонта (15—19 *м*) установлена в разрезах сква-

жии Архангельской и наименьшая (5—8 *м*) — Граховской, Танайско-Бехтеревской площадей.

Из приведенных выше данных видно, что на территории Удмуртии и северо-востока Татарии нефтеносные пласты, обладая высокими коллекторскими свойствами (пористость 20—25%, проницаемость 500—1200 миллидарси) и достаточной мощностью, имеют повсеместное распространение и, следовательно, могут при благоприятных структурных условиях явиться аккумуляторами промышленных скоплений нефти.

Таким образом, на основе литолого-фациальных особенностей отложений терригенного девона, а также условий размещения нефтяных месторождений, выявленных здесь и в прилегающих районах в девоне, следует относить рассматриваемую территорию к высокоперспективным в отношении нефтеносности землям. Наиболее перспективными в Центральной Удмуртии мы считаем Мельниковскую, Областновскую и Зятцинскую структуры, расположенные к югу и северу от Архангельского месторождения. Эти структуры представляют собой четко выраженные поднятия, выявленные по пермским отложениям и сейсмическими работами. Породы-коллекторы представлены здесь хорошо пористыми и проницаемыми песчаниками и алевролитами, мощность которых составляет 10—15 *м*. На северо-востоке Татарии к высоко перспективным площадям следует относить Верхне-Налимовскую, Войковскую, Кандызскую и Ольгинскую структуры, выявленные сейсмическими исследованиями. Нахождение этих структур в пределах зон поднятий, на которых уже открыты месторождения, наличие песчаных пластов с высокими коллекторскими свойствами позволяют считать их высокоперспективными для поисков нефти.

ЛИТЕРАТУРА

Аверьянов В. И., Фомина Л. С. Стратиграфия терригенной формации девона Удмуртии. ДАН, т. 149, № 5, 1963.

Акишев И. М. Особенности строения терригенной толщи девона Бондюжского нефтяного месторождения. Тат. нефть, № 1, 1959.

Миропольская Г. Л. Лито-фациальные особенности эйфельско-пашийских отложений на северо-востоке Татарии и юге Удмуртии. М., изд. АН СССР, 1963.

Поповин В. В. О распространении девонской терригенной толщи северо-восточного склона Татарского свода и смежных территорий. ГНиГ, № 2, 1963.

ТРУДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА
(г. Казань)

№ 14 *1966*

Л. М. Рахимова

НЕКОТОРЫЕ ДАННЫЕ ИЗ ИСТОРИИ РАЗВИТИЯ ФОМИНОВСКОГО ПОДНЯТИЯ В СВЯЗИ С ЕГО НЕФТЕНОСНОСТЬЮ

Условия формирования нефтяных месторождений, а также поиски и разведка их находятся в тесной зависимости от строения локальных поднятий, механизм формирования которых должен изучаться в процессе разведки. В настоящей статье в этом плане рассматриваются склоновые участки южного выступа Татарского свода, в частности юго-восточный склон, где в настоящее время открыт ряд месторождений нефти в девоне и карбоне.

Юго-восточный склон южного выступа Татарского свода по кристаллическому фундаменту, как показали исследования последних лет, характеризуется резко расчлененным рельефом блокового характера.

Особенно сложный характер носит прибортовая зона Радаевско-Абдулинского грабена по границе с Татарским сводом. Возрастание напряжений и постепенное расширение основного грабена за счет прилегающих сводов привели к откалыванию отдельных краевых блоков свода с образованием дополнительных желобов и разделяющих их горстов. К такому типу сооружений относится описываемый Фоминовский блок фундамента, ограниченный с севера от Татарского свода Бавлинским грабеном (рис. 1).

Простирание горста совпадает в общем с северной шовной границей Радаевско-Абдулинского грабена. Восточнее горста непосредственно на его продолжении и параллельно последнему в том же направлении намечается несколько дислокационных линий. Наиболее крупными из них являются Туймазинско-Бавлинская, развивающаяся в значительной своей части над вторичным грабеном, и Серафимовско-Балтаевская дислокационные зоны. Валам присущи крутые юго-восточные склоны; вдоль них проходят глубинные разломы, выделяемые по данным как гравиметрических, так и магнитометрических исследований.

В пределах Татарии под положительной Бавлинской структурой, представляющей собой типично инверсионную структуру по отложениям палеозоя, кристаллический фундамент резко опущен и выполнен образованиями бавлинской свиты (Розанов, 1957). Грабенообразный опущенный участок, прилегающий к южному выступу Татарского свода, имеет сложные извилистые очертания, образуя ряд узких каньонов. Такие погружения установлены между скважинами № 501 и 25, № 1051 и 619 и прослеживаются также на территории юго-западной части Башкирии.

Если основные грабены типа Бавлинского имеют, видимо, тектоническое происхождение, то дополнительные, осложняющие его каньоны — эрозионное, эрозионно-тектоническое, так как в ряде случаев

структуры осадочного чехла занимают секущее по отношению к ним положение.

Серафимовско-Балтаевская дислокационная зона, состоящая предположительно из ряда горстообразных выступов фундамента, отделяется по разлому фундамента от Туймазинско-Бавлинской дислокации Тумбарлинским грабеном северо-восточного простирания, который проходит между скважинами № 17 и 11 и продолжается далее на северо-востоке. Этот грабен известен в пределах Башкирии под названием Серафимовского. Глубины залегания его по фундаменту изменяются от 2900 до 3050 *м*.

На существование зоны дизъюнктивных нарушений, ограничивающих южный склон Туймазинско-Бавлинского вала, указывали еще К. Р. Тимергазин, И. С. Огаринов и ряд других исследователей. Так К. Р. Тимергазин (1959) выделял на этом участке грабен субширотного простирания с амплитудой сброса более 100 *м*, заполненный отложениями нижнебавлинской серии. Заложение этого грабена произошло, по-видимому, в рифейское время, а основное формирование его и эрозионных врезов фундамента — в донижнебавлинское время.

Бавлинские отложения на полную мощность вскрыты в более повышенных участках залегания фундамента. Так, если в скважине № 90 мощность бавлинских отложений составляет 17 *м*, то в восточном направлении отмечается увеличение мощности до 600 *м* (скв. 20), а в пределах Башкирии до 967 *м* (скв. 377).

Максимальная вскрытая мощность отложений бавлинского комплекса в районе Шкапова составляет более 3000 *м*.

Таким образом, рифейские отложения выполняют эрозионные врезы северо-западного простирания и грабенообразные понижения субширотного и северо-восточного простираний, а также прослеживаемые вдоль склоновых участков каньонообразные врезы южного выступа Татарского свода (Иванова, Клевцова, 1960), которые являются составными элементами Радаевско-Абдулинской впадины.

Кристаллический фундамент в дорифейское время в пределах рассматриваемого участка не представлял собой единого монолитного сооружения, а был разбит разломами северо-восточного и северо-западного простираний на отдельные блоки. Существовали, таким образом, мобильные участки, по которым происходили тектонические подвижки под влиянием развития Радаевско-Абдулинской и Камско-Бельской впадин. Этот участок в додевонское время представлял область погружения, где происходило накопление рифейских отложений.

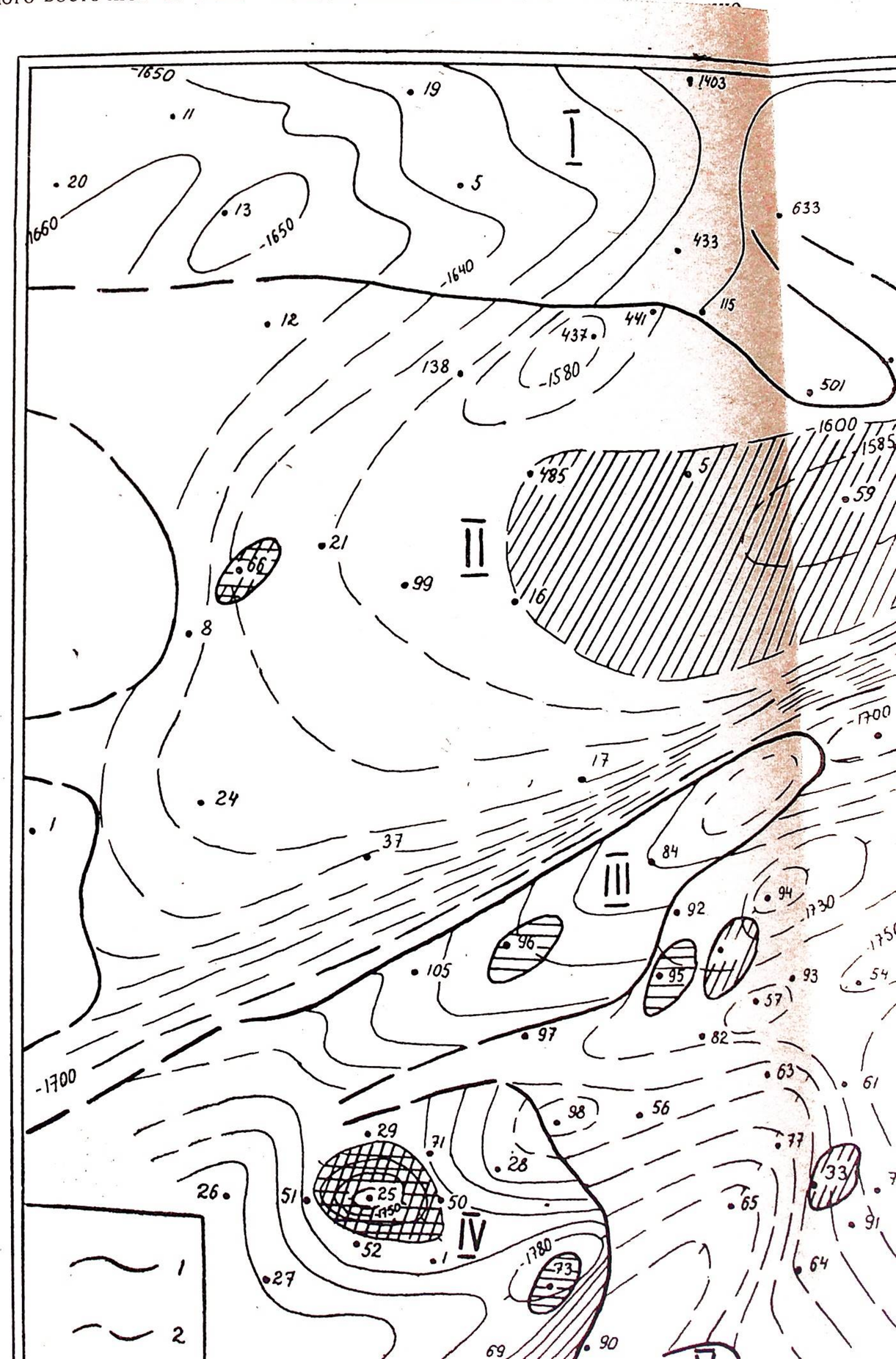
Возможно, что в послерифейское время тектонические движения привели к подъему Фоминовского выступа, о чем свидетельствует отсутствие в его пределах бавлинских отложений. Последние сохранились только в наиболее погруженных участках фундамента, имеющих в основном северо-восточное простирание. Очевидно, разломы северо-восточного простирания были доминирующими и неоднократно проявлялись в последующие этапы тектогенеза. Северо-восточное простирание Туймазинско-Бавлинской и Серафимовско-Балтаевской дислокаций вдоль этих разломов несомненно свидетельствует об этом.

Следует отметить также, что образование Белебеевской возвышенности высотой более 350 *м* является результатом неотектонических движений по глубинным разломам.

Юго-западное продолжение Серафимовско-Балтаевского вала известно в пределах Татарии как Фоминовско-Урустамакская дислокационная зона, представляющая собой совокупность горстообразных блоков фундамента, разделенных узкими грабенами и небольшими прогибами.

Фоминовской выступ характеризуется сильной расчлененностью и распадается на ряд самостоятельных блоков, наиболее

которых являются собственно Фоминовский и расположенный несколько юго-восточнее от него — Кандызский. Между этими блоками нахо-



структуры осадочного чехла занимают секущее по отношению к ним положение.

которых являются собственно Фоминовский и расположенный несколько юго-восточнее от него — Кандызский. Между этими блоками находится прогиб, который, возможно, имеет грабенообразное строение, выполнен отложениями бавлинского комплекса и проходит далее на юго-запад между скважинами № 69 и 70.

Этот прогиб хорошо отражается и по бавлинским отложениям, широко развитым к востоку от Фоминовского выступа. Ось прогиба прослеживается по скважинам № 65, 77, 54, 53.

Северо-западнее собственно Фоминовского блока, также отделяясь, по-видимому, прогибом, прослеживается Камышлинский горстообразный блок, продолжающийся, как все остальные блоки, очевидно, на юго-запад в пределы Оренбургской области. Северо-западный склон его круто обрывается.

В целом весь рассматриваемый участок расположен в зоне стыка двух крупных структурных элементов первого порядка: с одной стороны Радаевско-Абдулинской впадины субширотного простирания, с другой — Камско-Бельской северо-западного простирания, и в течение длительного этапа геологического времени находился под влиянием их развития.

Наибольший интерес с точки зрения истории формирования и нефтеносности представляет собственно Фоминовский блок с осложняющим его одноименным поднятием, которое расположено в районе глубоких скважин № 25, 29, 50, 1 и ограничено по фундаменту изогипсой—1780 *м*.

Наиболее повышенное залегание кристаллического фундамента отмечается в скважине № 25 (—1725 *м*). Размеры структуры составляют 3×5 *км*, амплитуда равна 55 *м*. По отложениям терригенного девона свод Фоминовского поднятия сохраняется в районе скважины № 25.

Структурный план по тульской поверхности в основном соответствует структурному плану по кристаллическому фундаменту и терригенному девону; Фоминовское поднятие по отложениям нижней перми и нижнеказанским также прослеживается.

Таким образом, в пределах Фоминовского поднятия в общем отмечается соответствие структурных планов палеозоя с одной стороны и кристаллического фундамента с другой.

Как показывает анализ палеоструктурных построений, Фоминовское поднятие, а также прогиб на юго-востоке Фоминовского блока существовали уже к досаргаевскому времени. Начало формирования Фоминовского поднятия произошло, очевидно, в доэйфельское время, о чем свидетельствует отсутствие эйфельских осадков в разрезе скважины № 25. В дальнейшем поднятие испытывало тенденцию подъема вплоть до настоящего времени.

В пределах Кандызского блока выявлено также одноименное поднятие, в пределах которого отмечено наиболее повышенное залегание фундамента в скважине № 86 (—1796 *м*). Кандызское поднятие имеет резко асимметричное строение: юго-восточный склон его является более крутым, северо-западный — более пологим. Амплитуда погружения по северо-западному крылу составляет более 30 *м*.

Из анализа палеоструктурных карт видно, что Кандызский блок, так же как и собственно Фоминовский, существовал в досаргаевское время и, унаследованно развиваясь, получил, по-видимому, окончательное оформление в альпийскую фазу тектогенеза.

Таким образом, Фоминовское и Кандызское поднятия следует отнести в основном к краевому типу унаследованных структур.

С поднятиями Фоминовско-Кандызского выступа и их продолжениями в восточном направлении по бавлинским отложениям связаны

нефтяные месторождения в девоне, карбоне и перми: Фоминовское, Кандызское, Ивановское, Николашкинское и др.

Фоминовское месторождение приурочено к одноименному поднятию и связано с выступом фундамента. Структура имеет асимметричное строение, юго-восточное крыло более крутое, северо-западное пологое.

Для Фоминовского поднятия характерно, как уже указывалось, в общем соответствие структурных планов девона, карбона и перми.

Основной промышленный горизонт приурочен к песчаному пласту $Д_1$ пашийского горизонта франского яруса.

Первооткрывательницей Фоминовского месторождения является скважина № 25, в которой из пласта $Д_1$ был получен фонтан нефти дебитом 32 *м²/сут*. Кроме того, известны залежи в карбонатах верхнего девона, турне и в бобриковском горизонте. Пашийская и бобриковская залежи относятся к пластово-сводовому, залежь верхнего девона-турне — к массивному типу.

Кандызское девонское месторождение приурочено к одноименному поднятию, расположенному по юго-восточному ограничению Кандызского выступа. Это поднятие имеет резко асимметричное строение.

Промышленно нефтеносными являются также пашийские отложения девона. Так, из пласта $Д_1$ (скв. 86) был получен фонтан нефти дебитом 30 *м³/сут* на 7 *мм* штуцере при забойном давлении, равном 161,6 *атм*. Вероятно Кандызский, Фоминовский и Камышлинский блоки имеют свое продолжение на юго-западе и осложняются поднятиями, аналогичными вышеописанным.

Следует отметить, что с бавлинскими отложениями, широко развитыми к востоку, может быть связана также промышленная нефтеносность, о чем свидетельствуют нефтепроявления в вышеназванных отложениях Западной Башкирии.

ЛИТЕРАТУРА

Иванова З. Л., Клевцова А. Л. Условия накопления девонских отложений северо-востока Русской платформы в связи с оценкой перспектив их нефтеносности. Тр. ВНИГНИ, вып. 31, Гостоптехиздат, 1960.

Розанов Л. Н. История формирования тектонических структур Башкирии и прилегающих областей. Гостоптехиздат, 1957.

Тимергазин К. Р. Додевонские образования Западной Башкирии и перспективы их нефтеносности. Изд. Горно-геол. ин-та АН СССР, 1959.

ТРУДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА
(г. Казань)

№ 14 *1966*

Н. Б. Валитов

ОСОБЕННОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НЕФТЕЙ УДМУРТИИ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ

Изучение особенностей изменения физико-химических свойств нефтей в зависимости от геологических условий их залегания имеет большое теоретическое и практическое значение, так как дает исключительно ценный материал для решения вопросов происхождения нефти, а также образования и размещения ее месторождений. Кроме того, знание закономерностей изменения нефтей в природе, с учетом геологического строения района, позволяет предсказывать, какого физико-химического состава нефти следует ожидать в том или ином перспективном регионе. В настоящей работе делается попытка объяснить некоторые особенности изменения нефтей Удмуртии, исходя из собранных автором анализов нефтей и геологических условий их залегания.

Территория Удмуртской АССР входит в состав Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. В строении осадочного покрова здесь наблюдается много общего с Татарией. Так же как и в Татарии, осадочный чехол Удмуртии представлен отложениями бавлинской свиты, девона, карбона и перми, общая мощность которых сокращается с востока на запад от 2,5—3,5 до 1,5 *км*. Литологический состав осадочных толщ Удмуртии и Татарии является однотипным. В тектоническом отношении Удмуртию и Татарию объединяют такие крупные структурные элементы, как Татарский свод и древняя Камско-Бельская впадина. Кристаллический фундамент залегает в пределах поднятий на отметках — 1550 — 1750 *м*, а во впадинах — 1750—300 *м* и более (Юсупов, 1963).

Прежде чем отметить какие-либо особенности изменения нефтей в зависимости от геологических условий, следует кратко остановиться на характеристике нефтей как девонских, так и каменноугольных месторождений Удмуртии. Характеристика нефтей Удмуртии и прилегающих районов дана в табл. 1. Из таблицы видно, что по физико-химическим показателям девонские нефти республики можно разделить на две группы: в первую группу входят нефти Граховского и Покровского, во вторую — Ныльгинского и Архангельского месторождений. В нефтях первой группы удельный вес изменяется от 0,866 до 0,88, содержание серы достигает 1,7%, парафина — 4,5, акцизных смол — 46%, выход легких фракций (до 300°) — 40,5%. Вторая группа нефтей характеризуется несколько меньшим удельным весом (0,85—0,8678), пониженным содержанием парафина (2,3%) и акцизных смол (25,6%), более высоким выходом легких фракций (47,6—52%) и серы (2,29—2,55%). Как видно из сравнения, нефти Ныльгинского и Архангельского месторождений, несмотря на то, что они являются более

Таблица 1

Название месторождения	№ скв.	Нефтеносный горизонт	Физико-химические показатели нефтей: удельный вес	содержание в %: серы	парафина	акцизных смол	легких фракций до 300° С	Характер опробования
Удмуртия								
...аховское	19	пласт Д$_{II}$	0,870—0,874	1,7	4,5	46	40,5	нефть с водой
...кровское	—	пласт Д$_0$	0,866—0,88	не определены				
...лгинское	7	пласт Д$_0$	0,8678	2,51	2,3	25,6	47,6	
...кангельское	—	пласты Д$_1$—Д$_0$	0,85—0,866	2,29—2,55	не определены		51,5—52,0	
...ское	22	C$_1$t	0,90	не определены			—	чистая нефть
„	—	C$_1$jp	0,8832—0,903	1,96—2,98	2,1—5,1	56,0	37—44	„ „
„	3	C$_2$pd	0,87—0,891	2,9	4,3		43	„ „
...ыкмасское	3	C$_1$jp	0,95	не определены			—	нефть с водой
„	8	C$_1$jp	0,88	2,42	не определены			чистая нефть
„	6	C$_2$vr	0,9094	2,10	2,10	88,0	—	„ „
„	1	C$_2$ksv	0,97	не определены			—	нефть с водой
	1	C$_2$pd	0,925	не определены			—	„ „
	4,6	C$_2$ d	0,85—0,89	не определены			—	чистая нефть
...ское	3	C$_1$t	0,97	не определены			—	нефть с водой
	3	C$_2$vr	0,95	не определены			—	„ „
...гопское	16	C$_2$b	0,882	2,75	не определены			—
Татария								
...ожское	—	пласты Д$_1$ — Д$_0$	0,8735	1,68	3,9	40	41,6	
...маевское	—	пласты Д$_1$ — Д$_0$	0,8745	2,15	4,2	46	42,5	
...жское	—	пласты Д$_1$ — Д$_0$	0,8753	1,85	4,1	48	41,5	
Башкирия								
...ское	—	C$_1$jp	0,8758—0,9373	1,8—3,76	2,9—3,1	—	22,8—44,1	—
	—	C$_2$pd	0,8673—0,9010	2,09—2,90	2,3—4,7	—	33,6—43,1	—
Кировская область								
...ьянское	6	пласт Д$_0$	0,8451	0,18	2,10	17,0	50,5	нефть с водой

легкими и менее смолистыми, обладают несколько большим содержанием серы, чем нефти первой группы. Увеличение содержания серы в нефтях названных месторождений в какой-то степени является указателем направления и длины пути миграции нефтяных флюидов, а именно, с юго-востока на северо-запад. В пользу такого предположения говорит тот факт, что в северо-западном направлении наблюдается постепенное увеличение содержания серы в нефтях от юго-восточных месторождений Татарии к северо-западным. Так, например, девонские нефти Ромашкинского месторождения содержат серы от 1,17 до 1,40%, для месторождений Елабуго-Бондюжского района является характерным содержание серы в пределах от 1,68 до 2,15%, а в нефтях Архангельского и Ныллинского месторождений содержание серы повышается до 2,29—2,55%.

Можно предполагать, что в начальный момент после попадания нефти в ловушки на Ныллинской и Архангельской площадях она была более тяжелой и смолистой по сравнению с нефтями Нижне-Камского района Татарии, так как она прошла более длинный путь, чем нефти северо-восточных районов ТАССР. Дальнейшее ее преобразование, по-видимому, произошло уже в ловушке. Какие факторы могли привести к наблюдаемому улучшению качества нефтей, а именно, уменьшению смолистости и повышению выхода легких фракций, в нефтях Архангельско-Ныллинского района? Сравнение их с нефтями Сырьянского месторождения Кировской области в какой-то степени проливает свет на природу процессов, которые привели к отмеченному изменению нефтей в Архангельском и Ныллинском месторождениях.

Как видно из табл. 1, нефти указанных месторождений по некоторым физико-химическим показателям довольно сходны с нефтями Сырьянского месторождения. Они имеют близкие удельный вес и выход легких фракций, малое содержание акцизных смол и парафина, но различаются содержанием серы. Нефть Сырьянского месторождения характеризуется ничтожным содержанием серы (0,18%). Различие в содержании серы в нефтях сравниваемых месторождений, вероятно, обусловлено в какой-то степени различием источника нефти, а главным образом, дальностью миграции. Возможно, как предполагают некоторые исследователи (Валеев, 1961), сырьянская нефть имеет местное происхождение и она не прошла длительный путь миграции, в то время как нефти Архангельского и Ныллинского месторождений стали более сернистыми в процессе дальней миграции нефтяных флюидов.

Геологическое строение Сырьянского месторождения изучалось рядом исследователей (Мельников, 1961; Шевцов и Килигина, 1961), которые установили существенное отличие этого месторождения от других месторождений Волго-Уральской области. Оно расположено в осевой части Казанско-Кировского прогиба, который, по данным С. С. Эллерна и Р. Н. Валеева (1962), характеризуется довольно интенсивным развитием вулканизма в девонский период. Так, в пределах Сырьянского месторождения в нижней части пашийского горизонта обнаружена значительная по мощности (30—40 *м*) вулканогенная толща, представленная в основном туфобрекчиями и туфопесчаниками. Следы вулканической деятельности свидетельствуют об активном периоде в тектонической жизни этого района в девонское время. Следовательно, можно предположить, что в течение девонского периода, а возможно, и до конца палеозоя в этом районе сохранялся относительно повышенный геотермический режим по сравнению с окружающими областями. Об этом свидетельствует также находка твердого битума в карбонатной жиле в толще аргиллитов, переслаивающихся с вулканогенными отложениями, который, по мнению С. С. Эллерна и других (1962), имеет возгонное происхождение из органического

вещества нижележащих пород под действием низкотемпературных гидротерм. Эти данные позволяют предположить, что, вероятно, и нефти Сырьянского месторождения претерпели значительный температурный метаморфизм, о чем свидетельствует физико-химическая характеристика нефтей этого месторождения. Низкий удельный вес, относительно невысокое содержание парафина и акцизных смол и высокий выход бензино-керосиновых фракций говорят о том, что эти нефти, по-видимому, были подвергнуты температурной деструкции, вследствие чего произошло расщепление смолистых веществ и твердого парафина и увеличение выхода легких фракций. Этим, на наш взгляд, и объясняется наличие высококачественной нефти на Сырьянском месторождении, что не противоречит выводам исследователей (Шевцов и Килигина, 1961; Эллерн и др., 1962), занимавшихся изучением данного района.

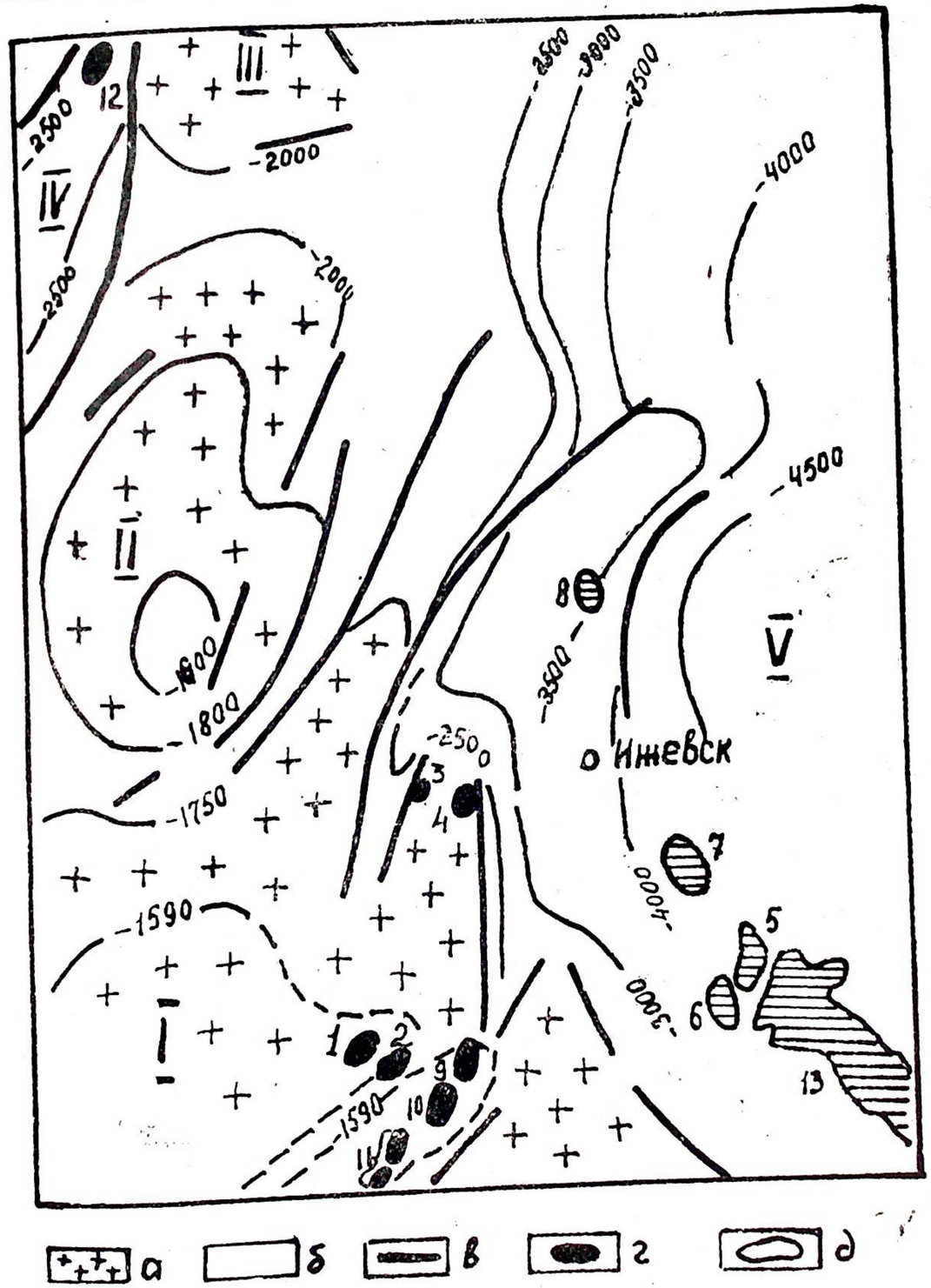
Нефти Ныльгинского и Архангельского месторождений, как уже отмечалось выше, по физико-химическим свойствам очень близки к сырьянской нефти, особенно по содержанию парафина, акцизных смол и выходу легких фракций. По аналогии с сырьянской нефтью, которая, видимо, несет на себе воздействие температурного метаморфизма, можно предположить, что в течение девона, а возможно, и всего палеозоя район расположения Ныльгинского и Архангельского месторождений также, вероятно, характеризовался относительно высоким геотермическим режимом и нефти этих месторождений были, следовательно, подвергнуты действию повышенных температур. В пользу такого предположения говорят и некоторые геологические данные. Архангельское и Ныльгинское месторождения расположены в зонах, примыкающих к глубинным разломам меридионального простирания. Как известно, глубинные разломы вызывают геотермальные аномалии вдоль своих шовных линий. Вероятно, наличие этих глубинных разломов — Кокарского и Ижевского — вызвало повышение температур в областях, прилегающих к разломам. Вследствие повышения пластовых температур нефть была выведена из термодинамического равновесия с окружающей средой, что повлекло за собой вышеописанные изменения нефти в залежах Ныльгинского и Архангельского месторождений. Следовательно, в зоне развития глубинных разломов, как наиболее тектонически активных участков структур, можно ожидать нахождения нефтей, подобных ныльгинской и архангельской, — легких, малосмолистых, с большим выходом легких фракций, при наличии благоприятных литологических и структурных ловушек.

Другая группа нефтей, т. е. нефтей Граховского и Покровского месторождений, как видно из табл. 1, имеет много общего с нефтями Бондюжского, Первомайского и Елабужского месторождений северо-востока Татарии. Сходство нефтей указанных месторождений обусловлено приуроченностью их к единой тектонической зоне — зоне Нижне-Камских дислокаций, осложняющих юго-восточный склон северной вершины Татарского свода. Таким образом, тектоническое строение района накладывает, вероятно, решающий отпечаток на физико-химические свойства нефтей тех месторождений, которые контролируются данными структурными зонами.

Нефти же каменноугольных месторождений Удмуртии имеют несколько иную характеристику (табл. 1). Как видно из таблицы, они являются тяжелыми (уд. вес 0,85—0,97), сернистыми (содержание серы 1,96—2,98%), парафинистыми (парафина 2,1—5,1%) и смолистыми (акцизных смол 56—88%). Наиболее тяжелые нефти были обнаружены на Яганском месторождении: нефть из турнейских известняков имеет удельный вес 0,97, а из верейских отложений — 0,95.

Довольно однородной характеристикой обладают нефти из всех нефтеносных горизонтов Вятского и Кырыкмасского

Так на Вятском месторождении нефти из яснополянского подъяруса имеют удельный вес 0,8832 — 0,903, содержание серы колеблется от 1,96 до 2,98%, парафина — от 2,1 до 5,1%, легких фракций — от 37 до 44%, а нефть из подольских отложений характеризуется следующими



Карта размещения нефтяных месторождений Удмуртии. Составили Б. С. Касимов, Б. М. Юсупов, Н. Б. Валитов.

а — поднятия и своды; *б* — прогибы и впадины; *в* — глубинные разломы фундамента; *г* — девонские нефтяные месторождения, *д* — каменноугольные нефтяные месторождения.
I — северный выступ Татарского свода; *II* — Лобаньское поднятие; *III* — Климковский выступ; *IV* — Казанско-Кировский прогиб; *V* — Осинская впадина.

Нефтяные месторождения:

1 — Граховское; *2* — Покровское; *3* — Ныльгинское; *4* — Архангельское; *5* — Вятское; *6* — Кырыкмасское; *7* — Яганское; *8* — Киенгопское; *9* — Бондюжское; *10* — Первомайское; *11* — Елабужское; *12* — Сырьянское; *13* — Арланское.

данными: удельный вес 0,87—0,891, содержание серы —2,9%, парафина 4,3%, выход бензино-керосиновых фракций — 43%. Подобная картина наблюдается и на Кырыкмасском месторождении. Несмотря на незначительное облегчение нефтей вверх по разрезу, нефти описанных горизонтов являются очень близкими по физико-химическим свойствам. Отмеченное сходство нефтей продуктивных горизонтов Вятского и Кырыкмасского месторождений, вероятно, свидетельствует о близких или одинаковых условиях сохранения залежей нефти во всех нефтеносных пластах.

В тектоническом отношении Вятское и Кырыкмасское месторождения контролируются одной системой валов северо-западного простирания, которая содержит высокопродуктивные залежи нефти на северо-западе Башкирии. Сравнение нефтей удмуртских каменноугольных месторождений с нефтями Арланского месторождения, приуроченного к той же структурной зоне, показывает большое сходство их физико-химических показателей (табл. 1). Таким образом, и для каменноугольных залежей Удмуртии вполне очевидным является влияние тектонического строения района на физико-химические свойства нефтей.

Кроме того, следует отметить, что на свойства каменноугольных нефтей огромное влияние оказывает гидрогеологический фактор. Как показано в табл. 1, нефти из скважин, давших при испытании нефть с водой, являются сильно окисленными и имеют больший удельный вес, чем те нефти, которые были получены из скважин, переливающих чистой нефтью. Например, скважина № 3 Яганского месторождения при опробовании турнейских известняков дала приток пластовой воды и тяжелой густой нефти с удельным весом 0,97, а скважина № 22 Вятского месторождения при испытании тех же отложений — чистую нефть удельного веса 0,90; нефть из скважины № 3 Кырыкмасского месторождения, полученная вместе с водой при испытании нефтеносных песчаников яснополянского подъяруса, имеет удельный вес 0,95, а скважина № 8 дала из тех же отложений приток чистой нефти удельного веса 0,88. Эти примеры показывают более агрессивный характер действия пластовой воды на нефть в каменноугольных месторождениях Удмуртии, чем в девонских залежах. Девонские нефти Граховского и Покровского месторождений, извлеченные из всех скважин вместе с пластовой водой, по физико-химическим свойствам мало или совсем не отличаются от нефтей девонских месторождений северо-востока Татарии, где была получена чистая нефть.

Активность каменноугольных пластовых вод по сравнению с девонскими обусловлена, вероятно, главным образом их химическим составом. Как показано в табл. 2, девонские воды являются более минерализованными и содержат меньше активных сульфат-ионов, чем карбоновые. Как известно, сульфаты оказывают наиболее сильное окисляющее действие на нефть, в результате чего она становится более тяжелой, сернистой и смолистой.

Таблица 2

Название месторождения, № скважины	Возраст	Содержание в *мг·экв* /100 *г*						
		Cl'	SO_4''	CO_3'	Ca	Mg	Na+K	Σ г
Граховское, скв. 34	Пласт Д$_{II}$	484,74	0,031	0,155	96,01	29,93	358,99	969,95
Вятское, скв. 3	C_I jp	245,0	0,76	0,11	22,0	11,3	192,3	491,74

Из приведенных данных видно, что содержание сульфатов в карбоновых водах в 20 раз больше, чем в девонских. Поэтому их влияние на свойства контактирующих с ними нефтей является более активным.

Из всего изложенного о нефтях Удмуртской АССР можно сделать следующие выводы: 1) нефти девонских месторождений можно разделить на две группы — Ныльгинско-Архангельскую и Граховско-Покровскую, причем нефти первой группы несут на себе следы температурного метаморфизма, обусловленного действием повышенных температур; геотермальные аномалии были вызваны, вероятно, глубинными разломами, к которым приурочены Ныльгинское и Архангельское месторождения; 2) гидрохимический фактор также оказывает существенное влияние на состав нефти: активность вод вызывается главным образом наличием сульфат-иона; поскольку каменноугольные воды более обогащены сульфатами, чем девонские, они воздействуют на нефти карбоновых месторождений более агрессивно.

ЛИТЕРАТУРА

Валеев Р. Н. Тектоническое строение и история геологического развития Казанско-Кировского прогиба. Изв. высш. уч. заведений. Нефть и газ, № 11, 1961.

Мельников А. М. Нефтеносность девонских отложений Сырьянской площади. Геология нефти и газа, № 9, 1961.

Шевцов С. И. и Килигина М. Л. О следах вулканической деятельности в девонских отложениях северной части Кировской области. ДАН СССР, т. 139, № 3, 1961.

Эллерн С. С. и др. Ассоциация гидротермального карбоната, битума и сульфидов в девонских отложениях северной части Казанско-Кировского прогиба. ДАН СССР, т. 145, № 5, 1962.

Юсупов Б. М. Перспективы нефтегазоносности Удмуртии в свете современных представлений о закономерностях размещения нефтяных месторождений. Сб. Закономерности размещения месторождений нефти и газа Волго-Уральской области. Изд. АН СССР, 1963.

ТРУДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА
(г. Казань)

№ 14 1966

Э. Х. Рахматуллин

НЕКОТОРЫЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ПОИСКОВ НЕФТИ В ВЕРХНЕДЕВОНСКИХ И НИЖНЕКАМЕННОУГОЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ВОСТОЧНОЙ УДМУРТИИ

За последние годы в нижнекаменноугольных отложениях Удмуртии и прилегающих районов открыт ряд нефтяных месторождений, связанных с известняками и доломитами фаменского и турнейского ярусов и песчано-алевритовой толщей бобриковского и тульского горизонтов.

Отложения фаменского яруса представлены двумя типами разрезов — карбонатно-глинистым и карбонатным. Первый тип разреза пользуется распространением в центральных частях Камско-Кинельской системы прогибов и слагается известняками и мергелями черными и бурыми битуминозными мощностью не более 60 *м*. Второй тип разреза развит в бортовых частях вышеназванной системы, представлен он светлыми известковистыми доломитами с прослоями известняка светло-серого. Мощность карбонатного типа разреза превышает 200 *м*. Для турнейских образований также характерны два типа разрезов — глинисто-карбонатный и карбонатный, распространение которых подчиняется тем же закономерностям, что выявлены для подстилающих слоев: глинисто-карбонатный тип встречается в осевых частях, а карбонатный — в бортовых областях Камско-Кинельской системы прогибов.

На турнейских отложениях залегают осадки малиновского и яснополянского подъярусов, причем малиновские слои отмечаются в основном в центральных частях Камско-Кинельской системы прогибов. Малиновские образования слагаются аргиллитами, алевролитами и песчаниками общей мощностью в пределах 70—80 *м*.

Яснополянский надгоризонт (бобриковский и тульский горизонты) представлен песчаниками, алевролитами, аргиллитами с прослоями известняков и углистых пород. Мощность надгоризонта 40—120 *м*, причем максимальные мощности отмечаются в осевой зоне развития Камско-Кинельской системы прогибов.

Коллекторские свойства пород обеих толщ подчинены одной закономерности — наблюдается их улучшение к бортовым областям прогибов, в этом же направлении интенсивность нефтепроявлений возрастает, вплоть до промышленных скоплений нефти.

Рассмотрим структуру поверхности верхнедевонских и нижнекаменноугольных слоев. На структурно-эрозионной карте карбонатных отложений верхнедевонских и турнейских осадков отчетливо выделяется Камско-Кинельская система прогибов, разделяющая приподнятые участки (рис. 1). Среди последних выделяются Боголюбовско-Варзиятчинская, Ягано-Киенгопская и Арлано-Дюртюлинская зоны поднятий. Некоторые исследователи предполагают

ют собой сооружения типа барьерных рифов (Антропов, 1959; Мкртчян, 1961 и др.).

Структурный план тульских отложений резко отличается от такового девонских и турнейских слоев (рис. 2). На месте Камско-Кинельской системы прогибов выделяется ряд валов и тектонических ступеней, осложняющих крупные структуры первого порядка — Татарский свод, Верхнекамскую впадину и Бирскую седловину. Над Боголюбовско - Варзиятчинской зоной поднятий отмечается по тульским образованиям ряд валов — Бондюжский, Усть-Икский и Кучуковский, на месте Ягано-Киенгопской зоны вырисовываются Яганская и Киенгопская структурные террасы, а над Арлано-Дюртюлинской зоной — ряд валов: Иванаевский, Андреевский и другие. Все отмеченные валы осложнены серией локальных поднятий третьего порядка, к которым приурочены месторождения нефти. Расположение последних подчиняется определенной закономерности. Наиболее высокодебитные залежи с высококачественной нефтью приурочены к южной, Арлано-Дюртюлинской, зоне поднятий, причем здесь отмечаются промышленные месторождения в турнейских, бобриковско-тульских и каширо-подольских образованиях. К Ягано-Киенгопской зоне приурочены богатые среднекаменноугольные залежи. Месторождения в отложениях нижнего карбона здесь малодебитные с тяжелой, низкокачественной нефтью. В пределах Боголюбовско - Варзиятчинской зоны встречены залежи нефти лишь в бобриковско-тульских слоях, месторож-

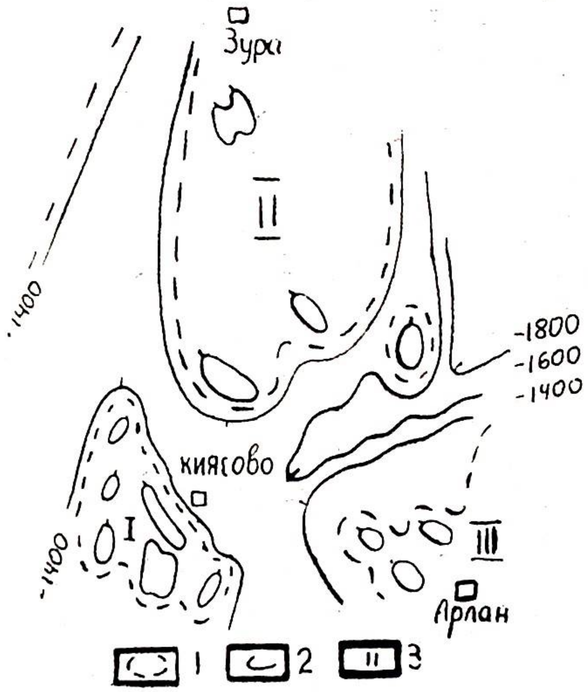


Рис. 1. Структурно-эрозионная карта карбонатных отложений верхнедевонских и турнейских осадков.

1 — границы впадины; *2* — изогипсы карбонатного ложа; *3* — зоны поднятий: *а* — Боголюбовско-Варзиятчинская, *б* — Ягано-Киенгопская, *в* — Арлано-Дюртюлинская.

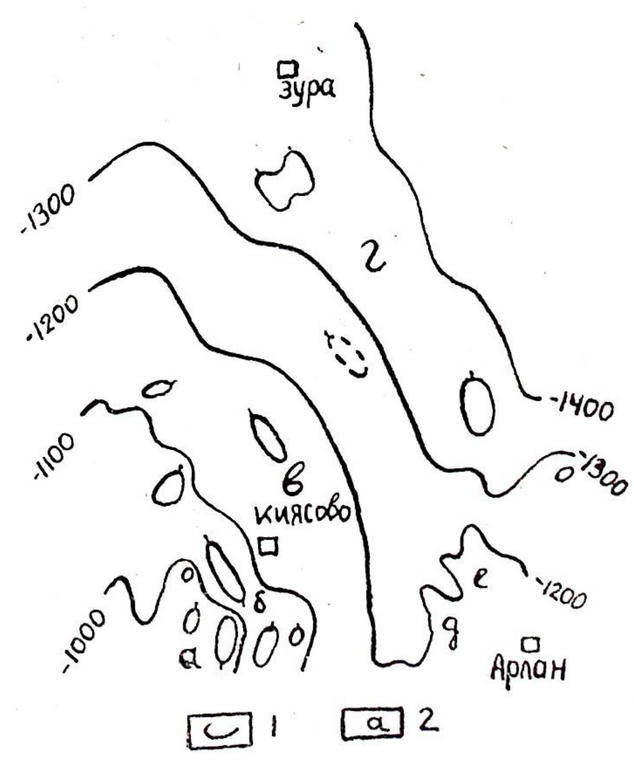


Рис. 2. Структурная карта по кровле тульских слоев.

1 — изогипсы тульских отложений; 2 — структурные элементы: *а* — Усть-Икский вал, *б* — Кучуковский вал, *в* — Яганская терраса, *г* — Киенгопская терраса, *д* — Иванаевский вал, *е* — Андреевский вал.

дения здесь очень небольшие, с тяжелой, высокосернистой нефтью. Далее к западу, в краевой части этой зоны, в нижнекаменноугольных слоях появляется азотный газ.

Изложенные данные показывают, что распространение промышленной нефтеносности и качество углеводородов в районе Удмуртского Прикамья контролируются площадным развитием продуктивных горизонтов и структурными условиями их залегания. Залежи нефти в верхнедевонских и нижнекаменноугольных отложениях приурочены к локальным поднятиям и притом лишь к тем, которые осложняют борта Камско-Кинельской системы прогибов. Учитывая установленную связь нефтеносности с бортами Камско-Кинельской системы прогибов, следует в первую очередь проводить поиски залежей в верхнедевонских и нижнекаменноугольных слоях в пределах локальных структур, осложняющих краевые зоны прогибов.

ЛИТЕРАТУРА

Антропов И. А. О рифовых фациях девона центральной части Волго-Камского края. Изв. КФАН СССР, сер. геол., № 7, 1959.

Мирчинк М. Ф., Мкртчян О. М О рифогенных структурах Бирской седловины. ДАН СССР, т. 138, № 6, 1961.

ТРУДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА
(г. Казань)

№ 14 1966

Б. С. Касимов, Л. Д. Файзуллин

О ТЕКТОНИКЕ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

Основными структурными элементами палеозойских образований рассматриваемой территории являются обширные области Вятско-Сысольских и Нижнекамских зон дислокаций, ограниченных с запада Московской, а с востока Верхнекамской (Глазовской) синеклизами (Архангельский, 1934; Наливкин, 1956). По характеру взаимоотношения стратиграфических комплексов осадочного покрова и кристаллического фундамента эти элементы в настоящее время могут быть подразделены на ряд крупных структурно-морфологических зон примерно меридионального простирания (рис. 1): 1) Котельничско-Сыктывкарская зона древних поднятий фундамента (по пермским образованиям Ветлужско-Мурашинская депрессия); 2) зона Вятско-Кажимской впадины рифейского заложения и генетически связанных с ней девонских прогибов (Вятское и Сысольское валоподобные поднятия по пермским образованиям Кильмезско-Холуницкая депрессия).

Структурные зоны древних поднятий кристаллического фундамента некоторыми исследователями относятся: западная — к Токмовскому и Опаринскому, восточная — к Татарскому и Коми-Пермяцкому сводам, а расположенная между ними зона рифейской впадины и девонских прогибов выделяется под названием Казанско-Кировского (или Вятско-Кажимского) прогиба (Бирина, 1959; Егоров, 1960; Валеев, 1961; Нечитайло, 1960; Бороздина, 1963; Жадченко, 1963; Эллерн, Валлесв, 1963, и др.).

Известно, что приподнятая по пермским образованиям зона Вятско-Сысольских дислокаций по фундаменту оказалась глубоко погруженной впадиной, где получили развитие отложения терригенного девона мощностью от 800 (Кажим) до 1300 *м* (Сырьяны) и рифейского комплекса более 600 *м* (Мельников, 1961; Касимов, 1964). Глубина залегания кристаллических пород в этой так называемой Вятско-Кажимской впадине по сейсмо- и электроразведочным данным оценивается в пределах 2,5—3,8 *км* и более (фундамент не вскрыт ни одной глубокой скважиной). На юге эта впадина генетически связана в одну зону с Советским и Чебоксарским девонскими прогибами, а также с Казанской седловиной и Мари-Турекской депрессией, которые выполнены как терригенными, так и карбонатными отложениями девона мощностью от 200 до 600 *м*, где фундамент, по данным бурения и геофизики, залегает на глубине от 1800 до 2200 *м*. По последним геофизическим данным строение этой части зоны представляется весьма сложным: по нескольким широтным профилям между прогибами фиксируются ступенчатые узкие валоподобные перегибы, которые, по-видимому,

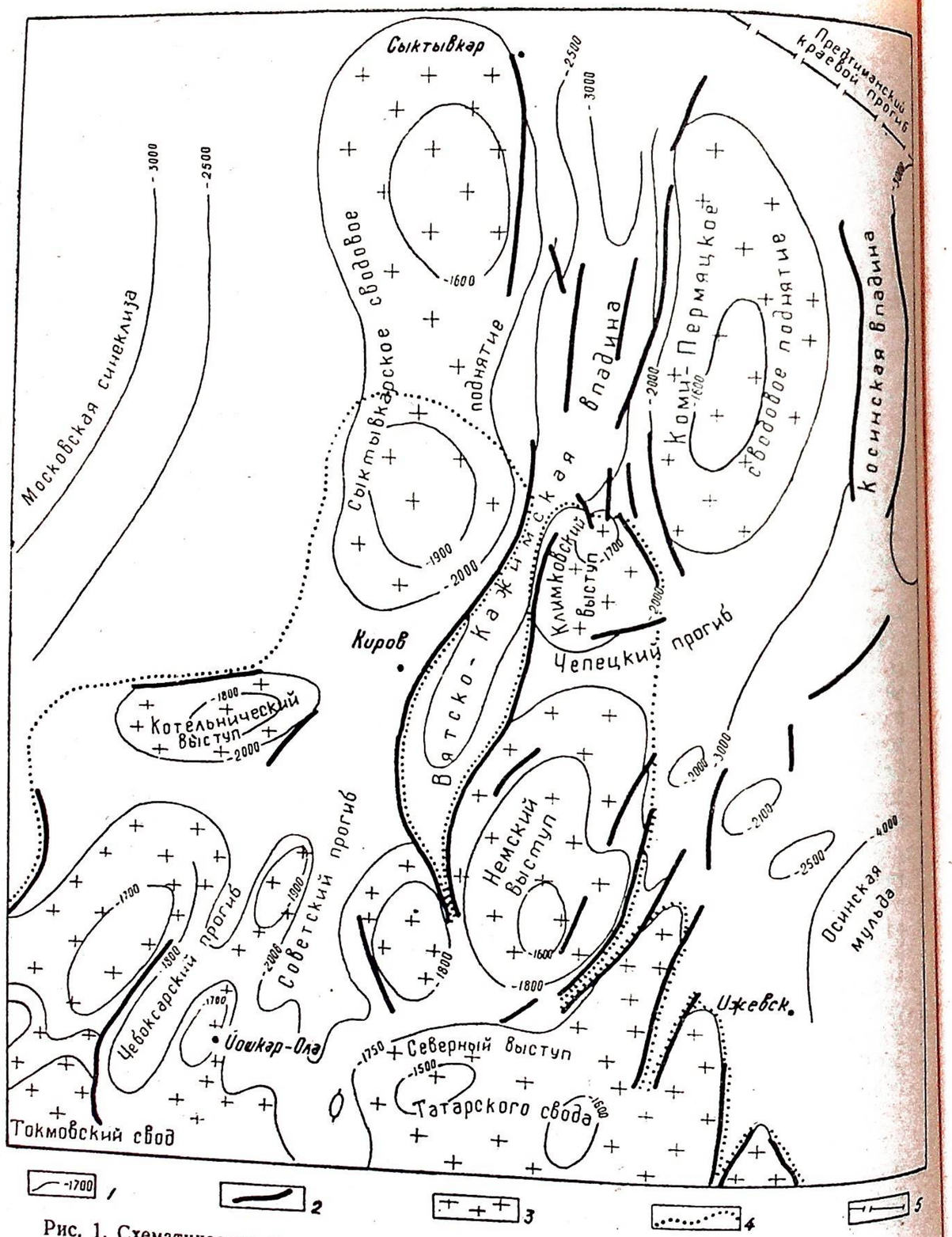


Рис. 1. Схематическая тектоническая карта северной части Волго-Уральской области. Составили Б. С. Касимов и Л. Д. Файзуллин, 1965.

1 — изогипсы кровли кристаллического фундамента; *2* — глубинные разломы; *3* — выступы фундамента; *4* — граница выклинивания додевонских отложений; *5* — граница Предтиманского краевого прогиба.

соответствуют Марийскому, Сердежскому и Уржумскому выступам фундамента (Юсупов и др., 1965).

В пермских депрессиях установлены поднятия и выступы кристаллического фундамента: на западе — Санчурский (по геофизическим данным), Котельничский выступы и Сыктывкарский свод, разделенные Шахунским и Моломским неглубокими прогибами; на востоке — северный выступ Татарского свода, Немский

Пермяцкий свод, разделенные Кильмезским, Чепецким и Верхневятским прогибами (Преображенский, 1964; Юсупов и др., 1965; Касимов, Файзуллин, 1965). Котельничский, Немский и Климковский выступы характеризуются сокращенной мощностью терригенного и своеобразной фацией карбонатного девона, а Коми-Пермяцкий и Сыктывкарский своды почти лишены девонских отложений и вместе с тем перекрыты вендскими образованиями. Наряду с этим бурением выявлена также резкая расчлененность этих структур, в пределах которых глубина залегания фундамента изменяется от 1600—1700 (Котельнич, Климковка) до 1800—2000 *м* (Черная Холуница, Фаленки).

В пределах так называемого Камского свода, выявленного по пермским (артинским) образованиям к северу от Верхнекамской синеклизы, также установлено сложное соотношение между верхними горизонтами осадочного покрова и поверхностью кристаллического фундамента. На западном его погружении выявлено, в частности, упомянутое нами Коми-Пермяцкое сводовое поднятие с глубиной залегания архейских пород от 1500 до 2000 *м*, где карбонатный девон отсутствует полностью, а терригенные отложения, относимые предположительно к девону и вендскому комплексу, имеют сравнительно небольшую мощность (100—200 *м*). По направлению к центральной части свода мощность девонских и додевонских образований значительно возрастает, причем по-прежнему являются типичные отложения терригенного и карбонатного девона мощностью 300—500 *м* и бавлинского комплекса мощностью до 1000 *м*. Таким образом подтверждается наличие здесь довольно крупной впадины — Косинской, где фундамент залегает на глубине от 2,5—3,0 до 4,5—5,0 *км* (Гафаров, 1963). Восточнее этой впадины предполагается развитие крупного собственно Камского сводового поднятия фундамента, в сторону которого намечается сокращение мощности девонских и додевонских образований.

На территории Московской и Верхнекамской синеклиз выделяется ряд ступенчатых осложнений кристаллического фундамента, состоящих из систем валоподобных массивов, разделенных глубокими прогибами. В частности, на территории Верхнекамской синеклизы в западной бортовой зоне по данным бурения и геофизики (КМПВ) намечается ряд ступеней — Селтынско-Кулигинская, Архангельско-Карсовайская, которые расположены на продолжении северного выступа Татарского свода и ограничены глубокими прогибами — Кильмезским, Кокарским, Варзи-Ятчинским. Эти структурно-тектонические ступени осложняют бортовую часть обширной впадины с максимальным погружением в районе г. Осы, именуемым нами Осинской мульдой, где глубина залегания фундамента по геофизическим данным составляет 4—5 *км* (Ярош, 1959). В свою очередь Осинская мульда вместе с генетически связанными с ней Кокарским, Варзи-Ятчинским и Кильмезским прогибами располагается в пределах древней Камско-Бельской впадины, которая, как и Вятско-Кажимская (возможно и Косинская), характеризуется развитием здесь додевонских толщ осадочного покрова значительной мощности (до 2 *км* и более).

Комплексные данные геофизических исследований наряду с данными бурения позволяют судить о региональных разломах в фундаменте, наличие которых подтверждается: а) крутыми флексурами в структурных элементах осадочных образований; б) линейным расположением магнитных аномалий и гравитационных ступеней; в) границами выклинивания толщ терригенного девона и бавлинского комплекса; г) развитием катаклаза, милонитизации пород кристаллического фундамента и проявлениями вулканизма.

Наиболее крупными, выделяющимися всеми перечисленными признаками являются разломы древнего заложения, которые ограничивают крупные структурно-морфологические зоны. К ним в первую очередь

относится система рифейских разломов с последующим обновлением и заложением девонских разломов, получивших развитие в пределах Вятско-Кажимской впадины и связанных с ней прогибов, максимальное погружение которых в девоне сопровождалось проявлениями вулканизма (Казаклар, Сырьяны), а также катаклазом, милонитизацией пород фундамента и осадочного чехла (Аркуль, Сырьяны) (Шевцов, Килигина, 1961; Эллерн, Валеев, 1963). Не менее крупной является также система разломов, относящихся к зоне Камско-Бельской впадины, образование которых сопровождалось накоплением во впадине нижне- и верхнебавлинского комплексов, содержащих на ряде участков туфогенно-эффузивные породы (Бородулино), а местами внедрения диабазов (Варзи-Ятчи). Вместе с тем к этим разломам приурочены определенные структурные формы осадочного покрова — валы и системы поднятий (или дислокаций) с крутыми флексурами, обращенными во внешнюю зону разломов. К ним относятся Шихово-Сырьянский, Вожгальско-Богородский, Кукарский, Шургинский, Ронгинский, Кажимско-Сысольский валы в зоне Вятско-Сысольских дислокаций, Кокарский, Очерский, Кудымкарский и другие валы в зоне Верхнекамской синеклизы и Камского свода.

Менее четко прослеживаются разломы, ограничивающие структурные элементы сводов — отдельные выступы, поднятия и прогибы, а также поперечные осложнения впадин, возникновение которых связывается с дальнейшим дроблением и усложнением блоков фундамента. К ним относятся Ветлужский, Чепецкий, Уржумский и ряд других разломов, которые не всегда находят отражение в структуре осадочного чехла, а некоторые из них, вероятно, связаны лишь с изменениями во внутреннем строении кристаллического фундамента, обусловленными процессами метаморфизма (Уни, Фаленки, Черная Холуница) и магматизма (Грахово).

В результате проведенного тектонического районирования территории мы приходим к выводу, что наиболее перспективными в отношении поисков нефти являются зоны Вятско-Кажимской, Косинской, Камско-Бельской впадин и генетически связанных с ними прогибов и ступенчатых осложнений, а также прилегающие склоны Татарского, Коми-Пермяцкого и Камского сводовых поднятий, где получили развитие все продуктивные горизонты осадочного чехла и выявлена их региональная нефтеносность.

ЛИТЕРАТУРА

Архангельский А. Д. Геологическое строение СССР. ОНТИ, 1934.

Бирина Л. М. Некоторые данные по стратиграфии и тектонике северной части Волго-Уральской нефтеносной области. Тр. ВНИГНИ, вып. 25, 1959.

Бороздина З. И. Новые данные о тектонике территории Кировской области и Удмуртской АССР в связи с нефтеносностью. Сов. геология, № 1, 1963.

Валеев Р. Н. Тектоническое строение и история геологического развития Кировско-Казанского прогиба. Нефть и газ, № 11, 1961.

Гафаров Р. А. Строение складчатого фундамента Восточно-Европейской платформы по геофизическим данным. Изв. АН СССР, сер. геол., № 8, 1963.

Егоров С. П. Новая тектоническая схема Татарской АССР и сопредельных частей Кировской области и Удмуртской АССР. Геология нефти и газа, № 12, 1960.

Жадченко С. К., Давыдов Р. Б. Результаты геологоразведочных работ на нефть и газ по Средне-Волжскому геологическому управлению в 1960 г. Геология нефти и газа, № 8, 1961.

Касимов Б. С. Новые данные о нефтеносности терригенного девона северной части Вятского вала. Нефтегазовая геология и геофизика, № 5, 1964.

Касимов Б. С., Файзуллин Л. Д. Тектоническое строение и перспективы нефтеносности Кировской области и смежных территорий. Сб. Новое в геологическом строении и нефтегазоносности Волго-Уральской провинции. ЦНИИТЭнефтегаз, М., 1965.

Мельников А. М. Нефтеносность девонских отложений Сыдыкской площади. Геология нефти и газа, № 9, 1961.

Наливкин В. Д. и др. Тектоника. Тр. ВНИГРИ, вып. 100, 1956.

Нечитайло С. К. Геологическое строение и перспективы нефтеносности новых районов северо-восточной части Русской платформы. Гостоптехиздат, М., 1960.

Преображенский В. П. Схема тектоники Поволжья и Прикамья. Сб. Вопросы сравнительной тектоники древних платформ. Госгеолиздат, 1964.

Шевцов С. И., Килигина М. Л. О следах вулканической деятельности в девонских отложениях северной части Кировской области. Докл. АН СССР, т. 139, № 3, 1961.

Эллерн С. С., Валеев Р. Н. Главный девонский ров Восточно-Европейской платформы. Докл. АН СССР, т. 146, № 5, 1963.

Юсупов Б. М., Касимов Б. С., Файзуллин Л. Д. Перспективы нефтеносности Кировской области и Удмуртской АССР. Тр. КФ ВНИГНИ, вып. 46. Недра, 1965.

Ярош А. Я. Строение кристаллического фундамента бассейна рек Вятки и Камы по материалам магнитной съемки. Тр. Свердл. горн. ин-та, вып. 34, Свердловск, 1959.

ТРУДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА
(г. Казань)

№ 14 1966

Ф. Г. Ибраева

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕНОСНОСТИ ЗАПАДНОЙ ТАТАРИИ

Наряду с открытием новых нефтяных месторождений и изучением заведомо перспективных областей востока Русской платформы все больший интерес исследователей привлекают районы западной и центральной частей платформы, в частности Западной Татарии. Проводившиеся здесь в 50-х годах геологоразведочные работы с применением глубокого бурения не дали положительных результатов, хотя и были получены живые признаки нефти. В настоящее время снова встал вопрос о проведении поисковых и разведочных работ на территории Западной Татарии (они уже начаты на северной вершине Татарского свода). В связи с этим назрела необходимость критического пересмотра всего имеющегося фактического материала, особенно по тектонике и нефтеносности. Автор пытается дать более дифференцированную оценку перспектив нефтеносности отдельных тектонических элементов с тем, чтобы выделить далее наиболее благоприятные и первоочередные площади для проведения поисковых и разведочных работ.

Хотя за период временного затишья в пределах Западной Татарии никаких разведочных работ, кроме геофизических, не проводилось (исключение составляют районы Мелекесской депрессии), представления о тектоническом строении региона претерпели значительные изменения.

В последние годы широким развитием пользуются представления о блоковом строении кристаллического фундамента (Юсупов, 1960; Наливкин, 1962; Клещев, 1958; и др.), и это нашло свое отражение при рассмотрении тектонического строения территории Западной Татарии. На основании существующих геофизических (Салихов, Уразаев, Степанов и др.), петрографических (Ситдиков, 1962; Лапинская, Флоренский, 1955) схем и представлений других геологов (Тихвинская, 1961; Мельников, 1957; Егоров, 1960; Юсупов, 1960; Клещев, 1958; Троепольский, 1964; Бадамшин, Валеев и др., 1963) в пределах рассматриваемой территории намечен ряд крупных макроблоков кристаллического фундамента, отличающихся историей развития, особенностями строения и направлением основных дизъюнктивных нарушений, которым подчиняются простирания дислокаций осадочного чехла.

Выделяются блоки: 1) Кукморский — нарушения и дислокации северо-восточного простирания; 2) Ковалинский — северо-западного; 3) Алькеевско-Нурлатский — северо-западного; 4) Юхмачинский — северо-восточного; 5) Вятский — субмеридионального; 6) Казанский — очень сложного строения с перекрещивающимися направлениями нарушений меридионального и субширотного простираний.

В результате анализа тектонического строения данной территории можно сделать следующие выводы:

1. Отчетливо выявляется блоковое строение кристаллического фундамента и прямая связь с последнего. Отмечается большая унаследованность и совпадение структурных планов по большинству тектонических элементов, особенно структур второго порядка.

2. Структуры первого порядка или близкие к ним характеризуются меньшим совпадением структурных планов.

3. Наибольшим соответствием обладают структурные планы по кровле кристаллического фундамента и по терригенным образованиям девона. Вверх по разрезу, особенно по пермскому плану, выявляются все большие различия.

4. Еще меньше соответствие структурных планов наблюдается в пределах древних грабенов и прогибов (Казанско-Кировский, Алькеевский, Елховский), где осевые зоны по осадочному чехлу осложнены довольно крупными дислокациями второго порядка (Вятская зона поднятий).

5. Среди более мелких рвов и прогибов можно выделить три вида структур: сквозные, которые отражены по всем структурным поверхностям осадочного чехла и кристаллическому фундаменту (Билярский, Тюлячинский прогибы), затухающие в верхней части осадочного чехла, когда над ними образуются инверсионные валы (Алькеевский, Елховский), и, наконец, затухающие с глубиной — наложенные (Шурминско-Холуницкий прогиб). Отмечается объединение разновременных и разнопостроенных грабенов и прогибов в единую систему. Например, девонские Черемшанский, Билярский и Арско-Тюлячинский грабены объединяются на севере с пермским Холуницким прогибом.

6. Для формирования залежей нефти, видимо, большое значение имеет смена региональных наклонов отдельных структур и блоков, которые выявляются при палеоструктурных реконструкциях.

На территории Западной Татарии до настоящего времени еще не открыто ни одного месторождения нефти, хотя нефте- и газопроявления встречаются довольно широко как по площади, так и по разрезу: в терригенных отложениях девона, нижнего и среднего карбона, в карбонатах верхнефранского, фаменского и турнейского ярусов, башкирских, каширских и, особенно, пермских образованиях. В живетском ярусе битумо-, нефте- и газопроявления отмечены в пределах западного склона южной вершины Татарского свода, в пределах Казанско-Кировского прогиба. Но качественный и количественный характер проявлений углеводородов в названных районах неодинаков. В пределах южной вершины Татарского свода (Черемшанская, Нурлатская и др. площади) отмечена пропитка жидкой нефтью песчаных пород, а в смежном Нижнекамском районе известны даже небольшие залежи нефти. В Казанско-Кировской впадине отмечены лишь битуминозные алевролиты и песчаники (Камское Устье, скв. 4), слабое газирование глинистого раствора (Улеминская пл., скв. 1, где до 56% азота).

В кынсвском и пашийском горизонтах основным продуктивным горизонтом являются песчаники пласта $Д_1$ и $Д_0$ в таких месторождениях, как Нурлатское, Ульяновское, Черемшанское и ряд других; северной вершине — Елабужское, Бондюжское, Первомайское. Терригенные отложения кыновского горизонта пользуются наибольшим распространением и известны и на Кукморском, и на других выступах северной вершины Татарского свода. Большие мощности их связаны с депрессионными участками, такими, как Арско-Тюлячинский прогиб. Здесь нефтепроявления известны на Кабык-Куперской площади — скважина № 2 (пятнистая пропитка базальных песчано-алевритовых отложений) и в скважине № 12 Янчиковской площади.

Впервые в 1965 году непосредственно в присводовой части северной вершины Татарского свода, на правом берегу р. Вятки, из базальных кыновских песчаников в скважине № 50 получен приток нефти до 5 *т/с*.

На Юхмачинском выступе жидкие нефтепроявления известны в Надеждинской скважине.

В пределах Казанско-Кировского прогиба, по данным В. И. Троепольского, нефтепроявления отмечены на Верхне-Услонской площади (скв. 2 — слабо-желтый ободок по керну, скв. 3 — слабые газопроявления).

В 1959 г. в северной части впадины, на Сырьянской площади, было открыто небольшое месторождение легкой бессернистой нефти, а на Шихово-Чепецкой площади, по данным В. А. Широкова, обнаружены проявления горючего газа.

С карбонатами турнейского яруса связаны залежи нефти на Шугуровском, Ямашинском, Красногорском, Черемшанском, Ново-Елховском месторождениях.

В 1963—1964 гг. впервые были открыты залежи, связанные с рифовыми выступами на бортах Камско-Кинельских прогибов — Бастрыкский и Озерский выступы. Нефтепроявления в турнейском ярусе известны на всем западном склоне южной вершины и в основном связаны с верхней частью яруса. Нефтенасыщены обычно более пористые участки, а также трещины. На Юхмачинском выступе нефтепроявления отмечены на Филипповской площади и в прилегающих районах Сокско-Шешминских дислокаций. В пределах Казанско-Кировского прогиба и северной вершины Татарского свода нефтепроявления не зафиксированы.

Нефтеносность терригенных отложений нижнего карбона носит более широкий характер. Тектонические ступени западного склона южной вершины являются регионально нефтеносными. Здесь открыты месторождения Аканское, Аксубаевское, Нурлатское, Ново-Ибрайкинское, Ульяновское, Ямашинское и другие. На восточном склоне северной вершины свода в Нижне-Камском районе открыты месторождения Усть-Икское, Озерное, Варзи-Омгинское, Азево-Салаушское и др. По данным треста «Татнефтегазразведка» в скв. № 4 Булдырской площади зафиксировано пять пластов с нефтегазопроявлениями. При разбуривании выделялись пленки газированной нефти.

В виде пятнистой и сплошной пропитки песчаников известны нефтепроявления на Мелекесской (скв. 1, Заводская) и Филипповской площадях. Охотничья площадь Ульяновской области является наиболее крайней западной точкой, где были обнаружены нефтепроявления, связанные с бобриковским горизонтом.

В верей-башкирских и каширско-мячковских отложениях нефте- и газопроявления известны на еще более широкой площади. Кроме известных месторождений западных склонов южной вершины, нефтепроявления отмечены на Булдырской (скв. 3, 4), Чистопольской (скв. 8), Билярской (скв. 87, 125, 126), Алькеевской (скв. 22), Охотничьей (скв. 1 и 4) и других площадях.

С пермскими отложениями Мелекесской депрессии Б. М. Юсупов (1960) и В. И. Троепольский (1964) связывают «колоссальные запасы битумов, являющихся свидетелями некогда существовавших в них богатейших залежей нефти». Битумопроявления в пермских отложениях известны от асселя до татарских образований.

Нефте-, газо- и битумопроявления в ассельских и сакмарских образованиях приурочены к восточному борту депрессии, в уфимских и нижнеказанских отложениях — к центральной части депрессии, а в казанских и татарских образованиях — к северной и северо-западной бортовым частям депрессии. Внешняя граница битуминозности пермских пород тесно связана с бортами Мелекесской депрессии и проходит по южному склону северной вершины Татарского свода по линии Булдырь — Чистополь, затем поворачивает на юг и внедряется глубоким языком в зону Вятских поднятий по линии

В описываемом регионе, к которому прилегают Нурлатский и Нижнекамский нефтеносные районы, могут быть встречены близкие по типу месторождения, особенно в тектонических зонах аналогичного строения или являющихся непосредственными их продолжениями. В пределах западных склонов южной вершины Татарского свода в настоящее время известно более 60 месторождений. Это в основном многопластовые месторождения с продуктивными горизонтами в пашийских, кыновских, верхнефранских, фаменских, турнейских, бобриковских, тульских, верейских и башкирских отложениях. Месторождения обычно связаны с локальными структурами, расположенными на тектонических ступенях (Нурлатское, Ульяновское, Ново-Елховское и др.).

Как показывает тектонический анализ, для этой зоны характерно относительно полное соответствие структурных планов с некоторым смещением и осложнением структур по горизонтам перми и карбона в связи с размывами и раздувами карбонатов зоны рифовых выступов. Размеры локальных структур не превышают, как правило, 2—3×6—8 *км*, амплитуда 20—40 *м*, но имеются выступы кристаллического фундамента и с амплитудой до 100—130 *м* (Эштебенькинский, Бастрыкский). Тип залежей, по данным треста «Татнефтегазразведка»,— структурный сводовый, структурно-литологический, а для карбонатов девона-турне — массивный. Размеры залежей в общем незначительны, и по запасам месторождения относятся к средним и мелким, причем мелкие преобладают. Из наиболее крупных известны Тавельское, Нурлатское, Сиреневское, Енорускинское, Ульяновское, Черемшанское, Красногорское.

По данным Г. С. Веселова, В. И. Троепольского, группа месторождений западного склона южной вершины Татарского свода характеризуется ступенчатым положением ВНК, его погружение от Ромашкинского месторождения до Нурлатского равно 230 *м*.

В пределах прилегающего восточного склона северной вершины Татарского свода известен второй по значимости, после Ромашкинского, Нижнекамский нефтеносный район, где открыто в настоящее время около 30 месторождений.

Продуктивные горизонты установлены в муллинских, пашийских, кыновских, турнейских, бобриковских и верей-башкирских отложениях. Месторождения также контролируются структурами третьего порядка, а наиболее крупные — Елабужское, Первомайское, Бондюжское — связаны с наиболее приподнятой частью структуры второго порядка. Валы здесь имеют большую, до 50—100 *м*, амплитуду, хотя по направлению к описываемому региону в Бехтерево-Танайском районе происходит резкое снижение амплитуды структур с явлениями несоответствия и выполаживания. В то же время установленный недавним структурным бурением крупный Дигитлинский вал говорит о том, что западнее Мамадышского прогиба снова повышается степень дислоцированности структур. Тип залежей здесь — структурный, структурно-литологический, а для карбонатов — массивный.

В результате анализа размещения современных месторождений нефти большинство исследователей пришло к единой точке зрения, что древние своды и особенно склоны их, осложненные крупными зонами дислокаций, являются основными зонами нефтегазонакопления. На территории Западной Татарии пока не открыты нефтяные месторождения, но в прилегающих районах те же элементы или части их нефтеносны. Южная вершина Татарского свода является уникальным вместилищем нефти Русской платформы, а свод вершины — единой огромной ловушкой.

На северной вершине свода отсутствуют терригенные отложения девона, и искать аналогию можно лишь для ее склонов. Сейчас вокруг свода южной вершины наметился целый пояс месторождений. Исходя

из гипсометрического положения северной вершины, ее унаследованности развития, а также осложненности склонов значительными зонами дислокаций, можно ожидать, что и здесь будет обнаружен аналогичный пояс месторождений нефти. Удмуртские и нижнекамские месторождения подтверждают это положение.

Если выделение основных зон нефтегазонакопления не вызывает расхождения мнений среди исследователей, то в вопросе, откуда пришла нефть, каковы перспективы нефтеносности отдельных элементов Западной Татарии, существуют резкие разногласия. Известны в основном две крайние точки зрения: о значительных перспективах Западной Татарии (Тихвинская, 1961; Троепольский, Эллерн, 1964) и бесперспективности, вернее, малой ее перспективности (Мельников, 1957, 1961). Третья же группа исследователей занимает среднюю позицию в смысле возможности нахождения запасов нефти в Западной Татарии (Юсупов, 1960; Лобов, 1959).

Если в пределах Восточной Татарии теми же количествами скважин уже открывались месторождения нефти, то в Западной Татарии не открыто еще ни одного. Региональное же распространение сингенетических битумов примерно одинакового состава и количества как на востоке, так и на западе создает впечатление, что не они были источником нефти, что нефть вторична и пришла из прилегающих глубоких впадин типа Сергиевской или, скорее всего, из краевых зон платформы, Предуральского прогиба и Прикаспийской впадины. Значит, в южной части Казанско-Кировской впадины не было условий для самостоятельного нефтегазообразования.

С позиций гипотезы латеральной миграции четко объясняются явления регионального изменения состава нефтей, их утяжеление, осернение, разгазирование в западном направлении, повышение содержания азота в попутных газах и образование по периферической области единого для востока Русской платформы пояса нефтеносности и второго пояса — залежей азотного газа. В таком случае четкое объяснение получает закономерность зонального размещения месторождений Татарии, установленная А. М. Мельниковым (1961).

Условия для формирования девонских месторождений были созданы в бобриковское время, когда уже существовали основные тектонические элементы: северная и южная вершины Татарского свода с многочисленными ловушками в виде дислокаций второго порядка древнего заложения и другие. Поступала нефть с юга, юго-востока, востока и последовательно занимала ловушки, распространяясь все далее на запад и северо-запад. Она могла проникнуть и в свод северной вершины (Кабык-Куперская площадь). Движение нефти, очевидно, шло по приподнятым зонам дислокаций, а их сложное размещение в виде линий различных простираний и предопределило сложный характер путей миграции нефти. Нефть занимала сначала тектонические ступени южной вершины и валы Юхмачинского выступа, мигрировала дальше по восстанию пластов в сторону северной вершины. Значительные количества ее перехватывались разломами и зонами повышенной трещиноватости и перемещались в вышележащие коллекторы.

Какие же зоны дислокаций в пределах Западной Татарии могли удержать нефть? Здесь привлекают внимание в первую очередь структурные осложнения вдоль бортов Билярского прогиба. Не случайно в тех же условиях вдоль бортов грабенов, как правило, располагаются группы месторождений (Алтунино-Шунакский прогиб). Заполнив ловушки этих прибортовых дислокаций, нефть затем мигрировала на север и северо-запад и занимала южные склоны Ковалинской зоны и Булдырский, Кирменский и другие валы северной вершины Татарского свода.

Крупной областью нефтенакоплен

выступ, за исключением зоны Бугровского вала, который раскрывался в сторону северной вершины свода.

Другим интересным районом были ступени Ковалинского выступа, развитые на продолжении Нурлатских ступеней южной вершины. Нефть, прошедшая сквозь барьер ловушек Нурлатских ступеней, поперечных к ним прибортовых структур Билярского прогиба и особенно структур Юхмачинского выступа, в первую очередь должна была занять именно эти тектонические ступени. Здесь вполне возможен пояс мелких литологических, скорее всего структурно-литологических залежей по зоне регионального выклинивания осадков терригенного девона вдоль Ковалинского выступа.

Как показывает палеоструктурный анализ, поверхность терригенного девона в пределах Казанско-Кировского прогиба занимала понижженное положение вплоть до верхнепермского времени. Нефть по проводящим пластам терригенной формации девона вряд ли могла проникнуть в пределы прогиба.

Пермские битумы также глубоким языком заходят на его склоны, захватывая южную часть Вятского вала, занимавшего по каменноугольным и пермским отложениям более приподнятое положение в сравнении с Татарским сводом.

Проникновение нефти скорее всего могло произойти в верхнепермское время в период формирования Мелекесской депрессии и значительного роста прилегающей к ней части Вятской зоны. Пока не ясно, какие количества нефти проникли в ее пределы, но едва ли они были значительны, тем более, что гидрогеологические условия их сохранения были неблагоприятны. Здесь возможно открытие редких мелких месторождений типа Охотничьего.

Подсчеты, проведенные В. И. Троепольским с сотрудниками, показывают, что в пермских отложениях Мелекесской депрессии сосредоточены огромные запасы битумов — до 19 млрд. *т*. Этим, безусловно, снижаются запасы каменноугольных и девонских месторождений, но все же довольно значительные количества нефти могли сохраниться в зонах устойчиво развивающихся ловушек, каковыми были, как показывает палеоструктурный анализ, большинство дислокаций, расположенных на южном склоне северной вершины Татарского свода. Районирование территории Западной Татарии по степени перспективности проводилось многими исследователями (А. М. Мельников, С. П. Егоров, В. И. Троепольский, Б. М. Юсупов, В. А. Лобов и др.). Оценка давалась с разных позиций и весьма различно. В данной работе предпринята попытка дифференцировать структурный план территории, наметить новые элементы. Построены карты перспектив отдельно для девонских и каменноугольных отложений (рис. 1, 2).

Территория Западной Татарии и прилегающие районы подразделены на земли: 1) высоких перспектив с доказанной промышленной нефтеносностью; 2) высоких перспектив по геологическим материалам; 3) перспективные; 4) возможно перспективные; 5) малоперспективные; 6) бесперспективные.

К первым отнесена Нурлатская зона тектонических ступеней и Грахано-Бондюжская зона поднятий.

К землям высоких перспектив по геологическим данным отнесены северные окончания Нурлатских ступеней до Билярского и Сарайлинского прогибов, юго-восточные части Ковалинских ступеней и прибортовые структуры по северо-западному борту Билярского прогиба, структуры срединных поднятий Тюлячинского прогиба, восточная часть Кукморского выступа; восточная часть Юхмачинского выступа, прилегающая к Алькеевскому, Елховскому и Черемшанскому прогибам.

К третьей группе перспективных земель отнесена западная половина Юхмачинского выступа и северо-западная часть Ковалинской

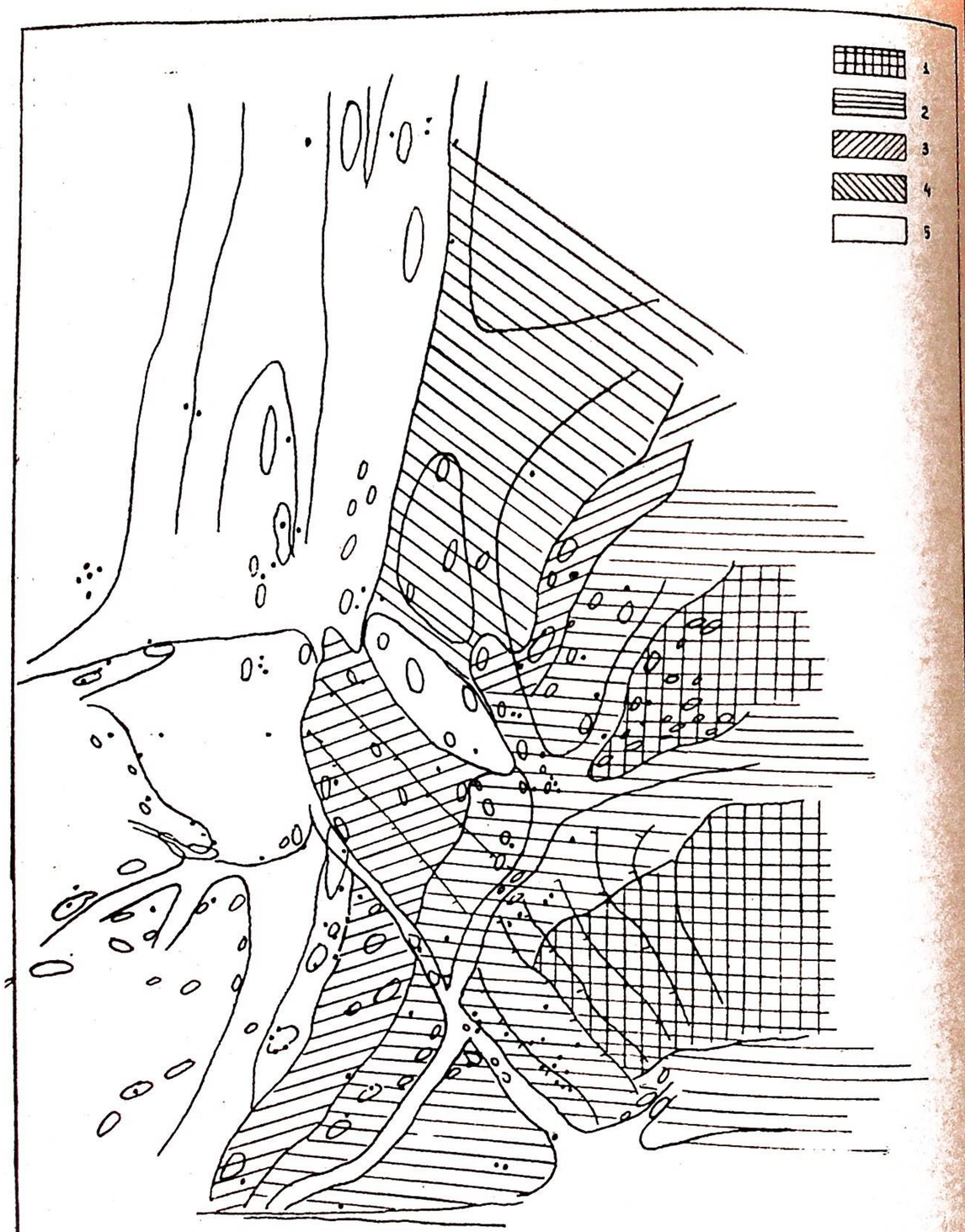


Рис. 1. Карта перспектив нефтеносности девона Западной Татарии.

1 — земли с доказанной промышленной нефтеносностью; *2* — высокоперспективные; *3* — земли перспективные; *4* — земли возможно перспективные в карбонатном девоне; *5* — земли мало перспективные.

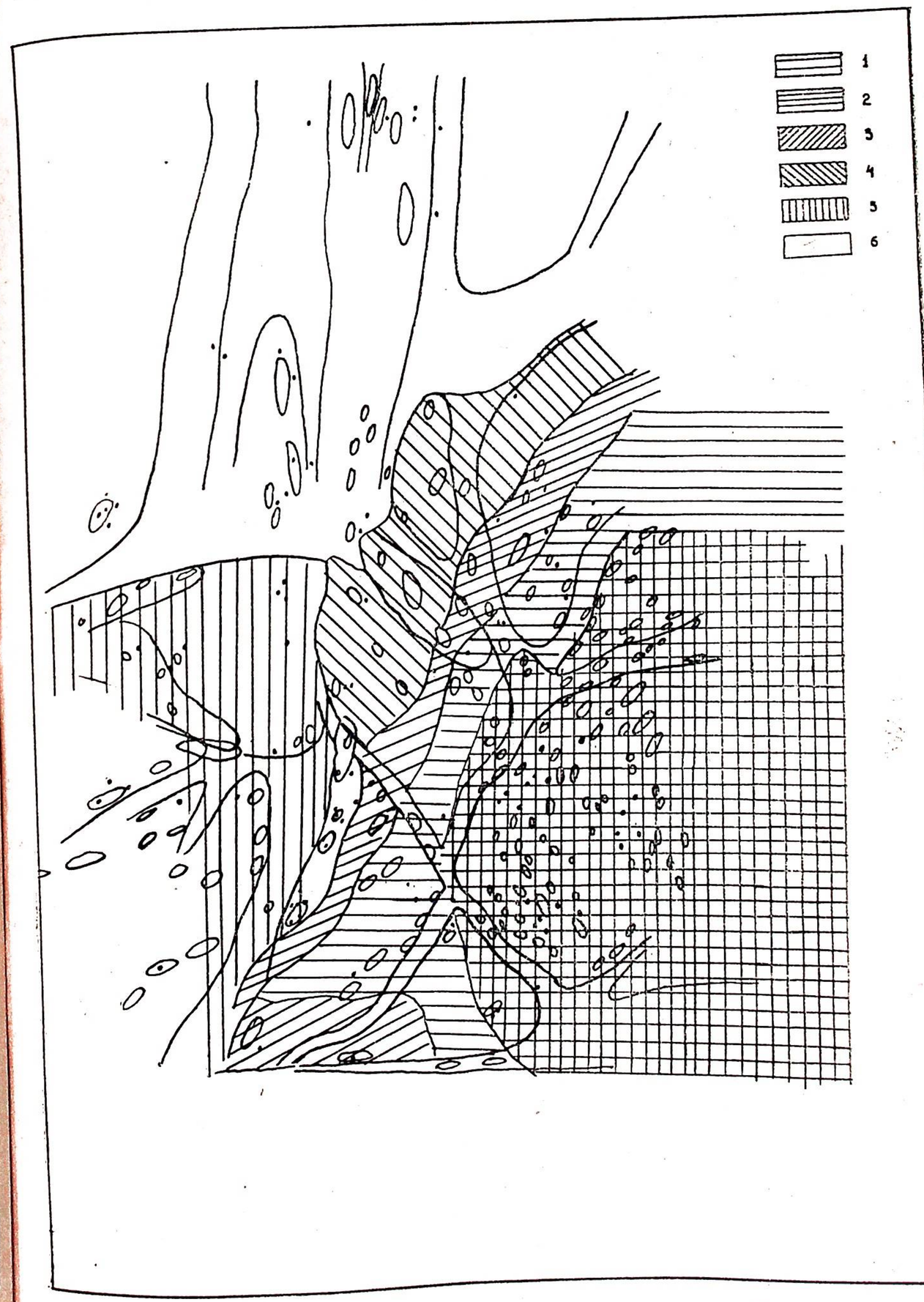


Рис. 2. Карта перспектив нефтеносности карбона Западной Татарии.

1 — земли с доказанной промышленной нефтеносностью; *2* — земли высокоперспективные; *3* — земли перспективные; *4* — земли возможно перспективные; *5* — земли малоперспективные; *6* — земли бесперспективные.

зоны. Внешняя граница перспективных земель в этой зоне проведена по северо-восточному борту Алькеевского грабена, затем проходит по западному борту Казанско-Кировского прогиба и юго-западному крылу Ковалинского блока, по которому происходит выклинивание осадков терригенного девона. Сюда же отнесена и западная часть Кукморского выступа, прилегающего к Тюлячинскому прогибу.

К землям возможно перспективным отнесена присводовая часть северной вершины Татарского свода.

Территория Казанско-Кировского прогиба и восточные склоны Токмовского свода отнесены к землям малоперспективным и бесперспективным.

Если учесть, что в южной части прогиба не возникло условий для самостоятельного нефтеобразования, а с юго-востока она ограничена барьером Татарского свода и нефть не могла проникнуть сюда вниз по наклону пластов, то более перспективной следует считать северную половину грабена, которая прилегает к области с установленной, хотя и слабой, нефтеносностью в Сырьянах. Проникновение нефти скорее всего произошло из Предтиманского прогиба.

К землям малых перспектив отнесена и область Алькеевского и Елховского грабенов. В их пределах развиты инверсионные структуры, выполаживающиеся в девоне или рифее. Структуры аналогичного типа, объединяющиеся в крупную Сокско-Шешминскую зону поднятий, развиты в пределах западной части Сергиевского грабена и в Елховском его ответвлении.

На размещение и формирование месторождений карбона огромное влияние оказала Камско-Кинельская система прогибов. Это хорошо видно из размещения месторождений западного склона южной вершины Татарского свода (вдоль внутреннего борта системы), которые кольцеобразно опоясывают южную вершину. Здесь открыто свыше 40 месторождений с залежами в турне, бобриковских и тульских отложениях. Впервые для Татарии открыто крупнодебитное Бастрыкское месторождение, связанное с рифовым выступом.

Несмотря на то, что в пределах северных окончаний Нурлатской зоны поднятий разведочные работы только еще начинаются, однако довольно значительные нефтепроявления в Булдыре, Билярске позволяют провести границу этой высокоперспективной зоны непосредственно по внутреннему борту Камско-Кинельских прогибов и включить восточную часть ее осевой зоны, где сейчас открыты Сарайлинское, Озерное, Дружбинское месторождения. Перспективность зоны повышает и то обстоятельство, что в пределах двадцати-тридцатикилометровой полосы вдоль бортов прогибов наиболее заметно влияние барьерных рифов. Здесь можно ожидать многопластовые месторождения.

Зона Грахано-Бондюжских поднятий выделена нами в зону Iа (так как основные запасы нефти здесь сосредоточены в девоне, особенно в центральной и западной ее полосе). Эти земли с небольшими залежами в карбоне выделены в зону высоких перспектив с доказанной нефтеносностью, но отнесены к землям второй очереди.

К землям высоких перспектив отнесена и осевая часть Камско-Кинельских прогибов и внешний западный борт. Исключен лишь участок, непосредственно прилегающий к Бугровскому валу (выделение зоны проведено по аналогии с восточными районами Татарии и Куйбышевской области).

Справедливо мнение В. А. Лобова и Р. Н. Валеева, считающих, что на дальность миграции, на ширину зоны высоких перспектив большое влияние оказывает характер основных дислокаций. Если они занимают согласное положение с предполагаемым «потоком» миграции, то преобладает ступенчатая миграция, больше нефти перемещается из девона в вышележащие отложения. В случае же поперечного положения к «пото-

ку», преобладает латеральная миграция флюидов по первому проводящему пласту (в данном случае девонскому) и нефть труднее перемещается в вышележащие отложения. Возможно, что это является причиной преимущественного скопления нефти в девоне в Грахано-Бондюжской зоне. Подобное объяснение, видимо, применимо для структур Юхмачинского выступа.

К землям второй очереди отнесены и высокоперспективные земли северной вершины Татарского свода (восточный склон Кукморского выступа).

К землям перспективным отнесены тыловые участки внешних бортов Камско-Кинельских прогибов, и их граница в общем повторяет границы высокоперспективных земель. Здесь следует ожидать более мелкие месторождения с тяжелыми нефтями, так как зона целиком попадает в пояс развития азотных залежей.

К землям возможно перспективным отнесены северо-западные окончания Ковалинских ступеней. Расположенные к северо-востоку Ковалинские и остальные блоки северной вершины отнесены к землям возможно перспективным второй очереди.

К западу, ограниченная на севере Казанской седловиной, намечена зона земель малоперспективных со спорадической нефтеносностью (положение ее связано с южным окончанием Вятской зоны). В пределах этой зоны нефтепроявления установлены на Охотничьей площади, сюда же языком заходит и поле пермских битумов. На юге, на одной широте с зоной, известны каменноугольные месторождения Пензенской области, связанные с западным окончанием Жигулевского вала. Но больших открытий здесь ожидать очень трудно. Поиски нефти в этой зоне в связи со слабыми перспективами и девона вряд ли экономически выгодны.

К землям бесперспективным отнесены центральная часть прогиба и Немский выступ, так как проникновение все уменьшающихся количеств нефти на северо-запад, когда на ее пути такая масса ловушек, представить трудно.

Перспективы нефтеносности среднего карбона тесно связаны с перспективами нижнекаменноугольных отложений. Характер распространения месторождений и залежей тех и других, а также нефтепроявлений в зонах с еще не доказанной нефтеносностью указывает на вторичность среднекаменноугольных нефтей, непосредственно связанных с нижележащими проводящими пластами девона, и особенно нижнего карбона. Принцип районирования земель по перспективности нижнекаменноугольных отложений и границы выделенных зон со всем основанием можно отнести и к среднему карбону.

Ниже предлагаются основные направления разведочных работ.

Главной задачей, видимо, следует считать дальнейшее проведение структурного бурения по подготовке площадей под глубокую разведку в районе Кабык-Купера и Кирменской площади, где ранее пробуренная редкая сеть скважин не позволила точно выявить положения сводов локальных структур, контролирующих месторождения.

Привлекают внимание и срединные поднятия Тюлячинского прогиба — Булдырский и Алан-Полянский валы. Они располагаются на пути предполагаемого «потока» нефти и могут обладать большими перспективами не только на девон, но и на карбон, так как на Булдырском поднятии уже давно известны нефтепроявления в бобриковском и малиновском отложениях. Положение вала на борту Камско-Кинельских прогибов говорит о больших перспективах карбонатных отложений девона и турне. Целесообразно вовлечь в разведку наиболее приподнятые северные окончания валов, которые не попали в зону затопления. Результаты бурения трех скважин на Булдырской площади вряд ли можно

из них доведена до кристаллического фундамента. Потом они расположены не вкрест простирания вала, а по его оси; кроме того, и качество испытания первых в Татарии глубоких скважин оставляет желать лучшего. По существу поднятие осталось неразведанным. Еще более скудны данные об Алан-Полянском вале, где пробурена лишь одна скважина.

Эти работы, наряду с разбуриванием восточной части Кукморского выступа, представляются первоочередными.

Сейчас проводятся работы на восточном борту Мелекесской депрессии. Возможно, что наряду с доразведкой центральных частей ступеней следует перенести некоторый объем бурения на их северные части идентичного строения. Интерес представляют, по нашему мнению, прибортовые валы вдоль Билярского и Сарайлинского прогибов, имеющих согласные с ними простирания. Их положение может говорить о значительных амплитудах и о большей возможности удержать нефть, так как они занимают поперечное к предполагаемому «потоку» флюидов положение. Здесь возможно открытие довольно значительных месторождений типа Нурлатского.

В пределах Столбищенской площади, попадающей в зону Ковалинских тектонических ступеней, выяснен пермский структурный план, выявлено несколько валов (Эстачинский, Тарлашский и ряд других), совпадающих с простиранием Ковалинского блока и Нурлатских поднятий. Это позволяет надеяться, что в структурном отношении они характеризуются полным соответствием структурных планов, что облегчает их глубокую разведку.

Возможно, что следовало бы продолжить структурное бурение на этой площади к югу от Камы, чтобы проследить продолжение валов в более высоких по перспективам нефтеносности зонах, а навстречу, с юга, по левому берегу Камы до Билярского прогиба, также поставить структурное бурение, возможно с комплексом геофизических работ. Этот район Татарии (р. Кама — Билярский прогиб) в настоящее время наименее изучен.

Слабо изучен расположенный южнее прибортовой участок Алькеевского грабена, где в скважине № 22 известны нефтепроявления, а южнее выявлены Аканское и Вишнево-Полянское месторождения.

В пределах Аканской и Вишнево-Полянской ступеней перспективы вряд ли исчерпываются открытием этих месторождений. При зональном характере размещения месторождений Татарии южная часть ступеней более благоприятна для поисков девонской нефти. Здесь известен ряд поднятий, еще не охваченных разведкой. Необходимо, как нам кажется, уточнить их положение дополнительным небольшим объемом структурного бурения и также вовлечь в глубокую разведку.

Таковы, на наш взгляд, первоочередные задачи поисков нефти на территории Западной Татарии.

Привлекает внимание и район Юхмачинского выступа, где были обнаружены многочисленные нефтепроявления на Мелекесской, Филипповской и Надеждинской площадях. Но сеть глубоких скважин здесь довольно редка, менее всего освещены бурением как раз наиболее перспективные восточные склоны выступа.

Следовало бы возобновить работы вдоль ограничения Сергиевского грабена и его Елховского и Алькеевского ответвлений и провести детальную подготовку локальных структур, особенно на Надеждинской площади. Кроме того, провести профиль поисковых скважин от Тиинской скважины № 1 или Мелекесской № 1 на Надеждино и дальше к Радаевской площади, чтобы уточнить положение тектонических ступеней выступа южнее Черемшанского прогиба и восточную его границу с Сергиевским грабеном. Эта территория Ульяновской области не менее, если не более, перспективна, чем северная часть Казанско-Кировского

прогиба. Здесь бо́льшие нефтепроявления, да и Юхмачинский выступ расположен вблизи известных нефтеносных районов Куйбышевской области и Татарской АССР. Открытие здесь нефти имело бы большое экономическое значение.

ЛИТЕРАТУРА

Егоров С. П. Новая тектоническая схема Татарской АССР и сопредельных частей Кировской области и Удмуртской АССР. Геология нефти и газа, № 2, 1960.

Клещев А. И. Перспективы нефтегазоносности девонских отложений северных районов Татарской АССР. Кн. «Перспективы нефтегазоносности и направление геологоразведочных работ в северо-восточных районах Урало-Волжской области». Гостоптехиздат, 1958.

Лобов В. А., Зайдельсон М. И. О региональных процессах нефтегазонакопления в восточных районах Русской платформы. ННТ, № 1, 1959.

Мельников А. М. Древние поднятия на территории Поволжья. Геология нефти, № 1, 1957.

Мельников А. М. О зональном распространении нефтяных залежей Татарии. Геология нефти и газа, № 10, 1961.

Наливкин В. Д., Толстихин С. П. и др. Системы разломов востока Русской платформы. Сб. «Материалы по тектонике Нижнего Поволжья». Гостоптехиздат, 1962.

Салихов А. Г., Уразаев И. М., Юсупов Б. М. Геофизическая характеристика северо-западных районов Татарской АССР в связи с планированием поисково-разведочных работ на нефть и газ. Изв. КФАН СССР, сер. геол., № 10, 1963.

Степанов В. П. К вопросу о природе гравитационно-магнитных аномалий Северной Татарии и прилегающих районов Удмуртии и Кировской области. Татарская нефть, № 11, 1958.

Тихвинская Е. И. Выступление на итоговой конференции КГУ за 1960 год. Тезисы докладов. Изд. КГУ, 1961.

Троепольский В. И., Эллерн С. С. Геологическое строение и нефтеносность Аксубаево-Мелекесской депрессии. Изд. КГУ, 1964.

Флоренский В. П., Лапинская Т. А., Князев В. С. Габбро-диабазы, диабазы, близкие к ним породы восточной части Русской платформы. Тр. МНИ им. Губкина, т. 14, 1955.

Эллерн С. С., Ситдиков Б. С. Об условиях залегания и возрасте габброноритов Татарии и смежных территорий. Изв. АН СССР, сер. геол., № 9, 1962.

Юсупов Б. М. Нефтеносность девона Татарии, Тектоника. Труды КФАН СССР, сер. геол., вып. 6, 1960.

ТРУДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА
(г. Казань)

№ 14 1966

Р. А. Бареев, К. М. Тен

ОБ ИЗУЧЕНИИ САРАЙЛИНСКОГО ПРОГИБА В ТАТАРИИ МЕТОДОМ СТАНОВЛЕНИЯ МАГНИТНОГО ПОЛЯ

Камско-Кинельская система прогибов представляет собой полосы развития отложений верхнего девона и нижнего карбона, представленные кремнисто-глинисто-карбонатными образованиями доманикового облика (Мирчинк и др., 1962; Мкртчян, 1964). Ширина этих полос по кровле девонских отложений достигает 120—160 *км*, а по поверхности турнейского яруса нижнего карбона сужается до 30—40 *км*. Прогибы, выраженные по кровле турнейских отложений, заполнены терригенными образованиями визейского яруса. Таким образом, в строении прогибов Камско-Кинельской системы принимают участие два структурно-стратиграфических комплекса, из которых нижний сложен карбонатными и терригенно-карбонатными породами мендымского (?), верхнефранского, фаменского и турнейского возраста, а верхний — терригенными образованиями нижнего карбона.

Как известно, в пределах Камско-Кинельской системы к настоящему времени выявлены следующие прогибы: Шалымский, Актаныш-Чишминский, Можгинский, Сарайлинский, Мелекесский, Мухановский, Фокинский.

В последнее время, в результате проведения поисково-разведочных работ в большом объеме, становится все более очевидным, что на территории Татарии, как и в прилегающих районах Удмуртии, Башкирии, Пермской и Куйбышевской областей, основные перспективы нефтеносности Камско-Кинельской системы прогибов связаны с ее бортовыми зонами. Поэтому прослеживание конфигурации склонов прогибов приобретает исключительно важное практическое значение. При решении этой задачи помимо глубокого поисково-разведочного бурения привлекаются геофизические методы разведки. Так, например, в ряде прилегающих районов Башкирской АССР, Куйбышевской области изучение верхнего (терригенного) структурно-стратиграфического комплекса методом становления магнитного поля дало хорошие результаты (Алексеев, Давыдов, 1964; Меламед, 1963). Последнее заключается в выделении зон развития больших мощностей терригенных отложений нижнего карбона и обособленных карбонатных выступов.

В пределах Нижнего Прикамья Татарии методом становления магнитного поля нами изучался Сарайлинский прогиб — один из рукавов Камско-Кинельской системы.

Возможность изучения Сарайлинского прогиба в Татарии обусловливается, прежде всего, благоприятными геологическими условиями исследуемой территории. Как известно, исходным параметром для интерпретации данных становления магнитного поля является величина суммарной продольной проводимости осадочной толщи.

При неизменных значениях среднего продольного сопротивления разреза изменение параметра проводимости характеризует изменение рельефа кристаллического основания (Тен, Цапко, 1963).

На рассматриваемой территории абсолютные отметки поверхности фундамента изменяются относительно незначительно (от — 1550 до 1650 *м*). Однако параметр суммарной продольной проводимости варьирует от 300 до 800 $ом^{-1}$, что характеризует значительное изменение мощности отложений с хорошей проводимостью. По данным бурения в пределах рассматриваемой территории установлено, что мощность терригенных (низкоомных) отложений девона изменяется незначительно (от 80 до 110 *м*), а мощность терригенного комплекса визейского яруса нижнего карбона изменяется в пределах от 20 до 400 *м*. Таким образом, основным определяющим фактором проводимости данного региона является изменение мощности терригенного комплекса нижнего карбона, что и предопределило решение рассматриваемого вопроса.

Зная проводимость и сопротивление осадочной толщи, вызванные только карбонатными и терригенно-карбонатными образованиями, мы можем определить величины проводимости и сопротивления, обусловленные наличием отложений терригенного комплекса.

Результаты таких определений позволили выявить следующее: одному метру терригенных (низкоомных) отложений соответствует проводимость, равная 2,2 $ом^{-1}$, а одному метру карбонатных (высокоомных) образований — 0,08 $ом^{-1}$. Отсюда следует, что изменение мощности терригенных отложений нижнего карбона на 20—25 *м* вызывает изменение проводимости на 45—50 $ом^{-1}$, что значительно превышает пределы точности определения величины проводимости методом становления магнитного поля.

Однако выделение границы выклинивания терригенных отложений в том или ином районе зависит от выяснения нормального значения проводимости. Здесь подразумевается значение проводимости при постоянной мощности терригенных пород. Так, например (см. рис. 1), в направлении Кукмор — Тюлячи и юго-западнее нормальное значение проводимости равно 350 $ом^{-1}$, юго-западнее Мамадыша также равно 350 $ом^{-1}$, а в широтном направлении от г. Набережные Челны на запад и восток оно колеблется от 400 до 450 $ом^{-1}$.

Таким образом, при изучении Сарайлинского прогиба, выполненного терригенными образованиями нижнего карбона, устанавливается прямая зависимость между аномальными значениями продольной проводимости и строением самого прогиба. При сопоставлении карты суммарной проводимости, построенной по данным ЗСМ, с картой изопахит терригенных образований нижнего карбона выявлено, что прогиб характеризуется полосой повышенных значений проводимости, а осевая часть отмечается максимальными значениями. Простирание изолиний проводимости хорошо согласуется с общим простиранием прогиба и его бортов. При этом южный борт четко выделяется линейно вытянутыми аномалиями минимальных значений продольной проводимости.

Следует отметить, что этим методом в пределах изучаемого района также предположительно выявляются обособленные карбонатные выступы, которые характеризуются минимальными значениями (см. рис. 1). В пределах же самого прогиба выделяются участки с максимальными значениями проводимости, соответствующими наиболее опущенным зонам прогиба.

Из рисунка видно, что Сарайлинский прогиб, как и другие прогибы Камско-Кинельской системы, имеет весьма сложное строение, и метод становления магнитного поля существенно восполняет недостаток геологического материала, необходимого для изучения подобных прогибов.

Таким образом, упомянутый выше геофизический

2) морфологию бортовых зон; 3) обособленные карбонатные выступы.

В последнее время в прилегающем с юга районе Татарии глубоким бурением установлены карбонатные выступы, к которым приурочены значительные скопления нефти в отложениях турнейского яруса нижнего карбона и верхнефранского подъяруса верхнего девона. В связи с этим выявление подобных сооружений приобретает особо важное практическое значение при поисках нефтяных месторождений.

Для дальнейшего изучения Камско-Кинельской системы прогибов

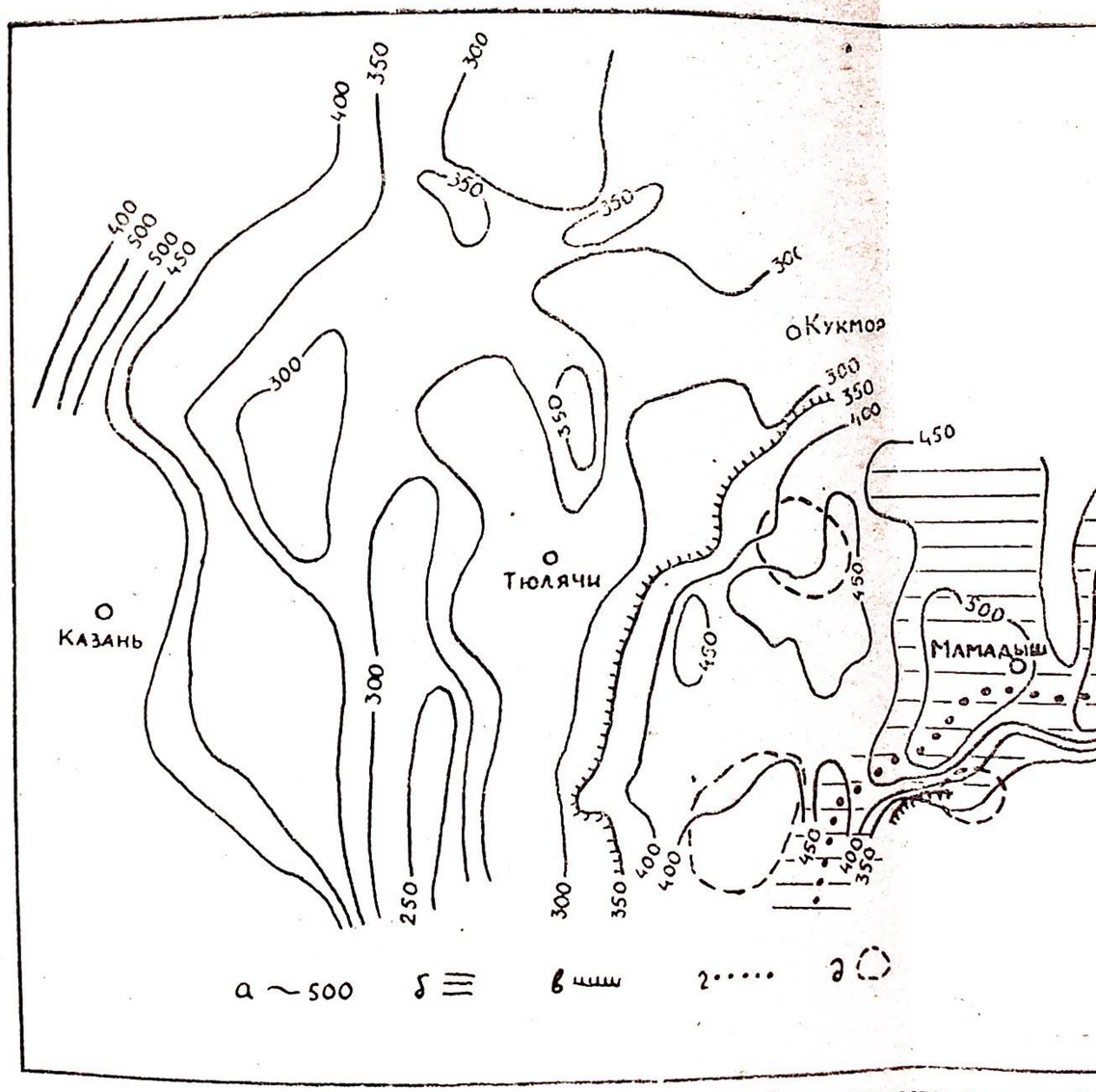


Рис. 1. Карта суммарной продольной проводимости осадочной

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ: *а* — изолинии суммарной продольной проводимости; *б* — область ра увеличенной мощности; *в* — зона резкого выклинивания терригенных отложений нижнего карбона; *г* карбонатные выступы.

При неизменных значениях среднего продольного сопротивления разреза изменение параметра проводимости характеризует изменение рельефа кристаллического основания (Тен, Цапко, 1963).

На рассматриваемой территории абсолютные отметки поверхности фундамента изменяются относительно незначительно (от — 1550 до 1650 *м*). Однако параметр суммарной продольной проводимости варьи-

рует (
ности
делах
генны
(от 8(
нижн
основ
ляетс
что и
З
тольк
може
ленны
Р
ному
димо(
образ
риген
прово
ности
нитно
С
в том
прово
стоян
в нап
прово
350 с
и вос
терри
мая
мост
ной
терр
тери
отме
дим(
борт
аном
так
ступ
1).
ным
ным

характеризует значительное изменение мощ-

ий.

Из рисунка видно, что Сарайлинский прогиб, как и другие прогибы Камско-Кинельской системы, имеет весьма сложное строение, и метод становления магнитного поля существенно восполняет недостаток геологического материала, необходимого для изучения подобных прогибов.

Таким образом, упомянутый выше геофизический метод позволяет выявить: 1) строение

2) морфологию бортовых зон; 3) обособленные карбонатные выступы.

В последнее время в прилегающем с юга районе Татарии глубоким бурением установлены карбонатные выступы, к которым приурочены значительные скопления нефти в отложениях турнейского яруса нижнего карбона и верхнефранского подъяруса верхнего девона. В связи с этим выявление подобных сооружений приобретает особо важное практическое значение при поисках нефтяных месторождений.

Для дальнейшего изучения Камско-Кинельской системы прогибов необходимо провести детальные исследования методом становления магнитного поля в комплексе с другими геофизическими методами разведки (сейсмо- и гравиразведка). При этом наибольшее внимание следует уделить бортовым участкам прогибов.

Приуроченность значительных скоплений нефти к бортовым участкам прогибов требует дальнейшего пристального их изучения.

ЛИТЕРАТУРА

Алексеев Г. М., Давыдов В. М. Изучение Камско-Кинельской впадины и бавлинских отложений в северо-западной части Куйбышевской области методом становления электромагнитного поля. ГНиГ, № 11, 1964.

Меламед Б. М. Опыт работы методом ЗСМ в северо-западных районах Башкирии. Нов. методы электрической разведки на нефть и газ. М., Гостоптехиздат, 1963.

Мирчинк М. Ф., Хачатрян Р. О., Мкртчян О. М. Тектоника и происхождение Камско-Кинельской системы прогибов. М., изд. АН СССР, 1962.

Мкртчян О. М. Верхнедевонские рифы и их роль в формировании нефтеносных структур востока Урало-Поволжья. М., изд. Наука, 1964.

Тен К. М., Цапко А. А. Некоторые результаты работ методом ЗСМ в Татарии. Нов. методы электроразведки на нефть и газ. М., Гостоптехиздат, 1963.

ТРУДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА
(г. Казань)

№ 14 1966

С. В. Иванов, Е. Т. Герасимова, В. Л. Зубков, А. В. Кузнецов

РАСПРОСТРАНЕНИЕ И ХАРАКТЕРИСТИКА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ В ТЕРРИГЕННОЙ ФОРМАЦИИ НИЖНЕГО КАРБОНА УДМУРТИИ И КИРОВСКОЙ ОБЛАСТИ

Терригенные отложения нижнего карбона Удмуртии и Кировской области в литолого-фациальном отношении до настоящего времени оставались недостаточно изученными. Полученный в последние годы в результате бурения керновый материал позволил авторам заняться детальным исследованием вещественного состава, фациальных особенностей и коллекторских свойств этих отложений, которые на ряде площадей Удмуртии являются промышленно-нефтеносными.

Нижнекаменноугольные терригенные отложения на территории Удмуртии и Кировской области слагают яснополянский надгоризонт, а на юге Удмуртии (Киясовская, Сарапульская, Граховско-Покровская и др. площади) — малиновский. Последний представлен в основном радаевским горизонтом. На севере Удмуртии и юге Кировской области терригенные отложения прослеживаются лишь в тульском горизонте. На остальной территории Кировской области турнейские, нижне- и средневизейские отложения отсутствуют. Таким образом, с юга на север терригенные отложения нижнего карбона постепенно выклиниваются, с выпадением сначала радаевского, затем бобриковского и, наконец, тульского горизонтов.

Терригенные отложения визейского яруса расчленяются на две литологически и фациально разнородные толщи. Первая из них (снизу вверх), радаевско-бобриковская, представлена континентальными отложениями, вторая, тульская, состоит из осадков мелкого моря.

В радаевско-бобриковское время шло накопление в основном осадков аллювиальных фаций, с которыми связаны русловые алевритопесчаные и пойменные алеврито-песчано-глинистые образования. Наряду с этим периодически отлагались озерно-болотные углисто-глинистые осадки.

В тульское время формировались прибрежно-морские, морские алеврито-песчаные, глинистые и карбонатные напластования.

Отложения радаевского горизонта развиты на рассматриваемой территории незначительно, они распространены лишь в осевой зоне Камско-Кинельской системы прогибов и по ее бортам. Несколько севернее Ижевска они выклиниваются. Породы этого горизонта залегают с размывом на отложениях чернышенско-лихвинского возраста, а в скважине № 14 (Постол) даже на девонских образованиях.

В сложении горизонта принимают участие песчаники, алевролиты, аргиллиты. Значительное место, особенно по бортам Камско-Кинельской системы прогибов в зонах развития

Таблица 1

Геологический возраст			Суммарная мощность в *м*			Суммарная мощность коллекторов в *м*			Открытая пористость в %			Коэффициент проницаемости в *мд*			Сведения о нефтеносности
система	отдел	ярус	от	до	сред.	от	до	сред.	от	до	сред.	от	до	сред.	
Каменноугольная	Нижний	Визейский	0,0	76	21	0,0	34	9,0	10,5	24,5	19,5	0,20	225,0	50,0	Залежи нефти
			0,0	97,5	37	0,0	74,5	21,5	10,5	26,5	21,5	0,0	2500,0	1100,0	Залежи нефти
			0,0	70	28,6	0,0	37	9,5	10,5	26,5	20,0	—	—	—	—
			0,0	148	68,5	0,0	94,5	37	10,5	26,5	20,5	0,0	2500,0	—	Залежи нефти

Надгоризонт	Горизонт	Подгоризонт
Яснополянский	Малиновский	Радаевский
	Бобриковский	
	Тульский	
В целом по терригенной толще		

Породами-коллекторами радаевского горизонта являются песчаники в различной степени глинистые, алевритовые и алевролиты песчаные, слабо глинистые. Мощность радаевского горизонта изменяется от 0 до 70 *м*. Суммарная мощность пород-коллекторов колеблется от 0 до 37 *м*. Средняя суммарная мощность коллекторов равна 4,5 *м*. Повышен-

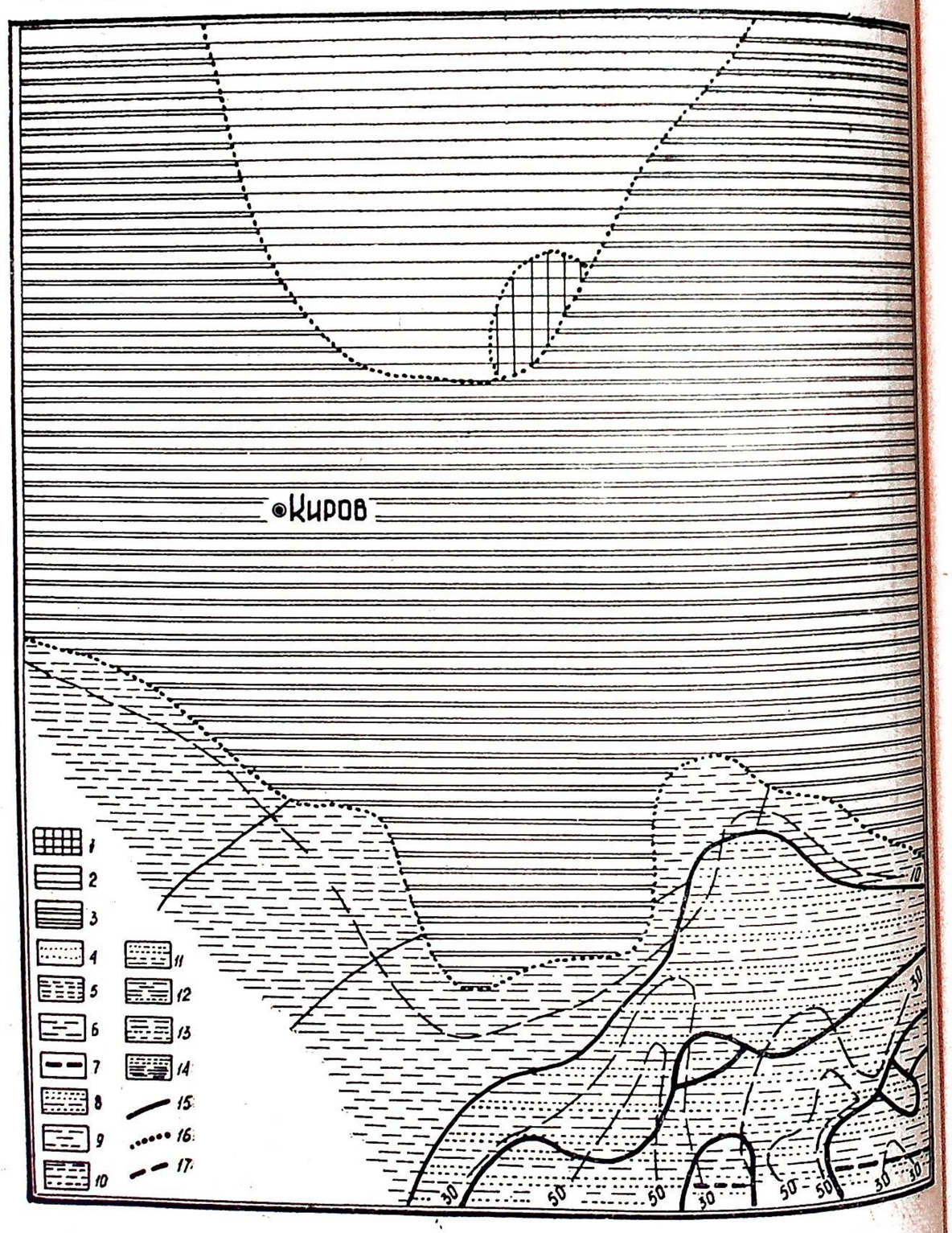


Рис. 1. Карта распространения пород и изменения мощностей бобриковских отложений.

1 — изверженные, метаморфические породы в области размыва; *2* — осадочные обломочные породы девона в области размыва; *3*—осадочные карбонатные породы девона в области размыва; *4* — песчаники; *5* — алевролиты; *6* — аргиллиты; *7* — угли; *8* — чередование песчаников и аргиллитов со значительным преобладанием первых из них; *9* — чередование аргиллитов и алевролитов со значительным преобладанием первых из них; *10* — чередование аргиллитов и алевролитов при равном содержании их; *11* — чередование песчаников, алевролитов, аргиллитов со значительным преобладанием песчаников; *12*—чередование аргиллитов, алевролитов, песчаников при преобладании первых двух; *13* — чередование аргиллитов, песчаников, алевролитов с преобладанием аргиллитов; *14* — чередование песчаников, аргиллитов, алевролитов, углей при преобладании двух первых из них; *15* — граница литологических комплексов; *16* — граница древних размывов; *17* — линия равных мощностей бобриковского горизонта.

ные мощности коллекторов связаны с зонами развития русловых отложений и приурочены к осевым частям Камско-Кинельской системы прогибов (Сарапульская, Киясовская, Покровская и др. площади). Мощность коллекторов меняется здесь в пределах 20—22,5 *м*. Для пластов-коллекторов этого горизонта вследствие пестроты фациальной обстановки характерны невыдержанность по простиранию, расклинивание пласта на 2—3 пропластка, выклинивание пластов и замещение их глинистыми разностями. По направлению к бортам прогибов мощность пород-коллекторов меняется довольно резко.

Средняя открытая пористость у пород-коллекторов радаевского горизонта изменяется от 10,5—12 до 26,5%, наиболее характерная пористость для песчаников 18—24, для алевролитов 15—19%, средняя открытая пористость у пород-коллекторов равна 20% (табл. 1).

На большей территории развития радаевских отложений (≈85%) породы-коллекторы относятся к коллекторам средней емкости (17,5—25%).

Отложения бобриковского горизонта развиты на большей части Удмуртии и южной части Кировской области (рис. 1). Севернее линии скважин Киенгоп № 16, Сектыр № 15, Вавож № 12, Аркуль № 1 бобриковские отложения выклиниваются. Мощность этого горизонта колеблется от 0 до 90 *м*, достигая своего максимума (70—90 *м*) в зоне развития Камско-Кинельской системы прогибов. Вне ее пределов мощность бобриковского горизонта сокращается (рис. 1). На фоне постепенного сокращения мощности горизонта имеются участки с пониженной и повышенной мощностью его. При этом участки повышенных мощностей приурочены к тем разрезам, где бобриковские отложения залегают на эродированной поверхности турнейских известняков (Казаковская № 11 — 83 *м*, Вятская № 12 — 97 *м* и другие скважины).

В сложении бобриковского горизонта принимают участие песчаники, алевролиты, аргиллиты, угли и углистые сланцы. Из них породами-коллекторами являются песчаники в различной степени глинистые и алевритовые и алевролиты песчаные и слабо глинистые.

Рассматривая литолого-фациальную карту бобриковского горизонта (см. рис. 1), можно подметить некоторые закономерности и зональность в распределении пород-коллекторов по площади.

В зоне Камско-Кинельской системы прогибов (Киясовская, Сарапульская, Граховско-Покровская и др. площади), там, где отлагались осадки русловой фации, развиты разрезы существенно песчаного типа. Песчаники и алевролиты здесь слагают от 75 до 90% всей мощности горизонта. В разрезах отмечается от 1 до 4 пластов песчаников мощностью от 5 до 18,5 *м* каждый (Сарапул, скв. 1). Суммарная мощность пород-коллекторов 40—60 *м*, а в отдельных случаях достигает 66,5 *м* (Покровская, скв. 50).

В прибортовой зоне Камско-Кинельской системы прогибов, там, где русловые фации сменяются пойменными, доля песчаников сокращается до 50—75%. Число песчаных слоев возрастает, а мощность каждого из них сокращается. Обычно один из прослоев имеет увеличенную мощность — до 10—12 *м*, остальные же не превышают 1—4 *м*. Суммарная мощность коллекторов здесь 15—30 *м*, а горизонта в целом 40—60 *м*.

За пределами Камско-Кинельской системы прогибов (Пычаская, Вятская и др. площади) пласты песчаников, алевролитов и аргиллитов переслаиваются между собой, причем доля каждого типа породы примерно равная. Мощность песчаниковых и алевролитовых прослоев здесь не более 2—4 *м*. Суммарная мощность коллекторов обычно 10—15 *м*.

На севере Удмуртии (Сектыр, скв. 15; Киенгоп, скв. 16 и др.) и на куполах некоторых структур третьего порядка (Казаковская пл., скв. 2, 3, 7, 13; Голюшурминская пл., скв. 4, 6; Варзи-Ятчинская пл., скв. 7,

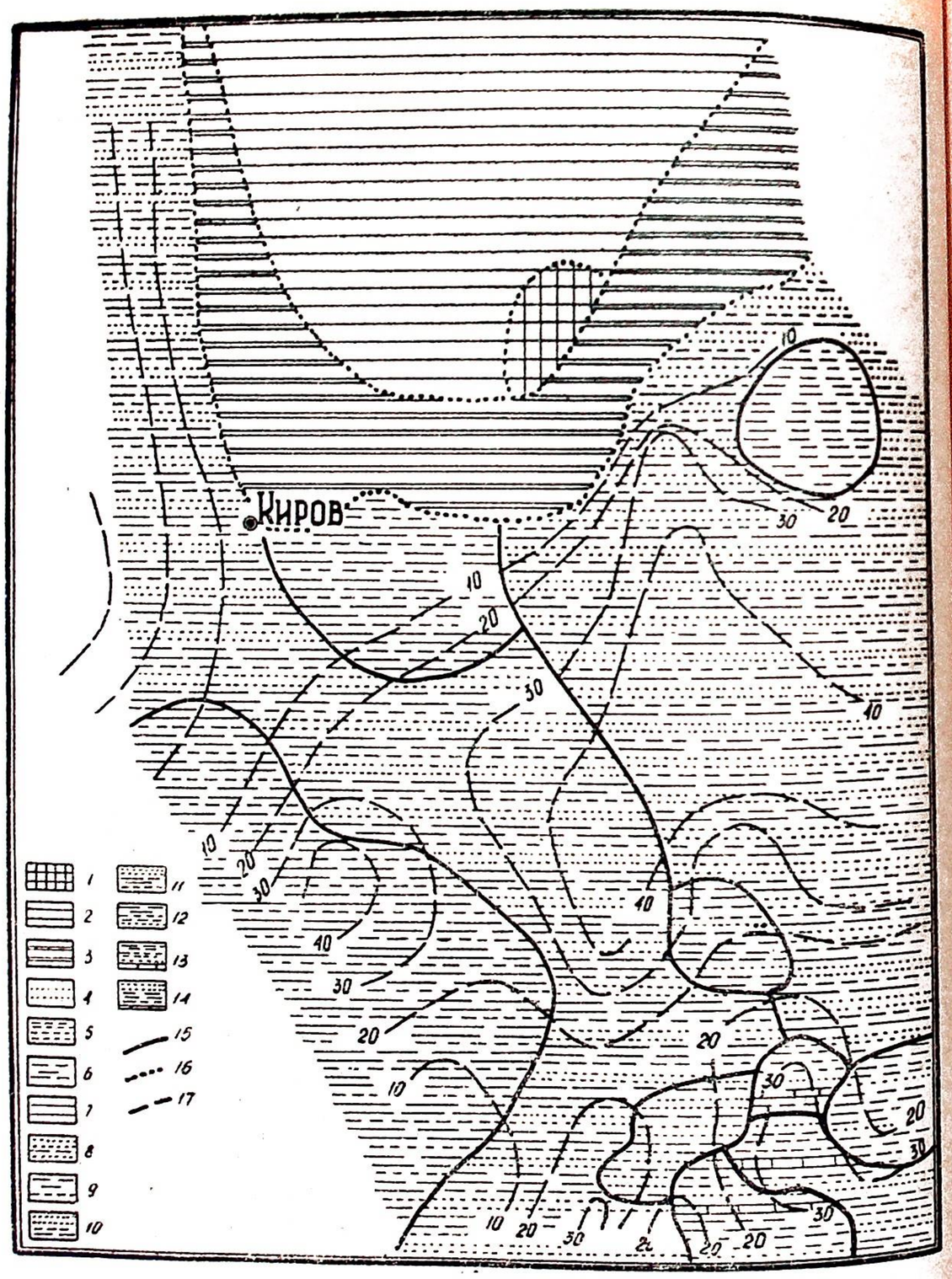


Рис. 2. Карта распространения пород и изменения мощностей тульских отложений.

1 — изверженные, метаморфические породы в области размыва; *2* — осадочные обломочные породы девона в области размыва; *3* — осадочные карбонатные породы девона в области размыва; *4* — песчаники; *5* — алевролиты; *6* — аргиллиты; *7* — известняки; *8* — чередование песчаников и аргиллитов со значительным преобладанием первых из них; *9* — чередование аргиллитов и алевролитов со значительным преобладанием первых из них; *10* — чередование песчаников, алевролитов, аргиллитов со значительным преобладанием песчаников; *11* — чередование песчаников, аргиллитов, алевролитов с преобладанием первых двух; *12* — чередование аргиллитов, алевролитов, песчаников с преобладанием первых двух; *13* — чередование аргиллитов, алевролитов, песчаников, известняков с преобладанием первых двух; *14* — чередование песчаников, аргиллитов, алевролитов, известняков с преобладанием первых двух; *15* — граница литологических комплексов; *16* — граница древних размывов; *17* — линия равных мощностей тульского горизонта.

8 и ряд других) распространены осадки преимущественно пойменных и озерно-болотных фаций, стличающиеся почти полным отсутствием пород-коллекторов. Мощность разреза этого типа не превышает 25—30 *м*.

Таким образом, суммарная мощность пород-коллекторов бобриковского горизонта изменяется от 0 до 74,5 *м*. Наиболее часто мощность колеблется в пределах 5—30 *м*, средняя мощность пород-коллекторов бобриковского горизонта 21,5 *м*.

Среднее значение открытой пористости у пород-коллекторов изменяется от 10,5 до 26,5%. В большинстве разрезов изученных скважин (свыше 40%) пористость коллекторов равна 19,5—23,5%, составляя в среднем 21,5%. Газопроницаемость изменяется от 0,0 до 2500 *мд* при среднем значении 1100,0 *мд*.

На большей части рассматриваемой территории породы-коллекторы бобриковского горизонта относятся к коллекторам средней емкости (17,5—25%).

Отложения тульского горизонта развиты на всей территории Удмуртии, а также на юге и юго-востоке Кировской области. Севернее линии Зимино — Рехино — Киров — Опарино тульские отложения отсутствуют (рис. 2). Залегают они либо на бобриковских образованиях, либо трансгрессивно на турнейских или девонских породах. Перекрываются тульские отложения алексинскими известняками.

Представлены тульские морские отложения аргиллитами гидрослюдистыми, известковыми, известняками обычно глинистыми, с остатками фауны. Известняки прослеживаются лишь на юго-востоке Удмуртии (см. рис. 2). Наибольшей распространенностью в тульском горизонте пользуются породы, отражающие прибрежно-морские условия осадконакопления. К ним относятся песчаники, алевролиты, переслаивающиеся с аргиллитами. Изредка в нижней части разреза встречаются тонкие прослои угля и углистых аргиллитов.

Анализ мощностей отложений тульского горизонта позволяет выделить две зоны повышенных мощностей. Одна из них приурочена к восточной части Камско-Кинельской системы прогибов (Кырыкмасская, Сарапульская, частично Вятская и др. площади) (см. рис. 2), а другая расположена на северо-востоке исследуемой территории (Вавож, № 12; Нылга, № 15; Уни, № 3; Зура, № 18; Кулига, № 21; Глазово, № 1). Между этими зонами с юго-запада на северо-восток протягивается полоса пониженных мощностей тульского горизонта (10—20 *м*). К северу мощность тульского горизонта постепенно сокращается до полного выклинивания. Породы-коллекторы развиты в разрезах почти по всей территории. Отсутствуют они лишь в южной и северо-западной частях Кировской области.

Породами-коллекторами тульского горизонта являются песчаники и алевролиты в разной степени глинистые, часто известковые. Залегают они в виде линз и пластов среди глинисто-карбонатных образований. Песчаниково-алевролитовые пласты не выдержаны по простиранию, они часто фациально замещаются глинистыми алевролитами и аргиллитами.

Мощность пород-коллекторов в тульском горизонте изменяется от 0,0 до 34 *м*. В большинстве случаев она колеблется в пределах 3—15 *м*. Средняя мощность пород-коллекторов равна 9,0 *м*.

Значение открытой пористости у пород-коллекторов изменяется от 10,5 до 24,5%, составляя в среднем 19,5%. Газопроницаемость изменяется от 0,0 до 225,0 *мда*, в среднем равняясь 50,0 *мда* (см. табл. 1).

На большей части территории породы-коллекторы тульского горизонта относятся к коллекторам средней емкости (17,0—25,0%).

Таким образом, терригенная формация нижнего карбона представляет собой разнофациальную толщу; это нашло отражение в литологических особенностях пород, в приуроченности пород-коллекторов к определенным фациям и в изменении мощности как всей терригенной толщи, так и коллекторов.

При рассмотрении карты изменения мощности терригенной толщи (рис. 3) в целом видно, что наибольшие мощности ее — до 140 *м* при-

урочены к Камско-Кинельской системе прогибов и к ее бортам. Намечаются две зоны повышенных мощностей у терригенной толщи: первая занимает Киясовскую, Сарапульскую, Бурановскую, частично Кырыкмасскую площади, вторая протягивается от Граховско-Покровской через

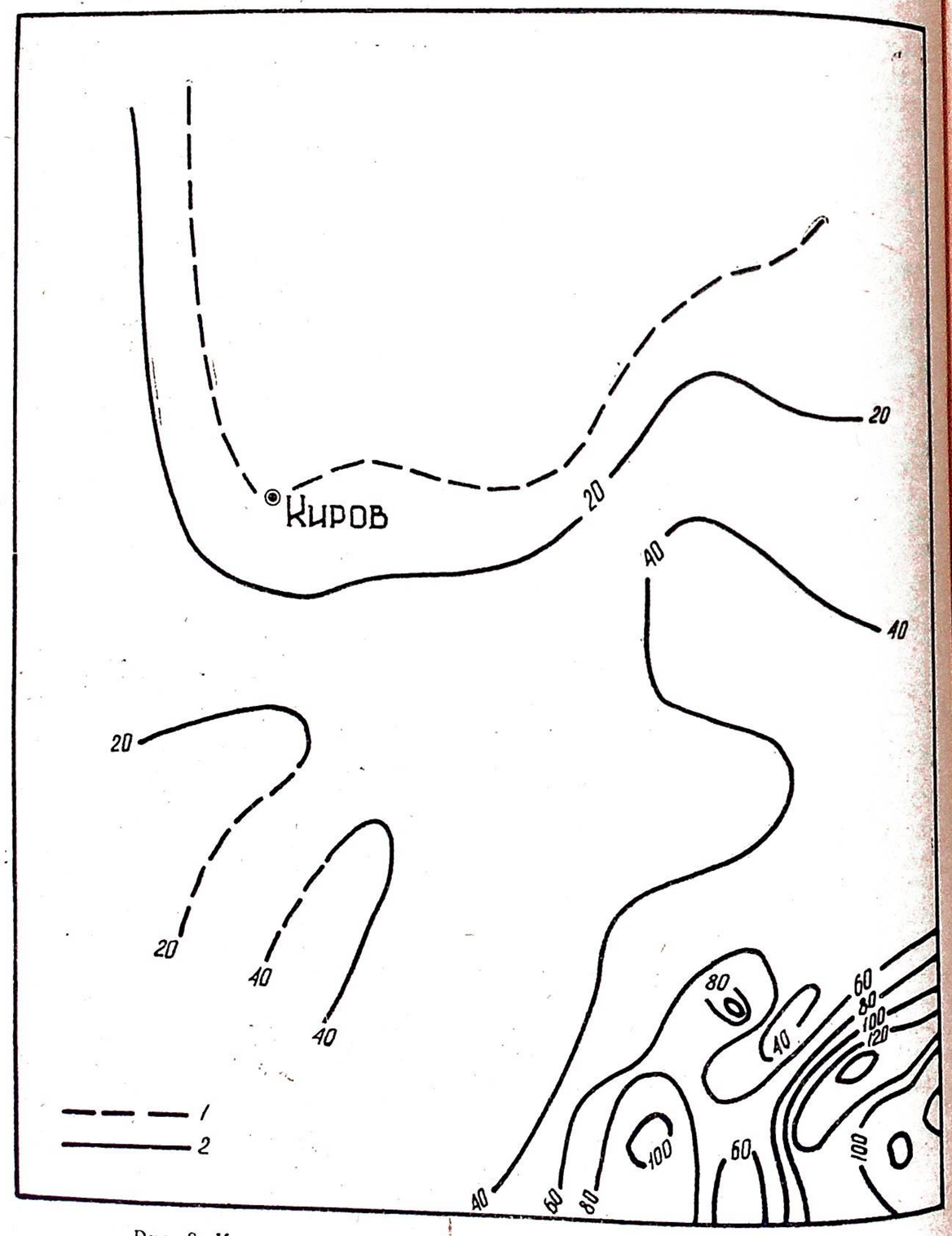


Рис. 3. Карта изопахит терригенной толщи нижнего карбона.

1 — линия выклинивания терригенной толщи; *2* — изопахиты.

Нынекскую, Можгинскую, Нылгинскую площади. А на севере Удмуртии и юго-востоке Кировской области мощности терригенных образований сокращаются до 0 *м*.

К зонам развития повышенных мощностей терригенной толщи, как правило, приурочены и зоны повышенных суммарных мощностей пород-коллекторов (рис. 4). Относительное содержание пород-коллекторов в разрезе терригенной толщи изменяется от 20 до 40%. Зоны с повышен-

ным содержанием пород-коллекторов (более 50%) в разрезе отмечаются на следующих площадях: Граховско-Покровской, Сарапульской, Киясовской, Бурановской и ряде скважин на северо-востоке Удмуртии.

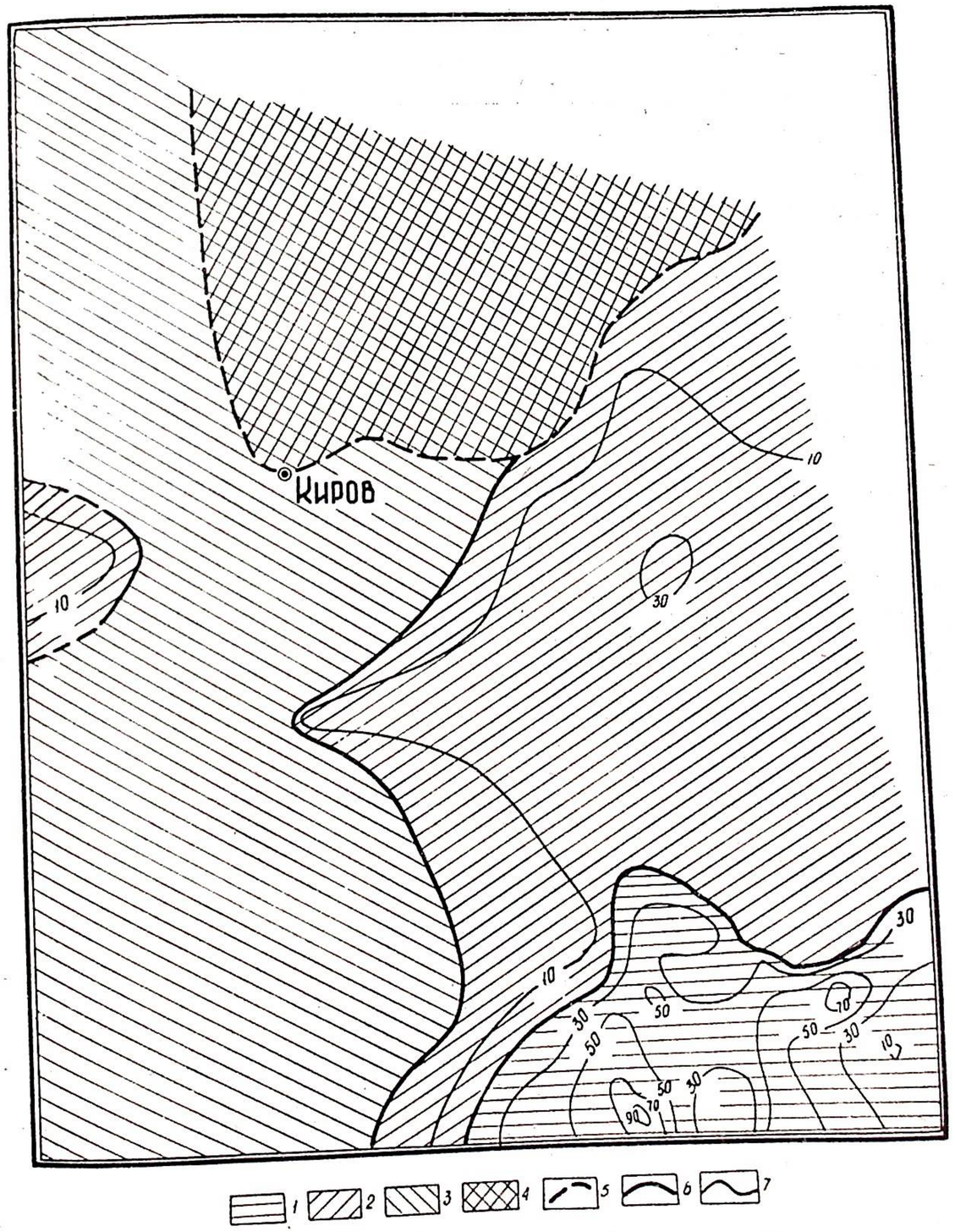


Рис. 4. Схематическая карта распространения и изменения свойств пород коллекторов.

1 — зона коллекторов преимущественно средней и высокой емкости; *2* — зона коллекторов преимущественно средней и низкой емкости; *3* — зона отсутствия коллекторов; *4* — зона отсутствия терригенных отложений карбона; *5* — граница древних размывов; *6* — граница зон коллекторов; *7* — линия равных мощностей коллекторов.

На большей части Кировской области относительное содержание коллекторов в разрезе меньше 5—10%, причем мощность каждого из пластов-коллекторов меньше 1 *м* (см. рис. 4). Эта зона выделяется как зона отсутствия коллекторов.

Таблица 2

Средний гранулометрический состав песчано-алевролитовых пород нижнего карбона

Возраст и фации	Название породы	Среднее содержание в %										
		нерастворимый остаток	фракции в %							растворимый остаток	Коэффициент сортировки	Медианный размер
			1,00	1,00—0,50	0,50—0,25	0,25—0,10	0,10—0,05	0,05—0,01	<0,01			
Радаевско-бобриковский, русловая фация	Песчаники, алевролиты слабо глинистые	99,58	0,00	0,00	13,34	80.64	2,13	1,64	1,80	0,42	1.3	0,17
		95,34	0,00	0,00	0,13	3,48	54,02	22,52	15,19	4,66	1.46	0,053
	Песчаники слабо алевритовые	98,40	0,00	0,47	35,07	48,09	8,54	3,07	3,07	1,10	1,513	0,23
	Песчаники алевритовые, слабо глинистые	97,71	0,00	0.00	0,93	53,65	23,77	3,93	15,43	2,29	1,724	0,108
	Песчаники слабо алевритовые, слабо глинистые	99,20	0,00	0,02	6,49	68,48	12,44	2,92	8,85	0,80	1,725	0,134
	Алевролиты песчаные, слабо глинистые	97,91	0,00	0,02	1,48	30,12	39,44	11,24	15,58	2,02	1,917	0,074
	Песчаники сильно алевритовые, слабо глинистые	93,39	0,00	4,84	4,44	34,91	31,59	9,71	7,81	6,61	1,796	0,097
Пойменные фации	Песчаники алевритовые, глинистые	97,39	0,00	0,00	1,57	38,43	19,74	11,67	25,48	2,61	3,33	0,071
	Алевролиты песчаные, глинистые	99,25	0,00	0,05	11,58	19,49	25,7	17,45	24.94	0,75	4,05	0,058
	Алевролиты слабо песчаные, глинистые	98,14	0,00	0,05	10,5	8,57	30,45	23,78	33,64	1,86	3,40	0,038
	Алевролиты глинистые	97,67	0,00	0,00	0,14	1,94	29,24	33,38	32,47	2,33	3,44	0,029
	Алевролиты сильно глинистые	98,25	0.00	0,00	0.20	5,37	20.35	29,52	42.81	1.75	3,76	0,025
Тульские, морские фации	Песчаники слабо алевритовые, глинистые	99,07	0,00	1,44	44,41	20,04	4,42	3,09	25,67	0,43	6,37	0,21
	Песчаники слабо алевритовые	99,48	0,00	0,00	1,08	78,30	15,74	0,68	3,68	0,52	1,33	0,14
	Песчаники слабо алевритовые, слабо глинистые	95,15	0,00	0,09	12,38	56,55	8,18	3,76	14,14	4,85	1,93	0,142
	Песчаники алевритовые, слабо глинистые	97,89	0,00	0,06	0,30	52,33	21,12	4,72	13,36	2,11	1,79	0,119
	Песчаники слабо алевритовые, глинистые	97,02	0,00	0,06	14,80	42,65	7,83	4,94	26,74	2,48	3,83	0,126
	Песчаники алевритовые, глинистые	97,31	0,00	0,01	10,28	32,46	16,97	9,77	27,82	2,69	5,18	0,08
	Песчаники сильно алевритовые, слабо глинистые	99,39	0,00	0,02	0,36	49,12	27,45	14,91	7,53	0,61	2,01	0,10
	Песчаники слабо глинистые	98.80	0,00	0,06	32,03	58,47	1,40	0,29	6,55	1,20	1,51	0,189
	Песчаники известковистые	79,69	0,00	1,39	12,74	35,21	12,45	4,29	13,21	20,31	2,61	0,155
	Песчаники алевритовые, огипсованные	76,88	0,00	0,54	10,59	31,34	13,55	4,21	16,65	23,12	2,72	0,112
	Алевролиты песчаные, слабо глинистые	93,19	0,00	0,01	1,75	30,28	40,54	7,19	13,42	6,81	1,98	0,08
	Алевролиты слабо песчаные, глинистые	94,69	0,00	0,02	0,51	12,67	30,39	18,18	33,02	5,31	3,69	0,039
	Алевролиты слабо глинистые	95,18	0,00	0,03	0,23	5,82	46,01	26,14	16,95	4,82	2,22	0,05
	Алевролиты глинистые	47,20	0,00	0,00	0,52	3,02	28,04	31,53	34,09	2,80	3,23	0,028
	Алевролиты сильно глинистые	96,93	0,00	0,17	0,47	2,28	22,24	24,87	46,92	3,07	4,99	0,01
	Алевролиты известковистые	79,41	0,00	0,00	0,41	20,36	28,12	11,05	19,47	20,59	3,13	0,06

Б-320.—7

Состав пород-коллекторов не испытывает существенного изменения ни по разрезу формации, ни по площади региона.

Песчаникам свойственна темная окраска, обусловленная присутствием углистого вещества, часто пятнистая за счет неравномерного его распределения. На Вятской, Кырыкмасской, Киенгопской площадях бурая окраска песчаников связана с нефтенасыщением. Встречаются и светлоокрашенные разности, особенно в тульском горизонте (Колобово, № 2, Киенгоп, № 1 и др.). На участках, близких к зоне выклинивания терригенных отложений (Уни, № 3, Нылга, № 13), в верхней части тульского горизонта наблюдаются пестроокрашенные разности за счет гидроокислов железа.

По текстурным особенностям среди песчаников встречаются массивные, реже слоистые и слоеватые разности. Последние образуются за счет скоплений углистого вещества на плоскостях наслоения, а также наличия линзочек, примазок алеврито-глинистого материала. В бобриковском горизонте в единичных случаях встречаются песчаники с косой слоистостью. Песчаники сцементированы, но встречаются и слабо сцементированные разности.

В структурном отношении преобладают среди песчаников неравномерно мелкозернистые и разнозернистые разности (табл. 2). Кроме собственно песчаников, устанавливаются слабо алевритовые, алевритовые, слабо глинистые и другие разности (см. табл. 2). При этом в радаевско-бобриковских отложениях преобладают песчаники алевритовые слабо глинистые (26,8%) и алевритовые глинистые (26,1%). В тульских отложениях наибольшее развитие получили песчаники известковые (37,5%) и алевритовые слабо глинистые (17,79%).

Основная масса (от 34 до 80%) обломочного материала в песчаниках представлена мелкопесчаной фракцией (0,1—0,25 *мм*). Содержание

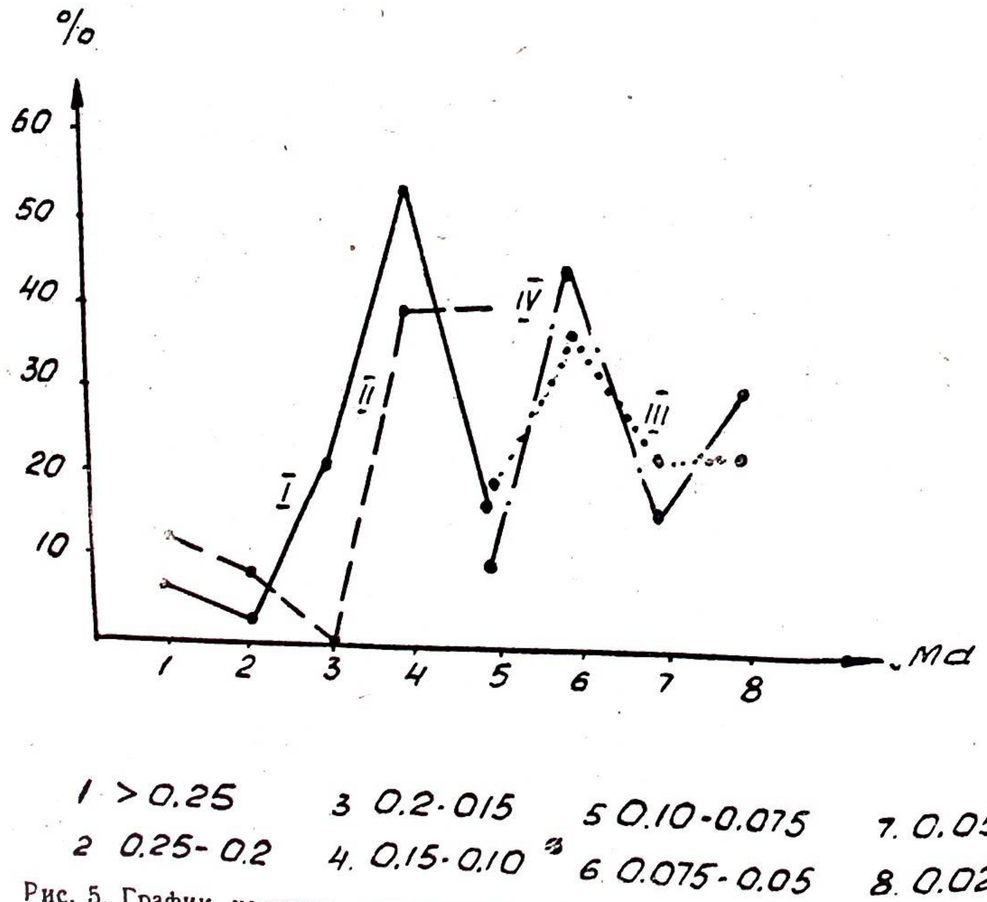


Рис. 5. График частоты встречаемости медианных размеров зерен обломочного материала.

I — песчаники тульского горизонта; *II* — песчаники бобриковского и радаевского горизонтов; *III* — алевролиты тульского горизонта; *IV* — алевролиты бобриковского и радаевского горизонтов.

более крупной фракции (0,25—0,5 *мм*) лишь в некоторых разностях песчаников достигает 10—44%, а фракции 1—0,5 *мм* не превышает 5%. Причем нужно заметить, что в тульских песчаниках из скважин, расположенных близ зоны выклинивания терригенных отложений (Фаленки, № 10; Уни, № 3), присутствует мелкогравийный материал. Медианные размеры (md) меняются в пределах 0,07—0,23 *мм*, чаще всего от 0,10 до 0,15 *мм* (рис. 5).

По степени сортировки обломочного материала песчаники подразделяются на три группы: 1) хорошо отсортированные с коэффициентом сортировки меньше 1,58, к ним относится 21% всех проанализированных образцов; 2) средне отсортированные с коэффициентом сортировки от 1,58 до 2,12, составляющие 40% образцов, и 3) плохо отсортированные с коэффициентом сортировки больше 2,12, к ним относятся 39% образцов. Роль плохо отсортированных песчаников возрастает вверх по разрезу. Если среди радаевско-бобриковских песчаников преобладают разности с хорошей и средней сортировкой (табл. 2, рис. 6), то среди тульских — со средней и плохой сортировкой.

Окатанность зерен обломочного материала неоднородная. Преобладают полуокатанные зерна, реже встречаются угловатые и весьма редко — хорошо окатанные.

По составу обломочного материала песчаники мономинеральные, кварцевые. В небольшом количестве встречаются чешуйки слюд,

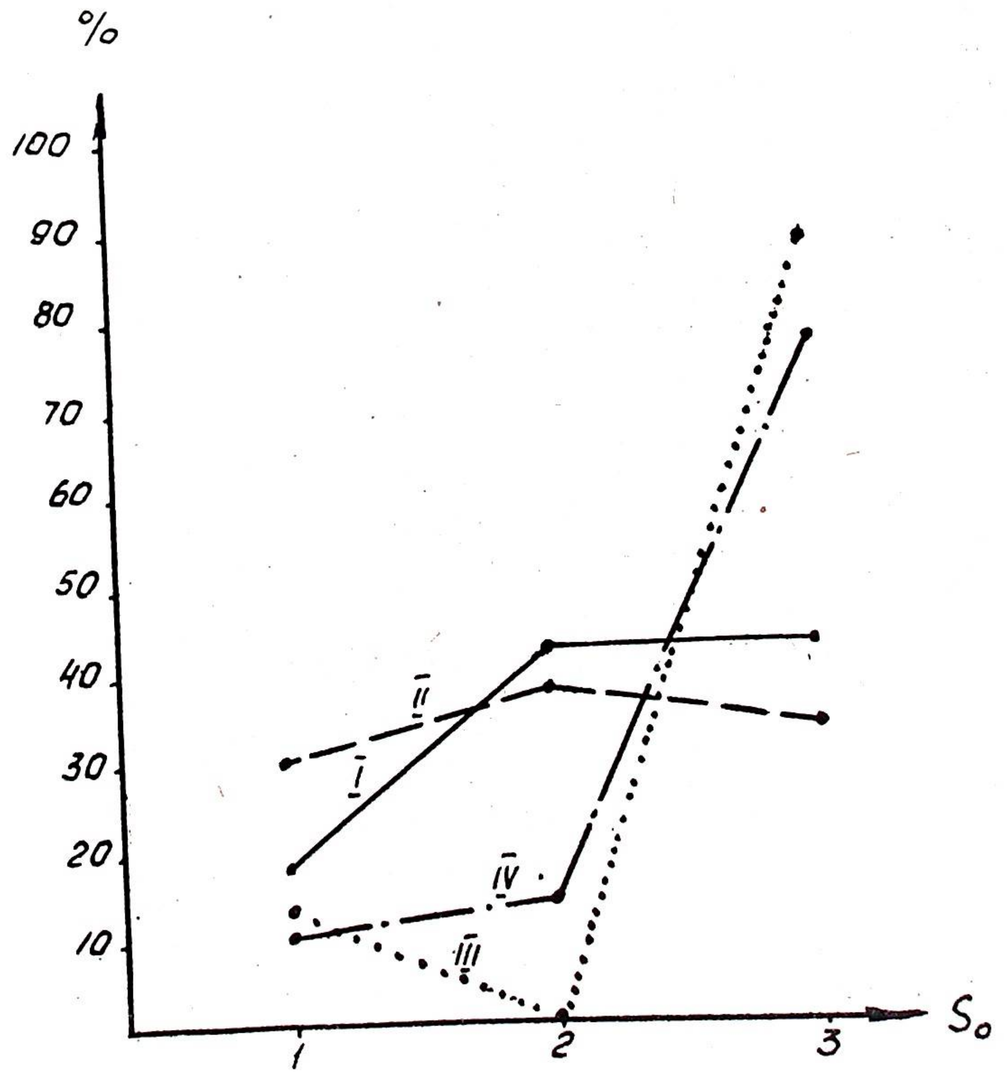


Рис. 6. График частоты встречаемости коэффициентов сортировки (условные обозначения аналогичны рис. 5).

единичные зерна полевых шпатов, кремня, незначительная примесь тяжелых терригенных минералов (0,001—0,32%). Среди последних чаще всего наблюдается циркон, турмалин, черные рудные, рутил, анатаз, лейкоксен.

Упаковка зерен средняя, а в радаевско-бобриковских песчаниках в зоне Камско-Кинельской системы прогибов часто встречается свободная упаковка зерен обломочного материала. Сцементирован обломочный материал преимущественно глинистым веществом, обычно гелевидной, реже чешуйчатой структуры. В качестве примесей присутствует тонкодисперсный углистый материал. Изредка в тульских песчаниках наблюдается импрегнация глинистого материала гидроокислами железа (Нылга, № 12). Содержание глинистого материала колеблется в среднем от 18 (собственно песчаники) до 27% (песчаники алевритовые, глинистые). По типу цемент чаще поровый, участками базальный, изредка— соприкосновения. По составу глинистый материал, как правило, в радаевско-бобриковских отложениях каолинитовый, а в тульских — гидрослюдистый.

В тульских песчаниках обломочный материал часто сцементирован кальцитом, реже доломитом. Карбонатный цемент обладает тонко-, мелко- и реже крупнозернистой структурой, по типу чаще базальный, реже поровый, иногда пойкилитовый.

В бобриковских песчаниках (Киясово, № 1 и др.) изредка встречается сидеритовый цемент, структура его тонко- и мелкозернистая, тип — выполнения пор.

Нередко карбонатный цемент сочетается с глинистым, глинисто-углистым материалом, а иногда (Уни, № 3) и с гидроокислами железа.

В тульских песчаниках встречается иногда гипсово-ангидритовый цемент с примесью кальцита. Тип этого цемента поровый, реже базальный.

Песчаники, обладающие карбонатным и гипсово-ангидритовым цементом, при прочих равных условиях имеют худшие коллекторские свойства, чем песчаники с глинистым цементом.

Алевролиты по составу и типам цементации мало чем отличаются от песчаников.

Текстуры их слоеватые, слоистые, реже массивные, биогермные. Среди алевролитов преобладают разнозернистые разности и выделяются алевролиты слабо песчаные глинистые; песчаные, слабо глинистые; песчаные глинистые; глинистые и др. (см. табл. 2).

По степени сортировки среди алевролитов выделяются: 1) хорошо отсортированные с коэффициентом сортировки меньше 1,58 (всего 12% проанализированных образцов); 2) средне отсортированные $S_0=1{,}58$—2,12 (8% образцов) и 3) плохо отсортированные $S_0>2{,}12$ (80% образцов). По размерности обломочного материала в алевролитах преобладают зерна с медианным размером 0,05—0,075 *мм*.

Коллекторские свойства алевролитов терригенной толщи нижнего карбона находятся в большей зависимости от их глинистости и сортировки обломочного материала. Плохо отсортированные глинистые разности алевролитов имеют пористость ниже 10%, они, как правило, непроницаемы и служить коллекторами не могут.

Открытая пористость песчаников и алевролитов колеблется в песчаниках от 1,0 до 32,0% (в большинстве случаев от 18 до 26%), а в алевролитах от 0,0 до 19,0% (в большинстве случаев от 4 до 16%). Газопроницаемость песчаников изменяется от 0,0 до 477,0 *мда*, составляя в среднем 110,0 *мда*, а в алевролитах от 0,0 до 225,0 *мда*, в среднем 50,0 *мда*.

Сопоставление коэффициентов открытой пористости и газопроницаемости показало, что между этими параметрами существует ряд взаимосвязей (рис. 7).

1. Породы с пористостью менее 12% являются в основном непроницаемыми. Породы с пористостью более 12% в большинстве случаев проницаемы. Первые относятся к неколлекторам, вторые — к коллекторам.

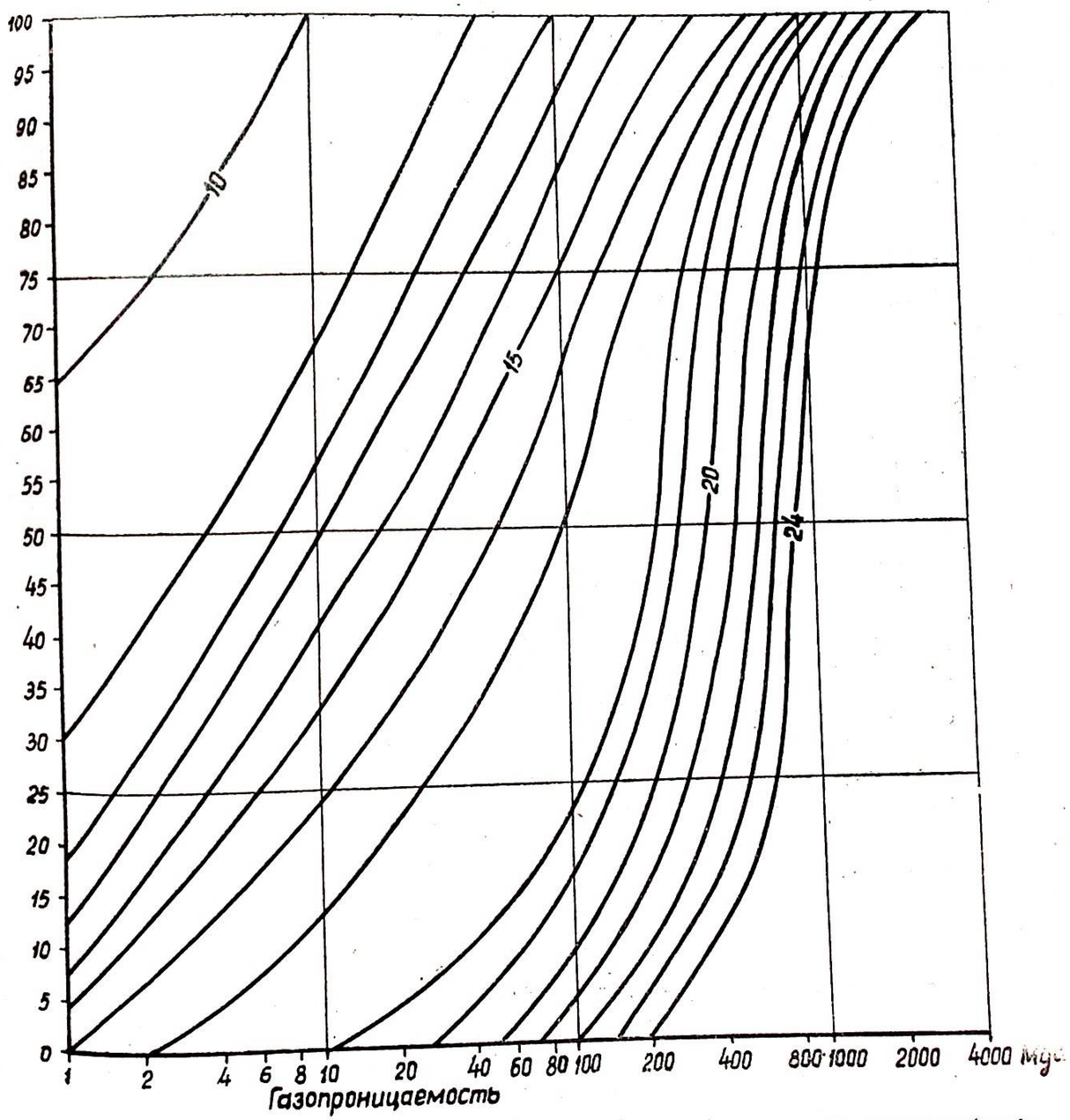


Рис. 7. Кривые распределения образцов по проницаемости и пористости (шифр кривых пористость).
По вертикали — количество образцов в процентах, по горизонтали — газопроницаемость.

2. У пород коллекторов с близкими коэффициентами пористости коэффициент газопроницаемости меняется в значительных пределах, но средние (медианные) значения коэффициентов прямо пропорциональны.

3. Зависимость средних (медианных) значений коэффициентов газопроницаемости от коэффициентов пористости подчиняется двум закономерностям, обособляющим две группы пород (рис. 8). У первой группы пород (в основном алевролиты) с пористостью 12—17% $m=3{,}4\ lgk+10{,}8$, у второй группы пород с пористостью 18—24% (преимущественно песчаники) $m=5{,}5\ lgk+6{,}7$.

4. С увеличением открытой пористости сокращается диапазон изменения их проницаемости.

В соответствии с вышеизложенным в терригенной толще нижнего карбона Удмуртии и Кировской области песчаники и алевролиты по коллекторским свойствам могут быть сгруппированы в четыре группы: 1) породы-неколлекторы с пористостью ниже 12%; 2) низкоемкие породы-коллекторы с пористостью 12—17%; 3) среднеемкие породы-коллекторы с пористостью 18—24%; 4) высокоемкие породы-коллекторы с пористостью 25% и выше.

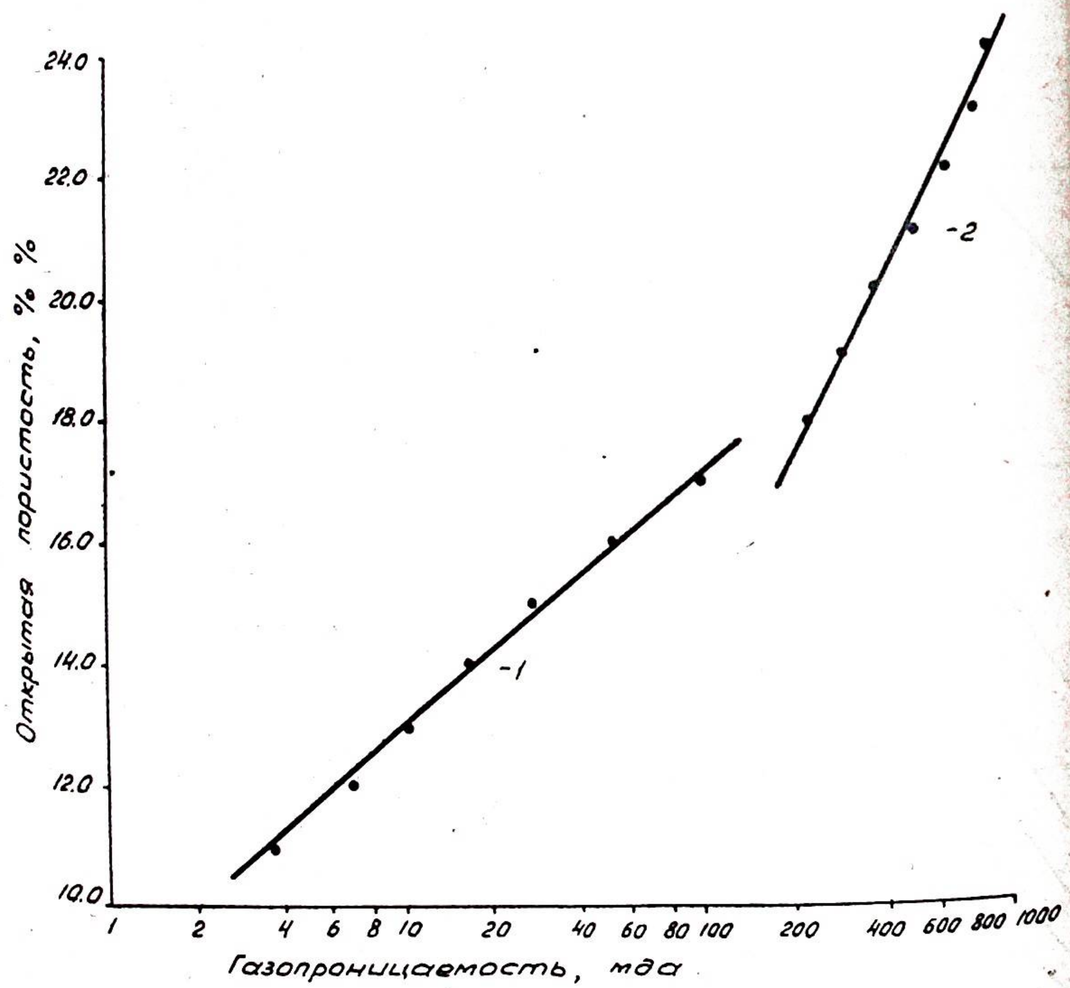


Рис. 8. Зависимость средних значений коэффициентов газопроницаемости от коэффициента пористости.

1. $m = 3{,}4 \lg k + 10{,}8$;
2. $m = 5{,}5 \lg k + 6{,}7$.

К первой группе относятся преимущественно алевролиты в различной степени глинистые, плохо отсортированные. Ко второй группе — преимущественно алевролиты в различной степени песчаные, средне- и хорошо отсортированные и песчаники в различной степени глинистые, плохо отсортированные. К третьей группе относятся в основном песчаники в различной степени алевритовые и реже алевролиты сильно песчаные, хорошо отсортированные. К четвертой группе относятся преимущественно чистые и реже слабо алевритовые, хорошо отсортированные песчаники.

Анализ литолого-фациальных карт, карт суммарных мощностей коллекторов и коллекторских свойств пород позволил выделить на исследуемой площади три зоны (см. рис. 4):

1) большая часть Кировской области, выделяемая на карте как «зона отсутствия коллекторов», где развиты породы первого и реже второго типа, мощность их меньше метра;

2) юго-восток Кировской области и северная часть Удмуртии, характеризующиеся распространением пород-коллекторов второго и третьего типа, мощностью до 20 *м*;

3) Центральная и Южная Удмуртия с преобладанием пород-коллекторов преимущественно первого и второго типа, т. е. средне- и высокоемких. Суммарная мощность коллекторов здесь достигает 60—80 *м*.

ТРУДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА
(г. Казань)

№ 14 1966

Б. М. Юсупов, Р. А. Абдуллин, Б. С. Касимов

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕПОИСКОВЫХ РАБОТ В ЧУВАШСКОЙ АССР

Геологические исследования в Чувашии делятся в основном на два периода. Первый период (до 30-х годов) характеризуется изучением общих вопросов геологического строения верхнепалеозойских и мезозойских образований, а также связанных с ними полезных ископаемых республики (Мурчисон, 1849; Головкинский, 1868; Кротов, 1882; Никитин, 1888; Архангельский, 1934 и др.). Второй период (с 30-х годов) характеризуется преимущественно нефтепоисковыми исследованиями с применением инструментальных геологических съемок, структурного и глубокого бурения. Результаты исследований обобщены в рукописных отчетах Средне-Волжского геологического управления (Мануйленко, Гааз, Райновский, Музыченко, Аккерман, Клубов, Сементовская и др.) и в ряде опубликованных работ (Илларионов, 1947; Афанасьев, 1948; Миронов, 1948; Тихонович, 1949 и др.).

По данным съемок и бурения осадочный покров Чувашской АССР представлен отложениями девона, карбона, перми, юры и мела (рис. 1). Отложения нижнего палеозоя и верхнего протерозоя отсутствуют. Породы кайнозоя имеют незначительную мощность и в строении осадочной толщи существенной роли не играют.

Девон представлен средним и верхним отделами и налегает на размытую поверхность кристаллического фундамента. Средний девон и нижняя часть верхнего девона — эйфельские, живетские, нижнещигровские (аналоги пашийских и кыновских слоев) отложения сложены преимущественно сероцветными песчано-глинистыми породами с подчиненными прослоями известняков и мергелей. Общая мощность их сокращается с северо-востока на юго-запад от 70—80 *м* на Марпосадской и Урмарской площадях до полного выпадения из разреза в районе Алатыря.

Выше кыновской свиты разрез девона слагают верхнещигровские, рудкинские, семилукские, воронежские, евлановско-ливенские и фаменские отложения общей мощностью порядка 500—600 *м*.

Верхнещигровские, рудкинские и частично семилукские отложения представлены темноцветными битуминозными, участками окремнелыми известняками, мергелями и глинистыми сланцами, а выше их развиты преимущественно известняки и доломиты с включениями гипсов.

Карбон представлен всеми тремя отделами: нижним, средним и верхним.

Нижний карбон слагают породы турнейского, визейского и намюрского ярусов.

Турнейские отложения образуют толщу светло-серых известняков с прослоями глинистых доломитов мощностью 20—140 *м*.

Визейские отложения включают породы яснополянского, окского и серпуховского подъярусов. В нижней части их преимущественным

развитием пользуются терригенные образования мощностью 7—12 *м*, а выше — карбонатные мощностью от 100 до 200 *м*.

Намюрские отложения характеризуются в основном светло-серыми известняками со следами размыва в верхней части, мощность их 10—40 *м*.

Средний карбон составляют верейский, каширский, подольский, мячковский горизонты московского яруса. Башкирский ярус здесь отсутствует; он, по-видимому, размыт.

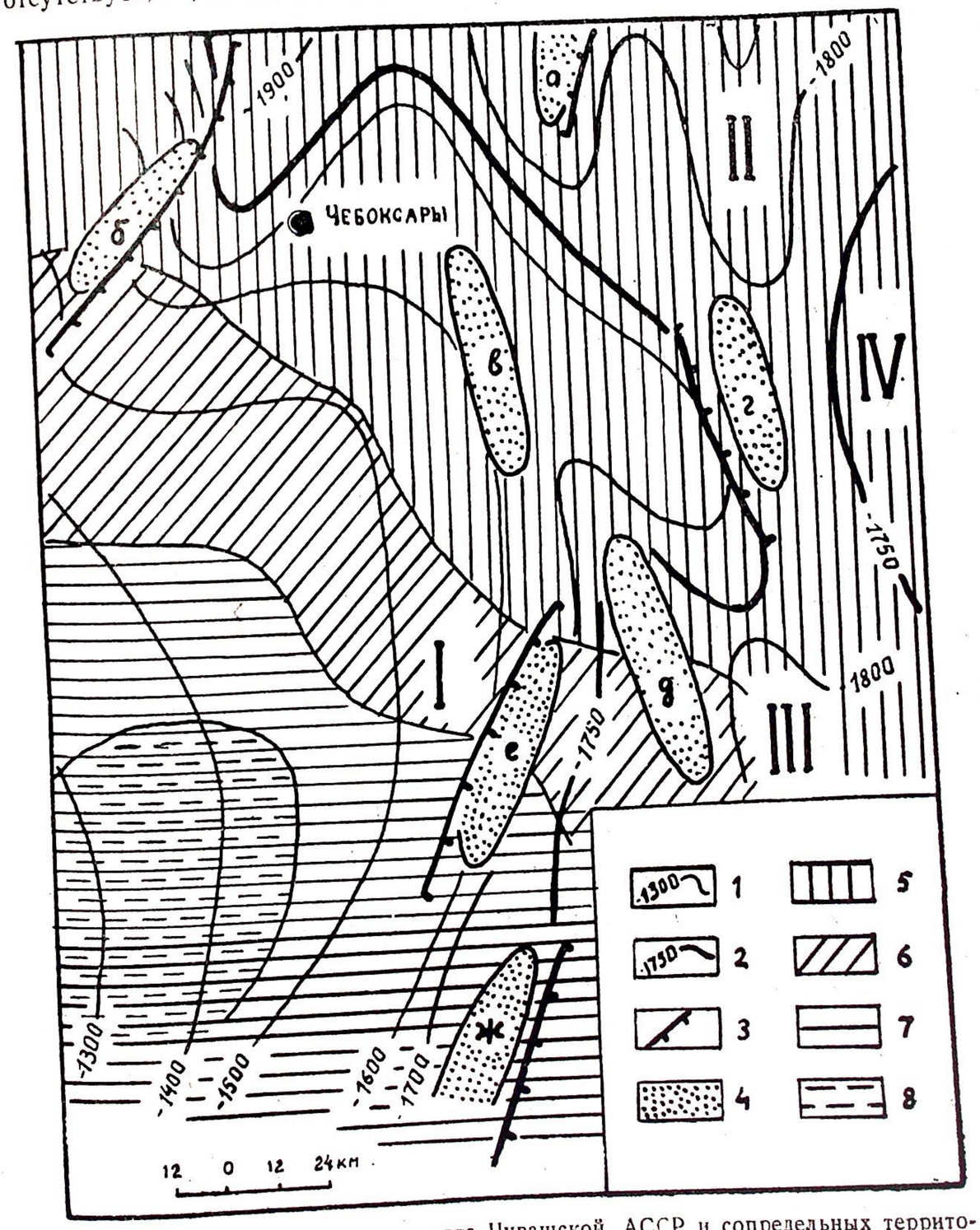


Рис. 1. Структурно-геологическая карта Чувашской АССР и сопредельных территорий (составил Б. С. Касимов, 1965).

I — Токмовский свод, *II* — Казанско-Кировская впадина, *III* — Мелекесская депрессия, *IV* — Татарский свод.

1 — изогипсы кристаллического фундамента; *2* — границы сводов; *3* — разломы; *4* — зоны валоподобных поднятий: *а)* Ронгинская; *б)* Сундырская; *в)* Марпосадская; *г)* Верхне-Услонская; *д)* Улеминская; *е)* Карлинская; *ж)* Астрадамовская; *5* — область распространения отложений перми, *6* — юры, *7* — мела; *8* — область отсутствия терригенного девона.

В нижней части яруса (верей-каширские отложения) преимущественным развитием пользуются терригенные, а выше — карбонатные образования; общая мощность яруса колеблется от 250 до 300 *м*.

Верхний карбон сложен в основном известняками и доломитами мощностью 180—230 *м*.

Пермь включает отложения ассельского, сакмарского, артинского, казанского и татарского ярусов.

Ассельский ярус сложен серыми гипсоносными доломитами и известняками; мощность яруса 40—50 *м*.

Сакмарские и артинские образования характеризуются развитием доломитов и гипсов, кровля артинского яруса сильно размыта: мощность их колеблется в пределах от 70 до 150 *м*. Кунгурские и уфимские отложения здесь полностью отсутствуют.

Казанские отложения представлены сероцветными известняками, доломитами, мергелями с прослоями песчаников и глин. Местами они сильно размыты; мощность их изменяется от 25 до 85 *м*.

Татарский ярус сложен в основном красноцветными песчано-глинистыми породами. Местами ярус полностью уничтожен размывом; мощность яруса колеблется от 0 до 120 *м*.

Общая мощность пермских образований колеблется от 150 до 370 *м*.

Юра и мел распространены неповсеместно: северные районы Чувашии лишены их.

В толще юрских образований различаются породы келловейского, киммериджского и волжского ярусов.

Келловейские и киммериджские отложения слагаются главным образом темноцветными глинами, горючими сланцами с подчиненными прослоями песчаников и мергелей; общая мощность их 0—40 *м*.

Волжские отложения представлены слабо битуминозными глинами и горючими сланцами с прослоями фосфоритовых конгломератов мощностью 0—20 *м*.

В составе меловых образований выделяются валанжинские, готеривские, барремские и аптские отложения.

Валанжинские отложения характеризуются в основном фосфоритовыми желваками и оолитовыми железистыми мергелями мощностью 0—35 *м*.

Готерив-барремские и аптские отложения сложены преимущественно сероцветными глинами с прослоями песчаников и конкрециями фосфоритов общей мощностью примерно 0—90 *м*.

Как уже мы отмечали выше, в разрезе осадочного покрова рассматриваемой территории породы нижнего палеозоя отсутствуют; это дает основание полагать, что в течение верхнего протерозоя, кембрия, ордовика, силура и нижнего девона территория Чувашии представляла собой сушу, где породы фундамента испытывали разрушение. На его поверхности образовались эрозионно-тектонические депрессии, поднятия, разломы и трещины.

В среднем девоне произошло некоторое погружение территории и вторжение с юго-востока по депрессиям моря в виде заливов, о чем свидетельствует зональное распространение морсовских и мосоловских слоев на отдельных участках Порецкой, Сундырской, Мариинско-Посадской, Урмарской площадей при отсутствии их на ряде других разбуренных участков республики.

К концу эйфельского века этот структурный план, по-видимому, получил значительное изменение. Живетские отложения, например, встречены лишь в разрезах Урмарской (скв. 3, 5) и Порецкой площадей; в их основании отмечаются явные признаки размыва. Имеются данные о существовании в этот век на территории Чувашии ряда валоподобных, быть может терасовидных, выступов или островов, обрам-

ленных депрессиями, обусловившими ингрессию моря. На такую мысль наводит характер распространения осадков этого моря: они представлены в нижней части псаммитовыми, а в верхней — пелитовыми породами, содержащими включения сидерита и шамозита.

Во франский век территория Чувашской АССР после некоторого поднятия в конце живета испытывала новое погружение, которое продолжалось в общей сложности до конца турнейского века.

Перед визеем здесь вновь установилась суша, в условиях которой происходило разрушение пород и образование вторичных коллекторов в турнейских известняках. В бобриковское время началось медленное погружение местности, наступление моря, которое господствовало до конца намюрского века.

После намюра, в начале среднего карбона, территория испытывала континентальный режим. Суша, очевидно, господствовала до начала верейского времени, знаменовавшего новое опускание территории и наступление среднекаменноугольного моря. Последнее продолжало свою деятельность до начала артинского века, когда произошло региональное поднятие и размыв значительной части ранее отложенных образований перми.

Конец пермского периода характеризуется мощным тектоническим воздыманием Урала и эпейрогеническим поднятием Русской платформы. Однако этот процесс эпейрогенеза сопровождался рядом опусканий платформы при общей ее тенденции к воздыманию. В частности, после длительного нижнепермского поднятия в зоне Среднего Поволжья, в том числе и Чувашии, происходили погружение фундамента и вторжение казанского моря. Установившееся после пермского периода поднятие в южных районах Чувашской АССР в мезозое сменилось после средней юры опусканием, что обусловило наступление келловейского моря. Более северные районы республики с конца перми и до наших дней переживают режим суши.

Как известно, основу современного структурного плана Среднего Поволжья составляют Токмовское, Средне-Волжское, Татарское поднятия и отделяющие их Мелекесская, а также Казанско-Кировская впадины кристаллического фундамента (см. рис. 1).

Границы между этими структурами первого порядка мы проводим условно по изогипсе минус 1750 *м*. При такой схеме территория Чувашии полностью входит в систему Токмовского поднятия и располагается на его северо-восточном склоне. Пробуренные здесь глубокие скважины позволили охарактеризовать лишь общий фон поднятия и установить некоторые признаки структурных элементов второго порядка. Так, например, глубокие скважины на Сундырской, Марпосадской и Урмарской площадях дали возможность установить ясно выраженные структурные носы, которые, возможно, представляют собой неполное отражение (ввиду редкой сети скважин) каких-то валоподобных или терасовидных структур.

Терригенные отложения девона ввиду их относительно малой мощности в основном отражают структурно-морфологические элементы кристаллического фундамента. В частности, они фиксируют моноклинальное падение его с запада на восток, в сторону Казанско-Кировской впадины. Моноклинальный склон с отдельными местными нарушениями рисуется и по некоторым опорным горизонтам карбона.

Структуры нижнепермских отложений разведаны более детально. В результате крелиусного бурения здесь выявлены Мало-Собачкинское, Сотниковское, Анастасовское, Урмарское и некоторые другие поднятия.

Следует, однако, заметить, что недра Чувашской АССР разведаны еще далеко не достаточно. При этом необходимо учесть и то, что раз-

личные горизонты перми и девона республики характеризуются резким структурным несоответствием между собой.

Так, например, фундамент погружается с юга на север и с запада на восток, а падение слоев верхней перми происходит с севера на юг (см. рис. 1).

На юге татарские образования погружены под толщу мезозоя и залегают на относительно низких отметках (0—10 *м*). На севере же они свободны от мезозойского покрова и занимают сравнительно высокие уровни залегания (100—170 *м*).

Таким образом, по уровню залегания верхнепермских образований территория Чувашии расчленяется на две тектонические зоны: северо-восточную и юго-западную. Первая зона входит в состав Волго-Уральского свода Н. С. Шатского, а вторая — Ульяновско-Саратовской синеклизы А. Д. Архангельского. Зона сочленения этих двух противоположных структурных элементов примерно северо-западного простирания представляет собой довольно сложную полосу взаимного проникновения противоположных тенденций и является весьма перспективной в отношении поисков погребенных структур второго и третьего порядков. В этой полосе, расположенной между условными линиями Буинск — Анастасово и Канаш — Васильсурск, могут быть выявлены погребенные структуры как в девоне, так и в карбоне.

Второй перспективной зоной в отношении поисков структур в девоне является Чебоксарское Поволжье, в которое включаются Урмарская, Марпосадская и Сундырская зоны валоподобных поднятий.

Если при оценке перспектив нефтеносности этой территории исходить из фактов наличия коллекторов, покрышек, ловушек и, возможно, нефтематеринских пород (глинистые образования, содержащие погребенную органику), сочетание которых, по мнению большинства исследователей, приводит к формированию нефтяных месторождений, то Чувашию, несомненно, следует отнести к категории перспективных территорий. В самом деле, коллекторские свойства пород в ряде случаев весьма высокие. Особенно хорошие коллекторы определены в терригенных отложениях живетского яруса, нижнефранского подъяруса, а также бобриковского и верейского горизонтов карбона. Они представлены кварцевыми, мелко- и разнозернистыми песчаниками, участками хорошо отсортированными. Песчаники, по данным Т. Н. Кондратьевой и других, в разрезах Урмарской и Марпосадской площадей обладают открытой пористостью от 22 до 28%. Проницаемость их местами достигает 1200 *мд*. Хорошие коллекторские свойства установлены и у некоторых разностей известняков доманика, доломитов фаменского и турнейского ярусов. В разрезе порецкой скважины, например, на глубине 797 и 880 *м* доломиты данково-лебедянских слоев обладают открытой пористостью до 28—30% (М. Ф. Филиппова).

Несмотря на отмеченные хорошие коллекторские показатели, в отношении нефтеносности осадочная толща республики все еще остается не изученной. Правда, в ряде горизонтов констатировано наличие битума нефтяного ряда. В частности, люминесцентно-битуминологическими исследованиями установлен нефтяной битум в пористых доломитах фамена (Порецкое) от 0,01 до 0,5%. Химическими анализами в породах доманика Марпосадской площади определено содержание битума «А» от 0,039 до 3,21% и битума «С» от 0,04 до 0,27% (Т. Н. Кондратьева). В доломитах турнейского яруса и аргиллитах бобриковского горизонта обнаружены следы битума «А».

По данным И. К. Илларионова (1947) и С. И. Миронова и др. (1948), битуминозные породы встречаются (редко) и в пермских отложениях республики. Илларионов утверждает (1948), что при крелиусном бурении из нижнеказанских отложений был поднят темно-серый битуминозный, сильно глинистый и доломитизированный известняк.

По свидетельству С. И. Миронова, на территории Чувашской АССР «среди развитых здесь прослоев известняков в верхнетатарских отложениях имеются известняки, издающие при раскалывании битуминозный запах».

С. И. Миронов отмечает также наличие признаков битума в известняках казанского яруса у с. Анастасовки Порецкого района (Орьев, 1932), в известняках татарских образований на Волге несколько ниже пристани Козловка, в районе г. Чебоксары (Орьев), у сс. Дубовка и Юль-Ял Козьмодемьянского района (Афанасьев, 1948).

Эти слабые нефтепроявления привели многих исследователей к весьма оптимистическим выводам о нефтеносности Чувашской АССР. Так, в 1947 г. И. К. Илларионов писал: «...вопрос о нефтеносности... Приволжской полосы Свияжско-Сурского водораздела, нам кажется,... не должен вызвать сомнений». Н. И. Тихонович (1949), С. И. Миронов (1948), И. К. Илларионов (1947) высказали мнения о промышленной нефтеносности средне- и нижнекаменноугольных, а также девонских отложений. Однако, как показали проведенные испытания глубоких скважин, все отмеченные выше хорошие коллекторы девона и карбона оказались водоносными. Воды из них представляют рассолы хлор-кальциевого типа с значительным содержанием брома (790 *мг/л*), йода (60 *мг/л*) и нафтеновых кислот (до 16 *мг/л*).

Нефтепоисковые работы не привели к положительным результатам не только в Чувашии, но и в ряде сопредельных с ней районов Татарии, Марийской АССР, Кировской, Горьковской, Пензенской, Ульяновской областей и Мордовской АССР.

Совершенно естественно возник вопрос, почему структуры, расположенные в западных районах, при наличии коллекторов, покрышки и так называемых возможно нефтематеринских пород лишены нефти?

Чтобы ответить на этот вопрос, нами проводился некоторый сравнительный анализ геологических условий положительных и отрицательных в отношении нефтеносности площадей. Сравнение показало, что они имеют приблизительно сходные структурно-фациальные условия, но отличаются друг от друга особенностями региональной тектонической обстановки. Все нефтеносные зоны Татарского поднятия, например, обрамлены глубокими (достигающими 3—6 *км*) впадинами, генетически связанными с краевыми прогибами, а все разведанные ненефтеносные структуры в северных и западных районах северного выступа, а также и Токмовского поднятия ограничиваются сравнительно неглубокими впадинами и не имеют связи с краевыми прогибами.

По-видимому, одним из обязательных условий нефтеобразования является глубокое погружение толщ пород, содержащих органику (Юсупов, 1963). Во впадинах и близких к ним областях почти все стратиграфические горизонты в той или иной степени нефтеносны и газоносны. Чем дальше от впадин, тем все меньше газа нефтяного ряда и меньше нефтепроявлений. Но говорит ли это о том, что нефть и газ образуются только в глубоких слоях осадочного покрова, где температура пластов достигает 100—150° С, а залежи нефти формируются в результате ее миграции? В нашем представлении только в глубоких впадинах возникают благоприятные условия для синтеза и миграции нефтяных углеводородов. В формировании нефтяных месторождений миграции нефти принадлежит ведущая роль.

Мы считаем, что в удаленных от глубоких впадин районах платформы поиски нефти следует ориентировать не на местную, а на миграционную нефть и попытаться искать те фациально-литологические и тектонические «каналы», которые в прошлые геологические эпохи соединяли территорию Чувашии с источниками нефти.

Таким образом, выяснение перспектив нефтеносности рассматриваемой земли тесно связано с решением проблемы происхождения

нефти и формирования ее месторождений. Это в настоящее время крупнейшая теоретическая проблема; решение ее требует больших средств, сил и энергии. В частности, необходимо пробурить большое количество дорогостоящих глубоких скважин на отдельных площадях в зоне развития благоприятных для скопления нефти структур. Одним из наиболее интересных объектов в этом отношении является северный выступ Татарского свода, юго-восточный край которого богато представлен нефтью, а его центральные и северные районы пока что недостаточно освещены бурением. По единодушному решению татарских геологов-нефтяников, здесь с 1966 г. начинаются буровые работы с достаточно густой сетью глубоких скважин, что, несомненно, внесет значительную ясность в названную проблему и прольет свет на вопрос о перспективах нефтеносности западных районов Русской платформы, в том числе и Чувашии.

Поэтому мы считаем целесообразным с точки зрения экономии народных средств и более полного теоретического обоснования работ вопрос о возобновлении нефтепоискового бурения в Чувашии решить в зависимости от результатов разбуривания северного выступа Татарского свода и обрамляющей его с запада Казанско-Кировской впадины.

ЛИТЕРАТУРА

Архангельский А. Д. Геологическое строение СССР, т. I и II, 1934.

Афанасьев Т. П. Нижнеказанские отложения Чебоксарского Поволжья. Тр. лабор. гидрогеол. пробл. АН СССР, т. 3, 1948.

Головкинский Н. А. О пермской формации в центральной части Камско-Волжского бассейна. Мат. для геологии России, т. 1, Спб. 1868.

Илларионов И. К. Проблема нефтеносности приволжской полосы Свияжско-Сурского водораздела. Гостоптехиздат, 1947.

Кротов П. И. Геологические исследования по Волге между Нижним Новгородом и Казанью. Тр. о-ва естествоиспытателей при Каз. ун-те, т. XI вып. 1, 1882.

Миронов С. И., Соколов Д. В. и др. Геологическое строение Чувашской АССР и перспективы поисков нефти на ее территории. Гостоптехиздат. 1948.

Мурчисон Р., Вернейль Э., Кейзерлинг А. Геологическое описание Европейской России и хребта Уральского. Пер. с замечаниями А. Озерского. Спб. 1849.

Никитин С. Н. Предварительный отчет об исследованиях 1888 г. в области Казанской и Симбирской губерний. Изв. Геолкома, т. VII, Спб. 1888.

Тихонович Н. И. Стратиграфия, фации и нефтеносность девона центральных областей Русской платформы. Тр. МФ ВНИГРИ, вып. 1. 1949.

Юсупов Б. М. Нефтеносность девона востока Татарии. Тр. КФАН СССР, сер. геол., вып. 6, т. 4. 1963.

ТРУДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА
(г. Казань)

№ 14 1966

В. И. Кучеренко

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ОБЪЕКТА ЗАКАЧКИ ГАЗА ДЛЯ ПОДЗЕМНОГО ГАЗОХРАНИЛИЩА В РАЙОНЕ КАЗАНИ

С ростом добычи и транспорта газа вопрос о создании подземных хранилищ газа как наиболее эффективного способа создания значительных резервов газа в районах крупных городов и покрытия сезонной неравномерности газопотребления стал узловым для газовой промышленности.

В нашей стране работы по созданию первых газохранилищ были начаты в середине 50-х годов.

В 1952 г. было принято решение построить первые в СССР газохранилища в районах Ленинграда и Казани. Полученный при этом опыт намеревались использовать при создании подземных хранилищ газа под Москвой, Киевом и в районах других центров газопотребления. Тогда же были предприняты попытки выбрать объект для закачки газа в районе газопровода Миннибаево — Казань. Свое мнение по этому вопросу высказали многие геологи Казани, дал свое заключение ВНИИнефтегаз.

Л. М. Миропольский, Е. И. Тихвинская, С. П. Егоров отмечали, что выбор пласта-коллектора под Казанью связан со значительными трудностями. И пермские, и каменноугольные отложения здесь не имеют хороших терригенных коллекторов. Создание же газохранилища в трещиноватых коллекторах сложно из-за слабой изученности последних.

Е. И. Тихвинская предлагала считать первоочередным объектом изысканий карбонатные толщи верхнего карбона, которые лежат под сульфатно-карбонатной толщей нижней перми.

Л. М. Миропольский указывал на широкое распространение карста в нижнепермских и верхнекаменноугольных отложениях и предостерегал, что это может помешать созданию газохранилища на небольшой глубине.

С. П. Егоров отмечал, что в среднем карбоне имеются структуры, но пористость пород среднего карбона обычно невелика. Поэтому он предлагал подумать о структурах подангидритовой толщи.

В. И. Троепольский обращал внимание на фонтаны азотного газа, полученные на Красновской и Верхне-Услонской структурах, свидетельствующие о наличии в среднем карбоне коллекторов и ловушек, и указывал, что угленосная свита нижнего карбона ведет себя причудливо и вероятно объектом закачки быть не может.

Б. М. Юсупов предложил рассмотреть конкретно ряд площадей, расположенных вокруг Казани: Верхне-Услонскую, Красновскую, Кокушкинскую, Казакларскую, Янгиаульскую, Яматурлинскую, Чебаксынскую. Особо Б. М. Юсупов выделял Верхне-Услонскую и Чебаксынскую площади.

Верхне-Услонская структура расположена в 10 *км* к западу от Казани. Площадь ее 16 *км*², амплитуда 20 *м*. С глубины 221 *м* здесь был получен фонтан газа с водой (99% азота). Коллектор — пористые, песчаниковидные, фораминиферовые известняки желтовато-серого цвета. Скважина № 1 фонтанировала четверо суток.

Объектом закачки, вероятно, могут служить залегающие в толще верхнего карбона пористые органогенные (фораминиферовые) песчаниковидные известняки. Они перекрываются толщей сульфатных отложений — плотные, монолитные гипсы и ангидриты (мощность 10—50 *м*) — и довольно плотными доломитами нижней перми, которые могут служить надежной покрышкой газохранилища. Емкость структуры не менее 14 млн. *м*³.

Несколько позже Б. М. Юсупов в работе «Некоторые варианты поисков буферного газохранилища в связи с газификацией г. Казани» предложил исследовать в первую очередь не Верхне-Услонскую структуру, расположенную на правом берегу Волги и попадающую в зону затопления, а Чебаксынскую.

Чебаксынская структура расположена на левом берегу Волги, в 15—18 *км* к востоку от Казани. По верхнепермским отложениям размеры Чебаксынской структуры больше Верхне-Услонской, амплитуда 30 *м*.

Последующие разведочные работы заставили отказаться и от этой структуры: она не подтвердилась по нижнепермским и каменноугольным отложениям.

В 1953—1954 гг. особое внимание уделялось (Мельников, Егоров) изучению Красновского поднятия. Результаты исследований были доложены в апреле 1954 г. на Техническом совете Министерства нефтяной промышленности А. М. Мельниковым («Геологические условия подземного хранения газа с конкретизацией применительно к г. Казани»).

Однако ВНИИгаз дал отрицательное заключение по Красновской площади: объект вероятной закачки газа — карбонатная толща серпуховского подъяруса нижнего карбона — трудно поддается изучению, площадь слишком удалена от газопровода, требуется построить газопровод длиной 50 *км*. ВНИИгаз предложил исследовать Булдырскую и Марпосадскую площади.

Летом 1954 г. были проведены две скважины на Янчиковской площади. Они выявили структуру наиболее интересную по сравнению со всеми остальными с точки зрения подземного газохранения. Скважина № 10, расположенная в своде поднятия, дала мощный фонтан азотного газа (предположительно давление на устье скважины превышало 50 *атм*). Это свидетельствует о наличии здесь и коллекторов, и ловушки с непроницаемой покрышкой.

С 1955 г. работы по выбору объекта закачки газа в районе Казани были фактически прекращены. Это объясняется тем, что выбор был чрезвычайно затруднен слабой изученностью района. Структуры, выявленные по нижнепермским отложениям, отличались значительной пологостью (нередко всего лишь 1 *м* на 1 *км*). Верно, дальнейшие разведочные работы показали, что каменноугольные отложения, залегающие согласно с пермскими, имеют значительно большие амплитуды структур. Для данного района характерно развитие мощных карбонатных толщ, в пределах которых современными методами трудно выделять пласты-коллекторы и газонепроницаемые породы, особенно в связи с возможным наличием вертикальных трещин, которые не могут быть обнаружены при бурении.

В последующие годы были развернуты работы по созданию газохранилищ в водоносных песчаниках под Москвой, Киевом, Ленинградом и в других районах (Сидоренко, Халашин, 1965).

Создание подземного газохранилища, то есть искусственной газовой залежи,— сложная геологическая и техническая задача.

Опыт разведки, строительства и эксплуатации подземных газохранилищ в нашей стране и за рубежом позволяет сделать некоторые выводы, выработать методику поисковых геологических работ (Хейн, 1960).

Объектом закачки может быть избрана любая ловушка, но наиболее желательной является замкнутая структура достаточной амплитуды. Малая амплитуда поднятия нежелательна, так как из такой ловушки газ может перетекать, мигрировать по пласту-коллектору. Примером этого может служить Олишевская структура под Киевом. Структура сравнительно небольшая — 5×3 *км*, с амплитудой 10 *м*. Объектом закачки был выбран водоносный горизонт — песчаный пласт бат-байоса средней юры мощностью 28—30 *м*. Пористость песчаника в среднем равна 27—40%, проницаемость 2—2,5 дарси, пластовое давление 56 *атм* (Труды СГПК, № 3, 1962).

При расчетах исходили из того, что мощность газовой залежи достигает 10—12 *м*, емкость газохранилища составит 250 млн. *м*³. Опытная закачка первых же 100 млн. *м*³ газа показала, что, видимо, газ перетекает по пласту в соседние структуры и отобрать его из газохранилища невозможно.

При выборе структуры необходимо также учитывать полезный объем ее, точнее, емкость ловушки. Эта емкость не должна быть слишком малой, так как в таком случае придется строить несколько газохранилищ и тогда увеличатся время и затраты на сооружение и эксплуатацию системы газохранения.

Но и значительная по площади ловушка нежелательна, потому что газовый пузырь может расплыться.

Обязательным условием при выборе объекта закачки должны быть высокие коллекторские свойства пласта-коллектора. Большинство газохранилищ создано в песчаных высокопористых, хорошо проницаемых пластах: самое крупное хранилище газа в США — Хэршер, построенное в районе г. Чикаго, создано в песчанике карбона, пористость которого 25%, проницаемость 2—4 *дарси*; Бэйн под Парижем — в песках мела, пористость которых 30—35%, проницаемость 2—8 *дарси*; Рязанское — в песках угленосной свиты с пористостью 30%, проницаемостью 2—7 *дарси;* Щелковское — в нижнещигровских песках нижнего девона, пористость их 20%, проницаемость 0,3—2,5 *дарси*; Калужское — в гдовском песчанике нижнего кембрия, пористость которого 18—20%, проницаемость 0,5—2,1 *дарси* (Ширковский, 1960; Труды СГПК, № 3, 1962).

Значительно реже создаются газохранилища в трещиноватых коллекторах. Слабая изученность трещиноватых коллекторов вызывает особые трудности при работах по сооружению газохранилищ. С этими трудностями, вероятно, придется встретиться при выборе объекта закачки газа и в районе Казани.

В Куйбышевской области в карбонатных породах созданы Амакское подземное хранилище газа — в истощенном газовом пласте и Марьевско-Михайловское газохранилище — в неистощенном (Борисов, Семенов, 1958; Борисов, 1960).

Марьевско-Михайловское газовое месторождение представлено двумя разобщенными залежами в калиновской свите верхней перми, приуроченными к двум куполам — Марьевскому и Михайловскому.

Глинистые доломиты, залегающие в кровле калиновской свиты, имеют среднюю пористость 16,1 (Михайловская залежь) и 12% (Марьевская залежь). Доломиты основного продуктивного горизонта калиновской свиты имеют пористость по Михайловской 24,3%, по Марьев-

ской залежи 29%. Коллекторы калиновской свиты неоднородны — и параллельно напластованию, и перпендикулярно. Проницаемость широко изменяется: а) перпендикулярно напластованию — от непроницаемых до 62,5 *млдарси* по Марьевской залежи и от непроницаемых до 64,7 *млдарси* по Михайловской; б) параллельно напластованию — от непроницаемых до 36 *млдарси* по Марьевской залежи и от непроницаемых до 62,37 *млдарси* по Михайловской.

После кислотной обработки проницаемость призабойной зоны скважин возрастает в десятки раз. По промысловым данным средняя проницаемость по Михайловскому месторождению 250 *млдарси*.

Процент реликтивной воды, по данным института «Гипровостокнефть», в доломитах калиновской свиты от 4 до 35. Условно его принимают в среднем равным 20. Отсюда коэффициент газонасыщенности — 80%.

Совершенно необходимым условием создания газохранилища является наличие герметичной покрышки у пласта-коллектора, выбранного объектом закачки. Однако практика показала, что покрышка любого газохранилища может оказаться негерметичной.

Существуют геологические причины негерметичности кровли пласта-коллектора: трещинные нарушения, сбросы, выклинивания и др.

Для выявления причин негерметичности покрышки Рязанского газохранилища еще в процессе разведки С. И. Стражгородским в 1960 г. предложен и испытан метод газовозбуждения. (Стражгородский, 1962). Этот способ исследования пласта весьма прост и эффективен. Он заключается в закачке в пласт при помощи передвижных компрессоров небольших объемов воздуха (десятки-сотни тысяч кубических метров) и в выпуске его.

Воздух закачивается в скважины, пробуренные на исследуемый пласт, а контрольные скважины, остановленные выше кровли коллектора, показывают — имеются ли утечки газа через эти кровлю. Метод позволяет охватить исследованиями сразу большую площадь и, помимо исследований пласта и герметичности покрышки, дает возможность определить приемистость скважин по газу, производительность скважин по газу, степень устойчивости пласта-коллектора при добыче газа с различными депрессиями, надежность работы выбранных фильтров и др.

Метод С. И. Стражгородского дал хорошие результаты при испытании покрышки Рязанского и Бучальского поднятий под Рязанью, Олишевской и Червоно-Партизанской структур под Киевом.

На Червоно-Партизанском поднятии, имеющем многочисленные разломы, испытания проводились в разных тектонических блоках для проверки герметичности зон разломов по всей сводовой части (Ерофеев, Афанасенков, Лоджевский, 1962).

Обнаружение геологических причин негерметичности покрышки в процессе разведки дает возможность вовремя прекратить работы и избежать напрасной затраты средств.

Однако даже покрышка, сложенная непроницаемыми породами и не имеющая геологических нарушений, может оказаться негерметичной по техническим причинам: из-за утечек газа через пробуренные скважины.

Главное преимущество истощенных и неистощенных газовых и нефтяных пластов, используемых в качестве объекта закачки газа при подземном газохранении,— хорошая разбуренность и изученность — превращается в главный их недостаток. Каждая скважина может оказаться причиной утечек газа. Реже это может быть неплотность резьбовых соединений обсадной колонны и цементного кольца отдельных скважин, чаще переток газа происходит между цементным кольцом и стенкой скважины. Дело в том, что при бурении скважины глинистым раствором даже самого высокого качества на стенках ствола

скважины отлагается глинистая корка, цемент при заливке затрубного пространства вступает в контакт не со стенками скважины, а с покрывающей их глинистой корочкой. Впоследствии же эта корочка размывается пластовыми водами. По образовавшимся каналам газ начинает утекать в вышележащие горизонты.

В процессе эксплуатации газовой залежи такие утечки могут быть незначительными и падать при падении пластового давления. Но при закачке газа и росте давления наступает момент, когда газ прорывается по этим каналам и утечки достигают значительных размеров.

Так, например, первое созданное в нашей стране подземное газохранилище — Башкатовское — работает при колебании давления от 16 до 32 *атм*, соответственно при отборе и закачке. Теоретически давление в пласте может быть увеличено до 96 *атм*, и объем газохранилища увеличится в несколько раз, но техническое состояние скважин не допускает роста давления выше 50—55 *атм*. Да и тогда необходимо будет провести ремонтные работы (Хитров, 1960).

Подобные же трудности встретились сейчас при создании Марьевско-Михайловского газохранилища. Геологические условия позволяют довести давление при закачке до 50—60 *атм*, то есть закачать 350—400 млн. $м^3$ газа. Однако состояние скважин вероятно не позволит этого сделать. За 9 лет консервации давление упало из-за утечек на поверхность через скважины на 1,29 *ата*, а это значит, что на поверхность ушло около 15 млн. $м^3$ газа!

При поисках структур под газохранилище в водоносном пласте можно обойтись меньшим количеством скважин, применив для испытания пласта и покрышки метод газовозбуждения. Можно проводить буровые работы более качественно. Но и в этом случае опасность нарушения герметичности покрышки очень велика. Наиболее вероятны утечки через некачественные цементные мосты ликвидированных структурных скважин. Возможны утечки и в затрубье разведочных скважин. Ремонтные работы в таких случаях очень сложны и малоэффективны.

В литературе описаны многолетние работы на газохранилище Хэршер под Чикаго (Ширковский, 1960). В газохранилище были намерены закачать более 5 млрд. $м^3$ газа. Геологические условия позволяют это сделать. В качестве объекта закачки избрали песчаник с хорошими коллекторскими свойствами: пористость 25%, проницаемость 2—4 дарси. 30-метровый песчаник перекрыт почти 40-метровой толщей сланцеватой глины.

При опытной закачке газ появился на поверхности, хотя пласт-коллектор — песчаник Гэлсвилл — залегает на глубине 530 *м*. Сначала мелкие артезианские скважины в г. Хэршер, а затем 32 заброшенные скважины в сельской местности начали фонтанировать газом с глубины 30 *м*. Ремонтные работы велись весьма энергично в течение 5 лет, однако в 1958 г. в газохранилище удалось закачать лишь 875 млн. $м^3$ газа, причем газ распределился в три этажа в пластах, расположенных друг над другом. Газ расположился помимо песчаника Гэлсвилл еще в двух пластах-коллекторах, согласно залегающих над Гэлсвиллом,— в песчанике Галена на глубине 60 *м* и в песках, расположенных над Галеном. Была создана система улавливания мигрирующего газа.

Ежегодно из песчаника, расположенного выше Галена, отбирается и возвращается в Гэлсвилл около 40 млн. $м^3$ газа, а из самого Галена — более 100 млн. $м^3$.

Помимо этого примерно 5 млн. $м^3$ газа теряется ежегодно безвозвратно.

Более успешными можно считать работы по созданию газохранилища Бэйн под Парижем. 30-метровый пласт-коллектор, залегающий

на глубине 300 м. песок с пористостью 30—35%, проницаемостью 2—8 дарси, перекрывается здесь 7-метровой пластичной непроницаемой глиной. Опытная закачка по окончании разбуривания структуры показала негерметичность покрышки. Однако удалось обнаружить место утечки — через одну из скважин — и ликвидировать его (Нефтяная и газовая промышленность. № 1. 1965; Газовая промышленность. № 4, 1961).

Чрезвычайно интересен опыт создания Рязанского газохранилища. В 1957—1959 гг. под Рязанью была разведана крупная антиклинальная зона, состоящая из нескольких поднятий — Рязанского, Бучальского и Софьинского.

Удобным объектом для закачки представлялась угленосная свита карбона, сложенная кварцевым песком мощностью от 11 до 95 м. Глубина залегания горизонта 130—190 м. Пески насыщены пресной водой. Пластовое давление 11,5 *атм*. Пористость песков 30%, проницаемость от 2 до 7 дарси. Амплитуда Рязанского поднятия — 40 м. Площадь — 16 км². Общая емкость хранилища — 350—500 млн. м³ при давлении 12 *атм* и коэффициенте вытеснения 0,5—0,7. Песчаный пласт-коллектор в пределах структуры перекрывается глинами мощностью от 5 до 20 м и толщей известняков.

С самого начала работ высказывались сомнения в возможности создания газохранилища на столь незначительной глубине. И все же газохранилище было создано.

Метод газовозбуждения еще до опытной закачки газа позволил обнаружить негерметичность покрышки. Изоляционные работы не дали результата. Утечки происходили через две разведочные скважины по затрубью.

Закачку газа начали, рассчитывая на герметичность резервных покрышек: верейских глин (мощностью 25—30 м), юрских и меловых глин (мощностью от 10 до 30 м). За два сезона опытной эксплуатации в газохранилище было закачено около 120 млн. м³ газа и отобрано 40 млн. м³. Это позволило частично исключить неравномерность потребления газа Рязанью, несколько разгрузило газопровод и улучшило газоснабжение Москвы. То есть, газохранилище уже выполняло практически задачу, поставленную при его создании.

Весной 1964 г. при разливе р. Павловки обнаружились утечки газа на поверхность. Место утечки удалось обнаружить. Изоляционные работы позволили прекратить утечку газа на поверхность. Однако исследования показали, что газ расположился в три этажа.

Помимо объекта закачки газа — песков угленосной свиты — газоносными оказались тульские пески и даже окско-серпуховские водоносные известняки.

Эксплуатация газохранилища была прекращена: в 1964 г. закачка газа не производилась, зимой 1964/65 гг. газ не отбирался. В Рязани начались затруднения с газом в зимний период, газопровод оказался перегруженным.

В настоящее время решается вопрос о пуске в опытную эксплуатацию газохранилища. Можно надеяться, что экономические соображения заставят решить этот вопрос положительно.

Утечек же газа в вышележащие пласты-коллекторы, по нашему мнению, не следует излишне опасаться по следующим соображениям.

Во-первых, коллекторские свойства вышележащих горизонтов значительно хуже, чем у объекта закачки,— и тульские, и, тем более, окско-серпуховские известняки имеют намного меньшую пористость и проницаемость, чем пески угленосной свиты. А это значит, что в вышележащие горизонты уйдет количество газа соответственно коллекторским свойствам пластов, то есть в десятки раз меньшее, чем останется в объекте закачки.

Условие это частное для данного газохранилища. Однако при выборе объекта закачки всегда предпочитается в разрезе пласт с наилучшими коллекторскими свойствами. В дальнейшем же при ведении разведочных работ под газохранилище следует производить исследование всех вышележащих горизонтов с точки зрения не только возможности использования их как покрышки газохранилища, но и возможности аккумуляции ими газа в случае утечек его из основного

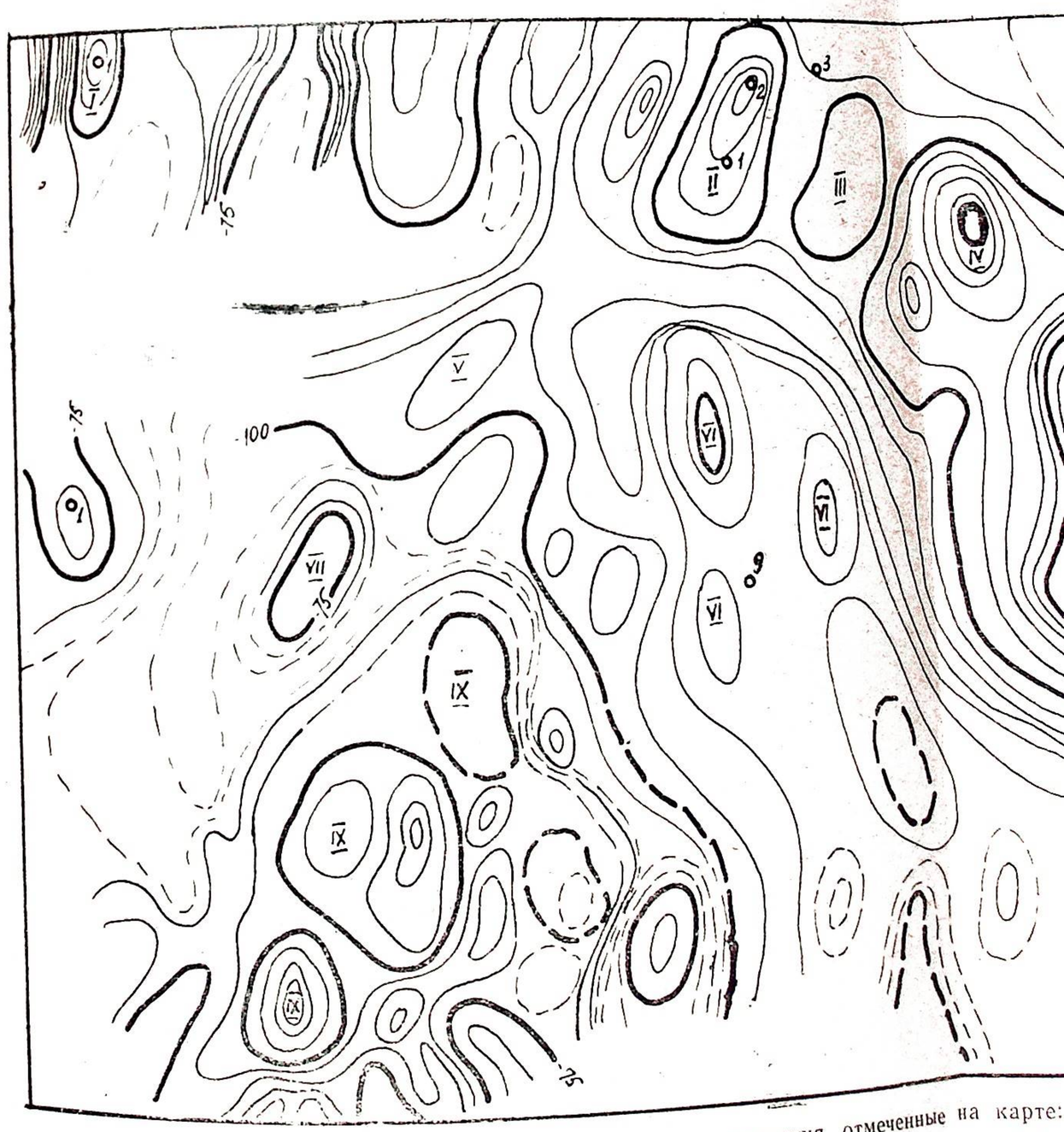


Рис. 1. Структурные поднятия, отмеченные на карте: *I* — Янга-Аульское; *II* — Красновское; *III* — Иясское; *IV* — Белкинское; *V* — Эстачинское; *VI* — *VIII* — Ковали-Чучинское; *IX* — Тарлашско-Столбищенское; *X* — Янчик

Наиболее же рац[illegible], объединяющий оба первых: растворять мигрирующий газ в жидких углеводородах, а периодически — при образовании газовой шапки от перенасыщения газом жидкости — откачивать газ и направлять его вновь в объект закачки.

на глубине 300 *м*, песок с пористостью 30—35%, проницаемостью 2—8 дарси, перекрывается здесь 7-метровой пластичной непроницаемой глиной. Опытная закачка по окончании разбуривания структуры показала негерметичность покрышки. Однако удалось обнаружить место утечки — через одну из скважин — и ликвидировать его (Нефтяная и газовая промышленность, № 1, 1965; Газовая промышленность,

Ч
В 195
ная зо
ского
У
карбо
бина з
Пласт
от 2 д
16 *км*
12 *атм*
в пред
и толщ
С
создан
газохр
М
обнару
резуль
затруб
За
покры
глин (
в газо
40 мл
требле
газосн
тическ
Ве
на пов
работь
исслед
По
носны
ные из
Эк
газа н
начали
перегр
В
цию г
ния за
Уч
мнени
Ве
чительно хуже
окско-серпуховские известняки
проницаемость, чем пески угленосной свиты. А это значит, что в выше-
лежащие горизонты уйдет количество газа соответственно коллектор-
ским свойствам пластов, то есть в десятки раз меньшее, чем останется
в объекте закачки.

Условие это частное для данного газохранилища. Однако при выборе объекта закачки всегда предпочитается в разрезе пласт с наилучшими коллекторскими свойствами. В дальнейшем же при ведении разведочных работ под газохранилище следует производить исследование всех вышележащих горизонтов с точки зрения не только возможности использования их как покрышки газохранилища, но и возможности аккумуляции ими газа в случае утечек его из основного объекта газохранилища.

Далее интересно рассмотреть, как ведет себя газ, ушедший в вышележащие горизонты при работе газохранилища.

При закачке первых же 100 млн. $м^3$ газа в Рязанское газохранилище пластовое давление в угленосной свите выросло с 11,5 до 21—22 *атм*, а давление в тульском горизонте с 5 до 7 *атм*. В процессе отбора газа при опытной эксплуатации давление в угленосных песках падало пропорционально объему отобранного газа и снизилось до 17 *атм*. При этом скважины, пробуренные на угленосную свиту, очень чутко реагировали на каждый этап цикла опытной эксплуатации: при начале закачки начинался рост давления, при остановке продолжался некоторый рост (период стабилизации давления), а затем давление устанавливалось на определенном уровне, при отборе наблюдалось резкое падение давления.

Совершенно иная картина отмечалась в тульском горизонте, который очень слабо реагирует на отбор газа из угленосной свиты. В скважинах, пробуренных на тульский горизонт, при закачке рост давления начался значительно позже, чем в скважинах угленосной свиты, при прекращении закачки газа в угленосную свиту давление постепенно установилось на определенном уровне. Но вот при отборе газа из угленосных песков давление почти не падает.

Это позволяет сделать вывод, что газовый пузырь, образовавшийся в тульском горизонте из-за утечек в угленосной свите, играет роль газового компенсатора. Можно предположить, что благодаря ему уменьшится объем буферного (неизвлекаемого) газа в угленосной свите.

Таким образом, можно сказать, что перетока газа в вышележащие горизонты при создании газохранилища избежать трудно, но, предусмотрев ряд мер, его можно сделать незначительным.

Кроме того, газ, мигрировавший по вертикали, будет играть определенную положительную роль при эксплуатации газохранилища. Однако ни в коем случае нельзя допустить прорыва газа на поверхность.

Представляется возможным при образовании многопластовой газовой залежи в процессе закачки газа в газохранилище задержать газ в вышележащих горизонтах.

Для этого в вышележащий горизонт предлагается закачивать жидкие углеводороды — нефть либо сжиженный газ. При определенных условиях (пластовое давление, объем закаченной жидкости и свойства ее, объем мигрирующего газа и растворимость его в жидкости и др.) газ будет полностью растворяться в жидкости. Жидкость же из-за своей меньшей подвижности не сможет прорваться на поверхность.

Возможно также избрать путь, которым пошли строители газохранилища Хэршер: создать систему улавливания мигрирующего газа и закачивать его вновь в газохранилище.

Наиболее же рациональным представляется третий вариант, объединяющий оба первых: растворять мигрирующий газ в жидких углеводородах, а периодически — при образовании газовой шапки от перенасыщения газом жидкости — откачивать газ и направлять его вновь в объект закачки.

Исходя из анализа разведки, строительства и эксплуатации газохранилища, можно предложить следующую методику выбора объекта для создания подземного хранилища газа в районе Казани.

Экономические соображения ограничивают район изысканий (Ерофеев, 1962). Газохранилище желательно создать в конце газопровода Миннибаево — Казань, в непосредственной близости от главного потребителя — г. Казани, на небольшой глубине. Наиболее удобным является район юго-восточнее Казани, ограниченный с севера газопроводом Миннибаево — Казань, с запада и юга — излучиной Волги с востока — р. Меша. Следует иметь в виду, что в этом районе сосредоточен значительный объем структурного бурения треста «Татнефтегазразведка».

Уже предварительная разведка выявила здесь наличие большого количества замкнутых структур в нижнепермских отложениях. Есть основания предполагать соответствие структурного плана каменноугольных отложений со структурным планом нижнепермских. Это намечается проверить бурением нескольких скважин глубиной 500—600 *м* (рис. 1).

Идеальным случаем было бы открытие малодебитного нефтяного, а еще лучше газового месторождения в карбоне на одной из этих площадей, например на Тарлашской площади.

В ином случае из значительного количества структур, разведуемых сейчас в данном районе, следует выбрать для дальнейших исследований замкнутую структуру площадью от десятка до нескольких десятков квадратных километров, с достаточной амплитудой — более 15—20 *м*, с соответствием структурных планов пермских и каменноугольных отложений.

На выбранной структуре необходимо провести комплекс исследований вскрываемого разреза с целью изучения коллекторских свойств. Это позволит выбрать объект закачки.

Заранее можно сказать, что представляют интерес верейский горизонт (глубина залегания≈700 *м*) с его чередованием глин и песчаников, а также трещиноватые и местами пористые известняки и доломиты среднего и верхнего карбона.

Параллельно с этим надо будет выяснить, какие горизонты могут служить основной, резервной и промежуточными покрышками и какие смогут аккумулировать газ, мигрирующий вертикально из основного объекта закачки.

По-прежнему интересной с точки зрения подземного газохранения остается Янчиковская структура. Работы по ее исследованию надо считать первоочередными.

ЛИТЕРАТУРА

Борисов С. Д. Подземное хранение газа. Гостоптехиздат, 1962.

Борисов С. Д., Семенов В. Е. Подземное хранилище газа в тресте «Куйбышевгаз». Газовая промышленность, № 11, 1958.

Ерофеев Н. С. Проблема подземного хранения газа в СССР. Газовая промышленность, № 6, 1961.

Ерофеев Н. С., Афанасенков И. И., Лоджевский И. Г. Состояние подземного хранения газа в СССР. Тематич. науч.-техн. сб.: «Подземное хранение газа», ГосИНТИ, 1962.

Подземное хранение газа в США и Канаде. Нефтяная и газовая промышленность, № 1, Киев, 1965.

Разведка подземных хранилищ газа в СССР, под ред. Ерофеева Н. С. Труды СГПК, Главгаз СССР, вып. 3. Гостоптехиздат, 1962.

Развитие подземного хранения газа в Западной Европе. Газовая промышленность, № 4, 1961.

Сидоренко М. В., Халашин В. И. Подземное хранение газа для Москвы. Газовая промышленность, № 3, 1965.

Стражгородский С. М. Исследование водоносного пласта-хранилища методом газовозбуждения. Тематич. научн.-техн. сб.: «Подземное хранение газа». ГОСИНТИ, 1962.

Ширковский А. И. Подземное хранение газа. Гостоптехиздат, 1960.

Хейн А. Л. Основные принципы комбинированной геологогидродинамической разведки водоносных ловушек под подземные хранилища газа. Сб.: «Развитие газовой промышленности СССР». Гостоптехиздат, 1960.

Хитров Е. В. Подземное хранение газа на Башкатовской площади. Гостоптехиздат, 1960.

ТРУДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА
(г. Казань)

№ 14 1966

В. А. Лобов, В. И. Кучеренко

ОБОСНОВАНИЕ РАСЧЕТА ОБЪЕМА ГАЗОХРАНИЛИЩА В РАЙОНЕ г. КАЗАНИ

Потребление газа городом Казанью и казанским промышленным районом растет непрерывно. Особенно значителен рост в последние 5 лет: с 1960 по 1964 г. потребление газа выросло почти в 2,2 раза. К 1970 г. оно возрастет еще на 50%, и все же в зимние месяцы Казань испытывает значительные трудности в обеспечении газом. Несмотря на то, что промышленность города зимой переводится на жесткий лимит и получает газа во много раз меньше, чем летом (при этом некоторые промышленные предприятия переводятся на другие виды топлива — нефть, уголь), магистральный газопровод бывает перегружен, все службы его работают с предельным напряжением. Отсутствие резервов в зимний период иногда приводит к перебоям в газоснабжении.

Только создание системы подземного хранения газа в состоянии разрешить все трудности в газоснабжении современного крупного города и промышленного центра.

Это доказывается опытом и зарубежным, и отечественным. Крупнейшие в нашей стране Щелковское и Калужское газохранилища, функционирующие под Москвой, обеспечивают бесперебойное и ритмичное газоснабжение Москвы.

Щелоковское подземное хранилище газа (с объемом свыше 1 млрд. $м^3$ газа) в зимнем сезоне 1964/65 гг. давало в дни наибольшей напряженности в газоснабжении столицы до 12 млн. $м^3$, Калужское (с объемом свыше 650 млн. $м^3$ газа) — по 4—5 млн. $м^3$ ежесуточно. Таким образом, из газохранилищ поступало по 15—17 млн. $м^3$ газа, что составляет значительную долю всего суточного потребления.

При рассмотрении помесячных графиков снабжения газом г. Казани за последние три года (см. рис. 1, 2, 3) выясняется следующее.

При общем ежегодном росте газоснабжения населения и коммунально-бытовых предприятий характер сезонной неравномерности потребления газа остается прежним: в летние месяцы потребление падает, в зимние — возрастает.

У населения потребление газа возрастает не более чем вдвое, у коммунально-бытового сектора — в 8—10 раз. Принято считать, что газопотребление промышленности намного меньше подвержено сезонным колебаниям, чем потребление газа населением и коммунально-бытовыми предприятиями.

Для Казани же эти колебания очень велики и, главное, необычны. Потребление газа летом в 7—10 раз превосходит потребление в зимние месяцы. Это влияет на все газоснабжение Казани.

Происходит это потому, что промышленность города уже в настоящее время может потреблять до 50—60 млн. $м^3$ газа ежемесячно. Зимой потребность промышленности в газе удовлетворяется только частично,

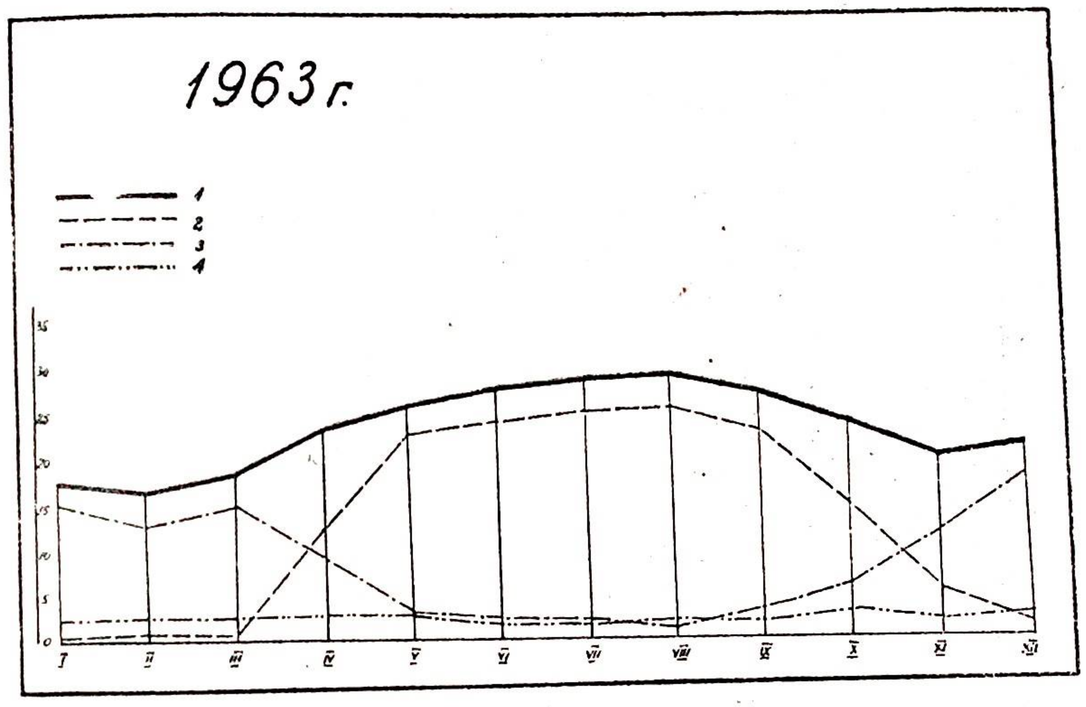


Рис 1

Рис. 1. График помесячного расхода газа Казанью за 1963 г.

Условные обозначения: *1* — общий расход газа по городу; *2* — потребление газа промышленностью; *3* — потребление газа коммунально-бытовыми предприятиями; *4* — потребление газа населением.

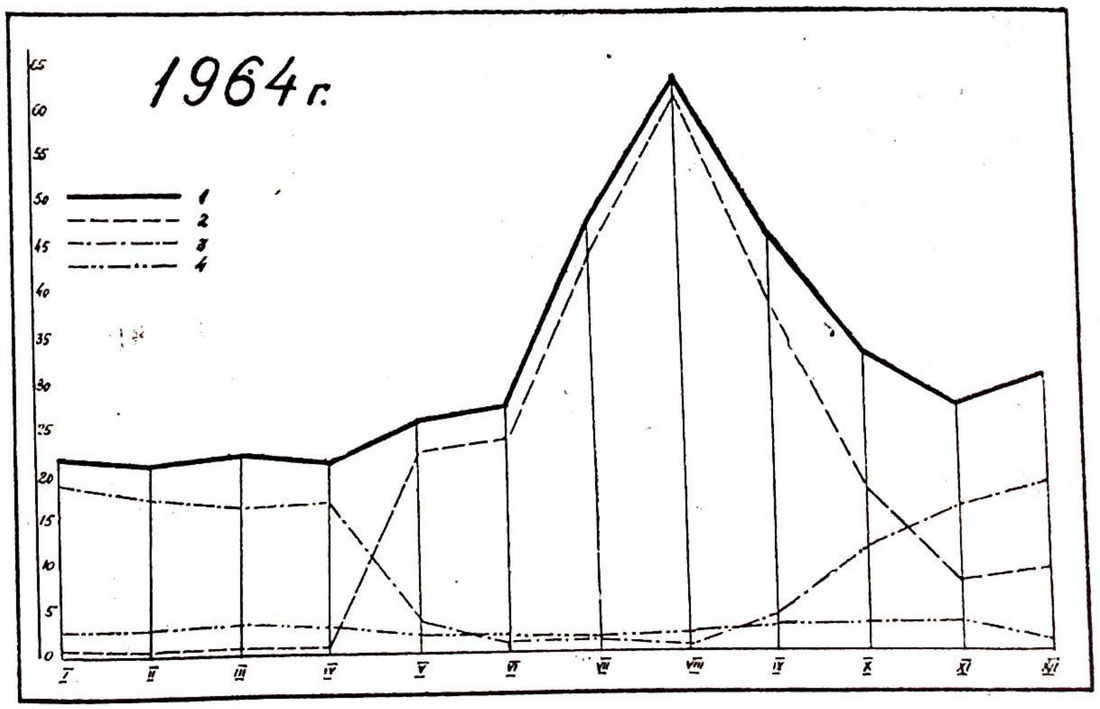


Рис. 2

Рис. 2. График помесячного расхода газа Казанью за 1964 г. Обозначения те же, что и на рис. 1.

летом же промышленность сжигает все избытки магистрального газопровода.

В 1964 г., например, из общего расхода газа по городу в 517,6 млн. $м^3$ на долю промышленности пришлось около 350 млн. $м^3$, причем зимой сожжено не более 40 млн. $м^3$.

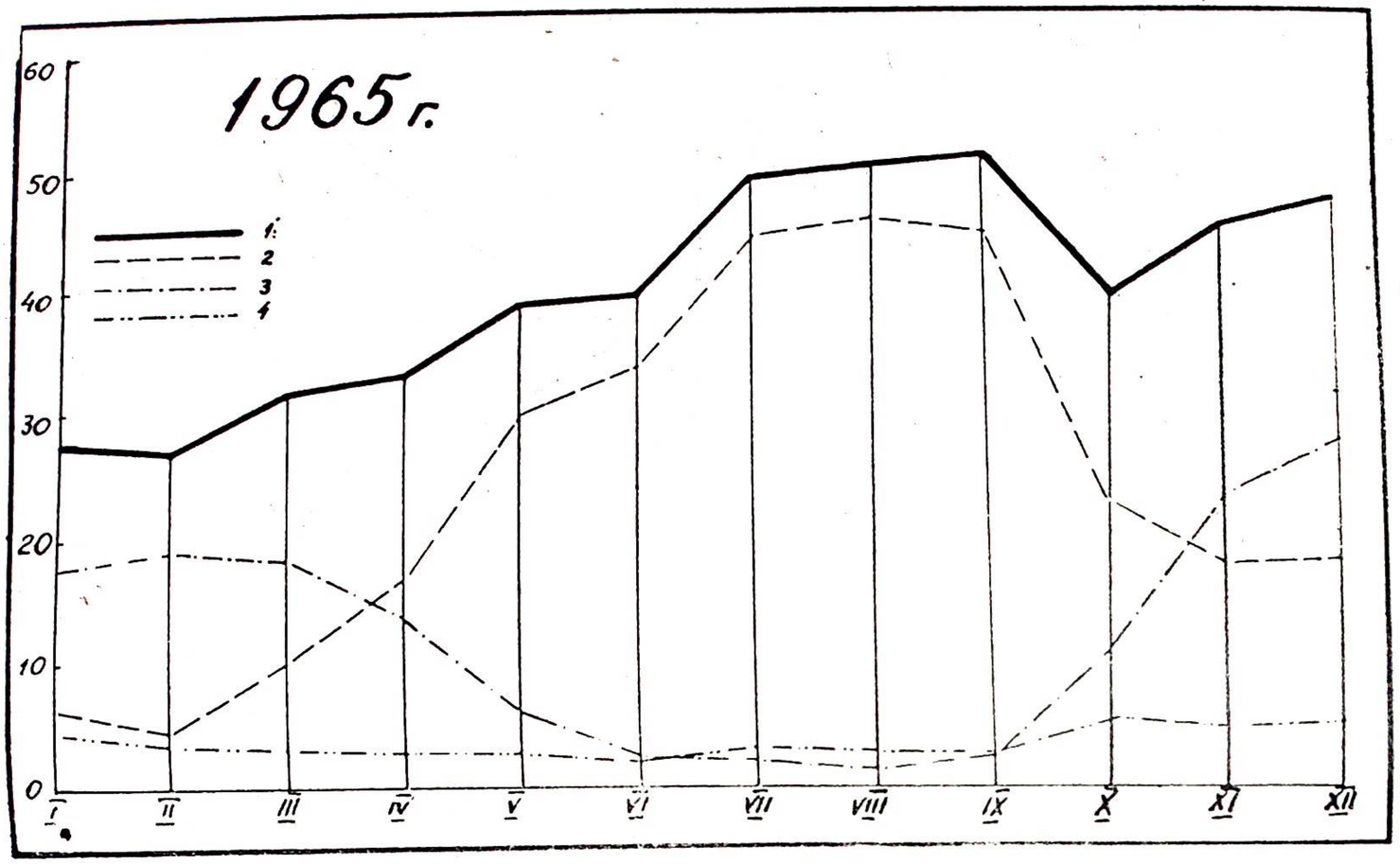


Рис. 3. График помесячного расхода газа Казанью за 1965 г. Обозначения те же, что и на рис. 1.

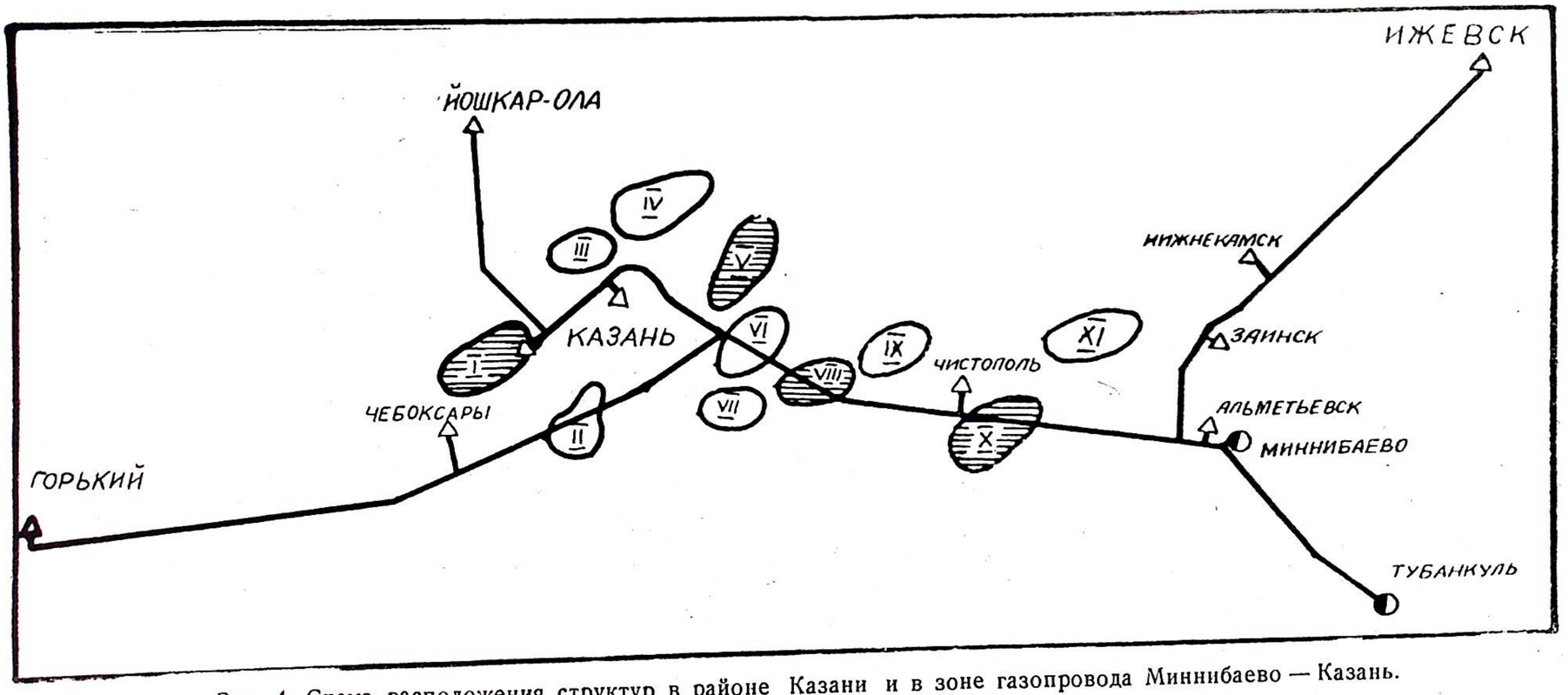


Рис. 4. Схема расположения структур в районе Казани и в зоне газопровода Миннибаево — Казань.
Структурные поднятия, обозначенные на схеме:
— Верхне-Услонское; *II* — Тарлашское; *III* — Янги-Аульское; *IV* — Казакларское; *V* — Красновское; *VI* — Ковыли-Чучинское; *VII* — Масловское; *VIII* — Янчиковское; *IX* — Рыбно-Слободское; *X* — Чистопольское; *XI* — Кирменское.

Ясно, что имеет смысл в течение 2—3 лет не отдавать промышленности в летнее время избытков газа магистрального газопровода, а зарезервировать их, закачав в подземное газохранилище. Впоследствии же этот газ можно будет использовать на любые нужды (промышленности, населения, коммунально-бытовых предприятий) в моменты наибольшей необходимости.

Для выбора объекта закачки газа нужно хотя бы приблизительно знать величину объема будущего газохранилища. Как видим, промышленность Казани нуждается ежемесячно в 50—60 млн. $м^3$. Для того, чтобы в зимние месяцы газохранилище могло обеспечить работу промышленности, оно должно иметь объем $60 \times 6 = 350$ млн. $м^3$. Следовательно, нужно искать резервуар, способный вмещать и отдавать в сезон 350—500 млн. $м^3$. Полный объем такого газохранилища должен быть порядка 700—1000 млн. $м^3$ газа.

Если произвести расчет по методике В. К. Торжевского (так, вероятно, и производился расчет ВНИИгазом в 1953 г., когда была названа цифра в 50—100 млн. $м^3$ полезного объема газа) для 1970 года, то необходимый полезный объем составит всего 72,5 млн. $м^3$ газа.

По расчетам А. И. Ширковского полезный объем подземного газа на 1965 г. должен был составлять 202 млн. $м^3$ газа.

Как видим, по нашим соображениям, полезный объем газохранилища должен быть значительно большим.

Возможности для создания такого газохранилища имеются. Выше уже говорилось, что в 1964 г. можно было зарезервировать до 300 млн. $м^3$ газа. С ростом газоснабжения Казани такие возможности увеличатся. Если же учесть, что для создания газохранилища требуется обычно несколько циклов (т. е. лет), то можно осуществить строительство газохранилища без большого напряжения в газоснабжении промышленности города. Ускорить создание газохранилища можно будет, вероятно, и за счет некоторого ограничения снабжения газом в летнее время Заинской ГРЭС.

Вероятность использования в качестве объекта для создания подземного газохранилища естественной залежи газа (азотного) позволяет предполагать, что при создании хранилища удастся обойтись закачкой только необходимого полезного (отбираемого) объема — по нашим расчетам 350—500 млн. $м^3$.

ВЫВОДЫ

Необходимость скорейшего создания газохранилища в районе г. Казани несомненна.

Полезный (отбираемый) объем газа, рассчитанный на основании потребности г. Казани, должен быть порядка 350—500 млн. $м^3$.

Хотя полный объем газохранилища должен составлять порядка 700—1000 млн. $м^3$ газа, имеется возможность примерно вдвое сократить первоначальный расход газа. Для этого желательно использовать одну из залежей азотного газа, расположенных вблизи газопровода Миннибаево — Казань, в качестве буферного объема газохранилища.

ТРУДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА
(г. Казань)
№ 14 1966

А. Г. Салихов

МЕТОДИКА ПОИСКОВ ЛОКАЛЬНЫХ КАМЕННОУГОЛЬНЫХ И НИЖНЕПЕРМСКИХ СТРУКТУР ПО ДАННЫМ ВЫСОКОТОЧНОЙ ГРАВИРАЗВЕДКИ

В восточных районах Русской платформы нефтяные залежи, как известно, сосредоточены обычно в антиклинальных структурах, амплитуда которых редко превышает 50—60 *м*. Поиски таких пологих поднятий даже детальной сейсморазведкой во многих случаях оказываются геологически малоэффективными и дорогими.

При условии успешного решения ряда методических вопросов высокоточная гравиразведка может обеспечить поиски пологих структур с большей геологической эффективностью и с меньшими затратами средств.

Оценкой возможностей гравиразведки при поисках локальных структур платформенного типа, а также разработкой методики прямых поисков нефти и газа по материалам высокоточных гравиметрических исследований занимались геофизики различных научно-исследовательских и производственных организаций нашей страны. Наиболее интересные результаты под руководством В. В. Федынского были получены Л. Д. Немцовым (1961—1963 гг.). Отдельные вопросы рассматриваемой проблемы освещены в работах В. В. Федынского (1960—1964), И. М. Агульник (1965), Б. А. Андреева (1959—1962), И. А. Балабушевича (1963), В. П. Боронина (1959), К. Е. Веселова (1954), Л. Н. Еланского и др. (1960, 1964), Л. А. Жарковой (1963), А. И. Кринари, А. Г. Салихова (1956, 1959), П. И. Лукавченко (1956), В. А. Магницкого (1953), А. К. Маловичко (1960, 1962), С. А. Шихова, В. М. Новоселицкого, О. Л. Таруниной (1963), Г. И. Мартыновой (1962), Н. А. Миронова и др. (1963), Л. Я. Проводникова (1964), А. Г. Салихова и др. (1960, 1963, 1964), А. Н. Тихонова, Ю. Д. Буланже (1945), Э. Э. Фотиади (1958), С. А. Шихова (1965) и других.

Однако полученные результаты показывают, что рациональная методика поисков пологих структур по материалам гравиразведки не может еще считаться до конца разработанной. В связи с этим в течение последних лет по данной проблеме нами проводились теоретические исследования и практические работы на территории Куйбышевской области и Удмуртской АССР. Ниже кратко излагаются полученные результаты разработки методики поисков структур применительно к условиям глубокого залегания поверхности фундамента.

I. Плотность пород фундамента и осадочной толщи

Сведений по лабораторному определению физических свойств пород, слагающих фундамент и осадочную толщу района высокоточных гравиразведочных и магнитометрических работ (УАССР), в опубликованной литературе до последнего времени не имелось. В фондовой же

литературе недавно появились некоторые данные определения плотности пород осадочной толщи по кернам скважин № 1 и 16 Киенгопской площади (Миронов и др., 1963).

Материалы, характеризующие физические свойства пород исследованного района, имелись в небольшом объеме. Поэтому нами в 1964 г. для лабораторных анализов отбирались образцы горных пород из ряда глубоких скважин.

Определение плотности пород выполнено по 387 образцам на основе общеизвестной методики. Конечные результаты представлены в сводном геологическом разрезе (рис. 1).

Учитывая литологическую, а следовательно, и плотностную однородность в строении осадочной толщи, для целей интерпретации изучаемый разрез разделяется нами на восемь комплексов. Выявленные в ней границы раздела и избыточная (дефицит) плотность пород с учетом их водонасыщенности показаны в сводном разрезе (см. рис. 1).

Эффективность получаемых результатов геологической интерпретации высокоточной гравиметрии зависит от степени учета плотности возмущающих объектов. Поэтому рассматриваемая методика поисков структур карбона и перми, прежде всего, основывается на данных распределения плотности пород в разрезе осадочной толщи.

II. Факторы, обусловливающие наблюденное поле

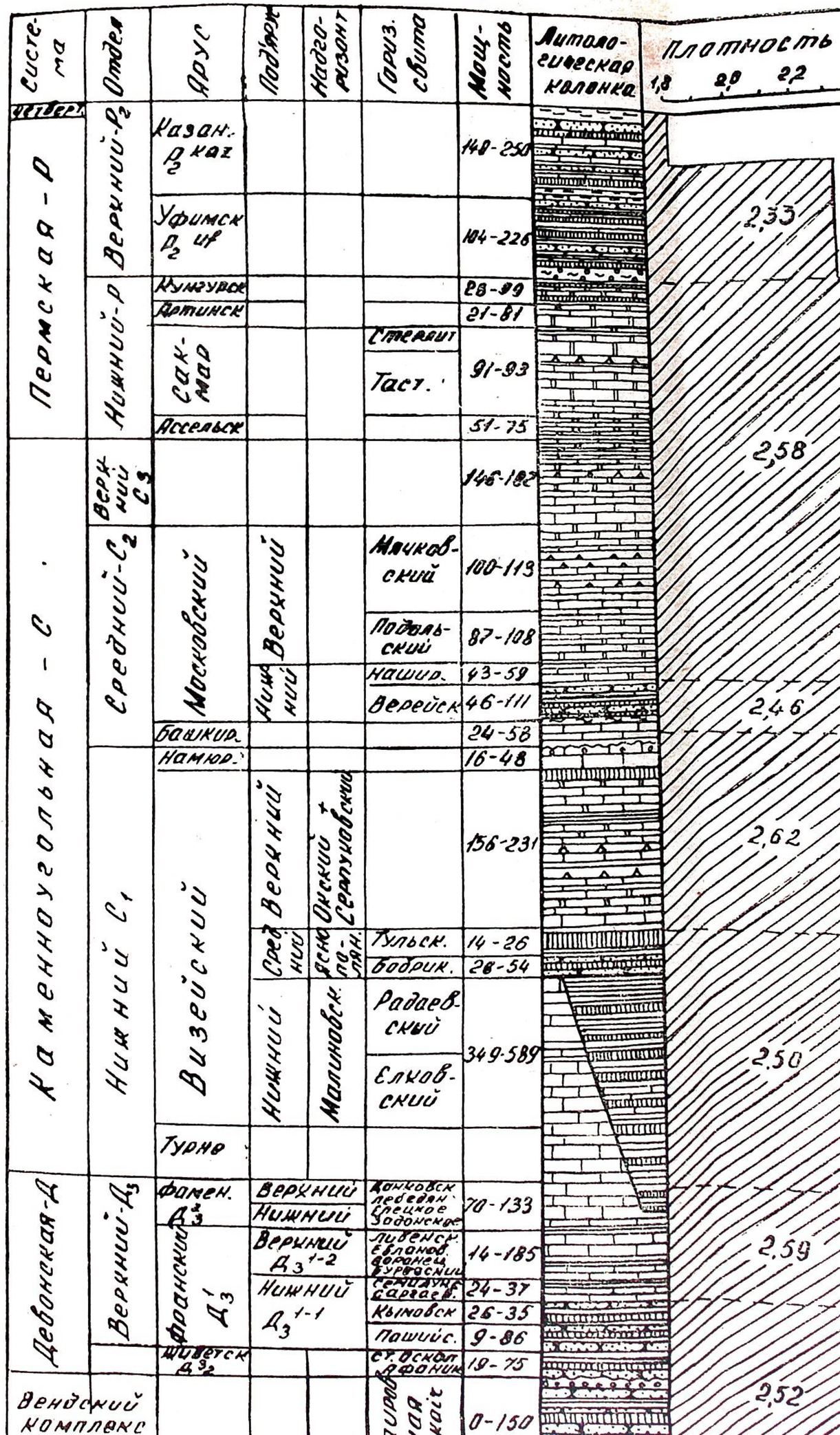
В условиях геологического строения рассматриваемого района суммарные аномалии гравитационного поля обусловлены главным образом следующими факторами: 1) неоднородностью петрографического состава пород фундамента — его блоковым строением; 2) рельефом поверхности кристаллического фундамента; 3) неоднородностью строения осадочной толщи; 4) неоднородностью нефтегазовой залежи (наличие воды либо нефти и газа в пласте и др.).

Интенсивность и размеры аномалий, обусловленных неоднородностью — блоковым строением фундамента, обычно в 10—30 раз больше аномалий всех других факторов, вместе взятых. Поэтому аномальное поле этого фактора легко отличить от других составляющих поля.

Рельеф поверхности кристаллического фундамента в рассматриваемом регионе создает региональную и локальную составляющие наблюденного поля. Региональная составляющая возникает за счет пологого опускания рассматриваемой поверхности в Осинский прогиб. Она по интенсивности во много раз меньше (по размерам сравнима или больше) аномалий первого фактора. Региональная часть обычно фиксируется в виде некоторого пологого фона. Локальная же составляющая поля, обусловленная локальными структурами фундамента при тех отметках его поверхности, которые характерны для исследованной части территории Удмуртии (—4500, —5800 *м*), на суммарные аномалии не оказывает заметного влияния.

Неоднородность строений осадочной толщи также обусловливает региональную и локальную составляющие аномального поля. Изменение мощности отдельных комплексов пород в регионе обусловливает изменение интенсивности аномального фона. Расчеты показывают, что в районах распространения нижнего терригенного комплекса, на границе перехода от карбонатных к терригенным образованиям, аномальное поле может уменьшиться до 1,5—2,0 *мгл*.

Эффект структур с параметрами 4×4 *км* и амплитудой 50 *м* в суммарном локальном поле исследованного региона может быть зафиксирован высокоточными наблюдениями, если эти структуры размещены в толщах, залегающих выше карбонатного комплекса нижнебавлинских отложений.



Как показывают расчеты по моделированию, в случае соответствия структурного плана по всем границам раздела плотностей и при принятых параметрах структур их суммарный эффект в районе развития сарайлинских образований будет характеризоваться интенсивностью +0,455 *мгл*, а в районах их отсутствия +0,536 *мгл*. При этом наибольшее влияние на аномальное поле будет оказано кровлей верхнего галогенно-карбонатного комплекса, затем кровлей среднего и нижнего терригенных комплексов.

В районах же отсутствия среднего терригенного комплекса разность плотностей пород на границе $ГКК_2 — КК_1$ будет характеризоваться незначительной величиной. В случае полного выклинивания сарайлинских, бобриковских и тульских образований из разреза, структурный эффект мощной однородной толщи верхнего, среднего и нижнего карбона по плотности не будет отличаться от нижнепермских образований. В этих условиях геологического строения в суммарном локальном поле превалирующее значение будет иметь влияние нижнепермских структур.

Положительные структурные формы среднего и нижнего терригенного комплексов, одновременно с уменьшением общей интенсивности суммарного поля, создадут на фоне суммарного максимума некоторый локальный минимум над сводами структур.

Неоднородность строения нефтегазовой залежи как результат заполнения пор в породах нефтью или газом вместо воды в суммарном аномальном поле создает локальный минимум на участках положительного структурного эффекта над залежью. Размеры минимума во всех случаях должны быть меньше размеров структурного влияния.

При среднем значении плотности нефти 0,86 *г/см*³, газа — 0,61 *г/см*³, воды — 1,11 *г/см*³, пористости 20% и мощности продуктивной толщи 25 *м* эффективная разность плотности для границы раздела вода-нефть соответствует —0,07 *г/см*³, а для границы вода-газ —0,10 *г/см*³. В этом случае суммарный эффект нефтяной залежи нижнего карбона и нижней перми составит —0,08 *мгл*, а газовой залежи —0,10 *мгл*.

Неоднородность строения залежи в некоторых случаях может быть обусловлена за счет изменения плотности пород в пределах отдельных структур. Однако для оценки гравитационного эффекта за счет локального изменения плотности по всему разрезу достаточных данных еще не имеется.

III. Интерпретационные палетки, определение нулевого уровня аномалий и вычисление элементов залегания гравитирующих масс

Формула вычисления притяжения модели, близкой к форме структурных поднятий осадочной толщи и фундамента, приведена в работе Л. А. Жарковой (1963).

Для различных параметров модели структур на электронно-счетной машине вычислены значения силы тяжести. Модулированные значения последних нанесены на билогарифмическую сетку как функция отношения точек абсциссы к глубине залегания верхней кромки модели.

Интерпретационные палетки представлены на рис. 2, 3. Серия таких палеток применяется для количественной интерпретации аномалий. Интерпретируемая кривая аномалий гравитационного поля строится на билогарифмической сетке. По оси ординат откладываются значения $\Delta g\,(x)$, соответствующие значениям абсциссы, для которых они вычислены.

Определение нулевого уровня основано на закономерности распределения притяжения модельных полей трехмерными телами. В том случае, когда значение Δg модели или наблюденные значения гравитационного притяжения нанесены на билогарифмический бланк в виде

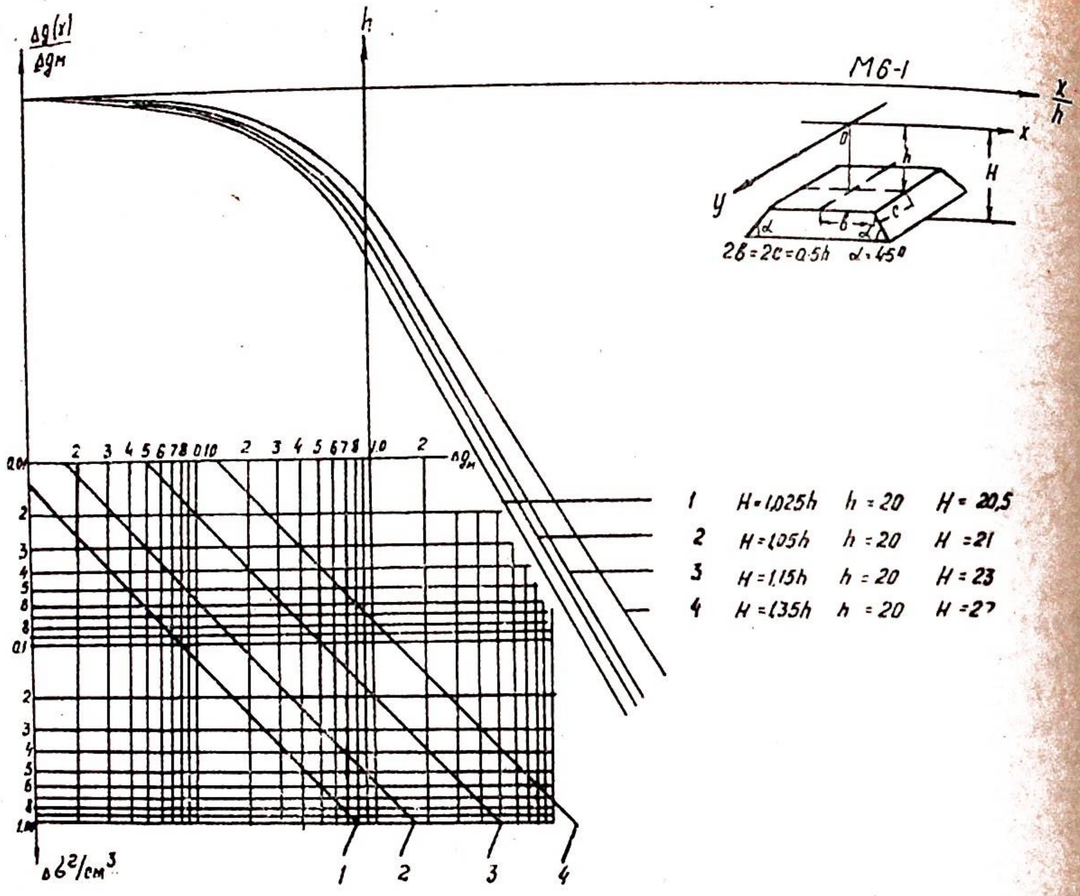


Рис. 2. Интерпретационная палетка модели структурных поднятий М6-1.

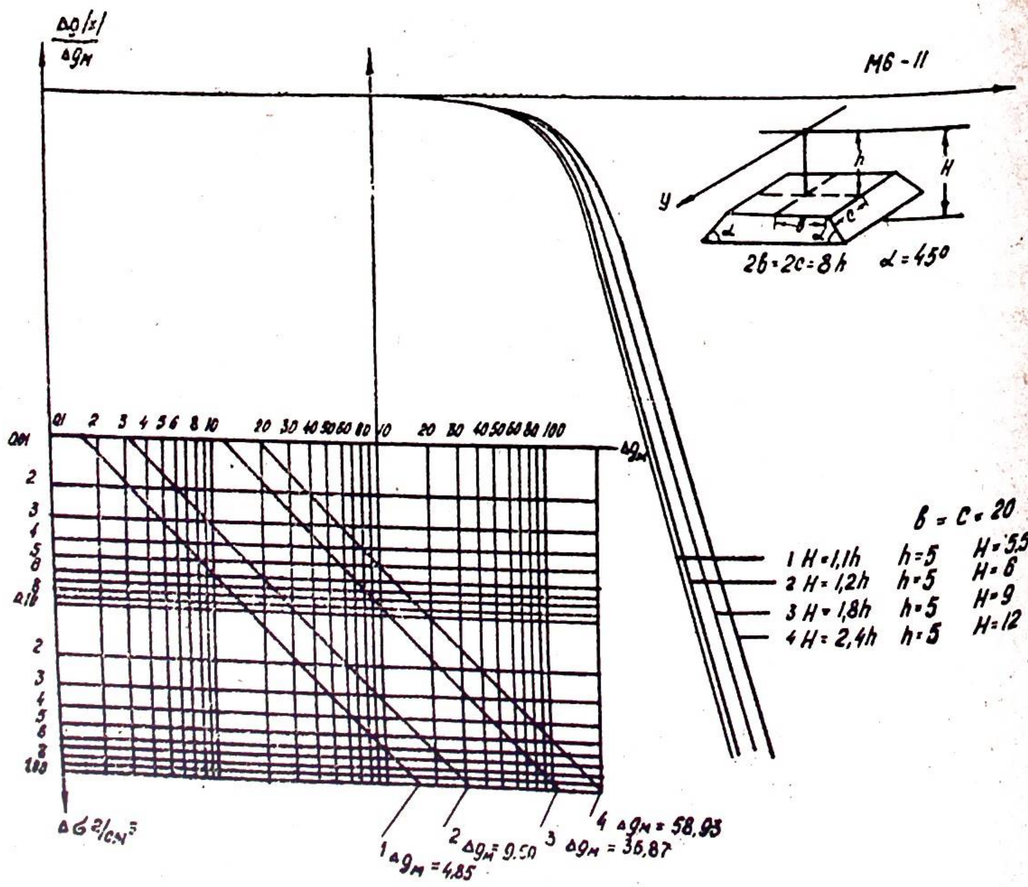


Рис. 3. Интерпретационная палетка модели структурных поднятий М6-11.

$\Delta g = f(x)$ или $\frac{\Delta g_{(x)}}{\Delta g_{(м)}} = f\left(\frac{x}{h}\right)$, при достаточно большом удалении от начала координат, формы кривых этих функциональных зависимостей имеют вид прямой линии. Следовательно, уровень аномалий должен быть выбран таким, чтобы при достаточном удалении от начала координат функциональная зависимость $\Delta g = f(x)$ имела бы форму прямой линии.

Практически нулевой уровень интерпретируемой аномалии нетрудно определить путем небольшого числа приближений. При этом уровень в первом приближении принимается условно. Если условно выбранный уровень не соответствует истинному нулевому уровню, нижний конец перестроенной кривой будет отличаться от прямой линии и будет иметь вид выпуклой либо вогнутой кривой. Первый случай будет соответствовать тому, что уровень выбран выше, а второй случай — уровень ниже нуля. Дальнейший подбор нулевого уровня проводится с учетом полученного вида кривой $\Delta g\ (x)$. При этом построения на бланке нужно делать, меняя ранее выбранный уровень до получения прямой линии на нижнем его конце. Иллюстрация изложенного приведена на рис. 4, 5. Максимальное значение Δg на кривых 2 и 3 отличается всего лишь на 0,02 *мгл*. При этом кривая 3 соответствует теоретическому значению распределения Δg с нулевым уровнем.

Выбранное таким путем значение нулевого уровня аномалий используется при количественной интерпретации. Для этого на билогарифмическом бланке строится функциональная зависимость $\Delta g = f(x)$ интерпретируемой кривой. Затем из альбома подбирается одна из палеток, которая имеет наилучшее совпадение с интерпретируемой аномалией.

По метке h палетки определяется глубина верхней кромки возмущающего объекта, а по номеру подобранной кривой — его нижняя кромка.

Избыточная плотность определяется по шкале плотности либо графически, либо аналитически. Для этого нужно найти число пропорциональности n между параметрами палетки и интерпретируемого тела.

Если h — глубина залегания верхней кромки модели, b — горизонтальная ее полумощность, h_n b_n — соответствующие элементы интерпретируемого тела, тогда

$$n = \frac{h}{h_n}. \qquad (1)$$

На палетках для каждой кривой надписано максимальное значение $\Delta g_м$. Очевидно, что отношение $\frac{\Delta g_м}{n} = \Delta g_n$ показывает максимальное значение силы тяжести (при $\Delta\sigma = 0{,}3$ *г/см*^{3}) кривой палетки, уменьшенной на число пропорциональности. Тогда искомая величина избыточной плотности определяется из следующего выражения:

$$\Delta\sigma = \frac{\Delta g_м \cdot 0{,}3}{\Delta g_n}, \qquad (2)$$

где $\Delta g_м$ — максимальное значение интерпретируемой аномалии.

Материалы профильных высокоточных гравиметрических наблюдений должны быть соответствующим образом подготовлены к интерпретации. Подготовительные операции заключаются в следующем:

1. По наблюденным значениям силы тяжести строится кривая аномалий с учетом поправок за рельеф местности. Если имеются структурные карты поверхностных отложений (например, верхнепермских), сведения о неогеновых долинах и о локальном изменении плотности промежуточного слоя, вводятся поправки, исключающие эти помехи.

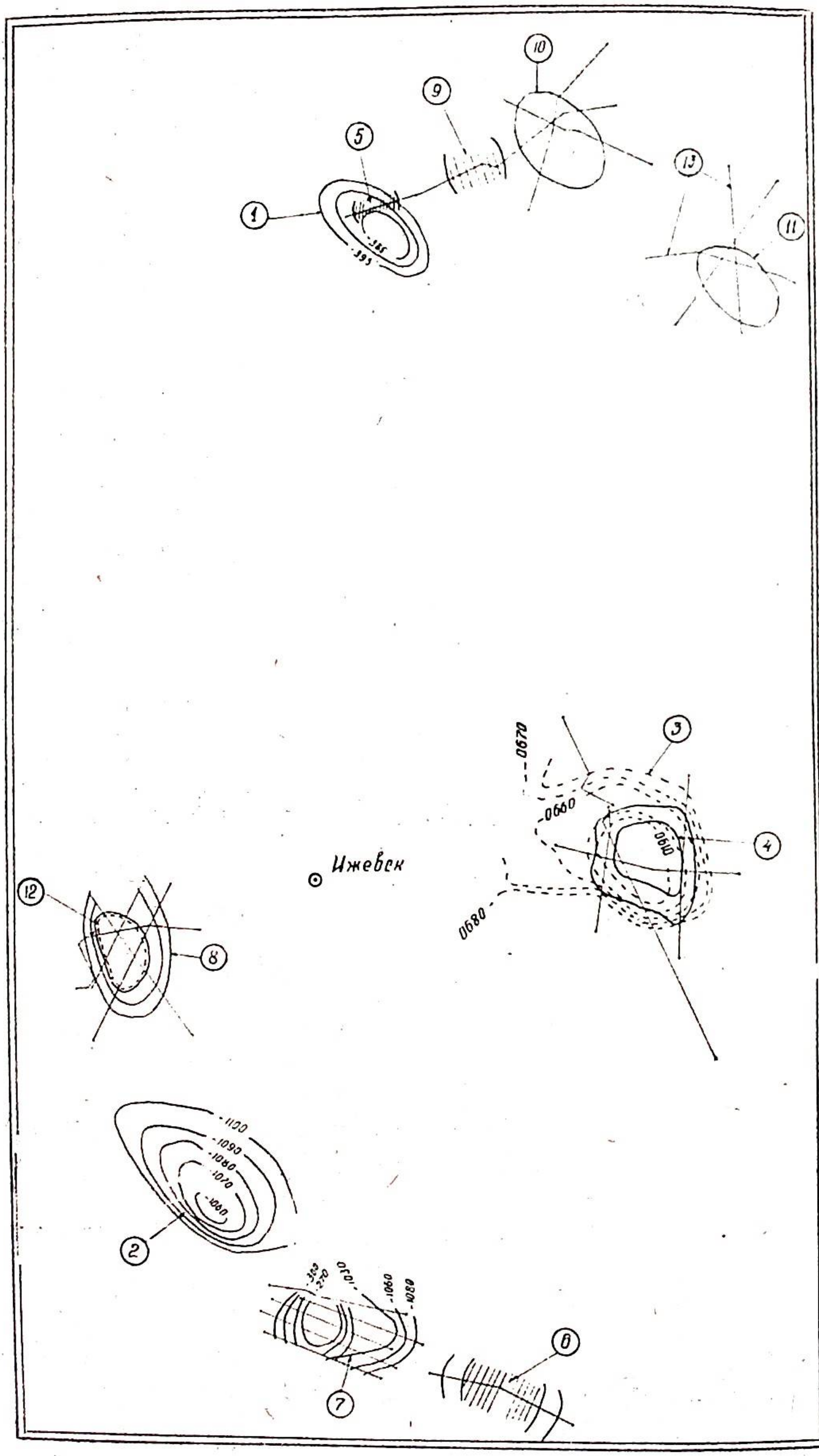


Рис. 6. Карта некоторых структурных поднятий центральных районов Удмуртской республики.

А — по данным бурения: *1* — Киенгопское поднятие (стратоизогипсы проведены по кровле стерлитамакского горизонта В. И. Харченко); *2* — Яганское поднятие (стратоизогипсы проведены по кровле яснополянского надгоризонта Н. Н. Сумкиной); *Б* — по данным сейсморазведки, подтвержденным последующим бурением; *3* — Гремихинское поднятие (изолинии Δt_0 I-III по материалам сейсмопартии проведены Е. Гушанской и С. И. Ляховой); *В* — по данным высокоточной гравиразведки; *4* — контур ранее известного Гремихинского поднятия; *5* — структурный перегиб ранее известного Киенгопского поднятия; *6* — Нарядовский структурный перегиб; *7* — Сундуковское поднятие; *8* — Богатыревское поднятие; *9* — Бакашурский структурный перегиб; *10* — контур Корякинского поднятия; *12* — предполагаемый контур нефтеносности Богатыревского поднятия; *13* — профили гравиметрических наблюдений.

Во внутреннем строении осадочной толщи предположительно установлено:

а — поднятия P_1 соответствуют структурному плану C_3, C_2, C_1, $Д_3^2$, включая и верейские отложения (Гремихинское, Киенгопское, Богатыревское поднятия); *б* — поднятия C_3 соответствуют структурному плану C_2, C_1, $Д_3^2$, а P_1 имеет меньшие размеры (Сундуковское); *в* — имеются поднятия P_1, а взаимоотношения нижнего структурного плана требуют уточнения (Нарядовское, Бакашурское, Корякинское, Быгинское).

линских отложений и структуры кристаллического фундамента находятся в пределах погрешности наблюдений, поэтому их в расчет не принимаем). В этом случае над структурным поднятием будет наблюдаться локальный максимум, осложненный в центральной части некоторым минимумом, обусловленным неоднородностью строения залежи и локальным изменением плотности пород осадочной толщи.

С целью выявления факторов, влияющих на локальные суммарные аномалии, выполнен расчет распределения суммарного полезного гравитационного эффекта структур для различных, теоретически возможных случаев планового их соотношения. Результаты расчетов для 14 вариантов планового их соотношения по границам различных комплексов пород представлены в табл. 1. Как видно из этой таблицы, суммарное гравитационное влияние структур, размещенных на границе разделов отдельных комплексов пород, характеризуется положительными значениями, за исключением варианта № 10. Последний, вероятно, представляет весьма редкое исключение в геологическом строении исследованной территории. Исходя из тектонического строения района, трудно допустить соответствие структурного плана лишь по двум (верхнему и нижнему терригенному) комплексам при отсутствии структурных осложнений в одном из карбонатных комплексов.

Для оценки возможности выявления структурных поднятий в осадочной толще, по результатам моделирования (согласно табл. 1), выполнена количественная интерпретация суммарных локальных аномалий для всех теоретически возможных вариантов. Результаты последних представлены в табл. 3 и на рис. 6.

Таблица 3

Результаты количественной интерпретации локальных аномалий гравитационного поля ($2b = 2c = 4000$ *м*; $\alpha = 45°$; $H - h = 50$ *м*)

№№ вариантов	Плановое соотношение структур	Результативные данные структуры				Шифр интерпретационной палетки
		разность плотности пород, $\Delta\sigma$ *г/см³*	глубина свода, *h м*	амплитуда $H - h$, *м*	горизонтальная мощность, $2b$ *м*	
1	$ГКК_2 + (-ТК_2) + КК_1 + (-ТК_1) + КК_{нб}$	0,25	400	50	4000	М6-12—1
2	$ГКК_2 + (-ТК_2) + КК_1 + (-ТК_1)$	0,21	300	50	4000	М6-13—1
3	$ГКК_2 + (-ТК_2) + КК_1$	0,24	400	50	4000	М6-12—1
4	$ГКК_2 + (-ТК_2)$	0,19	300	50	4000	М6-13—1
5	$ГКК_2$	0,24	355	50	4060	М6-15—3
6	$ГКК_2 + КК_1$	0,31	500	50	4000	М6-11—1
7	$ГКК_2 + КК_1 + (-ТК_1)$	0,25	360	50	4120	М6-15—3
8	$ГКК_2 + КК_1 + (-ТК_1) + КК_{нб}$	0,35	600	50	4000	М6-10—1
9	$-ТК_2 + КК_1 + КК_{нб}$	0,09	1800	50	4000	М6-16—2
10	$(-ТК_2) + (-ТК_1)$	−0,19	1800	50	4000	М6-4—1
11	$ГКК_2 + КК_1 - (-ТК_2)$	0,39	600	50	4000	М6-10—1
12	$ГКК_2 + КК_1 - КК_{нб} - (-ТК_2) - (-ТК_1)$	0,50	800	50	4050	М6-8—1
13	$ГКК_2 + КК_1 - (-ТК_2) - (-ТК_1)$	0,42	720	50	4280	М6-9—1
14	$ГКК_2 + (-ТК_1)$	0,21	280	50	4000	М6-13—2

Из данных таблицы видно, что в одиннадцати практически возможных случаях планового соотношения структур эти структуры могут быть выделены однозначно.

Результаты интерпретации (избыточная плотность и глубина залегания свода структур) будут отличаться один от другого.

Однако следует заметить, что поскольку интерпретируется суммарное (локальное) аномальное поле, то, следовательно, глубина залегания структур и избыточная плотность на границе их раздела будут отличаться от истинных значений для каждой отдельно взятой структуры. Лишь для варианта № 5 эти данные будут соответствовать истинным значениям. Кроме того, карту структурных перегибов необходимо рассматривать как предварительную, основанную лишь на единичных профилях.

V. Критерий оценки принадлежности структурных поднятий к отдельным комплексам осадочной толщи

Изучение внутреннего строения осадочной толщи основывается нами на закономерностях изменения результативной глубины и результативной избыточной (дефицитной) плотности структурных поднятий, полученных количественной интерпретацией суммарных аномалий модельных полей.

Чтобы ответить на вопрос, какими структурными образованиями обусловлена интерпретированная суммарная локальная аномалия, необходимо выполнить анализ результатов количественной интерпретации. Например: если результативная разность плотности пород и отметка залегания свода структуры при других параметрах, равных параметрам модели, соответствуют отметке и разности плотности пород первой границы раздела (между $ТК_3$ и $ГКК_2$), то, следовательно, аномальное поле обусловлено структурным планом (вариант № 5) верхнего галогенно-карбонатного комплекса — P_1, C_3, C_2 и C_1 (без яснополянского надгоризонта).

В том случае, когда результативная разность плотностей пород и результативная глубина свода структуры меньше разности плотности первой границы раздела и ее глубины залегания, следует заключить о наличии структур в нижнепермских и каменноугольных образованиях, включая яснополянский надгоризонт и сарайлинскую толщу (вариант № 4). Если же результативная глубина возмущающих факторов больше, чем отметка первой жесткой границы, результативная разность плотности меньше, чем разность плотности на первой границе раздела (вариант № 3), то, следовательно, локальное поле обусловлено поднятиями нижнепермских, каменноугольных сарайлинских образований и карбонатной частью девонских отложений.

В оценке принадлежности структурных поднятий к отдельным комплексам осадочной толщи важное значение имеет обеспечение точности определения результативной глубины и плотности возмущающих объектов.

Точность решения обратной задачи, то есть определения элементов залегания гравитирующих тел (h, H, C, B, $\Delta\sigma$, α) по заданному распределению аномалий $\Delta g = f(x)$ зависит от ряда факторов. К ним, в частности, относятся:

1) точность отсчетов координат точек семейства кривых палетки;
2) соответствие теоретической модели, принятой при построении палеток, форме интерпретируемого геологического объекта;
3) точность определения нулевого уровня аномалий;
4) точность исходных данных — определения аномалий силы тяжести.

Приняв среднюю величину ошибок (ε_1) за счет неточности отсчета координат и совмещения кривых семейства палеток с интерпретируемыми кривыми $\pm 0{,}015$ *мгл* для различных вариантов строения структурного плана, нетрудно оценить погрешности в определении результативных данных глубины свода поднятий и их результативной плотности.

Для вариантов от первого по восьмой и четырнадцатый погрешности в выявлении глубин не будут превышать ± 10 *м*. Для вариантов же 11, 13 и 12 ошибки в определении глубин будут соответственно равными ± 20, ± 25, ± 50 *м*, а погрешность в отыскании результативной плотности для всех вариантов не будет превышать $\pm 0{,}005$ *г/см*^{3}.

Теоретическая модель, принятая при расчетах, близка к форме искомых структур. Поэтому последняя не может обусловить заметной погрешности (ε_2) в интересующих нас величинах. Анализ данных позволяет приблизительно оценить ожидаемую погрешность в $\pm 0{,}015$ *мгл*. Тогда, очевидно, численные значения среднеквадратической погрешности в результативных данных (h_p и $\Delta\sigma_p$) будут соответствовать погрешностям первого фактора.

Погрешности определения нулевого уровня (ε_3), как было показано выше, не могут быть слишком большими. Обусловленные ими ошибки в результативных значениях глубины залегания и результативной плотности зависят главным образом от планового соотношения искомых поднятий.

Если интерпретируемые аномалии обусловлены структурами, входящими в первые восемь вариантов и вариант № 14, то за счет ошибки проведения нулевого уровня на $\pm 0{,}03$ *мгл* отклонения в результативных глубинах будут на ± 20 *м*. Погрешности определения этой величины $\pm 50 — \pm 100$ *м* будут соответственно для вариантов 11, 13 (и 12). Значения рассматриваемых величин при принятой погрешности неустойчиво определяются для вариантов № 9 и 10.

Погрешности в определении результативной плотности за счет ошибки в выборе нулевого уровня на $\pm 0{,}03$ *мгл* в большинстве случаев составляют менее $\pm 0{,}01$ *г/см*^{3}, а в определении горизонтальной мощности не более $\pm 200 — \pm 500$ *м* (за исключением вариантов строения осадочной толщи № 9, 10, 12). Аномальные значения силы тяжести при высокоточных работах определялись со среднеквадратической погрешностью (ε_4), равной приблизительно $\pm 0{,}06$ *мгл*. Интерпретационные кривые построены после предварительного сглаживания наблюденной кривой. Рассматриваемая погрешность после сглаживания кривой Δg, вероятно, не будет превышать $\pm 0{,}03 — \pm 0{,}05$ *мгл*. В этом случае результативные значения глубин залегания свода структур будут определяться с точностью $\pm 20 — 40$ *м* ($\varepsilon_{ср} = \pm 30$ *м*) для вариантов строения №№ 1—8, 14, $\pm 100 — \pm 200$ *м* для вариантов №№ 13, 12. Результативная же плотность определится с точностью $\pm 0{,}01 — \pm 0{,}02$ *г/см*^{3} ($\varepsilon_{ср} = \pm 0{,}015$ *г/см*^{3}).

Рассматриваемые результативные значения среднеквадратической погрешности в определении глубины свода структур и результативной плотности их за счет суммарной погрешности оцениваются из выражения:

$$\varepsilon_p = \pm \sqrt{\varepsilon_1^2 + \varepsilon_2^2 + \varepsilon_3^2 + \varepsilon_4^2}.$$

Подставляя численные значения величин, входящих в левую часть выражения (4), оцениваем погрешности определения результативной глубины свода структур. В вариантах геологического строения с первого по восьмой и четырнадцатый получаем ± 39 *м*, а определение результативной плотности их $\pm 0{,}019$ *г/см*^{3}. Для остальных пяти вариантов геологического строения интересующие нас данные определяются

значительно грубее. Причем для выявления структурных поднятий, относящихся к вариантам № 9 и 10, точность проведенных работ оказывается недостаточной.

Заметим, что для уточнения планового соотношения структур необходима площадная высокоточная гравиметрическая съемка.

VI. Оценка разрешающей способности высокоточной гравиразведки

Из теории ошибок известно, что измеренные величины считаются достоверными в том случае, если они превышают уровень фона ошибок приблизительно в 2,5 раза.

Уровень фона ошибок при определении амплитуды структурных поднятий высокоточной гравиразведкой слагается из суммы рассмотренных выше погрешностей ε_1, ε_2, ε_3, ε_4. Первые три погрешности будут постоянными для превалирующего большинства условий интерпретации, а ε_4, в зависимости от условий производства работ, будет характеризоваться различными численными значениями. Следовательно, результативная погрешность ε_p состоит из некоторой постоянной части ошибок, обусловленной погрешностями количественной интерпретации, и переменной части, связанной операциями съемки и окончательной обработки материалов.

Численные значения ошибок интерпретации приведены выше. Ошибки же, входящие в величину ε_4, как показывает опыт проведения высокоточных гравиразведочных работ на отдельных участках, могут характеризоваться величинами $\pm 0{,}03$, $\pm 0{,}05$ *мгл*.

Подставляя значения ε_1, ε_2, ε_3, ε_4 в выражение (4), получим $\varepsilon_{p1} = \pm 0{,}0473$ *мгл* и $\varepsilon_{p2} = \pm 0{,}0627$ *мгл*. Тогда на участках более точной съемки $2{,}5\,\varepsilon_{p1} = \pm 0{,}118$ *мгл*, а на других участках $2{,}5\,\varepsilon_{p2} = \pm 0{,}157$ *мгл*.

Эти значения аномалий выше уровня фона ошибок нужно рассматривать при количественной интерпретации как меру для оценки аномалий локализованного поля, интенсивность которых не должна быть меньше этих величин. При таком условии геологические объекты, обусловливающие аномалии гравитационного поля с той же и с большей интенсивностью, будут уверенно выявляться высокоточной гравиразведкой.

Интенсивность аномалий, как известно, зависит от размеров возмущающего объекта, его избыточной плотности на границе раздела и глубины залегания. При оценке разрешающей способности высокоточной гравиразведки эти параметры должны быть согласованы с фактическими данными геологического строения. Горизонтальные размеры структур на практике могут характеризоваться от 1,5 до 10 и более *км*.

Приведенные выше численные значения избыточной плотности пород на границах раздела обычно не изменяются, если комплекс пород не выпадает из разреза.

Учитывая приведенные выше данные, для различных глубин залегания структур верхнего галогенно-карбонатного, среднего терригенного и нижнего карбонатного комплексов вычислен гравитационный эффект Δg. При прочих постоянных значениях параметров модели амплитуды структур вычислялись так, чтобы гравитационный эффект их соответствовал приведенным выше значениям $2{,}5\varepsilon_{p1}$ и $2{,}5\varepsilon_{p2}$.

Как видно из результатов расчетов (табл. 4), для поднятий с горизонтальными размерами $2b = 2c = 4000$ *м* и глубиной их залегания 500 *м*, при точности съемки $\varepsilon_4 = \pm 0{,}05$ *мгл* могут быть уверенно выявлены структуры с амплитудой 19,3 *м*, а для обеспечения точности $\varepsilon_4 = \pm 0{,}03$ *мгл* достаточно, чтобы амплитуда структур была 14,5 *м*. При тех же параметрах и $\varepsilon_4 = \pm 0{,}05$; $\pm 0{,}03$ *мгл*, глубине залегания 1400 *м*, поднятия по кровле среднего терригенного комплекса уверенно могут

Таблица 4

Данные, характеризующие разрешающую способность высокоточной гравиразведки

Глубина свода структур, *м*	$2{,}5\varepsilon_p = \pm 0{,}118$ *мгл* ($\varepsilon_1 = \pm 0{,}03$ *мгл*), параметры модели структур М6; $\alpha = 45°$, $2b = 2c$, *м*			$2{,}5\varepsilon_p = \pm 0{,}157$ *мгл* ($\varepsilon_1 = \pm 0{,}05$ *мгл*), параметры модели структуры М6; $\alpha = 45°$ $2b = 2c$, *м*		
$2b = 2c$	2000	4000	8000	2000	4000	8000
Верхний галогенно-карбонатный комплекс — $ГКК_2$						
			$\Delta\sigma = 0{,}25$ *г/см³*			
100	12,4	11,7		16,6	16,0	—
200	13,8	12,4	11,8	18,3	16,6	16,0
300	15,3	13,1		20,4	17,4	—
400	17,1	13,8	12,4	22,8	18,3	16,5
500	19,0	14,5		25,4	19,3	—
600	21,5	15,3	13,1	28,7	20,4	17,4
700	24,2	16,2		32,2	21,6	—
800	27,1	17,1	13,8	36,1	22,8	18,3
900	30,4	18,0		40,1	24,1	—
1000	33,9	19,0	14,5	45,1	25,4	19,3
1200		21,5	15,3		28,7	20,4
1400		24,2	16,2		32,2	21,6
Средний терригенный комплекс — $ТК_2$						
			$\Delta\sigma = -0{,}08$ *г/см³*			
1400	—	75,6	50,6	—	100,6	67,4
1600	—	84,7	53,5	—	112,7	71,2
1800	—	94,9	56,7	—	126,3	75,5
2000	—	106,0	60,0	—	141,1	79,9
Нижний карбонатный комплекс — $КК_1$						
			$\Delta\sigma = 0{,}09$ *г/см³*			
1800	—	84,4	50,4	—	112,3	67,1
2000	—	94,2	53,3	—	125,4	70,9

быть выявлены (соответственно ε_4), если амплитуда их не менее 100,6 и 75,6 *м*.

Из данных таблицы видно, что увеличение горизонтальных размеров структур при тех же точностях обусловливает уменьшение значе-

ния амплитуды поднятий, при которых они уверенно будут отражаться в гравитационном поле. Например, при $2b=2c=8000$ *м* на глубине 1400 *м* и $\varepsilon_4=\pm0{,}03$ *мгл* путем интерпретации будут выявляться структуры с амплитудой 50,6 *м*.

ЛИТЕРАТУРА

Агульник И. М. Опыт применения высокоточной гравиметрии для поисков газовых месторождений в Западно-Сибирской низменности. Нефтегазовая геология и геофизика, № 1, 1965.

Андреев Б. А. Некоторые проблемы и перспективы развития структурной геофизики. Советская геология, № 6, 1959.

Андреев Б. А. Связь между гравитационными аномалиями и структурным рельефом в случае нескольких границ раздела плотности. ДАН СССР, т. 124, № 2, 1959.

Андреев Б. А., Клушин И. Г. Геологическое истолкование гравитационных аномалий. Гостоптехиздат, 1962.

Балабушевич И. А. Высшие производные потенциала силы тяжести. Киев, изд. АН УССР, 1963.

Березкин В. М. Применение гравиразведки для оценки нефтегазоносности геологических структур. Изв. вузов. Геология и разведка, № 8, 1965.

Боронин В. П. Некоторые данные о послойной зональности плотности в карбонатных породах Татарии и ее значение для поисков структур с помощью гравитационной разведки. ДАН СССР, т. 128, № 1, 1959.

Веселов К. Е. Применение второй вертикальной производной потенциала силы тяжести при геологическом истолковании гравиметровой съемки. Прикладная геофизика, вып. 11. Гостоптехиздат, 1954.

Гельфанд И. С. Прямые методы интерпретации гравитационных и магнитных аномалий от трехмерных тел. Труды Горно-геол. ин-та (Уральский филиал АН СССР), вып. 19, 1950.

Голомб В. Э., Комаров Г. М., Немцов Л. Д. Опыт применения градиентного метода разведки при прямых поисках нефтяных и газовых месторождений. Докл. на V Всесоюзной геофизической научно-технической конференции. Новосибирск, 1963.

Еланский Л. Н., Павельев С. В. О третьих вертикальных производных потенциала физических полей земли. Прикладная геофизика, вып. 24. Гостоптехиздат, 1960.

Жаркова Л. А. Решение прямой и обратной задачи гравиметрии для тел близких по форме морфологическим элементам осадочной толщи и фундамента. Методика интерпретации геофизических аномалий. Изв. КФАН СССР, вып. 10, 1963.

Журавлев Е. Г. Геологические и петрографические особенности кристаллического фундамента Бондюжского поднятия. Геология нефтегазоносных районов СССР. Гостоптехиздат, 1960.

Журавлев Е. Г. Петрография и структурные особенности кристаллического фундамента Елабуго-Бондюжской группы поднятий. Петрография фундамента и осадочных отложений нефтегазоносных областей СССР. Гостоптехиздат, 1962.

Кринари А. И., Салихов А. Г. Плотность и магнитная восприимчивость пород палеозоя восточной части Татарии и их влияние на гравитационные и магнитные аномалии. Изв. АН СССР, серия геол., № 8, 1956.

Лукавченко П. И. Гравиметрическая разведка на нефть и газ. Гостоптехиздат, 1956.

Магницкий В. Л. Основы физики земли. М., Геодезиздат, 1953.

Маловичко А. К. Основной курс гравиразведки, часть I, II. Пермь, 1960, 1962.

Маловичко А. К., Шихов С. А., Новоселицкий В. М., Тарунина О. Л. Изучение строения осадочной толщи методами гравиразведки в Пермской области. Докл. на V Всесоюзной геофизической научно-технической конференции. Новосибирск, 1963.

Немцов Л. Д. Сержант А. Д., Бутаков Г. С. Об использовании вертикальной производной аномалии силы тяжести в гравиметрической разведке. Разведочная и промысловая геофизика, вып. 25. Гостоптехиздат, 1958.

Немцов Л. Д. Высокоточная гравиметрия при поисках нефтяных месторождений. Прикладная геофизика, вып. 31. Гостоптехиздат, 1961.

Немцов Л. Д. К методике высокоточных гравиметрических исследований при поисках нефтяных и газовых месторождений. Геофиз. разведка, вып. 10, 1962.

Немцов Л. Д. Таблицы гравитационных эффектов для вычисления аномалий силы тяжести от объемных тел произвольной формы и размеров. ВНИИГеофизика, 1962.

Немцов Л. Д. Вопросы методики высокоточных гравиметрических исследований при поисках и разведке месторождений нефти и газа в восточных районах Русской платформы. Автореф. дисс. на соискание учен. степени канд. техн. наук. Москва, 1963.

Проводников Л. Я. Палетки для определения элементов залегания и плотности различных тел по аномалиям силы тяжести без ошибки за выбор нормального поля. Геология и геофизика, вып. 2. СО АН СССР, 1964.

Салихов А. Г., Степанов В. П. О плотности и гравитационном эффекте пород палеозоя территории Татарской республики. Изв. АН СССР, серия геофиз., № 2, 1960.

Салихов А. Г. К вопросу о глубинном строении фундамента северных районов Татарии и методике поисков локальных структур по материалам детальной и высокоточной гравиразведки. Методика интерпретации геофизических аномалий. Изв. КФАН СССР, серия геол. наук, вып. 10, 1963.

Салихов А. Г., Жаркова Л. А. Методика вычисления гравитационного эффекта верхних слоев осадочной толщи. Геофизическая разведка, вып. 15, 1964.

Субботин С. И., Наумчик Г. Л., Рахимова И. Ш. Процессы в верхней мантии земли. Киев, «Наукова думка», 1964.

Тихонов А. Н., Буланже Ю. Д. Об осреднении гравиметрических полей. Изв. АН СССР, т. IX, № 3, 1945.

Федынский В. В. Геофизические методы исследования земной коры, поисков и разведки полезных ископаемых. «Недра», 1964.

Фотиади Э. Э. Геологическое строение Русской платформы по данным региональных геофизических исследований и опорного бурения. Гостоптехиздат, 1958.

Шилова А. А. Физические свойства пород нефтегазоносных районов СССР. Справочник геофизика, том 1. Гостоптехиздат, 1960.

Шихов С. А. Методика прослеживания зон выклинивания по аномалиям силы тяжести. Вопросы обработки и интерпретации геофизических наблюдений, № 6. Уч. зап. Пермск. ун-та, 1965.

ТРУДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА
(г. Казань)

№ 14

1966

А. Г. Салихов

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ГРАВИТАЦИОННОГО ПОЛЯ РАЗРЕЗА ПРИ ИЗУЧЕНИИ ВНУТРЕННЕГО СТРОЕНИЯ ОСАДОЧНОЙ ТОЛЩИ ПО ДАННЫМ ВЫСОКОТОЧНОЙ ГРАВИРАЗВЕДКИ

В центральных районах Волго-Камского края поиски пологих локальных структур осадочной толщи геофизическими методами разведки являются чрезвычайно сложной задачей.

Однако в геологическом строении этой обширной территории имеются регионы, где поверхность кристаллического фундамента залегает на больших глубинах (2500—5000 *м* и более), а верхние слои осадочной толщи, выходящие на дневную поверхность, представлены литологически однородными отложениями. Таким строением, в частности, характеризуются центральные и восточные районы Удмуртской АССР, северо-восточная часть Татарской республики, районы Казанского прогиба и Мелекесской депрессии. За исключением некоторых площадей, сюда же относятся Пермская и Куйбышевская области. Здесь в пределах отдельных участков локальное гравитационное влияние поверхностных отложений и фундамента не обусловливает заметных помех в распределении структурного эффекта осадочной толщи. Поэтому внутреннее строение этих площадей может быть изучено высокоточной гравиметрией на основе математического моделирования гравитационного поля разреза.

Основным элементом математической модели разреза осадочной толщи является распределение аномалий гравитационного поля, вычисленное на ЭВЦМ для моделей структурных поднятий границ разделов плотности пород, слагающих исследуемую толщу.

В том случае, когда в разрезе имеется одно структурное осложнение границы раздела плотности, распределение аномалий его модельного поля по оси абсцисс характеризуется функцией

$$\Delta g(x) = f(h,\ H,\ b,\ \Delta\sigma,\ \alpha),$$

где: h — глубина приподнятой части границы раздела (свода структуры),
H — глубина до основания структуры,
b — горизонтальная полумощность,
$\Delta\sigma$ — разность плотности пород на границе раздела,
α — угол наклона границы раздела (крыльев структуры).

В случае нескольких поднятий (границ разделов плотности) модельное поле, очевидно, будет состоять из суммы гравитационного влияния всех структурных этажей. Так что, выделяя из наблюденного поля локальные аномалии силы тяжести, при благоприятных условиях геологического строения можно выявить контуры приподнятого залегания границ разделов, а стало быть, и определить участки структурных под-

нятий. Однако достоверность последних должна основываться на количественных расчетах.

Для всевозможных вариантов планового соотношения структур с учетом распределения плотности пород на границах отдельных плотностных комплексов можно вычислить распределение аномалий гравитационного поля модели разреза исследуемой площади.

Суммарные локальные аномалии могут быть охарактеризованы элементами залегания обусловливающих их объектов. Сравнивая результаты количественных расчетов модельного и наблюденного полей и подвергая последующему разделению наблюденных аномалий на составляющие, можно изучить внутреннее строение осадочной толщи (также и фундамента). При этом важно иметь такой способ обработки данных, который обеспечил бы точность количественных расчетов.

Так что математическое моделирование гравитационного поля структур в отличие от существующего понятия (Немцов, 1963), *по своей сущности означает решение прямой и обратной задачи гравиразведки с помощью специальных палеток при тщательном учете тектонического распределения плотности пород известных площадей с целью изучения внутреннего строения исследуемого, еще не изученного участка.*

Анализ данных математического моделирования разреза осадочной толщи показывает, что даже локализованная интерпретируемая гравитационная аномалии обычно содержит в себе информацию гравитационного влияния различных факторов. Последние, например, могут состоять из структурного влияния кровли нижней перми ($ГКК_2$), кровли верейских отложений среднего карбона (ТКвер), кровли башкирского яруса среднего карбона ($ТКК_1$), кровли яснополянского надгоризонта нижнего карбона ($ТК_2$), кровли турнейского яруса нижнего карбона ($ТК_1$), кровли кыновских образований верхнего девона ($ТК_1$), кровли алтасинской свиты (ККн. б), кровли Арланской свиты (ТКн. б.) и поверхности фундамента (Кф). Таким образом путем интерпретации будут получены элементы залегания возмущающих объектов, отличающихся от истинных параметров каждого из них. Поэтому имеет смысл ввести еще понятие *о результативной глубине* ($h_р$), *результативной избыточной плотности* ($\Delta\sigma_р$), *результативной амплитуде* ($H - h)_р$ *и мощности* ($2b_р$), *характеризующее промежуточные значения элементов залегания всех гравиактивных масс, полученных количественной интерпретацией локализованной суммарной аномалии.*

Математическим моделированием гравитационного поля разреза изучалось внутреннее строение отдельных площадей высокоточных гравиметрических съемок центральных районов Удмуртской республики. В геологическом строении исследуемого региона предполагалось различное плановое соотношение структур в разрезе. Для создания моделей различных вариантов строения рассчитывался гравитационный эффект структур с учетом распределения плотности отдельных комплексов, вероятной глубины залегания при различных их размерах и амплитудах.

Пример распределения гравитационного эффекта модели структур в форме трехгранной призмы, усеченной плоскостью параллельно грани, лежащей на горизонтальной оси (М.6)[1], применительно к тектоническому строению восточных районов Удмуртской АССР представлен в табл. 1.

Значения избыточной (дефицитной) плотности пород на границах раздела заданы на основе лабораторных анализов, выполненных в Геологическом институте по 637 образцам (Салихов, 1964—1966; Зубков, 1965; Евграфов, 1966) с привлечением подобных данных, полученных для прилегающих территорий.

---

[1] М 6 — шифр интерпретационных палеток рассматриваемой модели структур.

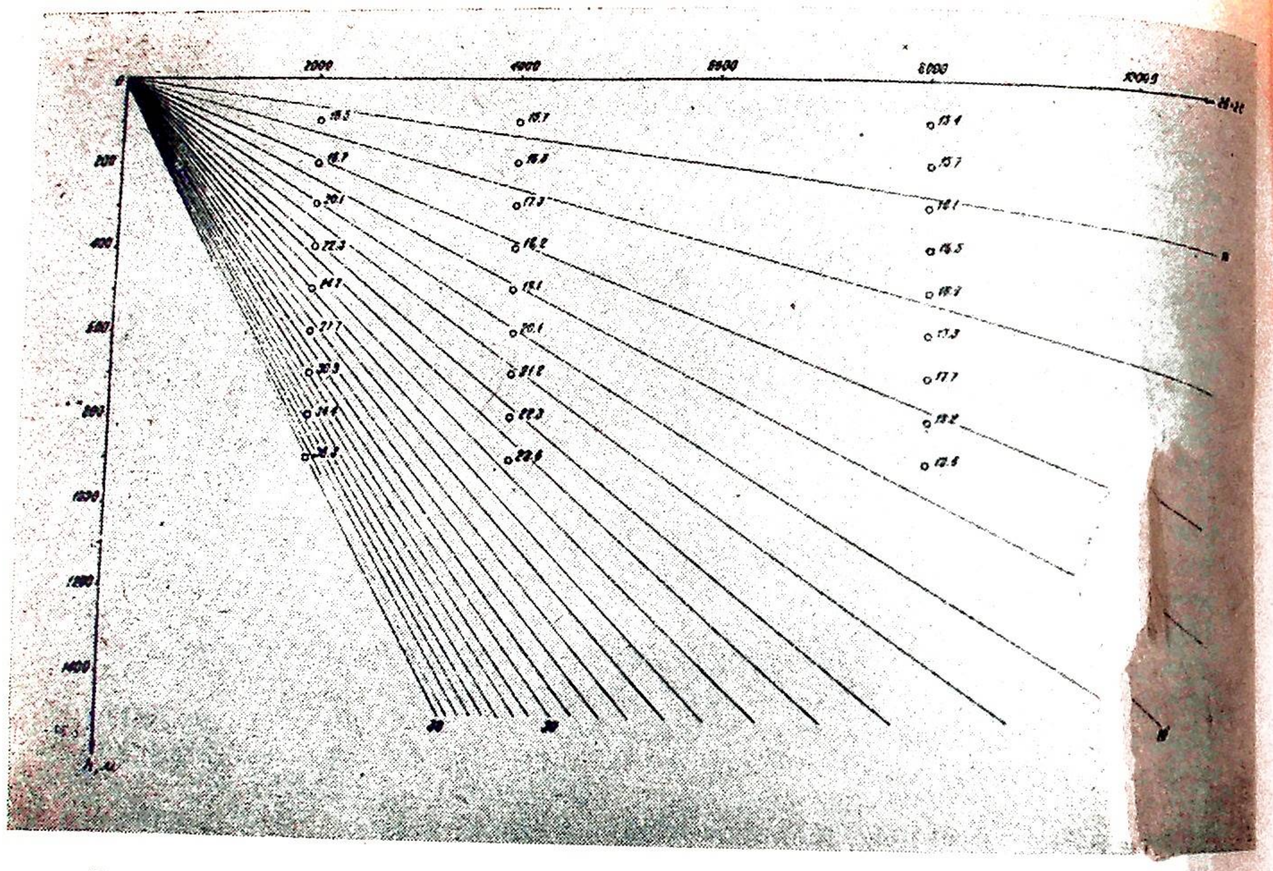


Рис. 1. Палетка для определения амплитуды структурных поднятий по кровле верхнего галогенно-карбонатного комплекса ($ГКК_2$) при $\Delta\delta = +0{,}25$ *г/см*³, $2{,}5\varepsilon_p = 0{,}157$ *мгл*.

Амплитуды структурных поднятий, глубины их залегания и горизонтальные мощности заданы с учетом этих параметров на известных структурах (Гремихинской, Киенгопской, Яганской площадях), выявленных бурением. Распределение гравитационного эффекта вычислено на ЭВЦМ.

Здесь необходимо заметить, что на исследуемой площади ни одно из перечисленных выше поднятий глубоким бурением детально не изучено. Поэтому заданные в табл. 1 параметры их являются одними из возможных. Если бы в этом регионе имелись 2—3 детально разбуренных поднятия, заснятых также высокоточной гравиметрией, то параметры модели разреза могли бы быть выбраны значительно точнее. В таком случае, варьируя численными значениями избыточной плотности пород, можно было бы создать суммарные модельные поля, распределение аномалий на которых соответствовало локализованным аномалиям наблюденного поля. Этим можно было бы уточнить распределение плотности в разрезе.

Ввиду изложенного расчеты гравитационного эффекта структур выполнены при различных параметрах модели разреза.

На основе данных табл. 1 для возможных вариантов строения вычислено распределение суммарного гравитационного эффекта структур в различных случаях их планового соотношения (табл. 2). Эти данные позволили построить интерпретационные кривые и получить по ним результативные данные о строении разреза (табл. 3).

При моделировании разреза необходимо иметь четкое представление о погрешностях определения интересующих нас величин. Глубина залегания до свода возмущающего объекта (структуры), глубина до ее основания, горизонтальная мощность и избыточная ее плотность определяются из распределения аномалий гравитационного поля с не-

Таблица 3

Результаты количественной интерпретации локальных аномалий модельного гравитационного поля

(параметры модели: $2b = 2c = 400$ *м*, $\alpha = 3°$ М6-б)

№№ вариантов	Результативные данные о структурах					
	разность плотности пород $\Delta\sigma_p$ *г/см*³	глубина свода h_p *м*	амплитуда $(H=h)_p$ *м*	горизонтальная мощность по палеткам $2b = 2c_1$ *м*	шифр интерпретационной палетки	Δg *м мгл*
1	0,31	565	58,6	3766	М6-10б-8	0,55
2	0,25	474	59	3800	М6-11б-8	0,47
3	0,26	546	67,5	3600	М6-10б-8	0,55
4	0,23	475	59	3800	М6-11б-8	0,44
5	0,31	570	58	3800	М6-10б-8	0,55
6	0,13	360	66,2	3600	М6-13б-8	0,27
7	0,30	560	70	3733	М6-10б-8	0,67
8	0,32	575	59,3	3833	М6-10б-8	0,58
9	—0,28	1170	71	3900	М6-6б-7	—0,41
10	0,92	975	60	3980	М6-7б-8	1,38
11	0,87	960	59,5	3840	М6-7б-8	1,30
12	0,73	780	60,5	3900	М6-8б-9	1,22
13	0,76	800	50	4000	М6-8б-3	1,07

которым приближением. О погрешностях, входящих в определяемые величины, и об их оценке по формуле (3) уже было упомянуто в нашей предыдущей работе, опубликованной в данном сборнике. Здесь необходимо лишь заметить, что численные значения меры точности, полученные по формуле (3), в последующем были использованы при составлении палеток (одна из которых представлена на рис. 1) определения амплитуды структурного поднятия в процессе разложения суммарного поля.

С целью разложения суммарного поля нетрудно получить формулу вычисления максимальной амплитуды аномалий локального поднятия вышележащего комплекса ($\Delta g_{вк}$). Для случая залегания структурного поднятия на вышележащем комплексе на результативной глубине (h_p) с параметрами, равными результативным параметрам, максимальное значение аномалий, обусловленное его структурным эффектом, определяется из следующего выражения.

$$\Delta g_{вк} = \frac{\Delta\sigma_{вк}\,\Delta g_p}{\Delta\sigma_p}, \qquad (1)$$

где: $\Delta\sigma_{вк}$ — разность плотности пород вышележащего комплекса,
Δg_p — максимальное результативное значение суммарной аномалии,
$\Delta\sigma_p$ — результативная плотность пород.

Численное значение $\Delta g_{вк}$ на практике для конкретного случая будет зависеть от ряда факторов и в том числе от величины амплитуды исследуемого структурного поднятия. Формула для вычисления амплитуды структурного поднятия исследуемого вышележащего комплекса получена нами из анализа распределения параметров палеток (рис. 1). Действительно, для определения амплитуды поднятия на результативной глубине $(H—h)_в$ опускаем перпендикуляр в поле палетки от оси абсцисс по значению $2b$, а от оси ординат по значению $h = h_p$ на точке пересечения перпендикуляров интерполяций расстояния между линиями изоамплитуд находим величину амплитуды, соответствующую величине меры точности ($2{,}5\varepsilon_p$). Исходя из этого, выражение, опреде-

ляющее искомую величину, запишется в следующем виде

$$(H-h)_{вр}=\frac{\Delta g_{вк}(H-h)_n}{2{,}5\varepsilon_p}, \qquad (2)$$

где: $(H-h)_n$ — амплитуда модели структуры, соответствующая значению меры точности, принятой при построении палетки;
$2{,}5\varepsilon_p$ — значение аномалий (мера точности), принятое при построении палетки.

В практике разложения суммарных аномалий гравиметрических наблюдений для вычисления амплитуды вышележащего комплекса удобнее пользоваться формулой, полученной из (1) и (2) и имеющей следующий вид:

$$(H-h)_{вк}=\frac{\Delta g_p\,\Delta\sigma_{вк}(H-h)_n}{2{,}5\varepsilon_p\,\Delta\sigma_p}. \qquad (3)$$

Численное значение $\Delta g_{вк}$, выделенное из суммарного поля, будет соответствовать величине гравитационного эффекта структур для случая, когда они размещены на результативной глубине. Последняя, за отдельными исключениями, не будет совпадать с истинными глубинами залегания исследуемых геологических объектов. Тогда необходимо привлечь данные о возможной глубине их залегания (h). Определив ориентировочную глубину залегания исследуемой структуры (например, с точностью ± 100—200 *м*) и вычислив по формуле (3) величину ее амплитуды при других ранее принятых параметрах, следует рассчитать распределение аномалий на плоскости наблюдения.

Распределение гравитационного эффекта структуры в заданном направлении профиля нетрудно определить по результатам выполненных расчетов на ЭВЦМ для заданной модели либо вручную по соответствующим формулам. Значение аномалий обусловленное структурой исследуемого комплекса ($\Delta g_{вк}$) для предполагаемой глубины ее залегания, отыскивается на отдельных точках профиля, исходя из полученных значений амплитуды, мощности и плотности пород на границе данного комплекса.

Гравитационный эффект структуры верхнего комплекса в дальнейшем используется для изучения строения нижних комплексов. С этой целью вычисленное вдоль оси абсцисс значение аномалии верхнего комплекса вычитается из аномалий суммарного поля.

По остаточным значениям суммарного поля (Δg_0) строится интерпретационная кривая, с которой можно получить новые результативные величины плотности, глубины залегания, амплитуды и горизонтальной мощности структурных образований слоев пород на границах раздела нижележащих комплексов.

Данные результативной плотности пород, результативной глубины залегания и горизонтальной мощности поднятий слоев нижележащих горизонтов, полученные по остаточным аномалиям 1 порядка, используются далее для количественной характеристики структурного плана нижних слоев осадочной толщи.

Вопрос обеспечения точности исходных материалов для построения структурных карт имеет важное значение. С этой целью проведена оценка обеспечения точности на примерах интерпретации суммарного поля моделей структур. Параметры последних, распределение их в разрезе осадочной толщи, значения суммарного эффекта структур и результативные данные представлены в табл. 4. Здесь же приведены данные об элементах залегания структурных поднятий отдельных комплексов осадочной толщи.

В данном случае для наших целей наибольший интерес представляет оценка точности определения максимальной амплитуды анома-

Данные к оценке точности разложения суммарного локализо

Плановое соотношение структур	Результативные данные			Выделяемая структура		Эффект структуры на результативной глубине Δg *м*	Амплитуда структуры	
	глубина h_p *м*	плотность $\Delta\sigma_p$ *г/см³*	аномалия Δg_p *мгл*	название комплекса	глубина залож. h *м*		заданная $H-h$	вычисленная $(H-h)_т$
$ГКК_2+(-ТК_{вер})+ГКК_1+(-ТК_2)+КК_1+(-ТК_1)+КК_{нб}$	565	0,31	0,5510	$ГКК_2$	500	0,4443	60	58
	1600	—0,06	0,0565	$-ТК_{вер}$	1100	—0,1132	75	64,2
	1075	0,17	0,2393	$ГКК_1$	1150	0,2393	75	62,6
	1050	—0,062	0,0622	$-ТК_2$	1500	—0,1204	50	44,2
	1100	0,12	0,1807	$КК_1$	1800	0,1355	75	65,6
	1600	—0,11	0,1104	$-ТК_1$	2000	—0,0729	75	64,7
	1700	0,26	0,2101	$КК_{нб}$	2100	0,0789	50	43,7
$ГКК_2+(-ТК_{вер})+ГКК_1+(-ТК_2)+КК_1+(-ТК_1)$	475	0,25	0,4711	$ГКК_2$	500	0,4711	60	57,3
$+ГКК_2+(-ТК_{вер})+ГКК_1+(-ТК_2)+КК_1$	540	0,26	0,5538	$ГКК_2$	500	0,5325	60	67,2
	1600	0,06	0,0593	$-ТК_{вер}$	1100	0,1186	75	67,2
	1100	0,19	0,2770	$ГКК_1$	1150	0,2333	75	62,4
	1700	0,15	0,0999	$-ТК_2$	1500	0,0799	50	45,4
	1575	0,21	0,2184	$КК_1$	1800	0,0936	75	65,4
$ГКК_2+(-ТК_{вер})+ГКК_1+(-ТК_2)$	475	0,23	0,4409	$ГКК_2$	500	0,4792	60	58
	1700	—0,045	—0,0536	$-ТК_{вер}$	1100	—0,1429	75	73
	900	0,09	0,1641	$ГКК_1$	1150	0,2917	75	7
	1430	0,111	—0,1185	$-ТК_2$	1500	—0,1281	50	5
$ГКК_2+(-ТК_{вер})+ГКК_1$	570	0,31	0,5594	$ГКК_2$	500	0,4511	60	
	1600	0,069	0,0649	$-ТК_{вер}$	1100	—0,1132	75	
	1090	0,17	0,2477	$ГКК_1$	1156	0,2331	75	
$ГКК_2+(-ТК_{вер})$	360	0,13	0,2768	$ГКК_2$	500	0,5323	60	
	1160	0,145	—0,2177	$-ТК_{вер}$	1100	—0,1802	75	
$ГКК_2+(-ТК_{вер})+КК_1+$	575	0,32	0,5896	$ГКК_2$	500	0,4606	60	
					1000	0,1630	75	

лий, обусловленных структурными поднятиями отдельных комплексов, погрешности в определении амплитуды самих структур и пределы погрешности расчетных значений глубины залегания свода исследуемых поднятий.

Поскольку при моделировании параметры модели и ее пространственное положение были точно заданы, а определение элементов залегания ведется по полям этих же моделей, то, следовательно, отклонение результатов интерпретации от исходных параметров поднятий будет характеризовать погрешности в конечных результатах интерпретации.

Как видно из данных табл. 4, для принятых условий распределения плотности пород, меры точности ($2{,}5\varepsilon_p = \pm 0{,}157$ *мгл*) и заданных параметров модели этих поднятий точность разделения суммарного локализованного поля достаточно высокая.

С точки зрения обеспечения точности результатов количественных расчетов определенный интерес имеет оценка погрешности за счет неточности глубины залегания верхней кромки свода структур. Как уже указывалось выше, этот параметр принимается из других источников (например, по данным вблизи расположенных скважин либо специально заданных параметрических скважин). Однако ввиду отсутствия тех и других в ряде случаев глубина верхней кромки может быть задана ориентировочно. Данные палеток определения амплитуд показывают, что при принятых выше параметрах и геологических условиях ошибка в определении глубины свода поднятия верхнего галогенно-карбонатного комплекса ± 100 *м* обусловливает погрешности в определении амплитуды его поднятия всего лишь на $\pm 0{,}8$ *м*.

В условиях геологического строения территории, подобных восточной части Удмуртской республики, там, где превалирующее влияние на гравитационное поле оказывает первая плотностная граница раздела, результативная глубина, полученная интерпретацией суммарного локализованного поля, будет близка к глубине залегания кровли этого верхнего галогенно-карбонатного комплекса. Такой вывод напрашивается из анализа результатов интерпретации суммарных модельных полей.

Данные показывают, что в превалирующем большинстве вариантов геологического строения результативная глубина отличается от заданной на ± 100 *м*, и только в тех случаях, когда вариант геологического строения содержит одновременно положительный структурный план в слоях верхнего карбонатного комплекса и отрицательный в терригенных образованиях, результативная глубина имеет расхождения ± 100 и более метров.

Разложение суммарного поля на составляющие в процессе математического моделирования разреза осадочной толщи по способу, изложенному нами выше, в настоящее время выполнено для трех моделей строения разреза. Анализ полученных данных разложения модельных полей показывает, что даже при наиболее сложном варианте геологического строения разреза (в изучаемой толще до 7 структур, размещенных сверху донизу) результаты являются удовлетворительными. Исключением являются те случаи, когда остаточные поля по интенсивности не превышают величины среднеквадратической точности определения аномалий ($\varepsilon \leqslant \pm 0{,}05$ *мгл*).

Завершая обсуждение затронутого вопроса, кратко перечислим операции, связанные с разложением аномалий суммарного поля на ее составляющие:

1. По значению результативной и фактической избыточной (дефицитной) плотности пород, максимальному значению суммарной аномалии по формуле (1) находим ту часть максимального значения аномалий,

которая обусловлена структурой (изменением рельефа границы раздела) исследуемого комплекса (например, приподнятым положением слоев $ГКК_2$). При этом допускаем, что контуры исследуемых структур соответствуют в плане по всему разрезу и характеризуются результативными данными интерпретации аномалий суммарного поля.

2. Согласно формуле (2) определяем амплитуду изучаемой структуры.

3. По значению амплитуды поднятия горизонтальной мощности, фактической избыточной плотности исследуемой границы раздела вычисляем распределение аномалий модели структуры по оси абсцисс, предполагая при этом, что форма ее близка к модели (в частности, углы наклона крыльев структуры и модели совпадают).

4. Из суммарной локализованной аномалии выделяем (вычитаем алгебраически) гравитационный эффект структуры исследуемого вышележащего комплекса. Получаем остаточную аномалию.

5. По распределению остаточной аномалии, которая обусловлена изменением поверхности границ плотностей пород в нижележащих слоях, строим интерпретационную кривую и вновь ее интерпретируем. Получаем результативную глубину, результативную плотность и мощность.

6. По численному значению результативной избыточной (дефицитной) плотности пород, фактическому ее значению на второй границе раздела (например, по кровле $ТК_2$) и амплитуды остаточной аномалии определяем численное значение аномалии, обусловленной структурными осложнениями изучаемого комплекса.

Дальнейшие операции по вычислению амплитуды поднятия, гравитационного эффекта для вероятной глубины его залегания и последующее разложение поля остаточных аномалий выполняются аналогично только что рассмотренному. Дифференцирование поля на его составляющие осуществляется до получения остаточных аномалий, которые по величине будут близки к мере точности.

Математическое моделирование разреза позволяет изучать внутреннее строение осадочной толщи и фундамента, устанавливать причинную связь наблюденных аномалий с геологическим строением, оценить разрешающую способность высокоточной гравиметрии, а также отбраковывать из числа локальных аномалий те из них, которые не связаны с изучаемой толщей.

ТРУДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА
(г. Казань)
№ 14 1966

А. Г. Салихов

О ГЛУБИННОМ СТРОЕНИИ И СТРУКТУРНОМ ПЛАНЕ КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА УДМУРТИИ И ПРИЛЕГАЮЩИХ ТЕРРИТОРИЙ

Исследованиями последних лет было установлено, что структурный план фундамента нельзя рассматривать в отрыве от его глубинного строения. Поэтому на основе качественной и количественной интерпретации гравитационно-магнитных аномалий изучалось прежде всего глубинное строение — определялся вероятный петрографический состав пород и их распределение в толще фундамента.

На основе общеизвестных, существующих в настоящее время представлений, аномальное гравитационное поле, выявленное региональными съемками, рассматривалось как результат неоднородности строения кристаллического фундамента.

Расчеты, выполненные по определению глубины залегания, плотности притягивающих масс, и качественный анализ аномалий гравитационного поля положены в основу выявления блоков, трассирования и классификации зон разломов, а также изучения вероятного вещественного состава пород, слагающих отдельные блоки фундамента.

Один из возможных вариантов глубинного строения фундамента представлен на карте (рис. 1). Здесь условными обозначениями показано пространственное положение отдельных блоков и ориентировочный их вещественный состав, а на другой карте (рис. 2) изображено положение разломов I, II, III порядка.

Крупные тектонические нарушения, наблюдаемые в земной коре, рассматриваются нами как следствие изменения термодинамических условий на глубине, обусловивших изменение состава вещества, в частности плотности пород. Известно, что для вещества определенного состава плотность обусловливается давлением и температурой. Поэтому основным критерием для определения тектонических разломов и классификации их нами принят показатель изменения физического состава вещества — плотность геологических образований верхней части земной коры (Салихов, 1963). Имеющиеся в настоящее время результаты определения коэффициента расширения и величина модуля Юнга отдельных типов горных пород дают основание полагать, что крупные тектонические нарушения в фундаменте могут возникать на границе блоков, характеризующихся различным значением их плотности. В этом случае интенсивность тектонических разломов и глубинность их заложения при одних и тех же термодинамических условиях также будут

характеризоваться данными, зависящими от распределения плотности горных пород.

Приведенные выше соображения были положены в основу построения схематической карты глубинного строения исследованной территории. Обоснование трассирования зон разломов, их классификации и выделения блоков изложены в упомянутой выше работе. Поэтому, не касаясь здесь теоретической стороны вопроса, перейдем к рассмотрению карты глубинного строения.

В пределах Удмуртской республики выявлены следующие блоки кристаллического фундамента: Воткинско-Кезский, Зуринский, Каракулино-Люкский, Крындинско-Балезинский, Граховский, Алнашско-Можгинский, Кокарский, Вавожский, Кукморский, Малмыжский, Рожкинский, Сюмсинско-Глазовский, Кильмезский, Ежовский, Уржумский, Богородский, Порезский, Барминский, Зуевский, Чигиренский и Мало-Кунгурский.

Среднее значение глубины залегания, плотности и ориентировочный вещественный состав блоков приведены на карте. Для характеристики активности выделенных зон разломов, а также блоков карта глубинного строения сопоставлялась с отметками поверхности фундамента, полученными бурением, сейсморазведкой (КМПВ) и электроразведкой (ЗСМ).

Сейсморазведочные профили, проходящие через дд. Вавож — Паздеры, Ломик — Шаркан, Уни — Дебессы и Глазов — Бородулино, а также электроразведочные профили, размещенные в Северной и Восточной Удмуртии, пересекают с запада на восток ряд блоков, ограниченных зонами разломов. Из сопоставления указанных данных нетрудно видеть, что местоположения Кигбаево-Гремихинского и Киясово-Бол.Сазанского глубинных разломов по фундаменту отчетливо фиксируются материалами КМПВ. Следовательно, эти разломы являлись активными в постпротерозойское время. Сейсморазведочные и частично электроразведочные данные показывают, что в ряде случаев поверхность фундамента залегает выше на участках блоков, сложенных более плотными образованиями. В частности на участках Крындинско-Балезинского, Кильмезского, Ежовского и Барминского блоков, сложенных породами со средней плотностью 2,73—2,83 *г/см*^{3}, поверхность фундамента находится выше, чем на участках Каракулино-Люкского и Сюмсинско-Глазовского блоков, сложенных менее плотными образованиями (средняя плотность пород на этих блоках равна 2,60—2,63 *г/см*^{3}).

Аналогичные данные о более высоком положении поверхности фундамента получены данными бурения над Вавожским блоком, средняя плотность которого равна 2,69 *г/см*^{3}. Пониженное залегание этой поверхности над менее плотным блоком подтверждено бурением на Кокарской площади, в районе Кокарского грабена (Валеев, 1962).

Однако на исследованной территории имеются отдельные участки, где намечающаяся закономерность повышенного залегания поверхности фундамента над более плотными и пониженного его залегания над менее плотными блоками не наблюдается. К таким участкам относится пониженное залегание рассматриваемой поверхности над Чигиренским, Мало-Кунгурским (западная половина блока) и Зуринским блоками, сложенными плотными породами (средняя плотность пород здесь равна 2,73—2,76 *г/см*^{3}).

Поэтому при построении карты поверхности фундамента, наряду с указанной закономерностью, учитывались все имеющиеся материалы качественной и количественной интерпретации гравиразведки, электроразведки, сейсморазведки и бурения. Стратоизогипсы поверхности кристаллического фундамента проведены по отметкам его поверхности, полученным бурением, сейсморазведкой, электроразведкой, частично

гравиметрией с учетом глубины залегания поверхности магнитоактивных масс. Кроме того, восточный борт Красногорско-Балезинского поднятия оконтурен исходя из распределения аномалий геомагнитного поля (Уразаев, 1964).

Схема тектонического строения фундамента Удмуртской республики и прилегающих территорий представлена на рис. 2. Как видно из этой схемы, на исследованной территории намечается ряд крупных положительных и отрицательных структур. К ним относятся Нылгинское, Гореловское, Селтынское, Красногорско-Балезинское, Ново-Котловское, Вавожское, Кукморское, Кильмезское, Уржумское, Немское (Порезское), Ежовское, Барминское и Мало-Кунгурское поднятия, Осинская впадина, Сюмсинско-Глазовский, Кокарский, Удинский, Зуевский и Просницкий прогибы.

Поверхность фундамента в пределах Осинской впадины по материалам сейсморазведки характеризуется отметками — 4500, — 5800 *м*. Известно, что глубоким бурением здесь установлено распространение рифейских и вендских образований. Исходя из этих данных о рельефе поверхности фундамента, можно предполагать наличие бавлинских образований в пределах Сюмсинско-Глазовского, Просницкого, Удинского (в северной части) и Зуевского прогибов.

Разные точки зрения имеются в настоящее время среди геологов относительно продолжения Кокарского прогиба, расположенного к юго-востоку от Вавожского поднятия и заполненного мощной толщей рифейских отложений. Этот прогиб выявлен на северо-западном борту Кокарского блока фундамента, сложенного неплотными образованиями.

Узкий глубокий прогиб поверхности фундамента по материалам площадных гравиметрических съемок четкого отражения не имеет. Однако западный его борт фиксируется зоной глубинного разлома II порядка, трассируемого по северо-западной границе упомянутого блока. По-видимому, Кокарский прогиб в северо-восточном направлении продолжается лишь до северной границы Кокарского блока. Сейсморазведочные данные, имеющиеся в настоящее время, не позволяют трассировать этот прогиб в северо-восточном направлении. Может быть он соединяется с Сюмсинско-Глазовским прогибом в северо-западной части Малмыжского блока. Здесь поверхность фундамента бурением и сейсморазведкой еще не изучена. Результаты же количественных расчетов гравитационных и магнитных аномалий позволяют говорить о возможном соединении Кокарского и Сюмсинско-Глазовского прогибов. Поверхность фундамента в рассматриваемом районе характеризуется приблизительными отметками — 1900 *м*. На аналогичных отметках она залегает на юго-западном окончании Сюмсинско-Глазовского прогиба.

Из числа перечисленных положительных структур кристаллического фундамента перспективными для постановки нефтепоисковых работ, на наш взгляд, являются Гореловская, Селтынская, Красногорско-Балезинская, Ежовская, Барминская, Мало-Кунгурская и Ново-Котловская.

Рассмотрим фактический материал, привлеченный для обоснования перечисленных поднятий.

Гореловское, Селтынское, Красногорско-Балезинское предполагаемые поднятия вместе с Нылгинским составляют группу структур, размещенных на крупном Крындинско-Балезинском блоке, который ограничен с востока зоной глубинного разлома I порядка, а с запада — разломом II порядка. Согласно данным профильных сейсморазведочных работ (КМПВ), поверхность фундамента в пределах Гореловского поднятия залегает на отметках —1700 —1800 *м*.

Приблизительно на таких же отметках залегает Селтынское поднятие. По профилю, проложенному через дд. Ломик — Шаркан, в цент-

ральной части рассматриваемого блока фундамент имеет отметки приблизительно —1800 *м*.

Красногорско-Балезинское предполагаемое поднятие намечено между сейсмическими профилями, проходящими через дд. Уни — Дебессы на юге и Глазов — Бородулино на севере. Через центральную часть рассматриваемого поднятия отработан электроразведочный профиль (ЗСМ). Согласно полученным данным, поверхность фундамента здесь залегает высоко.

Если допустить предельную величину погрешности определения отметок по ЗСМ ±300 *м*, и в таком случае относительно приподнятое положение фундамента на этом участке сохранится на отметках —1900 *м*. Кроме того, материалы площадных сейсморазведочных работ (МОВ), полученные (партия 3/61) по западной части Красногорско-Балезинского поднятия, показывают моноклинальный подъем III отражающего горизонта с запада на восток, в сторону сводовой части намечаемого поднятия. При этом стратоизогипсы отражающей поверхности хорошо согласуются с простиранием Красногорско-Балезинской структуры. Наконец, данные количественной интерпретации гравитационных и магнитных аномалий на этом участке также показывают высокое залегание фундамента.

Учитывая отсутствие вендских отложений на отметках — 1900 *м* в Северной Удмуртии, а также ограниченность Крындинско-Балезинского блока с востока и запада зонами глубинных разломов, за пределами которых развиты бавлинские отложения, нетрудно прийти к выводу о высокой перспективности Гореловского, Селтынского, Красногорско-Балезинского предполагаемых поднятий для постановки нефтепоисковых работ.

Ежовское предполагаемое поднятие является северным продолжением довольно крупной Кильмезской структуры, подтвержденной глубоким бурением в районе д. Ломик. Ежовское поднятие, так же как и Кильмезское, находится на крупном блоке кристаллического фундамента, имеющем северо-восточное простирание и ограниченном разломами II порядка.

Сейсморазведочный и электроразведочный профили, пересекающие Ежовский блок по линии д. Уни — д. Дебессы и д. Фаленки — г. Глазов, показали повышенное залегание поверхности фундамента над этим блоком. Согласно полученным данным, рассматриваемая поверхность залегает на отметках —1800 —1900 *м*.

Глубокие скважины, размещенные за пределами рассматриваемого поднятия, в районе г. Глазова и у д. Уни обнаружили поверхность фундамента на отметках соответственно —2073 и —1819 *м*.

Барминское предполагаемое поднятие выделено на основе данных электроразведки (ЗСМ), полученных по профилю д. Фаленки — г. Глазов, пересекающему северный склон предполагаемого поднятия. Согласно данным интерпретации, глубина залегания поверхности фундамента здесь находится на отметках — 1900 *м*.

Мало-Кунгурское предполагаемое поднятие намечается главным образом по данным количественной интерпретации аномалий гравитационного и магнитного полей. В этом районе среднее значение отметок фундамента по 9 расчетным точкам не превышает — 1940 *м*. Скважины, расположенные западнее предполагаемого Мало-Кунгурского поднятия, характеризуют глубину залегания фундамента на отметках более —2130 *м*.

Ново-Котловское предполагаемое поднятие намечено по материалам детальных гравиметрических съемок. Первичные данные расчленения гравитационного поля в этом районе получены сотрудниками Удмуртской геофизической экспедиции. Обработка материалов по выявлению полезного гравитационного эффекта проводилась методикой, разработанной в последнее время в Геологическом институте г. Казани. Содержание методики изложено в работе автора (1963).

Распределение полезного эффекта в районе предполагаемого поднятия характерно в том отношении, что его численные значения изменяются с большими градиентами. Изоаномалы полезного эффекта с несколько меньшими значениями оконтуривают в единый участок известное по данным бурения Граховское поднятие и расположенную к югу от него Ново-Котловскую структуру.

Перечисленные выше поднятия являются перспективными для постановки нефтепоискового бурения.

ЛИТЕРАТУРА

Валеев Р. Н. Линейные отрицательные структуры северо-востока Русской платформы. ДАН СССР, т. 153, № 2, 1963.

Салихов А. Г. К вопросу о глубинном строении северных районов Татарии и методике поисков локальных структур по материалам детальной и высокоточной гравиразведки. Методика интерпретации геофизических аномалий. Изв. КФАН СССР, вып. 10, сер. геол. наук, 1963.

Уразаев И. М. Глубинное строение кристаллического фундамента Удмуртии и северо-востока Татарии по данным интерпретации аномалий геомагнитного поля. Изв. АН СССР, сер. геол. наук, № 5, 1964.

ТРУДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА
(г. Казань)

№ 14 1966

И. М. Уразаев

ГЛУБИННОЕ СТРОЕНИЕ КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА ТАТАРИИ И СЕВЕРНЫХ РАЙОНОВ КУЙБЫШЕВСКОЙ ОБЛАСТИ ПО ДАННЫМ ИНТЕРПРЕТАЦИИ АНОМАЛИЙ ГЕОМАГНИТНОГО ПОЛЯ

Изучение глубинного строения кристаллического фундамента имеет принципиальное значение для познания геологической истории Земли, закономерностей формирования и размещения полезных ископаемых, тектонических процессов и, в частности, механизма формирования структурного плана поверхности кристаллического фундамента и др. В данной статье сделана попытка расшифровать внутреннее строение кристаллического фундамента на основе интерпретации аномалий геомагнитного поля.

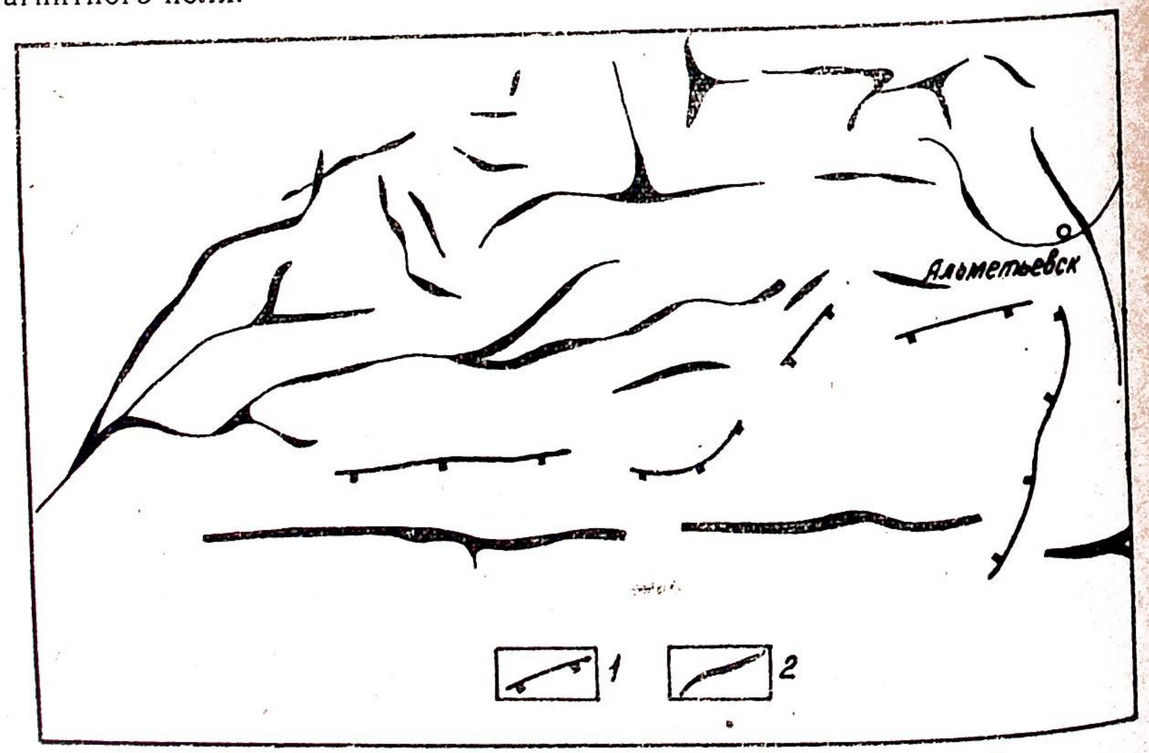


Рис. 1. Схема расположения разломов кристаллического фундамента и интрузивных тел основного состава.

1 — разломы без внедрения интрузивных тел основного состава; *2* — разломы с внедрением интрузивных тел основного состава.

На рис. 1 представлены результаты интерпретации аномального геомагнитного поля. Качественная расшифровка поля проведена по методике, пердложенной в работе (Уразаев, 1963). Здесь разломы магнитоактивных масс без внедрения интрузий проведены по точкам перегиба сопряженных максимумов и минимумов, а разломы с внедрением

интрузий трассированы по максимумам аномалий ΔT_a. Количественная интерпретация линейно вытянутых и изометрических максимумов производилась по палеткам Л. Я. Проводникова (1963). Для этого на наблюденной кривой определялся нулевой уровень аномалий путем соединения прямой линией ее краевых точек перегиба. Причем учитывалось, что эта линия дает приблизительное положение нулевого уровня. Для его уточнения был применен палеточный метод. Сущность метода сводится к следующему. Фактическая аномалия ΔT_a, построенная в линейном масштабе относительно принятого нами нулевого уровня, перестраивалась на кальку в билогарифмическом масштабе. В дальнейшем этот бланк кальки с нанесенной на него наблюденной кривой будем называть практическим графиком. Путем совмещения такого графика с ключевыми кривыми альбома палеток определялась геометрическая форма возмущающего тела и шифр искомой теоретической палетки. На палетке с этим шифром выбиралась та теоретическая кривая, которая наиболее полно совмещалась с практическим графиком. По оцифровке этой палеточной кривой определялось фактическое положение нулевого уровня практического графика. Глубина h_1 до верхней кромки возмущающего тела отсчитывалась на оси абсцисс практического графика в точке ее пересечения с линией h палеточной кривой. Остальные параметры возмущающего тела — ширина $2b$, длина L и глубина до нижней кромки h_2 — определялись по цифрам, которые имеются на палетках и которые характеризуют отношения этих величин к глубине h_1. Величина же вектора интенсивности намагничения J снималась с номограммы, размещенной в нижнем левом углу палетки. Количественная интерпретация аномалий типа линейно вытянутых сопряженных максимумов и минимумов ΔT_a производилась по номограмме, разработанной нами совместно с А. Г. Салиховым (Уразаев, Салихов, 1963).

Из схемы глубинного строения видно, что кристаллический фундамент рассечен многочисленными разломами северо-восточного, широтного и меридионального простираний. На изученной площади выявлены Тарханский, Волчий, Лошманский, Денискинский разломы с внедрением интрузий основного состава и ряд нарушений без внедрения интрузий. По простиранию они имеют криволинейную морфологию. В связи с этим в каждом разломе выделяется ряд граней, имеющих отличные друг от друга азимуты простирания. При незначительных перемещения масс по разломам их грани, имеющие одинаковый азимут простирания, приоткрываются (Коралев, 1938). Такие небольшие «подвижки» обычно происходят при внедрении магмы в породы земной коры. Одновременность этих процессов предопределяет размещение интрузивных тел только лишь в приоткрытых гранях разломов. Поэтому в криволинейных дизъюнктивных нарушениях безинтрузивные участки по простиранию сменяются линзами интрузивных тел. Интрузии также размещаются в наиболее дробленых участках разломов в местах их сопряжения и пересечения (см. рис. 1). Система сопрягающихся между собой разломов, на некоторых участках которых локализуются интрузивные тела, образует рисунок «конского хвоста».

Приближенное суждение о петрографическом составе магнитоактивных пород сделано путем сопоставления вычисленной величины интенсивности намагничения с аналогичной величиной, полученной лабораторными исследованиями. Лабораторные исследования магнитных свойств горных пород кристаллического фундамента, выполненные тематической партией Казанской геофизической экспедиции при нашей консультативной помощи, сведены в табл. 1.

Здесь буквой J с индексом r обозначена интенсивность остаточного намагничения, а с индексом i — интенсивность индуцированного намагничения. Предполагая, что направление вектора остаточного намагниче-

ния совпадает с направлением геомагнитного поля, вычислено суммарное значение интенсивности намагничения путем сложения J_r и J_i. Такое предположение сделано исходя из факта прямого намагничения в базальтах Украинского щита. Анализ табл. 1 показывает, что для биотит-плагиоклазового, гранат - силлиманит - биотит - кордиеритового, биотит-пироксенового гнейсов и гранатового гранулита суммарные интенсивности намагничения изменяются в пределах от 20 до $50 \cdot 10^{-5}$ СГСМ. Среднее значение намагниченности этих пород равно $35 \cdot 10^{-5}$ СГСМ. Исключение составляет биотит-плагиоклазовый гнейс, вскрытый

Таблица 1

Магнитные свойства горных пород кристаллического фундамента

Наименование породы	Наименование площадей	№ скважин	К-во образцов	Средние значения $J \cdot 10^5$ СГСМ			Примечание
				J_r	J_i	$J_{сум}$	
Биотит-плагиоклазовый гнейс	Бугульминская	28	6	16	33	49	
Биотит-пироксеновый гнейс	Катушско-Кадеевская	130	3	10	26	36	
Гранат-силлиманит-биотит-кордиеритовый гнейс	Ямашинская	237	1	18	5	23	
Гранатовый гранулит	Нурлатская	119	6	31	6	37	
Амфибол	Черемшанская	320	5	26	24	50	
Хлорит-плагиоклазовая порода	Бугульминская	31	7	17	26	43	
Невыясненного состава	Танайско-Бехтеревская	376	1	27	10	37	
» » »	Усть-Икская	381	1	4	20	24	
Биотит-плагиоклазовый гнейс	Черемшанская	325	3	58	13	71	
Роговообманковый гиперстеновый гнейс	Нурлатская	108	5	48	45	93	в 2 *км* от разлома
Биотит-роговообманковый гнейс	Азево-Салаушская	36	6	40	59	99	Над массивом ультраосновных пород
» » »	Катушско-Кадеевская	132	16	51	24	75	Вблизи Лошманского разлома
Амфибол-хлорит-плагиоклазовая порода	Нурлатская	136	7	41	32	73	
То же	Мокшинская	112	14	106	89	195	На Лошманском разломе
Амфиболит	Катушско-Кадеевская	121	12	68	64	132	
Габбро-норит слабо катаклазированный	Нурлатская	116	6	55	63	118	
Роговообманковое габбро	Елабужская	264	4	123	108	231	
Диабаз сильно амфиболитизированный	Афанасовская	361	4	165	70	235	

скважиной № 325 на Черемшанской площади. Здесь зафиксирована интенсивность намагничения в $71 \cdot 10^{-5}$ СГСМ. Повышенное значение намагниченности этого образца, видимо, обусловлено наличием аддитивного контактового метаморфизма в поле развития гнейсов.

Сравнительно высокие значения J характерны для образцов амфибол-хлорит-плагиоклазовой породы, подсеченной скважиной № 112 на Мокшинской площади, и гиперстен-биотит-роговообманковых гнейсов,

выявленных скважинами № 108 на Нурлатской площади, № 36 — на Азево-Салаушской площади и № 132 — на Катушско-Кадеевской площади. Все эти скважины расположены близко от интрузивных тел или от дизъюнктивных нарушений (см. табл. 1). Поэтому такие породы относятся, видимо, к ортогнейсам, и их параметры могут быть включены в разряд магнитных свойств, характерных для интрузий основного состава. Амфибол-хлорит-плагиоклазовые породы, подсеченные скважиной № 320 на Черемшанской площади и № 31 на Бугульминской площади, относятся, видимо, к парагнейсам, так как эти скважины находятся вдали от известных интрузивных тел.

Диабазы, габбро и габбро-нориты наиболее магнитны среди пород кристаллического фундамента. Величина интенсивности их намагничения изменяется от 118 до $235 \cdot 10^{-5}$ СГСМ. Подводя итог анализу табл. 1, можно констатировать, что средняя величина интенсивности намагничения прагнейсового комплекса фундамента равна $35 \cdot 10^{-5}$ СГСМ, контактово-метаморфических пород — $70 \cdot 10^{-5}$ СГСМ, а интрузивных пород основного состава — $145 \cdot 10^{-5}$ СГСМ (при вычислении средних значений намагниченности пород основного ряда включены параметры ортогнейсов). Аналогичные результаты получены и для других площадей. Так, в пределах Русской платформы и Балтийского щита значения суммарной величины интенсивности намагничения основных пород варьируют от $110 \cdot 10^{-5}$ до $500 \cdot 10^{-5}$ СГСМ (Уразаев, 1964). В пределах Татарии не вскрыты ультраосновные породы, в связи с чем отсутствуют данные по их интенсивности намагничения. Поэтому эти данные восполнены из литературы. А. Г. Комаров и др. (Комаров, Москалев и др., 1962) указывают, что гарцбургиты из гипербазитового массива Крака Южного Урала имеют величину остаточного намагничения $1750 \cdot 10^{-5}$ СГСМ. Суммарное значение интенсивности намагничения, видимо, больше $2000 \cdot 10^{-5}$ СГСМ.

Описанные результаты лабораторных исследований позволяют определить петрографический состав инструзивных тел, выявленных интерпретацией аномалий геомагнитного поля Татарии. По данным нашей интерпретации интрузивные тела, заполняющие Волчий, Лошманский, Денискинский, Сходневский, Лениногорский и Черемуховский разломы, имеют интенсивность намагничения от 220 до $470 \cdot 10^{-5}$ СГСМ. Из произведенного анализа магнитных свойств кристаллического фундамента и результатов интерпретации следует, что интрузивные тела, контролируемые разломами, по интенсивности намагничения соответствуют породам основного ряда. Данные табл. 2 также показывают,

Таблица 2

Результаты количественной интерпретации

Наименование разломов и интрузий	К-во точек	Средние значения глубин залегания		Средняя величина $J \cdot 10^5$
		h_1 в *км*	h_2 в *км*	
Интрузия Волчьего разлома	1	2,1	10,0	400
» Лошманского разлома	3	1,8	10,0	473
» Денискинского разлома	3	2,0	6,2	223
» Сходневского разлома	3	2,8	8,0	390
» Лениногорского разлома	5	2,2	9,0	416
» Черемуховского разлома	1	2,3	9,2	290
Шугуровский сброс	4	1,8	4,7	294
Спиридоновский сброс	2	2,7	9,3	280
Волчий сброс	1	1,9	3,6	195
Среднее из 23 значений		2,2	8,8	329

что в теле кристаллического фундамента приблизительно на глубине 8—9 *км* имеется поверхность повсеместно распространенных магнитоактивных масс. Так, глубины нижних кромок интрузий, размещающихся в Волчьем, Лошманском, Денискинском, Сходневском, Лениногорском и Черемуховском разломах, варьируют в пределах от 6 до 10 *км*. Этот факт свидетельствует о том, что разрозненные магнитовозмущающие тела в своей нижней части погружаются в аналогичные по интенсивности намагничения породы, образующие нижний этаж кристаллического фундамента. Совместный анализ табл. 1 и 2 показывает, что интрузии, нижние кромки которых размещаются примерно на глубинах 8—9 *км*, имеют основной состав. В связи с этим нижний магнитоактивный этаж кристаллического фундамента отождествляется с «базальтовым» слоем.

О возможности выявления структурного плана кристаллического фундамента по данным интерпретации материалов магниторазведки можно судить по сопоставлению результатов количественных расчетов и качественного анализа аномалий геомагнитного поля с данными бурения. На исследованной территории наиболее разбуренными являются Мокшинская, Нурлатская, Черемшанская, Катушско-Кадеевская и Бугульминская площадь. Здесь по данным бурения Акташско-Новоелховский вал по фундаменту имеет почти меридиональное простирание. Разломы же кристаллического фундамента, выявленные по аномалиям типа линейно вытянутых максимумов, ориентированы в северо-восточном и широтном направлениях. Поэтому можно сделать предположение, что заложение этих разломов и внедрение в них интрузий происходили в геосинклинальный этап развития, т. е. до нивелирования поверхности кристаллического фундамента. К рифейскому же времени они сцементировались интрузиями и были неподвижны. Так, Волчий разлом северо-восточного простирания, Лошманский и Денискинский разломы широтного простирания не выявляются на поверхности фундамента. Они секут все структуры, зафиксированные по данным бурения. Разломы меридионального простирания, видимо, были заложены в рифейское время, и в девоне они не потеряли мобильности. Достоверность этого утверждения доказывается тем, что Шугуровское субмеридиональное нарушение «базальтового» слоя контролирует Алтунино-Шунакский прогиб поверхности фундамента.

Интрузивные тела, видимо, застыли на разном уровне от земной поверхности, существовавшей во время их внедрения. Впоследствии, в период предрифейской пенепленизации, они были вскрыты эрозией, либо их верхняя кромка оказалась в непосредственной близости от поверхности фундамента. Поэтому глубины залегания верхней кромки тел, вызывающих аномалии типа линейно вытянутых максимумов, соизмеримы с глубинами залегания поверхности кристаллического фундамента (табл. 2). Последний вывод дает основание применять материалы магниторазведки для выявления крупных черт рельефа кристаллического фундамента. Основываясь на этом факте, Э. Э. Фотиади (1956) глубины залегания фундамента, отождествляемые с данными интерпретации аномалий геомагнитного поля, рассматривал лишь как ориентировочные.

Выводы

1. Парагнейсовый комплекс фундамента имеет интенсивность намагничения порядка $35 \cdot 10^{-5}$ СГСМ. Для интрузий основного состава и ортогнейсов характерна величина намагниченности, варьирующая в пределах от 100 до $400 \cdot 10^{-5}$ СГСМ. Контактово-метаморфические породы обладают интенсивностью намагничения $70 \cdot 10^{-5}$ СГСМ.

2. Поверхность магнитовозмущающих масс, прослеживающаяся по нижним кромкам магнитоактивных тел, является поверхностью «базальтового» слоя.

3. Разломы фундамента широтного и северо-восточного простирания сцементированы и были неподвижны от рифейского до новейшего времени. Здесь были мобильными нарушения субмеридионального простирания.

4. Глубины залегания верхней кромки магнитоактивных тел характеризуют рельеф кристаллического фундамента лишь в общих чертах.

ЛИТЕРАТУРА

Коралев А. В. Повторные разрывы в трещинных рудных жилах. Сов. геология, № 8—9, 1938.

Комаров А. Г., Москалев А. Г. и др. Об интерпретации магнитных полей над гипербазитовыми комплексами (серпентинизация и магнитные свойства). ДАН СССР, т. 143, 1962.

Проводников Л. Я. Альбом палеток для определения элементов залегания намагниченных тел без ошибки за выбор нормального поля. Тр. Сиб. отд. АН СССР, Геология и геофизика, вып. 26, Новосибирск, 1963.

Уразаев И. М. Некоторые данные о критериях выделения структуры в осадочном чехле по аномалиям вертикальной составляющей геомагнитного поля. Кн. Закономерности размещения месторождений нефти и газа Волго-Уральской нефтегазоносной области. М., Академиздат, 1963.

Уразаев И. М., Салихов А. Г. Геомагнитное поле Татарии и методика интерпретации Za и Ha с помощью номограмм. Изд. КФАН СССР, сер. геол. наук, вып. 10, Казань, 1963.

Уразаев И. М. Глубинное строение кристаллического фундамента Удмуртии и северо-востока Татарии по данным интерпретации аномалий геомагнитного поля. Изв. АН СССР, сер. геол., № 5, 1964.

Фотиади Э. Э. Геологическое строение Русской платформы по данным региональных геофизических исследований и опорного бурения. Автореферат на соискание ученой степени доктора геол.-минерал. наук. Гостоптехиздат, Л., 1956.

ТРУДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА
(г. Казань)

№ 14 1966

Б. Г. Яковлев

О КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ЗАВИСИМОСТИ СОДЕРЖАНИЯ ГИПЕРСТЕНА, БИОТИТА И КАЛИЕВОГО ПОЛЕВОГО ШПАТА В ПОРОДАХ КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА НУРЛАТСКОГО РАЙОНА ТАТАРИИ

Нурлатский массив, установленный разведочным бурением в кристаллическом фундаменте юго-западной части Татарского свода, сложен, по данным автора, гиперстенсодержащими гнейсами и метадиоритами гранулитовой фации (эти породы рядом авторов [Богданова, 1965; Лапинская, 1962] относятся к образованиям габбро-норит-чарнокитовой серии) и занимает площадь почти в 500 *км*^{2}.

В юго-западной части массив пересекается сложнопостроенной полосой, периферические участки которой представлены салит-гиперстеновыми, салит-амфиболовыми гнейсами и метадиоритами, а центральная часть образована биотит-гранатовыми гнейсами.

Серия кулисообразно расположенных тел гиперстен-гранатовых гнейсов известна в осевой части массива. Обе указанные полосы вытянуты в северо-западном направлении и подтверждены геофизическими материалами (Кензин, Степанов, 1964).

Каменный материал, которым располагал автор, был изучен с точки зрения количественно-минералогического анализа, и полученные результаты показали, что в гиперстенсодержащих гнейсах и метадиоритах содержание гиперстена, калиевого полевого шпата и биотита подчиняется определенной закономерности.

Однако если данные для гиперстена и биотита, имеющих довольно стабильные и состав и микроскопические взаимоотношения, были целиком вовлечены в анализ, то в отношении калиевых полевых шпатов нужно сделать нижеследующее разъяснение.

До самого последнего времени калиевые полевые шпаты, которые не пользуются в породах Нурлатского массива сколько-нибудь заметным распространением, рассматривались как продукты щелочного гидротермального метасоматоза (Богданова, 1964; Ситдиков, 1963 и др.).

Нам представляется целесообразным различать две группы калиевых шпатов:

1) решетчатые микроклины и оптически гомогенные калиевые полевые шпаты кварц-микроклиновых прожилок, в этой группе нередки и микропертиты;

2) оптически однородные интергранулярные выделения в гиперстенсодержащих гнейсах, где характерно низкое содержание калиевых полевых шпатов и почти полное отсутствие следов щелочного метасоматоза. Эти обособления были впервые подмечены С. В. Богдановой (устное сообщение).

Обе выделенные группы, как видно из табл. 1, заметно разнятся по оптическим свойствам, что совместно с парагенетическими связями может быть положено в основу их подразделения.

Таблица 1

Сравнительные оптические характеристики калиевых полевых шпатов из участков микроклинизации и интергранулярных выполнений в гиперстеновых гнейсах

Скв./обр.	Площадь	2V	⊥ (010)			⊥ (001)			Примечание
			N_g	N_m	N_p	N_g	N_m	N_p	
72/2	Нурлатская	— 82°	—	—	—	82	10,5	84,5	Новообразованное несдвойникованное зерно
64/3	"	— 84°	16	83,5	76	82	14	82	Зерно из микроклинового прожилка
65/2	"	— 80°	17	85	75	86	12	81	То же
92/16	Мокшинская	— 82°	—	—	—	82	11	83,5	Метасоматический решетчатый микроклин
60/11	"	— 80°	14	82	74,5	—	—	—	То же
90/3	Нурлатская	— 68°	12	86,5	82	83	7	81,5	Интергранулярное выделение гиперстенового гнейса
68/3	"	— 62°	—	—	—	85	5	84,5	
91/3-Б	"	— 69°	6	82,5	82	—	—	—	То же
105/14	"	— 72°	10	81	83,5	83	9	82,5	" "

Интересно, что оптические свойства калиевых полевых шпатов первой группы, как видно из табл. 1, близки в породах различного состава и разных территорий Татарского свода, в то время как полевые шпаты второй группы строго приурочены к парагенезису гиперстен-биотит-плагиоклаз-кварц или гиперстен-биотит-плагиоклаз.

Очевидно, что микроклины кварц-микроклиновых прожилок являются следствием регионального, свойственного в разной мере всем породам кристаллического фундамента Татарии, щелочного метасоматоза. Калиевые полевые шпаты гиперстеновых гнейсов, видимо, отличны от них и по генезису.

Калиевые полевые шпаты были изучены на универсальном столике Федорова ортоскопическим методом.

А. С. Марфунин (1962) предупреждает, что результаты, полученные таким способом, недостаточно точны. Однако при пользовании ортоскопическим методом в шлифах значительной толщины были получены результаты, разброс которых был невелик и объекты изучения четко обособились в две приведенные выше группы, в то время как массовым изменениям с большим разбросом сопутствует большее разнообразие оптических свойств.

Результаты количественно-минералогического анализа гиперстенсодержащих пород Нурлатского массива показали, что: 1) при возрастании содержания биотита до 10% гиперстен и калиевый полевой шпат присутствуют в очень малых количествах или исчезают вовсе; 2) в подавляющем большинстве шлифов предельное содержание и гиперстена, и калиевого полевого шпата достигает 5%; 3) в шлифах, где содержание гиперстена и калиевого полевого шпата приближается к указанным выше величинам, биотит количественно составляет 0,0 *n*% или не устанавливается.

Примеры количественных соотношений биотита, гиперстена и калиевого полевого шпата можно видеть на рис. 1, где данные количе-

ственно-минералогических измерений нанесены на трехкомпонентную диаграмму.

Нам представляется, что такие отношения содержаний этих минералов в породах Нурлатского массива не случайны и тесно связаны с условиями формирования гиперстенсодержащих пород.

Известно, что на определенном этапе развития метаморфизма в условиях гранулитовой фации биотит становится неустойчивым и распадается в присутствии кварца на гиперстен и калиевый полевой шпат согласно реакции:

$$\underset{\text{биотит}}{SiO_2 + 7K(Mg,\ Fe)_3\ AlSi_3O_{10}\ (OH)_2} \rightleftarrows$$

$$\underset{\text{калиевый полевой шпат}}{KAlSi_3O_8} + \underset{\text{гиперстен}}{3(Mg, Fe)SiO_3} + H_2O$$

Левая часть приведенного уравнения принадлежит условиям амфиболитовой фации, в то время как правая его часть возможна лишь при температурах гранулитовой фации. Реакция протекает в условиях, переходных от амфиболитовой к гранулитовой фации, а температура ее повышается с понижением давления воды.

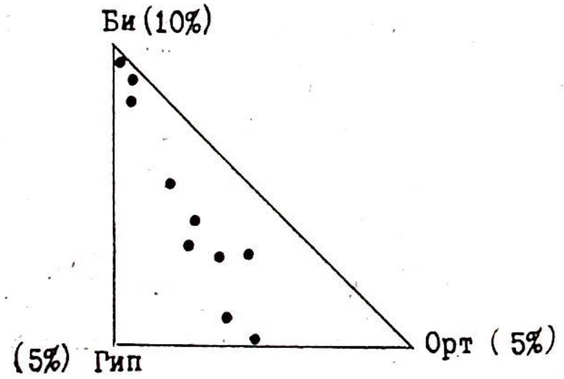


Рис.1.

Рис. 1. Диаграмма, показывающая взаимную зависимость гиперстена (Гип), биотита (Би) и калиевого полевого шпата (Орт) в гиперстеновых гнейсах и метадиоритах.

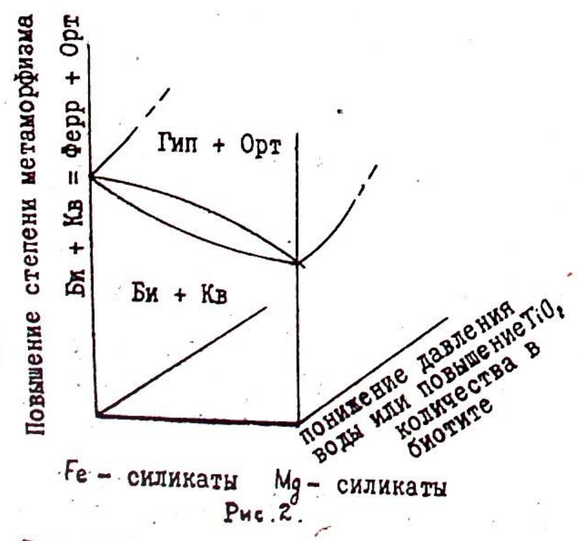


Рис.2.

Рис. 2. Диаграмма реакции перехода: биотит (Би) + кварц (Кв) $\rightleftarrows$ ромбический пироксен (Ферр-Энст) + калиевый полевой шпат (Орт) (по Г. Рамбергу).

Г. Рамберг (1952) отмечает, что присутствие кварца и биотита наряду с гиперстеном и калиевым полевым шпатом указывает на формирование породы при температурах, которые несколько ниже пограничных для амфиболитовой и гранулитовой фаций, что видно на рис. 2, из которого также следует, что температура распада биотита зависит еще и от соотношения Fe/Mg в нем, где наиболее железистые разности диссоциируют при максимальных температурах.

Таким образом, при достижении температуры 700—750° (роль давления в данном случае не учтена) биотит при общем окварцевании породы дегидратизируется, и когда температура метаморфизма превысит критическое значение (на рис. 2 верхнюю границу полей Гип+Орт и Би+Кв), вынос воды будет наиболее полным.

Количественные пропорции и микроскопические особенности гиперстена, калиевого полевого шпата и биотита в гиперстенсодержащих породах Нурлатского массива соответствуют приведенным выше положениям.

Перечисленные данные позволяют сформулировать следующие выводы: 1) гиперстен, калиевый шпат и биотит в количественном отношении обычно характеризуются определенными пропорциями; 2) указанные соотношения связаны с дегидратацией биотита в присутствии кварца и дальнейшим распадом биотита на гиперстен и калиевый полевой шпат; 3) образование гиперстена и калиевого полевого шпата протекало при температурных условиях границы амфиболитовой и гранулитовой фаций, где соответственно нарастанию степени метаморфизма переход кварца и биотита в гиперстен и калиевый полевой шпат осуществляется полнее; 4) калиевый и полевой шпат, полученный путем распада биотита, отличается от метасоматических микроклинов оптическими свойствами и парагенезисом.

ЛИТЕРАТУРА

Богданова С. В. Нурлатский массив пород габбро-норит-чарнокитовой серии докембрийского фундамента Западной Татарии. Сб. Тезисы докладов научно-технической конференции молодых специалистов Моск. ин-та нефтехим. и газ. пром. М., 1965.

Лапинская Т. А. и Богданова С. В. Ультраосновные породы в фундаменте Куйбышевского Поволжья. Сб. Петрография фундамента и осадочных отложений нефтегазоносных областей СССР. М., 1962.

Марфунин А. С. Полевые шпаты — фазовые взаимоотношения, оптические свойства, геологическое распределение. Изд. АН СССР, 1962.

Ramberg H. The origin of metamorphic and metasomatic rocks. Chicago, 1952.

ТРУДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА
(г. Казань)

№ 14 1966

И. М. Уразаев, Ю. П. Герасимов

К МЕТОДИКЕ ТРАССИРОВАНИЯ РАЗЛОМОВ ПО АНОМАЛИЯМ ГЕОМАГНИТНОГО ПОЛЯ В ПЛАТФОРМЕННЫХ ОБЛАСТЯХ

Выявление и трассирование разломов фундамента и более глубоких горизонтов имеют принципиальное значение для познания геологического строения платформы. Дизъюнктивные деформации земной коры, являясь каналами для магматических расплавов и гидротермальных флюидов, фактически определяют закономерности размещения интрузивных тел и рудной минерализации, контролируют метасоматически измененные породы и др. Исследование же разломов, образованных в поздние тектонические циклы или заложенных в ранние орогенические эпохи, но возобновленных в платформенный этап, интересно с точки зрения влияния их на процесс осадконакопления, формирования структурного плана горизонтов осадочного чехла, образования гидрохимических, радиогеохимических и других аномалий.

В данном сообщении сделана попытка расшифровать некоторые элементы геомагнитного поля центральной части Волго-Камского края и на основании этого наметить критерии, дающие возможность трассировать разломы.

Разломы фундамента отражаются на геомагнитных картах в результате своеобразия распределения магнитных свойств пород платформы. Осадочные породы чехла и метаморфический комплекс фундамента практически немагнитны (Кринари, Салихов, 1956). Повышенной магнитностью обладают породы «базальтового» слоя, разновидности метаморфических сланцев, обогащенных темноцветными минералами, интрузии основного и ультраосновного состава (Уразаев, 1964). На глубине 18—25 *км*, где температура достигает точки Кюри, поляризованный материал «базальтового» слоя переходит в неполяризованные породы (Уразаев, 1964). Следовательно, аномалеобразующие факторы располагаются в теле кристаллического фундамента и не распространяются на глубины свыше 18—25 *км*.

Резюмируя изложенное, можно констатировать, что наблюдаемые аномалии геомагнитного поля обусловлены следующими элементами геологического строения платформы: 1) зонами развития магнитных разностей метаморфических сланцев; 2) неровностями рельефа «базальтового» слоя; 3) интрузиями пород основного и ультраосновного состава.

Зоны развития магнитных разностей метаморфических сланцев связаны либо с крупными магматическими телами изометрической формы, либо с линейно вытянутыми интрузиями. Поэтому этот аномалеобразующий фактор осложняет аномалии, связанные с интрузивными телами, и самостоятельного значения не имеет.

Как показали наши исследования (Уразаев, 1964), поверхность «базальтового» слоя имеет сильно расчлененный рельеф. Ее неров-

ности обязаны многократным пликативным и дизъюнктивным деформациям земной коры описываемой территории. По ориентировочным расчетам складчатые формы рельефа «базальтового» слоя создают региональные аномалии геомагнитного поля. Этот тип аномалий в данном сообщении не рассматривается. Разрывные же нарушения, обусловливающие резкие перепады глубин залегания поверхности «базальтового» слоя, фиксируются локальными аномалиями вертикальной составляющей геомагнитного поля. В результате перемещения блоков по разлому образуются уступы магнитоактивных масс, создающие аномалии типа сопряженных максимумов и минимумов. Этот тип аномалий уверенно выявляется на площадях, где имеет место слабо дифференцированное поле ΔT_a или Z_a (например, Кукморский свод). Здесь четко коррелируются полосы повышенных значений $T_a(\Delta Z_a)$, сопровождающихся относительно заниженными величинами этих составляющих геомагнитного поля. Из рис. 1, *А* видно, что трассирование разлома по простиранию можно произвести на карте изодинам вдоль средней линии зоны максимальных горизонтальных градиентов $Z_a(\Delta T_a)$. Положение его плоскости на глубине по аномалиям $Z_a(\Delta T_a)$ определяется лишь по смещению поверхности «базальтового» слоя.

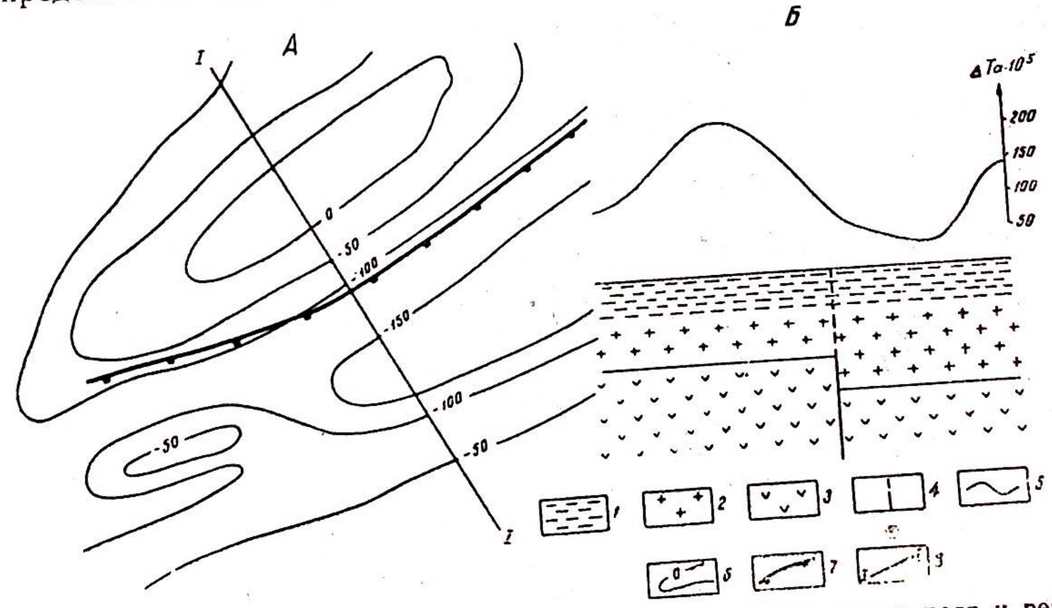


Рис. 1. Распределение ΔT_a на площади слабо дифференцированного поля и результаты интерпретации аномалий (восток Кукморского свода).

А — план; *Б* — разрез по линии 1—1; *1* — породы осадочного чехла; *2* — породы „гранитного" слоя; *3* — породы „базальтового" слоя; *4* — разлом в разрезе; *5* — кривая ΔT_a; *6* — изолинии ΔT_a; *7* — разлом в плане; *8* — линия профиля.

Фактически других опорных границ на территории платформы нет. Для выявления глубин залегания магнитоактивных масс по данному типу аномалий И. М. Уразаевым совместно с А. Г. Салиховым разработана номограмма (Уразаев, Салихов, 1963). На рис. 1, *Б* представлен результат геологической интерпретации по линии I—I. Вполне вероятно, что разлом, выявленный в процессе интерпретации, может контролировать немагнитное интрузивное тело (кислого или щелочного состава). Но в связи с тем, что оно не фиксируется в аномальном поле $Z_a(\Delta T_a)$, на разрезе такое предположение не зарисовано. В работе (Уразаев, 1964) показано, что структурные планы поверхностей «базальтового» и «гранитного» слоев не тождественны. Поэтому на рис. 1, *Б* граничная линия между осадочным чехлом и фундаментом проведена пунктиром.

Если же в зоне разлома размещается интрузия основного состава, то аномалия $Z_a(\Delta T_a)$ приобретает форму асимметричного максимума.

Последнее утверждение обосновывается расчетом аномального эффекта от возмущающих масс, изображенных на рис. 2. Здесь глубина залегания поверхности приподнятого крыла «базальтового» слоя была приравнена 6 *км*, величина уступа — 4 *км*, горизонтальная мощность интрузивного тела—2 *км*, глубина залегания его верхней кромки — 2 *км*, а интенсивность намагничения пород интрузии и «базальтового» слоя — 400 10^{-5} CGSM. Такие параметры магнитовозмущающих масс наиболее часто встречаются на территории Волго-Камского края. Форма аномалии $Z_a(\Delta T_a)$ останется идентичной даже тогда, когда размеры уступа и интрузии будут отличаться от принятых их значений при расчете. Изменение величины амплитуды сброса (взброса) отразится на характере асимметричности кривой $Z_a(\Delta T_a)$. На рис. 3 изображено фактическое распределение составляющей ΔT_a геомагнитного поля на одном из участков южного купола Татарского свода. Подобный тип аномалии повсеместно развит на площадях с сильно дифференцированным полем $Z_a(\Delta T_a)$ в пределах востока Русской платформы. Здесь линейно вытянутые асимметричные максимумы $Z_a(\Delta T_a)$ с перерывом прослеживаются в одном направлении, образуя так называемые «полосовые» аномалии. Такое распределение поля $Z_a(\Delta T_a)$ объясняется тем, что интрузии размещаются на наиболее дробленых (ослабленных) участках разлома в форме линзовидных тел, которые цепочкой располагаются вдоль его простирания. Поэтому на площадях сильно дифференцированного поля $Z_a(\Delta T_a)$ дизъюнктивные нарушения трассируются отрезками линейно вытянутых асимметричных максимумов, между которыми прослеживаются полосы максимальных горизонтальных градиентов $Z_a(\Delta T_a)$. В случае вертикального разлома эти два типа аномалий сменяют друг друга по простиранию нарушения. Если же плоскость сброса (взброса) имеет наклон к горизонту, то ось аномалии типа сопряженного максимума и минимума смещена в сторону падения разлома от средней линии «полосовой» аномалии (рис. 4). Последнее объясняется тем, что зоной максимальных горизонтальных градиентов $Z_a(\Delta T_a)$ фиксируется уступ «базальтового» слоя, находящийся на глубинах 6—12 *км*, а асимметричным максимумом $Z_a(\Delta T_a)$ —

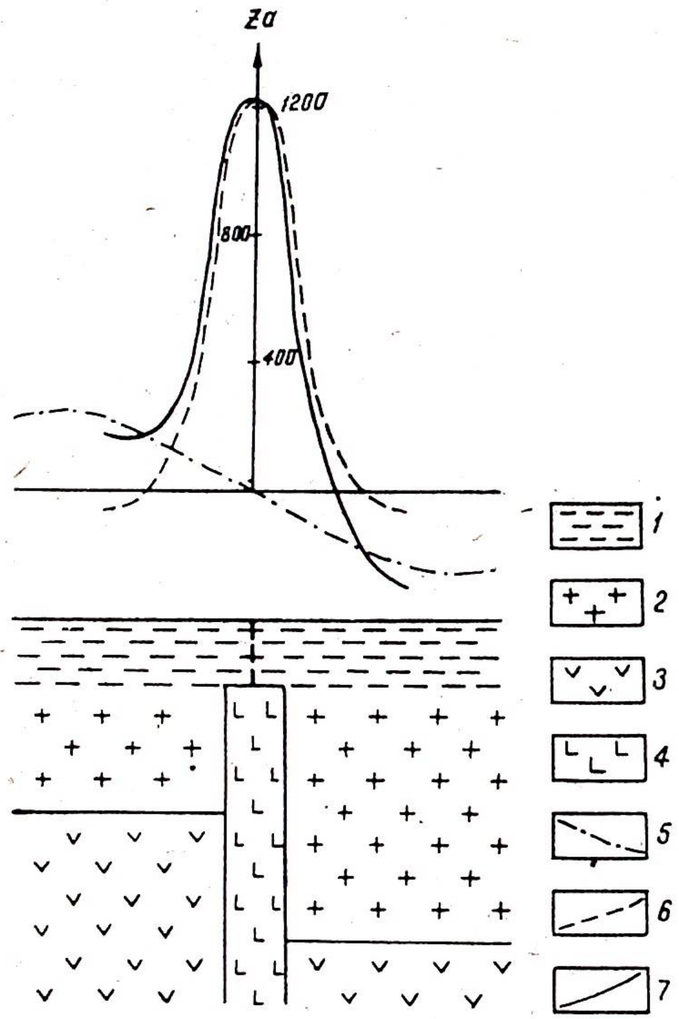


Рис. 2. Теоретические кривые Z_a.

1 — породы осадочного чехла; *2* — породы „гранитного" слоя; *3* — породы „базальтового" слоя; *4* — породы интрузивного тела основного состава; *5* — аномалия Z_a, обусловленная уступом „базальтового" слоя; *6* — аномалия Z_a, обусловленная интрузией основного состава; *7* — суммарная аномалия Z_a.

интрузивное тело, верхняя кромка которого располагается на меньших глубинах. Величина угла падения разлома может быть установлена путем выявления параметров геологических образований, создающих эти аномалии $Z_a(\Delta T_a)$. Определив количественной интерпретацией глубины залегания возмущающих масс, можно рассчитать расстояние по вертикали от верхней кромки интрузивного тела до середины уступа «базальтового» слоя (Δy). Горизонтальное же расстояние (Δx) между осями «полосовой» аномалии и зоной максимальных горизонтальных градиентов $Z_a(\Delta T_a)$ можно измерить на карте изодинам (рис. 4, *А*). Гипотенуза прямоугольного треугольника, горизонтальная сторона которого равна Δx, а вертикальная — Δy, является проекцией разлома на плоскость разреза (рис. 4, *Г*).

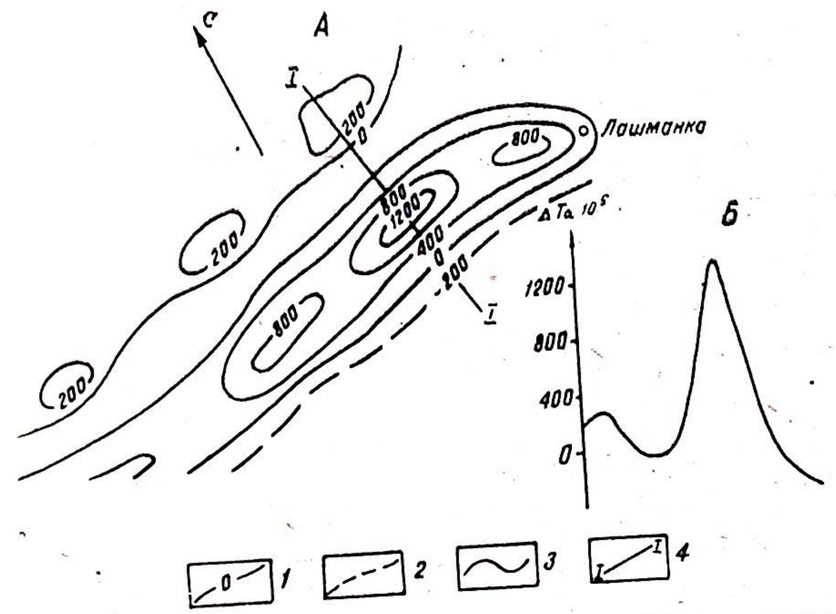


Рис. 3. Распределение ΔT_a на площади сильно дифференцированного поля.

А — план; *Б* — кривая ΔT_a по линии 1—1; *1* — положительные изолинии ΔT_a; *2* — отрицательные изолинии ΔT_a; *3* — кривая ΔT_a; *4* — линия профиля.

Асимметричные максимумы $Z_a(\Delta T_a)$ могут быть обусловлены не только перемещениями «базальтового» слоя, но и наклонными пластами или же вертикальными телами при косом их намагничении. Геологическая сущность асимметричной аномалии $Z_a(\Delta T_a)$ может быть установлена при непрерывном ее коррелировании по простиранию. Если в направлении опущенного крыла уступа «базальтового» слоя, выявленного на смежном участке по зоне максимальных горизонтальных градиентов $Z_a(\Delta T_a)$, наклонен нулевой уровень максимума $Z_a(\Delta T_a)$, то более вероятно предположить, что причина его асимметричности кроется в суммарном влиянии интрузивного тела и неровности нижнего магнитного этажа (рис. 4, *Б-В*). Если же наклоненная ветвь кривой $Z_a(\Delta T_a)$ расположена над приподнятым блоком «базальтового» слоя, то причину асимметричности аномалии нужно искать в косом намагничении или в невертикальном падении интрузии.

На территории Волго-Камского края, кроме описанных типов, широко развиты аномалии, имеющие морфологию изометрических максимумов.

Эти аномалии, видимо, обусловлены телами столбообразной формы. Так как аномалеобразующими факторами являются интрузии основного состава или же метасоматически измененные породы под влиянием магматических расплавов и гидротермальных флюидов, то они

могут размещаться в наиболее трещиноватых, проницаемых участках земной коры. Для образования столбов наиболее благоприятными являются места пересечения или сопряжения разломов. Поэтому изометрические аномалии $Z_a(\Delta T_a)$ при трассировании разломов по «полосовым» аномалиям и зонам максимальных горизонтальных градиентов $(Z_a \Delta T_a)$ могут являться реперами.

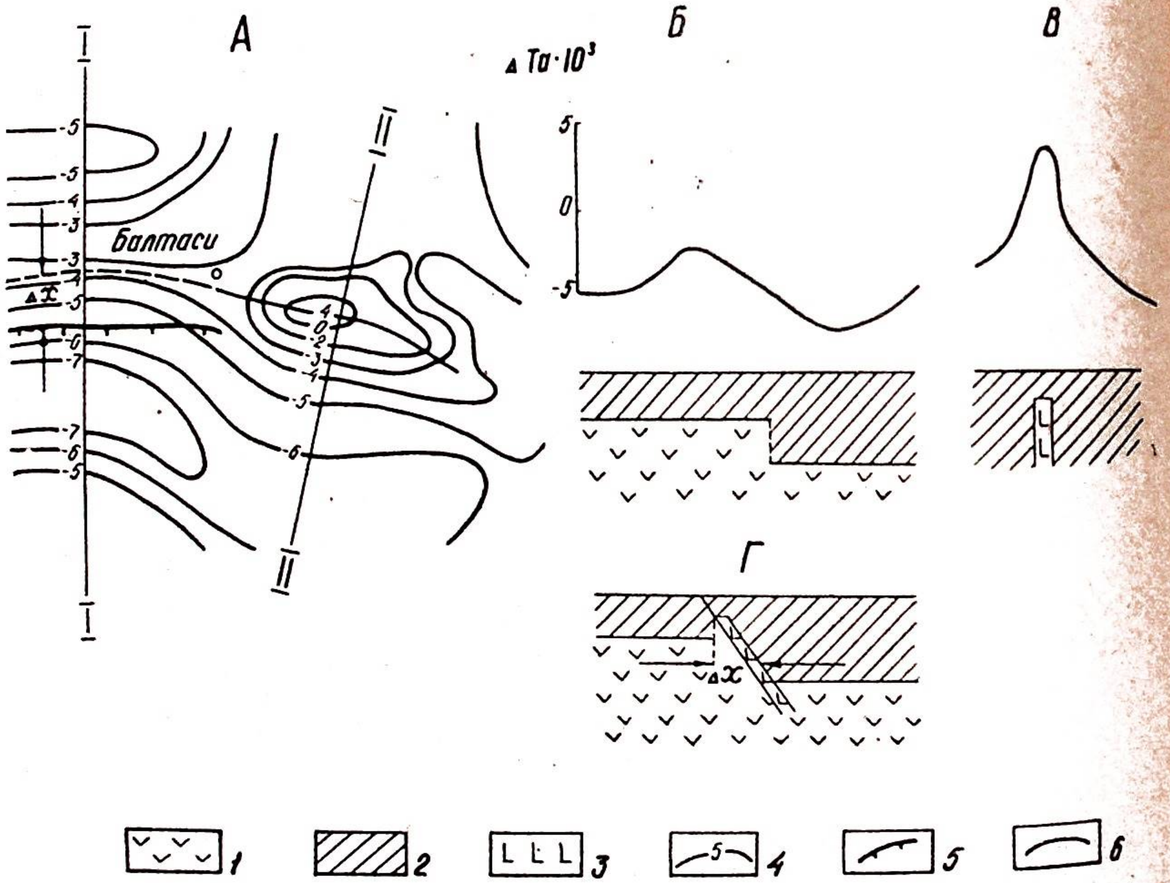


Рис. 4. Распределение поля ΔT_a в Балтасинском районе.

А — план изолиний ΔT_a; *Б* — профиль 1—1; *В* — профиль II—II; *Г* — результат геологической интерпретации; *1* — породы „базальтового" слоя; *2* — немагнитные породы; *3* — интрузивные породы основного состава; *4* — изолинии ΔT_a (цифра означает сотни гамм); *5* — разлом, выявляемый зоной максимальных горизонтальных градиентов ΔT_a; *6* — разлом, выявляемый „полосовой" аномалией ΔT_a.

Резюмируя изложенное, можно сделать следующие выводы:

1) разломы фундамента выявляются «полосовыми» аномалиями $Z_a(\Delta T_a)$ и зонами повышенных горизонтальных градиентов $Z_a(\Delta T_a)$;

2) изометрические максимумы $Z_a(\Delta T_a)$ фиксируют места пересечения или сопряжения разломов;

3) коррелирование по простиранию первых двух типов аномалий дает возможность определить направление и угол падения плоскости разлома.

ЛИТЕРАТУРА

Кринари А. И., Салихов А. Г. Плотность и магнитная восприимчивость пород палеозоя восточной части Татарии и их влияние на гравитационные и магнитные аномалии. Изв. АН СССР, сер. геофиз., № 8, 1956.

Уразаев И. М. Глубинное строение кристаллического фундамента Удмуртии и северо-востока Татарии по данным интерпретации аномалий геомагнитного поля. Изв. АН СССР, сер. геофиз., № 5, 1964.

Уразаев И. М., Салихов А. Г. Геомагнитное поле Татарии и методика интерпретации аномалий Z_a и H_a с помощью номограмм. Изв. КФАН СССР, сер. геол. наук, № 10, 1963.

ТРУДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА
(г. Казань)
№ 14 1966

К. М. Тен

О СТРОЕНИИ ПОВЕРХНОСТИ КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ТАТАРСКОГО СВОДА ПО ДАННЫМ ЭЛЕКТРОРАЗВЕДКИ

Изучение тектонического строения кристаллического основания в Татарии и во всей Волго-Уральской области имеет все большую значимость в связи с его генетической взаимосвязью с большинством структур осадочного покрова.

В статье данный вопрос рассматривается на материале электроразведочных исследований (метод становления магнитного поля), проведенных под руководством автора в период 1959—1962 гг.

По наблюденным кривым становления магнитного поля определяется глубина залегания фундамента и дается качественная характеристика разреза осадочного комплекса с помощью параметров суммарной продольной проводимости (S) и среднего продольного сопротивления (ρ_l). Величина проводимости (S) снимается непосредственно с наблюденной кривой ЗСМ, а сопротивление (ρ_l) определяется с графиков эмпирических зависимостей $\rho_l = f(S)$ и др., которые строятся по данным параметрических измерений на опорных скважинах. Вычисление отметок поверхности фундамента произведено по формуле $H = \rho_l S$.

Предполагаемые разломы фундамента прослежены по резко искаженным кривым ЗСМ. В настоящее время в пределах северной части Татарского свода как положительный элемент тектоники фундамента по данным бурения обоснованно выделен Елабуго-Бондюжский выступ (Елабуго-Голюшурминский вал). Как известно, в этом районе, названном Нижним Прикамьем, за последнее время открыт ряд нефтяных месторождений (Елабужское, Бондюжское, Первомайское и др.). Елабуго-Бондюжский выступ имеет ступенчатое строение и характеризуется прохождением валов вдоль ступеней. На нем установлены две флексуры — Елабужская и Усть-Икская, имеющие при протяжении 40—50 *км* субширотное простирание. На остальной площади северной части Татарского свода по данным небольшого объема бурения с востока на запад выделяются следующие основные элементы тектоники фундамента: Мамадышский прогиб, Кукморский выступ, Тюлячинский прогиб, западный склон выступа, Казанско-Кировская впадина.

Анализ полученных материалов на Елабуго-Бондюжском выступе может быть принят за основу для суждения об особенностях тектоники выступов и прогибов, имеющихся в остальных районах северной части Татарского свода.

На представленной тектонической схеме фундамента по данным электроразведки (рис. 1) выделены следующие крупные элементы: Мамадышская зона понижений, Кукморская зона поднятий, Тюлячинская зона понижений, Казанско-Арско-Кинерская ступень, зона Казанско-Кировской впадины.

Границами между Кукморской зоной поднятий и Казанско-Арско-Кинерской ступенью и между Казанско-Арско-Кинерской ступенью и зоной Казанско-Кировской впадины являются крупные разломы, про-

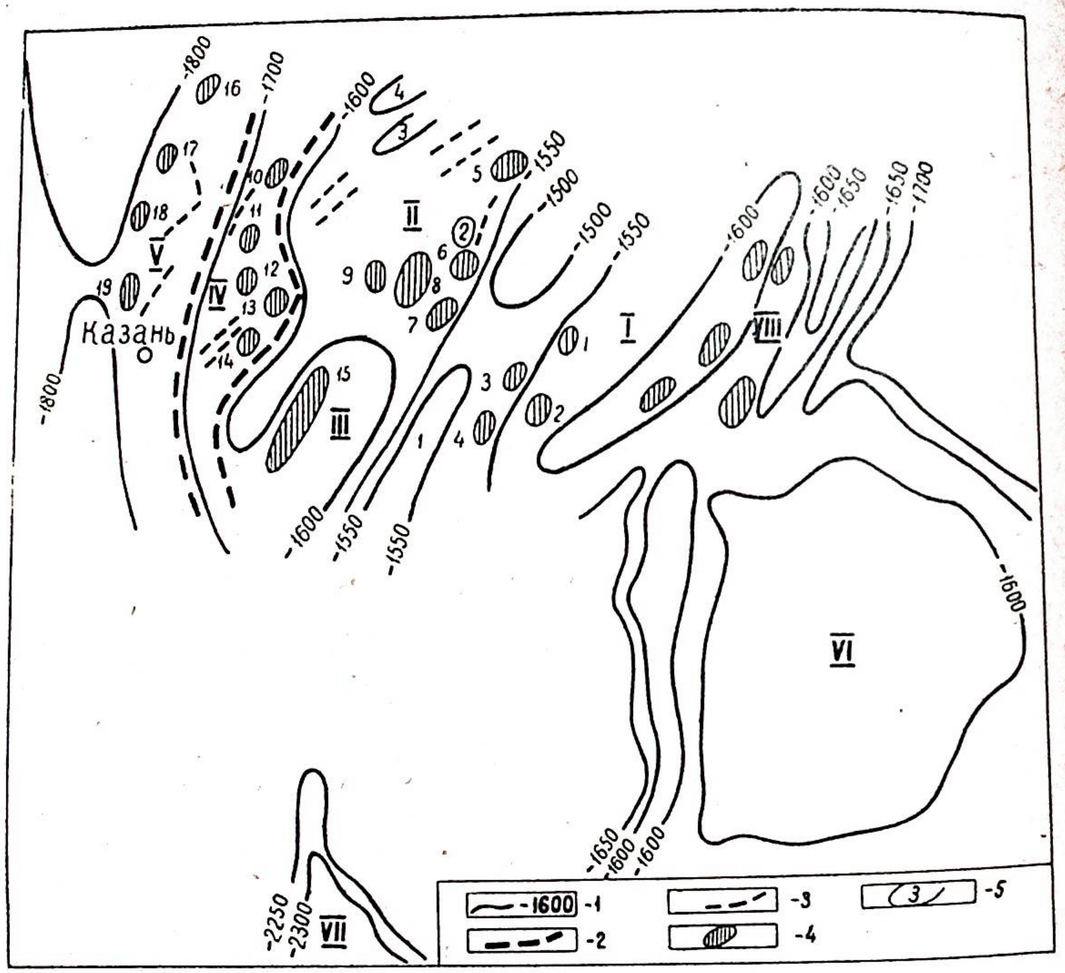


Рис. 1. Структурная карта рельефа фундамента.

1 — изогипсы рельефа фундамента; *2* — крупные разломы; *3* — мелкие разломы; *4* — поднятия второго порядка в рельефе фундамента; *5* — прогибы второго порядка в рельефе фундамента; *I* — Мамадышская зона понижений; *II* — Кукморская зона поднятий; *III* — Тюлячинская зона понижений; *IV* — Казанско-Арско-Кинерская ступень; *V* — зона Казанско-Кировской впадины; *VI* — южный выступ Татарского свода; *VII* — Мелекесская впадина; *VIII* — Елабуго-Голюшурминский выступ.

ходящие вдоль уступов. Южный выступ Татарского свода и Мелекесская впадина на рис. 1 выделены по данным бурения. Мамадышская зона понижений имеет северо-восточное простирание при ширине 25—40 *км*. Юго-западная и северо-восточная ее части как по данным бурения, так и по электроразведочным исследованиям не оконтурены, так как их продолжения находятся за границами съемки. В пределах Мамадышской зоны понижений выделяются два локальных поднятия, имеющих северо-восточное простирание при ширине 4—5 *км* и длине 9—17 *км*. Кукморская зона поднятий занимает наиболее обширную площадь рассматриваемой территории, в пределах которой выделяется ряд поднятий и понижений и отмечается серия разломов северо-восточного простирания. Поднятия и прогибы в большинстве своем северо-восточного простирания при ширине от 4—7 до 20—25 *км* и длине 10—30 *км*. Тюлячинская зона понижений имеет северо-восточное простирание, с севера ограничена широтой пос. Арска, а в южной части не оконтурена, так как она продолжается на юго-запад, за пределы исследований. В ее пределах выделяется достаточного размера вал с меридиональным простиранием при ширине 7—10 *км* и длине 50 *км*.

Казанско-Арско-Кинерская ступень окаймляет Кукморский выступ с запада, юго-запада и северо-запада. В ее пределах с севера на юг выделяется ряд поднятий и отмечается серия разломов относительно

небольших размеров также северо-восточного простирания. Размеры поднятий и прогибов по ширине от 4—5 до 6—8 *км* и длине от 8—10 до 13 *км*.

В пределах зоны Казанско-Кировской впадины выделяется ряд поднятий северо-восточного простирания шириной 4—5 *км* при длине 10—15 *км*. Здесь также отмечается серия разломов северо-восточного простирания.

Параметры проводимости (S) и сопротивления (ρ_t) позволяют проследить изменение литологического состава пород. Повышение проводимости (S) и уменьшение сопротивлений (ρ_t) в основном связаны с увеличением мощности терригенных отложений в разрезе осадочного покрова. В разрезе осадочной толщи, где почти полностью отсутствуют терригенные образования, при общей ее мощности 1700—2000 *м* значения проводимости (S) равны 250—280 $ом^{-1}$. Как показывают расчеты, мощность одного метра терригенных отложений в Татарии в среднем имеет проводимость 2 $ом^{-1}$. Отсюда становится очевидным, что наличие в разрезе осадочной толщи осадков терригенной формации в 50—100 *м* и более вызывает изменение проводимости (S) и соответственно сопротивления (ρ_t) далеко за пределы точности определения этих величин. Такие данные позволяют ориентировочно подразделять структурные формы (поднятия и прогибы) в рельефе фундамента на перспективные и неперспективные в смысле поисков месторождений нефти.

Первоочередными площадями для поисков залежей нефти являются поднятия, выявленные в зоне Казанско-Кировской впадины, Казанско-Арско-Кинерской ступени и Мамадышской зоне понижений, а также на восточном борту Кукморской зоны поднятий.

Указания в целом на перспективность района Казанско-Кировской впадины были изложены и ранее во многих работах исследователей (Тихвинская, Егоров, 1963; Юсупов, 1963).

Рассмотренная тектоническая схема фундамента не противоречит имеющимся в настоящее время мнениям по тектонике рассматриваемого региона (глыбовое строение фундамента — наличие в нем многочисленных выступов, разделенных впадинами, ограничение выступов разломами, сопровождающимися в фундаменте дислокациями смятия и магматическими породами основного ряда и т. д.), а, наоборот, лишь в некоторой степени уточняет ее. Так, например, по геологическим данным предполагалось, что Мамадышский прогиб в виде узкой зоны понижения разделяет Кукморский и Елабуго-Бондюжский выступы, а Тюлячинский прогиб меридионального простирания разделяет Кукморский выступ на две зоны — Приволжских и Привятских поднятий и т. д. В региональном плане, как отмечено выше, названные прогибы представляют собой по данным электроразведочных исследований обширные районы погружений фундамента, в пределах которых имеются поднятия и погружения более мелких размеров. Однако не исключается наличие ряда узких прогибов, разделяющих выступы и не отмеченных данными электроразведки. Таким образом, электроразведочные исследования, проведенные в северной части Татарского свода, внесли дополнительные данные в представление о тектоническом строении рассматриваемой территории.

ЛИТЕРАТУРА

Тихвинская Е. И. и Егоров С. П. Тектонические предпосылки поисков залежей нефти в северной части Татарского свода и на его западной окраине. Сб. Закономерность размещения месторождений нефти и газа Волго-Уральской области. Изд. АН СССР, 1963.

Юсупов Б. М. О возобновлении нефтепоисковых работ на так называемом северном выступе Татарского свода. «Татнефть», № 1, 1963.

ТРУДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА
(г. Казань)
№ 14 1966

Н. С. Евграфов

ГЛУБИННОЕ СТРОЕНИЕ КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА СЕВЕРНОЙ ВЕРШИНЫ ТАТАРСКОГО СВОДА ПО ДАННЫМ ИНТЕРПРЕТАЦИИ АНОМАЛИЙ ГЕОМАГНИТНОГО ПОЛЯ

Геомагнитное поле исследуемой территории характеризуется широким развитием линейно вытянутых и изометрических аномалий Z_a и ΔT_a.

С целью изучения геологического строения региона выявленные положительные аномалии геомагнитного поля были подвергнуты количественной интерпретации по палеткам Л. Я. Проводникова (1963). В результате этого получены глубины залегания верхней и нижней кромок, мощности и интенсивности намагничения магнитовозмущающих масс.

Для выяснения глубинного строения территории особый интерес представляют вычисленные глубины залегания нижней кромки магнитоактивных тел (h_2). Непосредственное использование полученных значений h_2 для построения структурных схем глубинных горизонтов не представляется возможным, так как вследствие многоэтажности строения кристаллического комплекса земной коры значения h_2, в зависимости от соотношения интенсивностей намагничения магнитовозмущающих тел и окружающих их пород, будут соответствовать поверхностям залегания различных структурных этажей, толщи которых пронизываются этими магнитоактивными интрузивными телами.

Одним из возможных путей использования h_2 для целей дифференциации земной коры является построение вариационных кривых распределения нижних кромок магнитоактивных тел. Зоны максимумов полученных вариационных кривых, по-видимому, соответствуют осредненным глубинам залегания границ раздела земной коры.

Построенная по результатам интерпретации положительных геомагнитных аномалий северной вершины Татарского свода вариационная кривая распределения h_2 (рис. 1) свидетельствует о наличии в толще кристаллического фундамента двух поверхностей раздела, залегающих на глубинах, приблизительно равных 8 и 20 *км*.

Анализ вычисленных интенсивностей намагничения (I) показывает, что большинство магнитоактивных тел, глубины залегания нижних кромок которых колеблются в пределах от 6 до 14 *км*, характеризуются интенсивностями намагничения $200—600 \cdot 10^{-5}$ CGSM, а магнитоактивные тела, имеющие осредненные глубины залегания нижней кромки около 20 *км*, обладают преимущественно $I \geqslant 600 \cdot 10^{-5}$ CGSM. Интенсивности намагничения порядка $200—600 \cdot 10^{-5}$ CGSM свойственны породам преимущественно основного состава. Отсюда можно предположить, что интрузивные тела основного состава погружаются в повсеместно распространенные магнитоактивные породы аналогичного петрографического состава, образующие нижний этаж кристаллического фундамента, и вследствие равенства их магнитных свойств фиксируют своей

нижней кромкой поверхность указанного этажа. Последнее подтверждает вывод И. М. Уразаева (1964) о том, что кристаллический фундамент расчленяется на два этажа: «верхний, сложенный немагнитными породами, главным образом гнейсами и парагнейсами, и нижний, состоящий из магнитных пород основного ряда — диабазов, габбро и базальтов». Об этом свидетельствуют и данные глубинного сейсмического зондирования. Так результаты интерпретации ГСЗ по II профилю, примыкающему к юго-восточному району исследуемой территории, показывают, что на средней глубине около 10 *км* располагается сейсмическая поверхность с граничной скоростью 6,8 *км/сек*, отождествляемая И. В. Померанцевой (1962) с кровлей «базальтового» слоя.

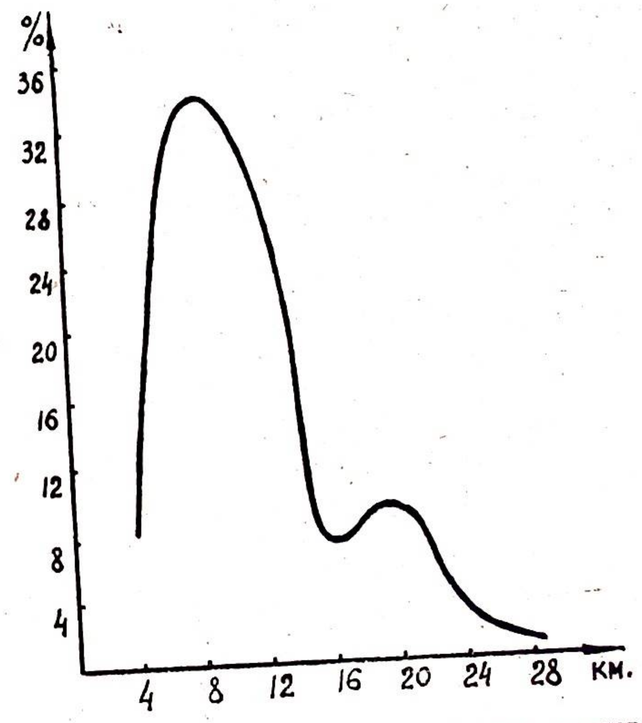


Рис. 1. Сводная кривая распределения расчетных глубин залегания нижней кромки магнитоактивных масс для северной вершины Татарского свода.

Второй максимум вариационной кривой распределения нижних кромок магнитоактивных масс, выявленный на глубинах 20 *км*, соответствует сейсмической поверхности с граничной скоростью 7,2 *км/сек*. Магнитоактивные интрузивные тела, имеющие в большинстве случаев интенсивность намагничения, превышающую $600 \cdot 10^{-5}$ CGSM, по-видимому, сложены либо ультраосновными породами, либо промежуточными между основными и ультраосновными. Вследствие различия магнитных свойств пород «базальтового» слоя и рассматриваемых интрузивных тел нижние кромки последних фиксируют еще одну границу в толще «базальтового» слоя. Но примечательно то, что глубины в 20 *км* могут и не быть корневыми частями интрузивных тел, так как примерно на этой глубине располагается граница перехода поляризованного материала «базальтового» слоя в неполяризованный (Уразаев, 1964).

Таким образом, совместный анализ геофизических материалов указывает на существование в толще кристаллического фундамента сплошных поверхностей распространения магнитоактивных пород, осложненных разрывными и интрузивными нарушениями.

Для выяснения структурно-морфологических особенностей одной из вышерассмотренных поверхностей, а именно поверхности «базальтового» слоя, вся территория исследований была разбита на равноплощадные квадраты, характеризующиеся наличием в пределах каждого из них не менее 15—20 расчетных значений h_2. Вариационные кривые h_2, построенные для каждого из выделенных квадратов, подтвердили наличие двух границ раздела, фиксирующихся на сводной вариационной кривой (см. рис. 1). Полученные для каждого квадрата значения глубин залегания границ раздела земной коры, отнесенные к его середине, позволили построить схематическую карту кровли «базальтового» слоя (рис. 2). В силу того, что точность определения глубин нижней кромки магнитоактивных масс, характеризующих поверхность «базальтового»

слоя, составляла приблизительно 2—4 *км*, основной интервал сечения изогипс карты был взят в 4 *км*, дополнительный в 2 *км*. Одним из неудобств примененной методики построения структурной карты является сглаживание изолиний, в силу чего оказались завуалированными резкие перепады отметок кровли «базальтового» слоя, связанные с разрывными нарушениями. Но тем не менее основные и существенные черты структурного плана сохранились на карте с достаточной степенью достоверности.

Анализ полученной карты показывает, что кровля «базальтового» слоя имеет весьма сложный рельеф, общая амплитуда изменения положения которого в пределах исследуемой территории северной вершины Татарского свода достигает 9 *км*.

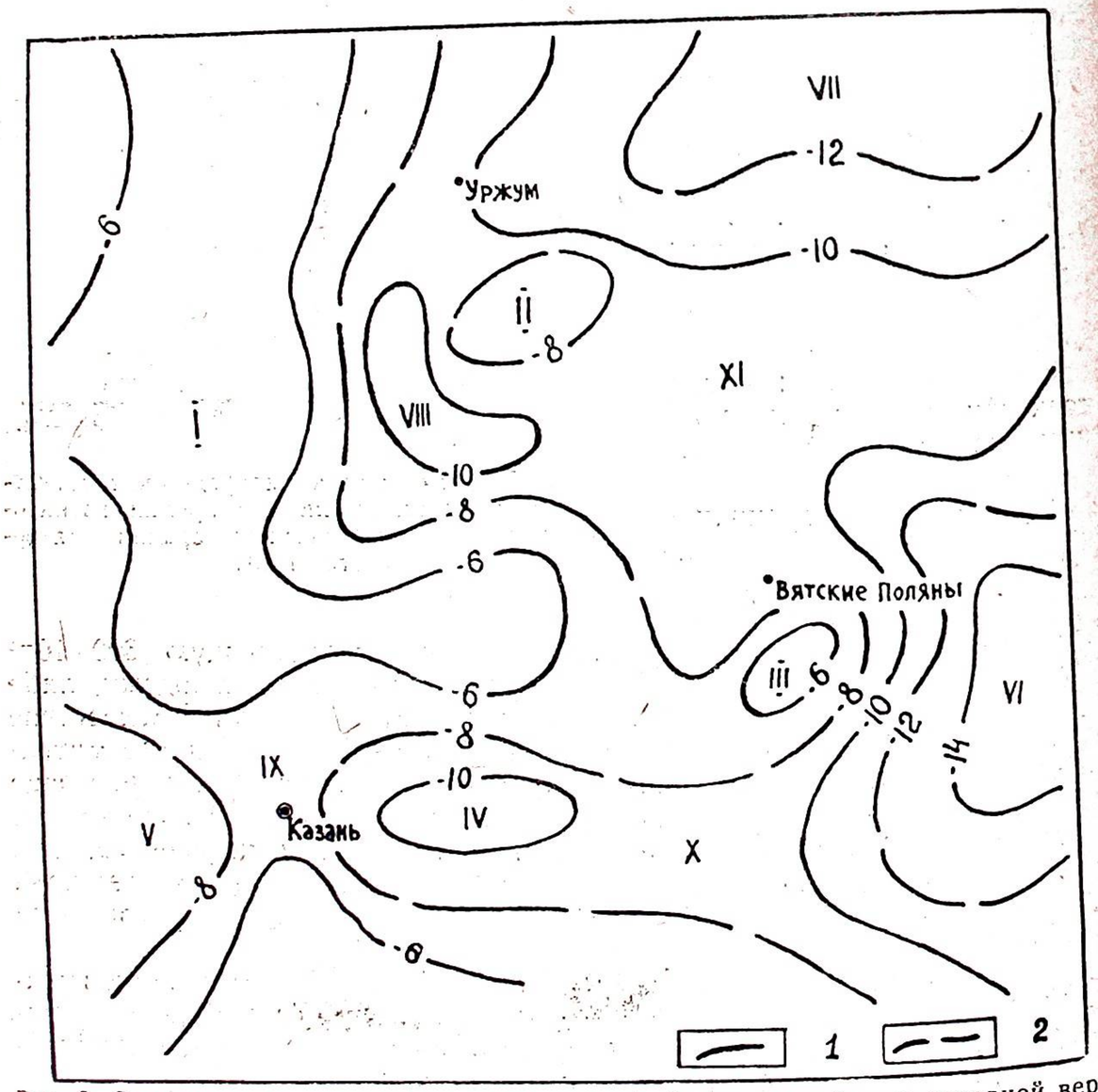


Рис. 2. Схематическая структурная карта кровли „базальтового" слоя северной вершины Татарского свода по данным интерпретации аномалий геомагнитного поля.

1, 2 — основные и дополнительные изогипсы кровли „базальтового" слоя (*км*).

На карте (рис. 2) выделяются крупные тектонические элементы. Среди положительных форм следует отметить обширный Советско-Нижне-Таканышский *(I)* вал, прослеживающийся от г. Советска до пос. Красный Стекловар в субмеридиональном направлении, а от пос. Красный Стекловар до пос. Нижний Таканыш — в субширотном. К положительным формам рельефа «базальтового» слоя относятся локальные Лазаревский *(II)* и Нижне-Таканышский *(III)* выступы. Среди отрицательных форм рельефа обособляются Пестречинский *(IV)*, Нурлатско-Зеленодольский *(V)*, Бондюжский *(VI)*, Старо-Кузулукско-Баламазский *(VII)* прогибы и Мари-Турекско-Мариецкая *(VIII)* впадина. К южному борту Советско-Нижне-Таканышского вала примыкают разграниченные Пестречинским прогибом локальные участки Казанской *(IX)* и Кутлу-Букашской *(X)* седловин. Вдоль северного борта вышеупомянутого вала простирается обширное Малмыжско-Ныльгинское *(XI)* плато.

Сопоставление структурных планов поверхности кристаллического фундамента и кровли «базальтового» слоя показывает, что между ними, во-первых, в одних случаях имеется плановое соответствие, в других — наблюдается обратное соотношение; во-вторых, повсеместно распространенным является уменьшение амплитуды размаха рельефа анализируемых поверхностей вверх по разрезу от глубоких горизонтов к верхним. Эти обстоятельства соответственно могут свидетельствовать о возможности горизонтальных перемещений блоков земной коры (Пейве, 1961) и о зависимости вертикальных тектонических движений от глубинных процессов, интенсивность проявления которых уменьшается по направлению к дневной поверхности (Борисов, 1964).

Резюмируя, следует отметить, что построение и анализ карт по кровле «базальтового» слоя, не подвергавшегося, как известно, в отличие от поверхности фундамента, процессам денудационной нивелировки, помогут уяснить закономерности исторического развития платформы и раскрыть многие особенности строения поверхности кристаллического фундамента.

ЛИТЕРАТУРА

Борисов А. А. Морфология поверхности Мохоровичича и ее структурное значение. Сов. геология, № 4, 1964.

Пейве А. В. Тектоника и магматизм. Изв. АН СССР, сер. геол., № 3, 1961.

Померанцева И. В. Тез. докл. сов. по пробл. тектоники (1—6 февраля 1963 г.). Изд-во АН СССР, 1962.

Проводников Л. Я. Альбом палеток для определения элементов залегания намагниченных тел (глубины, мощности, интенсивности намагничения) без ошибки за выбор нормального поля. Изд-во СО АН СССР, 1963.

Уразаев И. М. Глубинное строение кристаллического фундамента Удмуртии и северо-востока Татарии по данным интерпретации аномалий геомагнитного поля. Изв. АН СССР, сер. геол., № 5, 1964.

ТРУДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА
(г. Казань)

№ 14 1966

Н. С. Евграфов

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ ПОВЕРХНОСТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПО ГРАВИМЕТРИЧЕСКИМ НАБЛЮДЕНИЯМ

При введении в наблюденные значения силы тяжести поправок за влияние плотности пород верхних слоев осадочной толщи следует различать действие двух различных слоев — промежуточного, включающего в себя толщу пород, заключенных между горизонтальными плоскостями уровня моря и наинизшей точки исследуемой территории и поверхностного, находящегося между поверхностями наинизшего и наивысшего пунктов наблюдений.

При детальных гравиметрических работах особенно большое значение имеет определение плотности поверхностных отложений. Если рельеф дневной поверхности характеризуется значительными перепадами высот, то введение в наблюденные значения силы тяжести поправок Буге, вычисленных с плотностями поверхностных пород, отличающимися от истинных, искажает действительное поле аномалий силы тяжести. За счет изменений высот пунктов наблюдения и плотности поверхностных отложений возникают „ложные" локальные аномалии силы тяжести, носящие переменный характер и не связанные с особенностями тектонического строения территории.

Результаты практических работ показывают, что плотность поверхностных отложений изменяется по площади в значительных пределах. Так только на территории Западного Предкамья Татарии она варьирует от 1,6 до 2,4 $г/см^3$, причем такие изменения наблюдаются на незначительных по размерам участках. За счет недоучета истинной плотности поверхностных пород могут возникнуть большие ошибки, искажающие действительное аномальное поле силы тяжести. Поэтому введение поправок за этот слой допустимо только с переменной плотностью поверхностных пород.

Действие пород промежуточного слоя характеризуется по своей величине большей стабильностью. Колебания ошибок влияния этого слоя связаны только с недоучетом истинной плотности и не зависят от мощности его, которая остается постоянной. Введение поправок за этот слой возможно с постоянной плотностью, близкой к истинной, например, с общепринятой для Волго-Уральской провинции 2,3 $г/см^3$.

Справедливость этих положений подтверждается практическими кривыми аномалий силы тяжести в редукции Буге, вычисленными при различных плотностях обоих слоев (рис. 1). Наилучшие результаты получены при раздельном учете плотности промежуточного и поверхностного слоев, о чем свидетельствует форма этой кривой, менее остальных имеющая связь с кривой рельефа дневной поверхности.

Зависимость формы кривых аномалий силы тяжести в редукции Буге от высотных отметок пунктов наблюдений и изменяющихся значений плотности поверхностных отложений использовалась Л. Л. Неттлетоном (1939) для определения истинной плотности по-

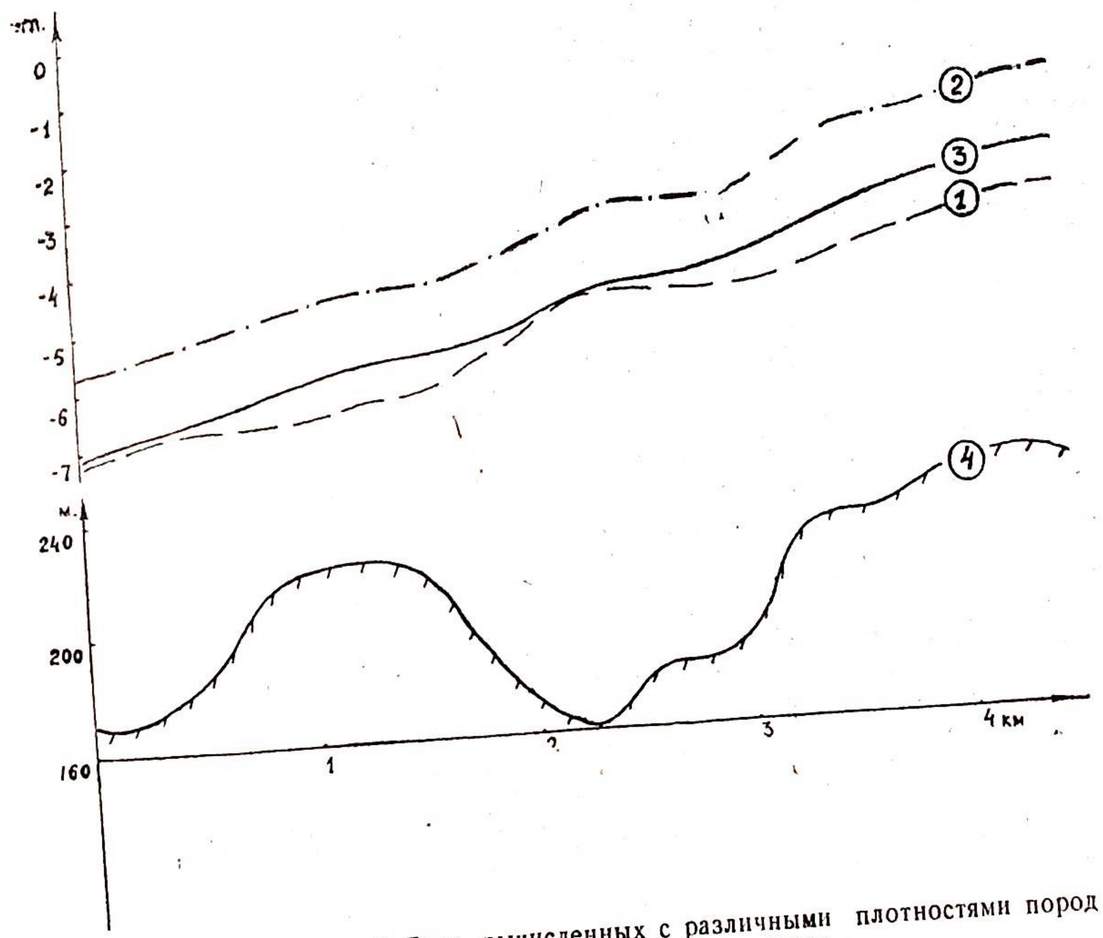


Рис. 1. Графики аномалий Буге, вычисленных с различными плотностями пород поверхностного и промежуточного слоев.

1 — плотность обоих слоев равна 2,3 $г/см^3$; *2* — плотность обоих слоев равна 2,1 $г/см^3$; *3* — плотность промежуточного слоя 2,3, поверхностного 2,1 $г/см^3$; *4* — рельеф дневной поверхности.

верхностных отложений. При этом за истинную плотность принималась та, при которой достигалась прямолинейная или близкая к ней зависимость формы графиков аномалий Буге, вычисленных с различными произвольно заданными значениями плотности поверхностных отложений, от изменений высотных отметок пунктов наблюдений.

Ниже излагается способ определения плотности поверхностных отложений по гравиметрическим наблюдениям, примененный нами при полевых работах 1962 г. и позволяющий „автоматически" исключать ошибки, возникающие за счет недоучета истинной плотности поверхностных пород при введении в аномальные значения силы тяжести поправок за влияние рельефа местности. Кратко рассмотрим вывод формул.

Пусть по профилю, пересекающему резко выраженную форму рельефа, через равные расстояния произведены измерения высот h_n и приращений силы тяжести Δg_n, по значениям которых для каждого пункта наблюдений вычислены аномалии Буге ($g\sigma_{0n}$) с произвольно заданной (общепринятой) для данного региона плотностью поверхностных пород σ_0. Если истинная плотность поверхностных пород (σ_i) отличается от заданной, то истинная аномалия Буге ($g\sigma_{in}$) будет

отличаться в каждом пункте наблюдения от $g\sigma_{0n}$ на величину $2\pi f(\sigma_i - \sigma_0)(h_n - h_0)$ и запишется в виде (Вайнберг, 1960):

$$g\sigma_{in} = g\sigma_{0n} - 2\pi f(\sigma_i - \sigma_0)(h_n - h_0), \quad (1)$$

где $g\sigma_{in}$, $g\sigma_{0n}$ — аномалия Буге с истинной и принятой плотностями поверхностных пород в пункте наблюдения n;

h_n — абсолютная высота пункта наблюдений;

h_0 — минимальная высота дневной поверхности на профиле.

Предположим, что аномалии силы тяжести изменяются вдоль профиля наблюдений по линейному закону:

$$g\sigma_n = a + bx. \quad (2)$$

Тогда из формул (1) и (2) будем иметь:

$$\begin{aligned} g\sigma_{01} &= a + 2\pi f(\sigma_i - \sigma_0)(h_1 - h_0) \\ g\sigma_{02} &= a + b\Delta x + 2\pi f(\sigma_i - \sigma_0)(h_2 - h_0) \\ g\sigma_{03} &= a + 2b\Delta x + 2\pi f(\sigma_i - \sigma_0)(h_3 - h_0), \end{aligned} \quad (3)$$

где $g\sigma_{01}$, $g\sigma_{02}$, $g\sigma_{03}$ — аномалии Буге с принятой для района исследований плотностью поверхностных пород в точках наблюдений 1, 2, 3;

h_1, h_2, h_3 — высотные отметки соответствующих пунктов наблюдений.

Решая систему уравнений (3), получим:

$$\sigma_i = \sigma_0 + \frac{g\sigma_{01} - 2g\sigma_{02} + g\sigma_{03}}{0{,}0419(h_1 - 2h_2 + h_3)}. \quad (4)$$

Для параболического изменения аномалий силы тяжести по профилю наблюдений:

$$g\sigma_n = a + bx + cx^2 \quad (5)$$

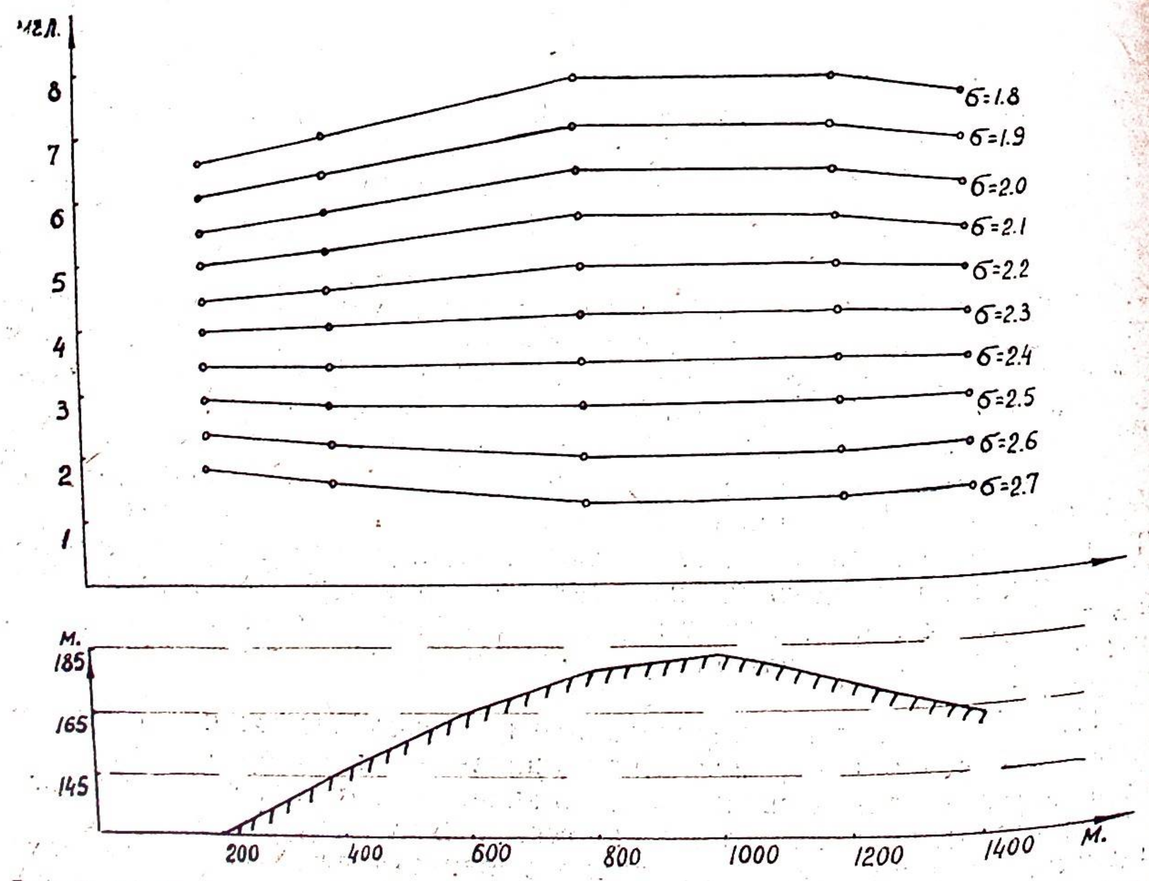


Рис. 2. Графики аномалий Буге, вычисленных с различными плотностями поверхностных отложений, над положительной формой рельефа дневной поверхности.

получим для определения величины σ_i следующую формулу:

$$\sigma_i = \sigma_0 + \frac{g\sigma_{01} - 3g\sigma_{02} + 3g\sigma_{03} - g\sigma_{01}}{0{,}0419(h_1 - 3h_2 + 3h_3 - h_4)}. \quad (6)$$

Следует отметить, что каждая из формул применима для определенной формы рельефа. Если плотность поверхностных пород определяется для форм рельефа, близких изображенной на рис. 2, которые соответствуют кривым второго порядка, то необходимо пользоваться формулой (4), так как в данном случае знаменатель ее $(h_1 - 2h_2 + h_3)$ принимает наибольшее значение. Для форм рельефа типа наклонных поверхностей формула (4) не применима, так как знаменатель ее стремится к нулю. Здесь необходима формула (6), но следует отметить, что она по сравнению с формулой (4) вообще дает менее надежные результаты, ибо суммарная ошибка числителя, зависящая от среднеквадратической ошибки определения силы тяжести, в формуле (6) почти в 2 раза больше, чем в формуле (4).

Практика показывает, что многие рельефные формы могут быть уподоблены кривым второго порядка и рассечены „плотностными" профилями, позволяющими вычислять по трем пунктам наблюдения, то есть с использованием формулы (4), искомую величину плотности поверхностных отложений.

В табл. 1 приводятся результаты вычисления истинной плотности поверхностных отложений по формуле (4) для одного из профилей, расположенного в Западном Предкамье, на площади исследований, выполненных Геологическим институтом Казанского филиала АН СССР в 1962 г.

Таблица 1

Принятая (заданная) плотность поверхностных пород (σ_0), $г/см^3$	Истинная плотность поверхностных пород (σ_i), $г/см^3$
1,7	2,41
1,8	2,41
1,9	2,42
2,0	2,42
2,1	2,43
2,2	2,44
2,3	2,42
2,4	2,44
2,5	2,44

Из таблицы видно, что значения σ_i имеют удовлетворительную (в пределах 0,03 $г/см^3$) сходимость для любых произвольно заданных σ_0.

Значения σ_i для этого же плотностного профиля были вычислены способами В. М. Березкина (1963), Р. Бортфельда (1954) и Л. Л. Неттлетона (1939), получены соответственно величины 2,43; 2,46 и 2,4 $г/см^3$.

Таким образом, предлагаемый способ позволяет вполне надежно и просто определять плотность поверхностных отложений для большинства хорошо выраженных форм рельефа дневной поверхности.

ЛИТЕРАТУРА

Березкин В. М. Опыт определения плотности промежуточного слоя по гравиметрическим данным. Геофизическая разведка, вып. 13, 1963.

Б-320.—12

Вайнберг А. К. Определение плотности покровных отложений по высшим разностям силы тяжести и высоты вдоль маршрутов. Информ. сб. ВСЕГЕИ, № 34, Геофизика, 1960.

Гладкий К. В. Определение поправки за превышение при гравиметрической съемке. Тр. геол. исслед. бюро Главуглеразведки, вып. 6, 1949.

Bortfeld P. Bemerkung zur Dichtbestimmung nach dem Nettleton-Verfahren. Erdöl und Kohle, band 7, № 6, 1954.

Nettleton L. L. Determination of density for reduction of gravimeter observations. Geophysics, vol. 4, № 4, 1939.

Vajk R. Bouguer Corrections with varying surface density. Geophysics, vol. 21, № 4, 1956.

ТРУДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА
(г. Казань)

№ 14 1966

Г. Е. Кузнецов

НЕКОТОРЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ В РАСПРЕДЕЛЕНИИ ПЛОТНОСТИ И МАГНИТНОЙ ВОСПРИИМЧИВОСТИ ПОРОД КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА ЦЕНТРАЛЬНЫХ РАЙОНОВ ВОЛГО-КАМСКОГО КРАЯ

Знание характера распределения физических свойств пород геологического разреза служит, как известно, критерием правильной интерпретации геофизических аномалий. В связи с этим изучение физических параметров горных пород, выяснение зонального их изменения и установление закономерных связей между ними приобретают важное значение при истолковании геофизических аномальных полей.

В современной литературе более детально разобраны статистические связи между плотностью и скоростью распространения упругих

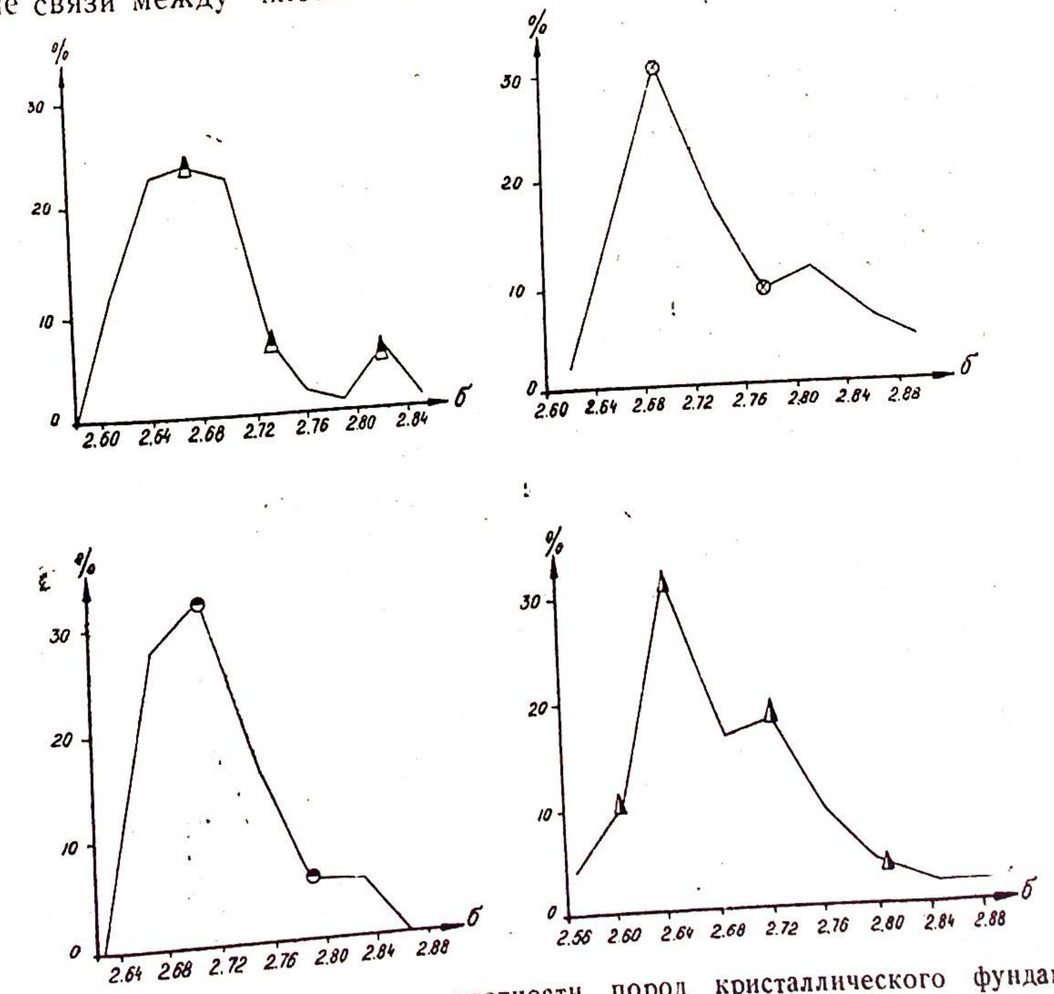


Рис. 1а. Кривые распределения плотности пород кристаллического фундамента центральных районов Волго-Камского края.

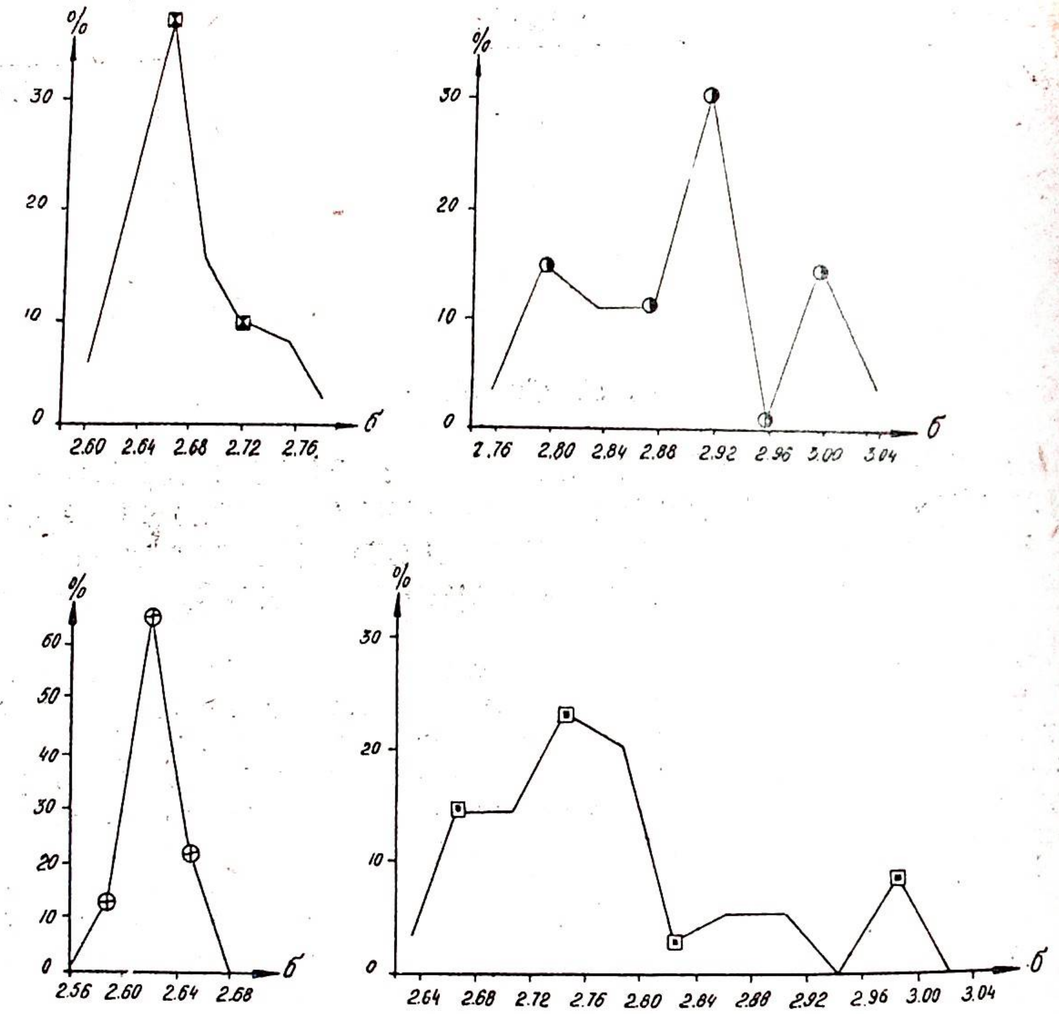


Рис. 1б. Кривые распределения плотности пород кристаллического фундамента центральных районов Волго-Камского края.

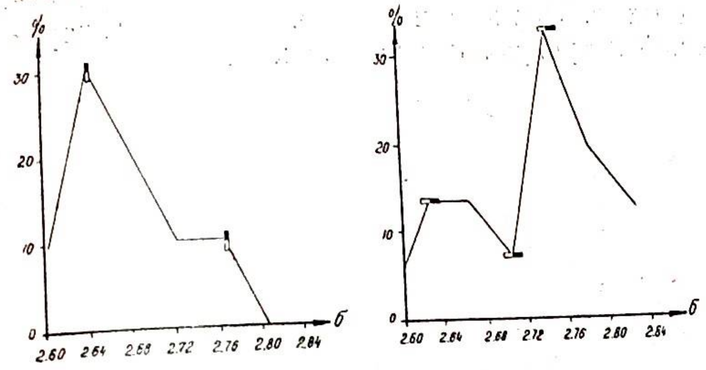
волн горных пород. Наименее изученными являются вопросы взаимосвязи между плотностью и магнитной восприимчивостью.

В данной работе произведен анализ физических свойств пород фундамента по материалам изучения плотности и магнитной восприимчивости, выполненным различными исследователями (Э. Э. Фотиади, Н. В. Подоба, А. И. Кринари, А. Г. Салихов, В. П. Боронин, В. П. Степанов, В. Л. Зубков и др.).

Для изучения распределения пород по плотности и магнитной восприимчивости использованы данные измерений по 3000 образцам, отобранным из 500 скважин. Весь фактический материал обработан статистическими методами с целью установления общих закономерных связей в их изменении. Для исследованных разновидностей пород вычислены среднеарифметические значения плотности и магнитной восприимчивости, составлены кривые распределения σ и $\log \varkappa$, по которым определены наиболее вероятные величины этих параметров.

Кривые распределения плотности различных петрографических групп пород (рис. 1) характеризуются асимметрией в сторону заниженных и завышенных ее значений. Смещение графиков распределения в сторону уменьшения плотности относительно наиболее вероятной ее величины наблюдается для гиперстеновых, биотито-гиперстеновых, гранато-биотито-гиперстеновых, биотито-силлиманито-кордиеритовых, гранато-биотито-силлиманито-кордиеритовых, биотито-пироксеновых, роговообманково-пироксеновых и биотито-роговообманковых гнейсов.

Занижение величины плотности возможно объяснить тем, что часть образцов пород фундамента отобрана в пределах коры выветривания,



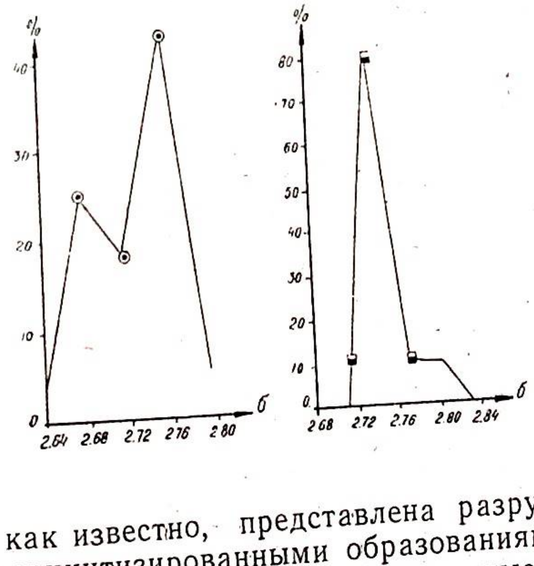


Рис. 1в. Кривые распределения плотности пород кристаллического фундамента центральных районов Волго-Камского края.

которая, как известно, представлена разрушенными каолинизированными и серицитизированными образованиями. В процессе анализа результатов измерений наиболее разрушенные образцы пород фундамента опознавались и не учитывались в дальнейшей статистической обработке.

Асимметрия кривых распределения плотности в сторону завышенных ее значений установлена для гранатовых, биотитовых, биотито-гранатовых, биотито-гранато-силлиманитовых, биотито-плагиоклазовых гнейсов, гранито-гнейсов и хлорито-плагиоклазовых, хлорито-карбонатных пород. Увеличение плотности этих петрографических групп отражает, вероятно, степень метаморфизма породы и ее обогащение темноцветными компонентами, которые закономерно обусловливают увеличение объемного веса.

Широкий диапазон изменения плотности, характерный для гранитогнейсов, гиперстеновых, биотито-гиперстеновых, гранато-биотито-гиперстеновых и биотито-роговообманковых гнейсов, также может быть обусловлен вероятными изменениями количественного содержания относительно легких минералов (кварц, полевые шпаты и т. д.) и тяжелых железисто-магнезиальных минералов (роговая обманка, слюды и т. д.).

Для амфиболитов, габбро-норитов и габбро-диабазов получены кривые распределения плотности с отрицательным эксцессом. На графиках этих типов пород четко выделяются два максимума частот распределения величин плотности. Наличие двух областей вероятного распределения плотности, разделенных четким минимумом кривой, можно объяснить присутствием двух различающихся по составу и генезису разностей, в образовании которых большая роль принадлежит, по-видимому, глубинности формирования этих пород.

Нормальный тип распределения плотности обнаруживают лишь микроклиновые граниты, роговообманково-гиперстеновые, биотито-роговообманково-гиперстеновые гнейсы и чарнокиты.

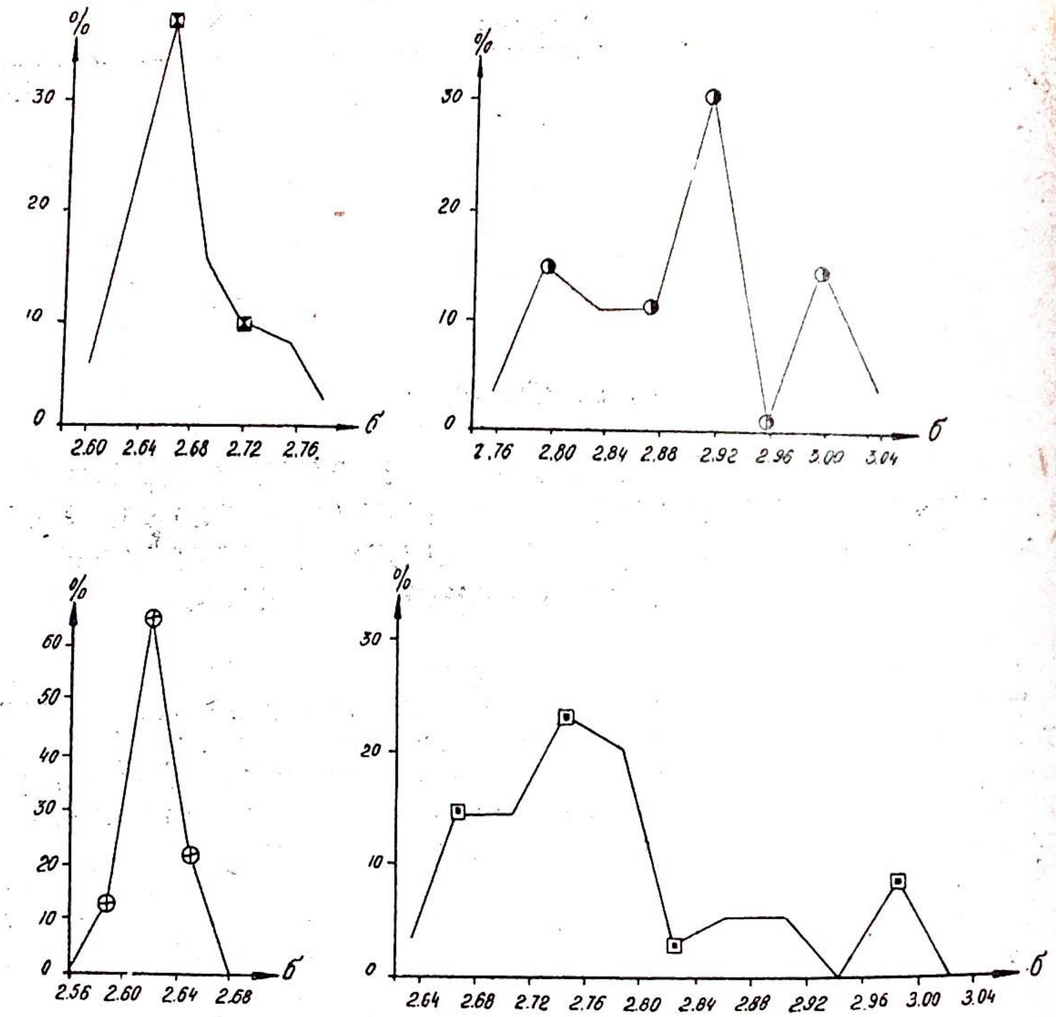


Рис. 1б. Кривые распределения плотности пород кристаллического фундамента центральных районов Волго-Камского края.

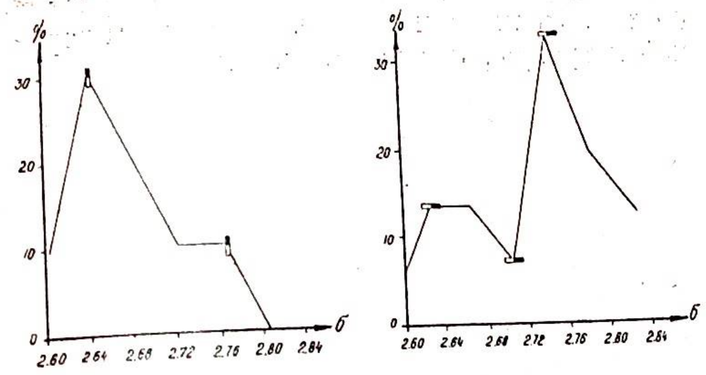
волн горных пород. Наименее изученными являются вопросы взаимосвязи между плотностью и магнитной восприимчивостью.

В данной работе произведен анализ физических свойств пород фундамента по материалам изучения плотности и магнитной восприимчивости, выполненным различными исследователями (Э. Э. Фотиади, Н. В. Подоба, А. И. Кринари, А. Г. Салихов, В. П. Боронин, В. П. Степанов, В. Л. Зубков и др.).

Для изучения распределения пород по плотности и магнитной восприимчивости использованы данные измерений по 3000 образцам, отобранным из 500 скважин. Весь фактический материал обработан статистическими методами с целью установления общих закономерных связей в их изменении. Для исследованных разновидностей пород вычислены среднеарифметические значения плотности и магнитной восприимчивости, составлены кривые распределения σ и $\log \varkappa$, по которым определены наиболее вероятные величины этих параметров.

Кривые распределения плотности различных петрографических групп пород (рис. 1) характеризуются асимметрией в сторону заниженных и завышенных ее значений. Смещение графиков распределения в сторону уменьшения плотности относительно наиболее вероятной ее величины наблюдается для гиперстеновых, биотито-гиперстеновых, гранато-биотито-гиперстеновых, биотито-силлиманито-кордиеритовых, гранато-биотито-силлиманито-кордиеритовых, биотито-пироксеновых, роговообманково-пироксеновых и биотито-роговообманковых гнейсов.

Занижение величины плотности возможно объяснить тем, что часть образцов пород фундамента отобрана в пределах коры выветривания,



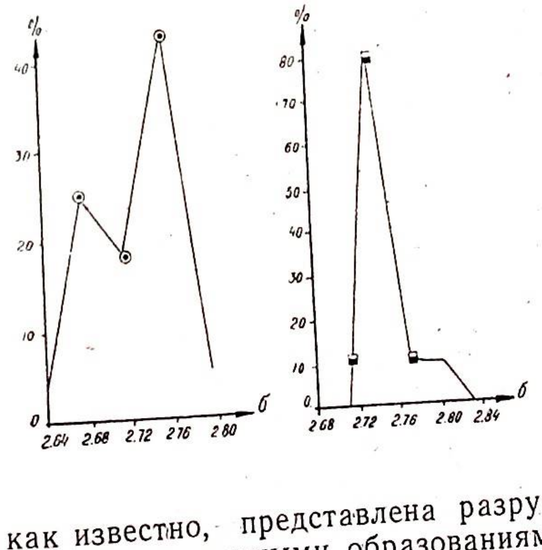


Рис. 1в. Кривые распределения плотности пород кристаллического фундамента центральных районов Волго-Камского края.

которая, как известно, представлена разрушенными каолинизированными и серицитизированными образованиями. В процессе анализа результатов измерений наиболее разрушенные образцы пород фундамента опознавались и не учитывались в дальнейшей статистической обработке.

Асимметрия кривых распределения плотности в сторону завышенных ее значений установлена для гранатовых, биотитовых, биотито-гранатовых, биотито-гранато-силлиманитовых, биотито-плагиоклазовых гнейсов, гранито-гнейсов и хлорито-плагиоклазовых, хлорито-карбонатных пород. Увеличение плотности этих петрографических групп отражает, вероятно, степень метаморфизма породы и ее обогащение темноцветными компонентами, которые закономерно обусловливают увеличение объемного веса.

Широкий диапазон изменения плотности, характерный для гранитогнейсов, гиперстеновых, биотито-гиперстеновых, гранато-биотито-гиперстеновых и биотито-роговообманковых гнейсов, также может быть обусловлен вероятными изменениями количественного содержания относительно легких минералов (кварц, полевые шпаты и т. д.) и тяжелых железисто-магнезиальных минералов (роговая обманка, слюды и т. д.).

Для амфиболитов, габбро-норитов и габбро-диабазов получены кривые распределения плотности с отрицательным эксцессом. На графиках этих типов пород четко выделяются два максимума частот распределения величин плотности. Наличие двух областей вероятного распределения плотности, разделенных четким минимумом кривой, можно объяснить присутствием двух различающихся по составу и генезису разностей, в образовании которых большая роль принадлежит, по-видимому, глубинности формирования этих пород.

Нормальный тип распределения плотности обнаруживают лишь микроклиновые граниты, роговообманково-гиперстеновые, биотито-роговообманково-гиперстеновые гнейсы и чарнокиты.

Следовательно, анализ кривых распределения указывает на различные особенности плотностной характеристики не только по типам пород, но и в пределах определенной петрографической разности.

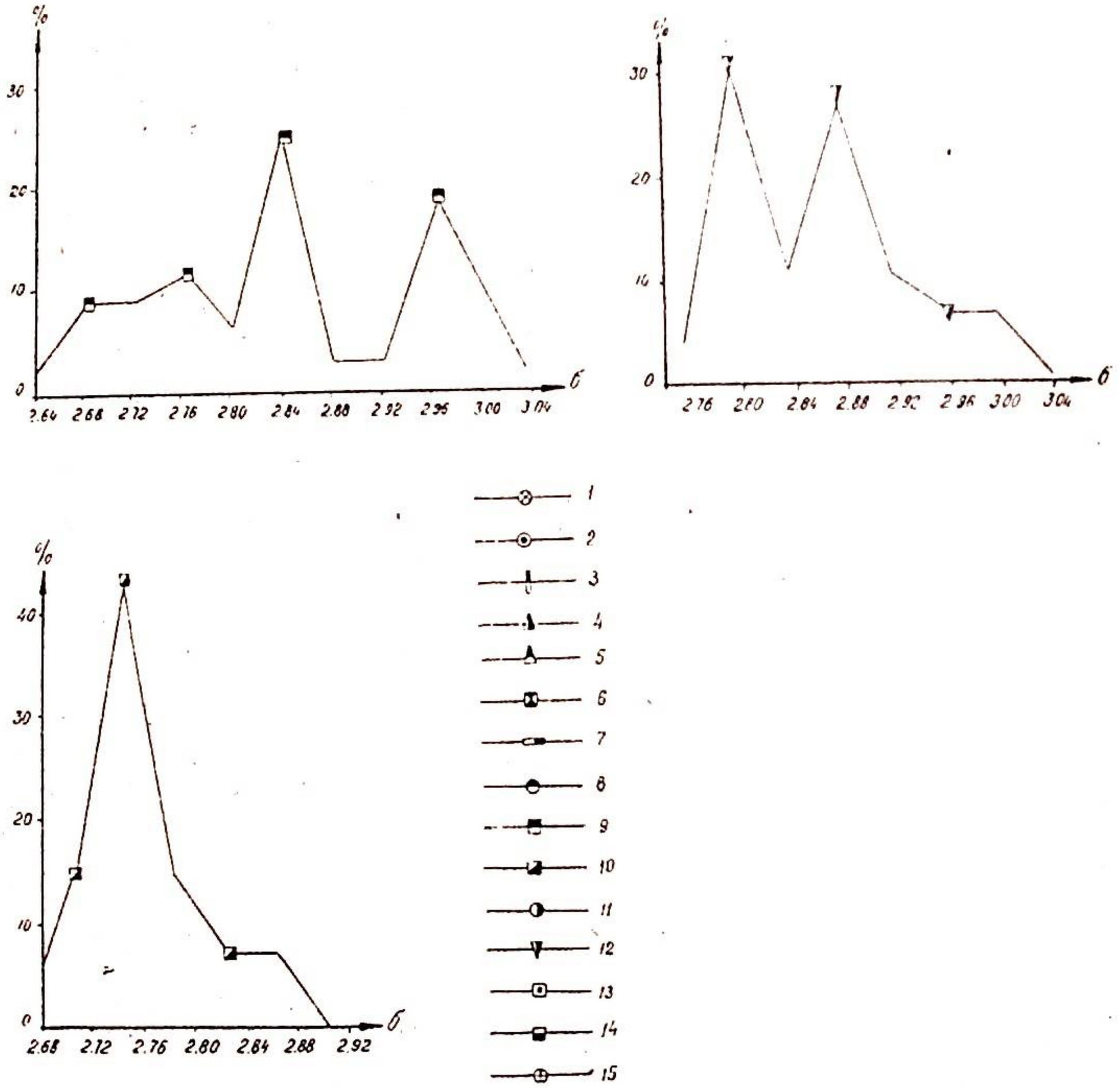


Рис. 1г. Кривые распределения плотности пород кристаллического фундамента центральных районов Волго-Камского края.

1 — биотито-гранато-силлиманитовые гнейсы; *2* — биотито-силлиманито-кордиеритовые и гранато-биотито-силлиманито-кордиеритовые гнейсы; *3* — хлорито-плагиоклазовые и хлорито-карбонатные породы; *4* — гранатовые, биотитовые и биотито-гранатовые гнейсы; *5* — гранито-гнейсы; *6* — биотито-плагиоклазовые гнейсы; *7* — биотито-пироксеновые и роговообманково-пироксеновые гнейсы; *8* — гиперстеновые, биотито-гиперстеновые и гранато-биотито-гиперстеновые гнейсы; *9* — амфиболиты; *10* — чарнокиты; *11* — габбро-диабазы; *12* — габбро-нориты; *13* — биотито-роговообманковые гнейсы; *14* — роговообманково-гиперстеновые и биотито-роговообманково-гиперстеновые гнейсы; *15* — микроклиновые граниты.

Для приведенных вариационных кривых устанавливается взаимосвязь плотности пород фундамента от распределения в них породообразующих минералов. Повышенное содержание темноцветных компонентов обусловливает, в частности, увеличение плотности породы. Так, в метасоматических породах кислого состава, где содержание темноцветных минералов не более 5—10%, плотность не превышает 2,61—2,63 *г/см*³. Для гнейсов, парагнейсов и метаморфических пород основного состава их содержание колеблется в пределах 10—30 и 30—50%, соответственно плотность изменяется от 2,66 до 2,86 *г/см*³ (Подоба, 1959).

Вариационные кривые магнитной восприимчивости (рис. 2) также характеризуются асимметричным отклонением графиков от нормального распределения. Асимметрия их в сторону повышенных значений магнитной восприимчивости наблюдается для биотито-гранато-силлиманитовых, биотито-силлиманито-кордиеритовых, гранато-биотито-силлиманито-кордиеритовых, биотито-плагиоклазовых, биотито-роговообманковых гнейсов, гранито-гнейсов, хлорито-плагиоклазовых, хлорито-карбонатных пород и амфиболитов. Отклонение вероятного распределения в сто-

рону заниженных величин магнитной восприимчивости установлено для биотито-пироксеновых, роговообманково-пироксеновых гнейсов, габбро-диабазов, габбро-норитов и чарнокитов. Микроклиновые же граниты, роговообманково-гиперстеновые и биотито-роговообманково-гиперстеновые гнейсы характеризуются нормальным типом кривых распределения магнитной восприимчивости.

В процессе анализа кривых $\log \varkappa$ различных петрографических групп проведено сопоставление частот их распределения. Для большей наглядности вариационные кривые магнитной восприимчивости пород фундамента сгруппированы по их форме на отдельных графиках (рис. 3), характеризующихся однотипными отклонениями от нормального распределения. Сопоставление графиков отдельных петрографических разностей позволило выделить три основных вида кривых распределения магнитной восприимчивости пород фундамента.

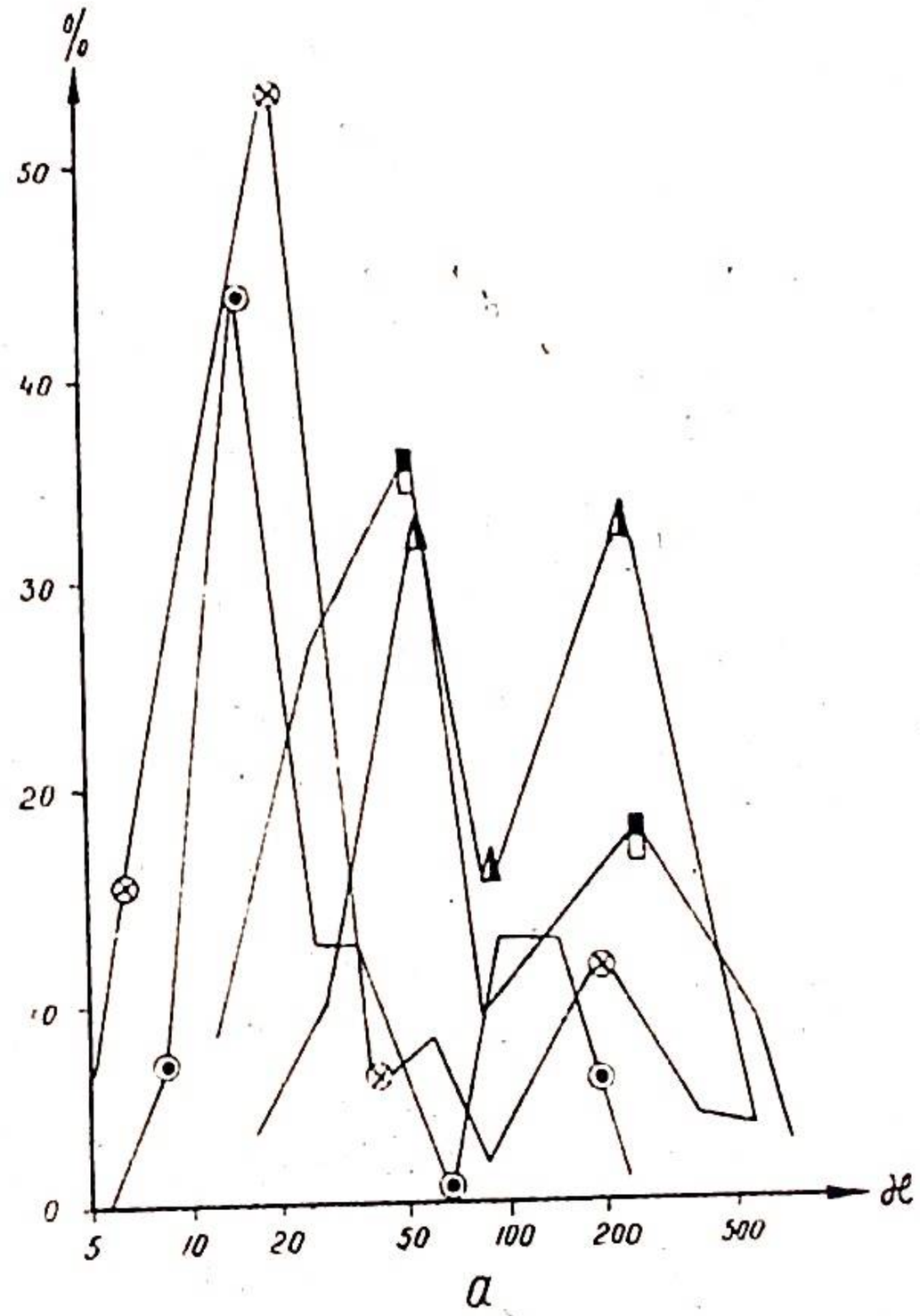


Рис. 3а. Сопоставление вариационных кривых магнитной восприимчивости пород фундамента при однотипном отклонении от нормального распределения.

К первому виду отнесены вариационные кривые хлорито-плагиоклазовых, хлорито-карбонатных пород, гранатовых, биотитовых, биотито-гранатовых, биотито-гранато-силлиманитовых, биотито-силлиманито-кордиеритовых и гранато-биотито-силлиманито-кордиеритовых гнейсов, характеризующиеся двумя максимумами и отчетливым минимумом кривых распределения в интервале $50—100 \cdot 10^{-6}$ CGSM (рис. 3, *а*). Очевидно, среди этих петрографических групп пород фундамента можно выделить по намагниченности слабомагнитные и магнитные разности.

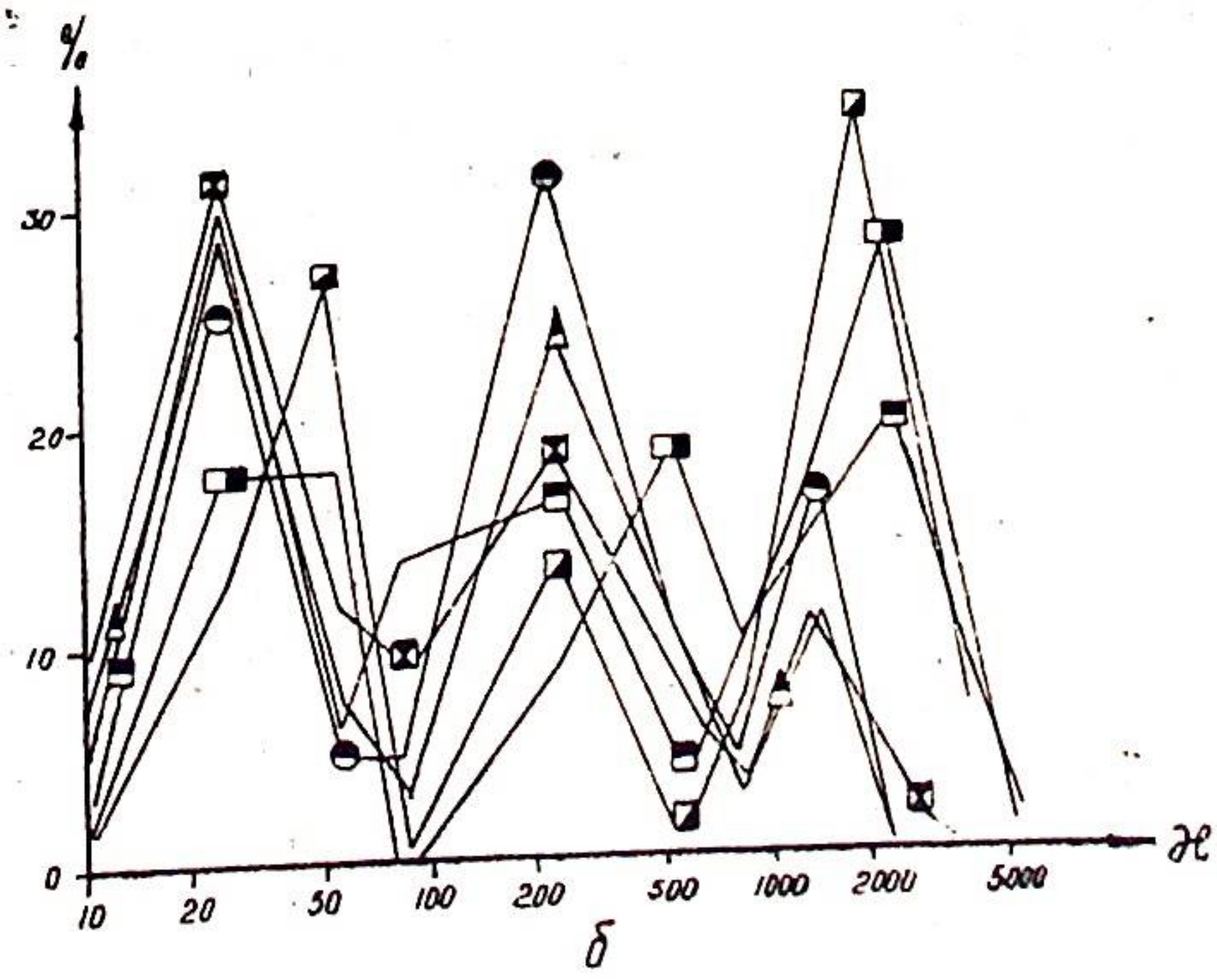


Рис. 3б. Сопоставление вариационных кривых магнитной восприимчивости пород фундамента при однотипном отклонении от нормального распределения.

Ко второму виду могут быть отнесены кривые распределения магнитной восприимчивости гранито-гнейсов, биотито-плагиоклазовых, биотито-пироксеновых, роговообманково-пироксеновых, гиперстеновых, биотито-гиперстеновых и гранато-биотито-гиперстеновых гнейсов, амфиболитов и чарнокитов, которые характеризуются тремя максимумами и четкими минимумами вариационных кривых в интервале $50—100 \cdot 10^{-6}$ CGSM и $500—100 \cdot 10^{-6}$ CGSM (рис. 3, *б*). Следовательно, в пределах этих разновидностей четко выделяются по

рону заниженных величин магнитной восприимчивости установлено для биотито-пироксеновых, роговообманково-пироксеновых гнейсов, габбро-диабазов, габбро-норитов и чарнокитов. Микроклиновые же граниты, роговообманково-гиперстеновые и биотито-роговообманково-гиперстеновые гнейсы характеризуются нормальным типом кривых распределения магнитной восприимчивости.

В процессе анализа кривых $\log \varkappa$ различных петрографических групп проведено сопоставление частот их распределения. Для большей наглядности вариационные кривые магнитной восприимчивости пород фундамента сгруппированы по их форме на отдельных графиках (рис. 3), характеризующихся однотипными отклонениями от нормального распределения. Сопоставление графиков отдельных петрографических разностей позволило выделить три основных вида кривых распределения магнитной восприимчивости пород фундамента.

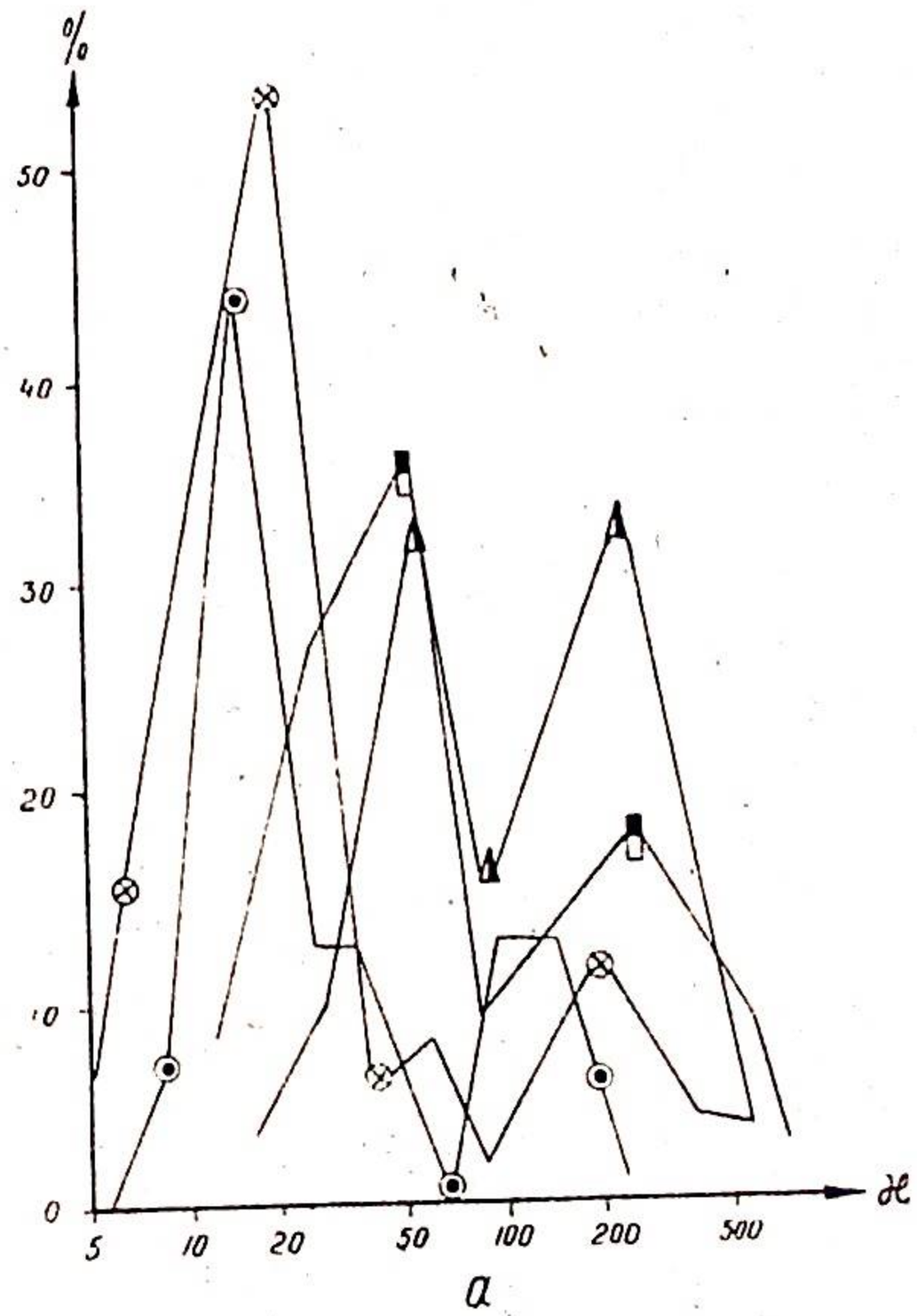


Рис. 3а. Сопоставление вариационных кривых магнитной восприимчивости пород фундамента при однотипном отклонении от нормального распределения.

К первому виду отнесены вариационные кривые хлорито-плагиоклазовых, хлорито-карбонатных пород, гранатовых, биотитовых, биотито-гранатовых, биотито-гранато-силлиманитовых, биотито-силлиманито-кордиеритовых и гранато-биотито-силлиманито-кордиеритовых гнейсов, характеризующиеся двумя максимумами и отчетливым минимумом кривых распределения в интервале $50—100 \cdot 10^{-6}$ CGSM (рис. 3, *а*). Очевидно, среди этих петрографических групп пород фундамента можно выделить по намагниченности слабомагнитные и магнитные разности.

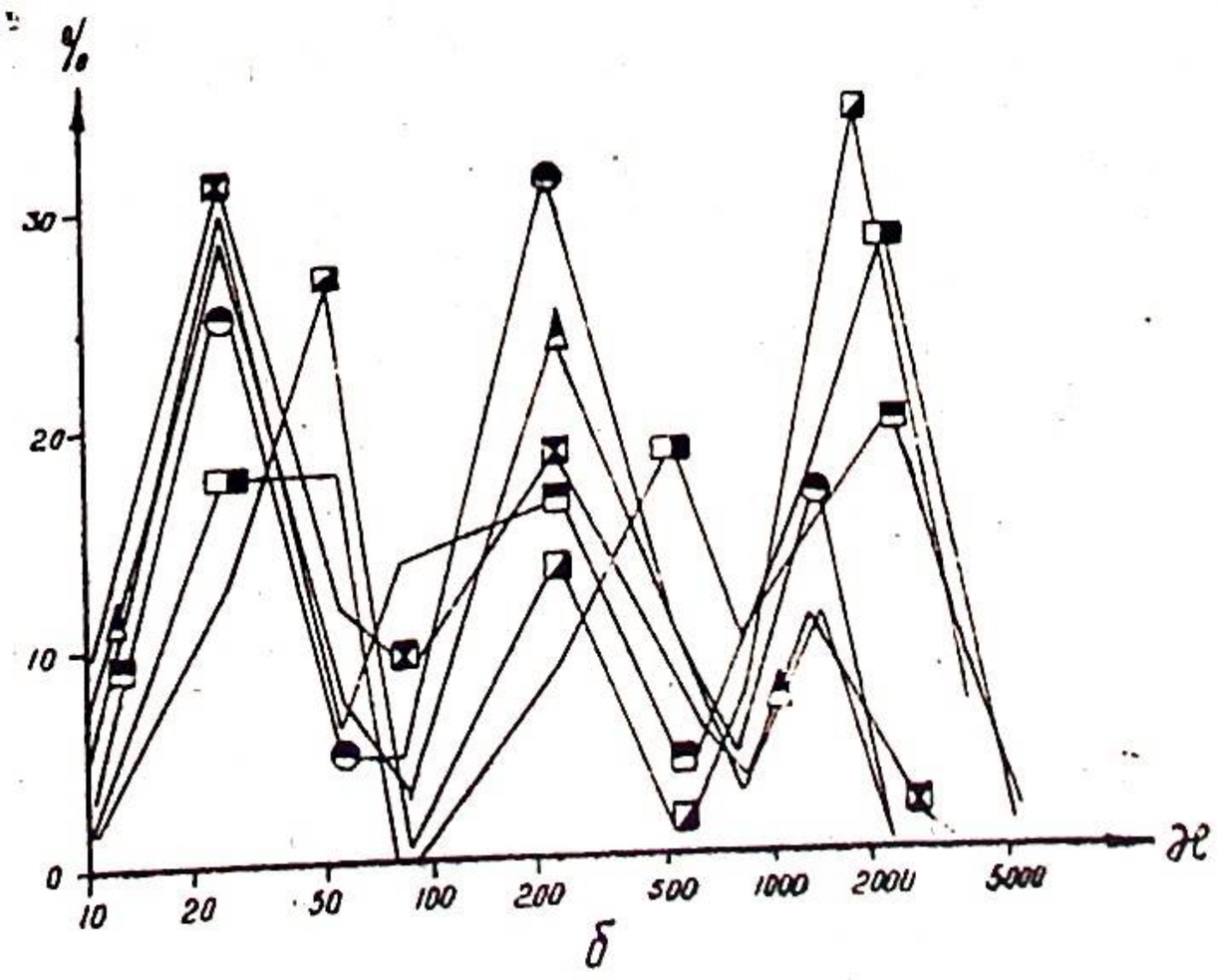


Рис. 3б. Сопоставление вариационных кривых магнитной восприимчивости пород фундамента при однотипном отклонении от нормального распределения.

Ко второму виду могут быть отнесены кривые распределения магнитной восприимчивости гранито-гнейсов, биотито-плагиоклазовых, биотито-пироксеновых, роговообманково-пироксеновых, гиперстеновых, биотито-гиперстеновых и гранато-биотито-гиперстеновых гнейсов, амфиболитов и чарнокитов, которые характеризуются тремя максимумами и четкими минимумами вариационных кривых в интервале $50—100 \cdot 10^{-6}$ CGSM и $500—100 \cdot 10^{-6}$ CGSM (рис. 3, *б*). Следовательно, в пределах этих разновидностей четко выделяются по

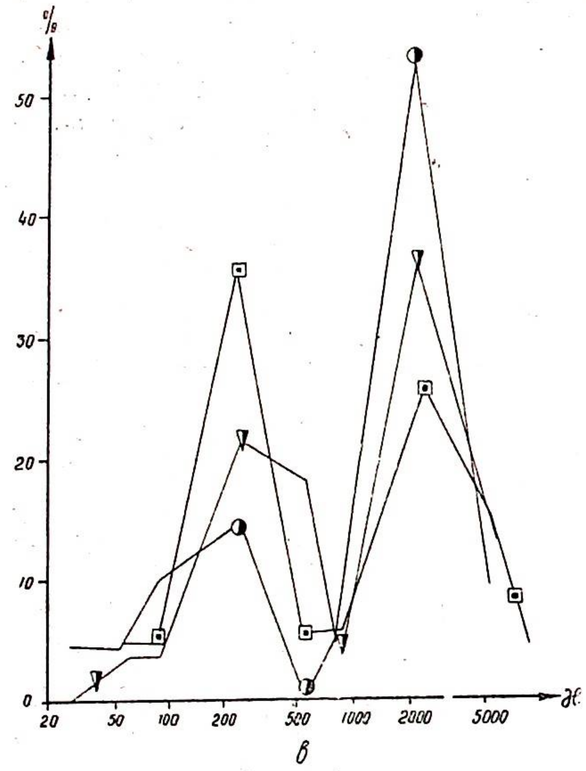


Рис. 3в. Сопоставление вариационных кривых магнитной восприимчивости пород фундамента при однотипном отклонении от нормального распределения. (Условные обозначения см. рис. 1г.)

намагниченности разности: слабомагнитные, магнитные и повышенной намагниченности.

Кривые распределения биотито-роговообманковых гнейсов, габбро-норитов и габбро-диабазов отнесены к третьему виду и характеризуются двумя максимумами, разделенными минимумом в интервале 500—1000 · 10^{-6} CGSM (рис. 3, *в*). Таким образом, среди этих пород фундамента можно, очевидно, выделить магнитные и повышенной намагниченности разности.

Разделение кривых распределения магнитной восприимчивости на различные по намагниченности группы пород с четким минимумом в интервале 500—1000 · 10^{-6} CGSM отмечает также Т. П. Зимникова (1964) при исследовании физических параметров магматических пород северо-восточных районов СССР.

Учитывая то обстоятельство, что магнитная восприимчивость горных пород, как правило, зависит от количества, состава, размеров и структуры ферромагнитных минералов, содержащихся в породе, можно прийти к выводу, что выделенные по намагниченности разности отражают изменения в количественном и качественном содержании ферромагнитных минералов и указывают на различные условия формирования одних и тех же пород фундамента. Это положение находит некоторое подтверждение в решении вопроса о природе амфиболитов на основании изучения их физических параметров.

В петрографии, как известно (Педашенко, 1959), в настоящее время не существует методики однозначного определения генезиса амфиболитов — являются ли эти породы в каждом отдельном случае параили ортопородами. В связи с этим анализ кривых распределения плотности и магнитной восприимчивости амфиболитов может способствовать, в некоторых случаях, выяснению условий их формирования. Так, слабомагнитные разности амфиболитов следует, по-видимому, отнести к параамфиболитам, образовавшимся в процессе метаморфизма осадочных отложений. Разности амфиболитов повышенной намагниченности соответствуют, очевидно, метаморфизованным породам основного состава (ортоамфиболиты).

На образование амфиболитов от основных эффузивов и интрузивов указывают в своих исследованиях Л. А. Варданянц (1960), А. Ф. Баддингтон (1961), И. Б. Кононова (1962) и др. И. Б. Кононова, рассматривая петрографические особенности пород фундамента Поповской площади (ТАССР), отмечает, что амфиболиты образовались в результате метаморфизма первично эффузивных разностей типа диабазов. О преобразовании основных пород (габбро) в амфиболиты в процессе глубинного метаморфизма упоминает также А. Ф. Баддингтон при изучении докембрийских пород Адирондака.

Промежуточное положение на кривых распределения магнитной восприимчивости амфиболитов занимают магнитные их разности, обра-

зовавшиеся, по-видимому, в краевых зонах основных интрузий в результате контактового метаморфизма. Это положение находит подтверждение в исследованиях Т. А. Лапинской (1962), Е. Г. Журавлева (1962) и др. Т. А. Лапинская, в частности, указывает, что среди пород фундамента выделяются поля амфиболитов, биотито-роговообманковых и пироксеновых гнейсов, представляющих краевую, более мелкозернистую, разгнейсованную фацию габбро-норитов.

Для всех рассмотренных видов кривых распределения магнитной восприимчивости наблюдается общая закономерность, которая выражается в постепенном выполаживании кривых в области слабомагнитных разностей и росте их в области повышенной намагниченности с приближением минералогической характеристики разновидности к породам основного состава. Эта закономерность определяется, по мнению ряда исследователей (Печерский, 1964; Зимникова, 1964 и др.), количественным содержанием магнитоактивных компонентов в породе, способствующим процессу кристаллизации магнетита.

Однако фактора количественного содержания железа в породе недостаточно для полной характеристики петрографических разновидностей по намагниченности. Существенная роль в процессах кристаллизации принадлежит также тектоническому режиму формирования пород фундамента, контролирующему кислородный потенциал кристаллизации магмы и устанавливающему, в свою очередь, определенное соотношение содержаний окиси и закиси железа, при котором происходит кристаллизация магнетита.

Анализируя последние экспериментальные данные о влиянии кислородного режима на кристаллизацию магнетита, Е. Осборн (Osborn, 1962) отмечает, что в условиях низкого кислородного давления в расплаве происходит накопление закиси железа, что определяет в основном кристаллизацию ильменита. В тех условиях, когда давление кислорода остается высоким, наблюдается кристаллизация магнетита, препятствующая обогащению расплава закисью железа.

Влияние условий тектонического режима на кристаллизацию магнетита в изверженных комплексах пород северо-восточных районов СССР рассматривают также К. В. Прохоров (1962), Д. М. Печерский (1963, 1964) и др. К. В. Прохоров на примере гранитоидного массива бухты Ахомтен (Камчатка) констатирует, что обогащение приконтактовой зоны магнетитом определяется увеличением окисления интрузива в краевых частях, отражающегося на повышении отношения окиси железа к суммарному содержанию окиси и закиси от 0,2—0,34 в неизмененных породах до 0,44—0,52 в гибридизированных разностях близ контакта. Исследования Д. М. Печерского также показали, что магнитными являются, как правило, те петрографические разности пород, у которых отношение окиси железа к суммарному содержанию окиси и закиси будет выше, а содержание окиси железа в породе не менее 0,8%.

Следовательно, в одних и тех же петрографических типах пород при различных условиях их формирования магнетит в одних случаях не кристаллизуется или кристаллизуется весьма слабо, в других же — наблюдается интенсивная его кристаллизация.

Отличие законов распределения магнитной восприимчивости пород фундамента от нормального указывает, вероятно, также на то обстоятельство, что процессы, обусловливающие изменение породы, оказывают существенное влияние на окисление магнитоактивных компонентов. Рассматривая влияние альбитизации, грейзенизации, окварцевания, каолинизации и т. д. на содержание акцессорных минералов в гранитоидных породах, В. В. Ляхович, В. И. Нонешникова (1960), в частности, отмечают уменьшение содержания магнетита и некоторое возрастание в них гематита в результате воздействия на эти породы указанных процессов. На существенное разрушение магнетита и увеличение содержания гема-

Комплексы пород	Петрографические группы пород	Наиболее вероятные значения: плотности в г/см³	Наиболее вероятные значения: магнитной восприимчивости $1 \cdot 10^{-6}$ СГСМ	Средние арифметические значения: плотности в г/см³	Средние арифметические значения: магнитной восприимчивости $1 \cdot 10^{-6}$ СГСМ	Средние арифметические значения магнитной восприимчивости разностей $1 \cdot 10^{-6}$ СГСМ: слабомагнитных	магнитных	повышенной намагниченности
Метасоматические образования	Кварциты			2,64* / 3 (9)	13 / 2 (14)	—	—	—
	Микроклиновые граниты	2,61—2,63 / 23	20—30 / 22	2,62 / 23 (67)	26 / 21 (60)	—	—	—
	Хлорито-плагиоклазовые и хлорито-карбонатные породы	2,63—2,65 / 10	40—60 / 11	2,66 / 13 (88)	587 / 14 (110)	—	—	—
Метаморфические образования	Гранито-гнейсы	2,65—2,69 / 89	20—30 / 79	2,68 / 72 (232)	290 / 74 (226)	34 / 36 (120)	388 / 28 (85)	1352 / 9 (21)
	Биотито-плагиоклазовые гнейсы	2,65—2,67 / 150	20—30 / 145	2,65 / 145 (1085)	297 / 145 (1007)	55 / 83 (644)	441 / 43 (253)	1780 / 19 (110)
	Гранатовые, биотитовые и биотито-гранатовые гнейсы	2,63—2,65 / 122	200—300 / 21	2,74 / 25 (219)	615 / 32 (245)	59 / 12 (127)	326 / 13 (75)	2760 / 7 (43)
	Биотито-гранато-силлиманитовые гнейсы	2,68—2,70 / 46	20—30 / 49	2,73 / 46 (206)	93 / 49 (221)	28 / 39 (164)	281 / 10 (57)	—
	Биотито-силлиманито-кордиеритовые и гранито-биотито-силлиманито-кордиеритовые гнейсы	2,74—2,76 / 16	10—20 / 16	2,73 / 16 (99)	45 / 16 (107)	21 / 12 (84)	131 / 4 (23)	—
	Гиперстеновые, биотито-гиперстеновые и гранато-биотито-гиперстеновые гнейсы	2,67—2,71 / 18	200—300 / 19	2,72 / 18 (117)	301 / 19 (151)	40 / 7 (93)	513 / 9 (41)	1218 / 3 (17)

Продолжение

Комплексы пород	Петрографические группы пород	Наиболее вероятные значения: плотности в г/см³	Наиболее вероятные значения: магнитной восприимчивости $1 \cdot 10^{-6}$ СГСМ	Средние арифметические значения: плотности в г/см³	Средние арифметические значения: магнитной восприимчивости $1 \cdot 10^{-6}$ СГСМ	Средние арифметические значения магнитной восприимчивости разностей $1 \cdot 10^{-6}$ СГСМ: слабомагнитных	магнитных	повышенной намагниченности
Метаморфические образования	Роговообманково-гиперстеновые и биотито-роговообманково-гиперстеновые гнейсы	2,73—2,75 / 10	1000—2000 / 10	2,75 / 10 (86)	1037 / 10 (82)	—	—	—
	Биотито-пироксеновые и роговообманково-пироксеновые гнейсы	2,74—2,76 / 15	2000—3000 / 11	2,77 / 12 (50)	774 / 11 (42)	69 / 5 (22)	585 / 3 (9)	2330 / 3 (11)
	Биотито-роговообманковые гнейсы	2,74—2,77 / 34	200—300 / 20	2,75 / 22 (112)	1672 / 20 (99)	—	304 / 11 (47)	2915 / 9 (52)
Метаморфизованные породы основного состава	Амфиболиты	2,83—2,85 / 33	20—30 / 31	2,78 / 31 (330)	545 / 31 (289)	59 / 15 (87)	554 / 10 (160)	1521 / 6 (42)
	Чарнокиты	2,74—2,76 / 14	2000—3000 / 15	2,76 / 14 (49)	1122 / 15 (48)	49 / 6 (15)	245 / 3 (7)	1983 / 6 (26)
	Габбро-нориты	2,79—2,81 / 29	2000—3000 / 28	2,86 / 28 (190)	1361 / 28 (190)	—	314 / 14 (117)	3390 / 14 (73)
	Габбро-диабазы	2,91—2,93 / 27	2000—3000 / 21	2,87 / 21 (161)	2068 / 21 (152)	—	140 / 8 (51)	3040 / 13 (101)

* В знаменателе количество скважин и число образцов в скобках.

тита в каолинизированных породах указывают также Г. Т. Кравченко, В. П. Петров для гранитов Шилово-Каневского интрузива (Урал). Повышенное отношение окиси железа к суммарному содержанию окиси и закиси у практически немагнитных пород можно отнести, по всей вероятности, за счет вторичных окислений и перехода ферромагнитных минералов в гидроокислы (Печерский, 1964).

Таким образом, разделение кривых распределения $\log \varkappa$ отрицательным эксцессом на два-три максимума объясняется, вероятно, суммой факторов, обусловливающих различную магнитную восприимчивость однотипных пород (количество ферромагнитных компонентов, режим их формирования и др.).

Количественное содержание железа в горных породах находит соответствующее отражение не только в характеристике породы по магнитной восприимчивости, но и в изменении их плотности. С увеличением содержания железа следует ожидать повышения плотности породы. Существование этого общего фактора, оказывающего влияние на изменение данных параметров, может служить основой выявления закономерностей в их распределении (Ступак, 1963).

Результаты статистической обработки измерений сведены в таблицу, в которой приведены наиболее вероятные, средние арифметические значения плотности и магнитной восприимчивости и среднеарифметические величины магнитной восприимчивости выделенных разностей.

Анализ приведенной таблицы указывает, что для исследованных пород фундамента наблюдается отклонение средних арифметических значений параметров от наиболее вероятных величин в сторону уменьшения или увеличения последних. Смещение наиболее вероятных значений в сторону уменьшения плотности и магнитной восприимчивости также, по-видимому, подтверждает предположение об изменениях пород фундамента в результате воздействия процессов выветривания и окисления. В связи с этим, в исследовании распределения пород по плотности и магнитной восприимчивости использованы средние арифметические величины параметров, характеризующие породу в физическом отношении по любому количеству измерений образцов.

Для выяснения статистических связей между средней плотностью (σ) и средней магнитной восприимчивостью ($\varkappa$) пород фундамента территории Волго-Камского края были построены корреляционные поля с координатами $\log \bar{\varkappa}$ и $\bar{\sigma}$ для каждой петрографической группы. Анализ этих зависимостей, оценка коэффициентов корреляции и выяснение вопроса о реальности корреляционных связей указывают на слабую взаимосвязь исследованных параметров, не позволяющую составить уравнение между плотностью и магнитной восприимчивостью в наиболее простой форме, по которому можно было бы достаточно надежно определить $\bar{\sigma}$ или $\bar{\varkappa}$ породы по одному из известных параметров. Однако сопоставление данных по плотности и магнитной восприимчивости обнаруживает тенденцию к одновременным изменениям $\bar{\sigma}$ и $\bar{\varkappa}$ породы.

С целью выявления общих закономерных изменений плотности и магнитной восприимчивости горных пород проведено сопоставление этих параметров на общем поле корреляционного графика в зависимости от их петрографического состава (рис. 4). Среднеарифметические значения плотности и магнитной восприимчивости петрографических групп нанесены на плоскость с ординатой $\log \bar{\varkappa}$ и абсциссой $\bar{\sigma}$. Каждой точке графика, характеризующей положение петрографической группы в общем поле распределения пород по плотности и магнитной восприимчивости, соответствует область изменения $\bar{\sigma}$ и $\bar{\varkappa}$ в зависимости от различных факторов, влияющих на увеличение или уменьшение их значений.

Область развития пород, выделенная на рис. 4 горизонтальной штриховкой (*I*), соответствует комплексу метасоматических образований, возникших за счет магматических пород кислого и среднего состава и очень редко в результате воздействия гидротермальных растворов на осадочные породы. Эта область характеризуется незначительными изменениями плотности — от 2,62 до 2,66 *г/см*^{3} и небольшими колебаниями магнитной восприимчивости от первых десятков до первых сотен принятых единиц.

Комплекс метаморфических образований (область II), сформировавшихся в результате метаморфизма осадочных и магматических пород, объединяет группу гнейсов различного минералогического состава. Область развития гнейсов охватывает широкий диапазон изменения параметров и характеризуется колебаниями плотности от 2,64 до 2,77 *г/см*^{3}, магнитной восприимчивости — от 40—50 до $1500—2000 \cdot 10^{-6}$ CGSM. Значительные изменения этих параметров объясняются, по всей вероятности, как разнообразием петрографического состава комплекса гнейсов, так и физическими условиями метаморфизма, происходившими в течение геологической истории региона.

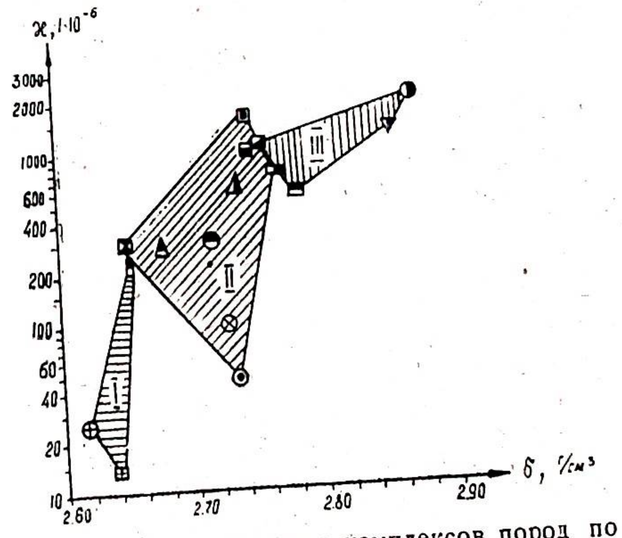


Рис. 4. Области развития комплексов пород по плотности и магнитной восприимчивости. (Условные обозначения см. рис. 1г.)

В зависимости от степени метаморфизма и исходного состава пород, вовлеченных в область метаморфизма, их плотность и магнитная восприимчивость увеличиваются с одновременным уменьшением пределов изменения поля $\log \bar{\varkappa}$ и $\bar{\sigma}$ и область развития гнейсов постепенно переходит в комплекс пород, образовавшихся в результате глубинного метаморфизма разностей основного состава (область *III*). Изменения плотности этой группы пород находятся в пределах от 2,75 до 2,87 *г/см*^{3}, магнитной восприимчивости — от 500—600 до $2000 \cdot 10^{-6}$ CGSM.

Следовательно, распределение пород фундамента по плотности и магнитной восприимчивости в зависимости от их петрографического состава показывает, что в изменении данных параметров находят отражение различные процессы преобразования пород осадочного и магматического происхождения.

Представленное на рис. 4 распределение пород по плотности и магнитной восприимчивости в наиболее благоприятных случаях, по-видимому, можно будет использовать при интерпретации материалов магнитной и гравитационной съемок. Однако необходимо учитывать, что точки определенных петрографических разновидностей соответствуют на графике средним величинам плотности и магнитной восприимчивости, отражающим осредненные соотношения породообразующих компонентов. Поэтому, вероятно, в расшифровке аномальных участков, предположительно обусловленных неоднородностью кристаллического фундамента, следует допускать отклонение в определении петрографического наименования пород.

Таким образом, изучение распределения пород фундамента по плотности и магнитной восприимчивости показало, что:

1. На распределение плотности в пределах петрографических разностей оказывают влияние такие факторы, как количественное соотно-

шение породообразующих минералов, глубинность формирования породы и степень ее метаморфизма.

2. Слабомагнитные, магнитные и повышенной намагниченности разности одинакового петрографического состава отражают, по-видимому, количественное содержание ферромагнитных минералов и указывают на различные условия формирования и вторичные изменения пород фундамента. Выделенные по намагниченности разности будут, вероятно, способствовать классификации геологических образований по их генезису на пара- и ортопороды.

3. Распределение петрографических разновидностей пород по плотности и магнитной восприимчивости обусловлено, по всей вероятности, процессами преобразования горных пород и отражает изменение данных параметров в связи с варьированием количественного содержания железисто-магнезиальных минералов в породе.

ЛИТЕРАТУРА

Баддингтон А. Ф. Окисные Fe и Fe — Ti — минералы и концентрации в докембрийских породах штатов Нью-Йорк и Нью-Джерси, США. В кн. «Физико-химические проблемы формирования горных пород и руд», т. 1. М., изд. АН СССР, 1961.

Варданянц Л. А. Геологическая карта докембрийского фундамента Русской платформы масштаба 1 : 5 000 000. М., Госгеолтехиздат, 1960.

Журавлев Е. Г. Петрография и структурные особенности кристаллического фундамента Елабуго-Бондюжской группы поднятий. Тр. МИНХиГП, вып. 38, 1962.

Зимникова Т. П. Плотность и намагниченность магматических пород некоторых районов северо-востока СССР. Сиб. отд. АН СССР, тр. СВК НИИ, вып. 9, Магадан, 1964.

Кононова И. Б. Петрографические особенности и строение кристаллического фундамента Поповской площади. Тр. МИНХиГП, вып. 38, 1962.

Лапинская Т. А. Главнейшие типы кристаллических пород фундамента Волго-Уральской нефтеносной области и их распространенность. Тр. МИНХиГП, вып. 38, 1962.

Ляхович В. В., Нонешникова В. И. О влиянии поздних процессов на содержание акцессорных минералов в гранитоидах. Тр. ин-та минерал., геохим. и кристаллохим. редких элементов АН СССР, вып. 4, 1960.

Педашенко А. И. Кристаллический фундамент средней части Русской платформы, М., Гостептехиздат, 1959.

Печерский Д. М. Магнитные свойства гранитоидов северо-востока СССР. Сиб. отд. АН СССР, тр. СВК НИИ, вып. 9, Магадан, 1964.

Печерский Д. М. Данные о магнитной стабильности гранитоидных пород северо-востока СССР. Геология и геофизика, № 4, 1963.

Подоба Н. В. Результаты изучения плотности пород докембрийского фундамента восточной части Русской платформы и опыт их совместного изучения с геофизическими данными. Прикладная геофизика, вып. 22, 1959.

Прохоров К. В. Особенности эволюции магматических расплавов в ходе кристаллизации гибридных магм на примере третичных гранитоидов Камчатки. Изв. АН СССР, сер. геол., № 8, 1962.

Ступак Н. К. Распределение горных пород Курской магнитной аномалии по плотности и магнитной восприимчивости. Геофиз. разведка, вып. 14, 1963.

Osborn E. Reaction series for subalkaline igneons rocks based on different oxygen pressure conditions. Amer. Mineralogist, vol. 47, Nos 3-4, 1962.

ТРУДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА
(г. Казань)

№ 14 *1966*

В. Л. Зубков

РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗУЧЕНИЯ УПРУГИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД ОСАДОЧНОГО ПОКРОВА ВОЛГО-КАМСКОГО КРАЯ

В настоящее время на территории Волго-Камского края широкое применение получила сейсмическая разведка. Достоверная геологическая интерпретация полученных результатов невозможна без знания упругой характеристики пород, участвующих в сложении изучаемого региона. В связи с этим Геологический институт КФАН СССР совместно с Казанской геофизической экспедицией треста «Татнефтегеофизика» в течение ряда лет проводили исследование упругих свойств горных пород палеозоя Волго-Камского края. С 1954 г. исследования проводились с помощью склероскопа системы А. Г. Тархова (1948), с 1957 по 1960 г. — ультразвуковым сейсмоскопом УЗС-2 усовершенствованной конструкции (Кринари, Петрув, 1962). Всего было изучено 3668 образцов.

Для перевода коэффициента отскока в скорость распространения упругих волн в горных породах была определена зависимость между этими параметрами. Уравнение зависимости имеет вид:

$$V = (10{,}0\,\varepsilon - 2{,}75) \cdot 100,$$

где: V — скорость упругих волн в *м/сек*,

ε — коэффициент отскока.

В полученные результаты вносилась поправка на увеличение скорости распространения упругих волн за счет их водонасыщения и давления вышележащих пород.

Осадочный покров Волго-Камского края по литолого-фациальным и физическим особенностям пород расчленен нами на восемь комплексов: 1) рифейский терригенный комплекс; 2) девонский терригенный комплекс; 3) карбонатный комплекс девона и нижнего карбона; 4) терригенный комплекс нижнего карбона (угленосный); 5) карбонатный комплекс карбона; 6) терригенный комплекс среднего карбона (верейский); 7) карбонатно-сульфатный комплекс карбона и нижней перми; 8) терригенный комплекс верхней перми.

В сложении этих комплексов принимают участие разнообразные осадочные горные породы. Скорости распространения упругих волн в сухих образцах основных типов пород в лабораторных условиях приведены в табл. 1.

Скорость распространения упругих волн в породах зависит от следующих факторов: 1) минералогического состава (Калинина, 1959); 2) плотности (Пузырев, 1959); 3) степени дисперсности обломочного материала (Rogers, Head, 1961); 4) степени метаморфизма (Faust, 1951). Скорость распространения упругих волн в карбонатных породах уменьшается от примеси глинистого, обломочного и органического ма-

Таблица 1

Порода	Колич. образцов	Средняя плотн. ($г/см^3$)	Скорость распространения упругих волн ($м/сек$)		
			от	до	средн.
Ангидрит	85	2.84	4980	6450	5390
Доломит	515	2.68	3720	6150	5000
Доломит известковый	86	2.66	3500	6050	4850
Известняк	730	2.62	2850	6000	4700
Доломит глинистый	87	2.60	3470	5800	4600
Известняк глинистый	185	2.57	3450	5120	4520
Известняк битуминозный	140	2.56	2450	5430	4270
Мергель	62	2.54	2110	4920	4250
Аргиллит	95	2.53	2250	4800	4220
Алевролит глинистый	450	2.52	2330	4750	3400
Алевролит	480	2.50	1870	4700	3350
Песчаник	619	2.35	1750	4500	3150
Сланец углистый	84	1.97	2000	4100	2750
Глина	50	2.39	2200	2500	2220

териала (Ramana, 1960). С увеличением содержания доломита скорость в карбонатных породах возрастает (Kisslinger, 1953). На изменение скорости упругих волн в карбонатных породах значительное влияние оказывает также пористость (Уилли, 1960). Основное влияние на скорость распространения упругих волн в терригенных породах оказывает степень отсортированности и средний размер зерен обломочного материала, которые, в свою очередь, определяют, до некоторой степени, величину пористости (Rogers, Head, Yungul, 1961).

Все перечисленные типы горных пород обладают некоторой анизотропией в распространении упругих волн. В большинстве пород скорость упругих волн в направлении, перпендикулярном слоистости, меньше, чем в направлении, параллельном слоистости. Наиболее заметно это в известняках и доломитах. В песчаниках и алевролитах наблюдается обратная картина. Разница в величинах скоростей указанных выше пород в различных направлениях составляет в среднем 200—300 $м/сек$. Однако, в связи с тем, что в большинстве образцов скорость была замерена лишь в направлении, перпендикулярном слоистости, упругие характеристики пород, приводимые в данной статье, имеют в виду именно это направление.

Исследования показали, что скорость упругих волн в близких по литологическому составу, но различных по возрасту породах неодинакова и увеличивается с возрастом и глубиной залегания пород. Более четко эта зависимость наблюдается в терригенных породах, менее — в карбонатных. Общее увеличение скорости распространения упругих волн с возрастом можно объяснить тем, что древние породы сильнее и более длительное время подвергались процессам метаморфизации. Увеличение скорости упругих волн с глубиной связано с уплотнением пород (закрытием пор и увеличением напряженности в скелете породы) (Уилли, 1960; Faust, 1951) под действием тяжести вышележащих толщ. В терригенных породах увеличение скорости выше, чем в карбонатных и глинистых. Отмечено также, что чем меньше глубина, с которой извлечена порода, тем значительнее последняя реагирует на увеличение давления.

На основании анализа фактического материала были установлены закономерности изменения средневзвешенной скорости распространения упругих волн в осадочной толще палеозоя Волго-Камского края.

На графике (рис. 1), показывающем изменение средней пластовой скорости упругих волн в отдельных литологических комплексах с глубиной их залегания, видно следующее:

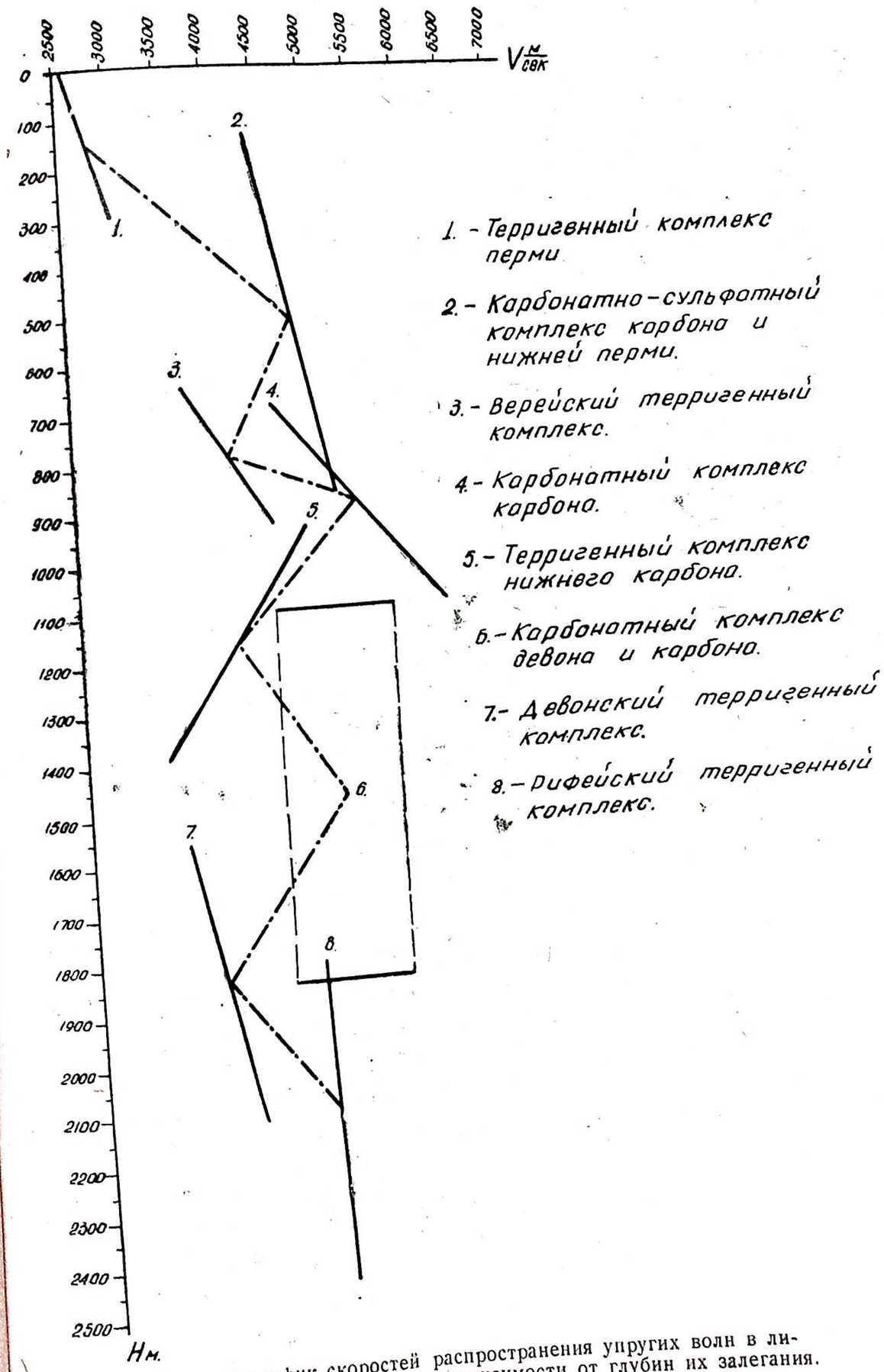


Рис. 1. Сводный график скоростей распространения упругих волн в литологических комплексах в зависимости от глубин их залегания.

Б-320.—13

1. Отложения терригенного комплекса верхней перми изучены на глубинах 0—300 *м*. Скорость упругих волн в этом интервале возрастает от 2600 до 3000 *м/сек*.

2. В отложениях карбонатно-сульфатного комплекса карбона и нижней перми, исследованных на глубинах 130—880 *м*, скорость упругих волн возрастает от 4350 до 5200 *м/сек*.

3. Отложения терригенного (верейского) комплекса среднего карбона исследованы на глубинах 600—980 *м*. Скорость упругих волн в этом интервале увеличивается от 3600 до 4800 *м/сек*.

4. Отложения карбонатного комплекса карбона исследованы на глубинах 680—1100 *м*. Скорость упругих волн в этом интервале возрастает от 4500 до 6300 *м/сек*.

5. Отложения терригенного (угленосного) комплекса карбона исследованы на глубинах 980—1380 *м*. Скорость упругих воли в этом интервале убывает от 4650 до 3300 *м/сек*.

6. Отложения карбонатного комплекса девона и нижнего карбона изучены в интервале глубин 1100—1850 *м*. Скорость упругих волн в этом интервале колеблется в пределах 4450—5700 *м/сек*. Изменение скорости не связано с глубиной залегания комплекса.

7. Отложения девонского терригенного комплекса исследованы на глубинах 1550—2120 *м*. Скорость упругих волн в этом интервале возрастает от 3480 до 2100 *м/сек*.

8. Отложения рифейского терригенного комплекса изучены на глубинах 1800—2400 *м*. Скорость упругих волн в этом интервале возрастает от 4750 до 4880 *м/сек*.

Скорость распространения упругих волн в отложениях комплексов 1, 2, 5, 6, 7 и 8 увеличивается с глубиной их залегания. Математически эта зависимость выражается формулой:

$$V = V_{\min}\,[1 + \alpha\,(H - H_{\min})],$$

где: $V_{\min}$ — минимальная скорость в определяемых отложениях для данного региона;

H — глубина залегания;

$H_{\min}$ — минимальная глубина, на которой отмечены определяемые отложения в данном регионе;

α — коэффициент пропорциональности. В указанных комплексах он равен: 1) —0,25; 2) —5/4; 5) —6,2; 6) —8,0; 7) —4,2 и 8) —1,4.

Средняя скорость упругих волн в отложениях терригенного (угленосного) комплекса карбона уменьшается с глубиной их залегания. Это объясняется тем, что наиболее глубоко расположенные участки комплекса представлены преимущественно углистыми аргиллитами и углисто-глинистыми сланцами; скорость упругих волн в них относительно невелика и незначительно возрастает под действием тяжести вышележащих толщ. Изменение скорости упругих волн в отложениях карбонатного комплекса девона и нижнего карбона, не связанное с глубиной их залегания, вызывается их литологической неоднородностью и резкими колебаниями мощности. Эти факторы в данном случае являются ведущими и затушевывают влияние глубины залегания.

На основании полученных данных был построен сейсмический разрез осадочного покрова и верхней части кристаллического фундамента территории Волго-Камского края.

Наиболее эффективными в сейсморазведочных работах, по нашему мнению, являются следующие границы между отражающими и преломляющими горизонтами:

1. Граница между терригенным комплексом верхней перми и карбонатно-сульфатным комплексом карбона и нижней перми.

2. Граница между карбонатным комплексом карбона и терригенным (угленосным) комплексом нижнего карбона.

3. Граница между терригенным (угленосным) комплексом нижнего карбона и карбонатным комплексом девона и нижнего карбона. (Надо отметить, что данная граница раздела плохо прослеживается на юго-востоке Татарии в связи с тем, что терригенный комплекс здесь представлен морскими мелководными и прибрежно-морскими отложениями с довольно значительным содержанием карбонатных пород.)

4. Граница между карбонатным комплексом девона и нижнего карбона и девонским терригенным комплексом.

5. Граница между девонским (или додевонским) терригенным комплексом и верхней частью кристаллического фундамента платформы.

ЛИТЕРАТУРА

Калинина Р. В. Закономерности изменения физических свойств пород девона центральных областей Русской платформы. Прикл. геофизика, вып. 23, (1959).

Кринари А. И., Петрув Е. М. Некоторые результаты работ в области усовершенствования приборов для петрофизических исследований. Изв. КФАН СССР, сер. геол., № 10, (1962).

Пузырев Н. Н. Интерпретация данных сейсморазведки методом отраженных волн. Гостоптехиздат, (1959).

Тархов А. Г. Новый способ определения упругости горных пород. Материалы ВНИИГеофизика, сб. 1, (1948).

Уилли М. Р. Д. Основы интерпретации данных электрического каротажа. Промысл. геофизика, вып. 3, Гостоптехиздат, (1960).

Faust L. G. Seismic velocity as a function of depth and geological time. Geophysics, XVI, No. 2, (1951).

Kisslinger C. The effect of variation in chemical composition on the velosity of seismic wave in carbonate rocks. Geophysics, XVIII, No. 1, (1953).

Ramana G. V. Ultrasonic velocites in quarcites and limestones. J. ceint. and Indust. Res. No. 11, (1960).

Rogers J. J. W. a. Head W. B. Relationships between porosity, median sise, and sorting coefficient of syntetic sands. J. of Sedim. Petrol., 31, No. 3, (1961).

Yungul S. H. Gravity prospecting for reefs effeckt of sedimentation and defferential compoction. Geophysics, XXVI, No. 1, (1961).

ТРУДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА
(г. Казань)

№ 14 1966

Н. С. Евграфов

К МЕТОДИКЕ ВЫЧИСЛЕНИЯ ПОПРАВКИ ЗА СМЕЩЕНИЕ НУЛЬ-ПУНКТА ГРАВИМЕТРОВ

С целью повышения точности вычисления приращений силы тяжести автор провел анализ материалов полевых наблюдений, выполненных гравиметром ГАК-4В. Ниже излагаются результаты.

Опыт работы с гравиметрами данного типа показал, что они, как и все предшествовавшие им приборы с кварцевой системой, обладают значительным и непостоянным во времени смещением нуль-пункта, зависящим от физических свойств материала кварцевых пружин, температурных изменений и внешних механических воздействий. При обработке материалов гравиметрических наблюдений влияния этих и некоторых других факторов учитываются путем введения соответствующих поправок, исключающих влияние изменения температуры, влияние лунно-солнечного притяжения и изменение нуль-пункта во времени, обусловленное физическими свойствами кварцевой системы, процессами ползучести и текучести кварца (Попов, 1958).

Поправка за изменение температуры прибора в ряде случаев при обработке материалов наблюдений раздельно не учитывается, а включается в общую поправку смещения нуль-пункта. Это возможно при условии стабилизации температурного режима гравиметра, достигаемой либо термостатированием его, либо предварительным охлаждением или нагреванием. При этом стабилизация температурного режима является оптимальной, если температура прибора близка к точке полной температурной компенсации. Такой режим можно создать путем предварительного охлаждения или нагревания, в зависимости от конкретных условий работы с гравиметрами (Немцов, 1959).

Если при данном режиме за счет суммарного влияния различных факторов нуль-пункт прибора будет меняться аналогично изменению температуры тоже в одну сторону, то такое смещение нуль-пункта можно считать согласно-линейным. При согласно-линейном изменении нуль-пункта гравиметра имеются основания включать температурную поправку в общую поправку за смещение нуль-пункта. Одним из условий такого определения нуль-пункта прибора является незначительное изменение его температуры в рейсе.

Гравиметр ГАК-4В № 33, обладающий достаточно теплостойкой изоляцией, обеспечивал при разности температур внутренней системы гравиметра и наружного воздуха в 5—6° С достижение тепловой волной системы прибора через 3—4 часа. Дальнейшее изменение температуры системы в течение 8—10 часов эксплуатации гравиметра при нормальных условиях среднесуточного изменения температуры наружного воздуха было не более 1,5—2,0° С.

При гравиметрических исследованиях, выполненных Геологическим институтом Казанского филиала АН СССР в 1962 г. гравиметром ГАК-4В № 33, влияние температуры отдельно не учитывалось, исходя из следующих соображений:

1. Погрешность, связанная со случайной ошибкой отсчета температуры по термометру (σ_t), не превышала величины 0,01 *мгл*.

Эта погрешность найдена по приближенной формуле (Файтельсон, 1959):

$$\sigma_t = K_t \alpha_t (2\Delta T + \alpha_t), \tag{1}$$

где K_t — температурный коэффициент, приближенно выражающий зависимость показаний гравиметра от изменения температуры;
α_t — погрешность отсчета температуры по термометру;
ΔT — разность температур $T - T_0$, из которых: T — текущая (отсчитываемая) температура; T_0 — температура полной температурной компенсации.

Числовые выражения этих величин следующие: $K_t \approx 0{,}05$ *мгл/°*; $\alpha_t = 0{,}05°$ С; $\Delta T = 2°$ С.

2. Допустимый предел линейного изменения температуры $\delta\tau$, в границах которого необходимая точность наблюдения достигается без введения поправки за температуру, был незначителен. Этот предел оценивался по формуле (Файтельсон, 1959):

$$\delta\tau = \sqrt{\frac{4\varepsilon}{K_t}}, \tag{2}$$

где $\delta\tau$ — предел изменения температуры, не оказывающий влияния на точность наблюдений;
ε — погрешность, связанная с влиянием систематических расхождений между истинной и отсчитываемой температурой прибора;
K_t — температурный коэффициент.

Если поставить условие, чтобы температурное влияние на точность наблюдений не превышало $\varepsilon \leqslant 0{,}01$ *мгл*, то для рассматриваемого гравиметра № 33 с точкой полной температурной компенсации $T_0 = 8°$ С и температурным коэффициентом $K_t \approx 0{,}05$ *мгл/°*, при $\Delta T = 2°$ С (имеются в виду наблюдения, выполненные в осенний период, $T = 10°$ С) будем иметь $\delta\tau = 2°$ С. В гравиметрических звеньях, продолжительность которых не превышала 1,5 часа, изменение температуры составляло 0,2—0,3° С.

Таким образом, как случайные, так и систематические температурные погрешности не вносили заметных искажений в смещение нуль-пункта.

Влияние лунно-солнечных вариаций на показания гравиметра при продолжительности звеньев до 2 часов не учитывалось, так как, согласно исследованиям, выполненным Р. Нейманном (1954), ошибки, связанные с нелинейным изменением лунно-солнечных притяжений, для указанной продолжительности звеньев не превышают 0,01 *мгл*. Линейная же часть влияния лунно-солнечного притяжения не вносит заметных ошибок в измеряемые приращения силы тяжести, поскольку действие ее принимается в расчет вместе с введением поправки за смещение нуль-пункта.

Механические воздействия устранялись, по возможности, путем спокойной пешей транспортировки гравиметра.

Рассмотрим коэффициенты смещения нуль-пунктов в отдельных звеньях. На рис. 1 представлены графики, характеризующие смещения нуль-пунктов гравиметра между повторными наблюдениями на точках внутри одного звена. Из представленных данных видно, что расхождения между коэффициентами смещения нуль-пункта достигают до 0,1 *мгл/час* даже при соблюдении всех вышеуказанных условий эксплуатации гравиметра. Значение коэффициента смещения

нуль-пункта, близкое к истинному, которое назовем оптимальным, выбираем из всей совокупности полученных коэффициентов путем анализа звеньев по внутренней сходимости на пунктах повторных наблюдений.

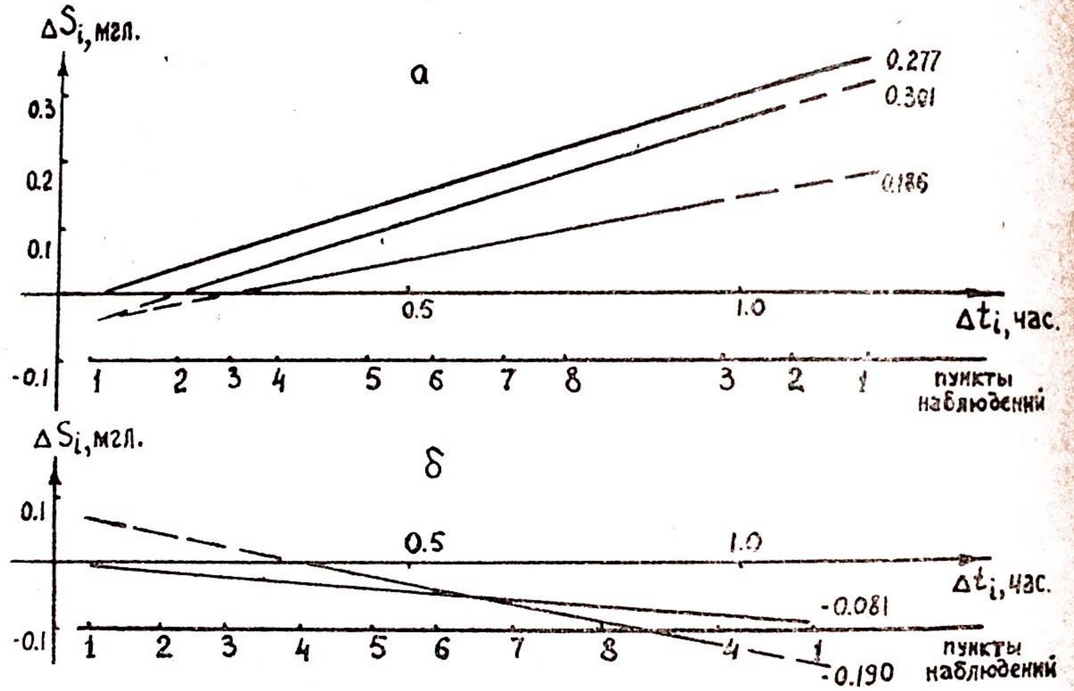


Рис. 1. Графики коэффициентов смещения нуль-пункта гравиметра ГАК-4В № 33.
а — первое звено рейса, выполненного 16.IX 1962 г.; *б* — второе звено этого же рейса; 1, 2, 3... — пункты наблюдений; 0,277... — коэффициенты смещения нуль-пункта гравиметра.

Как известно, поправка за смещение нуль-пункта для данного звена вычисляется по формуле:

$$\Delta g_i = K \Delta t_i, \tag{3}$$

где Δg_i — поправка за смещение нуль-пункта для данной точки наблюдения;
K — коэффициент смещения нуль-пункта;
Δt_i — разность времени между началом наблюдения на опорном пункте и наблюдениями на последующих пунктах звена.

Ошибка при определении поправки за смещение нуль-пункта, как уже упоминалось, связана с различными причинами. При соблюдении вышеуказанных условий выполнения полевых наблюдений и обработки материалов ошибки определения нуль-пункта будут обусловлены в основном неизвестными и не поддающимися учету особенностями изменения собственных физических свойств кварцевой системы гравиметра. Пусть эта ошибка определения коэффициента смещения нуль-пункта равна $\pm \alpha$. Тогда из формулы (3) имеем:

$$\Delta g_i = (K \pm \alpha) \Delta t_i = K \Delta t_i \pm \alpha \Delta t_i. \tag{4}$$

Второй член правой части уравнения (4) представляет погрешность вычисленного приращения ускорения силы тяжести.

Если принять продолжительность звеньев 1,5 часа и положить, что первая рядовая точка наблюдалась через 0,1 часа после опорного пункта, то погрешность вычисленного с поправкой за смещение нуль-пункта приращения ускорения силы тяжести $\sigma\Delta g$ будет изменяться в пределах:

$$0{,}1\alpha \leqslant \sigma\Delta g \leqslant 1{,}5\alpha. \tag{5}$$

Как видно из приведенных графиков (рис. 1) и табл. 1, ошибка α может достигать различных величин, например: 0,115 *мгл/час* — для первого звена, 0,109 *мгл/час* — для второго звена.

Если даже возьмем $\alpha = 0{,}1$ *мгл/час*, то для условия (5) будем иметь следующие погрешности в измерениях приращений силы тяжести на пунктах: 0,01 *мгл* $\leqslant \sigma\Delta g \leqslant$ 0,15 *мгл*.

Эти ошибки изменяются пропорционально изменению разности времени Δt между началом наблюдения на опорной и наблюдением на каждой последующей точке звена.

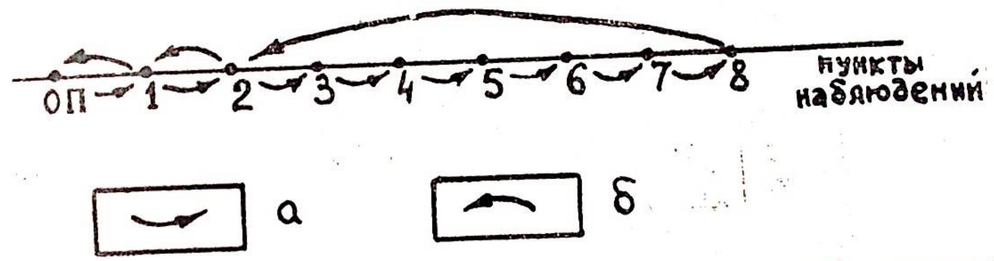


Рис. 2. Схема связи между пунктами гравиметрических наблюдений, заключенными в одном звене, при прямом и обратном ходах.
1, 2, 3... — пункты наблюдений, *а* — прямой ход, *б* — обратный ход.

Методика наблюдений с повторением 2—3 пунктов звена при обратном ходе (рис. 2) дает возможность подсчитать оптимальное или близкое к нему значение коэффициента смещения нуль-пункта и тем самым избежать больших ошибок в измерении приращений силы тяжести.

Для этого обычным способом обрабатываются звенья наблюдений. Приращения силы тяжести подсчитываются для повторных точек при всех возможных значениях коэффициентов смещения нуль-пункта, последние для каждого звена находятся по формуле (Гладкий, 1957):

$$K_i = \frac{\Delta S_i}{\Delta t_i}, \tag{6}$$

где K_i — коэффициент смещения нуль-пункта;
ΔS_i — разность отсчетов при первом и повторном измерениях на пункте i;
Δt_i — промежуток времени, прошедшего между первым и повторным измерениями на пункте i.

Полученные в одном звене приращения силы тяжести для повторных точек сравниваются между собой, и в случае, если Δg, измеренное в конце звена, меньше Δg, измеренного в начале звена, то принятый для подсчета приращений силы тяжести коэффициент смещения больше оптимального, и наоборот, если для одного и того же пункта $\Delta g_{\text{конечное}} > \Delta g_{\text{начального}}$, то $K_{\text{принятый}} < K_{\text{оптимального}}$.

Из всех вычисленных коэффициентов смещения нуль-пункта для одного звена за оптимальный принимается тот, который соответствует наилучшей внутренней сходимости для пунктов повторных наблюдений. При отсутствии допустимой сходимости приращений силы тяжести на пунктах повторных наблюдений за оптимальный может быть принят средневзвешенный коэффициент смещения нуль-пункта из двух (большего и меньшего), наилучшим образом отвечающих условиям допустимой внутренней сходимости.

Возьмем для примера два звена (табл. 1), которыми отнаблюдены одни и те же гравиметрические пункты. Вычислим для них все возможные коэффициенты смещения нуль-пункта и путем сопоставления их выберем наиболее близкие к оптимальным.

Таблица 1

Пункты наблюдений	1-е звено, коэффициенты смещения 0,277: приращения силы тяжести, начальное	приращения силы тяжести, конечное	разность приращений силы тяжести	0,301: приращения силы тяжести, начальное	приращения силы тяжести, конечное	разность приращений силы тяжести	0,186: приращения силы тяжести, начальное	приращения силы тяжести, конечное	разность приращений силы тяжести
1	0,00	0,00	0,00	0,00	—0,03	0,03	0,00	0,11	—0,11
2	0,39	0,40	—0,01	0,39	0,39	0,00	0,40	0,41	—0,01
3	0,92	0,85	0,07	0,91	0,83	0,08	0,94	0,94	0,00
4	1,35			1,34			1,37		
5	2,35			2,34			2,39		
6	4,37			4,36			4,42		
7	6,15			6,14			6,21		
8	7,44			7,43			7,51		

2-е звено, коэффициенты смещения —0,081: приращения силы тяжести, начальное	приращения силы тяжести, конечное	разность приращений силы тяжести	—0,190: приращения силы тяжести, начальное	приращения силы тяжести, конечное	разность приращений силы тяжести
0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	—0,02
0,42			0,43		
0,82			0,84		
1,30	1,23	0,07	1,33	1,33	0,00
2,38			2,43		
4,25			4,31		
6,03			6,10		
7,42			7,51		

Для первого звена оптимальному коэффициенту смещения нуль-пункта наилучшим образом соответствует $K_1 = 0{,}277$ *мгл/час*, так как для него имеем наименьшую разность приращений силы тяжести на повторных пунктах, равную $+0{,}07$ *мгл*. Причем видно, что этот коэффициент, согласно указанному выше правилу, завышен. Второй коэффициент $K_2 = 0{,}301$ *мгл/час* еще более завышен, чем первый. Третий коэффициент $K_3 = 0{,}186$ *мгл/час*, вычисленный для этого же звена, занижен. Это видно из разности приращений силы тяжести, равной $-0{,}11$ *мгл*.

Аналогично этому для второго звена находим коэффициент K_1, равный $-0{,}081$, который значительно завышен, так как максимальная разность приращений силы тяжести при таком коэффициенте составляет 0,07 *мгл*. Коэффициент $K_2 = -0{,}190$ *мгл* несколько занижен (разность приращений составляет $-0{,}02$ *мгл*). Этот коэффициент принимаем за оптимальный.

Определив оптимальный коэффициент смещения нуль-пункта для каждого звена, подсчитываем значения приращений для всех пунктов, отнаблюденных в звеньях. При правильном выборе коэффициента смещения нуль-пункта приращения силы тяжести удовлетворяют не только высокой внутренней сходимости на пунктах повторных

наблюдений в одном звене, но и повышенной сходимости на пунктах, отнаблюденных по одному разу в различных звеньях.

Таким образом, применение указанного приема вычисления коэффициентов смещения нуль-пункта гравиметра позволяет:

1. Получить значения приращений силы тяжести, по всей вероятности близкие к действительным, ибо коэффициент смещения делается по возможности свободным от случайных и неучитываемых систематических ошибок измерения.

2. Устранить излишнюю многократность наблюдений на пунктах при методике с повторением.

3. Повысить точность вычисляемых приращений силы тяжести. Так средняя квадратическая ошибка единичного измерения приращения силы тяжести, по материалам выполненных в 1962 г. профильных гравиметрических исследований по определению плотности поверхностных пород, повысилась при перевычислении в 1,5—2 раза ($\pm 0{,}03$ *мгл* против $\pm 0{,}05$ *мгл*).

Указанный прием вычисления коэффициента смещения нуль-пункта гравиметра, вероятно, может быть использован для других типов гравиметров.

ЛИТЕРАТУРА

Гладкий К. В. Вычисление поправки за смещение нуль-пункта при наблюдениях с гравиметром. Разведочная и промысловая геофизика, вып. 17. Гостоптехиздат, 1957.

Немцов Л. Д. О повышении точности работ с гравиметрами ГАК-3 м. Разведочная и промысловая геофизика, вып. 30. Гостоптехиздат, 1959.

Попов Е. И. Новые экспериментальные данные о сползании нуль-пункта кварцевых гравиметров, основанных на использовании упругих свойств закрученных нитей. Изв. АН СССР, сер. геофиз., № 5, 1958.

Файтельсон А. Ш. Об учете влияния температуры при съемке с гравиметрами типа ГАК-3 м. Разведочная и промысловая геофизика, вып. 33. Гостоптехиздат, 1959.

Neumann R. Role jone par la correction luni-solarie en prospection gravimetrique. Geophysical Prospecting, № 44, 1954.

ТРУДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА
(г. Казань)

№ 14 1966

В. Б. Зубкова и *Р. С. Касимов*

ОБ УТОЧНЕНИИ МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОРИСТОСТИ ТЕРРИГЕННЫХ ПЛАСТОВ ПО ДАННЫМ СОБСТВЕННЫХ ПОТЕНЦИАЛОВ В УСЛОВИЯХ ЮГО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ТАТАРИИ

Предложенные ранее методы оценки пористости терригенных отложений по величине амплитуды $E_{сп}$ в скважинах соответствуют лишь пластам, характеризующимся средними для данного района литологическими свойствами. Предполагается, что порода содержит определенное количество глинистого материала, если принять конкретные значения коэффициентов пористости и проницаемости (при $K_п$ % = 20% и $K_{пр}$ = 200 миллидарси в условиях девона содержание глины в породе в среднем составляет 5,2%). В общих чертах, в пределах целого региона, эта закономерность выдерживается: изменение коллекторских свойств терригенных пластов в основном обусловливается изменением объема пелитовой фракции.

Однако в отдельных пластах или даже в пределах небольшой площади обычно наблюдаются отклонения от общей закономерности, что вызывает довольно большой разброс точек вокруг средней зависимости $K_п\% = f(Pl)$ (рис. 1). Это дополнительное, или будем называть «избыточное», количество глинистого материала (обозначим его $\pm\Delta Pl$) вызывает дополнительное изменение величины $E_{сп}$ вида $\pm E_{сп} = f(\pm\Delta Pl)$. Для проверки этого положения были проведены сопоставления величины отклонения $E_{сп}$ от средней линии кривой зависимости $E_{сп} = f(K_{сп}\%)$ с количеством пелитовой фракции, определенной по данным гранулометрического анализа. В подавляющем большинстве случаев совпадает знак отклонений. Например, завышенная амплитуда $E_{сп}$ вызывается «избыточным» (по сравнению со средней линией графика, рис. 1) содержанием глины. Однако величины отклонений в большинстве случаев не совпадают, т. е. весьма большое содержание глины вызывает небольшое отклонение $E_{сп}$ от средней линии графика. Вероятно, это связано с небольшим числом лабораторных анализов, приходящихся на один пласт (обычно 2—4, редко 5—8). Поэтому, ввиду явной недостаточности данных гранулометрического анализа, глинистость пласта оценивалась также по кривым естественной гамма-активности по формуле:

$$pl = f\left(\frac{J_{пласта} - J_{фона}}{J_{опорн.\ пласта} - J_{фона}}\right)$$

За опорный пласт для терригенных отложений девона принимались аргиллиты кыновского горизонта. Следует отметить, что значения естественной гамма-активности аргиллитов живетского яруса практически не отличаются от гамма-активности аргиллитов кыновского горизонта, поэтому они также могут быть приняты за опорные. Поправка учета влияния диаметра размыва скважины в аргиллитах вводилась по кривой Девана (1957). Глинистость оценивалась с помощью кривой В. Н. Дахнова (1959), которая в ходе дальнейших работ будет уточняться применительно к геологическим условиям района.

Приведем пример выявления пласта с аномальной глинистостью. В скважине № 200 Черемшанской площади в пласте, залегающем на глубине 1737,4—1742,2 *м* и имеющем по керну $K_п$ % = 19,8%, наблюдается завышенное значение $E_{сп}$, согласно которому $K_п$ % = 25,5%. Оценив содержание глины по величине гамма-активности, на графике $K_п \approx f(Pl)$ против значения $K_п$ = 19,8% наносится точка в соответствии с определенной глинистостью (см. рис. 1). Последняя характеризуется пониженным содержанием глинистого материала, чем и вызвано преувеличенное значение $E_{сп}$.

В случае отсутствия керна в мощных высокопористых нефтеносных коллекторах приближенную оценку $K_п$ % можно производить по величине удельного сопротивления и затем по вышеописанному графику определять степень заглинизированности пласта.

Таким образом, степень заглинизированности коллектора оценивается либо методом гамма-каротажа, при этом $K_п$ % должен быть известен по керну, в некоторых случаях — по удельному сопротивлению, либо, в случае отсутствия качественных диаграмм ГК, но при наличии керна, — по направлению отклонения $E_{сп}$ от средней линии графика $K_п\% = f(E_{сп})$.

После разработки методики разграничения пластов по степени их заглинизированности нами производились поиски закономерностей в площадном распределении однотипных пластов, т. е. картировались участки со «средней», «высокой» и «низкой» глинистостью одновозрастных пластов. Одна из таких схем приведена на рис. 2.

Пористость водоносных пластов с аномальным содержанием глины определялась по одной из линий (б, в, рис. 3) зависимости $K_п$ % = $f(E_{сп})$, уточняющей общую зависимость применительно к данной зоне. Номограмма для определения $K_п$ % нефтеносных пластов находится в стадии уточнения, поэтому здесь не приводится.

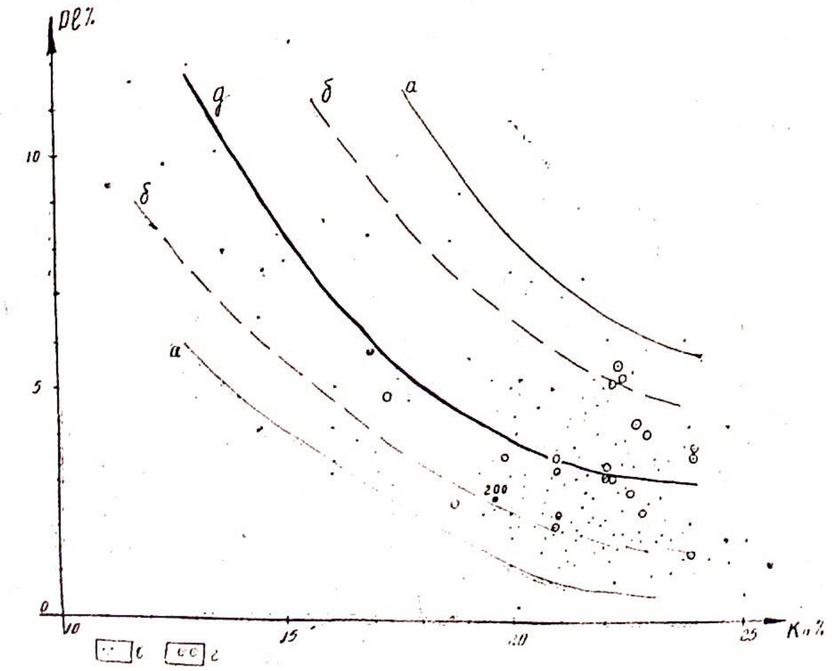


Рис. 1. Связь между открытой пористостью пород и их глинистостью.

а — полоса фактического разброса точек по лабораторным данным; *б* — полоса вероятного разброса точек в пластовых условиях; *в* — точки, соответствующие пластам Ромашкинской структуры; *г* — точки пластов Черемшано-Ямашинской зоны; *д* — средняя линия, соответствующая Ромашкинской и Черемшано-Ямашинской зонам.

Аналогичная работа (Веселов и др., 1963) была проделана при определении пористости терригенных отложений визейского яруса Черемшано-Ямашинской структурной зоны. По данным лабораторных и

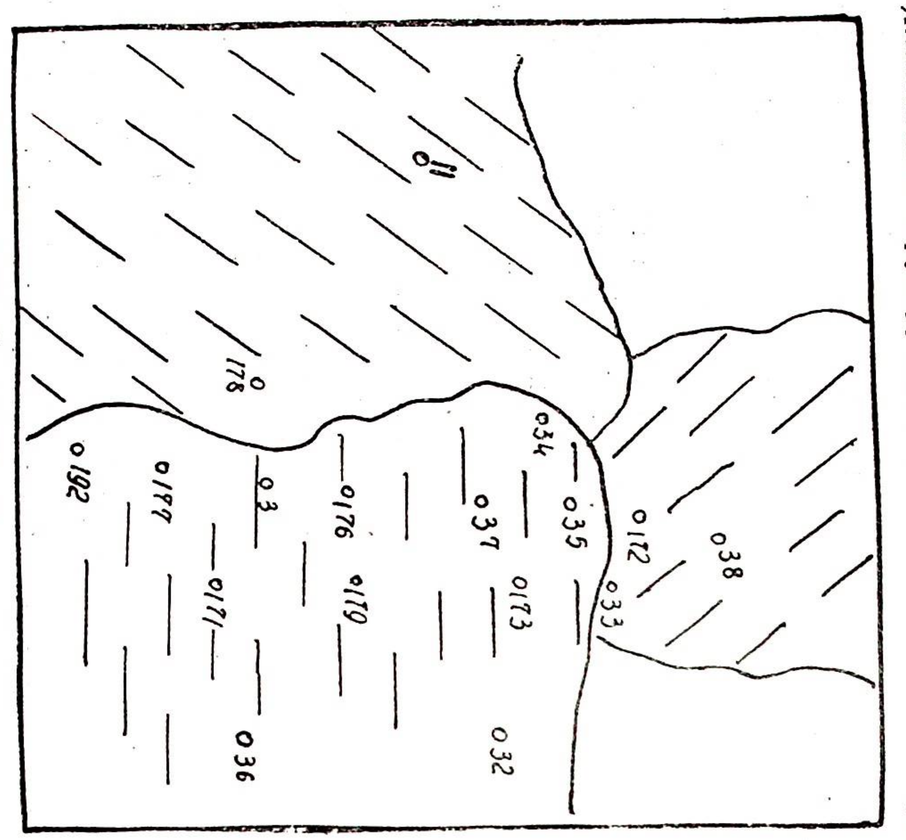


Рис. 2. Зоны с аномальной глинистостью. Черемшанская площадь. Масштаб 1 : 1 000 000.

а — зоны со „средней" глинистостью; *б* — зоны с „повышенной" глинистостью; *в* — зоны с „пониженной" глинистостью.

геофизических определений коэффициента пористости и процентного содержания глинистого материала в коллекторе были выделены зоны со «средней» и аномальной («повышенной» и «пониженной») глинистостью. Затем по палеткам $E_{сп} = (K_п\ \%, \rho_п)$, построенным для пластов с различной степенью глинистости, были определены соответствующие коэффициенты пористости.

Ниже приводится табл. 1 сопоставления значений коэффициентов пористости терригенных пластов визейского яруса Черемшано-Ямашинской структурной зоны, определенных по керну, с коэффициентом пористости этих же пластов — по геофизике (без учета зон глинистости и с учетом аномального содержания глины в коллекторе). Анализ табл. 1 показывает, что использование карт глинистости и трех типов номограмм $E_{сп} = (K_п\ \%, \rho_п$ (Веселов и др., 1963) дает возможность более точно определить пористость коллекторов. Так, среднеарифметическая погрешность значений пористости, найденных абсолютным методом СП с учетом вышеизложенного, составляет +14% и —9,6%, относительного метода СП ±11,5%. Из табл. 1 видно, что среднеарифметическая погрешность определения коэффициента пористости несколько уменьшается.

Зоны с аномальным содержанием глинистого материала, очевидно, связаны с особыми, специфическими для данного участка условиями осадконакопления. Эти специфические условия, вероятно, способствовали

Таблица 1

(Приводится в сокращенном виде)

№ скважин	Геологический возраст	Глубина взятия образца	Степень глинистости	$K_п$ %, лабораторные исследования	$K_п$ %, абсолютный метод КФАН без учета зон глинистости	Погрешность метода ± %	$K_п$, абсолютный метод с учетом зон глинистости	Погрешность метода ± %	$K_п$ %, относительный метод КФАН без учета зон глинистости	Погрешность ± %	$K_п$ %, относительный метод КФАН с учетом зон глинистости	Погрешность ± %
301	C_1	1139,2—1142,0	повышенная	24,5	20,2	—17,5	24,2	— 1	21,6	—11,6	25,2	+ 2,9
125	»	1134,9—1138,5	»	25,6	20	—21,8	22,8	—10,9	21,8	— 14,8	25	—24
120	»	1150,7—1154,0	»	23,9	21	—13,8	23,2	— 2	21,4	—10	10	0
125	»	1149,0—1152,0	»	27,1	19,5	—28	23,2	—14,3	21,3	—21,4	24,5	—95
125	»	1154,2—1158,0	»	28,4	19,7	—30,4	22,6	—20,4	21,9	—22,9	23,8	—16,1
114	»	1152,6—1158,0	пониженная	16,2	25,3	+56	20,3	+25	25,8	+53	20,5	+27,6
42	»	1027,0—1035,1	»	14,4	20	+28,8	17,4	+20,8	19,2	+23,5	16,0	+11,6
120	»	1157,2—1159,6	средняя	19,0	23,8	+22,5	23,0	+21,0	25,8	+35,8	23,5	+23,3
199	»	1107,0—1113,0	»	17,6	18,2	+3,4	18,5	+ 5,1	18,8	+ 6,7	16,8	— 4,5
198	»	1166,6—1170,8	»	19,5	24,5	+25,6	23,5	+20,4	25,1	+28,7	23,5	+20,4
196	»	1221,0—1225,1	»	25,5	26,6	+3,9	25,5	0	26,2	+ 2,3	26	+ 1,6
Среднеарифметическая ошибка по 16 скв. (+ — %)						—19,4 +20,0		— 9,6 +14,0		—14,3 +25		—11,5 +11,5

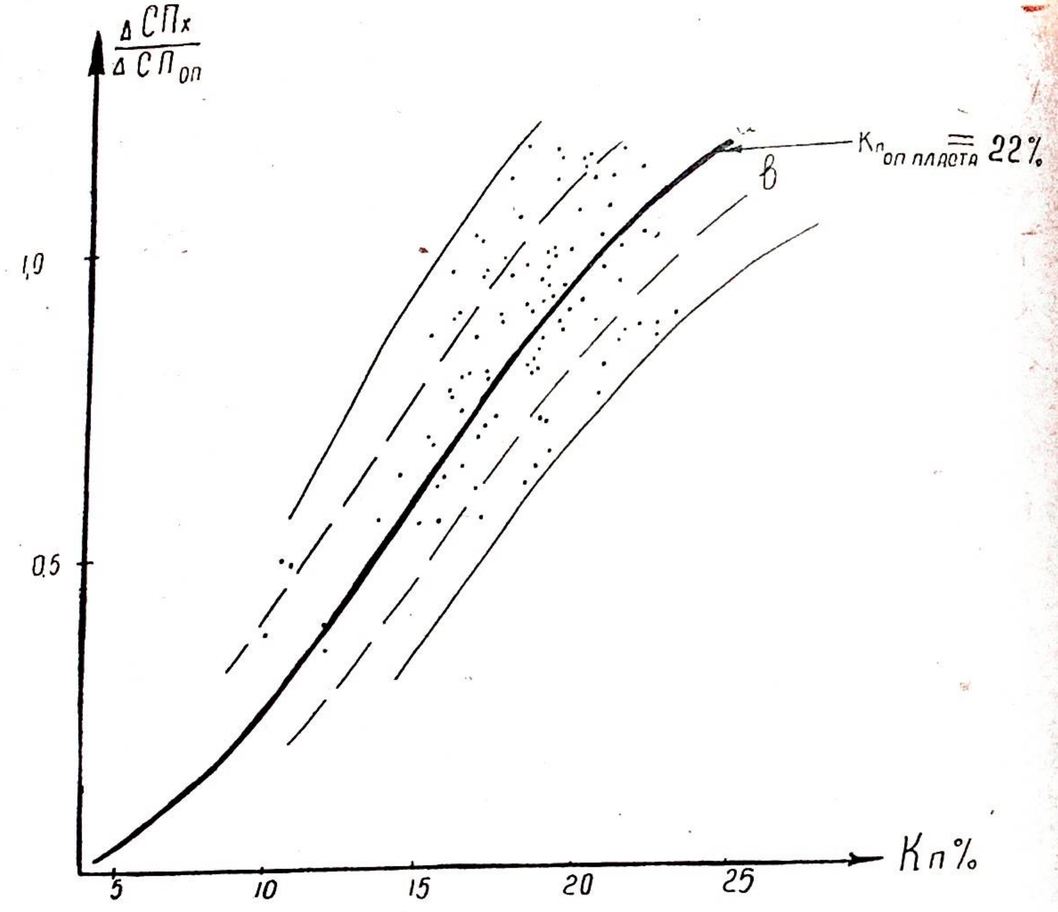


Рис. 3. Зависимость $\frac{E_{сп}}{E_{сп,\ оп}} = K_п\ \%$.

а — для коллекторов со „средней" глинистостью; *б* — для коллекторов с пониженной глинистостью; *в* — для коллекторов с „повышенной" глинистостью.

резкому обеднению или обогащению отмеченных фаций глинистым материалом.

Площадные размеры описываемых зон, безусловно, могут быть самыми разными, но, вероятно, они будут не слишком малыми, не меньшими, чем расстояния между скважинами (1—2—4 *км*), из которых обычно отбирается керн и на основании которых оконтуриваются зоны с аномальным содержанием глинистого материала. Выявление размеров подобных зон в условиях Татарии — минимальных и оптимальных для каждого района — составляет основную задачу излагаемой методики. Если размеры зон окажутся не малыми, то тем самым представляется возможность существенно уточнить методику определения пористости по электрометрии во всех эксплуатационных и в ряде разведочных скважин.

После решения этой задачи, безусловно, раскроется и перспектива уточнения методов определения проницаемости и нефтенасыщенности (в пределах выделенных зон).

Таким образом, методику определения пористости песчаников и алевролитов по данным СП можно существенно уточнить, если предварительно оценивать степень заглинизированности коллектора. Оконтуривая зоны с одинаковой степенью глинистости, в пределах каждой выделенной зоны, можно более точнее определять пористость по кривой зависимости $E_{сп} = f(K_п)$.

ЛИТЕРАТУРА

Дахнов В. Н., Долина Л. П. Геофизические методы изучения нефтегазоносных коллекторов. Гостоптехиздат, 1959.

Вопросы промысловой геофизики. Сборник статей. Гостоптехиздат, 1957.

ТРУДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА
(г. Казань)
№ 14 1966

Р. Ш. Харитонова

О РЕГИОНАЛЬНЫХ ИЗМЕНЕНИЯХ ЕСТЕСТВЕННОЙ РАДИОАКТИВНОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ДЕВОНА СЕВЕРО-ВОСТОКА ТАТАРИИ И ЮГА УДМУРТИИ

Величина естественной радиоактивности горных пород связана с их составом, возрастом, физико-химическими условиями образования и залегания. Поэтому изучение распределения естественной радиоактивности пород по разрезу и региону позволяет решать ряд геологических задач, таких, как прогноз нефтеносности, корреляция разрезов скважин, бескерновое определение состава пород, условий их образования и т. п.

В данной работе рассматриваются региональные изменения естественной радиоактивности пород, слагающих терригенную толщу девона северо-востока Татарии и юга Удмуртии, в связи с решением перечисленных выше задач.

Терригенные отложения девона на изучаемой территории представлены песчаниками, алевролитами и аргиллитами с прослоями карбонатных пород; по возрасту они относятся к осадкам среднего (эйфельский, живетский ярусы) и нижней части верхнего девона (пашийский и кыновский горизонты франского яруса).

Данные о средней радиоактивности основных типов пород стратиграфических горизонтов терригенной формации девона приведены в табл. 1.

Таблица 1

Тип пород	Средний девон		Пашийский горизонт		Кыновский горизонт		Среднее для отлож. девона
	средн.	средн. взв. для толщи	средн.	средн. взв. для толщи	средн.	средн. взв. для толщи	
	Радиоактивность в % *экв* $U \cdot 10^{-4}$						
Аргиллиты	11,0	7,7	14,6	8,2	11,6	7,9	12,4
Алевролиты	8,9		9,0		9,3		9,1
Песчаники	3,3		2,7		1,4		2,5

Как видно из таблицы, для всех стратиграфических горизонтов радиоактивность пород увеличивается с ростом их дисперсности от песчаников к алевролитам и аргиллитам. Максимальной средней радиоактивностью в терригенном девоне обладает пашийский горизонт.

Региональные изменения радиоактивности песчаников, алевролитов и аргиллитов терригенного девона показаны на рис. 1, 2, 3.

Радиоактивность песчаников терригенного девона (рис. 1) увеличивается в направлении с севера и северо-запада на юг и юго-восток

изучаемого района. Максимальными значениями радиоактивности от-
личаются песчаники в Елабужско-Бондюжском районе.

Радиоактивность алевролитов (рис. 2), так же как песчаников, увеличивается в направлении с северо-запада и севера на юг и юго-восток.

Радиоактивность аргиллитов (рис. 3), наоборот, увеличивается с юга и юго-востока на север и северо-запад. Радиоактивность аргиллитов максимальна на севере изучаемого района в области максимальной их мощности в терригенной формации девона и минимальна на западе в области сокращения мощности всего терригенного девона и аргиллитов в нем.

Региональные изменения радиоактивности терригенной формации в целом показаны на рис. 4. Здесь же изображены изогипсы по кровле терригенной толщи и показано распределение нефтяных залежей. По этим данным обращает на себя внимание уменьшение радиоактивности в направлении с северо-запада на юго-восток. Максимальными значениями радиоактивности отмечаются области развития структур второго порядка (Елабужско-Граханский вал).

Таким образом при рассмотрении пространственных изменений радиоактивности как отдельных типов пород, слагающих терригенный девон, так и всей терригенной толщи выявляется ряд закономерностей.

Радиоактивность песчаников и алевролитов возрастает, а аргиллитов уменьшается в направлении с северо- и северо-запада на юг и юго-восток. В этом направлении, по данным литологических исследований Г. Л. Миропольской (1960), отмечаются вероятные источники сноса терригенного материала в девонское время. Для аргиллитов девона, образованных в условиях удаленной части мелководного шельфа, когда циркуляция водных масс мала, с удалением от источника сноса происходит, по-видимому, обеднение вод радиоактивными элементами и соответственно меньшее поступление их в глинистые осадки. В песчаниках и алевролитах по мере удаленности от источника сноса терригенного материала обычно увеличивается содержание глинистых компонентов, это приводит к относительному увеличению их радиоактивности.

Максимальной радиоактивностью на северо-востоке Татарии и юге Удмуртии обладает зона развития Елабужско-Граханского вала (см. рис. 1, 4). Эта зона характеризуется рядом особенностей: 1) существованием крупных разломов, возникших еще в додевонское время (по данным геофизики); 2) наличием здесь нефтяных залежей в терригенном девоне; 3) наличием сульфидов тяжелых металлов, привнесенных в терригенные осадки гидротермальными растворами и эманациями.

Такими же причинами объясняется повышенная радиоактивность пашийского горизонта, где все эти особенности проявляются особенно резко (Г. Л. Миропольская, 1960).

Таким образом, характер распределения радиоактивности как в пространстве, так и вертикально по разрезу определяют следующие факторы:

1) направление области питания бассейна седиментации;

2) состав пород, слагающих толщу, в частности содержание глинистого материала;

3) глубинные процессы и связанный с ними привнос радиоактивных элементов.

ЛИТЕРАТУРА

Миропольская Г. Л., Герасимова Е. Т., Логинова В. Н., Тузова Л. С. Нефтеносность девона востока Татарии, т. II. Труды КФАН СССР, сер. геол., вып. 6, 1960.

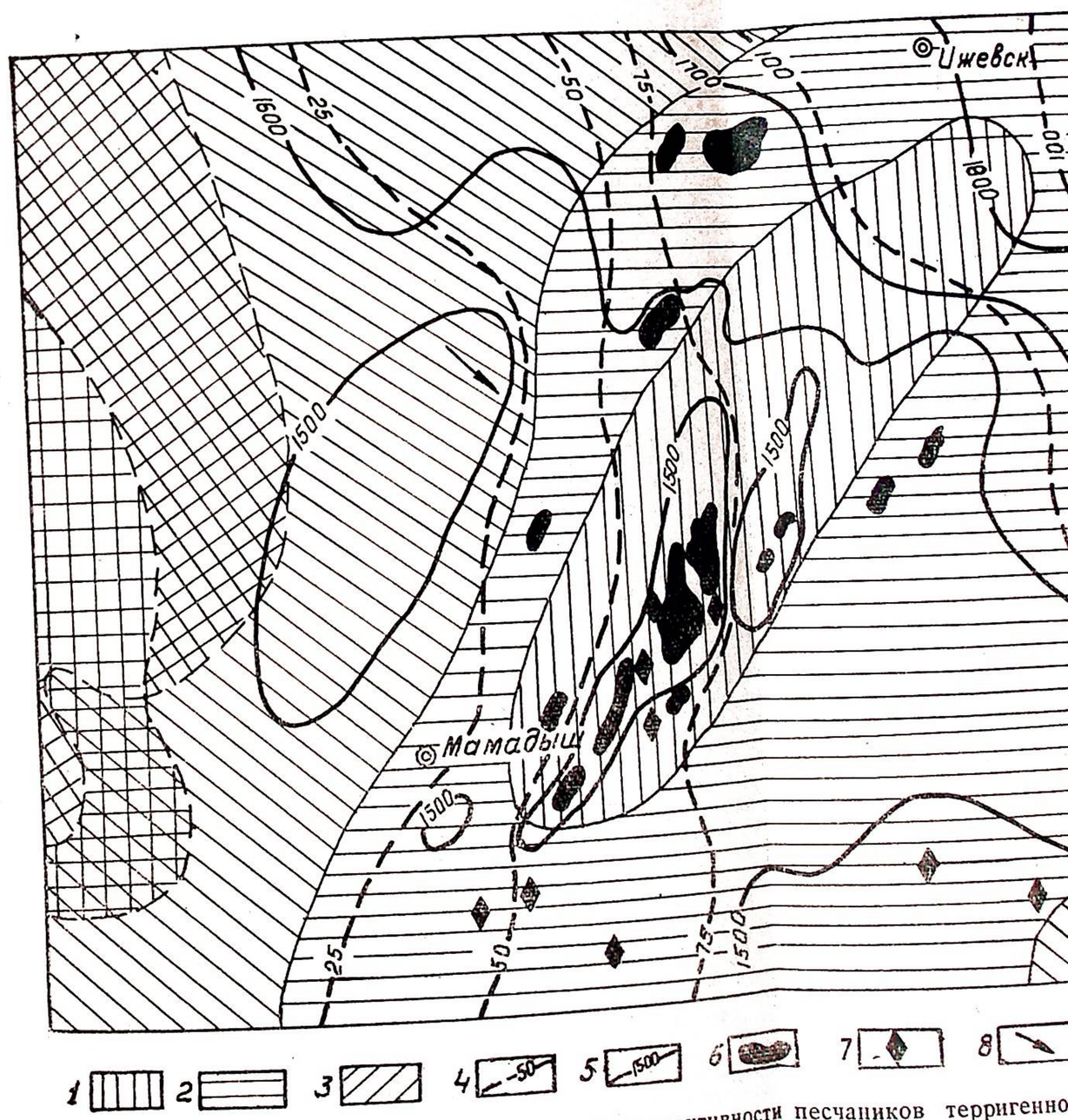


Рис. 1. Схема изменения естественной радиоактивности песчаников терригенно

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ: *1* — высокие значения радиоактивности $> 4 \cdot 10^{-4}$% *экв U*; *2* — средние значения *3* — низкие значения радиоактивности $< 2 \cdot 10^{-4}$% *экв U*; *4* — изопахиты терригенных отложений девона; *5* — из отложений девона (через 100 *м*); *6* — нефтяные месторождения; *7* — проявления сульфидной минерализации; *8* — ригенного материала; *9* — зона отсутствия терригенных отложений; *10* — зона отсутствия песчаных пород в

гнейсов
полево-
шпатовых гнейсах достигает 7% (на породу), а сфена, по данным
Е. Г. Журавлева (1962),— 5—10% (на породу). Кроме того, в породах

Б-320.—14

изучаемого района. Максимальными значениями радиоактивности отличаются песчаники в Елабужско-Бондюжском районе.

Радиоактивность алевролитов (рис. 2), так же как песчаников, увеличивается в направлении с северо-запада и севера на юг и юго-восток.

Радиоактивность аргиллитов (рис. 3), наоборот, увеличивается с юга и юго-востока на север и северо-запад. Радиоактивност

тов мак
их мощ
в облас
тов в не

Рег
в целом
терриге
По этим
ности в
значени
второго

Так
радиоак
девон, т

Рад
тов умен
восток.
Г. Л. М
терриген
образова
циркуля
ходит, п
ответстви
ках и ал
ного ма
пентов,
ности.

Мак
Удмурти
рис. 1, 4
вованием
данным
ном девс
в терриг

Таким
пашийск
резко (Г.

Таки
пространс
факторы:
1) на
2) со
нистого м
3) гл
ных элем

Миропо
ва Л. С. Нефт
вып. 6, 1960.

ТРУДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА
(г. Казань)

№ 14 1966

Р. Ш. Харитонова

ЕСТЕСТВЕННАЯ РАДИОАКТИВНОСТЬ ПОРОД КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА СЕВЕРО-ВОСТОКА ТАТАРИИ И ЮГА УДМУРТИИ

Рассматриваемый район в тектоническом отношении расположен на восточном склоне северной вершины Татарского свода и в Сарайлинском прогибе; на юге (Поповская и Муслюмовская площади) район граничит с северным склоном южной вершины Татарского свода.

Северная вершина Татарского свода, являющаяся структурой I порядка, осложнена структурами II порядка — Елабужско-Граханским, Усть-Икским, Азево-Салаушским валами. Вдоль валов расположен ряд структур третьего порядка (Бондюжская, Первомайская, Елабужская, Усть-Икская и др.).

Кристаллический фундамент изучаемого района по данным бурения, а также гравиметрии и магнитометрии (Салихов, 1960; Уразаев, 1964) представляет собой систему приподнятых и опущенных блоков, разделенных разломами I, II и III порядков.

Кристаллический фундамент изучаемого района сложен в основном метаморфическими породами, среди которых доминируют гнейсы различного состава, встречаются амфиболиты, гранито-гнейсы, из измененных пород — габбро-нориты, диабазы (Журавлев, 1962; Кононова, 1962). Над породами кристаллического фундамента залегает кора выветривания, мощность которой в изучаемом районе увеличивается от центральной части структур к крыльям.

В предлагаемой работе обобщены материалы исследований естественной гамма-активности пород кристаллического фундамента, проведенных автором, тематическими партиями Казанской геофизической экспедиции и Пермской геофизической конторы (Кринари, 1956—1960; Шилова, 1953).

Естественная радиоактивность у пород кристаллического фундамента региона была изучена по 62 образцам из 18 скважин. Исследованы породы коры выветривания, гнейсы плагиоклазовые, биотитовые, полевошпатово-роговообманковые гранито-гнейсы и амфиболиты.

Радиоактивность пород кристаллического фундамента изменяется от 0 до $20 \cdot 10^{-4}$% *экв U*.

Наибольшей радиоактивностью из исследованных метаморфических пород обладают полевошпатово-роговообманковые гранито-гнейсы. Средняя радиоактивность их составляет $14{,}2 \cdot 10^{-4}$% эквивалентного урана, что объясняется скорее всего повышенным содержанием калия и присутствием в составе породообразующих минералов этих гнейсов высокорадиоактивного минерала сфена. Содержание калия в полевошпатовых гнейсах достигает 7% (на породу), а сфена, по данным Е. Г. Журавлева (1962),— 5—10% (на породу). Кроме того, в породах

Б-320.—14

имеются такие радиоактивные акцессорные минералы, как циркон и апатит.

Сравнительно высокой радиоактивностью — $11{,}7 \cdot 10^{-4}$% *экв U* — обладают также плагиоклазовые гранито-гнейсы. В составе этих пород имеется, кроме умеренно радиоактивных минералов циркона и апатита, сильно радиоактивный монацит.

Наименьшей радиоактивностью из исследованных пород обладают амфиболиты. У них средняя радиоактивность составляет $3{,}9 \cdot 10^{-4}$% *экв U*. Пониженная радиоактивность их обязана, по-видимому, составу материнских пород. Известно, что амфиболиты обычно возникают либо за счет метаморфизации карбонатных пород, либо в результате метаморфизации основных эффузивов (Кононова, 1962; Подоба, 1959). Химический состав амфиболитов в исследуемом районе близок к основным породам, которые характеризуются низкой радиоактивностью ($0{,}6 \cdot 10^{-4}$% *экв U*). Относительно высокая радиоактивность амфиболита (по сравнению с радиоактивностью основных пород) связана, возможно, с процессами метаморфизма, при которых возникают минеральные новообразования, в их числе радиоактивные циркон и апатит. Содержание последнего в амфиболитах изучаемого района достигает 3—5% от породы (Журавлев, 1962). Средние данные о радиоактивности изученных типов пород кристаллического фундамента и их минералогическом составе (на примере образцов из Бондюжской площади, по данным Е. Г. Журавлева) приведены в табл. 1.

Таблица 1

Радиоактивность и минералогический состав		Название породы: элювий	полевошпато-во-рогово-обманковые гнейсы	плагиоклазовые гранито-гнейсы	биотит-плагиоклазовые гнейсы	амфиболиты
Радиоактивность в % экв $U \cdot 10^{-4}$	Среднее значение	7,9	14,2	11,7	5,4	3,9
	Пределы изменения	0—20	7—19	8—14	2—8	0—13
	Количество определений	26	4	7	9	17
Минералогический состав в %	Кварц	—	25—35	30—45	25—30	0—15
	Плагиоклаз	—	40—50	30—50	25—20	20—40
	Микроклин	—	5—10	10—20	20—25	—
	Биотит	—	10—15	5—10	10 - 20	0—20
	Роговая обманка	—	15—25	—	—	40—50
	Сфен	—	5—10	—	—	—
	Рудные, в том числе акцессорные радиоактивные	—	2—3 циркон, апатит	1—3 циркон, апатит, монацит	1—2 циркон, апатит	3—6 циркон, апатит

Как видно из таблицы, все исследованные метаморфические породы имеют в своем составе радиоактивные минералы лишь в качестве акцессорных. Исключением в этом отношении являются роговообманковые гнейсы, содержащие сфен в качестве породообразующего минерала. Радиоактивность метаморфических пород обусловлена не только содержанием акцессорных радиоактивных минералов. Так, амфиболиты (по данным Журавлева) содержат большее количество апатита, чем гранито-гнейсы, хотя радиоактивность их значительно ниже. Рад

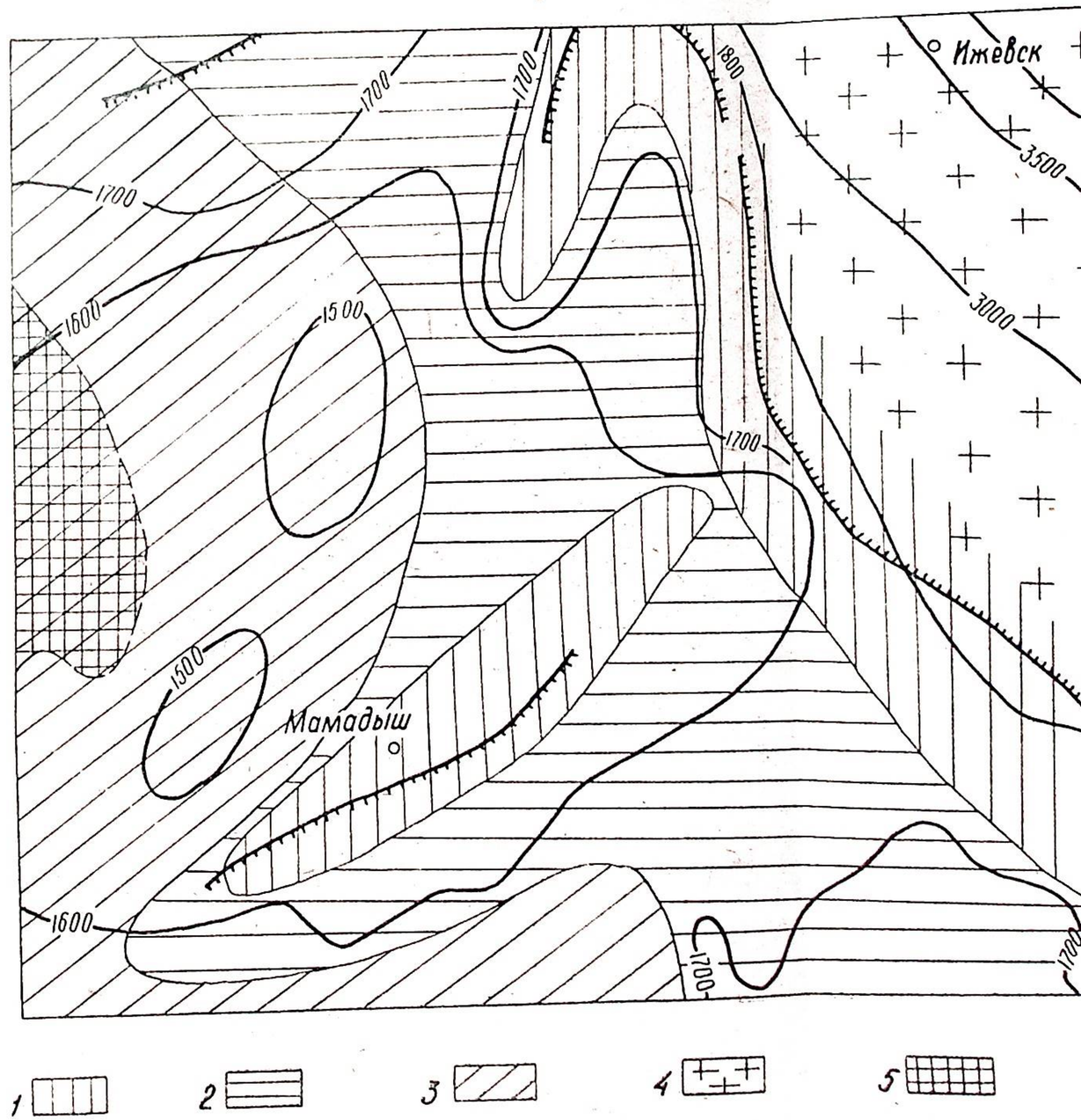


Рис. 1. Схема изменения естественной радиоактивности кристаллического фундамента юга Удмуртии.

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ: *1* — высокие значения радиоактивности $> 12 \cdot 10^{-4}$% *экв U*; *2* — средн $8-12 \cdot 10^{-4}$% *экв U*; *3* — низкие значения радиоактивности $< 8 \cdot 10^{-4}$% *экв U*; *4* — зона развития рифейских терригенной толщи девона; *6* — разломы фундамента; *7* — изогипсы по кровле фунд

отмечаются на востоке района и в центральной части (окрестность г. Мамадыша);

Как видно из таблицы, все исследованные метаморфические породы имеют в своем составе радиоактивные минералы лишь в качестве акцессорных. Исключением в этом отношении являются роговообманковые гнейсы, содержащие сфен в качестве породообразующего минерала. Радиоактивность метаморфических пород обусловлена не только содержанием акцессорных радиоактивных минералов. Так, амфиболиты (по данным Журавлева) содержат большее количество апатита, чем гранито-гнейсы, хотя радиоактивность их значительно ниже. Ряд авторов (Туровский, 1957) указывает на то, что в небольших количествах радиоактивные элементы содержатся во всех породообразующих минералах. Так, по данным С. Д. Туровского, для Киргизии все породообразующие минералы кристаллических пород в небольшом количестве содержат уран. Наибольшее количество урана содержат такие минералы, как циркон, монацит, ксенотим. Содержание урана в них достигает 82 4600 $\cdot 10^{-6}$ *г/г*; апатит содержит 47—62 $\cdot 10^{-6}$ *г/г*, в меньших количествах уран содержится и в таких минералах, как кварц (2,3 $\cdot 10^{-6}$ *г/г*), ортоклаз (1,2—2,6 $\cdot 10^{-6}$ *г/г*), плагиоклаз (1,9—6 $\cdot 10^{-6}$ *г/г*), биотит (2,6—38 $\cdot 10^{-6}$ *г/г*), роговая обманка (2,8—43 $\cdot 10^{-6}$ *г/г*).

По-видимому, отличия в радиоактивности метаморфических пород обусловлены в основном различным минералогическим составом пород и радиоактивностью самих породообразующих минералов.

При сравнении радиоактивности метаморфических пород и пород элювия обращает на себя внимание тот факт, что в скважинах, где вскрыт элювий и метаморфические породы, радиоактивность элювия, как правило, выше, чем радиоактивность коренных пород.

Данные об этом приведены в табл. 2.

Таблица 2

Название пунктов и № скважин	Радиоактивность в % *экв* $U \cdot 10^{-4}$		Название метаморфической породы
	элювий	метаморф. порода	
Бондюга, 42	8,5	7	биотит-плагиоклазовые гнейсы
Бехтерево, Т. 8	17,0	7	полевошпатовые гнейсы
Поповка, 146	10,0	5,9	биотит-плагиоклазовые гнейсы
Янчигово, 12	2,2	2,0	биотитовые гнейсы
Пычас, 1	19	1	биотитовые гнейсы

Такое относительное «обогащение» пород коры выветривания радиоактивными элементами объясняется, по-видимому, гипергенными процессами, а также привносом радиоактивных элементов из глубоких частей земной коры.

О возможном глубинном привносе радиоактивных компонентов свидетельствуют некоторые закономерности пространственного изменения радиоактивности кристаллического фундамента и пород элювия.

На рис. 1 показана схема регионального изменения естественной радиоактивности у пород кристаллического фундамента. На ней же приведены изогипсы кровли фундамента и показаны зоны его разломов по данным магнитометрии и гравиметрии.

По значениям радиоактивности в изучаемом регионе выделяются три зоны (см. карту):

1) зона низких значений радиоактивности (меньше 8 $\cdot 10^{-4}$% *экв U*) отмечается на западе региона;

2) зоны повышенной радиоактивности (больше 12 $\cdot 10^{-4}$% *экв U*) отмечаются на востоке района и в центральной части (окрестность г. Мамадыша);

3) зона средней радиоактивности ($8—12 \cdot 10^{-4}\%$ *экв U*) отмечается в центральной части региона.

(Зоны обособлялись по отношению среднего значения радиоактивности пород фундамента на изучаемом регионе — $8 \cdot 10^{-4}\%$ *экв U*).

Распределение зон повышенной и пониженной радиоактивности нельзя объяснить только изменением состава пород, так как на сравнительно небольших участках этих зон встречаются почти все наблюдаемые в районе разности пород при преобладающем развитии биотитово-плагиоклазовых гнейсов. Обращает на себя внимание приуроченность зон повышенной радиоактивности к разломам I порядка в фундаменте, что более четко прослеживается при изучении изменения радиоактивности по профилям, проходящим вблизи от разломов. На рис. 2, 3 показаны графики изменения радиоактивности кристаллических пород и эллювия по профилям I—I′ и II—II′ (см. карту, рис. 1), здесь же показан схематический рельеф поверхности кристаллического фундамента.

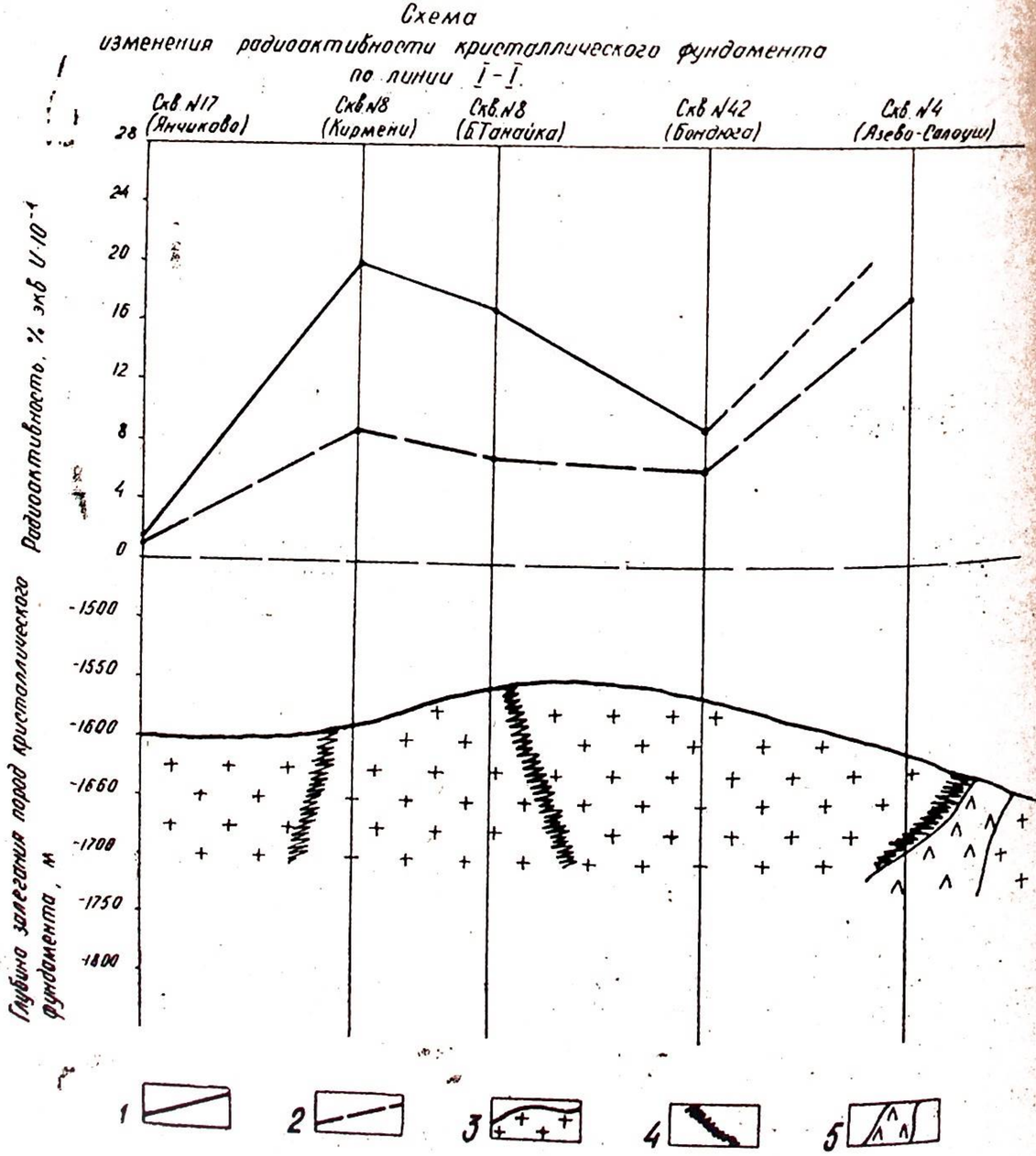


Рис. 2. Схема изменения радиоактивности фундамента по линии I—I′.

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ: *1* — изменение радиоактивности коренных пород; *2* — изменение радиоактивности элювия; *3* — метаморфические породы; *4* — дизъюнктивные нарушения; *5* — внедрение интрузий.

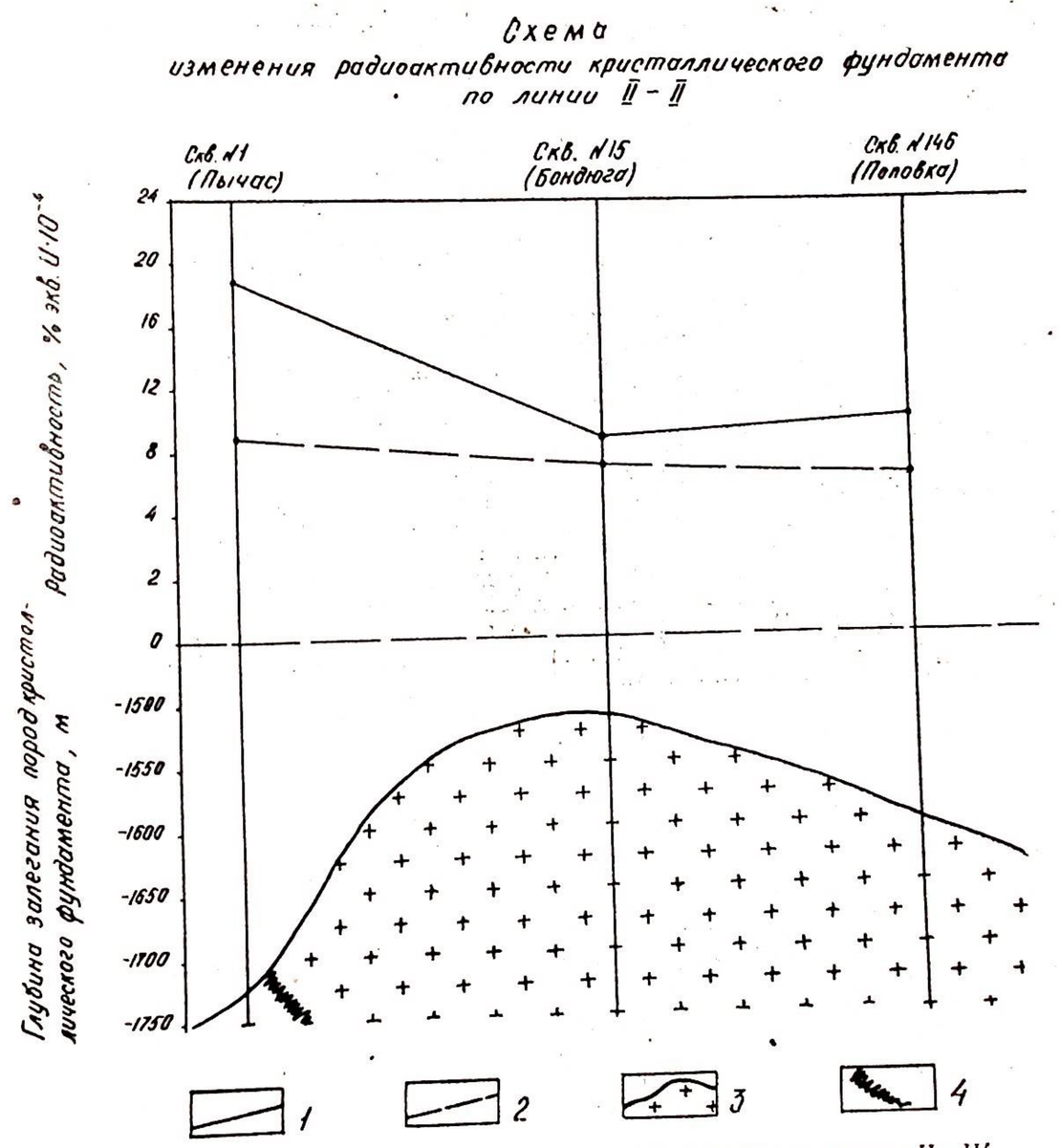


Рис. 3. Схема изменения радиоактивности фундамента по линии II—II′.

1 — изменение радиоактивности коренных пород; *2* — изменение радиоактивности элювия; *3* — метаморфические породы кристаллического фундамента; *4* — дизъюнктивные нарушения.

Как видно, в зоне разломов отмечается повышенная радиоактивность как кристаллических пород, так и пород коры выветривания. Причем при одинаковом поведении кривых радиоактивности элювия и коренных пород радиоактивность коренных пород претерпевает незначительное изменение в пространстве, тогда как радиоактивность элювия меняется резко, исключение составляет точка Азево — Салауш 4 на профиле I—I′, где радиоактивность метаморфических пород резко возрастает от $7 \cdot 10^{-4}\%$ *экв U* в соседней точке (Бондюга, 42) до $17 \cdot 10^{-4}\%$ *экв U*. Повышенная радиоактивность в этой точке объясняется не только близостью разлома I порядка, но еще и тем, что в этом районе, по данным И. М. Уразаева (1964), зафиксировано внедрение интрузии основного и кислого состава. Этот глубинный процесс, очевидно, и способствовал высокой радиоактивности кристаллических пород.

Таким образом, радиоактивность метаморфических пород фундамента зависит:

1) от минералогического состава пород и их генезиса;

2) от близости к зонам разломов фундамента, по которым, по-видимому, происходил привнос радиоактивных элементов из глубин.

Породы коры выветривания имеют радиоактивность выше, чем метаморфические породы.

ЛИТЕРАТУРА

Журавлев Е. Г. Петрография и структурные особенности кристаллического фундамента Елабужско-Бондюжской группы поднятий. Сб. Тр. МИНХиГП, вып. 38. 1962.

Журавлев Е. Г. Геология и петрографические особенности кристаллического фундамента Бондюжского поднятия. Тр. МИНХиГП, вып. 38. 1962.

Кононова И. Б. Петрографические особенности и строение кристаллического фундамента Поповской площади. Тр. МИНХиГП, вып. 38, 1962.

Подоба Н. В. Результаты изучения плотности пород докембрийского фундамента Восточной части Русской платформы и опыт их совместного изучения с геофизическими данными. Прикл. геофизика, вып. 22, 1959.

Салихов А. Г. Основные итоги гравитационно-магнитных исследований в связи с перспективами поисков нефтеносных структур в Татарии и прилегающих областях. Изв. КФАН СССР, сер. геол., № 9, 1960.

Туровский С. Д. Распределение радиоактивных элементов в изверженных породах северной Киргизии. Геохимия, № 2, 1957.

Уразаев И. М. Глубинное строение кристаллического фундамента Удмуртии и северо-востока Татарии по данным интерпретации аномалий геомагнитного поля. Изв. АН СССР, сер. геол., № 5, 1964.

ТРУДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА
(г. Казань)

№ 14 1966

К. И. Азизов, М. Г. Дасаев, С. П. Никоноров, В. Т. Ольшевская, А. Н. Юсупова

ВНУТРИПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ РЕЗЕРВЫ РАЗВИТИЯ И РАЗМЕЩЕНИЯ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ТАТАРСКОЙ АССР

Недра Татарской АССР по праву называют кладовой «черного золота». Нефтедобывающая промышленность республики стоит в числе профилирующих отраслей народного хозяйства, а сама республика превратилась в главный нефтедобывающий район СССР. В 1950 г. на долю Татарской АССР приходилось 2,3%, в 1960 г. — 29,0, а в 1964 г. — 31,6% общесоюзной добычи нефти.

Повышенные темпы роста нефтедобычи в Татарской АССР в сравнении с другими районами страны[1] объясняются — кроме удобств географического положения республики между дефицитными по топливу районами, сравнительно высокой экономической развитости территории, обеспеченности ее транспортными средствами и трудовыми ресурсами — количественным и качественным превосходством ее нефтегазовых ресурсов.

По общим извлекаемым запасам нефти Татарская АССР лишь немного уступает Башкирской, но превосходит все области Урало-Поволжья вместе взятые по промышленно разведанным, что свидетельствует о их лучшей подготовленности к эксплуатации.

Нефтегазовые ресурсы ТАССР отличаются наивысшей в СССР концентрацией в крупных месторождениях. Около 83% извлекаемых запасов сосредоточено в 5 крупнейших месторождениях и 14% в мелких. Роль средних по величине месторождений в запасах нефти невелика и не превышает 3,3%, тогда как в Башкирской АССР, Куйбышевской и Пермской областях их доля соответственно равна 33, 40 и 47%, в Оренбургской области 77,3% и в Волгоградской 91%. Подавляющая часть запасов (86%) приурочена к интервалам глубин от 1000 до 2000 *м*. Разведанных запасов глубже 2000 *м* в Татарии нет, в Башкирии же они составляют более 11%, в Оренбургской области — 42 и Куйбышевской — 52%. По сравнению с нефтями всего Урало-Поволжья (за исключением Саратовской и Волгоградской областей) основная масса нефтей Татарии менее сернисты. Удельный вес нефтей, содержащих серы от 1 до 2% (среднесернистые), в запасах Татарии составляет 81,6%, а более 2% — всего 13%. В Куйбышевской области высокосернистые нефти (2—5 % серы) составляют 21,4%, в Пермской области — 26, Оренбургской — 30 и Башкирской АССР — 80%.

Дальнейшее наращивание мощностей нефтедобывающих предприятий Татарской АССР связано как с освоением новых месторождений, так и с возможностями прироста запасов и повышением степени

[1] По добыче нефти Татарская АССР примерно втрое превзошла Азербайджанскую ССР, в 1,7 раза Башкирскую АССР и в 2 раза Куйбышевскую область.

обеспеченности ресурсами текущей добычи. Между тем в последние годы условия для эффективного ведения поисково-разведочных работ в Татарии изменились в худшую сторону, хотя некоторые показатели говорят обратное. За последние 13 лет (1950—1963 гг.) объем структурного бурения в республике вырос в 3,5 раза, глубокого разведочного бурения в 3,6 раза. Если к 1950 г. было известно 7 месторождений нефти, в 1959 г. — 48, то на 1. 1 1964 г. насчитывалось 108 месторождений и 94 перспективные структуры, суммарные запасы которых составляют миллиарды тонн. Промышленные запасы нефти с 1950 по 1963 г. возросли в 3,1 раза.

С обнаружением в Татарской АССР Ромашкинского и других крупных месторождений эффективность геологоразведочных работ на нефть характеризовалась высокими показателями. По мнению исследователей, разведка запасов нефти на территории Татарской АССР обходилась в 5—10 раз дешевле, чем в соседних областях Урало-Поволжья. Этому способствовали компактность нефтеносного региона, приуроченность его к одной крупной тектонической структуре, меньшие в 1,1—1,9 раза глубины погружения продуктивных толщ и почти в 1,5 раза меньшие прочности разбуриваемых пород. Начиная с 1959 г., когда основные запасы уникального Ромашкинского месторождения были выявлены, эффективность геологоразведочных работ на нефть значительно упала. Открываемые месторождения и залежи характеризуются рассредоточенностью по обширной территории, сравнительно малой величиной, меньшей дебитностью, небольшим газовым фактором, худшим качеством нефти и т. д.

Пока прирост промышленных запасов осуществлялся за счет доразведки и уточнения Ромашкинского месторождения, себестоимость тонны разведанных запасов по категории $A+B$ составляла 3—4 коп., при доразведке других крупных месторождений 15—20 коп., а при увеличении в общем приросте удельного веса малых месторождений — 33—43 коп. За период 1959—1962 гг. объемы глубокого бурения в Татарской и Башкирской АССР были примерно одинаковы, но за этот же период в Татарии подготовлено запасов в 2 раза меньше, хотя месторождений открыто в 2 раза больше. Прирост запасов тех же категорий на 1 *м* глубокого разведочного бурения за эти же годы был в 2 раза ниже, чем в Башкирии, и соответственно в 1,5 и 1,3 раза меньше, чем в Куйбышевской и Оренбургской областях. В 1963 г. себестоимость 1 *т* подготовленных промышленных запасов составила в Татарской АССР 43 коп., Башкирской — 53 коп., Пермской области — 67 коп., Оренбургской — 35 коп. и Куйбышевской области 1 р. 65 к. Снизились и темпы воспроизводства запасов нефти относительно текущей добычи. Если в 1950—1954 гг. в среднем подготавливалось запасов в 62 раза больше чем добывалось, то в 1955—1961 гг. только в 2,1 раза, а в 1962—1963 гг. в 1,1 раза.

Таким образом, геолого-экономические преимущества территории Татарской АССР в деле подготовки и прироста запасов в сравнении с соседними областями, отмечавшиеся в период до 1959 г., в настоящее время можно считать полностью исчерпанными. Поэтому в дальнейшем, особенно в связи с выходом разведки в новые, еще недостаточно изученные районы северо-западной вершины Татарского свода и области присводовых погружений фундамента, можно ожидать еще большего снижения эффективности геологоразведочных работ и удорожания их себестоимости.

Соответственно снизились и возможности неограниченного роста нефтедобычи в будущем. Дело в том, что основная часть промышленных запасов республики уже вовлечена в хозяйственный оборот. В разработке находятся все пять крупнейших и два средних по величине месторождения, на долю которых приходится 83,8% общих извлекаемых запасов, 90,8% запасов категорий $A+B+C_1$ и 98,6% промышленных $(A+B)$. Неразрабатываемые месторождения не только занимают скромное место в запасах всех категорий, но и слабо разведаны. Запасы по ним подсчитаны в основном по низшим категориям (C_1+C_2). В эту группу входит более ста, преимущественно мелких, месторождений.

Между тем проблема освоения «малых» и «средних» нефтяных месторождений и залежей становится все более и более актуальной в связи с тем, что среднегодовой темп отбора промышленных запасов республики с каждым годом приближается к максимально возможному. По отдельным же месторождениям, например Бавлинскому, давно находящемуся в разработке, уже ряд лет наблюдается некомпенсированное дальнейшим приростом истощение промышленных запасов. То есть «малые» и «средние» нефтяные месторождения и залежи могут служить дополнительным источником для расширения сырьевой базы нефтедобывающей промышленности.

Пригодность «малых» и «средних» месторождений для поэтапного исследования, а затем и промышленного освоения вытекает из следующего:

1) некоторой условности понятий «малое» и «среднее» месторождение и залежь, включающих скопления нефти размером от 0,5 до 10—12 млн. *т*[1], фактические запасы которых, как показал опыт детальной разведки подобных месторождений в Татарской АССР, могут быть в 2—3 раза больше, чем на стадии предварительной разведки;

2) достаточно высокой продуктивности этих месторождений, характеризуемой первоначальными дебитами разведочных скважин в 50—150—200 *т*/сутки, и высоких внутрипластовых давлений;

3) сходством физико-химических свойств нефтей малых и средних залежей с нефтями разрабатываемых месторождений, за исключением некоторых, характеризующихся повышенной окисленностью нефти;

4) нередко встречающейся концентрации «малых» и «средних» нефтяных месторождений (часто в пределах узких и вытянутых «локальных» структур), позволяющей объединить их при других благоприятных обстоятельствах в один нефтепромысловый объект.

Территориальная близость к уже разрабатываемым месторождениям, а следовательно, к существующим наземным и подземным коммуникациям, может служить одним из основных критериев при определении очередности вовлечения в разработку тех или иных малых и средних месторождений, а также целых групп их. Предварительно требуется провести дополнительные поисково-разведочные работы с целью обнаружения новых месторождений и залежей малой и средней величины и уточнения картины их размещения по территории, а также детальных разведочных работ для перевода их запасов в категории, допускающие их эксплуатацию. При редкой сетке пробуренных разведочных скважин, по-видимому, часть месторождений на первом этапе разведки не была выявлена.

В силу отличительных черт «малых» и «средних» месторождений (величина, геологическое строение, размещение) поисково-разведочные работы на них не могли и не могут проводиться обычными методами, пригодными для открытия крупных месторождений. В частности, при этом разведочное бурение потребуется проводить по сгущенной сетке. Последнее обстоятельство в сочетании, в ряде случаев, с более сложными условиями проходки в известной мере удорожает комплекс раз-

---

[1] И. С. Егоров. К вопросу об использовании «малых» и «средних» залежей в Татарской АССР. В кн. «Проблемы размещения производительных сил Поволжья». Куйбышев, 1965.

ведочных работ, но отнюдь не обесценивает их. «Малые» и «средние» нефтяные залежи могут и должны в перспективе рассматриваться как резерв для компенсации промышленных запасов, вырабатываемых в настоящее время.

Однако качество и характер нефтегазовых ресурсов, которые предстоит освоить, относятся скорее к внешним условиям, и влияние их на экономику нефтедобывающей промышленности скажется еще не скоро. Гораздо важнее, с этой точки зрения, привести в действие те большие и малые внутренние резервы, которые уже сейчас могут значительно улучшить технико-экономические показатели нефтедобычи. К числу таких резервов мы относим экономию на эксплуатационных расходах, рационализацию размещения нефтедобычи, реализацию возможностей роста производительности труда, упорядочение электроснабжения и электрификации нефтепромыслов, утилизацию попутных нефтяных газов. При современных издержках производства снижение себестоимости нефти и газа лишь на один процент означает экономию по республике в несколько сот тысяч рублей.

В нефтедобывающей промышленности Татарии до 80% всех затрат относится к материальным и до 20% к трудовым затратам. Причем за последние годы (1957—1963) в структуре затрат удельный вес первых постоянно растет, вторых — снижается.

С общественной точки зрения эффективно такое снижение себестоимости продукции, когда уменьшаются не только затраты живого труда, но и все затраты на производство продукции. В рассматриваемой же отрасли с 1957 по 1963 гг. затраты по таким статьям, как заработная плата, отчисления на социальное страхование, в пересчете на тонну нефти и газа уменьшились соответственно на 29,4 и 47,6%, в то время как по статье амортизация основных средств лишь на 4,7%. В итоге общее снижение себестоимости за этот период составило всего 3,1%. Удельный вес амортизационных отчислений в структуре себестоимости нефтедобычи не снизился, а удерживался на прежнем уровне. Незначительность снижения себестоимости объясняется главным образом тем, что подавляющая часть материальных и денежных средств расходовалась не непосредственно в нефтедобыче, а в связанных с ней вспомогательных производствах и службах, и затраты эти в указанный период росли в абсолютном и относительном выражении.

Анализ показал, что 70,2% вспомогательных и прочих материалов используется на деэмульсационных установках, 66,4% электроэнергии и топлива — в цехах поддержания пластового давления, 64,7% заработной платы падает также на вспомогательные службы и управление производством.

Таким образом, экономия живого труда может быть сведена на нет, если материальные затраты будут расти. Поэтому нельзя признать нормальным, когда снижение одних затрат происходит за счет увеличения других.

Важным фактором снижения себестоимости добычи нефти и газа в Татарской АССР является рационализация размещения нефтедобычи по месторождениям и площадям. Современное размещение характеризуется чрезвычайной территориальной концентрацией, обусловленной сосредоточенным расположением основных запасов. На долю одного Ромашкинского месторождения приходится свыше четырех пятых (86,5%) всей добычи нефти, а две трети добываемой здесь нефти дают шесть его центральных площадей. Вместе с ежегодным расширением масштабов производства постоянно происходят изменения в географии размещения объемов нефтедобычи и роли при этом отдельных месторождений и площадей. Сдвиги в размещении производства нас интересуют прежде всего потому, что себестоимость тонны нефти от одного месторождения к другому и от площади к площади

изменяется в значительных пределах. На Ромашкинском месторождении, например, она по отдельным площадям колеблется в 2—3 раза, что зависит не только от конкретных геолого-экономических условий разработки, но и от темпов отбора запасов с данной площади. В этом отношении нами подмечено следующее несоответствие — темпы нефтедобычи в Татарской АССР в последние годы растут намного быстрее на площадях менее продуктивных и производительных. Именно по этой причине средняя себестоимость 1 *т* нефти по Татарской АССР оказалась в 1960 г. выше уровня 1957 г., а после наметившегося в 1961—1962 гг. снижения вновь возросла на 5,6% по сравнению с 1962 г. К сожалению, это несоответствие сохраняется в обоих из существующих вариантов распределения объемов добычи нефти на перспективу, представленных плановыми органами. Таким образом, общее положение, касающееся первоочередного направления капиталовложений в места наибольшей их отдачи, успешно преломляемое в нефтяной промышленности страны в виде опережающих темпов развития нефтедобычи в наиболее эффективных нефтяных районах, незаслуженно забывается при планировании размещения объемов добычи по месторождениям и площадям в пределах одного района. Как показывают расчеты, проведенные авторами по обоим вариантам перспективного плана, если перераспределить планируемые объемы добычи, а следовательно, и капиталовложения между площадями в пользу тех, которые дают нефть с наименьшими эксплуатационными затратами, можно достичь экономии к 1970 г. в сумме 9,0 млн. руб. по I варианту. Средняя по республике себестоимость уменьшится более чем на 5%. Промысловая себестоимость по II варианту снизится почти на 9,0%. Как видно, экономия от оптимизации размещения достигает огромной величины.

Резервы экономии материальных и трудовых затрат в нефтедобывающей промышленности Татарской АССР не исчерпываются вышеизложенными соображениями. В снижении издержек производства решающую роль играет дальнейший подъем производительности труда. К наиболее важным мероприятиям, способствующим повышению производительности труда, относятся, с одной стороны, мероприятия, направленные на увеличение общей добычи нефти при неизменном количестве работников и, с другой стороны, мероприятия, снижающие общие затраты живого труда, а, следовательно, и численность занятого в добыче персонала.

К первым относятся такие, как улучшение использования эксплуатационного фонда и введение в строй действующих всех простаивающих скважин, повышение эффективности закачки воды в пласт, как одного из наиболее прогрессивных методов вытеснения нефти и обеспечения устойчивых дебитов, улучшение технологии и методики проведения гидроразрывов пластов, дающих значительный прирост добычи не только на малодебитных, но и на высокодебитных скважинах. Ко вторым — комплексная автоматизация и телемеханизация производственных процессов в нефтедобыче и утилизации попутного газа с целью облегчения условий труда, высвобождения части работников, которые могут быть использованы в других процессах и операциях. Сюда же относятся мероприятия, улучшающие использование рабочего времени операторов по добыче нефти и других работников.

Анализ же показывает, что в нефтедобывающей промышленности ТАССР еще многое можно сделать для увеличения производительности труда. Так в НПУ «Елховнефть» и «Прикамнефть» процесс поддержания пластового давления осуществляется крайне неудовлетворительно из-за отставания строительства соответствующих объектов. В ряде нефтепромысловых управлений эффективность применения

методов заводнения снижается ввиду неравномерности закачки воды как по периметру разрабатываемых площадей, так и по разрезу продуктивного горизонта. Медленно внедряется метод раздельной закачки в различные пласты горизонта $Д_1$, дающий в условиях Татарии больший эффект. В результате этого на отдельных площадях 30—40% запасов не подвергается воздействию заводнения, а скважины на них не фонтанируют, несмотря на повышенные давления на линии нагнетания. Ввиду неправильного выбора скважин для проведения гидроразрыва пласта, а также нарушения технологии из-за плохого снабжения качественными материалами, 49—52% всех гидроразрывов не дают полного эффекта и производительность скважин за счет этого метода увеличивается незначительно. Особенно низка их эффективность по эксплуатационным скважинам. Все еще велик фонд простаивающих скважин, абсолютное количество которых увеличивается даже при сохранении на прежнем уровне их удельного веса в общем эксплуатационном фонде. Анализ показывает, что половина бездействующих скважин простаивает из-за отставания промыслового обустройства и ждет освоения, 25% — в ожидании капитального и подземного ремонта и 17% находится в стадии перевода на механизированную добычу.

Лучшей организации требуют и службы капитального и подземного ремонта скважин, работа которых во многом зависит от обеспеченности комплексом механизмов и особенно передвижными агрегатами для ремонта.

В результате внедрения на промыслах Татарии различных систем автоматизации и телемеханизации удельная численность операторов по добыче нефти сократилась с 0,97 в 1959 г. до 0,43 в 1963 г. Однако автоматизация не находит пока должного применения во вспомогательных процессах и производствах, где занято еще от 35 до 45% общей численности персонала по добыче нефти. Переход от автоматизации отдельных производственных процессов к комплексной автоматизации всех основных и вспомогательных объектов идет чрезвычайно медленно. Многочисленность применяемых систем телемеханики, ненадежность большинства схем затрудняют эксплуатацию средств автоматизации в условиях различных способов действия скважин.

Изучение структуры рабочего времени операторов по добыче нефти и их помощников показало, что и здесь кроются большие неиспользованные резервы. Загруженность рабочего времени этой категории работников по нефтепромысловым управлениям не превышает 30—37%. Лучшему использованию рабочего времени значительно способствовала бы механизация передвижения рабочих от скважины к скважине, так как на пешие переходы в настоящее время затрачивается от 40 до 55% баланса рабочего времени.

Комплексная механизация и автоматизация, высокий удельный вес фонтанной добычи могут быть достигнуты лишь на совершенной энергетической базе, какой является электрическая энергия.

Нефтяная промышленность является основным потребителем электроэнергии в Татарии, использующим до 60% общего электропотребления республики и до 80% промышленного потребления электроэнергии. В себестоимости нефти прямые энергетические затраты составляют 9—11%; а доля электроустановок в общих амортизационных отчислениях — до 6%. Удешевление строительства электроустановок и снижение расходов электроэнергии на 1% означают экономию десятков, а иногда сотен тысяч рублей.

Современное состояние энергетики нефтедобывающей промышленности Татарии характеризуется низким коэффициентом централизации энергоснабжения (0,4). Это объясняется разбросанностью потребителей и большой потребностью тепла при отсутствии крупных теплофикационных установок. При общем высоком уровне электрификации электро-

потребление нефтяной промышленности отстает от роста валовой и товарной продукции. Коэффициент опережения роста электропотребления перед ростом валовой продукции составляет 0,95, товарной продукции 0,87, что свидетельствует об имеющихся возможностях внедрения электроэнергии в производственные процессы.

Основными направлениями в повышении эффективности электрификации являются совершенствование технологических (в первую очередь наиболее энергоемких) процессов производства, рационализация схемы электроснабжения и повышение качества эксплуатации электроустановок.

В нефтедобыче снижение удельных расходов электроэнергии и повышение производительности труда могут быть обеспечены применением электропогружных насосов на бездействующих, пульсирующих и обводненных скважинах, заменой штанговых насосов на ЭПН при дебите 20—40 *т*/сутки, что даст экономию в энергетических затратах в 5—7 раз; в деэмульсации — за счет подачи на ЭЛОУ и УКПН только обводненной нефти; в закачке воды — рационализацией схем закачки воды и повышением производительности насосов.

Рационализация электроснабжения нефтедобывающей промышленности с целью улучшения использования электроустановок, сокращения амортизационных отчислений от них, а также снижения потерь в сетях может осуществляться путем применения глубоких вводов высокого напряжения 35 *кв* и сооружения подстанций 35/6 *кв* у крупных узлов сосредоточенных нагрузок (компрессорные установки, кустовые насосные станции), сокращением протяженности низковольтных сетей, на основе выбора оптимальных мощностей трансформаторных пунктов, разукрупнением последних до величин, соответствующих потребной мощности 1—2 скважин.

Выполнение комплекса перечисленных мероприятий снизит расход электроэнергии в целом по объединению «Татнефть» примерно на 5% и, следовательно, сократит ежегодные затраты на добычу нефти на 0,5—1,0%. Внедрение прогрессивных способов применения электроэнергии и более широкое использование различных ее видов обеспечат также рост производительности труда в добыче нефти и газа.

Говоря о резервах нефтедобывающей промышленности, нельзя забывать и о попутном газе, который за последние 13 лет (1950—1963 гг.) утилизирован в общей сложности в половинном размере (50,7%). Между тем известно, что затраты на единицу добытых нефти и газа обратно пропорциональны производимому количеству продукции. Принимая во внимание почти равные значения удельных капиталовложений в добычу нефти и отдельно газа (в пересчете на 1 *т*), можно сказать, что повышение процента утилизации попутного газа оказывает на эффективность капиталовложений такое же влияние, как и прирост нефтедобычи за счет внутренних резервов.

Расчеты показывают, что если в систему газосбора ежегодно подключать 700—750 скважин, то газосборными сетями будут обеспечены не только все вновь вводимые скважины, но и большая часть фонда неподключенных скважин, накопившихся за прошлые годы, а утилизация газа уже к 1970 г. может достичь 92%. Прирост сбора газа составит к уровню 1963 г. около 2 млрд. $м^3$, но с введением на Миннибаевском ГБЗ 7/8 блока весь газ будет обеспечен мощностями по его переработке. Потребность в капиталовложениях на обустройство и дообустройство всех нефтяных площадей газосборными сетями нами определена до 1970 г. в размере 37 млн. руб., а окупаемость ориентировочно — 3 года.

Нефтегазодобывающая промышленность Татарской АССР находится на крутом подъеме. Успешное, с высокими технико-экономическими показателями, выполнение стоящих перед ней задач делает

методов заводнения снижается ввиду неравномерности закачки воды как по периметру разрабатываемых площадей, так и по разрезу продуктивного горизонта. Медленно внедряется метод раздельной закачки в различные пласты горизонта $Д_1$, дающий в условиях Татарии больший эффект. В результате этого на отдельных площадях 30—40% запасов не подвергается воздействию заводнения, а скважины на них не фонтанируют, несмотря на повышенные давления на линии нагнетания. Ввиду неправильного выбора скважин для проведения гидроразрыва пласта, а также нарушения технологии из-за плохого снабжения качественными материалами, 49—52% всех гидроразрывов не дают полного эффекта и производительность скважин за счет этого метода увеличивается незначительно. Особенно низка их эффективность по эксплуатационным скважинам. Все еще велик фонд простаивающих скважин, абсолютное количество которых увеличивается даже при сохранении на прежнем уровне их удельного веса в общем эксплуатационном фонде. Анализ показывает, что половина бездействующих скважин простаивает из-за отставания промыслового обустройства и ждет освоения, 25% — в ожидании капитального и подземного ремонта и 17% находится в стадии перевода на механизированную добычу.

Лучшей организации требуют и службы капитального и подземного ремонта скважин, работа которых во многом зависит от обеспеченности комплексом механизмов и особенно передвижными агрегатами для ремонта.

В результате внедрения на промыслах Татарии различных систем автоматизации и телемеханизации удельная численность операторов по добыче нефти сократилась с 0,97 в 1959 г. до 0,43 в 1963 г. Однако автоматизация не находит пока должного применения во вспомогательных процессах и производствах, где занято еще от 35 до 45% общей численности персонала по добыче нефти. Переход от автоматизации отдельных производственных процессов к комплексной автоматизации всех основных и вспомогательных объектов идет чрезвычайно медленно. Многочисленность применяемых систем телемеханики, ненадежность большинства схем затрудняют эксплуатацию средств автоматизации в условиях различных способов действия скважин.

Изучение структуры рабочего времени операторов по добыче нефти и их помощников показало, что и здесь кроются большие неиспользованные резервы. Загруженность рабочего времени этой категории работников по нефтепромысловым управлениям не превышает 30—37%. Лучшему использованию рабочего времени значительно способствовала бы механизация передвижения рабочих от скважины к скважине, так как на пешие переходы в настоящее время затрачивается от 40 до 55% баланса рабочего времени.

Комплексная механизация и автоматизация, высокий удельный вес фонтанной добычи могут быть достигнуты лишь на совершенной энергетической базе, какой является электрическая энергия.

Нефтяная промышленность является основным потребителем электроэнергии в Татарии, использующим до 60% общего электропотребления республики и до 80% промышленного потребления электроэнергии. В себестоимости нефти прямые энергетические затраты составляют 9—11%; а доля электроустановок в общих амортизационных отчислениях — до 6%. Удешевление строительства электроустановок и снижение расходов электроэнергии на 1% означают экономию десятков, а иногда сотен тысяч рублей.

Современное состояние энергетики нефтедобывающей промышленности Татарии характеризуется низким коэффициентом централизации энергоснабжения (0,4). Это объясняется разбросанностью потребителей и большой потребностью тепла при отсутствии крупных теплофикационных установок. При общем высоком уровне электрификации электро-

потребление нефтяной промышленности отстает от роста валовой и товарной продукции. Коэффициент опережения роста электропотребления перед ростом валовой продукции составляет 0,95, товарной продукции 0,87, что свидетельствует об имеющихся возможностях внедрения электроэнергии в производственные процессы.

Основными направлениями в повышении эффективности электрификации являются совершенствование технологических (в первую очередь наиболее энергоемких) процессов производства, рационализация схемы электроснабжения и повышение качества эксплуатации электроустановок.

В нефтедобыче снижение удельных расходов электроэнергии и повышение производительности труда могут быть обеспечены применением электропогружных насосов на бездействующих, пульсирующих и обводненных скважинах, заменой штанговых насосов на ЭПН при дебите 20—40 *т*/сутки, что даст экономию в энергетических затратах в 5—7 раз; в деэмульсации — за счет подачи на ЭЛОУ и УКПН только обводненной нефти; в закачке воды — рационализацией схем закачки воды и повышением производительности насосов.

Рационализация электроснабжения нефтедобывающей промышленности с целью улучшения использования электроустановок, сокращения амортизационных отчислений от них, а также снижения потерь в сетях может осуществляться путем применения глубоких вводов высокого напряжения 35 *кв* и сооружения подстанций 35/6 *кв* у крупных узлов сосредоточенных нагрузок (компрессорные установки, кустовые насосные станции), сокращением протяженности низковольтных сетей, на основе выбора оптимальных мощностей трансформаторных пунктов, разукрупнением последних до величин, соответствующих потребной мощности 1—2 скважин.

Выполнение комплекса перечисленных мероприятий снизит расход электроэнергии в целом по объединению «Татнефть» примерно на 5% и, следовательно, сократит ежегодные затраты на добычу нефти на 0,5—1,0%. Внедрение прогрессивных способов применения электроэнергии и более широкое использование различных ее видов обеспечат также рост производительности труда в добыче нефти и газа.

Говоря о резервах нефтедобывающей промышленности, нельзя забывать и о попутном газе, который за последние 13 лет (1950—1963 гг.) утилизирован в общей сложности в половинном размере (50,7%). Между тем известно, что затраты на единицу добытых нефти и газа обратно пропорциональны производимому количеству продукции. Принимая во внимание почти равные значения удельных капиталовложений в добычу нефти и отдельно газа (в пересчете на 1 *т*), можно сказать, что повышение процента утилизации попутного газа оказывает на эффективность капиталовложений такое же влияние, как и прирост нефтедобычи за счет внутренних резервов.

Расчеты показывают, что если в систему газосбора ежегодно подключать 700—750 скважин, то газосборными сетями будут обеспечены не только все вновь вводимые скважины, но и большая часть фонда неподключенных скважин, накопившихся за прошлые годы, а утилизация газа уже к 1970 г. может достичь 92%. Прирост сбора газа составит к уровню 1963 г. около 2 млрд. $м^3$, но с введением на Миннибаевском ГБЗ 7/8 блока весь газ будет обеспечен мощностями по его переработке. Потребность в капиталовложениях на обустройство и дообустройство всех нефтяных площадей газосборными сетями нами определена до 1970 г. в размере 37 млн. руб., а окупаемость ориентировочно — 3 года.

Нефтегазодобывающая промышленность Татарской АССР находится на крутом подъеме. Успешное, с высокими технико-экономическими показателями, выполнение стоящих перед ней задач делает

безотлагательной необходимостью изыскание и вовлечение в хозяйственный оборот всех возможностей и резервов, которые постоянно возникают в процессе прогрессирующего роста производства. Вскрытию и путям использования некоторых из таких возможностей и посвящается эта работа. Авторы отдают себе отчет в том, что их скромный труд лишь начало поднимаемой ими сложной и вместе с тем чрезвычайно важной проблемы.

ТРУДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА
(г. Казань)

№ 14 1966

К. И. Азизов

К ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПЕРСПЕКТИВНОЙ СЕБЕСТОИМОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ В ТАТАРСКОЙ АССР

В решениях сентябрьского (1965 г.) Пленума ЦК КПСС и XXIII съезда партии уделено большое внимание таким экономическим категориям, как цена, прибыль, премия, кредит. Рентабельность промышленных предприятий зависит от величины прибыли, установленных цен и себестоимости продукции. Для того, чтобы правильно определить рентабельность производства в планируемом периоде, необходимо знать величину перспективной себестоимости.

Нефтедобывающая промышленность — своеобразная отрасль народного хозяйства. Это своеобразие обусловливается сильной подверженностью ее влиянию природных условий. Последние трудно поддаются точному учету в связи с особенностями геологического строения территории и изменениями гидродинамических режимов эксплуатации площадей и месторождений. Величина месторождений, качество нефтей, глубина залегания, прочность разбуриваемых пород, постоянно меняющиеся внутрипластовые давления — это далеко не полный перечень природных факторов, в различной мере влияющих и обусловливающих уровень издержек производства.

Определение перспективной себестоимости добычи нефти важно еще и потому, что она является оценочным критерием для распределения капитальных вложений между нефтедобывающими районами. Районы, дающие нефть с меньшими эксплуатационными расходами, должны получить ускоренное развитие, а районы с большими затратами на 1 *т* нефти могут быть оставлены для разработки на более отдаленную перспективу.

При большом удельном весе Татарской АССР в общесоюзной нефтедобыче расчет себестоимости 1 *т* нефти имеет принципиальное значение, так как от правильного определения ее в значительной мере зависит общая себестоимость тонны нефти по стране в целом.

Остановимся коротко на двух методах, получивших применение в практике планирования себестоимости нефти. Один из них рекомендуется лабораторией перспективного планирования Татарского научно-исследовательского института нефтяной промышленности (ТатНИИ), другой — объединением «Татнефть».

Основные положения методики ТатНИИ по определению перспективной себестоимости, изложенные в статье Б. З. Фаттахова (1961), впоследствии использованы в работе данного института (Фаттахов, Кинзикеев, 1964). Сущность ее состоит в том, что искомые величины находятся по группам затрат — амортизации скважин и прочих основных средств, стоимости обслуживания промысловых объектов и расхода электроэнергии и материалов на технологические нужды. Группы эти складываются из отдельных участков производственного процесса, которые впоследствии разносятся по калькуляционным статьям себестои-

мости. Таким образом, в приведенных выше двух работах расчет перспективной себестоимости осуществляется в постатейном плане. Расходы по статьям в каждом случае находятся различными путями. Амортизационные отчисления от скважин, например, определяются умножением среднегодового процента (6,7%) амортизации на среднедостигнутую стоимость одной скважины и количество проектируемых на перспективный период скважин. Расходы на капитальный ремонт скважин устанавливаются исходя из 1,5% ежегодного их износа. Точно так же исчисляются амортизационные отчисления от нагнетательных скважин при подсчете затрат на поддержание пластового давления. При определении других статей затрат авторы используют всевозможные коэффициенты и проектные данные.

Здесь мы не ставим перед собой задачи подробно останавливаться на технике расчета перспективной себестоимости, примененной в ТатНИИ. Краткое же изложение ее необходимо для того, чтобы показать, что практическое применение рекомендуемого метода в условиях каждого нефтепромыслового управления и объединения в целом связано с большими трудностями. Не исключено, что этот метод может вообще оказаться непригодным при необходимости быстрого и оперативного ответа на вопрос — какая себестоимость должна быть заложена в проект плана, если контрольные цифры плана (имеются в виду прежде всего объемные показатели) еще окончательно не утверждены и они в процессе уточнения могут значительно колебаться от первоначально принятых.

Несовершенство методики ТатНИИ, с нашей точки зрения, состоит в том, что для ее применения необходимы самые разносторонние и детально разработанные данные. В условиях нефтепромысловых управлений и объединений детальная подборка информации практически исключается в виду того, что эта работа не свойственна промышленным предприятиям. Она может выполняться только в условиях научно-исследовательских институтов.

Сомнение вызывает также множество применяемых коэффициентов. Последние должны быть максимально обоснованы и абсолютно точны. Не лишне отметить, что ТатНИИ в своих расчетах во многих случаях использует достигнутые стоимостные показатели и предполагает, что они будут неизменны в планируемом периоде. Так, например, при определении величины амортизационных отчислений стоимость одной скважины принимается равной 70 тыс. руб. Вряд ли можно согласиться с тем, что эта величина сохранится неизменной через 5—10 лет. Практика, как правило, свидетельствует об обратном. Немаловажное значение при установлении суммы амортизационных отчислений имеет и количество проектируемых на данный отрезок времени эксплуатационных, нагнетательных скважин и другого оборудования.

Следовательно, не только ошибки в проектных данных, но и допускаемая условность в примененных коэффициентах, а также в использованных стоимостных показателях приведут в конечном итоге к неизбежным погрешностям. Сумма этих погрешностей по каждой отдельной статье в итоге может оказаться довольно значительной.

Остановимся в самых общих чертах на методике определения перспективной себестоимости добычи нефти объединения «Татнефть». Вначале оговоримся, что объединение «Татнефть» разработало несколько вариантов пятилетнего плана. Мы располагаем материалами о расчетных затратах применительно к минимальному варианту нефтедобычи (83,7 млн. *т* в 1970 г.). Этот вариант не является окончательным, утверждению подлежал больший объем. Устаревшие сведения о расчетных затратах нами здесь приводятся исключительно с иллюстрационными целями.

Последовательность расчетов перспективной на 1970 г. себестоимости добычи 1 *т* нефти объединением «Татнефть» состоит в следующем. Считается, что себестоимость 1 *т* нефти и газа должна расти по всем позициям. Особенно сильно будут увеличиваться энергетические затраты, расходы на деэмульсацию (обезвоживание и обессоливание) нефти, амортизационные отчисления, расходы по увеличению отдачи пластов и др. Менее значительно расходы возрастут по заработной плате, цеховым и общепромысловым расходам. Внепроизводственные расходы принимаются на уровне 1965 г.

При этом методе в расчетах участвует значительно меньшее количество проектируемых данных по сравнению с методикой ТатНИИ, однако и он не лишен недостатков. Вполне вероятна ошибка в планируемых дебитах. Нереальными могут оказаться расчеты по установлению объемов закачки воды, обессоливанию и стабилизации нефти. Нельзя также планировать увеличение в себестоимости заработной платы с начислениями без учета тенденций, происходящих в структуре себестоимости. Многолетние данные говорят о том, что заработная плата с начислениями в себестоимости не увеличивается, а, наоборот, уменьшается. Поэтому нет никаких оснований считать, что трудовые затраты, выражающиеся через заработную плату, будут в дальнейшем расти.

Для перспективного планирования производственные организации должны быть вооружены простой и вместе с тем достаточно аргументированной методикой, которая позволяла бы им оперативно закладывать в план более или менее точно обоснованные показатели. Таким методом для ориентировочных расчетов могут служить математические зависимости изменения себестоимости за прошлые годы, полученные на основании анализа отчетного материала нефтепромысловых управлений. До сего времени статистическая отчетность нефтепромысловых управлений, с нашей точки зрения, в недостаточной мере изучается и используется для целей планирования. Статистические методы в экономических исследованиях применяются относительно редко, что безусловно сужает круг теоретических приемов изучения производственных процессов, тогда как именно статистические данные раскрывают сущность экономических явлений, помогают выявлять закономерности изменения тех или иных показателей, вскрывают диспропорции в производстве и показывают пути их устранения.

Нам представляется, что при наличии данных за ряд лет статистический метод может служить надежным и эффективным средством решения многих задач, выдвигаемых практикой планирования. Без глубокого анализа прошлого опыта практически невозможно осуществлять перспективное планирование. Оно должно быть основано на учете имевших место ранее недостатков, а также последних достижений в науке и производстве. На всесторонний учет практического опыта при построении перспективных планов указывалось в решениях последних Пленумов ЦК КПСС и XXIII съезда партии.

На этот счет имеются и другие суждения. Считается, что изменения, наблюдавшиеся в динамике себестоимости за прошлые годы, нельзя распространять на перспективу, так как в планируемом периоде ожидаются сдвиги в структуре производства, которые непосредственно повлияют на уровень затрат. Так, например, в перспективе намечены большие объемы обессоливания и стабилизации нефти и т. д., что неизбежно приведет к увеличению эксплуатационных затрат. Структура производства, разумеется, вносит существенные коррективы в планируемые показатели. Однако нельзя не согласиться с тем, что изменения в структуре производства уже учитываются фактическими данными, на основании которых делается прогноз себестоимости на перспективу. В предстоящем пятилетии объем обессоливания по сравнению

с 1965 г. планируется поднять в 2,5 раза. Но и в прежние годы он не оставался величиной неизменной. Объем обессоливания из года в год увеличивался нарастающим итогом, и расходы, связанные с ним, нашли отражение в фактических затратах на 1 *т* нефти и газа. Они, следовательно, увеличивали фактическую себестоимость.

Сдвиги в производстве при перспективном планировании имеют бесспорное значение, когда речь идет об отраслевом составе народного хозяйства, об удельном весе тех или иных отраслей в структуре материального производства, когда планами необходимо предусмотреть ускоренное развитие наиболее прогрессивных отраслей народного хозяйства, какой в настоящее время по общему признанию является химическая промышленность. Когда же речь идет о перспективном планировании экономических показателей в границах одной отдельно взятой отрасли, внутренние сдвиги не окажут решающего влияния на величину планируемых показателей. Увеличение объема обессоливания и стабилизации нефти не может нарушить общей закономерности затрат на производство, так как его влияние уже учтено многолетними данными себестоимости.

На этом основании нами делается вывод о том, что перспективная себестоимость может и должна быть обоснованно найдена путем статистических обработок отчетного материала нефтепромысловых управлений. Трудность состоит в том, чтобы найти зависимость изменения себестоимости от главного показателя, который суммирует влияние многих факторов, определяющих уровень себестоимости. Таким показателем, по нашему мнению, может служить дебит скважины по способам добычи. Между дебитом скважин и себестоимостью существует тесная математическая связь. Дебит является синтетическим показателем, суммирующим результаты многих мероприятий, направленных на улучшение экономики нефтедобывающих управлений. В этой связи важно указать на существование других точек зрения, которые отрицают решающее влияние дебита на себестоимость. Себестоимость, как известно, является показателем, зависящим от многих условий и факторов. Поэтому некоторые исследователи считают, что ее нельзя связывать только с одним фактором. Здесь, однако, следует иметь в виду, что изучение многопричинной или многофакторной связи может быть сильно осложнено из-за отсутствия количественных измерителей и невозможности в связи с этим сколько-нибудь точно установить степень влияния на себестоимость каждого фактора в отдельности. По общему признанию себестоимость нефтедобычи при прочих равных условиях тем ниже, чем лучше организовано на производстве социалистическое соревнование, чем выше уровень квалификации кадров, чем строже соблюдаются принципы хозяйственного расчета и режима экономии. Но эти непременно нужные и важные условия вряд ли можно выразить математически и при помощи формул определить их влияние на себестоимость продукции. Отсюда вытекает, что, наряду с комплексным исследованием многофакторных зависимостей себестоимости, нельзя игнорировать односторонние связи и выявление главных из них. Зависимость себестоимости от одного ведущего фактора легко поддается изучению методом корреляционного анализа.

Институт «Гипровостокнефть» (Колюбакин, 1963) для расчета проектной себестоимости добычи 1 *т* нефти рекомендует учитывать три основных параметра — суточный дебит скважин по жидкости, глубину скважин и процент обводненности. В указанной работе приводится 308 показателей проектной себестоимости, учитывающих изменение среднесуточного дебита от 25 до 250 *т*, глубину скважин от 1000 до 3200 *м* и обводненность нефти от 5 до 95%. Удельный вес механизированной добычи в этих расчетах принимается на уровне 50%. Известно, что способ эксплуатации — существенный фактор при определении се-

бестоимости нефти. Его ни при каких обстоятельствах нельзя принимать условно. Отсутствие в расчетах обоснований влияния способа добычи на перспективную себестоимость в сильной мере снижает ценность даваемых рекомендаций и практически не позволяет применять их для целей планирования.

Кроме того «Гипровостокнефть», устанавливая проценты обводненности нефти, предполагает, что вся обводненная нефть должна быть подвергнута первичной обработке. Между тем, как показывает практика, намеченные планы по обезвоживанию сплошь и рядом не выполняются. В этом случае заданные цифры по себестоимости окажутся заведомо завышенными.

По изложенным соображениям предложения института «Гипровостокнефть» по подсчету проектной себестоимости не могут быть использованы для конкретных расчетов.

В кратком виде наша методика определения перспективной себестоимости добычи 1 *т* нефти применительно к нефтодобывающей промышленности Татарской АССР состоит в следующем. Нами собраны пятнадцатилетние (1950—1964 гг.) данные об общей нефтедобыче по Татарской АССР, числившихся и отработанных скважино-месяцах с разбивкой их по способам добычи. Аналогичные сведения систематизированы также по промысловой себестоимости. При этом себестоимость насосной добычи не подразделяется по видам насосов. Данные о себестоимости, количестве отработанных и числившихся скважино-месяцев, а также дебитах на скважино-месяц принимаются средние по всем видам механизированной добычи.

Исходя из этих данных, находились корреляционные зависимости между объемом добычи по способам и количеством числившихся и отработанных скважино-месяцев, с одной стороны, и, с другой, между среднемесячным дебитом на отработанный и числившийся скважино-месяц и себестоимостью. Конечная цель построения корреляционных зависимостей сводится к тому, чтобы на основании их получить математические формулы, позволяющие при наличии одной заданной величины, например дебита, получить искомую — себестоимость.

Анализ вариантов показал, что наибольшая связь при определении перспективной себестоимости нефтедобычи наблюдается между дебитом на числившийся скважино-месяц. По этой причине вариант, исходящий из данных о количестве отработанных скважино-месяцев и дебита на отработанный скважино-месяц, из дальнейших расчетов исключается.

В отличие от методов, которыми в настоящее время пользуются при планировании себестоимости добычи нефти, наш метод предполагает наличие лишь основных показателей плана. Для обоснования перспективной себестоимости под заданный объем необходимо знать удельные веса каждого (фонтанный и насосный) способа в общей нефтедобыче. Имея такие сведения, теоретически возможно при помощи статистических методов установить перспективный дебит и перспективную себестоимость.

Для нахождения перспективного дебита мы исследуем корреляционную связь между объемом нефтедобычи по способам и количеством числившихся скважино-месяцев. Общий порядок построения корреляционных зависимостей между объемом добычи по какому-либо одному способу и количеством скважино-месяцев состоит в следующем. Прежде всего фактические данные по этим показателям изображаются графически. На оси ординат откладываются по годам значения количеств скважино-месяцев, а на оси абсцисс — аналогичные значения объемов добычи. На графике, таким образом, получается множество разбросанных точек, каждая из которых характеризует величину скважино-месяцев в зависимости от объема нефтедобычи. Если соединить

эти точки между собой, то получается ломаная линия, которая еще не дает основания судить об общей закономерности ее изменения.

Для нахождения теоретической зависимости количества скважино-месяцев от объема добычи нефти необходимо определить среднее значение этой ломаной линии. Последнее в конечном итоге изображается прямой с соответствующими параметрами. Математический вывод уравнения этой прямой требует проведения ряда вычислительных операций, что и составляет содержание корреляционной зависимости.

Ниже нами приводятся коррелятивные зависимости между числившимися скважино-месяцами и объемами добычи, с одной стороны, и между средними дебитами на один числившийся скважино-месяц и себестоимостью — с другой.

$y = 1{,}65x + 0{,}16$ — для насосной добычи, (1)

$y = 0{,}61x - 0{,}59$ — для фонтанной добычи, (2)

где: y — количество числившихся скважино-месяцев на планируемый год (*тыс.*);

x — объем добычи соответствующим способом на планируемый год (млн. *т*).

Таким образом, если нам известен объем добычи в планируемом году тем или иным способом, то, используя метод экстраполяции, можно определить количество скважино-месяцев в этом году, а следовательно, и дебит на скважино-месяц.

Аналогичным образом определяется математическая связь между средним дебитом на скважино-месяц и себестоимостью добычи нефти.

$y = 1154{,}8 - 1{,}446x$ — для насосной добычи, (3)

$y = 0{,}095x - 31{,}9$ — для фонтанной добычи, (4)

где: y — промысловая себестоимость добычи 1 *т* нефти в планируемом году (коп.);

x — средний дебит на один числившийся скважино-месяц в планируемом году (*т*).

Для определения себестоимости на планируемый год из формул 1 и 2 узнается перспективный дебит на один числившийся скважино-месяц. Найденные величины далее используются для построения уравнения прямой по формулам 3 и 4.

На основании полученных зависимостей (формулы 1, 2, 3 и 4) нами произведен расчет дебитов и промысловой себестоимости 1 *т* нефти на 1965—1970 гг. для случая добычи в конце планируемого периода (1970 г.) нефти объемом 100 млн. *т*.

Результаты этих расчетов сведены в табл. 1.

Таблица 1

Основные показатели плана развития нефтедобывающей промышленности Татарской АССР в 1965—1970 гг.

Показатели	Ед. изм.	1964 г. фактич.	План					
			1965 г.	1966 г.	1967 г.	1968 г.	1969 г.	1970 г.
Добыча нефти всего	млн. *т*	70,77	76,3	80,8	85,4	90,1	95,0	100,0
в т. ч. фонтанным способом .	%	85,15	79,7	73,9	70,5	68,0	65,7	63,2
насосным способом	»	14,85	20,3	26,1	29,5	32,0	34,3	36,8
Средний дебит на 1 числившийся скважино-месяц . . .	»	100,0	90,7	84,5	81,2	79,0	76,9	74,9
Промысловая себестоимость 1 *т* нефти	»	100,0	118,3	124,9	128,7	131,4	134,1	136,8

Как видно из данных табл. 1, с повышением удельного веса механизированной добычи средний дебит на один числившийся скважино-месяц постепенно падает. Промысловая себестоимость 1 *т* нефти возрастет к 1970 г. на 36,8%.

Величина ошибок при подсчете планируемых дебитов по формулам 1 и 2 теоретически не превышает 0,1%, а при подсчете себестоимости с использованием формул 3 и 4 колеблется в пределах 2—5%. Изложенное дает основание рекомендовать статистический метод для использования в планировании нефтедобывающей промышленности.

ЛИТЕРАТУРА

Фаттахов Б. З. Методика расчетов эксплуатационных расходов и себестоимости добычи нефти при проектировании разработки нефтяных месторождений. Татарская нефть, № 7, 1961.

ТРУДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА
(г. Казань)

№ 14 1966

С. П. Никоноров

ФОРМИРОВАНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ КОМПЛЕКСОВ И УЗЛОВ И ИХ ОСОБЕННОСТИ В НЕФТЯНЫХ РАЙОНАХ

В период создания материально-технической базы коммунистического общества мощный подъем испытывает все народное хозяйство, и прежде всего отрасли промышленности. Причем в размещении последних, наряду с тенденцией к более равномерному рассредоточению, в еще большей степени наблюдается прогрессирующая концентрация отраслей и производств в немногих географических пунктах. В свою очередь указанная тенденция создает объективные предпосылки для размещения не изолированных предприятий, а их взаимосвязанных групп (Пробст, 1962), существующие сочетания которых в определенных условиях и пространственных рамках получили в экономической географии название промышленных комплексов и узлов.

Однако, как правильно указывают некоторые авторы (Кабо, 1956; Фейгин, 1960; Шраг, 1962), многие стороны теории, касающиеся сущности комплексного развития районов, формирования и оптимального развития промышленных комплексов и узлов, разработаны еще недостаточно и не отвечают современным требованиям растущей экономики страны. К этому следует добавить, что среди экономистов-географов до сих пор не достигнуто единство в понимании термина «промышленный комплекс». Между тем этот термин имеет в настоящее время принципиальное значение, тем более, что плановое воздействие как на сложившиеся, так и на складывающиеся территориальные промышленные группировки (путем эффективного подбора отраслей и производств, варьированием их мощностями и связями и т. д.) ведет к значительной рационализации размещения производительных сил в масштабе всей страны.

Наибольшей известностью пользуется формулировка, данная Н. Н. Колосовским (1947), по поводу которой на страницах печати развернулась дискуссия. В ходе этой дискуссии были поставлены следующие вопросы:

— Правильно ли называть территориальную группировку промышленных предприятий производственным, а не промышленным комплексом?

— Идентичны ли понятия «промышленный» (производственный) и «территориально-промышленный» (территориально-производственный) комплекс, поскольку оба варианта термина нашли широкое распространение в географической литературе?

— В каких территориальных рамках существуют те и другие и какой тип внутренних связей (технологические, производственные или общеэкономические) характерен для них?

— Представляет ли комплекс сочетание промышленных предприятий разных отраслей или одной отрасли?

— В каких взаимоотношениях находятся понятия «промышленный комплекс», «промышленный узел» и «промышленный центр».

Те или иные ответы на все или часть поставленных вопросов дали А. М. Мошкин (1962), Г. А. Каплан (1961), А. Г. Омаровский (1959), К. Н. Бедринцев (1959), Ф. М. Листенгурт (1963), Н. И. Шраг (1962), М. Г. Школьников (1960), А. Е. Пробст (1962), Н. Ф. Яницкий (1962) и др.

Признавая заслуги названных авторов в деле разъяснения основных принципов и сущности комплексного развития экономических районов, нельзя не отметить встречающихся в их работах разнобоя и противоречивости суждений в трактовке термина «промышленный комплекс». Особенно большие расхождения наблюдаются в вопросе о территориальных масштабах промышленного комплекса, о характере взаимосвязей предприятий в комплексе, о его отраслевом составе, что привело к нагромождению новых, производных от промышленного комплекса словосочетаний («территориально-производственный», «территориально-хозяйственный» комплекс и т. д.), умалению роли давно сложившихся, основных в экономической географии понятий, таких, как «экономический район» или «подрайон».

Мы исходим из того, что тенденцию к комплексному хозяйственному развитию испытывают и экономические районы любой градации, и отдельные промышленные центры в силу необходимости сокращения чрезмерно дальних и нерациональных перевозок. Аналогичная тенденция характерна и для отдельных отраслей народного хозяйства.

Так же как процесс изготовления одного даже самого простого изделия (продукта) состоит из комплекса основных и вспомогательных операций, а предприятие из основных и подсобных цехов, так и отрасль народного хозяйства, взятая в целом, имеет сложную «комплексную» структуру, состоящую из главных подотраслей и вспомогательных и обслуживающих производств, подчас относящихся в отдельности к совершенно другой отрасли общественного производства.

С развитием науки и техники происходит процесс дальнейшего дробления и усложнения отрасли по линии «отпочкования» от нее все новых и новых производств. Комплексная сама по себе отрасль становится таковой в еще большей степени, если на ее предприятиях налажена переработка отходов основного производства с целью более полного использования сырья. Этим закладывается возможность, кроме выпуска основных изделий и продуктов, эффективного производства многих других, часто ей не свойственных. То есть комбинирование как одна из форм производственных связей и путь к комплексной переработке сырья способствует тому, что отрасль превращается в одноотраслевой комплекс, многоотраслевой по существу. Интересны в этом отношении данные М. Газалиева [1], показывающие, что в 1960—1962 гг. около 24% фенольных и 60—70% карбамидных смол изготовлялось в порядке комбинирования на нехимических предприятиях, а к 1965 г. $^1/_5$ синтетического аммиака и до половины всего производства серной кислоты будут производиться на предприятиях других отраслей.

Взятый в масштабе страны одноотраслевой комплекс, в зависимости от взаиморасположения источников сырья, топлива, электроэнергии, трудовых ресурсов и потребителей, может размещаться в десятках и сотнях географических пунктов или в считанных единицах. При этом в результате влияния различных причин полный набор производств невозможен, если даже весь одноотраслевой комплекс размещается в одном месте. Взаимодействие с другими отраслями, располо-

[1] М. Газалиев. Картина станет яснее. Экономическая газета, № 36, 8 сентября 1965 г.

женными на этой же и других территориях, позволяет не иметь в наборе данного комплекса ряда производств, изделия которых потребляются им как вспомогательные, комплектующие и т. д. и их целесообразно получать в порядке кооперирования. С другой стороны, ему и в этом случае нельзя отказать в комплексности, если налицо рациональность, то есть оптимальные для данного места и для данного этапа развития пропорции между основными и вспомогательными производствами, а также между отраслями и ресурсами. Указанные моменты, на наш взгляд, должны найти отражение в определении понятия «комплекс».

В силу пространственной концентрации производства отдельной отрасли, вызываемой нередко особенностями и факторами размещения, ее комплекс с большей или меньшей полнотой может быть представлен и на ограниченной по размерам территории, что придает отраслевому комплексу большое районообразующее значение. В настоящее время, когда невиданными темпами идет вовлечение огромных по масштабу ресурсов в малообжитых частях страны, одноотраслевой комплекс на подобных территориях зачастую является «ядром», вокруг которого формируется промышленный и более широкий — хозяйственный комплекс, превращающий данную территорию в специализированный отраслевой район или подрайон.

Не ставя своей целью дать анализ существующих классификаций комплексов, нам хотелось бы высказать мнение о том, что выделение их типов по признаку основной специализации имеет наибольший экономический смысл. Само формирование различного типа комплексов происходит, как нам представляется, в той последовательности, как это излагается в схеме, предложенной А. Е. Пробстом (1962, 1965). Таким образом можно сделать вывод, что условное до некоторой степени слово «комплекс» правомерно употреблять по отношению ко всему хозяйству («хозяйственный комплекс»), крупным составным его частям («промышленный», «сельскохозяйственный», «транспортный» комплексы) и более дробным их отраслям («металлургический», «химический» и т. д. комплексы), применительно к территориальным масштабам любой величины — крупного экономического района, области (края, АССР), более мелких таксономических единиц и отдельных пунктов.

Поскольку термин «комплекс» применим к широкому кругу территориально-производственных образований, а принципы осуществления комплексности в каждом из них остаются одними и теми же, то и определение комплекса должно быть единым.

С учетом существующих формулировок, а также высказанных выше положений определение термина «комплекс» нами предлагается в следующей редакции: комплекс — это рациональное для данного этапа сочетание взаимообусловленных отраслей и предприятий на специализированной территории, при котором достигается определенный экономический эффект за счет оптимальных пропорций между отраслями и производствами, развивающимися на основе: возможно более полного учета и использования совокупности местных условий и ресурсов, особенностей экономико-географического положения и выгод сосредоточенного размещения.

Что касается понятия «промышленный узел», мы считаем его более «устоявшимся», хотя и здесь можно отметить многообразие формулировок и представлений, отличающихся большей или меньшей детализацией. Таковы определения промышленного узла, встречающиеся у Ю. Г. Саушкина и А. С. Шапошникова (1964), Н. И. Шрага (1962), С. И. Помазанова (1962), А. М. Мошкина (1962), Ф. М. Листенгурта (1963) и др. Наиболее удачной нам кажется формулировка С. И. Помазанова, предложенная им в следующем виде: «Под промышленным

узлом следует понимать группу промышленных центров, расположенных в непосредственной близости друг к другу и объединенных общей специализацией, единой транспортной сетью и тесными производственными связями» (1962). Кроме указанных в определении признаков для узлов, формирующихся в районах, богатых полезными ископаемыми, С. И. Помазанов указывает еще один — единство сырьевой или энергетической базы. Этот же признак включается в определение узла у Ю. Г. Саушкина (1964).

Следует отметить, что промышленные узлы и промышленные центры, являясь основными звеньями хозяйственного комплекса района, отражают не всю структуру данного комплекса, а прежде всего его промышленную часть и связаны, следовательно, с промышленным комплексом района в том его понимании, как это показано выше. Промышленный же комплекс района в целом, за редким исключением, когда он целиком сосредоточен в одном «промышленном узле» централизованной формы (Листенгурт, 1963), чаще всего рассредоточен по нескольким промышленным узлам, отдельным промышленным центрам и пунктам. Выражая в совокупности общую специализацию всего промышленного комплекса района, промышленные узлы, центры и пункты, в свою очередь, ввиду индивидуальных особенностей своего экономико-географического положения, отличаются и более узкой специализацией. Последняя в ходе развития становится объективной основой формирования менее крупных по масштабам промышленных комплексов данных узлов, центров и пунктов. Причем более узкая специализация промышленного узла в какой-то степени всегда выражает общую специализацию района, а специализация промышленных центров и пунктов может и не совпадать с ней.

Промышленный узел, очевидно, может находиться в самых различных соотношениях с промышленным комплексом района. Он может сосредоточивать весь многоотраслевой промышленный комплекс района или значительную его часть, так же как весь одноотраслевой комплекс или большую часть последнего. Но независимо от этого, как справедливо отмечают В. Н. Горлов, Ю. Г. Саушкин и Е. А. Трофимовская, «экономико-географическое изучение промышленных узлов — необходимый путь определения основных направлений развития промышленности» [1]. Ниже мы рассмотрим особенности формирования одноотраслевых комплексов и узлов на примере нефтяной промышленности.

Районообразующая роль этой отрасли изложена нами в трудах конференции по размещению производительных сил Поволжья (Никоноров, 1965). Поэтому, не останавливаясь на деталях, укажем лишь, что на базе нефтяной промышленности формируются два вида промышленных комплексов: нефтепромышленный, возникающий на базе добычи и первичной обработки нефти и газа, и нефтехимический, основанный на более глубокой их переработке.

«Ядра» этих комплексов, состоящие из 5—6 крупных группировок основных предприятий, по мере развития «обрастают» многими центрами вспомогательных и обслуживающих предприятий, цехов, организаций и служб. При всей видимой связи названных комплексов (первый передает второму очищенную нефть, «сухой» газ, углеводородное сырье) территориально они могут накладываться друг на друга, равно как и существовать самостоятельно.

Оба вида комплексов отличаются между собой не только внутренней структурой, но и своеобразием размещения и теми экономико-географическими последствиями, которыми сопровождается их формиро-

[1] Вестник МГУ, серия V, География, № 1, 1963.

вание. Так для нефтепромышленных комплексов характерны: сильная дробность внутренней структуры, довольно равномерная рассредоточенность взаимосвязанных производственных объектов по нефтепромысловой территории, вынос основных цехов за пределы населенных пунктов и, наоборот, тяготение вспомогательных цехов и служб к таким пунктам. Главным последствием формирования такого комплекса является «площадное» распространение производственной деятельности, урбанизация нередко обширной территории с возникновением на ней многих городских поселений, не разрастающихся, однако, за пределы «средних» и «небольших», если в данном районе не развиваются другие мощные комплексы производств. Между городскими поселениями наблюдается иерархическая соподчиненность, позволяющая, в зависимости от масштабов нефтедобывающего района, выделять либо мощные нефтепромышленные узлы со многими центрами тяготения, либо «локальные» нефтепромышленные узлы более централизованной формы.

Нефтехимические комплексы при неменьшей сложности внутренней организации отличаются меньшей привязанностью к нефтеносным площадям, тяготением к крупным источникам тепло-, энерго- и водоснабжения, сильным развитием процессов комбинирования и кооперирования предприятий, большей трудоемкостью, сосредоточенным размещением. Если нефтехимические комплексы развиваются в сложившихся промышленных узлах, это ведет к усложнению их производственных функций, значительному росту городского населения в них. Возникновение подобных комплексов на «пустом» месте дает начало росту крупного городского промышленного центра, становящегося со временем нефтехимическим (нефте-энерго-химическим) узлом.

Типичным подтверждением всего сказанного является Поволжский крупный экономический район, представляющий собой в промышленном отношении разносторонний промышленный комплекс. В то же время формирование этого комплекса зависело и зависит от развития важнейших одноотраслевых комплексов, и в частности от нефтяных. Достаточно сказать, что на долю Поволжья в 1965 г. приходилось до 70% нефтедобычи страны, до 45% нефтепереработки, значительная часть производства нефтехимических продуктов — фенола, ацетона, синтетических каучуков и волокон, удобрений, ядохимикатов, свыше 40 млрд. *квт/ч* электроэнергии. В пятилетии (1966—1970 гг.) за этим районом сохраняется ведущая роль в нефтедобыче и нефтехимии.

Сказанное еще более справедливо для Среднего Поволжья, где сосредоточено до 60% всего промышленного производства Поволжского района, 63% нефтедобычи страны (без Пермской и Оренбургской областей), 40% нефтепереработки (8 заводов из 10), сооружены крупнейшие нефтехимические комбинаты. Только за годы семилетки в трех областях Среднего Поволжья на действующих и строящихся заводах и комбинатах введено в строй около 250 химических производств, освоены сотни новых химических продуктов.

Насыщенность этого района крупными предприятиями по добыче и химической переработке нефти и газа, повторяемость основных взаимосвязанных групп производств в этих отраслях позволяют говорить о существовании нефтепромышленных и нефтехимических комплексов в Среднем Поволжье и в каждой из его областей.

Некоторые технико-экономические особенности рассматриваемых отраслей наложили отпечаток и на своеобразие рисунка размещения производительных сил Поволжья и его средней части в особенности. Так наметившийся еще в дореволюционное время и продолжавшийся в довоенные и военные годы сдвиг промышленности к рр. Волге, Каме, Белой — главной «оси» размещения — особенно усилился в послевоенный период в связи с созданием на этой же «оси» мощных энергетических, а затем и нефтехимических комплексов. Усилился и «узловой» характер размещения производительных сил.

Только в Среднем Поволжье исследователями выделяется в настоящее время 13 промышленных узлов, из которых 3 новых — нефтехимических (Тольятти-Жигулевский, Салават-Стерлитамакский, Нижнекамский). В четырех ранее сложившихся узлах (Казанском, Куйбышевском, Сызранско-Октябрьском, Уфимском) нефтехимия стала или становится одной из главных отраслей специализации.

Иное воздействие оказывает формирование нефтепромышленных комплексов и узлов. Их большая «привязанность» к нефтеносным территориям, расположенным в основном в стороне от указанной оси, способствует, наоборот, равномерности в размещении производительных сил района.

В силу различий природных предпосылок нефтяных областей Среднего Поволжья, а также в соответствии с требованием повышения эффективности капитальных вложений путем концентрации добычи на крупнейших и высокодебитных месторождениях нефтепромышленный комплекс Татарской АССР практически почти целиком сосредоточен в мощном Альметьевско-Бугульминском промышленном узле, в то время как в Башкирской АССР и Куйбышевской области он оказался территориально раздробленным на «локальные» нефтепромышленные узлы (например, Туймазы-Октябрьский, Шкапово-Белебеевский) и нефтепромысловые очаги.

Пятилетие 1966—1970 гг. знаменуется становлением новых районов крупнотоннажной нефтедобычи в Тюменской области и на полуострове Мангышлак, формирование первичных нефтепромышленных комплексов которых уже началось. При этом следует помнить об особой роли в данном процессе сопряженных производств.

До сих пор развитие нефтяных комплексов протекало в основном на обжитых территориях, поблизости от мест значительной концентрации производительных сил. Эти обстоятельства облегчали задачу освоения нефтяных богатств и позволяли иметь соотношение основных фондов и трудовых ресурсов, занятых непосредственно в нефтедобыче и в обслуживании ее в пределах 1 : 2,3 — 1 : 2,5. Если же учесть допущенные просчеты в отраслевом и комплексном планировании капиталовложений, приведшие к потерям миллиардов кубометров попутного газа, недоиспользованию трудовых ресурсов средних и небольших городов, значительной задолженности по жилищному и культурно-бытовому строительству в нефтяных районах, то фактическое соотношение указанных величин могло бы быть не менее чем 1 : 4 — 1 : 5. Новые же районы начали свое развитие в условиях почти полного безлюдья и удаленности от обжитых мест, труднейшей транспортной и природно-климатической обстановки, и, естественно, при оптимальном комплексном планировании мы вправе ожидать здесь соотношения фондов основных и сопряженных производств в 2—3 раза большего, чем показано выше. Соответственно увеличивается потребность данных районов в капиталовложениях. Между тем формирование промышленного комплекса в нефтяных районах Тюменской области уже сейчас затруднено из-за недостатка ассигнований [1]. Нельзя допустить, чтобы в освоении огромных нефтяных богатств новых районов были допущены те же просчеты, внутриотраслевые и межотраслевые диспропорции, что и при эксплуатации месторождений Урало-Поволжья.

---

[1] Б. Щербина. Интенсивно осваивать новый район. «Правда» от 25 мая 1966 г.

ЛИТЕРАТУРА

Бедринцев К. Н. Методика исследования различных комплексных проблем. Изд. АН СССР, М., 1959.

Каплан Г. А. Вопросы размещения и кооперирования промышленности в районной планировке. В кн. «Проблемы советского градостроительства». М., Госстройиздат, 1961.

Листенгурт Ф. М. Промышленные комплексы и их роль в территориальной организации производства и расселении. Изв. АН СССР, серия геогр., № 1, 1963.

Мошкин А. М. Что такое территориально-производственный комплекс? Изв. АН СССР, серия геогр., № 4, 1962.

Никоноров С. П. Районообразующая роль нефтяной промышленности Татарии. В кн. «Проблемы размещения производительных сил Поволжья». Куйбышев, Кн. изд., 1965.

Омаровский А. Г. Специализация производства и размещение машиностроительной промышленности СССР. Машгиз, 1959.

Пробст А. Е. Размещение социалистической промышленности. М., Экономиздат, 1962.

Пробст А. Е. Территориально-производственные комплексы в СССР. Ж. «География в школе», № 6, 1965.

Помазанов С. И. О методике выделения промышленных узлов и схеме их производственной характеристики. Изв. АН СССР, серия геогр., № 3, 1962.

Саушкин Ю. Г., Шапошников А. С. Основные проблемы развития и размещения промышленности Средне-Волжского экономического района (Предварительные соображения в порядке постановки вопроса). В кн. «Экономическая география Поволжья». Изд. МГУ, 1964.

Шраг Н. И. К теории промышленных комплексов СССР. В кн. «Вопросы экономики промышленности и организации производства». Науч. записки Львовск. политехн. ин-та, вып. 81. Львов, 1962.

Яницкий Н. Ф. Комплексность в развитии экономического района социалистических стран. В кн. «Теоретические вопросы экономического районирования». М., изд. АН СССР, 1962.

ТРУДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА
(г. Казань)

№ 14 1966

М. Г. Дасаев

РЕЗЕРВЫ РОСТА ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ТРУДА В НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ УРАЛО-ПОВОЛЖЬЯ

Сентябрьский (1965 г.) Пленум ЦК КПСС принял важное постановление по улучшению управления промышленностью, совершенствованию планирования и усилению экономического стимулирования промышленного производства. Экономические мероприятия, разработанные Президиумом ЦК КПСС и принятые сентябрьским Пленумом ЦК КПСС, направлены на дальнейшее увеличение производительности общественного труда.

О том, насколько важна задача повышения производительности труда для создания материально-технической базы коммунизма, можно судить по тому, что в генеральной перспективе около 90% всего прироста промышленной продукции и национального дохода будут получены за счет роста производительности труда и только 10% за счет вовлечения новых рабочих.

Нефтедобывающая промышленность представляет собой топливную базу экономики страны, а также важнейший источник сырьевых ресурсов химической промышленности, о чем с особой силой было подчеркнуто в решениях XX и XXII съездов КПСС.

За последние 10 лет добыча нефти в СССР увеличилась почти в четыре раза, а добыча газа — в 14,5 раза.

Ежегодный прирост добычи нефти в целом по Союзу составляет 18—20 млн. *т*, в результате чего удельный вес нефти и газа в топливном балансе страны поднялся с 21,6% в 1954 г. до 51,5% в 1964 г.

Высокие темпы роста нефтедобычи органически связаны с повышением производительности труда в данной отрасли. Об этом свидетельствует тот факт, что за последние годы примерно 85% прироста добычи нефти достигается за счет увеличения производительности труда.

Такие высокие темпы развития нефтедобычи в стране стали возможны благодаря успешному освоению природных богатств Средне-Волжского экономического района, на долю которого приходится до 70% добываемой в стране нефти.

Производительность труда в нефтедобывающей промышленности СССР за 1959—1963 гг. возросла более чем на 50% при среднегодовом приросте 10—11%, в том числе в Татарии около 17%, Куйбышевской области — 9% и Башкирии — 6%.

Однако это не означает, что нефтедобывающая промышленность Средней Волги и Урала исчерпала свои возможности по улучшению технико-экономических показателей. Она располагает большими неиспользованными резервами.

Уровень производительности труда в нефтедобывающей промышленности зависит от большого количества различных факторов, которые находятся в тесной взаимозависимости и взаимообусловливают друг друга. Общество должно знать механизм действия каждого фактора и всех их вместе взятых с тем, чтобы лучше использовать для обеспечения более быстрых темпов роста производительности труда.

Нефтяная промышленность, являясь добывающей отраслью, где предмет труда (нефтяные залежи) представляет собой продукт природы, находится в тесной зависимости от естественно-природных условий. Природный фактор здесь оказывает значительное влияние на уровень и темпы роста производительности труда.

Применительно к нефтедобывающей промышленности факторами роста производительности труда являются:

рациональное использование природных ресурсов (промышленных запасов нефти и газа) и всемерный учет геолого-физических особенностей отдельных месторождений; широкое внедрение передовой технологии разработки и эксплуатации нефтяных месторождений; внедрение новой и новейшей техники добычи нефти, комплексная механизация, автоматизация и телемеханизация производственных процессов; рациональное использование основных фондов и повышение производственных мощностей предприятий; совершенствование организации производства, труда и управления предприятиями; повышение производственной квалификации и культурно-технического уровня кадров и широкое развитие трудовой активности и творческой инициативы работников предприятий.

Перечисленные факторы роста производительности труда в нефтедобывающей промышленности нами объединяются в следующие две группы:

а) природные и технологические факторы, влияющие на объем добычи нефти;

б) организационные факторы (улучшение организации производства и труда), оказывающие влияние на снижение численности промышленно-производственного персонала.

Основным фактором, определяющим высокие технико-экономические показатели добычи нефти в Татарии и других нефтяных районах Урало-Поволжья, является применение метода поддержания пластового давления, который обеспечивает большой процент фонтанной добычи, высокий и устойчивый дебит скважин. Фонтанная добыча в Татарской АССР составила в 1964 г. 85,1%, тогда как в соседней Куйбышевской области — 73,1% и в Башкирской АССР — 28,5%.

Добываемая в Татарии нефть самая дешевая в стране. Ее себестоимость (вместе с попутным газом) в 1964 г. была ниже в 1,6 раза чем в Башкирии и в 5,6 раза чем в Азербайджане. В нефтяной промышленности Татарии достигнута самая высокая производительность труда. В 1964 г. на каждого рабочего, занятого в этой отрасли, добыто около 10 тыс. *т* нефти. Это больше в три раза чем в целом по СССР, в 1,9 раза чем в Башкирии, почти в 10 раз чем в Азербайджане. Удельные капиталовложения на прирост тонны добычи нефти (с учетом затрат на геологоразведочные работы) здесь значительно ниже, чем в любом другом районе Советского Союза.

Решающее значение в достижении высоких технико-экономических показателей в Татарской АССР имеет прогрессивная технология, применяемая на крупнейшем в СССР Ромашкинском месторождении. В настоящее время на этом месторождении, являющемся основным эксплуатационным объектом, в разработке находится 14 площадей, на которых сосредоточено более 90% начальных геологических запасов нефти. Добыча с этого месторождения в 1964 г. составила 85,4% от общей добычи объединения «Татнефть».

В настоящее время подавляющее большинство новых месторождений Урало-Поволжья разрабатывается с применением закачки воды во внутреннюю часть нефтяных залежей.

Однако ни на одной из эксплуатационных площадей Ромашкинского месторождения еще не достигнута проектная добыча нефти. Эффективность применения методов заводнения и продуктивных пластов снижается ввиду неравномерности закачки воды как по периметру разрабатываемых площадей, так и по мощности продуктивного горизонта. Из-за отставания строительства объектов поддержания пластового давления особенно неудовлетворительно осуществляется процесс поддержания пластового давления на месторождениях «Елховнефть» и «Прикамнефть».

Наряду с отставанием объемов закачки воды нельзя считать удовлетворительной работу по раздельной закачке в пласты различных горизонтов. На отдельных площадях до 30—40% запасов не подвергается воздействию заводнения и не фонтанирует, несмотря на повышение давления на линии нагнетания.

Извлечение запасов осуществляется в настоящее время в основном из высокопродуктивных пластов, подверженных эффективному воздействию закачки воды.

Низкопродуктивные коллекторы, содержащие около 15% геологических запасов по горизонту $Д_1$, не охвачены влиянием закачки и практически не вырабатываются.

В результате отмечаются многочисленные случаи, когда скважина обводняется за счет одного из пластов, в то время как остальные остаются нефтеносными. По данным объединения «Татнефть» на 1. I 1965 г. опережающее обводнение средних и верхних пластов на Ромашкинском месторождении установлено по 235 скважинам.

В скважинах, в которых опережающее обводнение происходит по нижнему пласту, этот пласт изолируется установкой стакана, что дает возможность продолжать нормальную эксплуатацию верхних пластов. Методы же изоляции среднего или верхнего пластов отсутствуют, поэтому обводнение этих пластов создает предпосылки к значительным потерям нефти в нижележащих пластах.

В настоящее время из-за отсутствия методов регулирования заводнения и изоляции пластов по ряду площадей (Абдрахмановской, Миннибаевской, В. Сулеевской и др.) возникла необходимость резкого сокращения закачки в средние и верхние высокопроницаемые пласты и, следовательно, уменьшения добычи из наиболее продуктивных пластов.

Из-за отставания промыслового обустройства на месторождении также крайне медленно внедряются такие мероприятия, как очаговое и площадное заводнение, дополнительное разрезание и др., которые являются высокоэффективными средствами увеличения добычи и нефтеотдачи.

В связи с недостаточной мощностью обезвоживающих установок и отсутствием высокопроизводительных глубинных насосов с недостаточной интенсивностью разрабатываются водонефтяные пласты месторождения.

Условия разработки месторождений Татарии, и в первую очередь Ромашкинского, требуют тщательного контроля за процессом эксплуатации. Однако вопросы конструирования и серийного производства глубинной контрольной аппаратуры до сих пор не решены. В первую очередь должны быть разработаны методы и аппаратура для исследования отдельных пластов в механизированных скважинах, поинтервального определения места притока воды и определения пластов, обводнившихся пресной водой.

В разработке других месторождений Татарской АССР (кроме Бавлинского и Шугуровского) имеются такие же недостатки, что и в разработке Ромашкинского месторождения.

На Ново-Елховском месторождении, втором по размерам в Татарии, дефицит закачки воды к отбору составляет 3,5 млн. $м^3$, вследствие чего 49% фонда скважин переведено на механизированный способ эксплуатации, а остальная часть фонда работает на пределе фонтанирования.

Недостаточно высокая эффективность заводнения приводит к неоправданному увеличению объема капитальных затрат за счет расширения работ на новых площадях. А это, в свою очередь, ведет к отставанию строительных работ по обустройству новых объектов сбора и транспорта газа, деэмульсационных и комплексных установок и т. д.

Одним из прогрессивных методов интенсификации добычи нефти является гидравлический разрыв пласта. Данный метод способствует увеличению проницаемости горных пород и коэффициента нефтеотдачи, позволяет снизить издержки в добыче нефти и повысить производительность труда. Данные по внедрению этого метода добычи нефти свидетельствуют об его эффективности. Однако гидравлический разрыв пластов еще не получил должного промышленного применения.

Технический прогресс как основа повышения производительности труда в нефтедобывающей промышленности осуществляется также путем механизации, автоматизации и телемеханизации процессов нефтедобычи.

Предприятия добычи нефти и газа характеризуются разбросанностью взаимосвязанных технологических объектов на больших территориях. Поэтому одна из наиболее перспективных форм комплексной автоматизации этих предприятий состоит в централизации контроля и управления, организации связи между объектами через диспетчерский пункт при помощи специальных устройств контроля и управления.

За последние годы на нефтепромыслах страны испытано несколько десятков различных систем автоматики и телемеханики. К началу 1965 г. было телемеханизировано более 10 000 скважин с прискважинным оборудованием. Почти на всех котельных, кустовых насосных и крупных водозаборных станциях на большинстве объектов законтурного заводнения установлены средства автоматики и телемеханики.

В Татарской АССР на 1. I 1965 г. к системам телемеханики подключены 1183 скважины или 24% от эксплуатационного фонда. Объекты поддержания пластового давления автоматизированы и телемеханизированы на 65,8%. В НПУ «Лениногорскнефть» создается опытно-показательное полностью автоматизированное нефтедобывающее предприятие. Расчеты эффективности, проведенные конструкторскими и проектными организациями, свидетельствуют о том, что создание такого предприятия должно способствовать повышению производительности труда более чем в два раза.

Широкое развитие работ в области комплексной автоматизации и телемеханизации нефтепромыслов сдерживается отсутствием серийно-выпускаемых и надежно работающих средств автоматики и телемеханики. Доказательством этого является то, что более 30% диспетчеризованных скважин подключено к системам морально устаревшим, не отвечающим требованиям сегодняшнего дня и, по существу, неработоспособным.

Проводимые в Татарии внедрения различных систем автоматизации, телемеханизации процессов добычи нефти показали значительную экономическую эффективность, несмотря на наличие в этих системах ряда недостатков и отсутствие охвата комплекса скважин, промыслов и цехов. В Татарской АССР на 1. I 1965 г. в результате автоматизации

и телемеханизации нефтяных скважин высвобождено 355 операторов и получена экономия в сумме 383 тыс. руб. Экономия эксплуатационных расходов в расчете на год составила 251 тыс. руб.

Помимо экономии средств, автоматизация и телемеханизация производственных процессов способствуют улучшению обслуживания скважин, обусловливают изменение всей структуры обслуживания и управления, меняют характер труда работников. Как правило, там, где успешно идет внедрение средств автоматизации и телемеханизации, заметно возрастает производительность труда. Так, например, на нефтепромысле № 2 НПУ «Алькеевнефть», по данным его экономической лаборатории, до автоматизации и телемеханизации один оператор обслуживал 3—4 скважины, после автоматизации 9—10, а общая численность рабочих, обслуживающих скважины, уменьшилась более чем в два раза. Производительность труда рабочих, занятых непосредственно обслуживанием скважин, выросла на 96%.

Однако автоматизация не находит пока должного применения на вспомогательных процессах. Численность работников, занятых на этих производствах, составляет от 35 до 45% всего персонала. Автоматизация здесь может дать заметный эффект.

Переход от автоматизации отдельных производственных процессов к комплексной автоматизации всех основных и вспомогательных объектов идет чрезвычайно медленно. В нефтепромысловых управлениях вместе с объектами, оснащенными совершенными схемами автоматизации и телемеханизации, уживается множество мелких структурных подразделений: цехов, участков, бригад, коллективов, вспомогательных служб. Многочисленность применяемых систем телемеханики, ненадежность большинства схем затрудняют эксплуатацию средств автоматики и телемеханики, обеспечение нефтедобывающих предприятий запасными частями.

Унификация основных элементов и разработка систем автоматизации и телемеханизации для различных способов эксплуатации скважин — одна из первоочередных задач организации подготовки средств автоматизации.

Резервом увеличения добычи нефти и повышения производительности труда является более полное использование эксплуатационного фонда скважин.

В начале 1964 г. в нефтедобывающей промышленности страны простаивало 3,9 тыс. нефтяных скважин, что составляет 9% от всего эксплуатационного фонда. В результате этого недодано примерно 19 млн. *т* нефти.

В Средне-Волжском экономическом районе бездействуют 5,7% скважин. Около 50% из них находится в освоении.

Анализ бездействующих скважин показывает, что почти половина их простаивала из-за отставания промыслового строительства, в результате чего скважины долго находятся в освоении. Более 25% вышедших из строя скважин ожидают капитального и подземного ремонта и около 17% находятся в ожидании перевода на механизированную добычу.

Для уменьшения количества простаивающих скважин из-за отставания промыслового строительства передачу скважин промыслам от буровиков и строителей, как нам думается, следует осуществлять только тогда, когда они полностью подготовлены к эксплуатации.

Важнейшим направлением повышения производительности труда в нефтедобывающей промышленности является совершенствование организации производства и труда.

Основными направлениями совершенствования организации производства и труда на предприятии является полное и эффективное использование средств труда, улучшение расстановки рабочих с учето

их квалификации, четкая организация рабочего места и совершенствование приемов работы, полное и рациональное использование рабочего времени, совмещение профессий, улучшение нормирования и оплаты труда, укрепление трудовой дисциплины и всемерное развертывание социалистического соревнования.

Резервы дальнейшего совершенствования организации труда в добыче нефти далеко еще не исчерпаны. На промыслах велика численность обслуживающего персонала. Изучение структуры рабочего времени операторов и их помощников — этих основных работников промыслов свидетельствует о недостаточной их загрузке. Как правило, операторы с помощниками загружены основной работой в «Лениногорскнефти» только на 33—35, в «Альметьевнефти» — на 29—34, в «Азнакаевнефти» — на 37%. Анализ многочисленных фотографий рабочего времени, проведенных нормативно-исследовательскими станциями нефтяных объединений, показывает, что основным способом передвижения операторов остается пешеходный, он почти не сокращается и при автоматизации. Об этом свидетельствуют факты на большинстве нефтепромыслов «Лениногорскнефти» и «Алькеевнефти». Из-за отсутствия специальных передвижных установок операторами непроизводительно затрачивается более половины рабочего дня. Устранение этих непроизводительных затрат рабочего времени является назревшей необходимостью. Нефтепромыслы должны снабжаться всеми необходимыми видами транспорта. За счет только этого условия в нефтедобывающей промышленности Татарии может быть повышена производительность труда на 25—30%.

Фактором, сдерживающим рост производительности труда, является текучесть кадров на предприятиях. Анализ, произведенный по ряду нефтепромыслов, показывает, что ежегодно на предприятиях обновляется до 30% рабочих.

На основании вышеизложенного для дальнейшего повышения производительности труда в нефтедобывающей промышленности Урало-Поволжья с нашей точки зрения необходимо: совершенствование процессов заводнения с целью достижения еще большей эффективности и повышения нефтеотдачи пластов, широкое внедрение методов совместно-раздельной закачки воды в пласты с различной проницаемостью и раздельного отбора жидкости из пластов; осуществление очагового и площадного заводнения для увеличения добычи и отдачи нефти; повышение эффективности гидравлического разрыва пласта как метода интенсификации нефтедобычи.

Немаловажным условием повышения производительности труда является также осуществление работ по переходу от автоматизации отдельных производственных процессов к комплексной автоматизации и телемеханизации нефтедобывающих предприятий, включая в сферу последней весь комплекс не только основных, но и вспомогательных процессов и операций; унификация основных элементов и разработка новых надежных систем для различных способов эксплуатации скважин.

ТРУДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА
(г. Казань)

№ 14 1966

С. П. Никоноров, М. Г. Дасаев

НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ И РАЗВИТИЯ НЕФТЕДОБЫЧИ В СРЕДНЕМ ПОВОЛЖЬЕ В 1966—1970 гг. [1]

В Директивах XXIII съезда КПСС предлагается одновременно с дальнейшим расширением геологоразведочных работ на нефть и газ повысить их эффективность и снизить себестоимость.

Анализируя возможности Среднего Поволжья, нельзя не отметить, что эффективность геологоразведочных работ на нефть и газ в истекшем семилетии снизилась как по количественным, так и по качественным показателям. Количество подготовленных запасов промышленных ($A + B$) категорий, отнесенных на метр глубокого разведочного бурения, уменьшилось здесь за период с 1959 по 1965 г. на 40—45%, а воспроизводство запасов относительно текущей добычи снизилось в 2,5 раза. По Татарской АССР и Куйбышевской области за последние годы прирост промышленных запасов был меньше годовой добычи.

Затраты на подготовку тонны запасов категорий $A + B$ увеличились за тот же период в целом по Среднему Поволжью в 1,7 раза, в том числе: в Татарской, Башкирской АССР, Пермской и Оренбургской областях в 1,4—1,5 раза, а в Куйбышевской области в 3 раза.

Снижение эффективности геологоразведочных работ в некоторой степени связано с выходом разведки в новые слабо изученные районы с более глубоким залеганием продуктивных толщ. В результате этого средняя глубина разведочных скважин увеличилась на 22—25%, а стоимость метра проходки, за исключением Татарской АССР, повысилась во всех областях Среднего Поволжья и в том числе: в Куйбышевской области на 5—6%, Башкирской АССР на 10—13, Пермской и Оренбургской областях более чем на 20%. При этом выявилось, что с увеличением глубин происходит более интенсивное удорожание структурного бурения по сравнению с другими видами поисково-разведочных работ, включая геофизические. Поэтому в текущем пятилетии целесообразно сокращение общего объема структурного, и особенно глубокого структурного, бурения и вытеснение его геофизическими методами, в частности сейсморазведкой, более эффективной при возрастающих глубинах. Это особенно важно для тех районов, где глубокое структурное бурение имеет значительный удельный вес (например, в Башкирской АССР).

К недостаткам планирования разведочных работ следует отнести и то, что в ряде районов, особенно в Татарской АССР, плановые задания нацеливали геологоразведочные предприятия на преимущественную подготовку промышленных запасов категорий $A + B$, в результа-

[1] Здесь рассматривается нефтяная промышленность Татарской и Башкирской АССР, Куйбышевской, Пермской и Оренбургской областей, длительное время развивавшаяся в организационных рамках данного экономического района.

те чего допущено отставание с приростом запасов низших категорий (C_1 и C_2). Большая часть дорогостоящего метража глубокого разведочного бурения нерационально затрачивалась на оконтуривание как уже разрабатываемых, так и неразрабатываемых месторождений с целью получения прироста промышленных запасов и выполнения плана по проходке. Даже на мелких месторождениях с извлекаемыми запасами 3—8 млн. *т* пробуривалось по 10—20 и более скважин, каждая из которых обходилась в 100—150 тыс. рублей.

Между тем практика показала, что доразведка месторождений и перевод их резервных запасов (категории C_1 и C_2) в высшие категории обходятся в 3—4 раза дешевле, если она проводится попутно, в ходе промышленного разбуривания и за счет эксплуатационного метража. То же было подтверждено специальными исследованиями МИНХиГП. Кроме того, фактические данные свидетельствуют о том, что запасов категории C_1 разрабатываемых месторождений, которые могли бы быть переведенными в категории $A + B$, уже недостаточно для восполнения промышленных запасов относительно текущей добычи. Мелкие же неразрабатываемые месторождения в силу их небольших размеров не могли обеспечить большого прироста промышленных запасов со сколько-нибудь удовлетворительной экономической эффективностью. Детальная разведка многих мелких месторождений, ввод которых в разработку в ближайшее время не вызван необходимостью, являлась преждевременной, и здесь также можно было воздержаться от больших затрат на глубокое разведочное бурение.

Таким образом, в целом можно сказать, что общая направленность геологоразведочных работ в истекшем семилетии на изучение старых нефтяных территорий, где крупнейшие месторождения уже давно выявлены, не всегда была оправданной. Многие десятки открытых в эти годы месторождений характеризуются малыми линейными размерами и запасами, пониженной продуктивностью, а зачастую и худшим качеством нефти.

В текущем пятилетии следует осуществить более широкий выход разведки в новые районы, тем более, что даже Татарская АССР и Куйбышевская область, отличающиеся высокой степенью разведанности, изучены менее чем наполовину, а изученность Оренбургской и Пермской областей находится в начальной стадии.

При всем разнообразии геолого-экономических условий ведения разведочных работ на нефть в районах Среднего Поволжья здесь имеется ряд общих для всех них потенциальных возможностей, позволяющих ожидать новых значительных открытий.

К этим возможностям, кроме ресурсов малоисследованных территорий, относятся:

а) запасы погребенных структур, а также структурно-литологических и стратиграфических залежей. Решающая роль в выявлении и открытии этих залежей принадлежит сейсморазведке в комплексе с глубоким бурением;

б) запасы карбонатных коллекторов, составляющие по ориентировочным подсчетам исследовательских организаций до 40—50% всех запасов нефти. В настоящее время среди выявленных запасов к карбонатной толще приурочено лишь около 9%. Успех в деле выявления новых запасов в карбонатных породах будет зависеть от уровня промыслово-геофизических исследований и работ по опробованию разведочных скважин;

в) нефтяные ресурсы глубоких недр. Во многих местах рассматриваемого региона мощность толщи, перспективной в отношении нефтегазоносности, достигает 5—8 *км* и более, а разведкой освоена лишь верхняя ее часть до глубины 2,5 *км*, и лишь в Куйбышевской области значительная доля разведочных скважин бурится глубже 3000 *м*. По

мере переноса центра тяжести буровой разведки на более глубокие горизонты будет увеличиваться значение геофизических методов исследований.

Всемерное использование указанных возможностей для эффективного наращивания новых запасов и открытия месторождений высококачественной нефти является важным звеном в цепи тех больших задач, которые стоят перед нефтяной промышленностью Среднего Поволжья в начавшемся пятилетии.

В 1966—1970 гг. Среднее Поволжье сохранит свою ведущую роль в нефтедобыче страны, однако снижение его удельного веса в общей добыче и приросте добычи, наметившееся в конце истекшей семилетки, будет продолжаться и в дальнейшем. Если в 1950—1963 гг. доля Среднего Поволжья в приросте добычи составляла около 80%, то в последние 2 года семилетки составила лишь 59%, а в 1966—1970 гг. снизится до 40—45%.

Удельный вес этого района в нефтедобыче страны, достигнув своего максимального значения (около 70%) в 1961—1963 гг., несколько снизился в 1965 г. (до 68,3%) и составит в 1970 г. около 60% (табл. 1).

Таблица 1

Изменение удельного веса районов Среднего Поволжья в нефтедобыче страны в период 1965—1970 гг.

Районы	1965 г.		1970 г.	
	уд. вес в % к добыче по СССР	уд. вес в % к добыче Ср. Поволжья	уд. вес в % к добыче по СССР	уд. вес в % к добыче Ср. Поволжья
Татарская АССР	31,4	46,0	27,6	46,3
Башкирская АССР	18,1	26,5	15,8	26,7
Куйбышевская обл.	13,7	20,0	9,3	15,6
Пермская обл.	4,0	5,9	5,1	8,5
Оренбургская обл.	1,1	1,6	1,7	2,9
Итого Среднее Поволжье	68,3	100,0	59,5	100,0

Но и намечаемые за пятилетие размеры приростов, даже при снижении их удельного значения в общесоюзном итоге, выражаются огромной цифрой в десятки миллионов тонн и требуют максимального напряжения всех сил и средств для достижения заданных рубежей.

Каждый из пяти рассматриваемых районов играет неодинаковую роль в текущей и перспективной добыче (табл. 1), имеет свои особенности развития комплекса геологоразведочных, буровых и нефтедобычных работ и отличается своеобразием вытекающих отсюда задач, учет которых необходим при корректировке планов этой отрасли.

Прежде всего следует отметить, что общая обстановка развития нефтедобывающей промышленности в Среднем Поволжье в начавшемся пятилетии характеризуется тем, что крупнейшие месторождения высококачественной нефти — Туймазинское, Шкаповское, Мухановское, Дмитриевское и центральные площади Ромашкинского — уже достигли максимальных проектных уровней годовой добычи и на некоторых из них началось или начинается снижение этого уровня. В целом за пятилетие за счет «старения» некоторых месторождений и площадей добыча нефти по сравнению с достигнутой в 1965 г. уменьшится: в Татарской АССР на 4,7%, Башкирской на 15,5, Оренбургской области на 23, Куйбышевской на 40%, а суммарно по пяти областям на 24 млн. *т* или на 14,5% (табл. 2).

Поэтому при планируемом в Среднем Поволжье росте нефтедобычи в 1,3 раза фактический ее прирост с учетом компенсации падения

добычи на старых площадях должен составить в 1970 г. около 42% к уровню 1965 г., что почти равно годовой добыче по Татарской АССР. Все это еще раз свидетельствует о серьезности задач, которые предстоит здесь выполнить.

Как показывают данные табл. 2, более чем две трети указанного прироста нефтедобычи намечается получить за счет достижения проектных уровней на тех месторождениях и площадях, где он еще не достигнут, а также увеличением добычи на сравнительно недавно введенных в эксплуатацию залежах. Остальная часть прироста планируется за счет ввода в разработку новых месторождений.

Таблица 2

Изменения в добыче нефти по районам Среднего Поволжья в 1966 — 1970 гг. по источникам роста (+ увеличение, — уменьшение)

Районы	Добыча в 1965 г. %	Изменения в 1966—1970 гг. в % к 1965 г. за счет			Добыча в 1970 г. в % к 1965 г.
		снижения дебитн. на стар. площад.	доведения до проектн. уровней или увелич. добычи на ранее введенных площадях и месторожд.	введения в в разраб. новых месторождений	
Татарская АССР	100,0	— 4,7	+31,4	+ 1,5	128,2
Башкирская АССР . . .	100,0	—15,5	+37,7	+ 6,3	128,5
Куйбышевск. обл. . . .	100,0	—40,0	+10,0	+28,8	98,8
Пермская обл.	100,0	—0,0	+35,0	+49,7	184,7
Оренбургская обл. . . .	100,0	—23,0	+70,0	+81,7	228,7
Все Среднее Поволжье	100,0	—14,5	+29,5	+12,3	127,3

Из тех же данных видно, что темпы роста нефтедобычи по отдельным районам Среднего Поволжья сильно отличаются, как и их источники. Если в Татарской и Башкирской АССР нефтедобыча возрастет в 1970 г. на 28%, а в Куйбышевской области останется на прежнем уровне и даже несколько уменьшится по сравнению с 1965 г., то в Пермской и Оренбургской областях она увеличивается соответственно в 1,85 и 2,3 раза. Такое распределение перспективных объемов добычи по пяти районам Среднего Поволжья отражает сложившиеся на сегодняшний день соотношения между их разведанными ресурсами. Ускоренное развитие нефтяной промышленности Пермской и Оренбургской областей подкрепляется как огромными общегеологическими запасами их недр, вполне сопоставимыми, между прочим, с аналогичными запасами Татарской АССР, так и повышенной по сравнению с другими тремя районами обеспеченностью текущей добычи промышленно-разведанными запасами.

Обращает на себя внимание и то, что в Пермской и Оренбургской областях подавляющая часть прироста добычи нефти возложена на вновь открытые месторождения, которые к тому же необходимо в кратчайшие сроки доразведать, а в Татарской и Башкирской республиках — на недавно введенные в эксплуатацию месторождения и площади. Такие крупнейшие месторождения, как Ромашкинское (краевые площади) и Ново-Елховское в Татарской АССР, Арланское и Манчаровское в Башкирии, дадут в 1970 г. две трети всего прироста, приходящегося на долю разрабатываемых нефтяных месторождений Среднего Поволжья.

Намного сложнее условия развития нефтедобычи в Куйбышевской области. В силу повышенных темпов отбора нефти на большинстве разрабатываемых здесь месторождений достигнут максимальный уровень добычи и наблюдается прогрессирующее его снижение. В то же время в числе неразрабатываемых месторождений нет достаточно крупных, способных возместить падение добычи на старых месторождениях и обеспечить дальнейший ее рост. Поэтому, несмотря на намечаемое введение в разработку большого количества новых месторождений, обеспеченность области нефтяными запасами промышленных категорий остается самой низкой в Среднем Поволжье, а добыча к 1970 г. несколько снизится.

Все вышесказанное обусловливает своеобразие задач, стоящих перед геологоразведочными и буровыми предприятиями всего Среднего Поволжья и каждого из нефтяных районов в отдельности, что видно из следующего: за пятилетие в Среднем Поволжье предполагается пробурить 17,6 млн. *м* эксплуатационных и 7,4 млн. *м* разведочных скважин. То есть соотношение между объемами эксплуатационного и разведочного метража здесь равно 2,4 : 1, тогда как в среднем по Союзу оно равно 1 : 1. Однако указанное соотношение достигнет в Татарской АССР значения 5 : 1, в Башкирской АССР 3 : 1, в Куйбышевской, Пермской и Оренбургской областях соответственно 0,8 : 1; 1,3 : 1; 1,4 : 1.

Резкий перевес эксплуатационного бурения над разведочным в Татарской и Башкирской АССР вполне понятен, так как на эти два района приходится наибольшая часть абсолютного прироста нефтедобычи.

В Татарской АССР главным условием выполнения намечаемых планов является поддержание на более или менее высоком уровне добычи на старых площадях разрабатываемых месторождений и форсированное увеличение нефтедобычи на новых площадях тех же месторождений. Проблема подготовки новых запасов важна, но играет подчиненную роль. Объем разведочного бурения по сравнению с достигнутым в 1965 г. уровнем (305 тыс. *м*) немного уменьшится и будет в основном стабильным до 1970 г. Будет осуществлен более широкий выход поисково-разведочных работ в район северной вершины Татарского свода и продолжатся поиски нефти на северной и северо-восточной окраине южной вершины (Мензелино-Актанышский разведочный район). Особый интерес здесь представляют залежи, приуроченные к турнейским и верхнедевонским рифам, а также к песчаникам нижнего карбона. Большое практическое значение имеет изучение продуктивности карбонатной части геологического разреза.

В Башкирской АССР рост нефтедобычи, как и в Татарской АССР, будет происходить на недавно введенных в разработку площадях и месторождениях, в основном Арланской и Чекмагушской группы, с дополнительным подключением некоторых новых месторождений, открытых в последнее время в этом и центральном (Уфимском) районах. Объем разведочного бурения планируется в размерах 400 тыс. *м*, что несколько меньше достигнутых в 1965 г. мощностей, но значительно больше метража Татарской АССР. При увеличивающейся глубине бурения (до 2200—2300 *м*) общее количество разведочных скважин будет меньшим, чем в предыдущие годы. Часть высвобождаемых мощностей (до 20%) геологоразведочных предприятий Башкирии и Татарской АССР будет использована для ведения поисково-разведочных работ в соседних областях. Главным направлением ведения поисков и разведки является выявление месторождений малосернистой нефти. С этой целью будут продолжены и усилены работы по исследованию осадочных толщ, до терригенного девона включительно, в юго-западном районе республики, примыкающем к Шкаповскому месторождению. Увеличится объем разведочного бурения в Предуральской депрессии и в пределах складчатого Урала.

Дальнейшее развитие нефтяной промышленности Куйбышевской области связано исключительно с вводом в эксплуатацию многих, преимущественно мелких, ранее выявленных месторождений и открытием новых. Последняя задача ставит перед геологоразведочными предприятиями области большие трудности. Сложность геологических условий, большие (до 5 *км*) глубины, до которых будут вестись поиски, необустроенность новых разведочных районов коммуникациями могут отрицательно сказаться на экономической эффективности геологоразведочных работ. За пятилетие намечается некоторое увеличение метража разведочного бурения с доведением его объемов к 1970 г. до 360 тыс. *м*. Третья часть разведочного метража будет затрачена на разведку Южно-Куйбышевского района и особенно территории, прилегающей к Кулешевскому месторождению. Высокая оценка перспектив нефтеносности этой части области подтверждена бурением и сейсморазведкой, проведенными в последние годы. Перспективной по-прежнему является район Мухановского месторождения.

Следует учесть, что для Куйбышевской области положительным моментом является нахождение даже сравнительно небольших месторождений. Высокое качество нефтей этих месторождений, характерное для области в целом, благоприятные пластовые условия, способствующие интенсивному отбору нефти из эксплуатируемых месторождений, делают их разработку рентабельной.

Крутой подъем нефтедобычи в Пермской области обосновывается выявлением значительного числа новых месторождений, крупнейшие из которых только что введены или подготовлены к разработке. Это обстоятельство, а также реальные перспективы обнаружения нефтяных и газовых месторождений в ряде новых районов области предопределяют необходимость опережающего роста объемов геологоразведочных работ. Поэтому к 1970 г. намечается крупное увеличение мощностей разведочного бурения и доведения годовой проходки до 400 тыс. *м*. Большое внимание в текущем пятилетии будет уделено перспективным на нефть районам восточной окраины Пермской области и на газ — району севернее г. Кунгура. Для выяснения геологического строения ряда мало изученных участков и повышения эффективности последующих детальных геологопоисковых работ Пермская область нуждается еще в производстве региональных исследований.

Коренной переоценке подверглись представления о нефтеносности Оренбургской области, что позволило наметить здесь более чем двукратное увеличение нефтедобычи. Наибольшими возможностями для прироста промышленных запасов обладают районы гг. Бузулука и Абдулино. По имеющимся данным можно ожидать расширение выявленной нефтеносной зоны в сторону Башкирской АССР. Повышенные объемы планируемого здесь разведочного бурения, которые к 1970 г. превзойдут достигнутый в 1965 г. уровень почти в 10 раз (с 25 до 240 тыс. *м*), настоятельно требуют увеличения существующих мощностей буровых предприятий.

Концентрация поисково-разведочных работ в наиболее перспективных на нефть районах позволит выполнить намечаемые задачи по приросту запасов с меньшими капитальными затратами. Однако, говоря о капиталовложениях, требующихся на дальнейшее развитие геологоразведочных работ и нефтяной промышленности Среднего Поволжья в целом, и признавая широкие возможности экономии денежных средств за счет оптимального планирования и использования внутрипроизводственных резервов, нельзя в то же время питать иллюзии относительно дальнейшего повышения эффективности капиталовложений в этом районе. Наоборот, при несколько уменьшающихся темпах роста нефтедобычи в пятилетии значительно возрастает потребность в общих и дополнительных капитальных затратах, увеличиваются удельные капиталовложения на тонну годового прироста нефтедобычи, то есть снижается их эффективность. Согласно плановым наметкам, удельные капиталовложения на тонну прироста добычи за пятилетие возрастут примерно в 2—2,5 раза, однако все равно они будут намного ниже соответствующих показателей Азербайджанской, Украинской, Туркменской ССР и других нефтяных районов.

Объективными причинами, ведущими к снижению эффективности капитальных вложений в Среднем Поволжье, являются следующие:

1. Освоение в текущем пятилетии нескольких десятков небольших и средних нефтяных месторождений, требующих повышенных капитальных затрат не только в их поиски и разведку, но и в разработку.

2. «Старение» многих разрабатываемых месторождений и площадей, для поддержания добычи на которых требуется: а) «сгущение» сети эксплуатационных скважин (до рациональных пределов) и, следовательно, дополнительные затраты по разбуриванию; б) увеличение с целью поддержания пластового давления объемов закачиваемой в пласт воды относительно добытой нефти. Достигнутое в 1965 г. соотношение между закачкой воды и добычей нефти, составляющее в среднем 1,6—1,7 : 1, намечается довести в 1970 г. до 2 : 1, а по отдельным месторождениям до еще большей величины. Соответственно возрастают и капиталовложения в строительство водохозяйственных объектов и в том числе в сооружение нагнетательных скважин, удельный вес которых в общем фонде скважин составляет 20%.

3. Увеличение насосной добычи, как результат того же «старения» разрабатываемых месторождений. В 1970 г. в фонде эксплуатационных скважин насосных будет не менее 60%, что приведет к новым затратам на скважинное оборудование и более частые, чем при фонтанной добыче (в 2—2,5 раза), капитальные и подземные ремонты.

4. Прогрессирующая обводненность действующих скважин. По расчетам специалистов средний показатель обводненности добытой нефти увеличится с 23—25% в 1965 г. до 41% в 1970 г. В том же году в Татарской АССР он составит 26%, Оренбургской области 20—23, Пермской 32, Башкирской АССР 49 и Куйбышевской области 60%.

Указанное обстоятельство, а также высокие требования к кондиции нефти, отправляемой нефтеперерабатывающим заводам и на экспорт, повысят долю капитальных вложений, затрачиваемых на строительство установок комплексной подготовки нефти, в расширение емкостей для отстоя и хранения, в сооружения по перекачке нефти, канализации и очистке «бросовых» вод.

5. Имеющееся затяжное отставание с комплексным обустройством разрабатываемых месторождений и площадей всеми видами промысловых сооружений и, в первую очередь, объектами подготовки и стабилизации нефти и утилизации попутного газа, в результате чего на промыслах района его ежегодно теряется по 3,5—4 млрд. $м^3$. Это отставание намечено сократить увеличением капиталовложений в газовое хозяйство. Утилизация попутного газа в 1970 г. предусматривается в размерах 92—93% от его ресурсов. Однако намечаемое центральными планирующими органами увеличение капиталовложений в нефтяную промышленность Среднего Поволжья (на 16,5% к плановому или на 42% к фактическому уровню 1965 г.) все-таки является недостаточным, учитывая, что прирост добычи нефти за пятилетие составит более 27%, а обустроенность промыслов объектами сбора, транспорта и переработки попутного газа не превышает 60%. Кроме того, требуется значительное расширение производственных, ремонтных и особенно строительных баз для своевременного освоения выделяемых капиталовложений.

Следует оговориться, что сами по себе капиталовложения в утилизацию и переработку попутного нефтяного газа не менее, а в ряде

случаев более эффективны по сравнению с капиталовложениями в нефтедобычу. В этом смысле увеличение процента утилизированного газа является средством общего повышения эффективности капитальных затрат в нефтегазовую промышленность района. Эта эффективность окажется еще выше, если учесть особую ценность попутного газа как химического сырья.

Одна из важнейших экономических задач дальнейшего развития нефтегазодобывающей промышленности в Среднем Поволжье состоит в выявлении и всемерном использовании внутренних резервов увеличения добычи нефти и газа и снижении их себестоимости, что позволит достичь значительной экономии капитальных вложений. Особенно значительные внутренние резервы имеются в бурении. Снижение стоимости строительства скважин только на 1% выразится за пятилетие экономией капитальных вложений на 14—15 млн. рублей. Неменьшие возможности экономии заложены во всех процессах и этапах нефтедобычи и особенно в таких капиталоемких как поддержание пластового давления и комплексная подготовка нефти. Наконец, значительные резервы имеются и в самой организации нефтепромыслового строительства. Повышение степени его индустриализации устранит имеющуюся между районами разницу в фактической стоимости одних и тех же объектов нефтепромыслового хозяйства.

Применение новейших достижений в технике строительства, внедрение комплексной автоматизации и диспетчеризации в управление нефтепромысловыми процессами создают возможность в ближайшее время разрабатывать нефтяные месторождения с меньшими затратами, высоким уровнем производительности труда и большей эффективностью.

ТРУДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА
(г. Казань)

№ 14 1966

В. Т. Ольшевская

СОСТОЯНИЕ ЭНЕРГЕТИКИ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ТАТАРИИ И ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЕЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Электрификация страны — основа экономики коммунистического общества, обеспечивающая технический прогресс и повышение производительности труда во всех отраслях народного хозяйства.

Нефтяная промышленность Татарии является основным потребителем электроэнергии в республике, расходующим до 65% промышленного электропотребления, на которое приходится 80% всего электропотребления республики. Она имеет самую высокую электровооруженность труда — в 13 раз выше, чем строительная, в 14,7 раза выше, чем химическая, и в 42,3 раза выше, чем машиностроительная и металлообрабатывающая отрасли промышленности. Темпы роста электровооруженности нефтяной промышленности Татарии почти в 2 раза выше темпов роста электровооруженности труда в промышленности в среднем по СССР — за 6 лет она выросла в 2,2 раза (в среднем по СССР в 1,5 раза за 7 лет).

Роль электроэнергетики в экономике нефтяной промышленности Татарии определяется значительными энергетическими затратами (9—11%) в общих затратах на производство нефти, существенной долей амортизационных отчислений от энергоустановок (до 6% от всех амортизационных отчислений) и безусловной необходимостью ее для повышения производительности труда.

Существующие темпы роста электропотребления (в среднем 20% в год) и намечаемое расширение нефтедобычи и нефтепереработки обусловят значительное увеличение потребности в электроэнергии в ближайшие годы, в связи с чем потребуется повышение эффективности работы действующих электростанций и ввод новых мощностей в пределах республики.

Важность повышения эффективности использования электроэнергии и совершенствования электроэнергетического хозяйства нефтяной промышленности республики уже в настоящее время определяется экономией сотен тысяч рублей при удешевлении строительства энергоустановок на 1% и ежегодной экономией десятков тысяч рублей при снижении на 1% расходов электроэнергии. Внедрение прогрессивных способов применения энергии повысит производительность труда и снизит затраты на производство нефти.

Современное состояние энергетики нефтяной промышленности Татарии характеризуется высокими темпами роста электропотребления, которое за 6 лет (с 1958 г. по 1964 г.) выросло в 2,76 раза. Однако производительность труда в нефтяной промышленности за эти же годы увеличилась лишь в 1,93 раза. Особенности потребителей и климатических условий республики (разбросанность потребителей, их подвижность и большая потребность в теплоэнергии) обусловили довольно

низкий коэффициент централизации энергоснабжения (около 0,4). Сопоставление затрат топлива и электроэнергии (в *мгкал*) показало, что основная доля потребности нефтяной промышленности в энергии (60—70%) покрывается за счет топлива. Из анализа структуры затрат топлива следует, что наибольшая часть приходится на выработку теплоэнергии (пар, вода) для технологических целей (табл. 1).

Таблица 1

Структура топливных затрат (т. у. т.) **по процессам нефтяной промышленности (в %)**

	1961 г.	1962 г.	1963 г.
Выработка теплоэнергии (пар, вода) . . .	49,21	61,4	54,8
Выработка электроэнергии индивидуальными электростанциями	6,0	5,8	—
Бурение эксплуатационное на ДВС . . .	0,08	0,04	—
Бурение разведочное на ДВС	5,15	6,5	7,3
Перекачка газа	36,4	23,56	23,6
Нефтебитумный сплав и сплав БН-4 . . .	3,27	2,7	14,3
Всего	100	100	100

Коэффициент централизации электроснабжения значительно выше — 0,99—0,995 (1962—1964 гг.), поскольку снабжение электроэнергией нефтяной промышленности осуществляется от крупных электростанций и подстанций единой энергосистемы Европейской части СССР (Уруссинской и Заинской ГРЭС, Уфимского энергоузла, Бугульминской подстанции).

Комплекс электроустановок по передаче, распределению и применению электроэнергии в нефтяной промышленности весьма сложен в связи с отмеченными выше особенностями потребителей, разнообразием производственных процессов и видов применения энергии. В промышленно-производственных фондах энергохозяйства преобладающую часть (87%) занимают передаточные устройства — электрические линии напряжением 110, 6 и 0,38 *кв;* вместе с силовыми машинами и оборудованием (генераторы, трансформаторы и электродвигатели) они составляют 95% основных фондов энергоустановок. Поэтому очевидно, что рационализация электроэнергетики должна быть направлена главным образом на совершенствование системы электроснабжения и улучшение использования электрооборудования.

В денежных затратах на топливо и электроэнергию около 90% затрат приходится на электроэнергию (за счет относительно высокой стоимости электроэнергии в сравнении с другими видами энергии). Поэтому в энергетических затратах для производства 1 *т* нефти наибольший интерес представляют затраты также на электроэнергию.

Анализ состояния энергетики нефтяной промышленности показывает, что электроэнергия и электрооборудование в ней используются недостаточно эффективно.

Степень использования энергетического оборудования, определяемая его загрузкой по мощности и по времени, невысока. Средний коэффициент интенсивной загрузки ($К_{заг}$) трансформаторов по Объединению «Татнефть» составляет 0,75, по некоторым производственным процессам он значительно ниже: в поддержании пластового давления $К_{заг}$ двигателей с учетом резервной мощности — 0,5, в механизированной добыче коэффициент загрузки трансформаторов $К_{заг}$ =0,33 (Ватутин, 1962). Экстенсивная загрузка также невысока, что, наряду с технологическими режимами и организационными недостатками, вызвано простоями в связи с перерывами в электроснабжении, причем 60% всех отключений (по количеству их) связано с аварийным состоянием сетей

и недостатками энергохозяйства (некачественный монтаж и эксплуатация).

Низкие коэффициенты загрузки оборудования, как известно, ведут к недоиспользованию основных фондов, повышенным потерям энергии и высокой стоимости единицы энергии у потребителя (за счет оплаты установленных мощностей). Значение мероприятий по улучшению использования оборудования (снятие завышенных мощностей трансформаторов и электродвигателей, сокращение резервных мощностей до минимально необходимых, сокращение холостой работы электрооборудования путем автоматического отключения, внедрение синхронных двигателей на насосных станциях и в бурении и другие) сильно возрастает с введением оплаты предприятием основных фондов.

Эффективность использования передаточных устройств (электрических линий и подстанций) характеризуется коэффициентом полезного действия, который для сетей нефтяной промышленности Татарии составляет 0,95. Потери энергии, обусловливающие к. п. д. сетей и выражающиеся миллионами киловатт-часов, вызваны не везде еще удовлетворительными технико-экономическими показателями существующих сетей (протяженные линии 6 и 0,38 *кв*), а также недостаточной загрузкой оборудования и низкими величинами коэффицента мощности ($\cos\varphi$). В результате низкого $\cos\varphi$, плановая норма которого ежегодно не выполняется, только за 1965 г. перерасход средств составил примерно 400 тыс. рублей. Поскольку величина $\cos\varphi$ влияет также на эффективность работы электростанций (загрузку первичных двигателей и величину активной мощности генераторов), необходимость безотлагательного повышения $\cos\varphi$ путем улучшения загрузки электрооборудования, применения синхронных двигателей и компенсирующих устройств очевидна.

Из структуры годового электропотребления следует, что подавляющая часть электроэнергии в нефтяной промышленности (90—95%) затрачивается на силовые процессы и весьма незначительная (0,2—0,5%) — на прочие виды применения энергии в технологических процессах. Поэтому повышение эффективности использования электроэнергии должно осуществляться прежде всего на силовых процессах, а дальнейшее внедрение электроэнергии — в направлении более широкого применения различных ее видов в технологических процессах.

Доля расходов на электроэнергию в общих затратах на производство 1 *т* нефти за пять лет (с 1958 по 1964 гг.) выросла на 34%. При этом укрупненный удельный расход электроэнергии за эти же годы сначала снижался (до 1962 г.), затем увеличивался и в 1964 г. вырос по сравнению с 1958 г. лишь на 11%.

Для выяснения путей снижения энергетических затрат целесообразно рассмотрение их по отдельным процессам производства. Данные показывают, что удельные расходы электроэнергии также сначала снижались по всем основным видам работ, затем увеличивались (табл. 2).

Таблица 2

Изменение удельных расходов электроэнергии по видам работ

Виды работ	План и выполн.	1958 г.	1959 г.	1960 г.	1961 г.	1962 г.	1963 г.	1964 г.
Закачка и перекачка воды, *квт-ч/м*³	норма	8,7	8,25	8,5	8,5	8,5	8,6	9,2
	факт.	8,5	8,3	8,3	7,76	7,75	8,2	8,9
Механизированная добыча, *квт-ч/т*	норма	13,5	11,0	9,75	9,0	9,0	11	9,4
	факт.	10,6	8,6	8,6	8,45	8,35	10,4	8,8
Эксплуатационное бурение, *квт-ч/м*	норма	200	153	138	150	150	146	140
	факт.	160	158	135	136	147	124	129

Наиболее энергоемким из основных процессов производства является процесс поддержания пластового давления — на закачку и перекачку воды тратится 60—70% всей электроэнергии. Значительный расход электроэнергии приходится также на эксплуатационное бурение (14—24%) и на подготовку нефти.

Расходы по увеличению отдачи пластов являются также одним из основных факторов, влияющих на формирование себестоимости добычи 1 *т* нефти. Затраты на закачку и перекачку воды в расходах по увеличению отдачи пластов составляют 87—95%. Удельные денежные затраты на закачку 1 $м^3$ воды за семь лет (с 1958 по 1964 г.) увеличились почти в 3 раза. Такое увеличение при незначительном росте удельного расхода электроэнергии (лишь на 5%) может происходить за счет повышения стоимости как материалов (воды), так и электроэнергии, составляющей 33—38% в затратах на закачку воды. Действительно стоимость 1 *квт-ч* в расходах по увеличению отдачи пластов повысилась за эти годы на 34%. Основная доля энергетических затрат (40—70% по отдельным НПУ) связана с оплатой установленных мощностей. Расходы по обслуживанию сетей, принимаемые пропорционально установленной мощности, составляют 10—40%, а стоимость израсходованной электроэнергии — лишь менее половины всех энергетических расходов. За последние годы отмечается рост доли оплаты за установленную мощность и снижение доли оплаты за израсходованную электроэнергию. Повышение стоимости 1 *квт-ч* в расходах по увеличению отдачи пластов в результате роста доли оплаты за установленную мощность свидетельствует о слабом освоении новых мощностей. Сокращение энергетических затрат в расходах по увеличению отдачи пластов может быть осуществлено путем увеличения загрузки оборудования (трансформаторов, электродвигателей, насосов) и снижения завышенных установленных мощностей.

Особенно перспективным для снижения потребных мощностей (на 15—20%), повышения загрузки насосов и уменьшения потерь энергии представляется применение предложенной в Объединении «Татнефть» схемы раздельной закачки воды в связи с различной приемистостью скважин и значительными потерями давления при групповой закачке (Ватутин, 1964). С введением оплаты за нагрузочную мощность (а не за установленную) доля оплаты за мощность в энергетических расходах значительно снизится. Однако она все еще будет составлять около половины всех энергетических расходов, поэтому выбор рациональной схемы закачки воды остается актуальным.

Насосная добыча нефти занимает небольшое место в общем расходе электроэнергии в нефтедобыче (~3%), поскольку в Татарии, в отличие от других районов страны, механизированным способом добывается лишь 7—8% всей нефти. Однако в связи с падением пластового давления и ростом скважин, фонтанирующих периодически или прекративших фонтанирование, ожидается рост процента насосной добычи. С 1959 по 1962 г. доля добычи электропогружными насосами выросла с 79 до 86%, а ежегодный прирост добычи нефти с помощью ЭПН составляет в среднем 20%.

В научно-технической литературе отсутствует единое мнение об эффективных способах эксплуатации скважин (ЭПН и СКН) в зависимости от степени разработки месторождения (Байрак, 1957, Инжеватов, 1962, Лосев, Рыженков, 1963, Рубачев, Фаткуллин, 1956, Салимжанов, Гомбинер, 1956). Рядом авторов целесообразность применения электропогружных насосов признается лишь при дебите скважин, превышающем 20 *т/сут* (Байрак, 1957, Инжеватов, 1962, Рубачев, Фаткуллин, 1956). Другие считают необходимым внедрение ЭПН также при дебите, меньшем 20 *т/сут* (Лосев, Рыженков, 1963, Салимжанов, Гомбинер, 1956). Данные о механизированной добыче в нефтепромысловых

управлениях Татарии показывают, что замена штанговых насосов на ЭПН целесообразна при дебите скважин 20—40 *т/сут*, что дает экономию энергетических затрат в 5—7 раз. Удельный расход электроэнергии при насосной добыче нефти зависит от доли добычи электропогружными насосами и в еще большей степени — от дебита скважин с ЭПН (рис. 1 и 2). По отдельным НПУ удельные расходы электроэнергии на

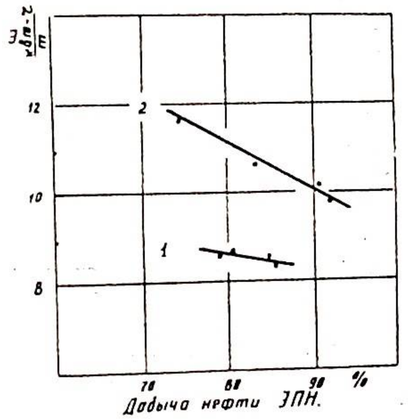


Рис. 1. Зависимость удельного расхода электроэнергии в механизированной добыче от процента добычи электропогружными насосами (1959—1962 гг).
1 — объединение „Татнефть",
2 — НПУ „Альметьевнефть".

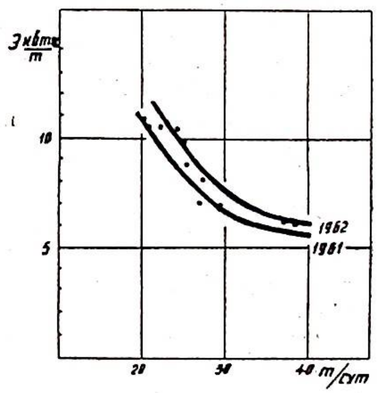


Рис. 2. Зависимость удельного расхода электроэнергии на ЭПН от среднесуточного дебита скважин.

механизированной добыче отличаются в 2 раза. Стоимость единицы электроэнергии, как и удельный расход электроэнергии, определяется процентом добычи на ЭПН и СКН и по отдельным НПУ отличается в 1,5 раза. Энергетические затраты на 1 *т* нефти, в связи с различным удельным расходом электроэнергии и различной стоимостью единицы электроэнергии, по отдельным НПУ отличаются в 3 раза. При этом стоимость 1 *квт-ч* при добыче нефти станками-качалками в 6—9 раз выше, чем при добыче на ЭПН, а затраты на энергию с учетом разницы в удельных расходах электроэнергии соответственно в 4,7 и в 7,5 раз выше (1961—1963 гг., НПУ «Альметьевнефть», дебит скважин 22—25 *т/сут*). Высокая стоимость электроэнергии при добыче на СКН объясняется низким коэффициентом экстенсивной загрузки электрооборудования (слабым использованием установленной мощности во времени). Между тем при сравнительно небольшой доле добычи нефти на СКН в общей насосной добыче (14% в 1962 г.), установленная мощность для СКН от общей мощности в насосной добыче по отдельным НПУ составляет от 30 до 50%. Поэтому очевидна целесообразность перевода со штанговых насосов на ЭПН скважин с рассмотренным дебитом 20—40 *т/сут*.

В республике имеется большое количество скважин, прекративших фонтанирование, пульсирующих и обводненных, на которых в первую очередь целесообразно применение электропогружных насосов.

Кроме того, в связи с отсутствием единого мнения об эффективных способах эксплуатации скважин при различных параметрах работы (дебит, коэффицент продуктивности), целесообразно выяснить возможность перевода некоторых фонтанных скважин Татарии, обладающей благоприятными геологическими условиями для внедрения электропогружных насосов (невысокое содержание механических примесей, глубина разгазирования нефти 800—900 *м* от устья скважины), на насосную добычу и уточнить области рационального применения различных спо-

собов эксплуатации скважин в зависимости от стадии разработки месторождений.

В калькуляции себестоимости добычи 1 *т* нефти ежегодно увеличиваются расходы на деэмульсацию (с 1957 по 1962 г.— в 2,73 раза), что вызвано ростом доли очищаемой жидкости от общего объема добычи. Энергетические затраты (на пар, воду и электроэнергию) составляют 30—36% всех затрат на леэмульсию, при этом на долю электроэнергии приходится около половины энергетических затрат (табл. 3). В связи с ростом процента деэмульсированной нефти и необходимости повышения качества деэмульсации в ближайшее время можно ожидать значительного роста потребления энергии на деэмульсацию, что вызовет необходимость изыскания путей рационального использования ее в этом процессе.

Таблица 3

Структура энергетических затрат на деэмульсацию

	1957 г.	1958 г.	1959 г.	1960 г.	1961 г.	1962 г.
Затраты на топливо и электроэнергию при деэмульсации 1 *т* жидкости, коп/*т* . . .	11,86	12,52	10,99	10,71	10,62	9,02
% . . .	100	100	100	100	100	100
В том числе затраты на электроэнергию коп/*т* . . .			3,98	4,5	5,54	4,67
% . . .			36	42	52	52
Затраты на топливо коп/*т* . . .			7,01	6,21	5,08	4,35
% . . .			64	58	48	48

Поскольку удельный расход электроэнергии на деэмульсацию 1 *т* жидкости сильно возрастает с ухудшением ее качества (процент содержания воды и механических примесей), одним из основных путей экономии электроэнергии в деэмульсации может явиться осуществление предварительного сброса воды. Экономия электроэнергии при деэмульсации может быть достигнута также в результате уменьшения излишних перекачек нефти и правильного подбора насосных агрегатов.

С целью снижения капиталовложений в электроустановки, улучшения использования основных фондов и снижения потерь энергии в сетях важно применение рациональных схем электроснабжения нефтепромыслов. Существующие сети в связи с большой протяженностью имеют значительные потери энергии и напряжения и не обеспечивают необходимой надежности электроснабжения. Поэтому повышение технико-экономических показателей сетей нефтепромыслов может быть осуществлено путем применения глубоких вводов высокого напряжения 35 и 110 *кв* и сооружения подстанций 35/6 и 110/6 *кв* у крупных сосредоточенных нагрузок (компрессорные установки, кустовые насосные станции, УКПН, водозаборы).

При этом линии 6 *кв*, сооружаемые для электроснабжения прочих промысловых нагрузок, должны выполняться из условия питания потребителей бурения, а впоследствии — добычи. Низковольтные сети (линии 0,38 и ТП-6/0,38 *кв*), на которые приходится примерно 28% основных фондов системы электроснабжения, могут быть рационализированы разукрупнением трансформаторных пунктов. Вопрос о необходимости совершенствования схем сетей в нефтедобыче ставился неоднократно (Ватутин, 1962, 1964). Однако до настоящего времени среди специалистов нет единого мнения о целесообразной степени разукрупнения трансформаторных

нии решения не всегда имеют достаточное экономическое обоснование. Проведенные нами расчеты показали, что оптимальным вариантом электроснабжения фонтанных скважин является схема снабжения трех скважин от КТП-10 *ква* (табл. 4).

Таблица 4

Технико-экономические показатели вариантов электроснабжения фонтанных скважин

Количество скважин от КТП	$N_{КТП}$	Протяженность ВЛ $l_{вл\text{-}0,38}$	Сумма удельн. капиталовл. $к_{\Sigma}$		Эксплуатационные расходы э		Годовые расчетные затраты $з^{*}_{р}$	
шт.	*ква*	*км*	т. руб. / скв.	%	т. руб./год / скв.	%	т. руб./год / скв.	%
1	5	0,1	1,875	100	0,3096	100	0,5436	100
2	10	0,6	**1,688**	90	0,2880	93	0,5390	99
3	10	1,2	1,730	92,5	0,2600	84	**0,4865**	**87,7**

Для насосных скважин рационально сооружение индивидуальных ТП, начиная с потребной мощности скважины 20 *ква* (табл. 5). При проектировании на основании сопоставления вариантов лишь по критерию капиталовложений принимается индивидуальное строительство ТП для каждой скважины, начиная с $N_{скв} > 20$ *ква*, при $N_{скв} = 20$ *ква* предусматривается от одного ТП питание двух скважин.

Таблица 5

Технико-экономические показатели вариантов электроснабжения насосных скважин 20 *ква*

Количество скважин от КТП	$N_{КТП}$	Протяженность ВЛ $l_{вл\text{-}0,38}$	Сумма удельн. капиталовл. $к_{\Sigma}$		Эксплуатационные расходы э		Годовые расчетные затраты $з_{р}$	
шт.	*ква*	*км*	т. руб. / скв.	%	т. руб./год / скв.	%	т. руб./год / скв.	%
1	40	0	**7,76**	**100**	1,780	100	**2,750**	**100**
2	63	0,6	8,55	110	**1,705**	**95,8**	2,774	101
3	100	1,2	8,72	112,5	1,762	99	2,852	104
4	160	1,8	9,25	119,2	1,893	106	3,048	111

ВЫВОДЫ

Для дальнейшего повышения производительности труда и снижения себестоимости продукции необходимо улучшение использования электроэнергии в нефтедобывающем производстве.

Основными направлениями в повышении эффективности электрификации являются совершенствование технологических (в первую очередь наиболее энергоемких) процессов производства, рационализация схем электроснабжения и повышение качества эксплуатации электроустановок.

---

* Основные методические положения технико-экономических расчетов в энергетике. Гос. научно-технич. комитет Сов. Мин. СССР. Металлургиздат, 1959.

В нефтедобыче снижение удельных расходов электроэнергии, энергетических затрат и повышение производительности труда могут быть обеспечены применением электропогружных насосов на бездействующих, пульсирующих и обводненных скважинах, заменой штанговых насосов на ЭПН при дебите 20—40 *т/сут;* в закачке воды — рационализацией схемы закачки воды и повышением производительности насосов; в деэмульсации — за счет внедрения предварительного сброса воды и раздельного сбора жидкости разного качества.

Рационализация электроснабжения нефтедобывающей промышленности может осуществляться путем применения глубоких вводов высокого напряжения, сокращения протяженности низковольтных сетей, на основе выбора оптимальных мощностей трансформаторных подстанций, разукрупнением последних до величин, соответствующих потребной мощности 1—2 скважин.

Комплекс мероприятий по повышению качества эксплуатации электроустановок, внедрению прогрессивных способов применения электроэнергии и более широкое использование различных ее видов позволят снизить расход электроэнергии в целом по Объединению примерно на 5%, повысить производительность труда, снизить себестоимость добычи нефти на 3—4% и тем самым повысить рентабельность производства.

ЛИТЕРАТУРА

Байрак К. А. Об эффективности внедрения погружных электронасосов. Ж. «Нефтяное хозяйство», № 9, 1957.

Ватутин И. Ф. Мероприятия по улучшению эксплуатации энергохозяйства. Доклад на Всесоюзной конференции по экономии электроэнергии в нефтяной промышленности., Грозный, 1964.

Ватутин И. Ф. Некоторые вопросы электрификации нефтепромысловых объектов Татарии. Ж. «Татарская нефть», № 10, Альметьевск, 1962.

Инжеватов Н. Т. Внедрение электропогружных насосов на промыслах Татарии. Ж. «Татарская нефть», № 10, Альметьевск, 1962.

Лосев М. Т., Рыженков И. И. и др. Производительность труда в добыче нефти. Гостоптехиздат, М., 1963.

Основные методические положения технико-экономических расчетов в энергетике. Гос. научно-технич. комитет Сов. Мин. СССР. Металлургиздат, 1959.

Рубачев Г. Н., Фаткуллин М. Х., Плюснина О. П. Передовой опыт применения электропогружных насосов. Гостоптехиздат, 1956.

Салимжанов Э. С., Гомбинер Б. Я., Абдуллин Р. А. Эффективность внедрения электропогружных центробежных насосов на Гуймазинском месторождении. Ж. «Нефтяное хозяйство», № 10, 1956.

СОДЕРЖАНИЕ

Лобов В. А., Валеев Р. Н., Файзуллин Л. Д., Исхакова Н. С., Рахимова Л. М. Геологические предпосылки к обоснованию подсчета прогнозных запасов нефти и газа Волго-Камского края 3

Лобов В. А., Гроссгейм Д. А. Исследование направлений и масштабов миграции нефти 12

Юсупов Б. М., Бареев Р. А., Валитов Н. Б., Рахимова Л. М., Ибраева Ф. Г. Тектонические предпосылки поисков нефти на территории Татарии 20

Валеев Р. Н. Тектоническое строение и закономерности размещения месторождений нефти северных районов Куйбышевской области 33

Исхакова Н. С. К вопросу о нефтеносности палеозойских отложений Удмуртии 38

Файзуллин Л. Д. История формирования девонских структур первого и второго порядка в пределах Удмуртии 42

Бареев Р. А. Перспективы нефтеносности северо-востока Татарии . 46

Исхакова Н. С., Бареев Р. А. О пластах-коллекторах терригенной толщи девона Удмуртии и северо-востока Татарии 51

Рахимова Л. М. Некоторые данные из истории развития Фоминовского поднятия в связи с его нефтеносностью 55

Валитов Н. Б. Особенности изменения физико-химических показателей нефтей Удмуртии в зависимости от геологических условий 59

Рахматуллин Э. Х. Некоторые предпосылки поисков нефти в верхнедевонских и нижнекаменноугольных отложениях Восточной Удмуртии . . 66

Касимов Б. С., Файзуллин Л. Д. О тектонике северной части Волго-Уральской нефтеносной провинции 69

Ибраева Ф. Г. Перспективы нефтеносности Западной Татарии . . 74

Бареев Р. А., Тен К. М. Об изучении Сарайлинского прогиба в Татарии методом становления магнитного поля 85

Иванов С. В., Герасимова Е. Т., Зубков В. Л., Кузнецов А. В. Распространение и характеристика пород-коллекторов в терригенной формации нижнего карбона Удмуртии и Кировской области 88

Юсупов Б. М., Абдуллин Р. А., Касимов Б. С. Перспективы нефтепоисковых работ в Чувашской АССР 104

Кучеренко В. И. Геологическое обоснование выбора объекта закачки газа для подземного газохранилища в районе Казани 111

Лобов В. А., Кучеренко В. И. Обоснование расчета объема газохранилища в районе г. Казани 120

Салихов А. Г. Методика поисков локальных каменноугольных и нижнепермских структур по данным высокоточной гравиразведки 125

Салихов А. Г. Математическое моделирование гравитационного поля разреза при изучении внутреннего строения осадочной толщи по данным высокоточной гравиразведки 140

Салихов А. Г. О глубинном строении и структурном плане кристаллического фундамента Удмуртии и прилегающих территорий 147

Уразаев И. М. Глубинное строение кристаллического фундамента Татарии и северных районов Куйбышевской области по данным интерпретации аномалий геомагнитного поля 152

Яковлев Б. Г. О количественной зависимости содержания гиперстена, биотита и калиевого полевого шпата в породах кристаллического фундамента Нурлатского района Татарии 158

Уразаев И. М., Герасимов Ю. П. К методике трассирования разломов по аномалиям геомагнитного поля в платформенных областях . . . 162

Тен К. М. О строении поверхности кристаллического фундамента северной части Татарского свода по данным электроразведки 167

Евграфов Н. С. Глубинное строение кристаллического фундамента северной вершины Татарского свода по данным интерпретации аномалий геомагнитного поля 170

Евграфов Н. С. Определение плотности поверхностных отложений по гравиметрическим наблюдениям 174