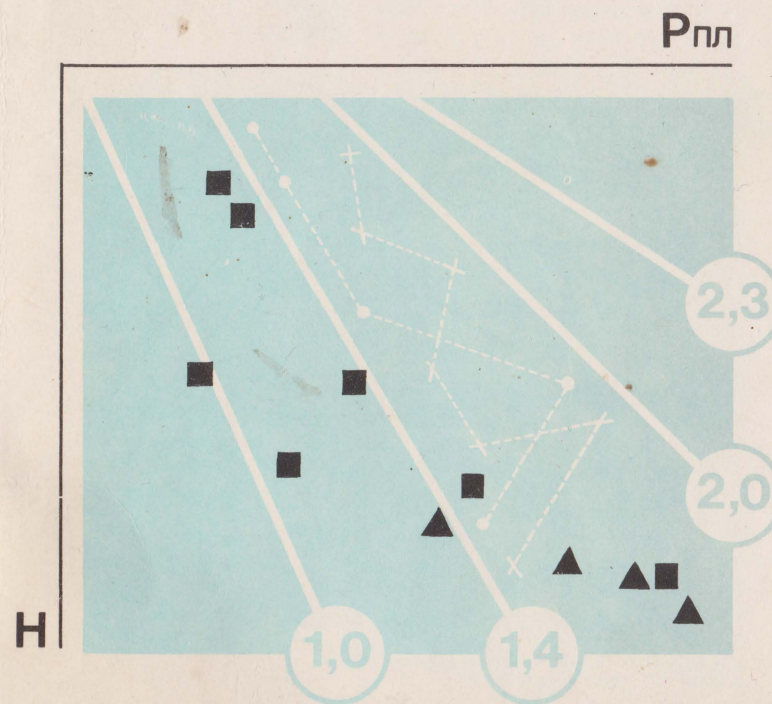


1 руб.

ТЕРМОБАРИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ И ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ В СВЕРХГЛУБОКИХ ДЕПРЕССИЯХ



АКАДЕМИЯ НАУК СССР
МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
Институт геологии и разработки горючих ископаемых

**ТЕРМОБАРИЧЕСКИЕ
УСЛОВИЯ
И ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ
РАБОТЫ
В СВЕРХГЛУБОКИХ
ДЕПРЕССИЯХ**



ИЗДАТЕЛЬСТВО "НАУКА"

Москва 1981

Ю.Т. АФАНАСЬЕВ, А.В. ТОМКИНА

ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ОТЛОЖЕНИЙ

В сборнике для ряда сверхглубоких депрессий рассмотрены термобарические условия, оказывающие большое влияние на фазовое состояние углеводородов. Анализ данных по современным пластовым температурам и давлениям с учетом выявления закономерностей пространственного распределения углеводородов позволяет выделить зоны возможного обнаружения преимущественно жидких или газообразных флюидов нефтяного ряда на больших глубинах. На примере Днепровско-Донецкой впадины рассмотрен рациональный комплекс методов прогнозирования аномально высоких пластовых давлений, повышающих успешность бурения, особенно глубокозалегающих горизонтов. Обосновывается экономическая целесообразность дальнейшего проведения поисково-разведочных работ и выделяются наиболее перспективные направления и первоочередные объекты для постановки этих работ в Азербайджане, на Северном Кавказе, в Западной Сибири и Прикаспийской впадине.

Сборник представляет интерес для широкого круга специалистов, работающих в области геологии нефти и газа.

Ответственный редактор

В.П.МАРКЕВИЧ

Практические результаты сверхглубокого бурения [Афанасьев и др., 1978; Стасенков и др., 1977] указывают на резервы для развития нефтяной и газовой промышленности СССР, связанные с глубокозалегающими отложениями, слабо изученными в старых и неизученными в новых и развивающихся регионах. Об этом свидетельствуют и успехи зарубежных работ [Чайковская, 1973; Моделевский и др., 1978].

Сверхглубокое бурение в СССР проводилось в основном на Северном Кавказе, в Азербайджане, на Южном Каспии, в Западной Украине, в Днепровско-Донецкой (ДДВ) и Прикаспийской впадинах и в Средней Азии. В ряде регионов уже получены результаты и ведется изучение строения глубокопогруженных залежей. В целях выявления особенностей нефтегазоносности глубокозалегающих отложений (объектов) обращалось внимание на их тектоническую приуроченность, характер емкостных свойств коллекторов, величины полученной продукции и ее фазовое состояние, на термобарические режимы в пластовых условиях.

На Северном Кавказе наилучшая результативность достигнута в Терско-Каспийском прогибе на присобранных антиклинальных зонах, ярко выраженных по всему осадочному чехлу. В регионально продуктивных верхнемеловых отложениях восточной части Передовых хребтов открыто 5 залежей нефти на глубине более 4,5 км (Ястребиная, Брагуны, Гудермес, Октябрьская, Правобережная). Наиболее глубокие залежи установлены в скв. Правобережной — 120 (интервал 5344—5447 м) и Гудермесской — 184 (интервал 5233—5368 м). Продуктивны карбонатные отложения, представляющие собой единый трещиноватый резервуар. Залежи сводового типа с высотой более 500 м.

Доказана продуктивность верхнемеловых отложений и складок-спутников в глубокопогруженных прибортовых участках крупных тектонических зон (Андреевская, Северо-Малгобекская, Минеральная, Северо-Минеральная и др.). Как правило, эти складки, разбитые разрывными нарушениями, асимметричны. Самая глубокая залежь (5730—5800 м) располагается на Андреевской площади.

Достигнуты успехи при поисках глубоких залежей на уже известных месторождениях в аптских (Старогрозненская нефтяная залежь, на глубине 4712—4754 м), верхнеюрских (Малгобек-Вознесенская залежь, в интервале 4556—4680 м) и другого возраста отложениях.

Можно отметить следующие основные особенности залежей нефти Терско-Каспийского прогиба. Почти все они приурочены к активным

приразломным зонам Сунженского, Терского и Притеречного хребтов. Коллекторы связаны с трещиноватыми карбонатными и терригенными отложениями, глинистые прослои также развиты трещинами и не являются разобщающими перекрытиями в массивных залежах. Основные выявленные залежи располагаются под региональной покрывной майкопских глин в карбонатной верхнемеловой толще. Дебиты нефти из этих залежей значительно превышают дебиты из неглубоко залегающих продуктивных горизонтов.

В платформенной части Восточного Предкавказья притоки нефти и газа получены из нижнетриасовых известняков и из песчаников средней юры (Южно-Буйнакская, Южно-Таловская, Комсомольская, Северо-Кочубеевская площади).

В Восточном Предкавказье на глубинах 4–5 км пластовые температуры ($T_{пл}$) достигают 145–195°C с неравномерными колебаниями по районам $P_{пл}$ на одних и тех же глубинах; на глубине 7,5 км $T_{пл} = 230^\circ$. Нефтяные залежи располагаются в температурных условиях до 160–190°C на глубинах до 5 км. Барические условия на больших глубинах и формирование залежей определяются широким развитием аномально высоких пластовых давлений (АВПД). Анализ пластовых давлений ($P_{пл}$) в мезозойских отложениях в Терско-Сунженском районе показывает неравномерность их распределения по разрезу. Наибольшие коэффициенты аномальности ($K_{ан}$) — около 2 — наблюдаются в верхнемеловых залежах под надежным экраном майкопской глинистой толщи.

В Западно-Кубанском прогибе открыты залежи нефти в регионально продуктивном кумском горизонте на глубинах до 5351 м как на продолжении антиклинальной зоны южного борта (Левкинская залежь), так и в новой тектонической зоне (Северская залежь). Емкостные свойства алевритовых кумских пачек связаны с зонами наибольшей трещиноватости. Залежи характеризуются проявлением АВПД с $K_{ан} = 1,5–1,9$, $T_{пл} = 140–154^\circ\text{C}$.

В Восточно-Кубанской впадине залежи газа и нефти установлены в подсолевых юрских отложениях (Юбилейное, Кошехабльское, Лабинское, Кузнецовское поднятия), представленных известняками и песчаниками на глубинах до 5275 м. Пластовые давления достигают 75–80 МПа, $T_{пл} = 150–170^\circ\text{C}$.

В Азербайджане на глубинах более 4,5 км установлено 18 залежей нефти и газа. Выявленные залежи связаны в основном с низами Продуктивной толщи (калинская, подкирмакинская, надкирмакинская свиты) и свитой "перерыва" (месторождения Зыря, Карадаг, Кенизадаг, Карабаглы, Кюрсангя, Талоби, Сангачалы, Дуваный, Булла, Бахар, Гарасу). Все открытые на больших глубинах залежи приурочены к сильно нарушенным структурам и связаны с терригенными коллекторами. Продуктивные песчано-алевролитовые пласты даже на больших глубинах сохраняют высокую (до 20–25%) пористость, однако проницаемость коллекторских свойств обусловлена в основном тектонической раздробленностью. Продуктивные горизонты располагаются на глубинах до 5660 м. Большинство месторождений приурочено к зонам гид-

родинамической разгрузки, характеризующимся небольшими превышениями $P_{пл}$ над гидростатическими. Для разных нефтегазоносных областей характерно определенное соотношение давлений. Так, в Апшеронской области оно не превышает 1,2, а в Нижнекуринской $K_{ан}P_{пл}$ составляет 1,5–1,8.

В районах Азербайджана термические условия глубин 4–5 км характеризуются $T_{пл} = 50–95^\circ\text{C}$, что свидетельствует о слабой прогремости недр. Так, на месторождении Булла-море на глубине 6–6,3 км температура достигает всего лишь 97–104°C. Имеющиеся на фоне низкотемпературного поля термоаномалии связаны с глубинными разломами, грязевыми вулканами, гидрохимическими аномалиями и сопровождаются нефтяными и газовыми залежами.

В ДДВ глубокозалегающие залежи открыты на восьми площадях, расположенных в юго-восточной ее части, в зоне, примыкающей к Орехово-Павлоградскому и Криворожско-Кременчугскому глубинным разломам. Эта зона занимает поперечное положение внутри впадины и включает Анастасьевское, Гадячское, Кошевойское, Руденковское, Котелевское, Восточно-Полтавское, Харьковцевское и Богатайское месторождения. Эти месторождения преимущественно газоконденсатные с несколькими продуктивными горизонтами на глубинах 4580–5625 м. На большинстве месторождений получена продукция, которую невозможно однозначно отнести к нефти или конденсату (Анастасьевское, Горячское, Котелевское, Харьковцевское и др.), и ее условно называют "нефть-конденсат". Продуктивными являются нижнекаменноугольные отложения сильно тектонически раздробленных антиклинальных складок. Коллекторы представлены песчаниками, емкостные свойства которых определяются вторичными процессами. Высокопористые разности пород в пространстве располагаются вблизи долгоживущих разломов и соляных штоков, где процессы образования вторичной пористости обусловлены внедрением агрессивных растворов по ослабленным зонам [Багдасарова и др., 1977].

Все залежи характеризуются АВПД. Самое высокое $P_{пл}$ в пределах ДДВ замерено на месторождении Сагайдак — 88,4 МПа на глубине 4682 м. Коэффициент аномальности составляет 1,9. Температурное поле постоянно для разных частей впадины. Значения геотермических градиентов (ГГ) колеблются от 2 до 3,8°C/100 м. Очень высокая $T_{пл}$ была отмечена на Руденковской площади в зоне АВПД на глубине 4446,5 м.

В Прикаспийской впадине, в основном в северо-западной бортовой части, открыто четыре месторождения нефти (Антиповско-Бальклейское, Камышинское, Петровальское, Восточно-Уметовское) и одна залежь нефти (Западно-Ровненская). Нефть обнаружена в карбонатных и терригенных отложениях верхнего и среднего девона на глубинах 4600–5150 м. Пластовое давление на глубинах 4800 м достигает 56–60 МПа, $T_{пл} = 110–120^\circ\text{C}$.

Анализ фактического материала по строению глубокопогруженных залежей показывает, что на значительных глубинах имеются хорошие емкостные резервуары. Это подтверждается значительными дебитами УВ

из них, часто превышающими дебиты из неглубокозалегающих продуктивных горизонтов. Следует отметить, что глубокопогруженные резервуары отличаются преобладанием трещиноватых разностей как карбонатных, так и терригенных пород, а также имеют ограниченное распространение. Хорошие коллекторские свойства характерны для сводовых частей структур, в сторону крыльев наблюдается их быстрое ухудшение.

Как показывает анализ, большинство выявленных глубокопогруженных залежей приурочено к наиболее тектонически активным приразломным зонам. Здесь имеются благоприятные условия для появления трещинных зон и возникновения кавернозности и вторичной пористости коллекторов.

В тектонически напряженных зонах создаются условия вертикальной разгрузки пластовых флюидов по разломам, вследствие чего решающим условием удержания углеводородных скоплений является присутствие в разрезе покрышек из пластичных пород типа мощных недоуплотненных глинистых толщ или соленосных перекрытий, где происходит затухание дизъюнктивов. Именно под такими надежными экранами и отмечаются нефтегазонакопления регионального характера и наиболее крупные по размерам залежи УВ (например, верхнемеловые залежи под майкопской покрышкой в Терско-Каспийском прогибе).

Надежным поисковым признаком присутствия в разрезе удерживающей прочной покрышки является зона (область) интенсивного АВПД.

Таким образом, при прогнозировании коллекторов на больших глубинах следует учитывать преобладание резервуаров трещинного типа, приуроченность таких коллекторов к сводовым частям структур, к региональным и оперяющим их разломам. Для Предкавказья перспективными являются коллекторы, залегающие под региональной покрышкой майкопских глин и соленосных толщ юры. Определяющим условием формирования залежей нефти и газа в Прикаспийской впадине и ДДВ является наличие соленосной толщи над нижележащими коллекторами.

В структурном отношении первоочередными для постановки поисково-разведочного бурения являются высокоамплитудные структуры и зоны развития мощных коллекторов массивного типа. В этом отношении большой интерес представляют биогермные тела на больших глубинах в Прикаспийской впадине.

В условиях современной недостаточной изученности больших глубин важное значение для обоснования и выбора первоочередных объектов поисков залежей нефти и газа имеют выявленные особенности соотношения жидких и газообразных углеводородов (УВ) на этих глубинах. Анализ фазового состояния УВ показал, что в интервалах глубин 5–7 км преимущественное значение в ряде регионов нашей страны и за рубежом имеют газоконденсатные залежи. Однако каждый из регионов с присущими ему специфическими геологическими особенностями и термобарическими условиями проявляет себя в этом отношении по-разному. Поэтому в целях поисков критериев, обосновывающих фазовое состояние и способствующих прогнозу, необходим анализ $P_{пл}$ и $T_{пл}$ в выявленных залежах на больших глубинах.

Барические условия на больших глубинах и формирование залежей определяются широким развитием АВПД. Как правило, $P_{пл}$ в глубокопогруженных залежах превышают условные гидростатические более чем в 1,5 раза. Термические условия на глубине 4–5 км характеризуются $T_{пл}$ от 100 до 190°C с неравномерным распределением по районам на одних и тех же глубинах. Залежи нефти встречены в условиях $T_{пл}$ до 160–190°C на глубинах 5,8 км (Андреевская в Терско-Каспийском прогибе). В подобных же термических условиях обнаружены залежи газа.

На основании рассмотрения температурного поля можно предположить, что наиболее благоприятные условия для сохранения жидких УВ на больших глубинах возможны в таких сверхглубоких депрессиях, как Прикаспийская впадина, Предкавказские краевые прогибы, отдельные районы Южно-Каспийской впадины. В Азербайджане нефть встречена до глубины 5,3 км, термобарические условия далеки от критических, и пока не обнаружено ни одной чисто газовой залежи на больших глубинах.

ЛИТЕРАТУРА

- Афанасьев Ю.Т., Кувыкин Ю.С., Оводов Н.Е. и др. Современное состояние поисков нефти и газа на больших глубинах. — В кн.: Нефтегазоносность глубокопогруженных горизонтов. М.: ИГиРГИ, 1978, вып. 18.
- Багдасарова М.В., Кривошея В.А., Тесленко-Пономаренко В.М. О роли наложенных гидротермических процессов и формировании коллекторских свойств пород палеозоя ДДВ. — В кн.: Особенности формирования пород-коллекторов впадин запада Русской платформы. Минск, 1977.
- Моделевский М.С., Шимановский С.Л., Фельдман И.М. и др. Геолого-экономическая эффективность поисково-разведочного бурения на нефть и газ за рубежом. М.: Недра, 1978 (Тр. НИЛЗарубежгеология; Вып. 35).
- Стасенков В.В., Афанасьев Ю.Т., Калимуллин О.Х. и др. О результатах изучения нефтегазоносности сверхглубоких депрессий. — В кн.: Проблемы геологии нефти. М.: ИГиРГИ, 1977, вып. 12.
- Чайковская Э.В. Прогноз нефтегазоносности больших глубин в разновозрастных бассейнах по данным глубокого бурения в СССР и США. М.: ВНИИОЭНГ, 1973.

УДК 553.98:550.361 (181 м > 4000) (574)

В.П.АВРОВ, О.Х.КАЛИМУЛЛИН

ТЕРМОБАРИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

Прикаспийская впадина уже почти на протяжении 20 лет является объектом глубокого и сверхглубокого бурения, однако глубинное строение ее центральной части изучено недостаточно, особенно в отношении термодинамических параметров на глубинах более 4,5 км.

Термодинамические условия залегания пород осадочного чехла Прикаспийской впадины во многом обусловлены своеобразием и слож-

ностью ее строения: большой мощностью (до 14–18 км) осадочных отложений, малой мощностью и выклиниванием "гранитного" слоя по сравнению с нормальной мощностью "базальтового" слоя, повсеместным развитием мощных соленосных толщ и различных форм солянокупольной тектоники. Последнее обстоятельство вносит существенные искажения в тепловое поле Прикаспийской впадины.

Геотермические параметры получены на площадях в различных регионах Прикаспийской впадины и ее обрамления, характеризующихся индивидуальными особенностями глубинного строения.

Основными проводниками глубинного тепла являются породы фундамента, через которые прогреваются вышележащие неоднородные по составу осадочные толщи. Региональное фоновое значение теплового потока, отождествляемое с глубинным тепловым потоком, для Прикаспийской впадины составляет в среднем $1,2 \text{ мккал/см}^2 \text{ с}$ [Тепловой..., 1970].

Анализ достаточно представительного фактического материала по современным температурам недр Прикаспийской впадины — исследования 1967 г. А.А.Алексина и Е.А.Дьяконовой, 1972 г. В.С.Жеваго [Помарнацкий, Игошина, 1976; Сыдыков и др., 1977; Дальян, 1978; и др.] — показал, что значительное влияние на формирование тепловых полей оказывают геологоструктурные условия залегания кристаллического фундамента, мощность и состав осадочной толщи.

На Геотермической карте СССР [1972] отмечается прямая связь между температурой и глубиной залегания фундамента. Исследованиями М.П.Казакова, М.М.Чарыгина, Г.Е.Айзенштадта, С.Н.Колтыпина, С.Е.Чакабаева, Ю.С.Кононова и других геологов установлено, что от окраин впадины одновременно с увеличением мощности осадочного покрова увеличивается и глинистость разреза, что ведет к увеличению теплового сопротивления пород и соответственно плотности теплового потока.

В связи с тем, что мощность осадочного чехла и глинистость разреза увеличиваются от периферии впадины к центру, нарастание глубинной температуры происходит быстрее во внутренней части впадины, чем на ее бортах, и, следовательно, закономерно должна увеличиваться и величина геотермического градиента (ГГ).

Следует отметить, что большая часть замеров современных температур в скважинах произведена до глубины 3 км и лишь незначительная часть данных, характеризующих термодинамические условия в основном подсолевых пород Прикаспийской впадины, получена на глубинах от 4 до 6,5 км.

Современные $T_{пл}$ на северо-западном и западном бортах Прикаспийской впадины и ее ближайшем обрамлении в интервале глубин 4675–5228 м составляют $100–135^\circ\text{C}$ при средних геотермических ступенях (ГС) от 38,9 до 47,8 м/°C.

В юго-западной части впадины данных о современных температурах на глубине ниже 4,5 км нет, однако в пределах Астраханского свода подсолевые нижнепермско-среднекаменноугольные отложения на глубинах 3900–4150 м характеризуются $T_{пл}$ $105–120^\circ\text{C}$ [Грушевой, Воронин, 1978] при среднем ГГ= $2,5^\circ\text{C}/100 \text{ м}$ (скв. 1–Долгожданная, 115°C ; 1–Светлошаринская, 117°C ; 5–Ширяевская, 109°C).

Средний ГГ, вычисленный для западной части Прикаспийской впадины в целом для интервала глубин 3–8 км, составил $3,4^\circ\text{C}/100 \text{ м}$.

В центральной части впадины, в скважине СГ-1 Аралсорская, в разрезе надсолевых верхнепермско-триасовых отложений $T_{пл}$ в интервале глубин 4–6,5 км составляют $123–163^\circ\text{C}$ при среднем ГГ, равном $3^\circ\text{C}/100 \text{ м}$. К востоку наблюдается уменьшение $T_{пл}$ до 83°C (глубина 4 км) в Хобдинской опорной скв. 1 при средних значениях ГГ и ГС, рассчитанных для интервала 3,5–4 км, соответственно $1,8^\circ\text{C}/100 \text{ м}$ и $53 \text{ м}/^\circ\text{C}$.

Для северного борта Прикаспийской впадины характерно увеличение пластовых температур в подсолевых артинско-верхнедевонских карбонатно-терригенных отложениях по мере погружения их с севера на юг (от 99 до 105°C). Повышенная $T_{пл}$ подсолевых отложений ($123,8^\circ\text{C}$ при ГГ $2,2^\circ\text{C}/100 \text{ м}$ и ГС $48,5 \text{ м}/^\circ\text{C}$) на Ташлинской площади связана, очевидно, с наличием глубинных разломов, ограничивающих одноименный выступ фундамента.

В восточной части впадины в подсолевых терригенно-карбонатных породах раннепермско-позднекаменноугольного возраста на глубинах 4,0–4,8 км отмечены современные $T_{пл}$ от 79 до 95°C при ГГ $1,8^\circ\text{C}/100$ и ГС $54–47 \text{ м}/^\circ\text{C}$. Некоторое увеличение $T_{пл}$ подсолевых пород на Блаксайской площади по сравнению с Муртукской и Кенкиякской связано, очевидно, с отсутствием в ее разрезе каменной соли, а на Каратюбинской площади объясняется непосредственной близостью глубинного разлома фундамента. В целом для восточной части Прикаспийской впадины характерен ослабленный геотермический режим, который объясняется близостью к Уральской складчатой системе и охлаждением недр инфильтрационными водами.

В юго-восточной части впадины данные по современным $T_{пл}$ ниже глубины 4 км имеются по площадям Терескен, Биикжал, Каратон. В скв. 1п-Терескен песчано-глинистые отложения верхнего девона на глубине 4400 м характеризуются $T_{пл}=104^\circ\text{C}$ при ГГ в интервале 4–4,4 км $1,5^\circ\text{C}/100 \text{ м}$. Средний ГГ на этой площади составляет $2,0–2,5^\circ\text{C}/100 \text{ м}$, а средняя ГС — $43–50 \text{ м}/^\circ\text{C}$. На площади Биикжал (скв. СГ-2) $T_{пл}$ в терригенных артинско-каменноугольных отложениях в интервале 4880–5600 м составляет $97,5–110^\circ\text{C}$ при значениях ГГ $1,7^\circ\text{C}/100 \text{ м}$ и ГС $60 \text{ м}/^\circ\text{C}$. На площади Каратон карбонатные отложения раннекаменноугольно-позднедевонского возраста в интервале 4500–5000 м характеризуются современными $T_{пл}=96–122^\circ\text{C}$ (скв. 1, 3, 5) при ГГ= $1,75–2,6^\circ\text{C}/100 \text{ м}$ и ГС= $38,4–57,1 \text{ м}/^\circ\text{C}$.

Повышенный тепловой режим подсолевых пород юго-восточной окраинной зоны связан с тем, что скважины оказались вблизи Южно-Эмбенского, Утыбайского и Каратонского глубинных разломов, по которым происходит подток тепловой энергии.

В региональном плане увеличение $T_{пл}$ происходит от бортов впадины в сторону ее центральной части (междуречье Волги и Урала) и северного побережья Каспийского моря. Несколько повышенные значения $T_{пл}$ наблюдаются на площадях, в основном тяготеющих к зонам глубинных разломов докембрийского фундамента, являющихся проводниками глубинного тепла.

Изучение и анализ современных температурных условий недр Прикаспийской впадины позволили ряду исследователей [Помарнацкий, Игошина, 1976; Сыдыков и др., 1977; Дальян, 1978] отнести этот регион к сравнительно низкотемпературной области.

Многочисленные и близко расположенные один к другому соляные массивы, целые их группы и соляные гряды при большой теплопроводности каменной соли и ангидритов (до 6,2–7,2 ккал/м·ч·°С), слагающих эти массивы, выполняют роль природного "холодильника" и снижают $T_{пл}$ подстилающих подсолевых пород на 15–20°С по сравнению с $T_{пл}$ этих же пород в межкупольных зонах, где они перекрываются терригенными отложениями.

Пониженный тепловой режим недр впадины, как известно, способствует генерации и аккумуляции УВ на значительно больших глубинах, чем в бассейнах с повышенным тепловым режимом.

Благоприятной температурной зоной для нефтеобразования, формирования и сохранения залежей жидких УВ является, по данным Н.Б.Вассоевича, Д.Н.Капченко, Е.С.Ларской, Н.В.Лопатина, интервал $T_{пл}$ от 70 до 175–200°С поэтому большой интерес представляет глубина распространения в подсолевом платформенном чехле Прикаспийской впадины этой температурной зоны.

Приближенные расчеты [Помарнацкий, Игошина, 1976] показывают, что на большей части территории Прикаспийской впадины осадочные отложения до глубины 6 км находятся в температурной зоне до 200°С, благоприятной для существования залежей нефти. Температуры свыше 200°С распространены на глубинах порядка 6 км только вдоль южного ограничения впадины, где в нижних частях осадочного чехла предполагается распространение преимущественно газовых и газоконденсатных залежей. На периферии Астраханского свода $T_{пл}$ в подсолевых отложениях на глубине 7 км может достигать 150–170°С. В этой обстановке главными фазово-генетическими типами УВ в залежах Астраханского свода, очевидно, должны быть легкие нефти и газоконденсат.

Проведенные расчеты [Дальян, 1978] показали, что практически весь подсолевой комплекс отложений восточной части Прикаспийской впадины и ее обрамления до глубины 8 км характеризуется $T_{пл}$ до 175°С, благоприятными для процесса нефтеобразования, формирования и сохранения залежей нефти. В дополнение к этому в разрезе подсолевых отложений наблюдается высокая концентрация органического вещества (ОВ) сапропелевого типа, что свидетельствует о преобразованности его до подстадий мезокатагенеза. Для верхней части подсолевого разреза независимо от глубины залегания характерна одинаковая степень катагенеза ОВ. Это связывается, очевидно, с высокой теплопроводностью вышележащих соленосных отложений кунгура, обеспечивающих интенсивный отток тепловой энергии.

Вообще в Прикаспийской впадине присутствие каменной соли кунгурского возраста и специфические формы ее залегания в виде эллипсообразных, шарообразных и каплеобразных соляных диапиров определяют в какой-то мере и термобарические особенности подсолевых отло-

жений. Это прежде всего определяется нестандартными условиями влияния перекрывающихся пород на подсолевой комплекс. Наличие многочисленных соляных штоков определенной формы, образованных не только давлением вышележащей толщи пород, но и зачастую сформированных в результате боковых давлений из межкупольных мульд, создает своеобразный арочный эффект — снижает часть нагрузки надсолевых отложений на подсолевые породы. Помимо этого, любые тектонические напряжения, возникающие в подсолевых отложениях, из-за пластичных свойств соли снижаются при ее перемещениях в диапирях. Все это и предопределило смягчение термодинамической обстановки в подсолевых отложениях, несмотря на значительные мощности осадочного чехла.

Пластовое давление наряду с температурой вышележащих пород контролирует физическое состояние УВ. При вскрытии подсолевых отложений Прикаспийской впадины во многих скважинах были отмечены $P_{пл}$, превышающие нормальное гидростатическое в 1,5 и более раз — аномально высокое пластовое давление (АВПД). Однако количественных определений на глубинах ниже 4,5 км не так уж много. Аномальность $P_{пл}$ определяется отношением $P_{пл}$ к нормальному (расчетному) гидростатическому, т.е. коэффициентом аномальности ($K_{ан}$).

На северо-западном борту Прикаспийской впадины, где подсолевые отложения представлены терригенными и карбонатными отложениями девонско-каменноугольного возраста, значения $K_{ан}$ составили 1,5 (скв. I Западно-Ровненская) и 1,45 (скв. II Карпенковская).

В пределах западного борта впадины подсолевой разрез на глубинах ниже 4,5 км представлен карбонатными отложениями и песчаниками девонско-раннепермского возраста. На площадях Волгоградской области $P_{пл}$ обычно превышает гидростатическое на 2–10 МПа, $K_{ан}$, $P_{пл}$ на Камышинской площади составляет 1,74, а на Антиповско-Бальклейском месторождении — 1,08 ($P_{пл}$ в скв. 26-Антиповской на глубине 4764 м составляет 51,2 МПа).

В юго-западной части Прикаспийской впадины, на Астраханском своде, подсолевой палеозой на глубинах ниже 4000 м представлен преимущественно известняками нижнего и среднего карбона. Отмеченное здесь АВПД характеризуется значениями $K_{ан}=1,74$ (скв. 1—Воложковская), 1,45 (скв. 2—Светлошаринская).

В восточной прибортовой части Прикаспийской впадины, где подсолевой комплекс пород представлен преимущественно терригенными отложениями карбона—нижней перми, значения $K_{ан}$ составляют 1,6–1,8 (скв. 90, 98, 101-Кенкияк и др.) и 1,81–1,83 (скв. 33-Каратюбе).

При исследовании зоны АВПД на площади Кенкияк [Кунин и др., 1977] отмечается, что в подсолевых отложениях ниже 3,5 км значение ΔP (превышение порового давления над гидростатическим) увеличивается с глубиной и достигает в отдельных скважинах 32,0 МПа (скв. 99-Кенкияк на абсолютной отметке 4000 м). В подсолевом разрезе месторождения Кенкияк [Кунин и др., 1977] фиксируется единая сложная флюидальная система АВПД, вертикальная мощность которой превышает 1 км, а площадные размеры и степень аномальности (ΔP) увеличиваются с глубиной.

Максимальные значения $K_{ан}P_{пл}$ (1,8 и выше) отмечаются по линии структур Каратюбе — Кенкияк, на восток и юго-восток от которой наблюдается уменьшение $K_{ан}$, а в скважинах Тортайской площади в разрезе подсолевых отложений АВПЦ уже не фиксируется.

В юго-восточной части впадины разрез подсолевых отложений ранне-пермско-позднедевонского возраста на глубинах 4–6 км представлен преимущественно терригенными отложениями (площади Биикжал, Терескен, Тортай) и лишь в районе площади Каратон — карбонатными породами. В этом регионе происходит уменьшение значений $K_{ан}$ с севера на юг и юго-запад от 1,6 на площади Биикжал до 1 на Тортайской площади, где АВПЦ не отмечено совсем, а на площади Каратон снижается до 0,8–0,9. На последней $P_{пл}$, как правило, ниже гидростатического на 8–17 МПа. Следует отметить, что по мере возрастания глубины замеров от 4529 до 5500 м при закономерном увеличении $P_{пл}$ от 80,5 до 99,2 МПа $K_{ан}$ уменьшается от 0,96 до 0,83.

Анализ изменения $K_{ан}P_{пл}$ в различных частях Прикаспийской впадины показывает, что он увеличивается от бортов впадины к центральной части. Максимальные значения $K_{ан}$ отмечаются на западном и восточном бортах впадины.

В целом термодинамическая обстановка недр Прикаспийской впадины в условиях глубокого залегания подсолевых отложений является благоприятной для сохранения залежей нефти.

Учитывая выявленные закономерности пространственного распределения УВ по принципу дифференциального улавливания, по данным С.П.Максимова, В.Л.Соколова и других исследователей, при формировании залежей и месторождений нефти и газа, протекающем в сложных условиях латеральной и вертикальной миграции УВ, можно наметить зоны возможного обнаружения преимущественно жидких или газообразных флюидов нефтяного ряда.

Для западной части бортовой зоны и обрамления Прикаспийской впадины лабораторными исследованиями [Филиппов и др., 1977] по термическому крекингу нефти месторождений Волгоградской области установлено, что легкие нефти сохраняются в условиях $T_{пл}$ до 180°C, а газоконденсаты — до 200°C. Для Антиповско-Щербаковской приподнятой зоны западного обрамления впадины при среднем ГГ=2,3°C/100 м рассчитаны следующие предельные глубины: для существования нефти — 6,1 км, легкой нефти — 7,8 км, газоконденсатов — 8,7 км, газов — более 8,7 км.

В юго-западной части Прикаспийской впадины в пределах Астраханского свода на глубинах ниже 4,5 км преимущественное развитие будут иметь залежи легкой нефти и газоконденсата, что подтверждается интенсивными газопроявлениями на Долгожданной, Заволжской, Воложковской и других площадях и получением фонтанов газоконденсатов из скв. 1-Аксаарайская и 5-Ширяевская на глубинах выше 4,5 км.

На северном борту впадины, в пределах Приилекской ступени, в разрезе подсолевых отложений в интервале 4,5–10 км ожидается распространение преимущественно газовых и газоконденсатных залежей.

В восточной и юго-восточной частях Прикаспийской впадины в подсолевом комплексе пород на глубинах ниже 4,5 км могут быть встречены преимущественно нефтяные залежи, особенно в пределах Жаназольской и Кенкиякской ступеней, занимающих наиболее высокое гипсометрическое положение на Жаркамьском выступе фундамента.

Выявленные на основе изучения термобарических условий глубокопогруженных подсолевых отложений особенности распространения тех или иных УВ предопределили и размещение основных объемов поисково-разведочного бурения на наиболее перспективных направлениях.

ЛИТЕРАТУРА

- Геотермическая карта СССР. М-6 1:5 000 000. (Объясн. зап.). М.: Наука, 1972.
- Грушевой В.Г., Ворошин Н.И. Геотермические условия юго-западной части Прикаспийской впадины. — Геология нефти и газа, 1978, № 9.
- Дальян И.Б. Глубинное строение и нефтегазоносность палеозойских отложений восточной части Прикаспийской впадины и ее обрамления: Автореф. дис. ... д-ра геол.-минер. наук. М., 1978.
- Кунин Н.Я., Гоцолова С.С., Косов А.А. Пространственная модель АВПЦ месторождения Кенкияк. — Геология нефти и газа, 1977, № 10.
- Лопатин Н.В. Некоторые сведения о термодинамической обстановке недр на больших глубинах. — Сб. материалов НТС по глубокому бурению, 1973, вып. 17.
- Помарнацкий М.А., Игошина Н.И. К вопросу о влиянии геотермических условий на превращение органического вещества в УВ нефтяного ряда на территории Прикаспийской впадины. — Тр. ВНИГРИ, 1976, вып. 386.
- Сыдыков Ж.С., Чакабаев С.Е., Мухамеджанов М.А. и др. Гидрогеотермические условия Арало-Каспийского нефтегазоносного региона. Алма-Ата: Наука, 1977.
- Тепловой режим недр СССР — Тр. ГИН АН СССР, 1970, вып. 218.
- Филиппов В.П., Кулаицкий А.Я., Пушкина Р.А., Злодеева Т.Б. О предельных глубинах существования нефтей на площадях Волгоградского Поволжья. — Сб. науч. тр. ВолгоградНИПИнефть, 1977, вып. 30

УДК 558.982.061.4(181 м > 4000) (470.6)

А.В.ТОМКИНА

ТЕРМОБАРИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ В СВЕРХГЛУБОКИХ ДЕПРЕССИЯХ СЕВЕРНОГО КАВКАЗА

Территория Предкавказья относится к числу наиболее изученных в геотермическом отношении регионов страны. Значительные региональные гидрогеологические и гидротермические исследования проводились А.М.Овчинниковым, Ф.А.Макаренко, Г.М.Сухаревым, В.С.Котовым, И.Г.Киссиным, В.Н.Корценштейном, А.И.Хребтовым и многими другими исследователями. В результате этих работ были оценены ресурсы термальных вод для отдельных районов Предкавказья и охарактеризовано распределение температур по региону.

Среди проблем региональной геотермии выделилось и получило развитие направление по изучению теплового потока. Первые измерения

теплового потока были проведены на территории Кавказа в районе Старой Мацесты [Любимова и др., 1960]. В последующие годы в Предкавказье было выполнено значительное количество определений теплового потока, что дало возможность составить схематическую карту теплового потока [Макаренко и др., 1970]. В результате этих работ наметились связи теплового потока с тектоническим строением региона, так как тепловой поток зависит от особенностей тектонического развития региона и существенно меняется в результате тектонической активизации.

В формировании общей тектонической структуры Кавказа большая роль отводится глубинным разломам. Основное значение имеют разломы кавказского направления. Они разграничивают докембрийскую и палеозойскую плиты, краевые альпийские прогибы и мегантиклинорий Большого Кавказа. Крупными глубинными разломами субмеридионального простирания в Предкавказье определяется формирование Ставропольского свода, Адыгейского и Минераловодского краевых выступов. Структурами субмеридионального простирания разделены сверхглубокие депрессии Восточного и Западного Предкавказья. Тектонически разнородные блоки различаются физическими полями, структурой фундамента и мощностями осадочного чехла. Рельеф поверхности Мохоревича достаточно четко отражает расположение крупных тектонических элементов. Глубинным сейсмическим зондированием и гравиметрией установлена наибольшая мощность земной коры под горным сооружением Большого Кавказа, достигающая 60–65 км. Соотношение гранитного и базальтового слоев здесь примерно одинаковое. В краевых предгорных прогибах мощности земной коры уменьшаются до 40–45 км в основном за счет сокращения гранитного слоя, который становится почти вдвое тоньше базальтового. В пределах Скифской плиты мощность земной коры составляет 30–35 км (базальтовый слой – 20–15 км, гранитный – 15 км). Под Ставропольским сводом наблюдается наращивание базальтового слоя до 30–35 км без изменения гранитного. С горными поясами часто связаны аномалии теплового потока, идущего из недр земли. Мегантиклинорий Большого Кавказа характеризуется высокими величинами теплового потока, в среднем более 2 мккал/см² с, достигающими в областях антропогенного вулканизма 3,38 мккал/см² с. Ареал высоких значений теплового потока захватывает Адыгейский и Минераловодский выступы и через последний сливается с резким максимумом теплового потока Ставропольского свода. Среднее значение теплового потока по своду составляет 2,05 мккал/см² с, а отдельные замеры достигают 3,4 мккал/см² с, что почти вдвое выше типичных для платформенной территории (1,3–1,5 мккал/см² с). Повышенные значения тепловых потоков на структурных элементах платформы субмеридионального простирания объясняются их активизацией в альпийское время [Макаренко и др., 1970]. В зоне сочленения Русской и Скифской плит наблюдается плавное изменение величины теплового потока.

В зонах интенсивного прогибания – Терско-Каспийском и Западно-Кубанском прогибах, составляющих основную часть сверхглубоких де-

прессий Предкавказья, отмечаются наименьшие величины тепловых потоков 0,8–1,2 мккал/см² с. В связи с особенностью их тектонического строения нарастание значений теплового потока происходит плавно в сторону платформы и резкой ступенью – почти вдвое – при сочленении с горной частью. В центральной части Терско-Каспийского прогиба четко выраженные зоны антиклинальных поднятий характеризуются повышенными тепловыми потоками 1,2–1,6 мккал/см² с. Величины теплового потока [Власова, Тарнауха, 1967] на месторождениях Малгобек-Вознесенском, Алак-Далатарекском, Октябрьском составляют 1,55; 1,58; 1,94 мккал/см² с, что в 1,5–2 раза превышает фоновые. Искажение теплового поля под влиянием локальных структурных особенностей характерно для всей территории Предкавказья. Поднятия и связанные с ними залежи углеводородов (УВ) в подавляющем большинстве случаев характеризуются тепловыми потоками, повышенными по отношению к фону на 10–20%.

Соответственно величинам теплового потока в отдельных тектонических элементах отмечается различная степень прогретости пород на определенных уровнях. Значительно выше по абсолютным отметкам высокотемпературные зоны поднимаются на Ставропольском своде, где отмечается наивысшее залегание фундамента; на глубинах 2–2,5 км температура достигает 100°C. В осадочном чехле отмечаются резко повышенные значения геотермического градиента (ГГ), равные 4,5°C/100 м.

В пределах прогибов, в верхнем 2–3-километровом разрезе, ГГ составляют 2,5–3°C/100 м. Рассчитанные по этим градиентам температуры на глубинах 4,5–6,5 км будут достигать 150–200°C, 6,5–12 км – 200–300°C [Макаренко и др., 1970]. Однако в сверхглубоких депрессиях с большими мощностями осадочных отложений процесс переноса тепловой энергии усложняется и прогноз температур обычным способом сделать трудно.

О термическом режиме на больших глубинах можно судить по замерам пластовых температур ($T_{пл}$), сделанных в сверхглубоких скважинах на глубинах ниже 4 км. Материал представлен в виде графиков зависимости $T_{пл}$ и ГГ от глубины в пределах Западного и Восточного Предкавказья (рис. 1). По характеру изменения $T_{пл}$ намечается общее увеличение их с глубиной, однако с широким разбросом точек в связи с их приуроченностью к отдельным площадям и различным тектоническим элементам.

На Левкинской площади, где имеется достаточное количество замеров (18), намечается более локализованная зона изменения $T_{пл}$ и ГГ. Пластовые температуры увеличиваются от 104°C на глубине 4 км до 140°C на глубине 5 км; ГГ по всему разрезу колеблется в пределах 2,6–2,8°C/100 м, а рассчитанный по усредненной кривой по графику на больших глубинах – несколько больше, 3,1°C/100 м. Нарастание $T_{пл}$ с глубиной здесь, как и на других площадях южного борта Западно-Кубанского прогиба, происходит сравнительно медленно (2,5–2,9°C/100 м на Черноморской, Мирной Балке и Северской площадях). Кумские залежи нефти находятся в условиях $T_{пл} \approx 140°C$ на Левкин-

кой и $T_{пл}$ до 154°C на Северской площадях. Нефть в последней залежи легкая, конденсатного типа и сопровождается значительными потоками газа.

В целом по региону наблюдается общее увеличение $T_{пл}$ от $120\text{--}130^{\circ}\text{C}$ на глубине 4 км до $150\text{--}160^{\circ}\text{C}$ на глубине 5 км. На Медведовской площади в скв. 2 замеры наивысшие для региона $T_{пл}$: 183, 209 и 220°C , соответствующие глубинам 5470, 6082 и 6320 м. Температуры здесь аномально высокие со значительным ($3,5^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$) ГГ для разреза. Тимашевская ступень в целом характеризуется повышенными нарастаниями $T_{пл}$ с глубиной — $3,7\text{--}3,9^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ (на Западно-Медведовской, Северо-Петровской, Беляевской площадях). Такие же величины ГГ отмечены и на площадях восточной центриклинали Западно-Кубанского прогиба (Сергеевская, Суздальская, Генеральская). Здесь уже на глубинах, близких к 4,5 км, $T_{пл}$ достигают величины $173\text{--}176^{\circ}\text{C}$.

В Восточно-Кубанской впадине ГГ близки к значению $3,1^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$. В подсолевых юрских отложениях на площадях в различных частях впадины на глубине 5 км $T_{пл}$ примерно одинаковые — около 150°C . В этих однотемпературных условиях в залежах встречены как нефть (Лабинская), так и газ (Кошехабльская, Юбилейная, Кузнецовская).

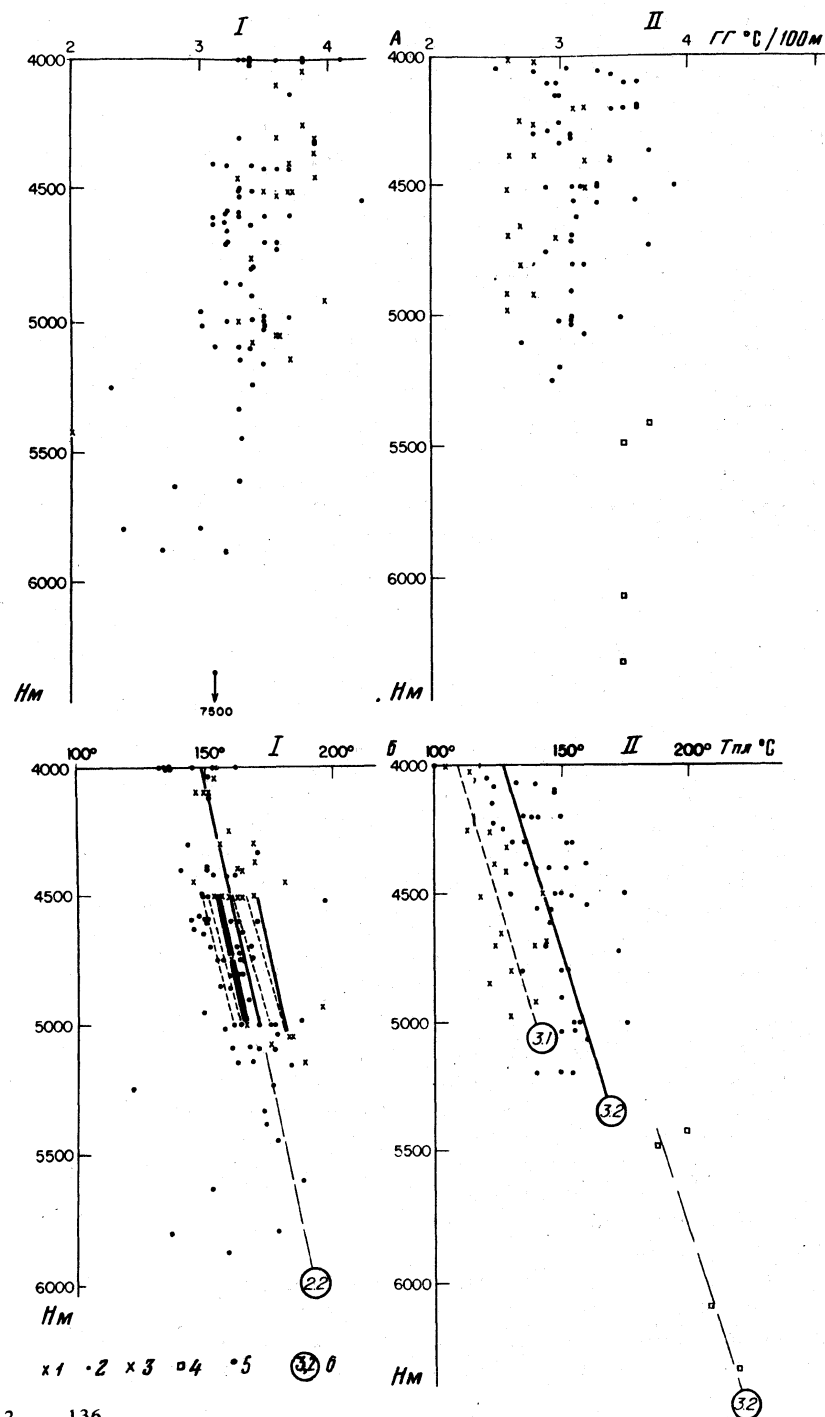
Средняя величина ГГ по разрезу в целом по Западному Предкавказью составляет $3,2^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$. Расчетный ГГ в интервале 4–5,5 км аналогичен среднему по разрезу. Таким же он остается и на глубинах 5,5–6,5 км по расчетам для скв. 2 Медведовской.

В Восточном Предкавказье величины замеров $T_{пл}$ колеблются от 110 до 230°C , большинство замеров в пределах $150\text{--}170^{\circ}\text{C}$. Была сделана попытка отделить данные по площадям Терско-Каспийского прогиба и платформенной территории, однако по всему региону наблюдается однотипность их изменения с глубиной (см. рис. 1). На платформенной территории нарастание $T_{пл}$ с глубиной значительно, особенно в западной части, с повышенным залеганием фундамента. На большей части площадей ГГ превышает $3,6^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$. Пластовые температуры в интервале глубин 4–4,5 км составляют $145\text{--}181^{\circ}\text{C}$, а около 5 км — $165\text{--}195^{\circ}\text{C}$. Максимальные замеры получены на Кочубеевской и Северо-Кочубеевской площадях.

В Терско-Каспийском прогибе максимальные ГГ для всего разреза — около $4^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ — отмечены на Брагунах и Беное. Замедленный рост $T_{пл}$ с глубиной отмечен на южном борту ($2,3^{\circ}/100\text{ м}$ на Первомайской площади) и на отдельных площадях Передовых Хребтов ($2,7^{\circ}/100\text{ м}$ на Серноводской, $2,8^{\circ}/100\text{ м}$ на Октябрьской). В целом по прогибу $T_{пл}$ на глубине 4,5 км составляют $150\text{--}160^{\circ}\text{C}$, на глубине 5 км — порядка $160\text{--}170^{\circ}\text{C}$. В параметрической скв. Бурунной

Рис. 1. Изменение геотермических градиентов (А) и пластовых температур с глубиной (Б) в Восточном (I) и Западном (II) Предкавказье

1–5 — замеры: 1–2 — в Восточном Предкавказье (1 — на платформенной территории, 2 — в Терско-Каспийском прогибе), 3–5 — в Западном Предкавказье (3 — на Левкинской, 4 — Медведовской, 5 — на остальных площадях); 6 — значения ГГ, $^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$



теплового потока были проведены на территории Кавказа в районе Старой Мацесты [Любимова и др., 1960]. В последующие годы в Предкавказье было выполнено значительное количество определений теплового потока, что дало возможность составить схематическую карту теплового потока [Макаренко и др., 1970]. В результате этих работ наметились связи теплового потока с тектоническим строением региона, так как тепловой поток зависит от особенностей тектонического развития региона и существенно меняется в результате тектонической активизации.

В формировании общей тектонической структуры Кавказа большая роль отводится глубинным разломам. Основное значение имеют разломы кавказского направления. Они разграничивают докембрийскую и палеозойскую плиты, краевые альпийские прогибы и мегантиклинорий Большого Кавказа. Крупными глубинными разломами субмеридионального простирания в Предкавказье определяется формирование Ставропольского свода, Адыгейского и Минераловодского краевых выступов. Структурами субмеридионального простирания разделены сверхглубокие депрессии Восточного и Западного Предкавказья. Тектонически разнородные блоки различаются физическими полями, структурой фундамента и мощностями осадочного чехла. Рельеф поверхности Мохоревича достаточно четко отражает расположение крупных тектонических элементов. Глубинным сейсмическим зондированием и гравиметрией установлена наибольшая мощность земной коры под горным сооружением Большого Кавказа, достигающая 60–65 км. Соотношение гранитного и базальтового слоев здесь примерно одинаковое. В краевых предгорных прогибах мощности земной коры уменьшаются до 40–45 км в основном за счет сокращения гранитного слоя, который становится почти вдвое тоньше базальтового. В пределах Скифской плиты мощность земной коры составляет 30–35 км (базальтовый слой – 20–15 км, гранитный – 15 км). Под Ставропольским сводом наблюдается наращивание базальтового слоя до 30–35 км без изменения гранитного. С горными поясами часто связаны аномалии теплового потока, идущего из недр земли. Мегантиклинорий Большого Кавказа характеризуется высокими величинами теплового потока, в среднем более 2 мккал/см² с, достигающими в областях антропогенного вулканизма 3,38 мккал/см² с. Ареал высоких значений теплового потока захватывает Адыгейский и Минераловодский выступы и через последний сливается с резким максимумом теплового потока Ставропольского свода. Среднее значение теплового потока по своду составляет 2,05 мккал/см² с, а отдельные замеры достигают 3,4 мккал/см² с, что почти вдвое выше типичных для платформенной территории (1,3–1,5 мккал/см² с). Повышенные значения тепловых потоков на структурных элементах платформы субмеридионального простирания объясняются их активизацией в альпийское время [Макаренко и др., 1970]. В зоне сочленения Русской и Скифской плит наблюдается плавное изменение величины теплового потока.

В зонах интенсивного прогибания – Терско-Каспийском и Западно-Кубанском прогибах, составляющих основную часть сверхглубоких де-

прессий Предкавказья, отмечаются наименьшие величины тепловых потоков 0,8–1,2 мккал/см² с. В связи с особенностью их тектонического строения нарастание значений теплового потока происходит плавно в сторону платформы и резкой ступенью – почти вдвое – при сочленении с горной частью. В центральной части Терско-Каспийского прогиба четко выраженные зоны антиклинальных поднятий характеризуются повышенными тепловыми потоками 1,2–1,6 мккал/см² с. Величины теплового потока [Власова, Тарнауха, 1967] на месторождениях Малгобек-Вознесенском, Алак-Далатарекском, Октябрьском составляют 1,55; 1,58; 1,94 мккал/см² с, что в 1,5–2 раза превышает фоновые. Искажение теплового поля под влиянием локальных структурных особенностей характерно для всей территории Предкавказья. Поднятия и связанные с ними залежи углеводородов (УВ) в подавляющем большинстве случаев характеризуются тепловыми потоками, повышенными по отношению к фону на 10–20%.

Соответственно величинам теплового потока в отдельных тектонических элементах отмечается различная степень прогретости пород на определенных уровнях. Значительно выше по абсолютным отметкам высокотемпературные зоны поднимаются на Ставропольском своде, где отмечается наивысшее залегание фундамента; на глубинах 2–2,5 км температура достигает 100°C. В осадочном чехле отмечаются резко повышенные значения геотермического градиента (ГГ), равные 4,5°C/100 м.

В пределах прогибов, в верхнем 2–3-километровом разрезе, ГГ составляют 2,5–3°C/100 м. Рассчитанные по этим градиентам температуры на глубинах 4,5–6,5 км будут достигать 150–200°C, 6,5–12 км – 200–300°C [Макаренко и др., 1970]. Однако в сверхглубоких депрессиях с большими мощностями осадочных отложений процесс переноса тепловой энергии усложняется и прогноз температур обычным способом сделать трудно.

О термическом режиме на больших глубинах можно судить по замерам пластовых температур ($T_{пл}$), сделанных в сверхглубоких скважинах на глубинах ниже 4 км. Материал представлен в виде графиков зависимости $T_{пл}$ и ГГ от глубины в пределах Западного и Восточного Предкавказья (рис. 1). По характеру изменения $T_{пл}$ намечается общее увеличение их с глубиной, однако с широким разбросом точек в связи с их приуроченностью к отдельным площадям и различным тектоническим элементам.

На Левкинской площади, где имеется достаточное количество замеров (18), намечается более локализованная зона изменения $T_{пл}$ и ГГ. Пластовые температуры увеличиваются от 104°C на глубине 4 км до 140°C на глубине 5 км; ГГ по всему разрезу колеблется в пределах 2,6–2,8°C/100 м, а рассчитанный по усредненной кривой по графику на больших глубинах – несколько больше, 3,1°C/100 м. Нарастание $T_{пл}$ с глубиной здесь, как и на других площадях южного борта Западно-Кубанского прогиба, происходит сравнительно медленно (2,5–2,9°C/100 м на Черноморской, Мирной Балке и Северной площадях). Кумские залежи нефти находятся в условиях $T_{пл} \approx 140^\circ\text{C}$ на Левкин-

на глубине 7501 м $T_{пл}=230^{\circ}\text{C}$. Нефтяные залежи в мезозойских отложениях залегают в различных температурных условиях: от $84-87^{\circ}\text{C}$ на глубине 2,2–2,3 км до $160-190^{\circ}$ на глубине 5 км (рис. 2). Максимальные $T_{пл}$ отмечены для Андреевской (186°C), Минеральной (187°C) и Северо-Минеральной (190°C).

Расчитанный по графику ГГ для месторождений $-3,8^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ в интервале глубин 2–4 км с резким уменьшением до $2,6^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ ниже 4 км. В целом по региону ГГ по всему разрезу колеблется в пределах $2-4,3^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$, однако основная концентрация точек наблюдается около значений $3,2-3,7^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$. На больших глубинах, ниже 4 км, расчетный ГГ по графику изменения $T_{пл}$ значительно меньше и составляет $2,2^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$, что близко к величинам, определенным А.С.Филиным и В.М.Кирияшкиным [1976] и использованным для пересчетов $T_{пл}$ на различных (4,500, 4,750, 5000 м) глубинных срезах (на графиках показаны мелким пунктиром). Понижение глубинного интервального ГГ скорее всего можно объяснить взаимным влиянием $T_{пл}$ и $P_{пл}$ в условиях АВПД (см. в наст. сб. статью А.В.Томкиной "Взаимосвязь пластовых давлений и температур на больших глубинах").

При сравнении температурных условий на больших глубинах в двух сверхглубоких депрессиях устанавливается, что в Восточном Предкавказье величина интервального ГГ значительно меньше, чем в Западном ($2,2$ против $3,2^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$). Это как бы нивелирует тектоническую расчлененность Восточного Предкавказья на этих глубинах, что на срезе, соответствующем глубине в 5 км, выражается в более редком сечении изолиний равноглубинных $T_{пл}$, чем в Западном Предкавказье. Представленное на схеме (рис. 3) региональное распределение $T_{пл}$ четко отражает границы распространения сверхглубокой депрессии. В зонах отсутствия на срезе осадочного чехла (Ставропольский свод, Адыгейский выступ, Усть-Лабинская седловина и Прикумская зона поднятий) установлены максимальные $T_{пл}$ (свыше 180°C). В пределах прогибов и впадин на указанном срезе $T_{пл}=160-170^{\circ}$, Восточно-Кубанская впадина характеризуется широкой равнотемпературной полосой. По направлению к горной части наблюдается понижение $T_{пл}$ и по южным бортам прогибов фиксируется прогрев лишь до $120-150^{\circ}\text{C}$.

Установление локальных аномальных зон невозможно, так как для этих глубин мало фактических данных. Однако А.С.Филин и В.М.Кирияшкин [1976] для территории Восточного Предкавказья указывают на аномально повышенные (на $8-10^{\circ}\text{C}$) $T_{пл}$ в своде по сравнению с крыльями в пределах залежей нефти Терского и Сунженского хребтов. Кроме того, они выделили термодинамическую аномалию вдоль Тарумовско-Тереклинского сброса. Здесь на Тарумовской и Комсомольской площадях отмечены высокотемпературные высоконапорные воды с дебитами, достигающими $10\text{ тыс м}^3/\text{сут}$.

В заключение можно отметить, что в целом сверхглубокие депрессии Западного и Восточного Предкавказья характеризуются своеобразными температурными режимами. Если рассматривать ГГ по всему разрезу, то они выше на востоке, где наибольшее число значений кон-

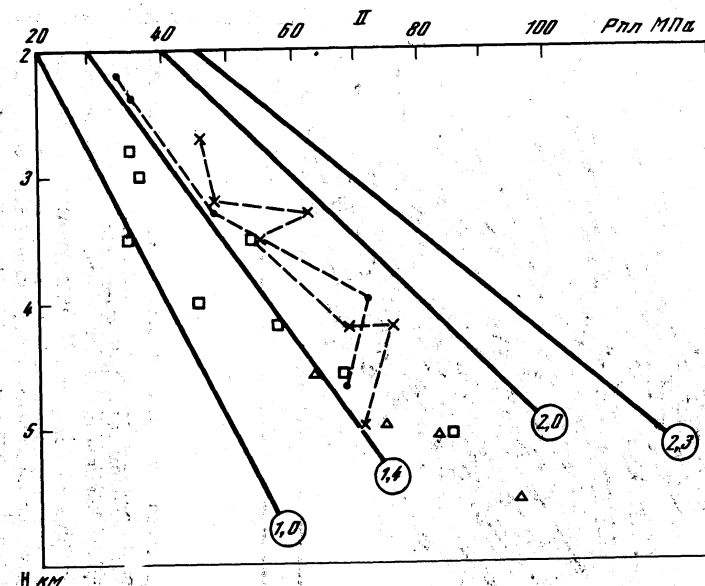
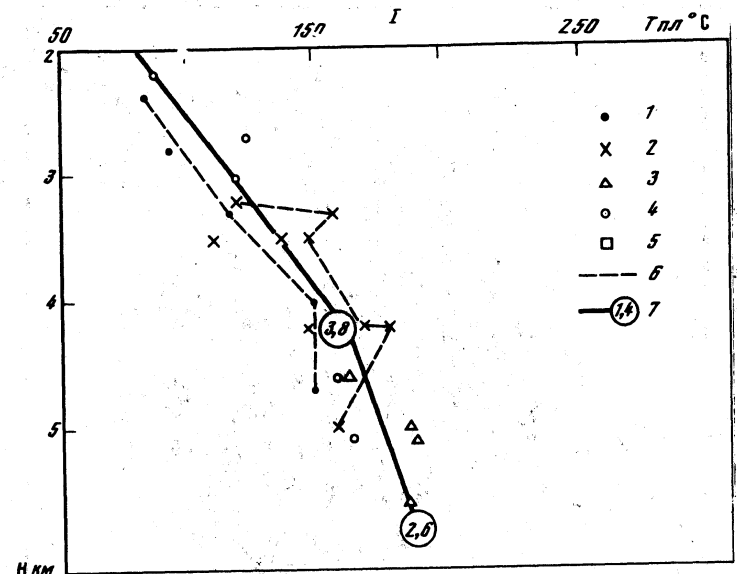
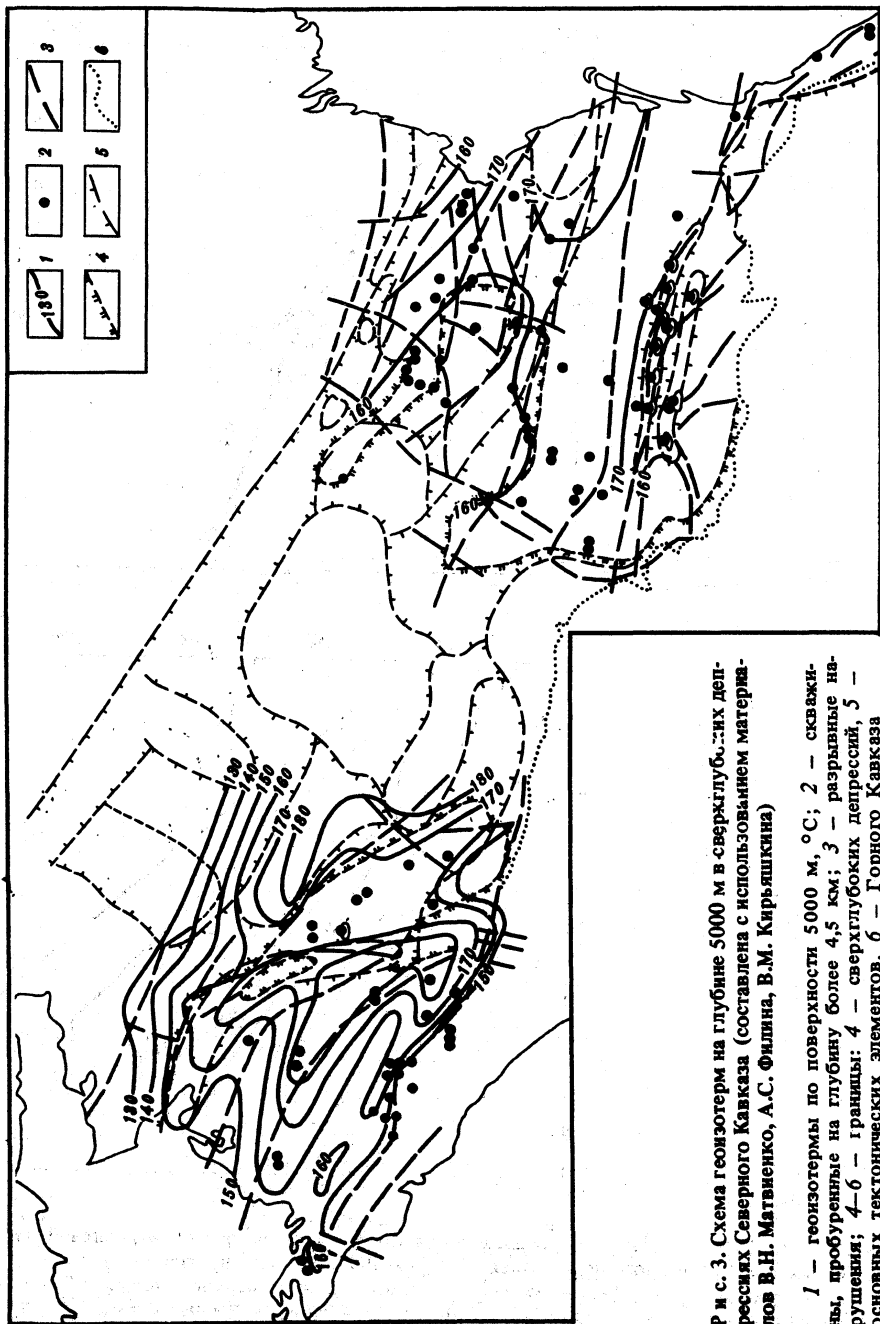


Рис. 2. Изменение пластовых температур (I) и давлений (II) с глубиной в мезозойских залежах Терско-Каспийского прогиба

1–5 – замеры в залежах: 1–4 – верхнемеловых (1 – Сунженского хребта, 2 – Терского хребта, 3 – складок-спутников, 4 – Притеречной зоны), 5 – нижнемеловых и юрских Передовых хребтов; 6 – средние значения ГГ, $^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$; 7 – линии изменения ГГ, МПа/100 м



Р и с. 3. Схема геозотерм на глубине 5000 м в сверхглубоких депрессиях Северного Кавказа (составлена с использованием материалов В.Н. Матвеевко, А.С. Филина, В.М. Кирьяшкина)

1 — геозотермы по поверхности 5000 м, °С; 2 — скважины, пробуренные на глубину более 4,5 км; 3 — разрывные нарушения; 4—6 — границы: 4 — сверхглубоких депрессий, 5 — основных тектонических элементов, 6 — Горного Кавказа

центрируется в пределах $3,4-3,6^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$. В Западном Предкавказье они соответствуют $3-3,2^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$. Глубинный интервальный ГГ становится значительно меньше в Восточном Предкавказье ($2,2^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$) и не изменяется в Западном, а на Левкинской площади даже увеличивается от $2,6-2,8$ до $3,1^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$.

Меньший интервальный глубинный ГГ в Восточном Предкавказье, чем в Западном, приводит к тому, что на срезе 4,5 км на востоке отмечаются наибольшие $T_{\text{пл}}$, на глубине 5 км они почти уравниваются для обоих регионов, а еще глубже становятся меньше в Восточном Предкавказье, что подтверждается единичными замерами. Очень близкие наибольшие $T_{\text{пл}}$, наблюдаемые в сходных условиях на платформенных склонах, соответствуют глубине 6,3 (220°C в скв. Медведовской-2) на западе и значительно большей глубине — 7,5 км (230°C в скв. Бурунной 1) — на востоке. В связи с этим более благоприятные условия для сохранения жидких УВ на больших глубинах следует ожидать в Восточном Предкавказье. Здесь граница перехода жидких УВ в газообразные должна быть ниже, чем в Западном Предкавказье.

Как и для геотермических замеров, для определения $P_{\text{пл}}$ большое значение имеют гидрогеологические исследования. В зоне свободного водообмена пластовые условия в недрах определяются в основном напором вод.

Гидродинамические режимы различных комплексов и районов Предкавказья рассмотрены в работах А.А.Карцева, И.Г.Киссина, В.Н.Корценштейна, В.С.Котова, В.И.Матвеевко, М.В.Мирошникова, В.Г.Ермолаева, Д.И.Рогожина и многих других исследователей. Современная гидродинамическая и гидрохимическая обстановка продуктивных горизонтов в значительной степени влияет на характер распространения в них скоплений УВ, а также на свойства и состав газов и нефти в залежах.

Из отложений нижней части осадочного чехла наиболее детально в гидрогеологическом отношении изучены нижнемеловые отложения, имеющие широкое распространение в пределах Предкавказья. Характер изменения напоров и общей минерализации пластовых вод нижнего мела [Томкина, 1972] показывает, что подток вод из района Горного Кавказа, где имеются выходы этих пород на поверхность, осуществляется узкой полосой. Высокоминерализованные (до $4000-5000\text{ мг-экв/л}$) хлоркальцевые воды с повышенной газонасыщенностью ($4000-9000\text{ см}^3/\text{л}$) поступают на платформенную территорию со стороны наиболее погруженных областей: Западно-Кубанского прогиба на западе и Терско-Каспийского прогиба и акватории Каспийского моря на востоке. На примыкающих к этим областям площадях (Усть-Лабинская, Ширвано-Безводненская, Прасковейская, Сухоумская и др.) установлены перенасыщенные газом пластовые воды.

На величину напоров большое влияние оказывают тектонически нарушенные зоны, которые создают условия интенсивного передвижения пластовых вод. Около них наблюдаются наибольшие градиенты напоров (район Минераловодского поднятия, сбросы территории Ейско-Березанского района). В северо-западной части Ейско-Березанского района, за экранирующим Канеловским разломом, отмечаются минималь-

ные напоры и низкая газонасыщенность нижнемеловых вод, что свидетельствует о разгрузке вод по этому разлому в вышележащие отложения.

Недонасыщенные газом пластовые воды с максимальными значениями дефицитов упругости водорастворенных газов (15–20 МПа) связаны с зонами застойных вод у границ выклинивания коллекторов нижнего мела, а также с зонами интенсивного проникновения инфильтрационных вод на юге территории.

Газы, растворенные в водах нижнемеловых отложений, имеют преимущественно углеводородный состав (58–99%). Содержание других компонентов, среди которых наибольшее значение имеют азот и углекислый газ, играют подчиненную роль.

По составу водорастворенных газов особое положение занимает район Кавминвод, для которого характерны практически углекислые струи с высокими газовыми факторами (вулканического происхождения, по В.Н.Корценштейну). С увеличением глубины залегания пласта-коллектора содержание в воде углекислого газа растет и достигает значительных величин (30–40%). Анализ изменения углеводородной части (метана и суммы тяжелых УВ) водорастворенных газов на территории Предкавказья показывает их четкую дифференциацию по составу. Увеличение суммы тяжелых УВ (до 5–10%) наблюдается вдоль фронта поступления насыщенных газом пластовых вод из сверхглубоких депрессий. В гипсометрически приподнятых участках распространены в основном газы метанового состава.

На платформенной территории углеводородные скопления, как правило, располагаются на участках замедленного падения напоров, где отмечаются небольшие скорости движения пластовых вод. Район развития газовых месторождений (Промысловский) характеризуется дефицитами упругости до 3 МПа. Значения дефицитов в районах распространения газоконденсатных залежей (большая часть территории Западного Предкавказья) колеблются в среднем в пределах 3–8 МПа. В районах, где развиты нефтяные месторождения (Озек-Суатский и Терско-Сунженский), отмечаются значительные дефициты упругостей водорастворенных газов, достигающие 15–20 МПа. В нижнемеловых залежах этих районов, как правило, нефть сильно недонасыщена газом.

Все наиболее погруженные территории, соответствующие сверхглубоким депрессиям: Тимашевская и Терско-Кизлярская ступени, Чернолесская впадина и Восточно-Маньчский прогиб, характеризуются значительными дефицитами упругостей водорастворенных газов (чаще ниже нуля). Присутствие перенасыщенных газом вод в нижнемеловых отложениях выделяет эти территории как перспективные при наличии благоприятных структурно-литологических факторов. Структурная выраженность с глубиной становится, как правило, более рельефной, однако трудности поисков объектов связаны со смещением структурных планов.

Особенности строения глубокопогруженных резервуаров создают специфические условия гидродинамических режимов на больших глубинах. Приуроченность областей развития коллекторов к тектонически

нарушенным зонам определяет вертикальную миграцию флюидов как главный фактор их перемещения. Ограниченность в площадном распространении коллекторских толщ характеризует гидродинамическую закрытость недр и условия создания АВПД.

Для выяснения гидродинамических условий на больших глубинах проанализованы данные замеров в интервалах глубин 4–5,5 км. Материал представлен в виде графиков зависимости $P_{пл}$ и их величин от глубины (рис. 4).

Определенную зависимость изменения $P_{пл}$ с глубиной в изучаемом интервале наметить трудно, так как имеющиеся замеры сделаны в единичных количествах по отдельным площадям, расположенным на различных тектонических элементах, и характеризуют разновозрастные (от эоцена до юры) отложения. Однако при рассмотрении графиков изменения $P_{пл}$ с глубиной и особенно ниже 4,5 км можно отметить преобладание аномально высоких величин. Почти все замеры расположены между условным ГГ и линией, отвечающей предельно высоким $P_{пл}$ с $K_{ан}=2,3$.

В пределах Западного Предкавказья величины $P_{пл}$ колеблются в пределах от 40 до 100 МПа, отношение к условному гидростатическому давлению составляет 1–2, а наибольшее число точек – 1,3–2. Существенные значения $P_{пл}$ (свыше 70 МПа) отмечены в Восточно-Кубанской впадине в подсолевых отложениях юры. Так, на Лабинской площади $K_{ан}$ $P_{пл}$ достигает 1,5–1,7. Такого же порядка превышение $P_{пл}$ наблюдается и в скважинах Кошехабльской, Чамлыкской и Кузнецовской площадей. На Юбилейном месторождении в верхнеюрских продуктивных горизонтах $P_{пл}=42–44$ МПа, т.е. соответствует глубинам залегания. В среднеюрском продуктивном пласте, залегающем примерно на 0,5 км ниже, $P_{пл}$ возрастает почти вдвое и составляет 75–81,5 МПа, $K_{ан}$ при этом увеличивается до 1,7. В скв. 16 этой площади $P_{пл}$, замеренное в интервале глубин 5180–5368 м, равно 98 МПа при $K_{ан}=1,9$. Существенно высокая аномальность $P_{пл}$ отмечается и для площадей южного борта Западно-Кубанского прогиба. Так, на Левкинском и Северном месторождениях продуктивные горизонты характеризуются аномальностью $P_{пл}$ до 1,5–1,7. Их абсолютные величины равны 68–87 МПа.

В Восточном Предкавказье на платформенной территории большинство замеров $P_{пл}$ характеризуется $K_{ан}=0,8–1,4$. Значительные $P_{пл}$ отмечены для подсолевых отложений в Чернолесской впадине. Так, в Советской скв. 6 на глубине 5443 м $P_{пл}>100$ МПа.

В Терско-Сунженском прогибе аномальность $P_{пл}$ на глубинах свыше 4 км становится обычным явлением. Здесь преобладают $P_{пл}$ с $K_{ан}>1,4$, на ряде площадей близким к предельному (2,1).

Наибольшие величины $P_{пл}$ замерены на площадях Западный Гудермес – 84 МПа (глубина 4028 м), Северный Малгобек – 96 МПа (4410 м), Алхазово – 96 МПа (4638 м), Правобережная – 97 МПа (4420 м) и Карабулак-Ачалуки – 100 МПа (4682 м). Самый глубокий интервал исследования (7501 м) – в скв. Буруной 1, где $P_{пл}=90$ МПа с $K_{ан}=1,2$.

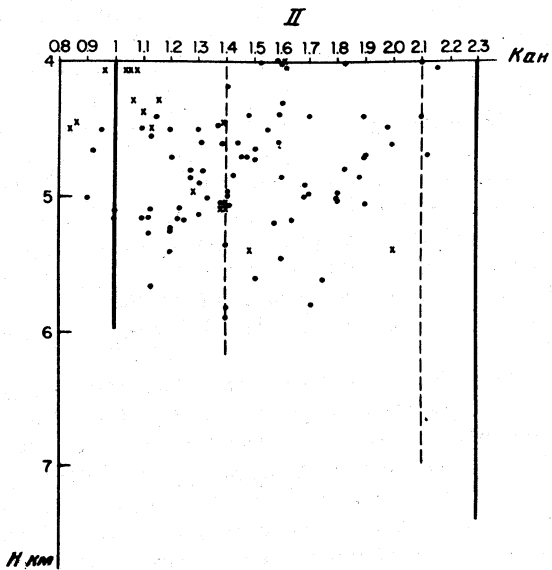
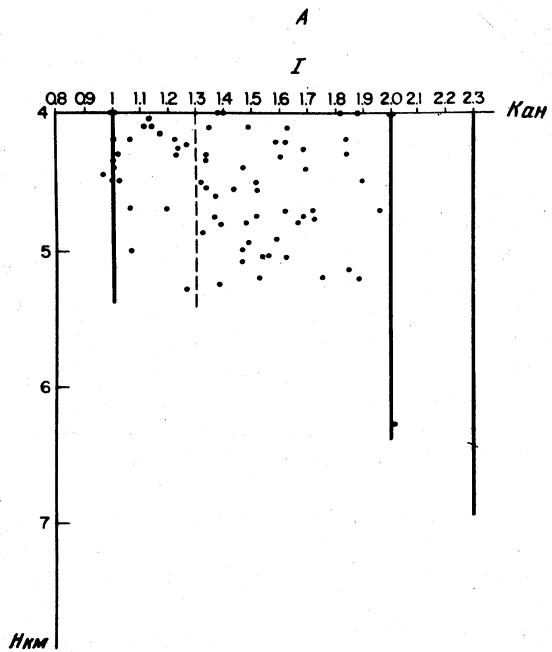


Рис. 4. Изменение коэффициента аномальности (А) и пластовых давлений (Б) на больших глубинах в Западном (I) и Восточном (II) Предкавказье

Цифры на рисунке — градиенты $P_{пл}$, МПа/100 м; точки и крестики — замеры $P_{пл}$ (крестики — на платформенной территории Восточного Предкавказья)

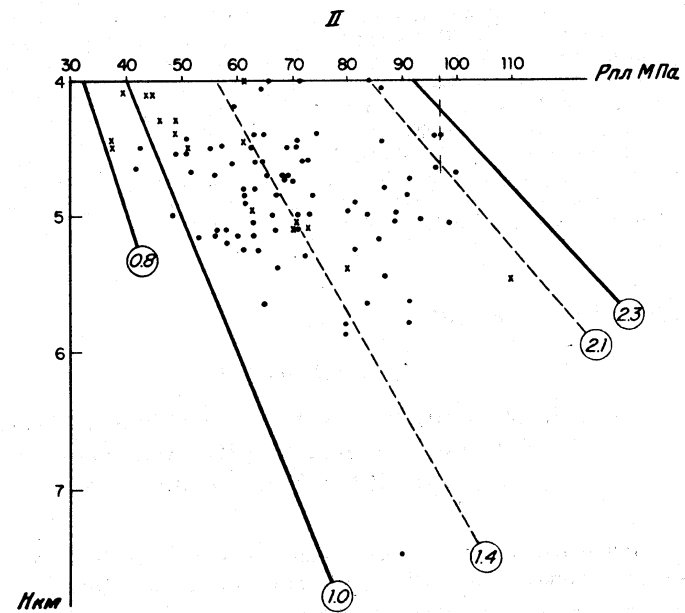
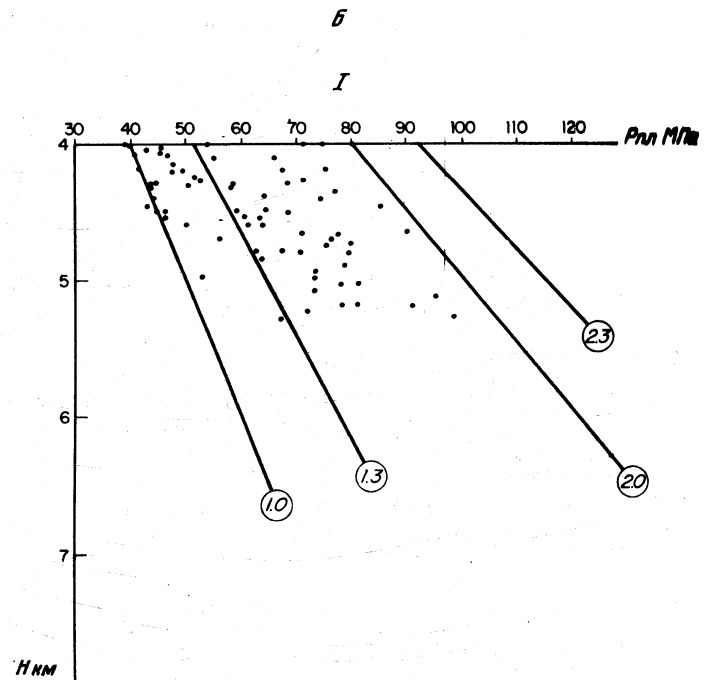


Рис. 4. (окончание)

Изменение $P_{пл}$ для мезозойских залежей Терско-Сунженского района в интервале глубин 2–6 км (см. рис. 2) показывает, что наибольшие $K_{ан}$ (1,4–2) отмечаются для верхнемеловых залежей, причем из 18 верхнемеловых залежей в 7 $K_{ан}$ изменяется в пределах 1,4–1,5 (в основном для залежей Сунженского хребта), а в остальных он выше. Семь нижнемеловых и юрских залежей имеют $P_{пл}$, близкие к гидростатическим или превышают их в основном не больше чем в 1,4 раза. Это можно объяснить наибольшим нагнетанием и скапливанием пластовой энергии под надежной майкопской покрывкой, представленной мощной толщей пластичных глин. В связи с этим проявление АВПД можно рассматривать как благоприятное условие для сохранения залежей УВ, особенно на больших глубинах.

В заключение можно отметить, что для глубокопогруженных отложений Северного Кавказа, особенно для краевых прогибов, характерно превышение $P_{пл}$ над гидростатическим. Наибольшее число замеров $P_{пл}$ характеризуется $K_{ан} = 1,3–1,6$, достигая иногда значений, близких к геостатическому пределу. Проявление аномально высоких $P_{пл}$ указывает на наличие надежного перекрытия, а следовательно, и на возможные условия сохранности скоплений УВ.

ЛИТЕРАТУРА

- Власова С.П., Таркуха Ю.К. Геотермическая характеристика разреза мезо-кайнозойских отложений и палеотермические условия Предкавказья. – В кн.: Труды II совещания по геотермическим исследованиям в СССР. М.: Наука, 1967.
- Любимова Е.А., Люсова Л.Н., Фирсов Ф.В. и др. Определение поверхностного теплового потока в Старой Магесте. – Изв. АН СССР. Сер. геофиз., 1960, № 12.
- Макаренко Ф.А., Смирнов Я.Б., Сергиенко С.И. Тепловой поток на территории Предкавказья. – В кн.: Тепловой режим недр СССР. М.: Наука, 1970.
- Томкина А.В. Некоторые геолого-геохимические условия формирования и размещения залежей нефти и газа. – В кн.: Вопросы нефтегазоносности мезозоя Предкавказья. М.: ИГиРГИ, 1972.
- Филин А.С., Кирьяшкин В.М. Геотермические условия глубокопогруженных горизонтов Восточного Предкавказья в связи с их нефтегазоносностью. – Нефтегаз, геол. и геофиз., 1976, № 2.

УДК 553.981/982.061.4

Т.М.МОГИЛЕВСКАЯ

АНОМАЛЬНО ВЫСОКИЕ ПЛАСТОВЫЕ ДАВЛЕНИЯ В ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЗАПАДНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ

Аномально высокие пластовые давления (АВПД) в глубокопогруженных зонах Западного Предкавказья проявляются от майкопских отложений до триасовых включительно.

Нефтегазоносность горизонтов, залегающих на глубинах более 4,5 км, подтверждена открытиями нефтяных, нефтегазоконденсатных, газокон-

денсатных месторождений. Все залежи углеводородов, а также термальные воды на больших глубинах характеризуются АВПД.

Вскрытие глубокопогруженных горизонтов с АВПД осуществляется с использованием буровых растворов большого удельного веса.

Увеличение удельных весов буровых растворов при бурении глинистых и сульфатно-галогенных толщ покрывок часто распространяется и на нижележащие продуктивные горизонты, хотя характер проявления и величины АВПД у них различны.

К.А.Аникиев [1971] отмечал, что повышенная загазованность глин, разжижение и в связи с этим неустойчивость стенок скважины при бурении характерны для изолирующей толщи покрывки; эти явления усиливаются к подошве покрывки, служат предвестниками залежи.

Майкопские отложения в разрезах площадей Западно-Кубанского прогиба и Таманского полуострова неустойчивы при бурении, склонны к обвалам и осыпям, которые усиливаются при газопроявлениях.

В диапировых структурах Таманского полуострова майкопские отложения представлены глинами гидростатического и монтмориллонитового состава, слоистыми, с зеркалами скольжения, различной плотности (1,68–2,6 г/см³); углы падения их достигают 60°.

На Таманской площади по разрезу скв. 2 отмечаются газопроявления, усиливающиеся в нижней части майкопских отложений, на глубине 5612 м противодавление столба жидкости достигало 120 МПа, однако разгазирование раствора продолжалось, бурение было прекращено из-за заклинивания инструмента.

Нарушение устойчивости ствола скважины в глинистых породах майкопа на Левкинской площади (Западно-Кубанский прогиб) носит тяжёлый характер. Из-за сильных газопроявлений бурение производится на растворах удельного веса 2–2,1 г/см³. Следует отметить, что более сложным является бурение в восточной части Левкинской структуры, где залежь нефти кумского горизонта приурочена к трещинным коллекторам.

На тенденцию возрастания АВПД внутри мощных региональных покрывок и уменьшения давления при углублении в продуктивные горизонты указывал К.А.Аникиев [1971]. Наибольшие осложнения происходят при бурении нижнемайкопских отложений, где бурение сопровождается газопроявлениями вплоть до газовых выбросов.

В связи с активными газопроявлениями нижнемайкопские отложения на площадях Западно-Кубанского прогиба вскрываются с использованием буровых растворов максимального удельного веса – до 2,12 г/см³.

Из скв. 615 на Новодмитриевской площади, пробуренной в нижнемайкопских породах, произошел выброс газоконденсата; расчетное давление равно 90 МПа.

Пластовые давления ($P_{пл}$), замеренные в песчано-глинистых пластах нижнего майкопа, составляют 94 МПа в скв. 2 на Западно-Афипской площади, 85 МПа в скважине 5 на Северной площади.

В направлении от нижнемайкопских отложений к залежи кумского горизонта, разделенных глинисто-мергелистой пачкой белоглинской сви-

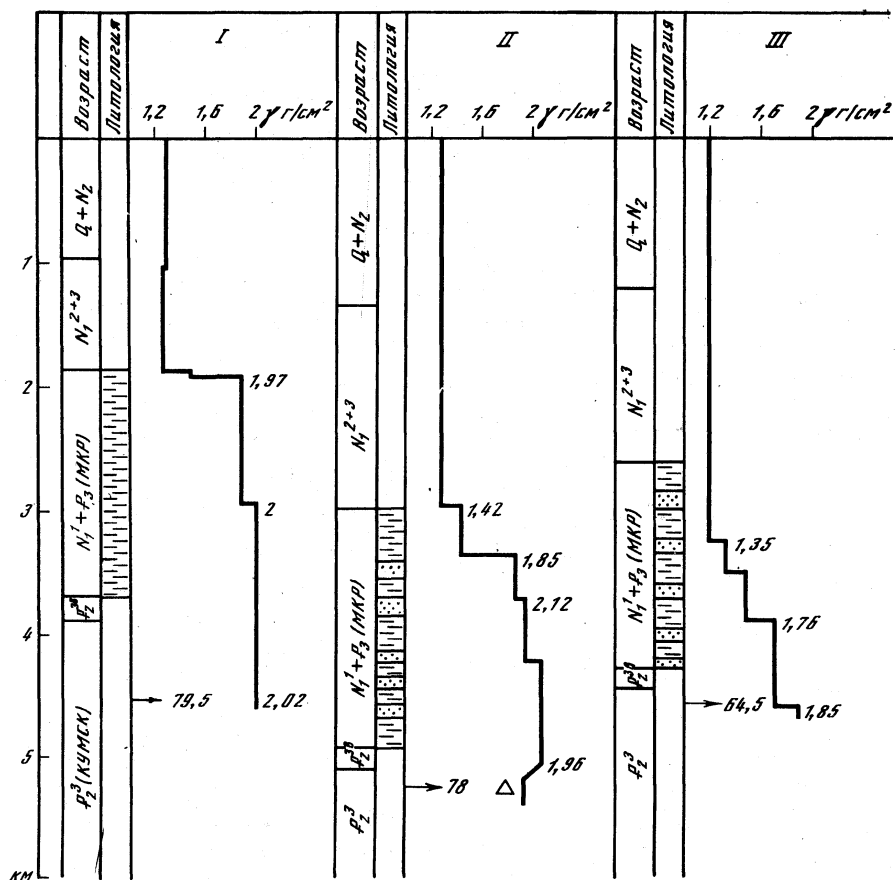
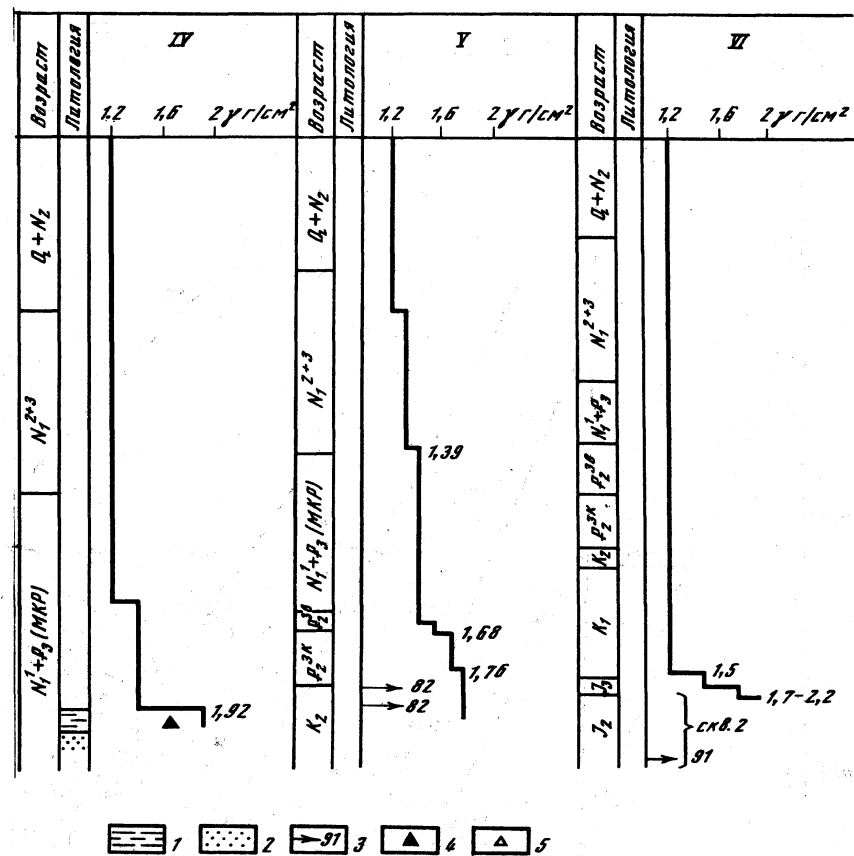


Рис. 1. Схема сопоставления разрезов скважин площадей Западно-Кубанского прогиба с различными условиями бурения и проявления АВПД

1 – глины; 2 – песчаники; 3 – $P_{пл}$, МПа; 4 – выброс газоконденсата; 5 – гидро-разрыв; площади и номера скважин: I – Левкинская – 35, II – Северская – 4, III – Новодмитриевская – 610, IV – Новодмитриевская – 615, V – Суздальская – 1, VI – Сергеевская – 1, 2

ты, аномальность давления снижается, $P_{пл}$ в кумском горизонте на Левкинской площади равно 81–86 МПа, на Северской и Западно-Афипской площадях, где глубина залегания горизонта на 1000 м больше, $P_{пл}$ уменьшается до 66,73 МПа. Существенная разница в аномальности $P_{пл}$ в покрывке и залежи отмечается на Северской площади в скв. 5. На глубине 5300 м в кумском горизонте $P_{пл} = 63$ МПа, а в нижне-майкопских отложениях на глубине 5000 м $P_{пл} = 82$ МПа, соответственно коэффициенты аномальности $K_{ан} = 1,2$; $1,7$, а градиент давления $0,07$ МПа/10 м (рис. 1, 2).

Превышение аномальности $P_{пл}$ в покрывке над аномальностью $P_{пл}$ в залежи свидетельствует о больших запасах энергии флюида, сохранив-



шихся благодаря изолирующим свойствам покрывающей толщи. Рассеивание и сохранение энергии флюида в залежи зависит от ряда условий: емкости коллекторов, степени изолированности залежи, возможности подтока флюида. Максимальное $P_{пл}$ в кумском горизонте на Левкинской площади, близкое к $P_{пл}$ в майкопской покрывке, поддерживается энергией флюидов, поступающих по нарушениям, пересекающим Левкинскую структуру.

Проявление АВПД в покрывающей глинистой толще связано с наличием залежи, ее энергией. В разрезах площадей Суздальская, Гашканская отсутствуют залежи в кумском горизонте, АВПД в майкопских отложениях не проявляется, бурение проходит спокойно, без осложнений (см. рис. 1).

Поиски залежей в меловых отложениях ведутся на больших глубинах на площадях Западно-Кубанского прогиба и Тимашевской ступени. На Таманской площади из верхнемеловых отложений получен газ, на остальных разведочных площадях промышленных притоков не получено. На Суздальской площади (Западно-Кубанский прогиб) в нижнемело-

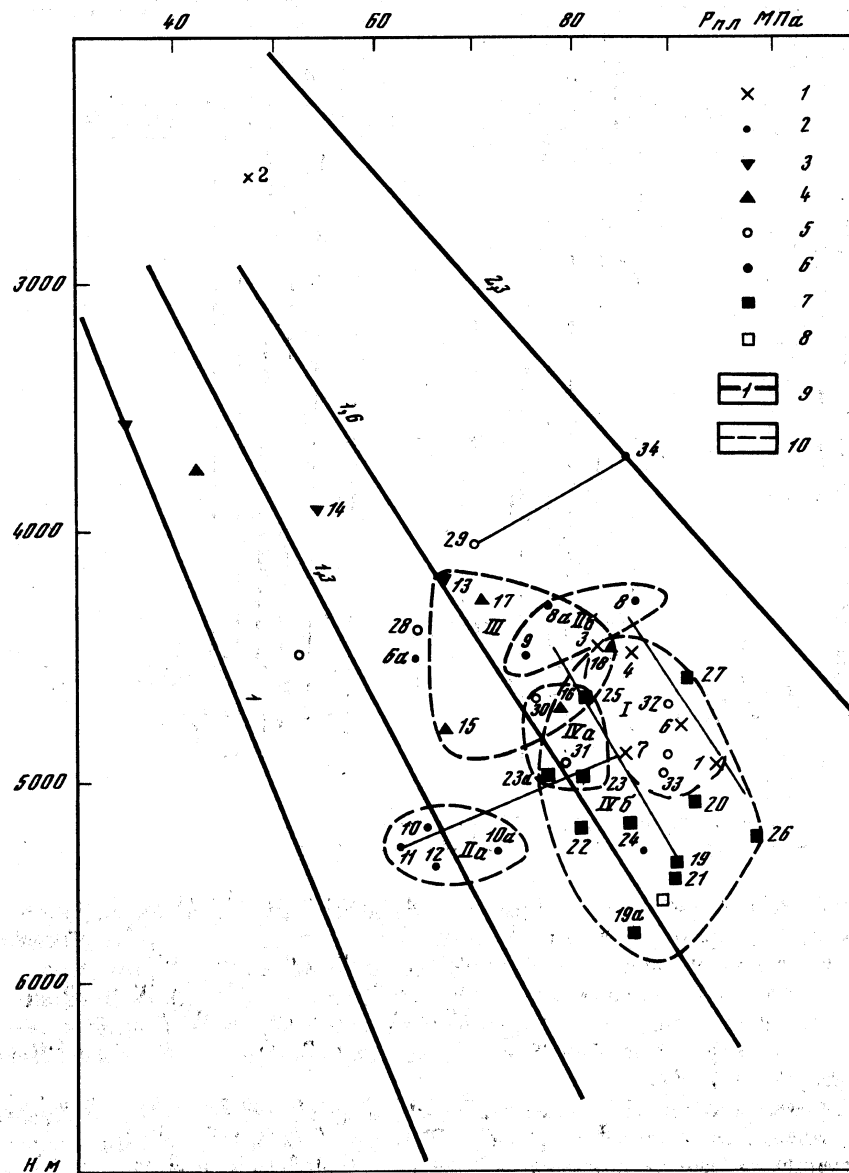


Рис. 2. График сопоставления давлений и глубин для площадей Западного Предкавказья

1-8 - $P_{пл}$ МПа, в отложениях: 1 - майкопских, 2 - кумского горизонта, 3 - верхнемеловых, 4 - нижнемеловых, 5-6 - верхнеюрских (5 - подсолевых, 6 - соленосных (Кузнецовская площадь)), 7 - нижне-среднеюрских, 8 - нижнеюрских, триасовых (Платнировская площадь); 9 - условный ГГ, МПа/100 м (гидростатический); 10 - область распространения аномальности $P_{пл}$; цифры на рисунке: римские - области распределения $P_{пл}$ с различными $K_{ан}$, арабские - площади и номера скважин, где замерены $P_{пл}$: 1 - Западно-Афипская-2, 2 -

вых отложениях $K_{ан} = 1,5-1,6$. К северу на площадях Медведовская Мышастовская (Тимашевская ступень), где активность проявления АВПД увеличивается, $K_{ан} = 1,7$. На Мышастовской площади получены термальные воды высокой минерализации (1556 мг-экв/л), насыщенные газом.

В верхнеюрских отложениях АВПД наиболее активно проявляются в галогенной толще титон-кимериджского яруса на площадях Восточно-Кубанской впадины. В подсолевых оксфорд-келловейских отложениях аномальность $P_{пл}$ снижается. Наибольшая разница в аномальности $P_{пл}$ наблюдается на Кузнецовской площади, в галогенной толще $K_{ан} \approx 2,3$, в подсолевых отложениях снижается до 1,7, градиент давления составляет 0,05 МПа/10 м.

На площади Лабинская скв. 6 дала нефть из известняков оксфорда при $P_{пл} = 76-90$ МПа, на Кошехабльской площади получен газ из скв. 4, $K_{ан} = 1,8$; $P_{пл} = 89$ МПа. Скважина 2, пробуренная в келловейских отложениях, на глубине 5166 м обнаружила сильные газопроявления; расчетное $P_{пл} \approx 100$ МПа, $K_{ан} = 1,9$.

Аномально высокие $P_{пл}$ в верхнеюрских отложениях контролируются покрывающей толщей титона-кимериджа.

На Беляевской площади из верхнеюрских отложений получена рапа. В Западно-Кубанском прогибе на Сергеевской площади верхнеюрские отложения имеют небольшую мощность, в скв. 1 на глубине 4532 м бурение прекращено из-за активных газопоявлений и выброса глинистого раствора.

Среднеюрские отложения в Западно-Кубанском прогибе вскрыты на площадях Суздальская, Сергеевская. На Сергеевской площади в скв. 2 с глубины 5043 м начинаются активные газопоявления, $P_{пл} = 90$ МПа. Керн из среднеюрских отложений сложен рыхлыми породами, сильно раздробленными, выщелоченными, которые выносятся в виде обломков и сыпучего шлама. В разрезе скв. 2 на Сергеевской площади $P_{пл}$ изменяется от гидростатического в верхнемеловых отложениях до аномально высокого с $K_{ан} = 1,85$.

На площадях Тимашевской ступени нижне-среднеюрские отложения вскрываются на глубинах более 4500 м. На Мышастовской площади в скв. 2 из средне-нижнеюрских отложений получена высокоминерализованная вода с $P_{пл} = 85,4$ МПа, $K_{ан} = 1,6$. На глубине 5100 м скважиной вскрыты коллекторы, представленные туфогенным песчаником, рыхлым, трещиноватым, $K_{пл} = 7-10\%$. На Медведовской площади в скв. 2 вскрыта мощная толща нижне-среднеюрских пород, представленных плотными глинами, аргиллитами, кристаллическими туфами, встречаются кварциты, кварцевые порфиры. Удельный вес бурового раствора ра-

Окончание подписи и рис. 2

Новодмитриевская-18, 3 - Восточно-Афипская-4, 4 - Северская-1, 5 - Таманская-2, 6 - Новодмитриевская-615, 6а - Новодмитриевская-610, 7 - Северская-5, 8 - Левкинская-100, 9 - Левкинская-160, 10 - Западно-Афипская-2; 11 - Северская-5, 12 - Северская-7, 13 - Таманская-5, 13а - Гашканская-1, 14 - Медведовская-3, 15 - Суздальская-1, 16 - Мышастовская-2, 17 - Медведовская-1, 18 - Беляевская-2, 19 - Мышастовская-2, 20 - Сергеевская-2, 21 - Медведовская-3, 22 - Арешкинская-1, 23 - Лабинская-8, 23а - Лабинская-7, 24 - Лабинская-13, 25 - Юбилейная-3, 26 - Юбилейная-16, 27 - Кузнецовская-3, 28 - Кузнецовская-2, 29 - Кузнецовская-2, 30 - Лабинская-4, 31 - Лабинская-5, 32 - Лабинская-6, 33 - Кошехабльская-4, 34 - Кузнецовская-1

ВЗАИМОСВЯЗЬ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ И ТЕМПЕРАТУР НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ

вен $1,76 \text{ г/см}^3$; температура на глубине 6200 м достигает 218°C . На Платнировской площади ниже-среднеюрские отложения вскрываются бурением с применением растворов с удельным весом $1,65 \text{ г/см}^3$; $P_{\text{пл}}$ на глубине 5530 м в нижеюрских—триасовых отложениях увеличивается до 90 МПа.

На Тимашевской площади ниже-среднеюрские отложения представлены глинистыми сланцами, гранитами, порфирами; углы падения пород достигают здесь 45° ; бурение ведется с применением растворов удельного веса $1,37\text{--}1,46 \text{ г/см}^3$.

Аномально высокие пластовые давления в глубоководных среднеюрских отложениях проявляются на площадях Лабинская, Юбилейная, Кузнецовская (Восточно-Кубанская впадина).

На Лабинской площади в скв. 7 на глубине 5030 м $P_{\text{пл}}=73 \text{ МПа}$, в скв. 8 на глубине 5068 м $P_{\text{пл}}=80 \text{ МПа}$, с глубины 5044—5054 м получен незначительный приток нефти. На Юбилейной площади в скв. 3 из среднеюрских отложений произошел газовый выброс, $P_{\text{пл}}=80 \text{ МПа}$, $K_{\text{ан}}=1,75$. На Кузнецовской площади при вскрытии пласта на забое 4631 м с применением бурового раствора с удельным весом $1,74 \text{ г/см}^3$ произошел газовый выброс, скважина выбрасывала чистый газ с небольшим количеством нефти.

Таким образом, характер проявления и величины АВПД в глубоководных отложениях на площадях Западного Предкавказья различны.

В соответствии со стратиграфической принадлежностью и величиной аномальности $P_{\text{пл}}$ на графике $P\text{--}H$ выделено четыре области распределения $P_{\text{пл}}$ с различными средними $K_{\text{ан}}$ (см. рис. 2): I — область максимальной аномальности $P_{\text{пл}}$ в нижнемакопских отложениях, $K_{\text{ан ср}}=1,85$; IIa — область пониженной аномальности $P_{\text{пл}}$ в залежи кумского горизонта, характерной для площадей Северной антиклинальной зоны, $K_{\text{ан ср}}=1,3$; IIб — область с величиной аномальности $P_{\text{пл}}$ в кумском горизонте, близкой к аномальности $P_{\text{пл}}$ в нижнемакопских отложениях, $K_{\text{ан ср}}=1,85$ (Левкинская площадь); III — область аномальности $P_{\text{пл}}$ в верхнемеловых и нижнемеловых отложениях на площадях Тимашевской ступени, где проявление АВПД связано с высокоминерализованными термальными водами, $K_{\text{ан ср}}=1,6$; IVa — область, где АВПД в верхнеюрских подсоловых отложениях Восточно-Кубанской впадины контролируется галогенной толщей-покрышкой, средний $K_{\text{ан}}=1,65$; IVб — область, где АВПД в ниже-среднеюрских отложениях на площадях Западно-Кубанского прогиба, Восточно-Кубанской впадины, Тимашевской ступени связаны с активными притоками газа и термальных вод; $K_{\text{ан ср}}=1,8$.

Таким образом, анализ материалов показывает, что на основании районирования территории по активности проявления давлений в стратиграфических комплексах и тектонических зонах Западного Предкавказья возможен прогноз АВПД при вскрытии глубоководных горизонтов.

ЛИТЕРАТУРА

Аникиев К.А. Прогноз сверхвысоких пластовых давлений и совершенствование глубокого бурения на нефть и газ. М.: Недрa, 1971.

Многие исследователи считают, что соотношение жидких и газообразных углеводородов (УВ) в различных регионах мира зависит главным образом от термобарических условий в недрах. Зависимость вертикального размещения залежей УВ от пластовых температур ($T_{\text{пл}}$) и давлений ($P_{\text{пл}}$) в отдельных регионах мира показана в работах Э.Б.Чекалюка [1965], Ф.Г.Гуарри, Ю.Г.Зиминой, Ю.Н.Карогодина [1972], Ш.Ф.Мехтиева, А.А.Геодекяна, А.А.Алиева и соавторов [1973], В.Г.Осадчего, А.И.Лурье, В.Ф.Ерофеева [1976], В.Ф.Раабена [1978] и многих других геологов. Однако интерпретация приведенных в этих работах графиков неоднозначна и неполна.

Изучая характер распределения УВ залежей в системе координат $P_{\text{пл}}\text{--}T_{\text{пл}}$ по регионам, можно отметить, что намечается в основном прямолинейная зависимость, особенно до глубин 4—4,5 км. Коэффициент пропорциональности, или $T_{\text{пл}}/P_{\text{пл}}$, имеет определенное значение для отдельных нефтегазоносных регионов и даже для разных интервалов глубин одного района.

Изменение отношений этих величин для природных условий нефтегазоносных областей колеблется от 5—10 в верхних слоях до 2—3, реже — 1 в интервале глубин 2—5 км. Чем больше величина коэффициента пропорциональности, тем значительнее влияние $T_{\text{пл}}$ по сравнению с $P_{\text{пл}}$ в регионе. В общих чертах по усредненной кривой для региона можно отметить наиболее характерное значение $T_{\text{пл}}/P_{\text{пл}}=3,3$ для областей молодых платформ (Предкавказье, Средняя Азия) и 2,0—2,3 — для древних платформ (Волго-Урал, Восточная Сибирь).

Если $P_{\text{пл}}$ отвечает гидростатическим, что характерно до глубин 4 км, то различие в величинах $T_{\text{пл}}/P_{\text{пл}}$ зависит главным образом от величины геотермического градиента (ГГ), так как с увеличением глубины $P_{\text{пл}}$ повышается закономерно по формуле $P_{\text{пл}} \text{ (в МПа)} = \frac{H \text{ (в м)}}{100} \cdot \gamma$ воды. При обозначении $P_{\text{пл}}$ (в МПа) величина $T_{\text{пл}}/P_{\text{пл}}$ и ГГ (в $^\circ\text{C}/100 \text{ м}$) численно равны. Для определенного интервала глубин каждого региона характерна величина среднего ГГ с нормальным $P_{\text{пл}}$, в последующем называемая "нормалью", с коэффициентами аномальности ($K_{\text{ан}}$) 1Р м 1Т.

При проявлении аномальности $P_{\text{пл}}$ взаимосвязь $P_{\text{пл}}$ и $T_{\text{пл}}$ и их отношение приобретают другой смысл. Суть теоретической прямолинейной зависимости заключается в том, что если оставлять постоянным произведение определенных координат, то при увеличении $P_{\text{пл}}$ от нуля до бесконечности $T_{\text{пл}}$ должна уменьшаться от бесконечности до нуля или наоборот. При этом будет соответственно изменяться коэффициент пропорциональности этих величин. Если перейти к $K_{\text{ан}}$ для $P_{\text{пл}}$ и $T_{\text{пл}}$.

то они будут взаимно противоположными: аномально высокому $P_{пл}$ ($2P$) будет соответствовать аномально низкая $T_{пл}$ ($0,5T$) и наоборот ($0,5P-2T$).

Выше "нормали" происходит увеличение роли $P_{пл}$ и уменьшение влияния $T_{пл}$ (теоретические $K_{ан}P_{пл}$ изменяются от 1 до бесконечности, а $K_{ан}T_{пл}$ — от 1 до 0). В природе это зона с аномально повышенными значениями $P_{пл}$ и аномально пониженными $T_{пл}$. В недрах со средней плотностью пород осадочного чехла максимально высокая аномальность $P_{пл}$ будет ограничена величиной примерно 2,3. Соответствующее этой величине допустимое понижение $T_{пл}$ будет иметь коэффициент 0,4. Аномальность $P_{пл}$ — величина, легко определяемая по отношению к условному гидростатическому давлению (функция глубины залегания). Аномально высокие $P_{пл}$ могут встречаться на любых глубинах при условии закрытости недр (ограниченности гидросистемы пласта). Однако на небольших глубинах такие условия наблюдаются редко и даже предельно высокие аномальные $P_{пл}$ не представляют опасности. Так, для глубины 3 км $P_{пл}=30$ (1P) или 60 МПа (2P) — величины, допустимые в техническом смысле. При графическом изображении в интервале небольших глубин при сближении всех лучей аномальности вблизи зоны слияния их в нулевой точке отклонения от "нормали" незначительны, малозаметны.

На больших глубинах с возрастанием закрытости недр АВПД становятся обычным явлением. С ростом глубин закономерно увеличиваются и абсолютные значения $P_{пл}$.

Так, на глубине 5 км, где условное гидростатическое давление составляет 50 МПа, при увеличении его в 1,5 раза $P_{пл}$ достигнет уже 75 МПа, а в 2 раза — 100 МПа. В глубокой скв. Берта Роджерс-1 $P_{пл}$, замеренное на глубине 9583 м, равно 211 МПа при $K_{ан}=2,1$. При обработке данных по глубоководным интервалам и графическом изображении результатов при нанесении таких существенных величин $P_{пл}$ в силу их высокой аномальности (в 1,5–2 раза) происходит большой отскок точек от "нормали", что делает эффект аномальности более наглядным. Именно поэтому эффект аномальности и был замечен на материалах по большим глубинам.

Для Западного и Восточного Предкавказья построены графики в системе координат $P_{пл}-T_{пл}$, на которые нанесены точки с замерами этих параметров, относящихся к интервалу глубин 4–6 км (рисунок). Наиболее представительный материал собран по Восточному Предкавказью, где учтено 52 замера. При обработке фактических данных обращает на себя внимание значительный разброс величин $P_{пл}$ (35–95 МПа) и ограниченный интервал изменения $T_{пл}$ (150–180°C), что можно объяснить влиянием аномальности $P_{пл}$. Около точек нанесены рассчитанные по глубине значения $K_{ан}P_{пл}$. По этим данным проведены веерообразные лучи, сходящиеся на нуле. Как видно из графиков, интерпретация данных несколько условна, так как охвачен большой глубинный интервал (2 км), скважины распределены по территории неравномерно и приурочены к разным тектоническим элементам, сказывается также и влияние типа разреза, особенно наличие надежных покрышек.

Однако лучи аномальности $P_{пл}$ на графиках имеют приемлемые допуски и указывают на общую нарастающую тенденцию приближения к

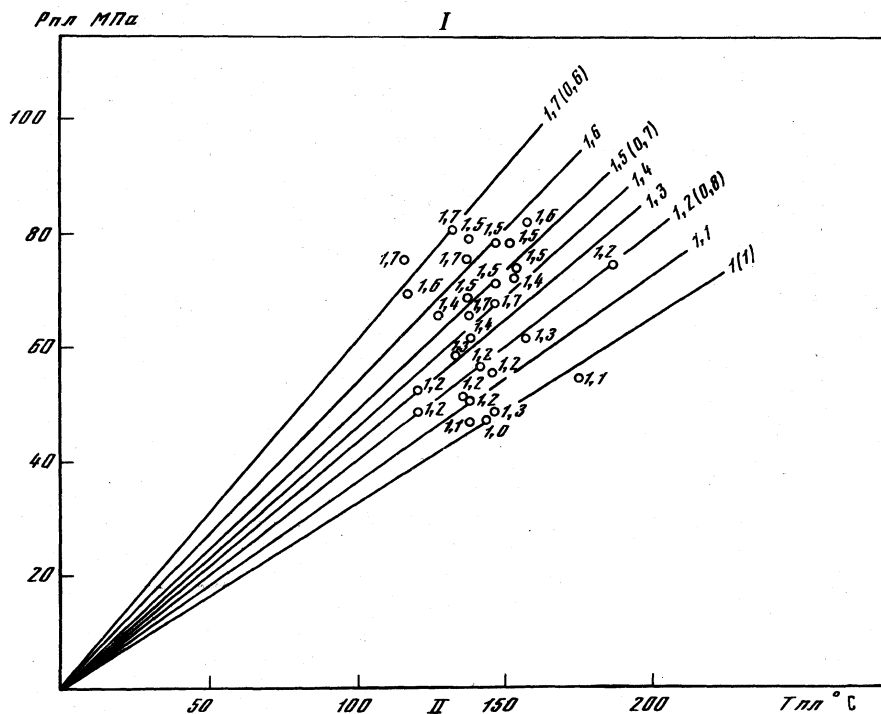
оси ординат значений $P_{пл}$, а относительно "нормали" (1P) — на последовательное увеличение аномальности $P_{пл}$ до 2,3 и выше и уменьшение до 0,8 и ниже.

Если "нормаль" отвечает установившемуся геотермическому режиму региона, то при возрастании роли $P_{пл}$ (зона проявления АВПД) температурный фактор имеет тенденцию понижения ($K_{ан}T_{пл}$ снижается до 0,4). Это значит, что одни и те же абсолютные значения $T_{пл}$ могут повторяться при различных $P_{пл}$ в зависимости от их $K_{ан}$. Так, в Восточном Предкавказье $T_{пл}=150^\circ\text{C}$ замерена при $K_{ан}P_{пл}=1; 1,1; 1,2; 1,4; 1,5; 2,2$ и колебания величин $P_{пл}$ от 43 до 97 МПа.

В зоне проявления АВПД происходит интенсивное снижение $T_{пл}$, которое уловить в абсолютных величинах и связать с глубинами трудно, так как постоянных средних ГГ, не изменяющихся по разрезу, нет. Однако это явление можно наблюдать на примере понижения интервального глубинного (4–6 км) ГГ в сравнении с ГГ по всему разрезу (2,2 против 3,2°C/100 м) в Терско-Сунженском районе. Объяснить резкое снижение ГГ на больших глубинах литологическими или тектоническими особенностями трудно, поскольку верхнемеловые залежи как в интервале 2–4 км, так и ниже залегают в одинаковых в этом отношении условиях. Залежи имеют однотипное строение и характеризуются сильной трещиноватостью коллекторов. Литологический фактор должен был бы действовать обратным образом, так как ниже, в разрезе верхней юры, имеется галогенная толща с повышенными теплопроводными свойствами, а перекрытием служит мощная толща майкопских глин, задерживающая тепло. Понижение глубинного интервального ГГ, скорее всего, можно объяснить взаимным влиянием $T_{пл}$ и $P_{пл}$. Взаимосвязь $P_{пл}$ и $T_{пл}$ можно проиллюстрировать фактическими данными. Для этого сравним значения самых наглядных величин $P_{пл}$ и $T_{пл}$, замеренных почти на одних и тех же глубинах по отдельным регионам. В Терско-Каспийском прогибе в Бенойской скв. 47 в условиях, приближенных к нормальному давлению ($K_{ан}=1,3$), $T_{пл}=197^\circ\text{C}$ отмечена на глубине 4533 м. На близкой, даже несколько большей глубине (4705 м) в Минеральной скв. 15 эффектом аномальности $P_{пл}$ ($K_{ан}=1,9$) $T_{пл}$ снижена до 164°C.

На территории Западного Предкавказья при аномальности $P_{пл}$ ($K_{ан}=1,7$) в Лабинской скв. 5. $T_{пл}=135^\circ\text{C}$ в интервале глубин 4727–4870 м. В Северной скв. 3 $T_{пл}=140^\circ\text{C}$ на глубине 5200 м при аномальности $P_{пл}$ ($K_{ан}=1,5$). Это в то время как при нормальном $P_{пл}$ в Тенгинской скв. 2 уже на глубине 4500 м $T_{пл}$ достигает 147°C.

Ниже нормали отмечается уменьшение роли $P_{пл}$ и повышение значения $T_{пл}$. На этом участке теоретические величины $T_{пл}/P_{пл}$ меняются от 1 до бесконечности. В этой зоне аномально низким $P_{пл}$ (например, 0,5 P) соответствуют аномально высокие $T_{пл}$ (2 T). Аномально низкие $P_{пл}$ создаются при возможности интенсивной разгрузки на поверхность или в вышележащие отложения. На небольших глубинах в условиях свободного водообмена это явление проявляется шире. Наглядным примером является Армави́ро-Невинномысский вал на Ставропольском своде, где наблюдаются аномально низкие $P_{пл}$ (на Николаевской пло-



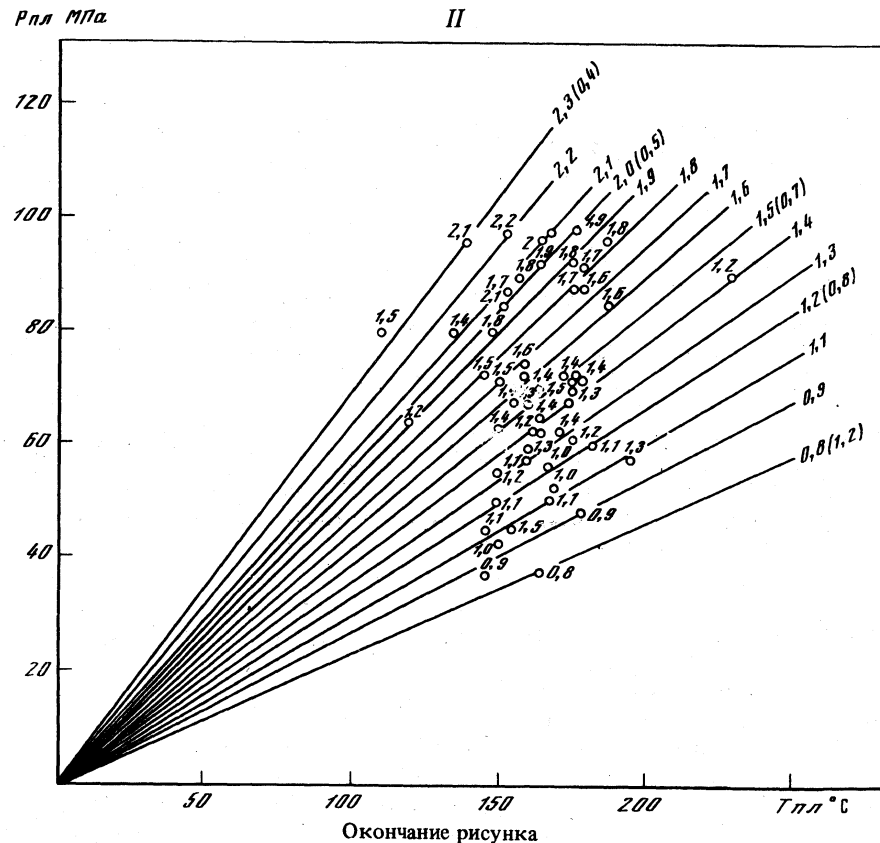
Взаимосвязь пластовых температур и давлений на больших глубинах в недрах Западного (I) и Восточного (II) Предкавказья

Кружки — точки замеров и $K_{ан} P_{пл}$; линии — лучи одинаковой аномальности $P_{пл}$; цифры в скобках — $K_{ан} T_{пл}$

щади $P_{пл}$ ниже гидростатического на 55%) и высокоаномальные температуры ($\Gamma\Gamma=8-10^\circ\text{C}/100\text{ м}$).

На больших глубинах разгрузка вод затрудняется и вертикальные перетоки осуществляются в исключительных случаях по проводящим разломам или при явлениях соляного или глинистого диапиризма и грязевого вулканизма. Повышение $T_{пл}$ в зонах пониженных $P_{пл}$ наблюдается в Восточном Предкавказье. Так, в Октябрьской скв. 225 при аномальности $P_{пл}$ ($K_{ан}=0,9$) на глубине 4972 м $T_{пл}=177^\circ\text{C}$. При нормальном $P_{пл}$ в скв. 253 той же площади на несколько большей глубине (5100 м) $T_{пл}=167^\circ\text{C}$, что на 10° ниже. Почти такая же величина $T_{пл}$ (164°C) отмечается в Южно-Буйнакской скв. 2 на глубине 4520 м при $P_{пл}$, характеризующемся $K_{ан}=0,8$.

Выяснив взаимное влияние $T_{пл}$ и $P_{пл}$, можно по величине аномальности $P_{пл}$ судить об аномальности $T_{пл}$. По "нормали" они будут соответствовать своим глубинам залегания, характеризую средный $\Gamma\Gamma$, а при аномальности $P_{пл}$ (зона проявления АВПД) они будут аномально низкими, несмотря на их абсолютно высокие температуры. Так, $T_{пл}$ на забое (9583 м) в скв. Берта Роджерс-1, равная 316°C , является аномально пониженной с $K_{ан}=0,5$ в условиях повышенного $P_{пл}$ с $K_{ан} =$



Окончание рисунка

$=2,1$. Следовательно, занижен и $\Gamma\Gamma$. Рассчитанный обычным способом он равен 3,3, а с учетом снижения температуры в зоне АВПД — $6,5^\circ\text{C}/100\text{ м}$.

В заключение можно отметить, что на больших глубинах наглядно видна взаимосвязь $P_{пл}$ и $T_{пл}$, существующая в пластовых условиях. Установлено, что при проявлении АВПД $T_{пл}$ в залежи понижена по сравнению с общим прогревом пород на этом уровне. В большей мере это касается глубокопогруженных горизонтов.

ЛИТЕРАТУРА

- Гурари Ф.Г., Зимин Ю.Г., Карогодин Ю.Н. Термобарические факторы дифференциального размещения нефтяных и газовых залежей Западной Сибири. — Докл. АН СССР, 1972, т. 203, № 2.
 Мехтеев Ш.Ф., Геодекян А.А., Алиев А.И. и др. Влияние термодинамических параметров недр на распределение залежей нефти и газа в Южно-Каспийской впадине — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1973, № 2.
 Осадчий В.Г., Лурье А.И., Ерофеев В.Ф. Геотермические критерии нефтегазоносности недр. Киев: Наукова думка, 1976.
 Раабен В.Ф. Размещение нефти и газа в регионах мира. М.: Наука 1978.
 Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. М.: Недра, 1965.

А.В.ТОМКИНА

ПРОГНОЗ ФАЗОВОГО СОСТОЯНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ В ПРЕДКАВКАЗЬЕ

Прогнозу фазового состояния углеводородов (УВ) в глубоководных горизонтах в последнее время уделяется большое внимание. Считается, что жесткие термобарические условия, существующие на больших глубинах, способствуют переходу жидкой фазы в газообразную. Порог метанизации жидких УВ разными исследователями [Landes, 1967; Стрижов, 1968; Моделевский, 1972; и др.] определяется величинами пластовых температур и давлений, колеблющихся в больших пределах ($T_{пл}$ от 175°C до 400–500°C, $P_{пл}$ — до 170 МПа). Поэтому до сих пор определенная нижняя глубинная граница существования нефти в осадочной толще не установлена. Для каждого конкретного региона она находится в большой зависимости от особенностей термобарических режимов в недрах.

Анализ фактического материала распределения УВ залежей в Западном и Восточном Предкавказье в системе координат $T_{пл}$ – $P_{пл}$ позволяет предварительно определить фазовое состояние УВ в залежах на больших глубинах (рис. 1).

На графиках нанесены залежи нефти, газоконденсата и газа. Для интервала глубин 4–6 км взяты также замеры по отдельным скважинам, в том числе и по продуктивным. Область исследования разделена на три глубинных интервала: 0–2 км, 2–4 км и 4–6 км. Разделение это основано на связи $P_{пл}$ и глубин при гидростатическом режиме. Выход точек за глубинный интервал объясняется аномальностью $P_{пл}$, и для иллюстрации этого давления проведены лучи аномальности $P_{пл}$ (см. в наст. сб. статью А.В.Томкиной "Взаимосвязь пластовых давлений и температур на больших глубинах").

Для каждого глубинного интервала проведен свой средний, наиболее характерный геотермический градиент (ГГ) — "нормаль" и по нему высчитан предел развития АВПД ($2,3 P_{пл}$). Как правило, все конкретные точки, отвечающие залежам, расположены вблизи "нормали". Однако на одном графике рассматривается весь регион в целом, тогда как каждая тектоническая структура в зависимости от величины осадочного чехла имеет свою тенденцию изменения $T_{пл}$ по разрезу. Кроме того, литологические особенности, характер гидрогеологической раскрытости, проводящие сбросы и многие другие факторы приводят к сложному характеру изменения ГГ по разрезу даже в пределах одной тектонической структуры. В силу вышеуказанного точки природных термодинамических условий залегания залежей в координатах $P_{пл}$ и $T_{пл}$ несколько отклоняются от среднего значения ГГ не только по причине аномальности $P_{пл}$.

Учитывая величину ГГ каждого замера, можно отметить, что для двух нижних интервалов она численно равна величине $T_{пл}/P_{пл}$. Значе-

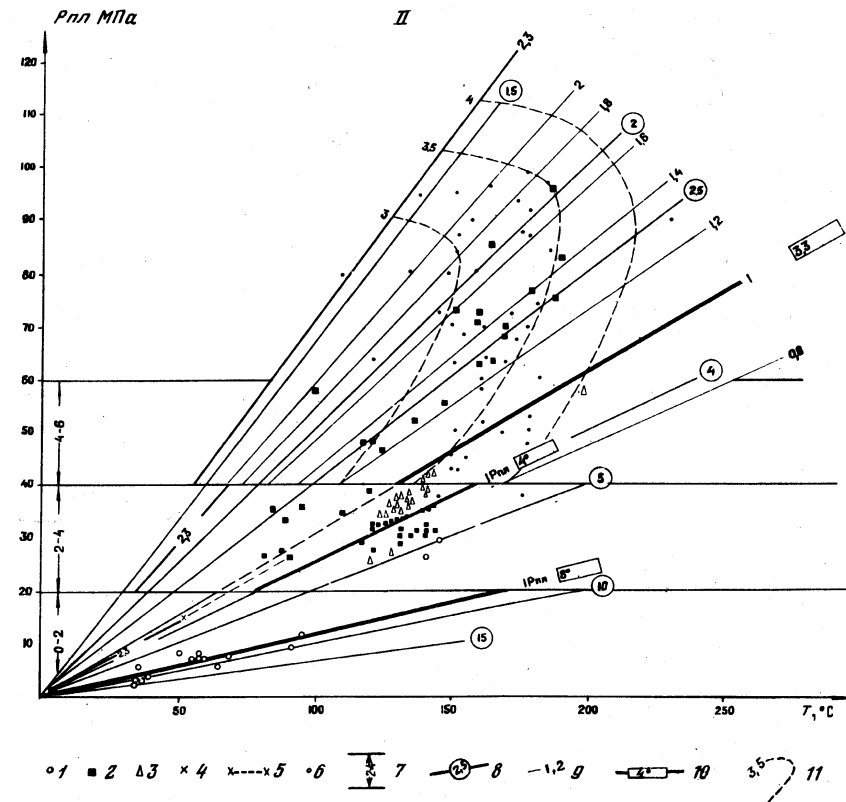
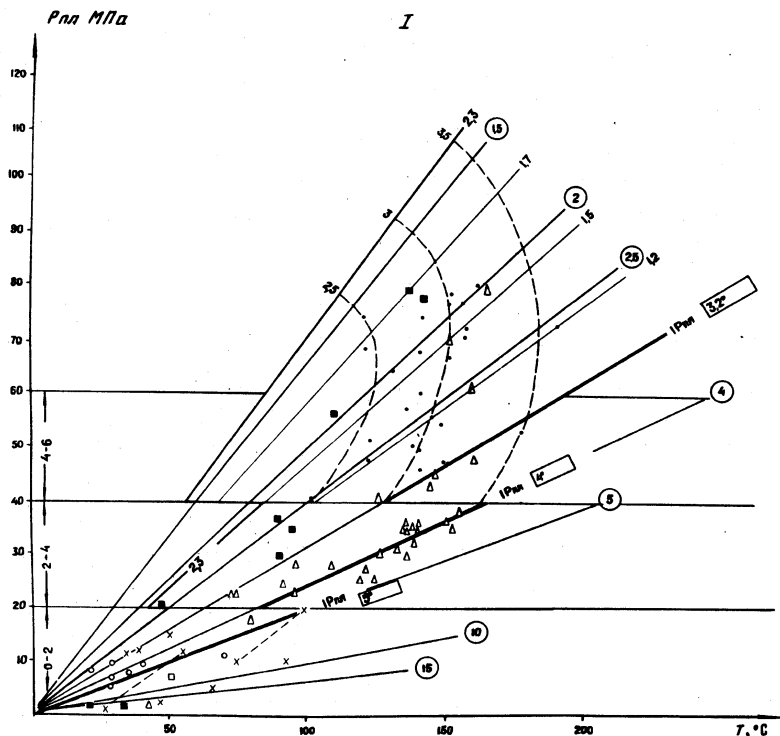
ния отношения, колеблющиеся от 15 до 1,5, изображены в виде сквозных лучей для всех интервалов. До глубины 4 км лучи с определенными значениями $T_{пл}/P_{пл}$ являются разделяющими залежи УВ по фазовому состоянию.

В зонах аномальных $P_{пл}$ и $T_{пл}$ отношение $T_{пл}/P_{пл}$ уже не соответствует ГГ, оно значительно меньше в зоне АВПД и больше в зоне АНПД. Для более правильной оценки температурного режима в недрах, где обнаружены залежи УВ, воспользуемся величиной ГГ, который исключает хотя бы влияние аномальности $P_{пл}$.

Для нижнего глубинного интервала (0–2 км) отмечаются наибольшие величины $T_{пл}/P_{пл}$. В Восточном Предкавказье средний ГГ равен 8°C/100 м (см. рис. 1). Вблизи этой линии на рис. 1 располагаются газовые хадумские залежи крупного Ставропольского свода и нижнемеловые — кряжа Карпинского. В Западном Предкавказье около "нормали" с $T_{пл}/P_{пл}=5$ в основном сосредоточены нефтегазовые неогеновые и палеогеновые залежи южного борта Западно-Кубанского прогиба. Ниже "нормали" в зоне АНПД отмечены нефтяные и газоконденсатные залежи Армавири-Убеженского района. Здесь же располагается Кушевская нижнемеловая газоконденсатная залежь, залегающая на докембрийском фундаменте.

В интервале глубин 2–4 км в обоих регионах наиболее характерно отношение $T_{пл}/P_{пл}\approx 4$. В Западном Предкавказье с ГГ от 3,4 до 4,9°C/100 м связаны нижнемеловые газоконденсатные залежи Ейско-Березанского района и Восточно-Кубанской впадины. Отдельные нефтяные эоценовые залежи Западно-Кубанского прогиба имеются в зоне АВПД с $T_{пл}/P_{пл}=2-3$ (см. рис. 1). В Восточном Предкавказье в аналогичных условиях АВПД находятся нефтяные верхнемеловые залежи Терско-Сунженского района. Зона их развития сдвигается в интервал давлений, характерных для глубин 4–6 км. При $T_{пл}/P_{пл}=4$ нормаль делит мезозойские залежи платформенной части региона на преимущественно газоконденсатные Дагестана (выше) и нефтяные Прикумского района (ниже). Отличительной чертой нефти Прикумского района является высокое содержание твердых парафинов (до 20–30%). Вблизи луча, отвечающего отношению $T_{пл}/P_{пл}=5$, расположены газовые и газоконденсатные залежи Мирненского и Северо-Нагутского месторождений.

Для больших глубин (4–6 км) средние ГГ по "нормали" для обоих регионов очень близки (3,2 и 3,3°C/100 м). В связи с проявлением значительных, достигающих предельных величин АВПД здесь наблюдается наибольшее отклонение точек от "нормали". Разделение УВ по фазовому состоянию здесь возможно по изолиниям ГГ, проведенным через 0,5°C/100 м. Изолинии равных ГГ очерчивают полуовал и отделяют залежи с различными фазовыми состояниями УВ, только их значения несколько сдвинуты по сравнению с 4-километровым глубинным уровнем. В Западном Предкавказье нефтяные залежи расположены между изолиниями 2,5–3°C/100 м. В Терско-Каспийском районе граница между нефтяными и газоконденсатными залежами условно проводится по изолинии ГГ 4°C/100 м, отделяющей Бенойскую площадь. На последней верхнемеловые отложения содержат газоконденсатную залежь.



Р и с. 1. Графики фазового состояния УВ в недрах Западного (I) и Восточного (II) Предкавказья

1-4 — залежи: 1 — газовые, 2 — нефтяные, 3 — газоконденсатные, 4 — газонефтяные; 5 — группа залежей; 6 — точки замеров $T_{пл}$ и $P_{пл}$; 7 — глубинные интервалы, км; 8 — $P_{пл}$; 9 — $T_{пл}/P_{пл}$; 10 — средний поинтервальный ГГ, °C/100 м; 11 — изолинии ГГ в интервале глубин 4-6 км

Р и с. 1 (окончание)

На больших глубинах при проявлении АВПД происходит как бы "разворот" $T_{пл}$ в обратном направлении. При этом наблюдается сужение пределов изменения значений $T_{пл}$ и расширение пределов изменения $P_{пл}$, которые высоко отходят от изучаемого глубинного уровня при $K_{ан} \approx 2$. Происходит как бы искусственное "удлинение глубин" по значениям $P_{пл}$, и чтобы показать истинную картину, надо как бы "вернуть" точки в их глубинный интервал и расположить изолинии геоизотерм параллельно "нормали". Тогда изолинии градиентов, разделяющие УВ по фазовому состоянию, будут соответствовать такому же значению $T_{пл}/P_{пл}$, как и при нормальных $P_{пл}$.

В интервале небольших глубин показаны залежи, приуроченные к бортовым частям краевых прогибов (Западно-Кубанского) и крупным положительным элементам (Ставропольский свод и кряж Карпинского). В интервале средних глубин в основном показаны залежи, приуроченные к положительным тектоническим элементам с залеганием фундамента на глубине 3-5 км типа Ейско-Березанских дислокаций и

Прикумской зоны поднятий. На глубинах свыше 4 км обнаружены залежи УВ на положительных элементах в сверхглубоких депрессиях с более глубоким залеганием фундамента (до 9-10 км).

Каждый тектонический элемент в зависимости от мощности осадочного чехла характеризуется средним ГГ. Степень прогрева недр и взаимовлияния $T_{пл}$ и $P_{пл}$ ($T_{пл}/P_{пл}$) и является главным определяющим фактором фазового состояния УВ. Так, в Предкавказье в условиях нормальных $P_{пл}$, отвечающих гидростатическим, развитие газовых залежей связано с $T_{пл}/P_{пл}$ от 10 до 5, газоконденсатных — от 5 до 3,3 и нефтяных — от 3,3 до 2. Не абсолютные величины $T_{пл}$ и $P_{пл}$, а их отношение и, следовательно, глубины залегания влияют на физические свойства УВ и их фазовое состояние.

Н.Е.Митин [1978] обращает внимание, что нефти кумского горизонта Новодмитриевского и Левкинского месторождений сходны по составу, степени газонасыщения и физическим свойствам, а глубины залегания и термодинамические условия в залежах разные. В Новодмитриевской залежи $T_{пл} = 102^\circ\text{C}$, а в Левкинской 141°C ; $P_{пл}$ выше гидростатических в 1,2 раза (34 МПа) в первой и в 1,7 раза (80 МПа) во второй.

На Лабинском и Южно-Андреевском месторождениях, несмотря на разную глубину залегания (соответственно 4750 и 2550 м), различный возраст продуктивных толщ (поздняя юра и средний миоцен) и наличие довольно жестких термодинамических условий ($P_{пл}=77$ и 56 МПа, $T_{пл}=148$ и 115°C), физико-химический состав нефти имеет много общего.

Таким образом, анализ термодинамических условий отдельных регионов показывает, что эти условия определяют фазовое состояние УВ в залежах. Мало зависящие от глубины залегания и абсолютных величин $P_{пл}$ и $T_{пл}$ углеводородные системы очень чувствительны к соотношению $T_{пл}$ и $P_{пл}$, которое определяет процессы протекания реакции, а следовательно, и конечный продукт. При гидростатических режимах $P_{пл}$ с глубиной нарастает закономерно и поэтому величина $T_{пл}/P_{пл}$ зависит главным образом от прогресса недр, или от ГГ.

По общей тенденции изменения ГГ и возможен прогноз фазового состояния УВ на больших глубинах. Для сверхглубоких депрессий со значительным погружением фундамента, таких как Западно-Кубанский и Терско-Каспийский прогибы, нарастание $T_{пл}$ с глубиной будет замедленным. Здесь до значительных глубин возможно сохранение жидких УВ. В Терско-Сунженском районе залежь нефти на Андреевской площади обнаружена на глубине 5800 м.

Для более точного определения глубины существования нефти в недрах необходимо проследить изменение химического состава и физических свойств нефти с глубиной. При этом очень важно знание плотностей нефти, отвечающих термобарическим условиям их нахождения в пласте. Глубину перехода нефтяных залежей в чисто газовые можно предположительно наметить по величине газового фактора и характеру его изменения. В.С.Чемоданов [1967] определяет критический предел в отношениях газа и нефти в интервале $1000-1500 \text{ м}^3/\text{т}$ в зависимости от конкретных условий того или иного нефтегазоносного района.

Изменение газового фактора и пластовых плотностей нефти в зависимости от глубины залегания и термобарических условий прослежено для верхнемеловых залежей Передовых хребтов Терско-Каспийского прогиба (рис. 2). С увеличением глубин, а следовательно, давлений и температур наблюдается уменьшение плотностей нефти и увеличение газового фактора. При этом намечается аналогичная тенденция изменения по двум антиклинальным линиям: Терской и Сунженской.

В интервале глубин 2–3 км, характеризующихся $P_{пл}=30-50$ МПа и $T_{пл}=80-120^{\circ}\text{C}$, изменение наблюдаемых параметров происходит в большом диапазоне. Плотность нефти уменьшается от $0,78$ до $0,6 \text{ г}/\text{см}^3$, а газовый фактор возрастает от 30 до $300 \text{ м}^3/\text{т}$. На глубинах 3–5 км, в более жестких термодинамических условиях ($P_{пл}=50-80$ МПа, $T_{пл}=120-160^{\circ}$), изменение плотностей нефти и газового фактора происходит в незначительных пределах и составляет соответственно $0,6-0,5 \text{ г}/\text{см}^3$ и $300-730 \text{ м}^3/\text{т}$. При этом наблюдается смещение залежей (Хаян-Корт, Старогрозненская) (см. рис. 2, ХК и СТ) от общей тенденции изменения (кривой) для определенной антиклинальной линии. Подобная особенность изменения плотностей поверхностных анализов нефти

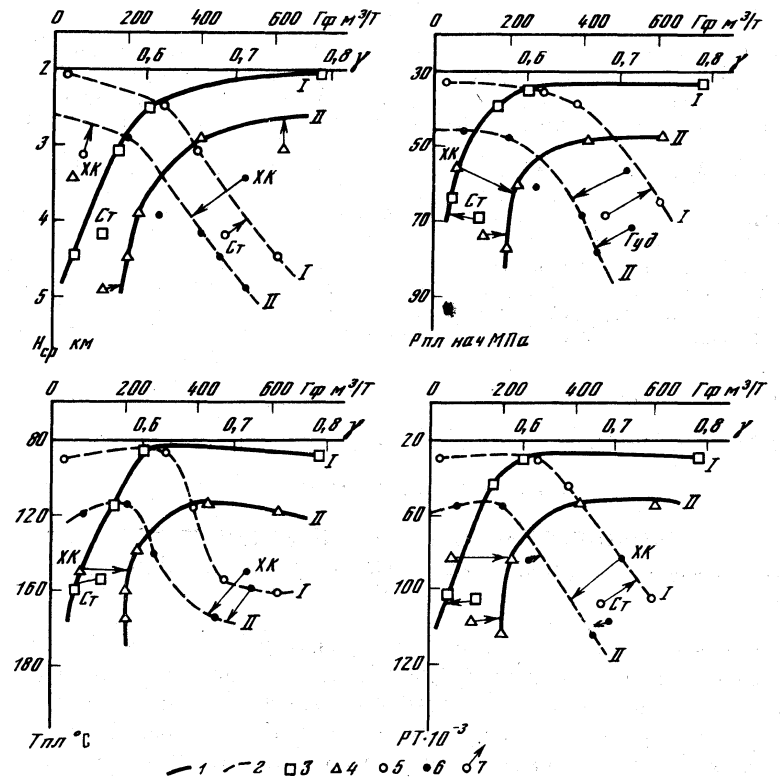


Рис. 2. Графики изменения плотностей нефти (γ) и газового фактора (Γ_f) верхнемеловых залежей в зависимости от глубины залегания и термобарических условий в Терско-Сунженском районе

Антиклинальные зоны: I – Сунженская, II – Терская; 1–2 – кривые изменения: 1 – плотностей нефти (в пластовых условиях), 2 – газового фактора; 3–4 – замеры плотностей нефти в залежах: 3 – I зоны, 4 – II зоны; 5–6 – замеры газового фактора в залежах: 5 – I зоны, 6 – II зоны; 7 – точки сноса

была подчеркнута С.И.Сергеевко [1971], который отметил, что в интервале $T_{пл}=80-140^{\circ}\text{C}$ плотность нефти меняется в небольших пределах – $0,81-0,835 \text{ г}/\text{см}^3$.

По четырем произведениям графикам (зависимость от глубины, $P_{пл}$, $T_{пл}$ и произведения $P_{пл}T_{пл}$) видно, что плавное закономерное изменение плотностей и особенно газового фактора связано с величинами $P_{пл}$ и произведения $P_{пл}T_{пл}$. Это еще раз подчеркивает важность роста $P_{пл}$ при взаиморастворении УВ и взаимное действие $T_{пл}$ и $P_{пл}$ на фазовое состояние УВ в недрах. Занижение $T_{пл}$ влиянием АВПД обуславливает замедленный темп изменения плотностей нефти и газового фактора на больших глубинах. Продолжение намеченного темпа изменения газового фактора до критического предела, по В.С.Чемоданову, дает основание предполагать нахождение жидких УВ в Терско-Сунженском районе до глубин 6,5–7 км.

ЛИТЕРАТУРА

- Митин Н.Е. Закономерности размещения нефтяных, газовых и газоконденсатных залежей. — В кн.: Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Предкавказья и Азербайджана, М.: Недра, 1978.
- Моделевский М.Ш. Новое в прогнозировании нефтегазоносности, М.: ВНИИОЭНГ, 1972.
- Сергеев С.И., Юдин Г.Т. Взаимосвязь нефтеносности с геотемпературным полем Предкавказья. — Геология нефти и газа, 1971, № 11.
- Стрижов И.Н. Методы разработки нефтяных и газоконденсатных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 1968.
- Чемоданов В.С. Проблемные вопросы миграции нефти в газовом растворе в применении к конкретным условиям нефтегазоносных районов. — В кн.: Генезис нефти и газа, М.: Недра, 1967.
- Landes K.K. Eometamorphism and Oil and Gas in time and space. — AAPG, 1967, vol. 51, N 6.

УДК 622.276.031:533.1/2

Ю.Т.АФАНАСЬЕВ, А.В.ТОМКИНА

ВЛИЯНИЕ ПЛАСТОВЫХ ТЕМПЕРАТУР И ДАВЛЕНИЙ НА ФАЗОВОЕ СОСТОЯНИЕ УГЛЕВОДОРОДОВ

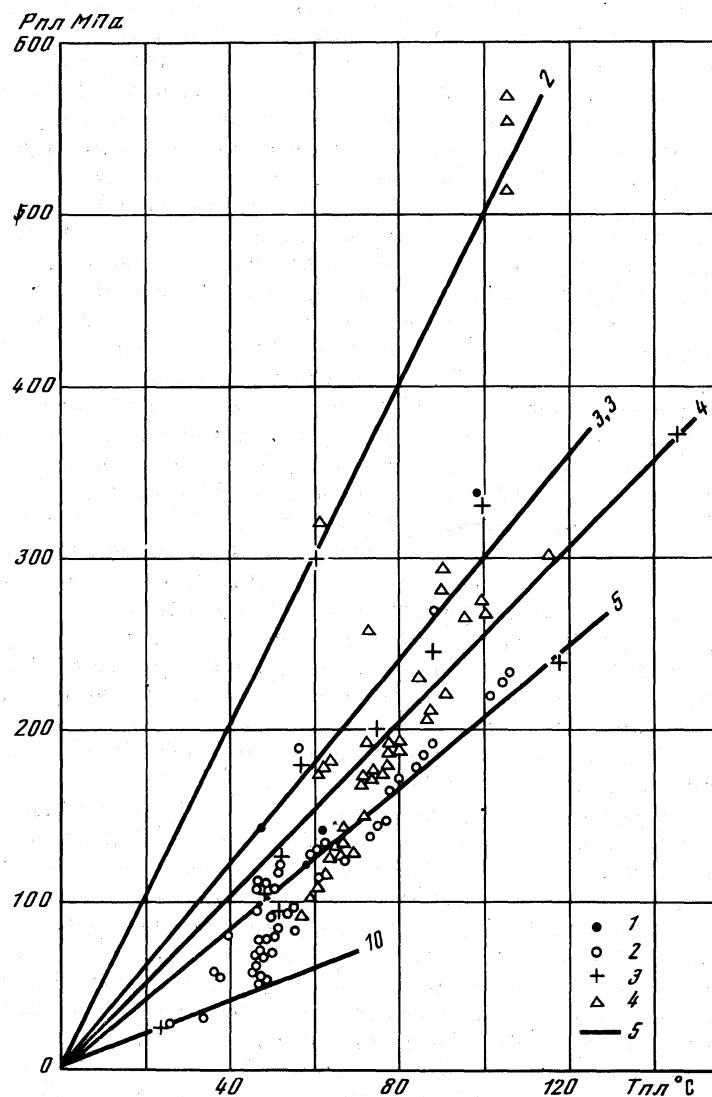
Исключительно важное практическое значение имеет проблема оценки соотношения жидких и газообразных углеводородов (УВ) в недрах и прогноз их фазового состояния на больших глубинах. Как показывает опыт сверхглубокого бурения в различных странах, продуктивные отложения в интервалах 5–7 км отличаются преимущественной газоносностью. Однако определенные выводы можно сделать пока только по трем регионам США, где на глубинах свыше 4,5 км выявлено значительное количество залежей. Э.В.Чайковская и Е.А.Дьяконова [1971] пришли к выводу, что в палеозойских отложениях древних платформ (Западный Внутренний и Пермский регионы) на глубине 5–6 км встречаются практически только залежи сухого метанового газа. Самая глубокая промышленная залежь газа открыта в силурийско-девонских отложениях впадины Анадарко на месторождении Миллз Ранч в скв. Руг-Лебеттер-1 в интервале глубин 7663–8083 м. В мезозойских и кайнозойских отложениях платформ с палеозойским основанием (бассейн Мексиканского залива и особенно желоб Галф-Кост) выявлены в основном газовые и газоконденсатные залежи, но достаточно широко распространены также и нефтяные скопления. За период 1965–1968 гг. в бассейне Галф-Кост открыто 170 газовых и 104 нефтяные залежи. Самая глубокая нефтяная залежь выявлена на месторождении Лейк-Вашингтон на глубине 6536–6543 м.

Углеводородные скопления в земной коре в зависимости от конкретных термодинамических условий встречаются в виде твердых тел, жидкости, газа и их смесей. Многие исследователи считают, что с увеличением глубин при возрастании пластовых давлений ($P_{пл}$) и темпе-

ратур ($T_{пл}$) большая часть тяжелых фракций жидких и даже твердых УВ переходит в газообразное состояние, следствием чего является вертикальная зональность распределения залежей, общий принцип которой заключается в смене нефтяных залежей нефтегазовыми, газоконденсатными и, наконец, чисто газовыми. Рассматривая вертикальную зональность образования и распределения скоплений УВ, Н.Б.Вассоевич [1959] увязывает их со стадиями или зонами литогенеза (диагенез, ранний, средний и поздний катагенез, метагенез). И.В.Высоцкий и В.Б.Оленин [1964] также привязывают эти скопления к зонам литогенеза, которые подразделяют на генетические зоны (диагенез, протокатагенез, мезокатагенез, апокатагенез, протаметагенез, апометагенез). В.А.Сokolov [1966] более детально рассматривает зональность образования и миграции УВ. Он считает, что более целесообразно подразделять зоны по характеру реакций и $T_{пл}$ или соответствующим им глубинам, что и определяет составы образующихся газов и нефти. В связи с этим выделяются биохимическая и три термokatалитических зоны (верхняя — переходная, средняя — нефтегазовая, нижняя — метановая).

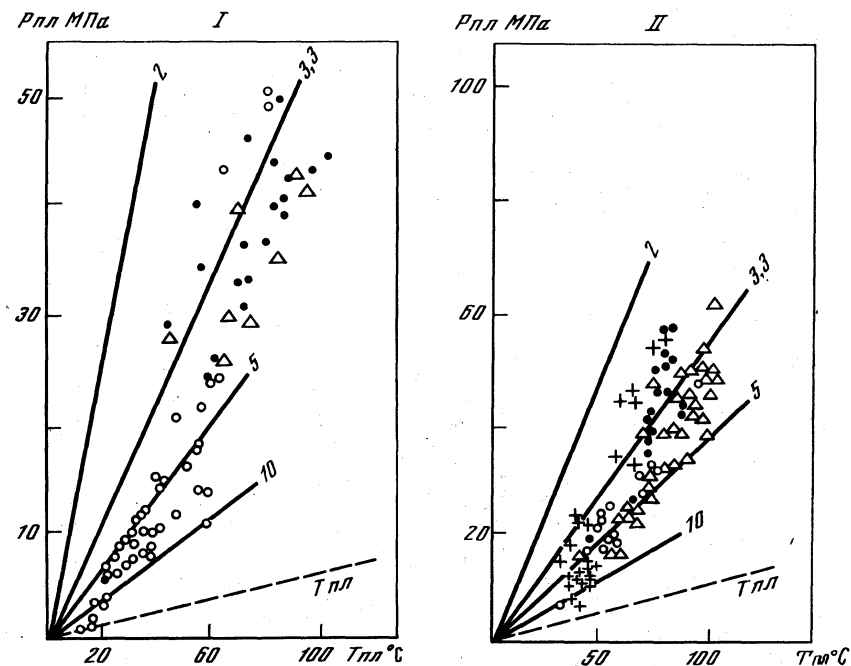
Почти по всем регионам Советского Союза выделены глубинные интервалы с пределами изменений $T_{пл}$, реже $P_{пл}$ и приуроченности к ним зон развития преимущественно газовых, газоконденсатных и различных по плотности нефти залежей: А.Я.Кремсом — для Тимано-Печорского района, В.Н.Корценштейном, Т.П.Афанасьевым и другими геологами — для Предкавказья, Ш.Ф.Мехтиевым, А.А.Геодекяном, А.И.Алиевым — для Южно-Каспийской впадины, Г.П.Сверчковым, Ф.Г.Гурари, Ю.Г.Зиминим — для Западной Сибири, а также многочисленными исследователями — для Волго-Уральского региона. Однако проблема вертикальной зональности в распределении скоплений УВ очень сложна и не имеет однозначного решения.

Для ряда регионов страны проанализировано распределение залежей УВ в зависимости от величин $T_{пл}$ и $P_{пл}$, показано их фазовое состояние и сделана попытка однотипной интерпретации графиков. По аналогии с более подробно разобранными графиками по Предкавказью (см. статью А.В.Томкиной "Прогноз фазового состояния углеводородов на больших глубинах в Предкавказье" в наст. сб.) проведены лучи пропорциональности, или отношения $T_{пл}/P_{пл}$. Определенные их значения разделяют залежи УВ по фазовому состоянию, так как в большинстве районов выявлены в основном скопления до глубины 4–4,5 км, т.е. в условиях гидродинамического режима. Для регионов молодых платформ (Предкавказье, районы Средней Азии) лучи пропорциональности проведены из нулевой точки через все интервалы глубин. Как показывает интерпретация графиков по Предкавказью, в недрах при величинах $T_{пл}/P_{пл}$ от 5 до 10 присутствуют газовые, от 3,3 до 5 — преимущественно газоконденсатные и от 2 до 3,3 — нефтяные залежи. Такие же пределы пропорциональности $T_{пл}/P_{пл}$ для определенного фазового состояния УВ отмечаются и для районов Средней Азии, Таджикистана и Узбекистана (рис. 1), Туркмении и Казахстана, только в Среднеазиатском регионе слабее выражена нефтяная зона. Газоконденсатные залежи преимущественно развиты в зоне, где $T_{пл}/P_{пл}=3,3-5$, большинст-



Р и с. 1. Фазовое состояние УВ в Таджикистане и Узбекистане
1-4 - залежи: 1 - нефти, 2 - газа, 3 - нефти и газа, 4 - газоконденсата;
5 - значения $T_{пл}/P_{пл}$

во газовых залежей группируется около луча пропорциональности со значениями $T_{пл}/P_{пл}$ от 5 до 10 на глубинах до 1 км. Указанные значения $T_{пл}/P_{пл}$ характерны для областей молодых платформ с палеозойским основанием. В областях подобного типа появления газообразных УВ обусловлено повышенной ролью температурного фактора. Газоконденсатные и газовые залежи образуются здесь за счет термического крекинга.



Р и с. 2. Фазовое состояние УВ в Предкарпатском прогибе (I) и Азербайджане (II)
Условные обозначения см. на рис. 1

Для Южно-Каспийской впадины и Предкарпатского прогиба (рис. 2) интерпретация графиков по фазовому состоянию УВ возможна при повороте оси значений $T_{пл}$ на некоторый угол с приближением ее к расположению конкретных точек. Тогда зоны развития газовых, газоконденсатных и нефтяных залежей будут соответствовать вышеуказанным значениям $T_{пл}/P_{пл}$. Понижение $T_{пл}$ в этих регионах можно объяснить большой мощностью осадочного чехла и развитием мощных экранирующих глинистых толщ, пеструю картину - сложным тектоническим строением. В Предкарпатье газовые залежи имеют широкое развитие до глубины 2 км, ниже они сменяются газоконденсатными залежами с постепенным переходом в нефтяные.

В Азербайджане газовые залежи не образуют четкой отдельной зоны, они чередуются с газоконденсатными и нефтяными. В верхних слоях активного разрушения, преобразования и биохимического воздействия встречаются залежи как газовые, так и тяжелой нефти с плотностью около $0,9 \text{ г/см}^3$.

Для регионов с древним фундаментом (Западная Сибирь и районы Волго-Урала) стандартную палетку со значениями $T_{пл}/P_{пл}$ приходится смещать с нуля и поинтервально определять область развития газовых залежей.

Платформы с докембрийским основанием имеют средний геотермический градиент (ГГ) около $2^\circ\text{C}/100 \text{ м}$ ($2,5$ - в Коми АССР; 2 - в

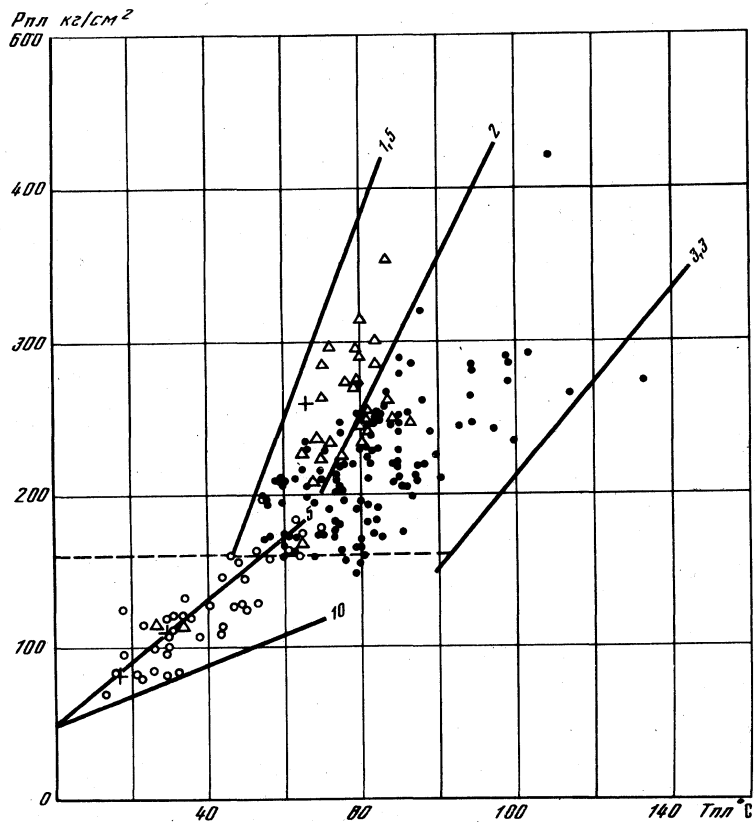


Рис. 3. Фазовое состояние УВ в Западной Сибири
Условные обозначения см. на рис. 1

Оренбургской, Куйбышевской областях и Башкирской АССР; 2, 3 — в Нижнем Поволжье; 2, 2 — в Пермском и Западном-Внутреннем регионах; 2, 3 — на Ближнем Востоке). Для этих регионов характерно совпадение осевой нефтяной зоны со средним (ГГ), в связи с чем эти регионы характеризуются нефтеносностью в большом диапазоне глубин. Выше нефтяной зоны при $T_{пл}/P_{пл}$ от 1,5 до 2 развиты газоконденсатные залежи. Эта газообразная зона существует в условиях преобладания барических воздействий над термическими (каталитический крекинг). Газоносность отмечается в верхней части осадочного чехла, в зонах повышенных ГГ. При смещении палетки выше нуля по оси $P_{пл}$ на 30–50 МПа газовая зона также располагается между лучами с $T_{пл}/P_{пл} = 5–10$.

В Западной Сибири наблюдается распределение УВ по фазовому состоянию, аналогичное древним платформам (рис. 3). Здесь также наблюдается смещение палетки выше нуля по оси ординат на 50 МПа для газовой зоны, а газоконденсатные залежи располагаются выше нефтяных

в пределах больших влияний $P_{пл}$ ($T_{пл}/P_{пл} \approx 1,5–2$). Газовые залежи располагаются в пределах значений $P_{пл}$ от 6 до 17 МПа и $T_{пл}$ от 15 до 65 °С. Газоконденсатные месторождения встречаются на севере района в пределах значений $P_{пл}$ от 20 до 30 МПа и $T_{пл}$ 60 и 90 °С. Широкая нефтяная зона соответствует диапазону значений $T_{пл}/P_{пл}$ от 2 до 3,3.

Для рассмотренных регионов проведена предварительная интерпретация термодинамических условий. Она требует дальнейшего, более детального анализа. Однако и по первому варианту видно, что процессы фазового превращения УВ в залежах контролируются современными термобарическими условиями в недрах. Наиболее существенную роль играет соотношение $T_{пл}$ и $P_{пл}$, или, иными словами, темп нарастания прогрева отдельных частей осадочного чехла.

Абсолютные величины ГГ и даже $T_{пл}/P_{пл}$ для определения фазового состояния УВ установить трудно, ибо каждый регион характеризуется своей особенностью геологического развития, своеобразным литологическим разрезом (определенным катализатором), преобладанием латеральной или вертикальной миграций флюидов и т.д. Однако, анализируя материал по различным регионам, можно отметить некоторые приближенные соотношения. При господствующей роли $T_{пл}$ ($T_{пл}/P_{пл} = 5–10$) преобладает газовая фаза. При повышении $T_{пл}$ над $P_{пл}$ в 2–3 раза наблюдается преобладание жидкой фазы — преимущественно нефтяной. Газоконденсатные зоны развиты как выше, так и ниже нефтяной. Ниже при $T_{пл}/P_{пл}$ от 3,3 до 5 газообразные УВ появляются при преобладании $T_{пл}$ (термический крекинг), выше ($T_{пл}/P_{пл} = 2–1; 5–1$) — при повышении роли $P_{пл}$ (каталитический крекинг). Сочетание нефтяных и газоконденсатных залежей очень сложное. В переходных зонах и особенно при условиях АВПД возможно существование УВ в виде эмульсионных смесей нефть–газоконденсат. Это очень характерно для глубокоогруженных залежей Днепровско-Донецкой впадины. В Восточном Предкавказье Прикумские высокопарафинистые нефти развиты в зоне газоконденсатных залежей.

Установленные величины $T_{пл}/P_{пл}$, характеризующие различное фазовое состояние УВ, приближительны, и в каждом конкретном регионе и даже в отдельных тектонических элементах будут отмечаться свои пределы их изменения. Большое воздействие на ход реакции, а следовательно, и на величину $T_{пл}/P_{пл}$ оказывают каталитические свойства пород. Это выражается в смещении палетки выше нуля по оси ординат (значения $P_{пл}$) и развороте оси абсцисс ($T_{пл}$) для отдельных регионов.

В.А.Соколов [1966], используя принцип Ле-Шателье и экспериментальные работы М.Г.Гоникберга, указывает на большую роль повышения $T_{пл}$ с глубиной. Высокие $P_{пл}$ несколько замедляют реакции распада и тормозят термический крекинг. Каталитический же крекинг ускоряется при возрастании $P_{пл}$, однако это ускорение, выражающееся в увеличении количества газообразных продуктов, относительно невелико. А.А.Каримов [1967] уточняет, что изменение органического вещества (ОВ) в присутствии катализатора в принципе отличается от крекинг-процессов тем, что оно идет по пути диспропорционирования во-

дорода и образования новых веществ в основном насыщенного характера.

Построенные теоретические графики, подобные графику Ландеса, показывают зависимость изменения $T_{пл}$ от глубины залегания и ГГ. В интервале с незначительными ГГ (до $2^\circ\text{C}/100\text{ м}$) существует приближение к условиям увеличения $P_{пл}$ с глубиной при почти постоянной $T_{пл}$ (зона преобладания влияния $P_{пл}$), изотермы идут почти параллельно оси ординат, показывающей изменение глубины. При увеличении значений ГГ до $5-8^\circ\text{C}/100\text{ м}$ наблюдаются условия, близкие к нарастанию $T_{пл}$ при почти постоянных $P_{пл}$ (зона преобладания влияния $T_{пл}$).

Этими теоретическими предпосылками и можно объяснить реальное фазовое состояние УВ в координатах $P_{пл}-T_{пл}$ по всем регионам. При главенствующей роли $T_{пл}$ наблюдается наиболее полный нижний ряд, вызванный термическим крекингом, характерный для районов с палеозойским основанием. При коэффициентах $T_{пл}/P_{пл}$ от 2 до 3,3 наблюдается нефтяной ряд, от 3,3 до 4 — преимущественно газоконденсатный, от 4 до 5 — газоконденсатный (Западное Предкавказье) и сильно парафинистых (до 30–50%) нефтей (Прикумский район Восточного Предкавказья). При коэффициенте свыше 5 встречаются чисто газовые месторождения.

Для районов с докембрийским основанием с наименьшим прогревом характерен верхний ряд при возрастающей роли $P_{пл}$. При $T_{пл}/P_{пл} < 2$ происходит в основном каталитический крекинг, более чувствительный к геологическим условиям каждого региона, чем и объясняется различным смещением палетки по оси ординат. При коэффициентах от 1–1,5 до 2 преобладают газоконденсатные залежи; газового ряда почти нет, за редким исключением (единичные точки).

Присутствие в природе газоконденсатных залежей И.Н.Стрижов [1968] объясняет не ретроградной конденсацией, а растворением жидких УВ в большой массе сжатого углеводородного газа и в дальнейшем их перемешиванием — диффузией.

Повышение $P_{пл}$ значительно усиливает процесс растворения, $T_{пл}$, в противоположность $P_{пл}$, оказывает обратное действие. При взаимодействии газа и нефти под высоким давлением не только газ растворяется в нефти, но и нефть растворяется в газе.

При взаиморастворении УВ весьма велико значение $P_{пл}$. Вот почему газоконденсатные интервалы верхнего ряда значительно шире (2–1,5–1), с присутствием лишь отдельных месторождений нефти (см. рис. 3). Согласно принципу "подобное в подобном растворяется лучше" нефть в тяжелом газе растворяется быстрее и растворение идет полнее (интервалы развития газоконденсатных залежей от 3,3 до 4 — для молодых платформ и от 1,5 до 2 — для древних).

Процесс превращения нефтяных месторождений в газоконденсатные гетерогенный и состоит из растворения и диффузии. Растворение идет на контакте газ–нефть и во много раз быстрее, диффузия происходит по всей высоте залежи и имеет затяжной характер. Этим можно объяснить обратное гравитационному принципу распределение отдельных

компонентов конденсатных газов в пределах Ейско-Березанского района [Томкина, 1972]. В газоконденсатных залежах, связанных с нижнемеловыми отложениями, от свода к контуру установлено увеличение содержания метана и уменьшение содержания его гомологов и азота, в связи с чем в приконтурных частях залежей газы относительно легче, чем в сводовых. На процесс диффузии большое влияние оказывают коллекторские свойства пласта и высота залежи. Чем хуже емкостные свойства и больше амплитуда залежи, тем медленнее идет перемешивание и растворение УВ. Возможно, этим объясняется наличие литологически экранированной оторочки нефти на Каневском месторождении, имеющем значительную амплитуду структуры (более 200 м). Интересен факт насыщения (до 25–35%) продуктивного карбонатного (P_1-C_2) разреза нефтью с плотностью до $0,93\text{ г}/\text{см}^3$ Оренбургской газоконденсатной залежи с высотой около 530 м.

Геотермический режим любого региона определяется средними величинами ГГ, зависящего в основном от плотности теплового потока. Величина последнего находится в прямой связи с возрастом консолидации фундамента. Ф.А.Макаренко, Б.Г.Поляком, Я.Б.Смирновым и другими исследователями установлены величины теплового потока в $1,3$ — для герцинского, $1,5$ — для раннекеммерийского, $1,65\text{ мккал}/\text{см}^2 \cdot \text{с}$ — для позднекеммерийского тектогенеза. На изменение ГГ по разрезу также оказывают влияние тектоническое строение, литологическая характеристика и гидрогеологическая особенность отдельных комплексов пород. При определении степени прогрева недр на больших глубинах учитывается самый действенный тектонический фактор, за основу берет ся строение региона по подошве осадочного чехла.

Предполагается, что на величину прогрева на определенной глубине большое влияние оказывает близость фундамента и возраст его консолидации. Чем позже проявлялась активность складчатого основания, тем сохранилась большая его прогретость, передаваемая осадочному чехлу в виде теплового потока. Этим объясняется разница в средних значениях ГГ молодых и древних платформ. Исследованиями В.И.Горшкова [1978] установлено, что в осадочном чехле эпигерцинских платформ значения палео- и современных ГГ вполне сопоставимы. В пределах Русской платформы они резко различны, причем современные ГГ в 2–3 раза меньше палеоградиентов. Однако на юго-востоке Русской платформы, в районах интенсивных нарастаний мощностей осадочного чехла, значения палеотермических градиентов, как и в пределах молодых платформ, практически не отличаются. Особенно большое влияние оказывает фундамент на близлежащие породы. Вот почему все крупные положительные структуры с повышенным залеганием фундамента характеризуются большей прогремостью осадочного чехла.

Это несколько упрощенная рабочая схема определения геотермического режима дает возможность прогнозировать фазовое состояние УВ в пределах сверхглубоких депрессий. Предел перехода жидких УВ в газообразные будет зависеть от общей тенденции изменения ГГ с глубиной.

Если ГГ интенсивно нарастает, что чаще наблюдается с приближением к фундаменту, то следует ожидать переход к газообразным УВ. Это

доказано практикой сверхглубинного бурения в США в пределах Пермского и Западного Внутреннего бассейнов, где с больших глубин получены исключительно газовые притоки. В Волго-Уральском районе из сверхглубоких депрессионных локальных зон с ограниченной остаточной мощностью осадочного чехла также следует ожидать преимущественно газообразные УВ. Это касается и северных районов Западной Сибири.

Если нарастание $T_{пл}$ с глубиной будет замедленным, что характерно для сверхглубоких депрессий со значительным погружением фундамента, то возможно сохранение жидких УВ и на больших глубинах. К таким районам можно отнести Прикаспийскую впадину, а также Западно-Кубанский и Терско-Каспийский прогибы.

Изменчивый характер ГГ в тектонически сложно построенных регионах типа Южно-Каспийской впадины не дает возможности без детального анализа предположить фазовое состояние УВ. Однако в целом по Азербайджану имеются предпосылки (большая глубина осадочного чехла, медленный темп нарастания $T_{пл}$ при выявлении только термически преобразованного ряда УВ) обнаружения на больших глубинах нефтяной зоны.

ЛИТЕРАТУРА

- Вассоевич Н.Б. Микронефть. — Тр. ВНИГРИ, 1959, вып. 132.
Высоцкий И.В., Оленин В.Б. Глубинная зональность в распределении скоплений УВ. — Вестн. МГУ. Сер. 4. Геология, 1964, № 6.
Горшков В.И. Палеотермальная зональность осадочных толщ. — Нефтегаз, геол. и геофиз., 1978, № 7.
Каримов А.К. Некоторые новые данные о нефтеобразовании в осадочных отложениях. — В кн.: Генезис нефти и газа, М.: Недра, 1967.
Соколов В.А. Геохимия газов земной коры и атмосферы. М.: Недра, 1966.
Стрижов И.И. Методы разработки нефтяных и газоконденсатных месторождений. М.: ВНИИОНГ, 1968.
Томкина А.В. Некоторые геолого-геохимические условия формирования и размещения залежей нефти и газа. — В кн.: Вопросы нефтегазоносности Предкавказья, М.: ИГиРГИ, 1972.
Чайковская Э.В., Дьяконова Е.А. Результатность бурения на больших глубинах в США. — Геология нефти и газа, № 7, 1971.

УДК 553.981/982.061.4

Л.П.ШЕНДЕРЕЙ, В.И. ЗИЛЬБЕРМАН

ЗНАЧЕНИЕ ПРОГНОЗА АНОМАЛЬНО ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ ДЛЯ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

В многоплановой проблеме повышения эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ особое место занимает вопрос прогнозирования аномально высоких пластовых давлений (АВПД). Он приобретает особую актуальность в связи с тем, что АВПД, как установлено в результате обобщения и систематизации материалов об их проявлении

в них, распространены в нефтегазоносных бассейнах повсеместно [Аникиев, 1971]. Определенным тормозом развития методов прогнозирования АВПД была некоторая путаница в терминологии: в расчет принимались приведенные значения пластовых давлений, замеренные в водоносных горизонтах и, следовательно, характеризующие гидродинамический режим артезианского бассейна, т.е. самой верхней части осадочного чехла. Между тем целью прогнозирования является выбор оптимальной плотности бурового раствора, необходимой для вскрытия зоны АВПД, величина эта сопоставляется с усредненным градиентом пластового давления, выражаемым как отношение пластового давления к глубине исследуемой точки разреза безотносительно к фазовому состоянию пластового флюида.

История вопроса на современном этапе соответствует периоду накопления информации о характере проявления АВПД и эффективности методов предупреждения нежелательных последствий этих проявлений. Пока не разработана научно обоснованная и достаточно универсальная система методов прогнозирования АВПД, особенно для регионов, в разрезе которых участвуют хемогенные или консолидированные древние толщи, хотя большой вклад в методологию прогнозирования внесли советские ученые, в особенности К.А.Аникиев. Предложенные им пластовобарические модели позволяют прогнозировать характер изменения пластовых давлений в разрезах месторождений с АВПД, в частности на территории Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ).

На месторождениях ДДВ АВПД связаны в основном с залежами газообразных углеводородов, которые распространены по всему осадочному чехлу и содержатся во всем диапазоне термобарических условий.

В масштабе регионального прогнозирования предварительную информацию о состоянии энергии пластового флюида дает системный анализ пластовых давлений. Выполненный для основных месторождений ДДВ он позволил наметить картину изменения пластовых давлений на глубинах, еще не вскрытых бурением. В результате такого анализа оказалось, что на месторождениях, где в верхних горизонтах АВПД не обнаружены, в нижних они прогнозируются по нарастающему поинтервальному градиенту пластового давления. Это — один тип изменений пластовых давлений с глубиной, установленный на месторождениях ДДВ. Месторождения, на которых величины пластовых давлений подчиняются такой зависимости, расположены в северо-западной и центральной частях впадины, где соляной диапиризм не проявляется в таком масштабе, как на юго-востоке. Здесь АВПД прогнозируются в отложениях нижнего карбона и девона.

В юго-восточной части впадины, в зоне развития солянокупольных структур, выявлен второй тип зависимости пластовых давлений от глубины. Кривые, показывающие изменение пластовых давлений в зависимости от глубины, имеют максимум в верхней части. Вниз по разрезу, после максимума, происходит уменьшение поинтервального градиента, затем отмечается его повышение. Конфигурация кривых этого типа отвечает структуре пластовобарической модели II, построенной для газовых месторождений солянокупольной зоны ДДВ [Аникиев,

1977]. Максимальные значения АВПЦ здесь в отложениях нижней перми—верхнего карбона.

Таким образом, используя системный анализ, территорию ДДВ можно оценить как регион, где АВПЦ распространены как в верхних, так и в нижних горизонтах осадочного чехла. Если в первом случае зоны с АВПЦ вскрыты бурением, то во втором они прогнозируются.

Следует признать, что предварительный прогноз (региональный масштаб прогнозирования) зачастую недооценивается. Между тем даже указание на возможное наличие зон АВПЦ в геологическом разрезе чрезвычайно важно для составления программы буровых работ в регионе или на отдельной площади, выбора конструкции и технологии бурения скважин, системы контроля и исследований в процессе бурения, решения вопросов технической оснащенности буровых, обеспеченности материалами и т.д. Практика убедительно показывает, что в подавляющем большинстве случаев, несмотря на отсутствие достоверного количественного прогноза АВПЦ, проявления АВПЦ можно успешно ликвидировать, если ствол скважины закреплен до соответствующей глубины высокопрочными обсадными трубами, буровая оснащена противовыбросовым и дегазационным оборудованием, как было, например, при бурении скв. 21 Северо-Волвенковской площади. В то же время, когда бурение не ориентировано на сложные условия, блокировать внезапное проявление АВПЦ, как правило, не удается. Приходится ликвидировать скважины по техническим причинам или прекращать бурение.

Поскольку скопления с АВПЦ локализованы в пространстве и имеют автономный характер, очень часто на стадии разведки выявить их не удастся. Эксплуатационными скважинами, которые бурятся по более густой сетке, они вскрываются, как, например, скв. 128, 283 Западно-Крестинского месторождения, скв. 54 Мелиховского месторождения и др. На этом этапе, т.е. в процессе бурения скважин, возникает необходимость в оперативных методах прогноза, которые можно объединить в систему методов локального масштаба. Для локального прогноза АВПЦ и главным образом для прогноза на стадии проектирования строительства скважин очень важно проанализировать характер изменения давлений по разрезу уже пробуренных скважин. Такой анализ представляет интерес с точки зрения оценки эффективности применявшейся технологии бурения и конструкции скважин. Его результаты необходимо учитывать при проектировании последующих скважин. Для оценки гидродинамической обстановки по технологическим данным бурения могут быть использованы архивные материалы, в частности карточки обработки долот. Ранее нами показана эффективность таких расчетов пластовых давлений с помощью d -экспоненты. Сопоставление градиентов пластового давления, полученных расчетным путем, с плотностью применявшегося бурового раствора позволило выявить и объяснить причины осложнений, имевших место при бурении сверхглубоких скв. 600 и 700 Шебелинского месторождения [Зильберман, Шендерей, 1979]. В настоящее время по этой методике осуществляется оперативная оценка давлений бурящихся глубоких и сверхглубо-

ких скважин. Полученные результаты используются для корректировки плотности бурового раствора и технологии бурения. Так, при проводке разведочной скв. 50 на Западно-Крестинской площади на глубине 5300—5310 м было замечено, что бурение осуществляется с перепадом давления, направленным из пластов в скважину. При достижении дефицита давления в 40—45 кг/см² отмечались осложнения в виде осыпей пород, заклинки и прихватов инструмента. В связи с полученными данными было рекомендовано привести плотность бурового раствора в соответствие с расчетными градиентами пластовых давлений. Для реализации этой рекомендации плотность бурового раствора была повышена с 1,3 до 1,40—1,42 г/см³, после чего осыпи пород и связанные с ними заклинки и затыжки инструмента существенно уменьшились. Скважину добурили до проектной глубины (5650 м) без осложнений. Таким образом, необходимой предпосылкой оперативного прогноза АВПЦ (в локальном масштабе) является система наблюдений за параметрами режима бурения. Наиболее перспективным представляется такой сводный параметр, как d -экспонента, эффективность использования которой в условиях ДДВ можно считать доказанной.

Параллельно с расчетами давлений по технологическим данным бурения осуществляется оценка пластовых давлений по данным промыслово-геофизических исследований. Обе методики в разрезах, представленных относительно однородной толщей терригенных пород, дали сходные результаты. Однако в ряде случаев, особенно в верхних частях разрезов, представленных в юго-восточной части ДДВ хемогенными толщами, результаты плохо сопоставимы или не сопоставляются вообще. В этой связи исключительно важное значение приобретает изучение закономерностей и деталей геологического строения хемогенных толщ, вещественного состава слагающих их пород, дизъюнктивных нарушений, газонасыщенности и т.п. Характерными признаками приближения к высоконапорным газовым залежам являются литологические барьеры и разуплотненная газовая глина [Зильберман, Ульянов, 1976]. На Ефремовском, Мелиховском, Западно-Медведовском, Западно-Крестинском и других месторождениях юго-восточной части ДДВ в экранирующей хемогенной толще выявлены типичные для ореолов вторжения газовые скопления "высокого давления—низкой проницаемости" и "высокого давления—малого объема" [Аникеев, 1971; Зильберман, Ульянов, 1976]. Локальные газовые скопления с АВПЦ обнаружены в основании хемогенной толщи (святогорская ритмопачка никитовской свиты) и на значительном (до 700 м) удалении от основных массивно-пластовых залежей, которые эта толща экранирует (подбрянцевская, брянцевская, красносельская ритмопачки славянской свиты). Вскрытие этих скоплений сопровождалось сильным разгазированием буровых растворов, выбросами и открытыми фонтанами. В ряде случаев из-за неожиданного пересечения скоплений с АВПЦ скважины не добуривались до проектной глубины (скв. 1 и 2 Мелиховского месторождения) и ликвидировались по техническим причинам (скв. 11 Мелиховского месторождения, скв. 1 и 11 Западно-Медведовского месторождения и

др.). Основными причинами многочисленных газопроявлений явилось отсутствие данных о положении газовых скоплений в разрезе хемогенной толщи и в особенности эффективной методики количественного прогноза АВПД, Внезапные осложнения, нередко связанные с мелкими газовыми скоплениями в толще-покрышке, принимались за проявления основных залежей, что приводило к задерживанию поисков и разведки в ореолах вторжения и как следствие к снижению их эффективности (Мелиховское, Медведовское, Ефремовское месторождения). Проявления АВПД на перечисленных месторождениях на несколько лет задержали открытие массивно-пластовых залежей, в которых сосредоточены основные промышленные запасы газа и которые, естественно, являлись основными объектами поисков и разведки. Таким образом, многолетняя практика поисково-разведочных работ в юго-восточной части ДДВ показала, что АВПД в экранирующей хемогенной толще является надежным поисковым признаком, а умение предупредить или быстро ликвидировать неожиданные газопроявления локальных высоконапорных скоплений — реальный путь повышения эффективности поисков, разведки и разработки газовых месторождений.

Поскольку локальные скопления в толще-покрышке приурочены главным образом к гипсометрически наиболее приподнятым частям погребенных позднепалеозойских поднятий, чтобы исключить нежелательные проявления АВПД, целесообразно первые поисковые скважины на высокоамплитудных поднятиях закладывать не в своде, а в присводовой части. Этажи разведки не следует ограничивать экранирующими толщами. Не менее важно определить генезис скоплений газа с АВПД в толщах-покрышках. Генетическая связь между массивно-пластовыми залежами и сопутствующими им газовыми скоплениями в экранирующих толщах дает основание предложить методику количественного прогноза АВПД в хемогенных отложениях путем экстраполяции величин давления газа снизу — из основной залежи — вверх, в толщу-покрышку [Зильберман и др., 1978]. При этом газовое скопление в толще-покрышке и нижележащие массивно-пластовые залежи рассматриваются как единая гидродинамическая система, в которой давление с глубиной меняется по закону избыточного давления [Еременко, 1961; Савченко, 1957].

Таким образом, анализ фактических материалов показывает, что рациональный комплекс методов оценки и прогнозирования АВПД включает предварительный прогноз и далее оперативное прогнозирование и оценку в процессе бурения.

ЛИТЕРАТУРА

- Аникиев К.А. Прогноз сверхвысоких пластовых давлений и совершенствование глубокого бурения на нефть и газ. М.: Недра, 1971.
- Аникиев К.А. О геологических основах прогноза сверхвысоких пластовых давлений и осложненных условий глубокого бурения. — В кн.: Аномально высокие пластовые давления и методы прогноза АВПД в процессе бурения. — Тр. ВНИГРИ, 1977, вып. 397.
- Еременко И.А. Геология нефти и газа. М., Гостехиздат, 1961.

- Зильберман В.И., Зильберман Л.В., Ульянов М.Г. Количественный прогноз АВПД в ореоле вторжения газа на Мелиховском месторождении. — Геология нефти и газа, 1978, № 9.
- Зильберман В.И., Ульянов М.Г. Ореолы вторжения газа на месторождениях с хемогенными покрышками. — Геология нефти и газа, 1976, № 8.
- Зильберман В.И., Шендерей Л.П. Актуальные вопросы прогнозирования АВПД. — Изв. вузов. Геол. и разв., 1979, № 5.
- Савченко В.И. Определение положения газовой зоны, водонефтяного и газонефтяного контактов по данным замеров пластового давления. — Газ. пром-сть, 1957, № 4.

УДК 550.8.003.13:553.98 (181м>4000) (262.81)

Г.М. УСАНОВ, Е.В. МАРКОВА

ОБ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОИСКОВ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ В КАСПИЙСКОМ МОРЕ

В последнее время проблема поисков залежей нефти и газа на больших глубинах привлекает большое внимание геологов. В ряде нефтегазоносных провинций СССР, где в течение длительного времени проводились поисково-разведочные работы, фонд структур, составляющий резерв для разведки на глубины до 4,5 км, значительно сократился. Дальнейшие работы по приросту запасов связываются с поисками залежей на больших глубинах.

Проблема освоения глубоких и сверхглубоких залежей представляет значительный интерес и для нефтегазоносных областей Каспийского моря, особенно для Южного Каспия.

Поисково-разведочным бурением изучено большинство поднятий бортовых частей Южного Каспия по верхней части осадочного чехла. Дальнейшее приращение запасов углеводородов (УВ) возможно за счет разведки нижней, нескрытой части среднеплиоценовых, палеоген-миоценовых и мезозойских отложений в бортовых частях Южно-Каспийской впадины, а также в погруженных участках, где глубина залегания регионально нефтегазоносных плиоценовых отложений на многих перспективных площадях превышает 4500 м.

Ввиду того, что разведка глубоких горизонтов осадочного чехла вызывает необходимость увеличения объемов дорогостоящего бурения, становятся актуальными вопросы о распределении УВ по разрезу и обоснование экономической целесообразности проведения поисковых работ на глубинах свыше 4500 м.

Наиболее важной закономерностью распределения залежей УВ является приуроченность промышленных скоплений к определенным интервалам разреза, находящимся под региональными нефтегазоупорами. Такими покрышками для нижнего отдела Продуктивной толщи среднего плиоцена являются отложения надкирмаклинской глинистой толщи, а для верхнего отдела — апшероно-акчагыльская отложения. Основная часть ресурсов нефти и газа сосредоточена в отложениях среднего плиоцена. Здесь на нижний отдел Продуктивной толщи приходится более

60% нефти и 50% газа. Остальная, весьма значительная часть приходится на верхний отдел Продуктивной толщи. По интервалам глубин ресурсы нефти и газа промышленных категорий распределяются следующим образом: до глубины 4 км — 82% нефти и 65% газа, а ниже этой глубины — 18% нефти и 35% газа.

Проведенный анализ по залежам среднего плиоцена показывает, что с глубиной происходит закономерное уменьшение суммарных запасов УВ. Это явление, очевидно, связано с недостаточной разведанностью глубокозалегающих горизонтов.

Учитывая, что основные запасы приурочены к нижнему отделу Продуктивной толщи, который еще не вскрыт полностью на многих участках Южного Каспия, где он погружается на значительную глубину, можно ожидать и соответствующее увеличение доли суммарных запасов на больших глубинах по мере большей их разведанности. Подтверждением этого служит заметное увеличение в последние годы прироста запасов УВ с глубиной более 4500 м.

В акватории Каспийского моря первый приток нефти был получен в 1965 г. на площади Сангачалы-море. В дальнейшем наметилось увеличение темпа наращивания объемов сверхглубокого бурения. Так, если в седьмой пятилетке объем сверхглубокого бурения составил до 10%, то в восьмой пятилетке уже 30% от общего объема бурения. Соответственно увеличился прирост запасов УВ за счет сверхглубокого бурения. Если до 1966 г. прирост запасов шел за счет глубин до 4500 м, то доля прироста запасов за счет больших глубин в общем объеме их прироста в восьмой пятилетке составила 28%, а в девятой пятилетке — около 40%. Рост прироста запасов за счет сверхглубокого бурения в последние годы увеличивался: в 1973 г. — 40%, в 1974 г. — 68%, в 1975 г. — 40%, в 1976 г. — 58%, в 1977 г. — 58%.

Таким образом, в девятой и в начале десятой пятилеток более половины прироста запасов УВ получено за счет больших глубин.

Результатом бурения сверхглубоких скважин в девятой и десятой пятилетках явилось открытие ряда залежей нефти и газа и трех новых месторождений УВ. К настоящему времени промышленные скопления УВ на больших глубинах (4900–5730 м) выявлены на пяти месторождениях: Бахар, Сангачалы-море — Дуваный-море — о-в Булла, Булла-море, Южная-2 и Гарасу. Освоение глубоких залежей стало возможным за счет увеличения объемов поисково-разведочных работ, направленных на изучение глубокозалегающих отложений.

Анализ результатов сверхглубокого бурения показывает, что из 161 скважины, достигавшей глубин в 4500 м и более, в 96 скважинах проведено опробование, в результате которого в 81 скважине получены притоки нефти, газа и конденсата. Если рассматривать эффективность сверхглубокого бурения отдельно на нефть, то она ниже, чем эффективность работ в пересчете на условное топливо. Это объясняется тем, что основные работы в настоящее время сосредоточены на выявленных месторождениях, где ведется разведка глубокозалегающих продуктивных горизонтов (5–6 км). При увеличении глубин происходит изменение фазового состояния УВ в сторону обогащения газообразными

компонентами, что приводит к открытию залежей преимущественно газоконденсатного типа.

При выяснении перспектив нефтегазоносности горизонтов, залегающих на больших глубинах, возникает ряд проблем, еще не достаточно изученных. К таковым относятся характеристика на этих глубинах пород-коллекторов и покрывшек, фазовые соотношения УВ и др.

Полученные за последние годы многочисленные данные опровергают часто высказываемое предположение о плохих коллекторских свойствах пород, залегающих на больших глубинах.

Проведенные исследования [Салаев и др., 1977] до глубины 5100 м показали, что гравитационное уплотнение терригенных пород происходит до глубины 3000–3500 м. Ниже, после относительной стабилизации в механической упаковке зерен, породы-коллекторы не испытывают особых изменений и, следовательно, поровой объем и фильтрационные свойства их на больших глубинах удовлетворительны для скопления УВ. О высоких значениях пористости и проницаемости глубоких горизонтов (4800–5500 м) среднего плиоцена свидетельствуют значительные притоки УВ и продолжительная эксплуатация скважин на площадях Бахар, Булла-море, Сангачалы-море и др. Все это свидетельствует о том, что с глубиной резкого изменения коллекторских свойств в терригенных образованиях среднего плиоцена не происходит.

Очень важным является вопрос об изменении с глубиной соотношения между запасами нефти и газа. Анализ распределения нефти и свободного газа по разрезу среднего плиоцена показывает, что в сторону регионального погружения от бортов к депрессионным частям Южно-Каспийской впадины в пределах разведанной части осадочного чехла отмечается преимущественная аккумуляция газа по сравнению с нефтью. В размещении залежей отмечается определенная закономерность. Нефтяные месторождения связаны со структурами, занимающими наиболее высокие гипсометрические уровни, ниже они сменяются нефтегазовыми, а еще ниже — газоконденсатными. Анализ распределения начальных потенциальных ресурсов показывает, что наряду с уменьшением запасов нефти с глубиной отмечается увеличение запасов газа и конденсата [Алиев, 1972]. В настоящее время трудно установить точное соотношение нефти и газа на глубине. Естественно, на глубинах 4500 м и ниже соотношение нефти и газа будет изменяться в сторону увеличения доли газовой фазы в составе углеводородных флюидов.

Нефтегазоносные районы Южно-Каспийской впадины характеризуются низким геотермическим градиентом и развитием аномально высоких пластовых давлений (АВПД). Геотермические исследования проводились на протяжении многих лет; на 6300 м — наибольшей глубине замера пластовых температур — температура составила лишь 104°C. Основная масса замеров, однако, ограничивается глубиной 4–5 км. Методом экстраполяции прямых термометрических наблюдений ведется прогноз пластовых температур больших глубин. Температура по кровле кристаллического основания для западного борта Южно-Каспийской впадины колеблется от 150°C на суше до 300°C в глубоководных частях Каспия. В Прикаспийской впадине, характеризующейся такой

же мощностью осадков, температура по кровле кристаллического основания составляет 450–500°C. В соседних нефтегазоносных районах — Дагестане, Предкавказье — геотермические ступени в интервале глубин 4–5 км не превышают 40 м/°С, а в Южно-Каспийской впадине — 125 м/°С. Таким образом, рассматриваемый регион характеризуется низкотемпературным режимом, что в свою очередь позволяет предполагать более низкую, чем в соседних районах, глубину распространения нефтяных и нефтегазовых месторождений.

Важным является наличие в залежах на больших глубинах избыточного давления. Начальные пластовые давления почти во всех открытых залежах превышают условное гидростатическое давление в 1,5–1,8 раза. Градиенты начальных пластовых давлений за контурами нефтегазоносности в наиболее приподнятых тектонических элементах в бортовых частях впадины достигают 0,12–0,14 кг/см² на 1 м и увеличиваются до 0,18 кг/см² и более на 1 м в глубокопогруженных зонах. Высокие значения давлений и температур, несомненно, способствовали большому насыщению пород нефтью, уменьшению ее вязкости и увеличению газонасыщенности и подвижности.

Анализ размещения залежей УВ в зависимости от термодинамических условий выявил отчетливую зональность. В зоне с небольшими температурами и давлениями четко закономерности в размещении УВ установить не удастся. Здесь наряду с тяжелыми нефтями встречаются и легкие и газоконденсатные залежи. Зона размещения легких и газоконденсатных залежей характеризуется повышенными температурами и давлениями. Что касается вертикальной зональности, то с увеличением глубины повышается метанизация нефтей, хотя в пределах отдельного месторождения четкого изменения плотности и углеводородного состава нет. Отношение метановых к нафтеновым в легкой фракции увеличивается от 0,4 до 4,6 в интервале глубин от 1 до 5 км. Происходит увеличение парафинистости нефтей с глубиной. Если большинство нефтей неглубокого залегания содержит парафина от 0,1 до 2,5%, то нефть глубокозалегающих горизонтов (месторождение Бахар) содержит парафина до 22%.

Имеющиеся в настоящее время данные о геологическом строении Южного Каспия с учетом выявленных закономерностей в размещении скоплений УВ позволяют положительно оценивать перспективу продолжения поисково-разведочных работ на больших глубинах и вовлечения в разведку новых перспективных зон, где региональные нефтегазоносные комплексы залегают на глубинах более 4,5 км.

Учитывая широкий стратиграфический диапазон промышленной нефтегазоносности на Южном Каспии и высокую эффективность поисков залежей УВ в нижних горизонтах осадочного чехла на площадях с установленной нефтегазоносностью, необходимо форсировать изучение уже выявленных месторождений до технически возможных глубин (Бахар, Булла-море, Сангачалы-море — Дуваный-море и др.).

Для быстрой оценки нефтегазоносности разреза на новых перспективных площадях в депрессионных участках Южного Каспия необходимо проводить бурение на максимально доступные глубины с уче-

том предполагаемого стратиграфического разреза и залегания нефтегазоносных комплексов. В целях повышения экономических показателей глубоководных участков Южного Каспия, где в ближайшее время намечается расширение поисково-разведочного бурения, необходимо применять платформы, с которых можно бурить до 10 скважин. Как показывает опыт подобных работ [Юсуфзаде, 1977], бурение с таких платформ экономически выгоднее, чем использование индивидуальных платформ и эстакад. Это в основном касается освоения глубин моря свыше 40 м. Применение этих платформ позволит широко использовать комплексирование поисково-разведочных и эксплуатационных работ, что, в свою очередь, ускорит ввод в разработку открываемых месторождений УВ.

ЛИТЕРАТУРА

- Алиев А.И. Закономерности размещения нефти и газа на северо-западном борту Южно-Каспийской впадины. — Геология нефти и газа, 1972, № 1.
Салаев С.Г., Алиев А.И., Керимова А.А. Оценка коллекторов глубоких горизонтов Южно-Каспийской впадины. — В кн.: Особенности формирования пород-коллекторов впадин запада Русской платформы. Минск: Б. и., 1977.
Юсуфзаде Х.Б. К методике ведения поисково-разведочных работ на Каспийском море. — Азерб. нар. хоз-во, 1977, № 12.

УДК 550. 8. 003. 13 (181 м > 4000) (170. 6)

З.И. ЖОРИНА, Т.Ф. ШУМОВА

ЭФФЕКТИВНОСТЬ СВЕРХГЛУБОКОГО БУРЕНИЯ В ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ ДЕПРЕССИЯХ СЕВЕРНОГО КАВКАЗА

Северный Кавказ является старым нефтедобывающим районом, где разрез до глубин 3–4, 5 км достаточно хорошо изучен и не может дать существенных приростов запасов нефти и газа. В связи с этим с каждым годом возрастает доля сверхглубокого бурения в общем объеме поисково-разведочного бурения по региону, тем более, что значительная часть прогнозных запасов нефти приурочена к глубинам 5–7 км.

Бурение сверхглубоких скважин на Северном Кавказе началось с 1962–1963 гг. в Западном (южный борт Западно-Кубанского прогиба) и с 1965 г. — в Восточном Предкавказье (Терско-Сунженская зона Терско-Каспийского прогиба). Всего за 15 лет пробурено несколько сот скважин глубиной свыше 4,5 км, из них глубиной свыше 6 км — четыре скважины. Максимальную глубину имеет скв. Бурунная-1 (забой 7500 м), расположенная на северном борту Терско-Каспийского прогиба и вскрывшая толщу туфолавовых пород триасового (?) возраста.

Наибольшее количество (85%) сверхглубоких скважин пробурено в глубокопогруженных депрессиях юга Предкавказья: в Терско-Каспийском и Западно-Кубанском прогибах — соответственно 50% и 20% скважин и в Восточно-Кубанской впадине — 15% скважин.

Терско-Каспийский прогиб — крупнейший структурный элемент южной части региона. В Восточном Предкавказье расположена его западная, большая часть, на востоке прогиб открывается в акваторию Каспия. Внутренний борт прогиба наложен на миогеосинклинальную зону Северного Кавказа, внешний — на южный склон Предкавказской эпигерцинской платформы. Северная граница проводится несколько условно вдоль Кизлярской гравитационной ступени, на юге прогиб ограничен Владикавказским и Восточно-Мугринским, на юго-востоке — Самурским, на западе — Нальчикским разломами. В фундаменте прогиба также выделяется ряд субширотных и субмеридиональных разломов, обуславливающих его блоковое строение [Смирнов и др., 1967]. Глубина поверхности фундамента прогиба изменяется от 2—4 км до 10—11 км в пределах Терско-Сунженской зоны и до 12—13 км — в восточной части Сулакского прогиба.

Терско-Каспийский прогиб выполнен орогенными формациями олигоцена—антропогена мощностью до 6 км и терригенными, терригенно-карбонатными, карбонатными формациями палеоцена—эоцена и мезозоя мощностью до 6 км. Отличительной особенностью западной и центральной частей прогиба является широкое развитие галогенной толщи мощностью от 300 до 1000 м, являющейся надежным флюидоупором.

Наиболее изучено строение терско-сунженской части прогиба, расположенной на территории ЧИ АССР. Здесь выделяются две антиклинальные зоны — Терская и Сунженская, протягивающиеся в субширотном направлении соответственно на 200 и 160 км и четко морфологически выраженные в виде Передовых хребтов. Они состоят из ряда линейно вытянутых, сжатых складок, осложненных разрывными нарушениями главным образом надвигового и взбросового типа, к которым приурочены все основные нефтяные месторождения прогиба. Отмечается несовпадение структурных планов средне-верхнемиоценового и верхнемелового комплексов, выражающееся в повсеместном смещении сводов складок в среднемиоценовых отложениях относительно верхнемеловых к северу на расстояние от нескольких сотен метров до 30 км. Для отложений миоцена—плиоцена характерно резкое усложнение структурного плана, обусловленное многочисленными разрывными нарушениями и диапиризмом в майкопских отложениях.

В последние годы по данным сейсморазведки и бурения вдоль северных крыльев крупных складок в меловом комплексе установлены глубокопогруженные поднятия (Северо-Заманкульское, Северо-Малгобекское, Северо-Минеральное и др.), которые не находят отражения в верхних структурных горизонтах [Талалаев, Аветисянц, 1976].

На северном борту прогиба в мезозойском комплексе выделяется ряд брахиантиклиналей, объединенных в Притеречную зону. Наиболее крупной структурой этой зоны является Правобережная с размерами

60×20 км и амплитудой до 200 м, на запад амплитуда и размеры поднятий уменьшаются.

Структурный план подсолевых отложений практически не изучен. Исходя из немногочисленных данных сейсморазведки, гравиразведки, бурения и общегеологических соображений (сравнение с районами развития галогенных толщ — Амударьинской, Восточно-Кубанской впадинами и др.), можно предполагать, что в подсолевом комплексе имеются крупные антиклиналы, возможно, осложненные разрывными нарушениями [Меркулов, Талалаев, 1977].

Основной объем сверхглубокого бурения сконцентрирован в пределах Передовых хребтов и направлен на поиски залежей нефти в отложениях верхнего и нижнего мела и на изучение глубокопогруженных толщ юры. Здесь было пробурено более 40% всех скважин. В западной части прогиба велось бурение на глубины свыше 4,5 км на Марьинской, Советской и Курской площадях, где пробурено 5 скважин; на глубинах свыше 4,5 км положительных результатов не получено.

Наибольший интерес представляет анализ результатов бурения в Терско-Сунженской и Притеречной тектонических зонах, где были открыты в отложениях верхнего мела Октябрьское, Брагунское и Гудермесское месторождения. В девятой пятилетке количество скважин с забоем свыше 4,5 км почти удваивается, из них 29 скважин с забоями свыше 5 км и 4 — свыше 5,5 км.

В результате проведенных работ на глубинах свыше 4500 м открыты месторождения нефти: Минеральное и Северо-Минеральное (верхний мел) и залежи нефти на Правобережном (верхний мел), Старогрозненском (нижний мел) и Малгобек-Вознесенском (надсолевая верхняя юра—валанжин). Важное принципиальное значение имело открытие высокопродуктивной залежи в верхнемеловых отложениях Правобережной площади на глубинах 5204—5349 м.

На результаты разведочных работ влияет достоверность данных сейсморазведки. Во всех случаях, когда структуры были достаточно хорошо подготовлены к поисковому бурению, успешность поисков как новых залежей, так и новых месторождений была достаточно высокой. Достоверно подготовленные структуры Терско-Сунженской зоны, известные по кайнозойским отложениям, оказались продуктивны и по глубокозалегающим горизонтам мезозоя, причем залежи были открыты нередко первыми же поисковыми скважинами.

В результате сверхглубокого бурения была получена ценнейшая геологическая информация, позволившая существенно уточнить особенности строения глубокопогруженных комплексов, объективно оценить достоверность сейсморазведочных данных и более целенаправленно вести поиск месторождений нефти в десятой пятилетке.

В десятой пятилетке сверхглубокое бурение составило 93% от общего объема поисково-разведочного бурения прогиба. За первые три года десятой пятилетки пробурено 25 продуктивных скважин и открыты месторождения на глубинах свыше 5000 м в верхнемеловых отложениях — Северо-Минеральное и Андреевское — и залежи на площа-

дах Эльдарово и Ястребиная — апт, Восточный Гудермес — верхний мел, Харбижин — валанжин.

За 1979—1980 гг. в ЧИ АССР планируется в основном бурение на верхнемеловые, нижнемеловые и надсолевые верхнеюрские отложения. В целях количественной оценки перспектив нефтегазоносности подсолевого комплекса прогиба будет пробурено 7 скважин.

Наиболее эффективным направлением сверхглубокого бурения являются поиски залежей нефти в верхнемеловых отложениях. Несмотря на значительную разведанность верхнемеловых отложений, открытие Правобережной залежи в Притеречной зоне, ряда месторождений в погребенных структурах-спутниках, таких как Северо-Минеральное, Северо-Малгобекское и других, открытие Андреевского месторождения на глубине 5613—5800 м указывают, что в ближайшие годы верхнемеловой комплекс останется одним из основных перспективных объектов поисков.

В одиннадцатой пятилетке предполагается расширение работ на подсолевой комплекс (с 18 до 25% общего объема работ). По-прежнему будут проводиться поиски залежей нефти в терригенном комплексе апта-альба и карбонатном — тигона-валаджина.

Западно-Кубанский прогиб входит в состав Индоло-Кубанского передового прогиба и представляет собой глубокопогруженную структуру (глубина залегания фундамента от 6 до 13 км), заложенную в орогенный этап альпийского тектогенеза на подвижном крае эпигерцинской платформы. Прогиб имеет субширокое простирание, с юга ограничен Ахтырской шовной зоной, отделяющей его от складчатого сооружения Большого Кавказа, с севера граничит с Тимашевской ступенью. Прогиб выполнен платформенными и субплатформенными формациями мезозоя-палеогена мощностью до 6,5—7 км и орогенными формациями олигоцена-антропогена мощностью до 5,5 км. Достаточно хорошо изучено строение олигоцен-неогенового комплекса до глубин 4 км, с которым связаны основные разведанные запасы нефти Краснодарского края. Высокая степень разведанности последнего делает весьма актуальным разведку палеоген-мезозойских отложений на глубинах свыше 4,5 км, к которым приурочена значительная часть прогнозных запасов нефти по Краснодарскому краю.

Строение подмайкопской толщи изучено слабо, хотя геолого-геофизическая информация, полученная за последнее десятилетие, свидетельствует о сложном дифференцированном строении палеоген-мезозойского комплекса. На южном борту прогиба вдоль Ахтырской шовной зоны выделяются Левкинская и Калужская антиклинальные зоны, образованные брахиантиклиналями, выраженными не только верхними горизонтами олигоцена, но и палеоген-мезозойскими отложениями. В последние годы (конец девятой пятилетки) сейсмическими исследованиями методом общей глубинной точки (МОГТ) непосредственно к северу-востоку от Левкинской антиклинали выявлена новая Северо-Холмская зона, протягивающаяся на расстояние 35 км [Дьяконов и др., 1977].

В восточной части прогиба прослеживается по поверхности фундамента Шапсуго-Апшеронский вал (глубина залегания фундамента 6—9 км)

с амплитудой до 800 м и протяженностью до 70 км. По данным МОГТ, в его пределах имеется ряд локальных поднятий в верхнеюрских и меловых отложениях сравнительно небольших размеров и малых амплитуд.

В центральной части северного борта прогиба также выявлен ряд небольших локальных поднятий в отложениях мела. В последние годы установлена высокоприподнятая Северо-Таманская мезозойская структурная зона (абсолютные отметки кровли известняков сантонского яруса верхнего мела — сейсмогоризонт K_2 — изменяются от 3500 до 5500 м), состоящая из ряда поднятий с амплитудой 100—200 м.

В Западно-Кубанском прогибе основной объем поисково-разведочного бурения в настоящее время приходится на глубины свыше 4 км. При этом более 20 скважин пробурены глубже 5 км и одна — Суздальская 3 — имеет забой 6012 м в отложениях юры. Наибольшая концентрация сверхглубоких скважин в целях выяснения строения глубоких залежей осуществлялась на двух площадях — Левкинской и Северной, на остальных площадях пробурено 1—2 скважины. Проводка скважин глубиной свыше 4,5 км, как уже неоднократно отмечалось, связана с серьезными геологическими трудностями, такими как отсутствие четкого представления о глубинном строении региона, с проявлением АВПД и др.

Основными объектами поисков месторождений нефти и газа в восьмой-девятой пятилетках явились отложения кумского горизонта южного борта прогиба и мезозойские отложения Шапсуго-Апшеронского вала [Дьяконов и др., 1977]. Небольшой объем поисковых работ был отведен на выяснение перспектив нефтегазоносности глубокопогруженных горизонтов палеогена в центральной части и мела-палеогена северного борта прогиба. В последние годы девятой пятилетки в связи с выявлением Северо-Таманской зоны поднятий и получением промышленного притока газа из верхнемеловых отложений в скв. 5—Тамань оформилось новое перспективное направление — поиски залежей УВ в меловом комплексе Тамани. За период 1962—1975 гг. открыто два месторождения в кумском горизонте на глубинах свыше 4,5 км — Левкинское и Северское. Успешность поисково-разведочного бурения по числу продуктивных скважин от общего числа пробуренных скважин возрастает с 12% в восьмой пятилетке до 25% в настоящее время.

В результате сверхглубокого бурения определились высокие перспективы кумского горизонта палеогена в пределах Левкинской и Северной антиклинальных зон. В Левкинской зоне кумский горизонт, представленный толщей тонкого переслаивания алевролитов и глин с порово-трещинным типом коллекторов, продуктивен главным образом вблизи зон с повышенной трещиноватостью. Северская зона является зоной развития поровых коллекторов (алевролиты мощностью 10—15 м, несмотря на глубины залегания свыше 5000 м, характеризуются сравнительно высокими значениями первичной пористости и проницаемости).

Положительных результатов при опробовании нижнемеловых отложений Шапсуго-Апшеронского вала и палеоген-меловых отложений северного борта не получено.

В десятой пятилетке основные объемы сверхглубокого бурения в Западно-Кубанском прогибе проводились на кумский горизонт в пределах его южного борта. Часть объемов сверхглубокого бурения направлялась на выяснение перспектив нефтегазоносности мезозойского комплекса Тамани. Предполагается, что эффективность поисково-разведочных работ на кумском направлении сохранится на уровне девятой пятилетки.

За годы одиннадцатой пятилетки существенной переориентации направлений поисково-разведочных работ в Западно-Кубанском прогибе не ожидается. Предполагается начать бурение сверхглубокой параметрической скважины с проектной глубиной 12500 м в центральной осевой части Западно-Кубанского прогиба на Анастасиевско-Троицком месторождении в целях изучения коллекторских свойств разреза, его сейсмогеологической характеристики, температурных условий и давления на глубинах свыше 6000 м, а также оценки перспектив нефтегазоносности отложений мезозоя и палеогена.

Восточно-Кубанская впадина — крупнейшая отрицательная структура западной части Предкавказской платформы. Глубина поверхности фундамента в осевой части впадины достигает 8–9 км. В ее строении принимают участие платформенные формации триаса, юры, мела, палеогена и орогенные формации неогена. Около 60% объема осадочного чехла впадины приходится на юрские отложения, выклинивающиеся к ее бортам. Они представлены терригенной песчано-глинистой нижне-среднеюрской формацией мощностью до 3 км, терригенно-карбонатной — келловей-оксфорда мощностью до 3000 м, соленосной кимеридж-титонской мощностью до 2000 м и пестроцветной терригенной титонской — до 800 м.

Определенные перспективы нефтегазоносности на глубинах свыше 4,5 км связываются с юрским подсолевым комплексом, структурный план которого изучен пока еще недостаточно [Бедчер и др., 1976]. По данным сейсморазведки и бурения устанавливается структурное несоответствие надсолевого и подсолевого комплексов и значительная дислоцированность последнего. В юго-восточной части впадины подсолевой комплекс осложнен Спокойненским выступом, в пределах которого выделяется ряд поднятий, нередко не находящих отражения в вышележащих отложениях. В западной части впадины наблюдается Кошехабальское поднятие с амплитудой до 150 м. Кроме того, прослеживается серия разрывных нарушений северо-западного простирания вдоль западного и восточного бортов впадины.

Поисково-разведочное бурение на глубинах свыше 4,5 км проводилось на 15 площадях. При этом было пробурено 16 скважин на глубину свыше 5 км, а одна — Темиргоевская 8 — имеет забой с глубиной 6011 м. Наибольшее количество скважин пробурено на Юбилейной и Лабинской площадях. Основной объем сверхглубокого бурения направлен на поиски залежей УВ в юрских отложениях как в зоне их выклинивания, так и в зоне развития соленосной толщи. В результате поисково-разведочного бурения на глубинах свыше 4,5 км были открыты залежь газоконденсата на Юбилейном месторождении, а в первые годы десятой

пятилетки — два месторождения в подсолевом комплексе: Кузнецовское газонефтеконденсатное и Кошехабальское газоконденсатное (две залежи в карбонатной толще оксфорда и одна в песчаниках келловей).

Таким образом, в результате поисково-разведочного бурения на глубинах свыше 4,5 км доказана нефтегазоносность глубокопогруженных верхнемеловых, нижнемеловых и верхнеюрских надсолевых отложений Терско-Каспийского прогиба, палеогенового комплекса Западно-Кубанского прогиба и подсолевого комплекса Восточно-Кубанской впадины.

Эффективность разведочных работ в значительной степени определяется тщательностью подготовки структур.

ЛИТЕРАТУРА

- Бедчер А.З., Дьяконов А.И., Окунь М.И. К прогнозу нефтегазоносности глубокопогруженных зон Восточно-Кубанской впадины. — Тр. КраснодарНИПИнефть, 1976, вып. 11.
- Дьяконов А.И., Митин Н.Е., Окунь М.И. Итоги поисково-разведочных работ на нефть и газ в Краснодарском крае в IX пятилетке и пути повышения их эффективности. — Тр. КраснодарНИПИнефть, 1977, вып. 12.
- Меркулов Н.Е., Талалаев В.Д. Перспективы нефтегазоносности подсолевой толщи верхней юры западной части Передовых хребтов. — В кн.: Геология мезозойских и палеогеновых отложений Северо-Восточного Кавказа. Грозный, 1977. (Тр. СевКавНИПИнефть; Вып. 22).
- Смирнов М.Н., Станулис В.А., Яковлев Т.В. Рекомендации по дальнейшему направлению поисково-разведочных работ и новые данные о глубинном строении Терско-Сунженского прогиба. Грозный; Грозненский рабочий, 1967.
- Талалаев В.Д., Аветисянц С.А. О поисках новых залежей нефти и газа в Терско-Сунженской нефтегазоносной области. — В кн.: Перспективы нефтегазоносности Восточного Предкавказья в свете новых геологических данных. Нальчик: Эльбрус, 1976. (Тр. СевКавНИПИнефть; Вып. 25).

УДК 533.98 (181 м > 4000) + (550.8.02:658.012.2) (574)

В.П. АБРОВ, О.Х. КАЛИМУЛЛИН

ОБОСНОВАНИЕ НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ НА НЕФТЬ И ГАЗ НА ГЛУБИНЫ БОЛЕЕ 4500 м В ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЕ

Прикаспийская впадина является одним из первых районов страны, где было начато глубокое геолого-поисковое бурение.

В 1959 г. для указанной территории был разработан комплексный проект исследований, который включал бурение порядка 20 параметрических скважин глубиной более 4500 м. Основной целью проекта было всестороннее изучение глубинных недр этого сложно построенного региона на основании широкого комплексирования региональных сейсмических исследований и параметрического бурения.

В начале 60-х годов в центральной части Прикаспийской впадины была пробурена сверхглубокая Аралсорская скв. СГ-1 глубиной 6808 м, которая впервые установила залегание подсолевых палеозойских пород на отметках, превышающих 7000 м. Одновременно с бурением этой сверхглубокой скважины были заложены параметрические скважины в бортовых и окраинных частях Прикаспийской впадины.

К концу девятой пятилетки в Казахской ССР на территории Прикаспийской впадины была закончена 31 скважина, проектные глубины которых составляли более 4500 м. Из них 18 скважин имели фактическую глубину, превышающую 4500 м, в том числе 11 параметрических. Глубины остальных 13 скважин в среднем составляли 3200 м. Главной целью бурения всех этих скважин было изучение регионального строения подсолевых отложений, установление их нефтегазоносности и привязка опорных сейсмических горизонтов. Данная задача была выполнена лишь частично. В целом объем глубокого (свыше 4,5 км) поисково-разведочного и параметрического бурения за этот период составил около 2% от общего метража поисково-разведочного бурения в регионе. Наиболее интенсивных темпов бурение на больших глубинах достигло в девятой пятилетке, когда его объемы возросли до 50% общего метража бурения за 15-летний период. Нарращиванию объемов сверхглубокого бурения способствовали открытия первых подсолевых залежей на площадях Кенкияк, Каратюбе, Западно-Тепловской, Тортайской и других, а также обильные нефтегазопроявления на структурах Биикжал, Улькентюбе, Кумшеты, Табынай, Тажигали и Тенгиз.

Тщательный анализ результатов бурения с учетом особенностей строения региональной структуры юго-востока Прикаспия позволяет наметить следующие зоны нефтегазоаккумуляции: Жанажол-Торткульскую, Кенкияк-Каратюбинскую, северо-западного склона Южно-Эмбенского поднятия, Северо-Култукскую, Приморско-Тенгизскую.

Жанажол-Торткульская зона возможного нефтегазоаккумуляции представляет собой платформенный борт восточной части Прикаспийской впадины, сопряженный со складчатой погруженной зоной Уралтау. Данная территория характеризуется относительно неглубоким залеганием карбонатных отложений карбонатоуглеводородного возраста, полнотой стратиграфического разреза, а также мощным развитием карбонатно-терригенных образований девона, перспективных на нефть и газ.

В настоящее время в пределах указанной зоны нефтегазоаккумуляции открыто нефтяное месторождение Жанажол, приуроченное к субмеридиональной складке в карбонатных породах среднекаменноугольного возраста на глубине 3000 м. Обильные нефтегазопроявления встречены здесь в бурящихся скважинах на площади Торткуль в аналогичных образованиях, залегающих в пределах глубин 3500–3600 м. Перспективными эти отложения, очевидно, будут и в юго-западной части территории на глубинах свыше 4500 м. Благоприятными в нефтегазоносном отношении на территории зоны нефтегазоаккумуляции являются также и нижние части разреза — карбонатно-терригенные породы девона, залегающие в интервале глубин 4500–6000 м. Здесь предполагается пробурить не менее семи скважин с проектными глубинами 5000 м. На-

иболее перспективными для постановки такого бурения являются площади Синельниковская, Жанатан, Тускум, где имеются благоприятные предпосылки нефтегазоносности подсолевых отложений.

Кенкияк-Каратюбинская зона нефтегазоаккумуляции приурочена к крупной региональной структурной ступени, осложняющей восточный склон Прикаспийской впадины. Указанная ступень на востоке ограничена рядом кулисообразных дизъюнктивных нарушений. В пределах этой ступени мощности нижнепермских отложений резко меняются от 230 до 550 м. Выявленные на территории ступени нефтяные месторождения Кенкияк и Каратюбе приурочены к отдельным структурным носам и локальным складкам, осложняющим ступень. Здесь на площадях Кенкияк (скв. 92) и Каратюбе (скв. 37) уже выявлены промышленные горизонты в сакмарско-аргинских породах, залегающих в интервале глубин 4400–4850 м. Кроме того, в Кенкияк-Каратюбинской зоне нефтегазоаккумуляции перспективными отложениями являются каменноугольные карбонатные образования, залегающие в пределах глубин 4000–5000 м. Нефтегазоносность последних установлена на площадях Кенкияк и Кожасай в отдельных глубоких скважинах. На территории рассматриваемой зоны нефтегазоаккумуляции рекомендуется пробурить не менее 10 скважин с проектными глубинами 4800–5000 м для изучения нефтегазоносности отложений, залегающих на глубинах свыше 4500 м.

Эти скважины предлагается разместить в первую очередь на площадях Урихтау, Кенкияк, Кожасай, Оймаут, Утыбай, Курган, Терешковской и др., где имеется реальная возможность полностью пройти каменноугольные отложения и вскрыть образования девона. Кроме этого, необходимо продолжить бурение скважин на введенных ранее площадях.

Благоприятной территорией для постановки поисково-разведочного бурения глубиной свыше 4500 м является зона северо-западного склона Южно-Эмбенского поднятия. Промышленная нефтегазоносность здесь установлена на площадях Тортай, Юго-Западный Улькентюбе (терригенно-карбонатные отложения среднего и верхнего карбона). На разведочной площади Юго-Западный Улькентюбе промышленный приток нефти был получен в процессе бурения с глубины 5140 м, что указывает на реальные перспективы нефтегазоносности подсолевых отложений, залегающих в интервале глубин 4500–5500 м. На возможность выявления залежей нефти на больших глубинах указывают и данные Биикжалской сверхглубокой скв. СГ-2 (забой 6028 м), в разрезе которой в интервале глубин 4500–6000 м было обнаружено несколько нефтегазоносных пластов, которые остались непробырованными.

В северо-восточной части Южно-Эмбенского поднятия разрез подсолевых отложений, как показывают данные бурения и сейсморазведки, становится более карбонатным. В настоящее время здесь на площади Шолькара в карбонатных образованиях отмечено обильное нефтегазопроявление. Возраст нефтегазоносных пород предположительно определяется как ранняя пермь—поздний карбон. В пределах рассматриваемой зоны бурение в первую очередь должно проводиться на площадях Комсомольская, Молодежная, Южный и Западный Такыр.

На юго-западном продолжении Южно-Эмбенского поднятия в последнее время выявлена обширная зона повышенных мощностей палеозойских пород, выделенная под названием Северо-Култукского грабена. В южной части этого грабена прослеживается ряд подсоловых структур: Юго-Западная, Южная, Северный Култук, Пионерская, Сюзтубинская, ограничивающих с юга Прикаспийскую впадину. Данная территория характеризуется наиболее полным нижнепермским и каменноугольным подсоловым разрезом и отличается наличием крупных палеозойских структур. Указанные поднятия объединяются в единую Северо-Култукскую зону возможного нефтегазонакопления. Подсоловые отложения здесь вскрыты на площади Северный Култук в интервале глубин 4279–4307 м. Глубокое поисково-разведочное бурение в рассматриваемой зоне возможного нефтегазонакопления проводится на структурах Южная, Атанакская и Сюзтубинская. Продуктивные горизонты на указанных площадях могут быть приурочены к отложениям нижней перми, верхнего и среднего карбона, залегающим на глубинах 4300–5000 м. Следует продолжить бурение на площадях Северо-Култукской, Южной, Атанакской, Сюзтубинской, а также ввести в бурение новые площади: Юго-Западную, Пионерскую и др.

Следующая зона возможного нефтегазонакопления – Приморско-Тенгизская – связана с южным склоном Северо-Каспийского выступа фундамента, который характеризуется относительно небольшими мощностями подсоловых отложений: от 2 до 2,5 км в сводовых частях и от 3 до 5 км на склонах. Поисково-разведочное бурение на данной территории проводится на валообразном Приморском поднятии и на куполовидной Тенгизской структуре. Эти поисковые объекты четко прослеживаются по сейсмическим горизонтам П₁ и П₂ и имеют размеры соответственно 39х10 км и 20х19 км с амплитудами свыше 400 м.

Наиболее полно подсоловые отложения изучены на Приморской структуре в районе площади Каратон, где пробурено шесть скважин с забоями 4511–5518 м. По данным этих скважин в подсоловых отложениях на границе перми и карбона установлен значительный перерыв. В результате размытия отложения верхнеартинского подъяруса нижней перми несогласно залегают на образованиях серпуховского надгоризонта нижнего карбона. Проводка скважин во вскрытой части подсоловых отложений осуществлялась в условиях АВПД с постоянно чередующимися интенсивными (до 60 м³/ч) водопроявлениями и поглощениями. Горизонтов, насыщенных нефтью и газом, отмечено не было.

На площади Пустынная, расположенной в наиболее приподнятой западной части Приморского поднятия, в бурении находятся пять скважин, из которых четыре законсервированы из-за отсутствия антикоррозийного оборудования. В скв. 10–Пустынная, ликвидированной по техническим причинам, из артинской части разреза (3658–3670 м) происходили периодические интенсивные выбросы нефти и газа, откуда подняты нефтегазонасыщенные (до 70%) мергелистые породы. Однако при неоднократном испытании указанного интервала пластинистателем притока нефти и газа не получено. В нижних интервалах подсолового разреза были отмечены только сильные водопроявления (до 1000 м³/сут по пересчету).

Наиболее интенсивные нефтегазопроявления из верхней части подсоловых отложений наблюдались на площади Тажигали, расположенной в центральной части Приморского поднятия.

Обильные нефтегазопроявления установлены на крупной подсоловой Тенгизской структуре. Продуктивные горизонты в своде структуры залегают примерно на глубинах 4000–4300 м, а на крыльях – на 4400–4700 м.

В одиннадцатой пятилетке планируется продолжить поисково-разведочное бурение на площадях Приморско-Тенгизской зоны.

В Нижнем Поволжье на территории Прикаспийской впадины основной объем бурения сверхглубоких скважин был сосредоточен в северо-западной и западной бортовых зонах, на Астраханском своде, а также в Антиповско-Щербаковской приподнятой зоне внешнего обрамления впадины.

В девятой пятилетке в Волгоградской области из 49 скважин глубиной более 4,5 км только 7 были расположены в Прикаспийской впадине и в ее бортовой части, в том числе самая глубокая на тот период скв. 237–Быковская (забой 5670 м). Более половины скважин (28 из 49 законченных строительством) были параметрическими и решали в основном задачи регионального характера. Основное количество скважин (22), законченных на глубинах свыше 4,5 км, расположено в Антиповско-Щербаковской зоне поднятий внешнего обрамления Прикаспийской впадины. В этой приподнятой зоне в 10 скважинах из 22, законченных на глубинах ниже 4,5 км, были получены промышленные притоки нефти, а в пяти скважинах отмечались интенсивные нефтегазопроявления.

В 1971–1975 гг. в Волгоградской области открыто семь месторождений, из них три месторождения нефти расположены в Антиповско-Щербаковской зоне на глубинах 4600–4770 м и одно газовое (Комсомольское) – в пределах зоны бортового уступа Прикаспийской впадины на глубинах 2214–2231 м.

В 1976 г. в пределах бортовой зоны Прикаспийской впадины глубоким бурением на глубине 4300 м и в известняках карбона открыто газоконденсатное Лободинское месторождение (скв. 262). Открытие Котовского и Мирошниковского нефтяных месторождений на глубинах около 2,6 тыс. м наметило в качестве нового первоочередного направления разведку погребенных поднятий в терригенных и карбонатных отложениях девона и особенно верхнефранских рифогенных поднятий на бортах Уметовско-Линевской и Терсинской депрессий. Поэтому произошла некоторая переориентация основных направлений. В качестве первоочередного направления была обоснована разведка терригенных и карбонатных отложений девона на бортах Терсинской, Уметовско-Линевской депрессий и в Золотовско-Каменской приподнятой зоне, где продуктивные горизонты залегают на глубине менее 4,5 км, что отодвинуло очередь разведки перспективной на глубинах свыше 4,5 км Антиповско-Щербаковской приподнятой зоны. Возможности терригенно-карбонатных отложений девона Антиповско-Щербаковской зоны, с которой связаны одни из первых в Нижнем Поволжье открытия нефтя-

ных месторождений на глубинах свыше 4,5 км, еще не исчерпаны. Поэтому в этой зоне поисково-разведочное бурение следует продолжать, тем более, что на северо-северо-восточных и юго-юго-западных простираниях Восточно-Уметовской и Камышинской антиклиналей намечаются обособленные замкнутые локальные поднятия на глубинах 4,8–5 км. Проектные глубины скважин 5–5,5 км. Доразведку всех открытых месторождений и установление нефтегазоносности отдельных блоков месторождений следует осуществлять эксплуатационным бурением.

В восточной, более погруженной части Антиповско-Щербаковской зоны в пределах выявленного Быковско-Николаевского вала необходима постановка детальных сейсмических работ МОГТ в целях выявления локальных поднятий, осложняющих эту структуру на уровне развития терригенно-карбонатного комплекса девона.

Значительная часть неосвоенных ресурсов нефти и газа Волгоградской области территориально приурочена к Прикаспийской впадине и ее бортовой зоне, особенно на глубинах свыше 4,5 км. Поэтому для обеспечения будущих приростов запасов нефти и газа необходимо в определенных объемах развивать поисково-разведочные работы не только в бортовой зоне, но и во внутренних частях впадины.

В пределах бортовой зоны и внутренней части Прикаспийской впадины в целях поисков залежей нефти и газа в подсолевых нижнепермско-каменноугольных отложениях и возможной оценки пород девона нами рекомендуется пробурить по одной скважине глубиной 5–6 км на выявленных сейсморазведкой поднятиях: Северо-Потемкинском, Западно-Ерусланском, Александровском, Станиславском, Шелестовском, Калашниковском и Восточно-Сарпинском.

В Саратовской области в 1976–1978 гг. бурение скважин глубиной свыше 4,5 км проводилось лишь в пределах выявленных месторождений и старых площадей, поэтому новых открытий на этих глубинах не получено. В пределах бортовой зоны подтверждено существование Ровенско-Мокроусовского, Ершовского и Озерского валообразных поднятий, вытянутых вдоль бортового уступа Прикаспийской впадины. Эти перспективные структуры благоприятны для обнаружения залежей нефти и газа в подсолевых отложениях раннепермско-позднедевонского возраста. Выявленным валам соответствуют участки приподнятого залегания поверхности фундамента. Во внутренней части бортовой зоны намечены Краснокутский, Карпенский, Красноармейский и другие участки приподнятого залегания подсолевого палеозоя.

В связи с этим в качестве основных объектов поисково-разведочного бурения на глубинах свыше 4,5 км в пределах Саратовской области выбраны терригенные нижнекаменноугольные и карбонатные верхнедевонско-турнейские и среднекаменноугольные отложения бортовой зоны для выявления многопластовых залежей типа Лыманского месторождения в пределах Ровенско-Мокроусовского, Ершовского, Озерского валообразных поднятий и Красноармейского участка приподнятого залегания подсолевых отложений во внутренней части бортовой зоны.

В Астраханской области и Калмыцкой АССР бурение на глубины свыше 4,5 км проводилось на Астраханском своде, в Сарпинском мегапрогибе и на Каракульском валу. На начало десятой пятилетки в Астраханско-Калмыцком Прикаспии было закончено бурение всего трех скважин глубиной 4,5–5 км, в том числе двух параметрических, общим объемом 14 тыс. м. В 1976–1978 гг. скважины с проектными глубинами 4,5–5 км бурились на Долгожданной, Воложковской, Светлошаринской, Ширяевской, Аксарайской и Сеитовской площадях Астраханского свода. Глубины более 4,5 км достигли единичные скважины на Ширяевской, Долгожданной и Воложковской площадях. В скв. 1–Ширяевская с интервала глубин 4740–4760 м поднят керн известняков, пропитанных нефтью. На глубине ниже 4,5 км опробован один горизонт отложений ранне-среднекаменноугольного возраста в интервале 4196–4837 м (скв. 2–Долгожданная), из которого получен приток газа дебитом 15–20 тыс. м³/сут с содержанием сероводорода до 32–48% и углекислого газа до 25–33%. Основная промышленная газонасыщенность подсолевого нижнебашкирского резервуара почти во всех скважинах Астраханского свода располагается на абсолютной глубине 4100 м. Ниже получены притоки пластовой воды с растворенным газом. Все площади с выявленной газоносностью образуют единое крупное Астраханское газоконденсатное месторождение, залежь газа в котором располагается на глубинах менее 4,5 км в отложениях нижнего и среднего карбона.

В более глубоких горизонтах нижнего карбона и девона можно ожидать наличие газоконденсатных, а возможно, и нефтяных залежей.

Для изучения глубинного строения Астраханского свода и выявления возможных газовых и нефтяных залежей в нижнекаменноугольных и девонских отложениях в 1978–1980 гг. предлагалось (Е.А. Маслеников и др., 1977 г.) увеличить проектные глубины скв. 2- и 4-Аксарайских до 5,5 км, начать бурение скв. 5- и 6-Аксарайских и 27-Сеитовской с проектными глубинами 5,5 км. Кроме того, в пределах Астраханского свода мы рекомендуем пробурить две скважины глубиной 5,5–6 км в целях выявления других возможных залежей в отложениях нижнего карбона и девона. Одну скважину следует заложить в погруженной зоне между Сеитовским и Кордуанским (Казахская ССР) поднятиями, другую – в северном блоке Нежданного поднятия (к северо-западу от скв. 2-Воложковской), так как он, очевидно, составляет единое целое с Воложковским поднятием.

В пределах Астраханско-Калмыцкого Прикаспия в качестве второго объекта разведки выделяются подсолевые каменноугольно-девонские отложения бортовой зоны и надсолевые нижнетриасовые отложения Сарпинского мегапрогиба.

Таким образом, возможность обнаружения залежей нефти и газа на глубинах свыше 4500 м в Прикаспийской впадине связывается в основном с разведкой разновозрастных карбонатных и терригенных подсолевых отложений в пределах вышеуказанных зон нефтегазонакопления.

Ю.Т. АФАНАСЬЕВ, Е.Г. КОВАЛЕНКО

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И НАПРАВЛЕНИЯ СВЕРХГЛУБОКОГО БУРЕНИЯ НА ДОЮРСКИЙ КОМПЛЕКС ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

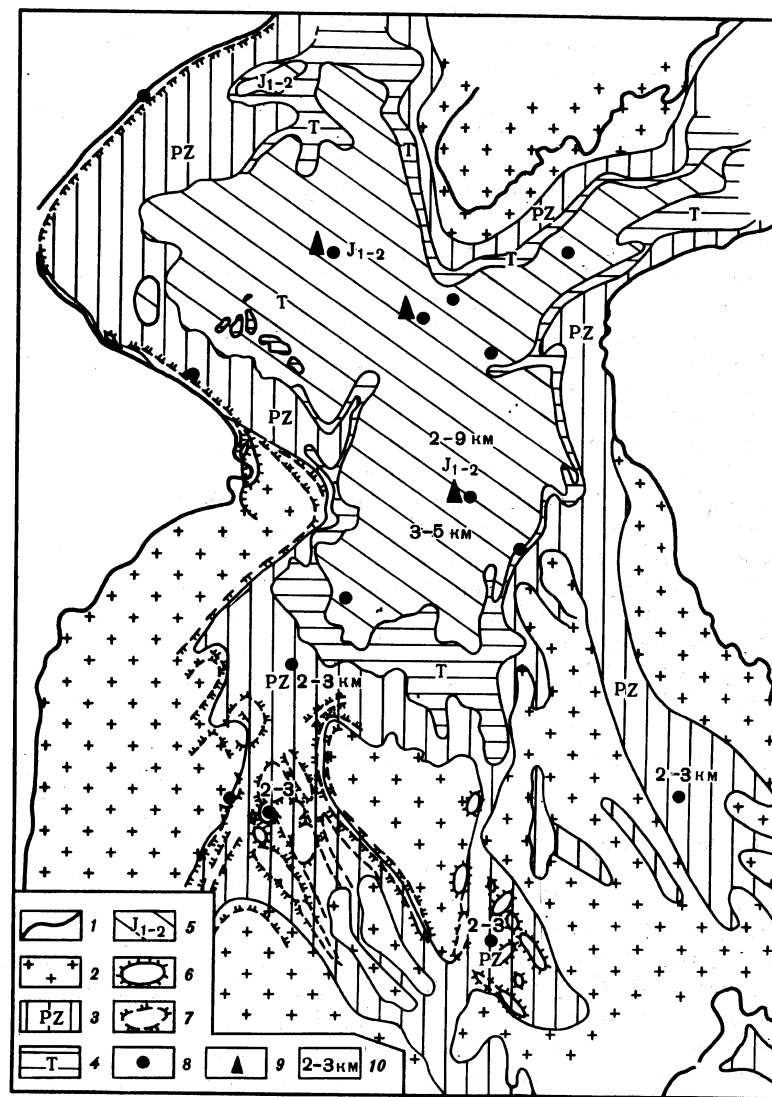
При описании основных направлений поисково-разведочных работ в Западной Сибири авторы ориентируются на тектоническую схему Западной Сибири, составленную Ю.Т. Афанасьевым и В.П. Маркевичем в 1968 и 1975 гг. и переработанную Ю.Т. Афанасьевым в 1978 г.

Работы, направленные на освоение доюрского комплекса, начаты в 1968 г. в юго-западном районе Западной Сибири. В результате проведения региональных геофизических исследований (ГСЗ, ЗПВ, КМПВ, МОГТ, гравиразведка) и глубокого бурения здесь удалось выделить ряд крупных доюрских, возможно, палеозойских осадочных бассейнов (рисунок). Среди них наибольший интерес представляют крупные Нюрольская, Боголюбовская, Чулымская впадины и Тарско-Муромцевский, Барабинский, Чекинский мегапрогибы с мощной толщей (2–3 км) доюрских пород. О наличии в них осадочного палеозойского выполнения свидетельствуют субпараллельность, небольшая наклонность отражающих площадок МОВ, ОГТ, а также зональное уменьшение граничных скоростей вдоль преломляющей границы Φ_1 (поверхность палеозоя).

Планомерное поисковое и параметрическое бурение, направленное на оценку образований, начато лишь в конце 1975 г. согласно комплексной программе изучения нефтегазоносности Западно-Сибирской плиты, составленной коллективом авторов СНИИГГиМС, ЗапСибНИГНИ, Новосибирского и Томского территориальных геологических управлений и других организаций.

К началу 1977 г. в южной части плиты доюрские образования были вскрыты на незначительную глубину почти 500 глубокими поисково-разведочными скважинами глубиной до 2000–3000 м. Однако уровень изученности доюрского комплекса здесь продолжает оставаться низким, хотя с начала осуществления программы темпы региональных работ по изучению палеозойского комплекса наращивались: в 1976 г. – 10%, в 1977 г. – 16%, в 1978 г. – 20% всего объема поисково-разведочного бурения (данные Томского геолуправления).

Проведенными в 1975–1978 гг. работами установлено, что доюрские отложения представлены в пределах юго-западной части плиты как метаморфическими, кристаллическими магматическими породами, так и зонально развитыми нормально осадочными отложениями, выполняющими отмеченные выше впадины и прогибы допалеозойского (рифей?) фундамента. Осадочные образования, вскрытые параметрическими и поисково-разведочными скважинами, разнообразны по возрасту, литологическому составу и фациальному облику и представлены тремя комплексами: карбонатно-терригенным (верхний силур, девон, нижний карбон); терригенным (верхний палеозой); вулканогенно-терригенным (пермь – триас).



Геологическая схема Западной Сибири на срезе 5 км и программа сверхглубокого бурения

1 – граница распространения мезозойско-кайнозойских отложений (комплекс перекрытия); 2 – кристаллические породы; 3–5 – отложения: 3 – палеозойские, 4 – триасовые (по данным ЗапСибНИГНИ), 5 – юрские; 6–7 – зоны распространения палеозойских отложений рифогенного типа: 6 – выявленные, 7 – предполагаемые; 8–9 – проектные скважины: 8 – параметрические (до 5–6 км), 9 – сверхглубокие (до 12 км); 10 – остаточная мощность осадочного выполнения в депрессиях

Глубина залегания фундамента в Нюрольской системе рифтов 6–7 км, местами до 8 км. Мощность слоя "С" (терригенно-карбонатные отложения палеозоя) колеблется в пределах 2500–4000 м.

Наиболее перспективными в нефтегазоносном отношении являются морские карбонатные образования силура–девона и карбона. В них в пределах Нюрольской впадины на глубинах до 3600–3700 м открыто более 10 залежей нефти и газа, а на глубину свыше 4500 м пробурена лишь одна скв. 7 на Малоичском месторождении нефти. Вскрытая мощность верхнесилурийско-девонских карбонатных образований в этой скважине составила 1765 м. Здесь впервые в Западной Сибири вскрыты и изучены осадочные нефтеносные отложения силура во внутренней области плиты. Разрез представлен трещинно-кавернозными органогенными, органогенно-обломочными, местами слабометаморфизованными и выветренными известняками и доломитами. Наблюдаются карстовые типы коллекторов. Среди органогенных пород встречены рифогенные известняки (Малоичская, Урманская, Западно-Останинская и другие площади).

Представляется, что основные залежи нефти и газа в карбонатах Нюрольской депрессии приурочены к биогермным телам силурийско-девонского возраста. Нефть Малоичской скв. 4 из интервала 3901–4182 м является самой глубокой, самой древней и самой высокотемпературной ($T_{пл}=140^{\circ}\text{C}$) в Западной Сибири. По ряду признаков (изотопный состав и др.) отличается от нефтей из девонских отложений. Ее параметры: удельный вес – 0,78 г/см³, содержание серы – 0,08%, парафина – 2,2%, смол – 1,4%, асфальтенов – 0,02%, фракций, выпадающих до 200^oС, – 44,8%, до 300^oС – 71,0%. В углеводородной фракции от 200 до 350^oС определено метаново-нафтеновых УВ 73,5%, ароматических – 26,5%.

Характерной особенностью карбонатов является их сравнительно высокая битуминозность, которая по разрезу Малоичской скв. 4 колеблется в пределах от 0,03 до 8,62%. Среднее содержание $S_{орг}$ для пород девона 0,29%, для силура – 0,35%. Метаморфизм рассеянного органического вещества (ОВ) в них достиг стадии углефикации ГЖ–К. По степени преобразования ОВ эти отложения попадают в главную зону нефтегазообразования (МК₁ – МК₄). Следовательно, с точки зрения органической гипотезы они обладают нефтегенерирующими свойствами; тем самым доказываются, что палеозойские образования платформенного типа, по крайней мере на юго-востоке плиты, представляют новый продуктивный комплекс пород с региональной нефтеносностью, на которой необходимо направить значительные объемы поисково-разведочных и параметрических работ на глубины до 5000 м и более.

Таким образом, наиболее перспективными направлениями в юго-восточных районах плиты являются Нюрольская депрессия, где подтверждается необходимость заложения на одном из выявленных глубоко расположенных рифогенных тел Нюрольской параметрической скважины глубиной до 6000 м.

Енисейский рифт, представляющий систему меридионально вытянутых депрессий (Касская, Максимо-Ярская и др.) и валов (Каралькинско-

Ажарминский, Сымский и др), очень слабо изучен глубоким бурением и региональными геофизическими исследованиями. Имеющиеся данные указывают на его выполнение терригенно-карбонатными кембрийско-девонскими отложениями платформенного типа значительной мощности. Получение прямых признаков нефти в керне базальных нижнемеловых отложений в скв. 2 на Ванжильском поднятии, расположенном на восточном борту Каралькинско-Ажарминского мегавала, свидетельствует о возможности нахождения промышленных скоплений нефти в его пределах. В связи с этим представляется необходимым усиление фронта региональных геофизических работ на всей территории развития Енисейского рифта, где, кроме того, в одиннадцатой пятилетке желательно строительство параметрической скважины глубиной до 5000 м. Одним из оптимальных мест ее заложения является Кысьеганское поднятие в пределах Ажарминского мегавала.

Глубина залегания фундамента в Иртышской системе рифтов 6–8 км, мощность слоя "С" до 2,5–4,5 км, слоя "В" (эффузивно-осадочные пермско-триасовые образования) – до 0,8–1 км (Боголюбовская впадина).

В зоне пересечения Тюменской и Иртышской систем рифтов развита Ханты-Мансийская впадина. Максимальные глубины залегания фундамента здесь достигают 7–9 км. На глубинах свыше 4,5–5 км впадина выполнена терригенными и карбонатными отложениями ордовикско-силурийского и девонско-раннекаменноугольного возраста. Их перспективы нефтегазоносности определяются непромышленными притоками нефти из призабойных зон в скв. 2 Молодежной площади. В связи с тем, что впадина слабо изучена региональными геолого-геофизическими исследованиями, в плане работ на 1980 г. и начало одиннадцатой пятилетки необходимо предусмотреть проведение ряда региональных профилей ОГТ, КМПВ в целях картирования фундамента, определения мощности отложений палеозоя и вышележащих толщ. При проведении профилей необходимо обращать внимание на возможность выделения тел рифовой природы. Сложная сейсмогеологическая картина, наблюдающаяся в отложениях палеозоя, требует заложения параметрической скважины глубиной до 6 км. Наиболее перспективным участком для этой цели может служить Заозерное поднятие в пределах Юкондинского вала.

Глубина залегания фундамента Надымской впадины в зоне пересечения Иртышской и Обь-Пуровской систем рифтов достигает 8–9 км, возможно, и более.

В южной части Надымской впадины, на границе с Ханты-Мансийской впадиной, на Фроловской площади МОГТ получены интересные данные по условиям залегания толщ в интервале 3,5–7 км. Глубина залегания фундамента 5–7 км. Мощность карбонатно-терригенных отложений ордовика (?), силура, девона и нижнего карбона 2,5–3,5 км. Температура отложений на глубине 5000 м исходя из геотермических градиентов 3,4–4,0^oС/100 м должна быть порядка 170–200^oС.

Судя по расположению отражающих горизонтов в осадочном чехле (дельтообразный характер) в пределах Фроловского выступа фундамента, ниже глубины 3–3,2 км развиты мелководно-морские шельфовые карбонатные и терригенные осадки с многочисленными телами, возмож-

но, рифовой природы. Емкостные свойства таких образований, как известно, довольно высокие.

Перспективы нефтеносности глубинных зон с терригенно-карбонатным палеозойским комплексом осадков Надымской впадины определяются наличием непромышленных притоков нефти из приповерхностных горизонтов на Молодежной и Фроловской площадях. Для дальнейшего изучения геологического разреза Обь-Пуровской системы рифтов необходимо пробурить в Надымской впадине по меньшей мере пять параметрических скважин глубиной 5–6 км, например, на Заозерном, Фроловском, Надымском, Кельсинском и Марьинском поднятиях. Фроловская скважина рекомендуется как первоочередной объект на начало одиннадцатой пятилетки.

Сочленение Уренгой-Тазовской и Енисей-Ленской систем рифтов и северного окончания Среднеобской глыбы наиболее изучено региональными работами ОГТ, КМПВ в 1973–1978 гг. Глубины залегания фундамента и мощности осадочного чехла определены по десяти широтным и меридиональным профилям. В пределах рифтовых впадин фундамент располагается на следующих глубинах: в Ярудейском грабене – 9 км, в Танловской впадине – от 7–9 км до 10–11 км, в Нижненадымской впадине – 5,5–6 км, в Нерутинской впадине – 6,5–7,5 км, в Тотыдзотинском прогибе – 8–12 км, в Пяку-Пурском мегапрогибе – 7,5 до 10–12 км, в Среднепурском мегапрогибе и западном погружении Ходырь-Яхинской моноклинали – до 9–12 км, в Хадуттейской впадине – более 10–14 км, в Парусовом прогибе – более 11 км, в Нижнетазовском мегапрогибе – до 8,5 км.

В пределах поднятий фундамента в отмеченных областях мощность осадочного чехла достигает на Танловском мегавалу 6,5–8,5 км, на Янгтинском поднятии – 6,8 км, на Нижнепурском мегавалу – 6,5 км, на Верхнепурском валу – 6,2–6,5 км, на Западно-Тархо-Салинском поднятии – 7 км, на Северном своде и Пурпейском валу – 6,5 км, на Русско-Часельском мегавалу – 5–5,2 км.

Систематическими исследованиями подтверждается широкое распространение отложений, обычно относимых к "промежуточному" ярусу осадочного чехла (пермско-триасовые и палеозойские). При этом низы образований палеозоя значительной мощности (2–3 км) выклиниваются в сторону поднятий. Все осадочные образования осложнены разрывными нарушениями нередко взбросового типа. При этом наблюдаются сбросы гигантской амплитуды (до 5,5 км), такие как разлом, возможно, северо-восточного простирания на северном окончании Центрально-Уренгойского вала. Этот разлом был выделен в 1968 г. на тектонической схеме В.П. Маркевича, Ю.Т. Афанасьева и является юго-восточным ограничением Обь-Пуровского трога.

Площадь, территориально совпадающая с Уренгой-Тазовской системой рифтов, требует пристального внимания и должна быть освещена бурением трех глубоких (Ходыть-Яхинской, Северо-Толькинской, Пурпейской глубиной до 6–8 км) и одной сверхглубокой (Пурпейской – до 10–12 км) параметрических скважин, из которых первоочередные – Пурпейская (12 км) и ее дублер (6 км).

Усть-Обская система рифтов остается очень слабо изученной региональными геофизическими работами. По материалам площадных исследований, в той или иной степени затронувших осадочные образования до глубин свыше 5 км, можно выделить ряд крупных поднятий и депрессий, в которых мощность осадочных образований, как и в Уренгой-Тазовской области, достигает 10–12 км. В пределах Тамбейского и Южно-Тамбейского поднятий (п-ов Ямал) мощность осадочного чехла 5,2–5,5 км, а глубина залегания фундамента в окружающих впадинах оценивается в 10–15 км. При этом в нижних частях сейсмогеологических разрезов выявлено большое количество отражающих горизонтов, дельтообразно наклоненных в сторону впадин и выклинивающихся на сводах. Создается впечатление о наличии здесь в низах осадочного чехла отложений, сходных с карбонатно-терригенным комплексом, с телами рифогенной природы, перекрывающимися эвапоритовыми покрывками.

Для получения геолого-геофизических параметров разреза на территории п-ова Ямал и Гыдане необходимо заложение четырех параметрических скважин, из которых две – Малыгинские (Северо-Ямальский мегавал) и Гыданская (пределы Анти-Панютинского прогиба) должны иметь глубину до 12 и 15 км, два их дублера – до 6 км. Из них первоочередными объектами являются дублеры Малыгинской и Гыданской сверхглубоких скважин.

Усть-Енисейская система рифтов также выражена серией протяженных поднятий и депрессий глубиной до 10–12 км. Наибольший интерес в нефтегазоносном отношении представляет зона сочленения Усть-Енисейской северо-восточной и Енисейской меридиональной систем. В качестве объектов для параметрического бурения глубиной до 6 км могут быть предложены Мессояхское и Байкаловское поднятия, из которых Мессояхское является первоочередным.

Таким образом, в Западной Сибири основными поисковыми объектами глубокого (свыше 4,5 км) и сверхглубокого (до 12 км) поисково-параметрического бурения являются 1) карбонатные (биогермные тела и рифы) и терригенно-карбонатные отложения палеозойского возраста Каралькинско-Ажарминского вала, Нюрольской депрессии, Надымской и Ханты-Мансийской впадин; объем бурения в одиннадцатой пятилетке – 23000 м; количество скважин – четыре (Нюрольская, Фроловская, Заозерная, Кысьеганская); 2) карбонатно-терригенные отложения нижнего и среднего палеозоя, эффузивно-осадочный пермско-триасовый комплекс и юрские отложения в пределах Уренгой-Тазовской, Усть-Обской и Усть-Енисейской систем рифтов; объем работ в одиннадцатой пятилетке – 18000 м.

Кроме того, в одиннадцатой пятилетке необходимо начать бурение Пурпейской сверхглубокой (до 12 км) параметрической скважины (объем до 4000 м).

Всего в одиннадцатой пятилетке необходимо освоить до 45 тыс. м сверхглубокого параметрического бурения, что послужит заделом для расширения фронта последующих поисковых работ.

К ПРОБЛЕМЕ ПОИСКОВ ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ ПАЛЕОЗОЙСКИХ РИФОВ В СРЕДНЕМ ПРИОБЬЕ И НА СЕВЕРЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Интенсивное расширение поисково-разведочных работ в среднем Приобье Западной Сибири за последние 15 лет привело к открытию месторождений нефти и газа в верхних горизонтах осадочного чехла.

На глубинах 3–3,5 км проведены поиски на значительной перспективной территории Сургутского, Нижневартовского, Красноленинского сводов и их склонов. Дополнительный прирост запасов нефти на территории Среднего Приобья можно получить за счет исследования разрезов осадочного чехла на глубинах свыше 3,5–5 км. На срезе 5 км на территории Среднего Приобья выделяется обширный перспективный нефтегазоносный регион, территориально совпадающий с Ханты-Мансийской и Надымской впадинами, ограниченными с востока Среднеобской глыбой, с запада — Шаимским и Красноленинским массивами [Афанасьев, 1977].

В пределах отмеченной огромной территории осадочный чехол вскрыт лишь до глубины 3–3,36 км небольшим количеством скважин на пяти площадях — Средненадымской, Молодежной, Фроловской, Ханты-Мансийской, Верхнешапшинской (рисунок, см. вкл.) — и представлен до глубин 2,7–3,2 км мезозойско-кайнозойскими терригенными отложениями, залегающими с крупным стратиграфическим перерывом на нижне- и среднепалеозойских образованиях. Предполагается, что на уровне 4–5 км в пределах описываемого региона распространены отложения ордовика, силура, девона; нижнего и среднего карбона.

Широкое распространение признаков нефтеносности в палеозойских отложениях обрамления Западно-Сибирской равнины на восточном склоне Урала, в Тургайском прогибе, Центральном и Восточном Казахстане, Алтае-Саянской области, на западе Сибирской платформы, Таймыре привело ряд исследователей [Погорелов, 1977; Куликов, 1968] к мысли о высокой перспективности разновозрастных отложений в центральных районах низменности. Поиски нефти в отложениях палеозоя в этих районах связаны с пересмотром представлений о возрасте, дислоцированности и метаморфизме фундамента и фациальном облике развитых там осадков кембрия, силура, ордовика, девона и карбона.

Получение промышленных и полупромышленных притоков нефти и газа из силурийско-верхнедевонских рифогенных карбонатных отложений в Нюрольской впадине (Малоичское, Калиновое и другие месторождения) подтвердило догадку геологов о наличии промышленной нефти в отложениях палеозоя Западной Сибири, причем наиболее продуктивными из них оказались карбонатные разности в зоне выветривания и карбонатные тела рифогенной природы [Запывалов и др., 1975, 1978; Богуш и др., 1975; Трофимук и др., 1972].

Тектоническое строение недр Западной Сибири рассматривалось многими исследователями в основном с позиции полигеосинклинальных по-

ясов, в основе которых лежит представление о преимущественной направленности сил, ответственных за вертикальные перемещения различных блоков земной коры и складчатость. При этом выделялись несколько стадий геосинклинального прогибания и накопления мощных толщ осадков, стадия инверсии (смена прогибания воздыманием и процессами складкообразования) и, наконец, стадия пенеплена Ю.Т. Афанасьевым [1977] и другими исследователями показана спорность такого подхода к тектонике Западной Сибири. Результаты фациального анализа говорят о том, что в пределах крупных блоков Западной Сибири с широким распространением глубокометаморфизованных докембрийских пород в течение всего палеозоя существовали области сноса. Это дало основание В.П. Маркевичу выделить Урало-Сибирскую платформу включающую Северо-Сосьвинскую и Таз-Колпашевскую антеклизы с древним фундаментом, сингенетичным таковому на Русской и Сибирской платформах. Материалы глубокого бурения и региональной сейсмо-разведки (ГСЗ, КМПВ, МОВ, МОГТ), а также гравимагнитных исследований, полученные в последние 10 лет, свидетельствуют о платформенном характере и пологом залегании отложений палеозоя, развитых в Нюрольской, Ханты-Мансийской, Надымской и других впадинах, окружающих Среднеобскую глыбу, и их карбонатном, терригенно-карбонатном, терригенном формационном составе. По исследованиям Ю.Т. Афанасьева, [1977], все обширные и протяженные впадины Западной Сибири (Нюрольская, Иртышская, Тюменская, Обь-Пуровская, Уренгой-Газовская, Усть-Обская и др.) представляют собой системы рифтов, разделяющих массивы. В пределах впадин мощность осадочного выполнения достигает 8–14 км с минимальными мощностями гранитного слоя до 30 км. Под рифтом понимается отрицательная линейная (щелевидная), а в условиях их пересечения — изометричная структура, образованная в результате раздвигания "гранитного" слоя. Рифтовые системы могут пройти стадию сжатия и повторного раздвигания. В первую стадию возникают разломы растяжения, затем в верхней части "гранитного" слоя образуется грабенообразная депрессия и формируется сквозной грабен — рифт. Во вторую стадию в условиях сжатия (движение плит) в рифтовых поясах происходит формирование надвигово-складчатых структур (например, восточный борт Предуральской системы). В пределах массивов мощность земной коры увеличена до 45 км (Сосьвинский, Шаимский, Северо-Казахстанский, Енисейский, Александровский, Среднеобская глыба).

Н.В. Шаблинская [1977] в пределах Западной Сибири выделила палеозойскую платформу, включающую Шаимский массив, Среднеобскую глыбу, Александровский массив, континентальную часть Пай-Хойской гряды, Енисейский и Таймырский массивы и Тимано-Печорскую плиту. Территория Урала, Сосьвинского массива, Нюрольской и Чулымско-Енисейской систем рифтов, по ее мнению, представлена геосинклиналями. На основе анализа сетки основных разломов, изученных по крупномасштабным гравитационным и магнитным линейным аномалиям и геоморфологическим данным, Н.В. Шаблинской удалось выделить три допалеозойских мобильных линейных пояса земной коры длительного развития

(возможно, трог древних дорифейских геосинклиналей) северо-западного простирания, субпараллельные Новоземельско-Пай-Хойской гряде: 1) Иртыш-Печорский, 2) Югано-Варандейский, 3) Томско-Ямальский. При этом континентальная часть Пай-Хойской гряды занимает осевое положение между Югано-Варандейским и Томско-Ямальским трогами. Она проникает в пределы Западно-Сибирской плиты до восточного борта Среднеобской глыбы, включая в себя Щучинский выступ, Ярудейский и Надымский мегавалы. Иртыш-Печорский трог в пределах Среднего Приобья проявляется в грабенообразных впадинах, разделяющих Красноленинский свод и Шаимский мегавал, Юкондинский мегавал и Болчаринский свод и вливается в западный рифт Иртышской системы, граничащий с востока с Северо-Казахстанским массивом; Югано-Варандейский трог в Среднем Приобье проходит между Ляминским сводом и Среднеобской глыбой. Томско-Ямальский трог на севере пересекает среднюю часть п-ова Ямал и совпадает с Усть-Обской, Уренгой-Тазовской, Нюрольской системами рифтов. Известная Омская система глубоких разломов, зародившаяся в среднем девоне, на нашей схеме совпадает с Гыданским и Колтогорским рифтами.

По мнению Н.В. Шаблинской [1977], Омская система имеет явно наложенный характер. С точки зрения рифтогенной гипотезы, это означает, что активизация раздвижений Среднеобской глыбы, Александровского и других массивов в Западной Сибири падает на ранний и средний палеозой, что в свою очередь сингенетично активизации рифтогенеза в пределах Уральского пояса.

Таким образом, как по данным Ю.Т. Афанасьева [1977], так и по мнению Н.В. Шаблинской, представляется, что Тимано-Печорская и Западно-Сибирская плиты с допалеозойских (архейско-протерозойских) времен образовывали единую древнюю структуру (платформу), которая в рифее — начале палеозоя была разобщена Уральской системой рифтов с последующим герцинским их сжатием и образованием Уральской складчатой системы, несколько надвинутой на Русскую платформу и Тимано-Печорскую плиту. В пределах этой платформы ряд депрессий, таких как Печоро-Колвинский авлакоген [Кремс и др., 1974], Гыданский, Колтогорский рифты, характеризуются одинаковыми признаками: глубина их составляет 13–14 км, мощность земной коры под ними сокращена на 5–10 км, а мощность палеозойских отложений — до 4–5 км.

Из всего сказанного можно сделать вывод, что в центральных (Ханты-Мансийская и Надымская впадины) и северных районах Западной Сибири можно встретить аналоги палеозойских осадочных толщ Тимано-Печорской провинции и Урала, характеризующихся похожим залеганием и образующих подобные им структуры.

Ряд рифтовых депрессий Уральской системы простирается в пределы Западной Сибири, облекая Сосьвинский и Шаимский массивы. Интересной особенностью этих депрессий является развитие в их пределах в период от ордовика до позднего карбона зон с рифтогенным комплексом осадков с серией барьерных и одиночных рифов. Полоса рифов, например, протягивается вдоль "рифтового" меридиана 60° от Му-

годжар на север, облекая с запада Сосьвинский массив. Наличие карбонатных силурийско-девонских и нижнекаменноугольных массивов и рифов в пределах юго-западных частей Обь-Пуровской и Тюменской систем рифтов, продолжающихся в южных частях Уральской системы, позволяет предполагать широкое развитие карбонатных тел барьерной рифтогенной природы в пределах восточных склонов Сосьвинского и Шаимского массивов на продолжениях рифтов и склонах разделяющих их массивов. Силурийско-девонские барьерные и одиночные рифы большой мощности (до 200–300 м и более) известны на склонах континентальной части Пай-Хойской гряды, а в пределах Западной Сибири — на территории Щучинского выступа [Атлас..., 1969].

В пределах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции широко распространены девонские и нижнекаменноугольные потенциально нефтегазоносные барьерные рифы [Грачевский, Соломатин, 1977]. Их простирание подчинено развитию линейно вытянутых депрессий рифтогенного облика северо-западного простирания, например, на территории северного (Печорского) продолжения Иртыш-Печорского авлакогена. Эти закономерности распространения нижнепалеозойских потенциально нефтегазоносных барьерных рифов в Тимано-Печорской провинции приводят нас к дополнительной уверенности в возможном подобном распространении карбонатных рифтогенных барьерных тел северо-западного и северо-восточного простирания в пределах Надымской и Ханты-Мансийской впадин, находящихся на пересечении Тюменской системы рифтов и Западно-Сибирского продолжения Иртыш-Печорского мобильного дорифейского трога.

Палеогеографические условия рифообразования, подобные Уральским, Печорским и Волго-Уральским, действительно имели место в ранне- и среднепалеозойское время в пределах Ханты-Мансийской и Надымской впадин и на севере Западной Сибири, поскольку, как отмечает Л.Б. Рухин [1962], на большей части Западной Сибири в это время господствовал тропический климат. Данное предположение подтверждается находками комплекса рифостроящих организмов (кораллов, водорослей, мшанок) в керне Фроловской скв. 1-р, расположенной в центральной части Ханты-Мансийской впадины, и в скв. 1-р Молодежной площади, на ее западном борту, вблизи южного погружения Красноленинского массива.

Во Фроловской скв. 1-р (см. рисунок, В) в интервале глубин 3281–3360 м вскрыты мелководные шельфовые светло-серые и серые органогенно-обломочные известняки с частыми остатками рифостроящих организмов: кораллов (в основном *Amphipora*), водорослей (*Renalcis*), мшанок, фораминифер. Отсюда Г.В. Пронина (УГУ) определила следующие фораминиферы: *Parathurammina* sp., *Parathurammina* aff. *pauls* E. Byk., *Irregularis* sp., *Cribrospiera* aff. *crassa* Pronina. По мнению Г.В. Прониной, эти известняки относятся к верхнеэйфельскому подъярсу среднего девона (конхидиелловые слои). Ф.С. Путьра из отложений той же скважины определил *Parathurammina pauls* E. Byk., *Parathurammina* sp., *Multiseptida* sp. ex gr. *coralina*, E. Byk., *Urralinella* aff. *bicamerata* E. Byk., *Turritellela* sp. (часто), *Turritellela* sp.sp., *Tuberitina toplev-*

kensis E. Byk., *Irregularina karlensis* E. Byk., *Bisphaera parva* E. Byk., *Eerlandia* ex gr. *elegans* (Reus et Keitl), *Arshaespaera* ex gr. *minina* Sul., которые, по его мнению, характерны для живецкого яруса Волго-Уральской области.

Данные сейсморазведки МОГТ на Фроловской площади подтверждают наличие тел, возможно, рифогенной природы на глубинах 3,5–7 км. Сотрудники Главтюменьгеологии обнаружили здесь своеобразное, в виде "сейсмических клинов", направленных на запад вниз по падению напластований, расположение отражающих площадок. Вверх по восстанию слоев (на востоке) наблюдается одновременное увеличение мощности отражающих горизонтов. На участках наибольшей их мощности корреляция исчезает, что обычно характерно для рифовых массивов. Предполагается, что уменьшение мощности между отражающими площадками к западу сопровождается фаціальным переходом рифогенных известняков в отложения рифового шлейфа на склоне массива и далее в донные осадки типа битуминозных сланцев и кремнисто-битуминозных известняков. Именно такие взаимоотношения между рифогенными фациями характерны для рифов и биогермных тел Камско-Кинельской системы прогибов в Волго-Уральской области [Грачевский и др., 1976].

Наиболее типичные и относительно более изученные для рифогенного комплекса фаціальные взаимосвязи между коррелятными отложениями — переход шельфовых известняков и доломитов в мощные биогермные и рифовые фации, а последних — в донные маломощные осадки, отмеченные по данным бурения скважин на Малоичской, Западно-Останинской, Тамбаевской, Мыльджинской, Путлалымской и других площадях Нюрольской впадины. Представляется, что Малоичский риф является одним из тел барьерных рифов, примыкающих к западному борту Нюрольской впадины. Другие тела на вышеотмеченных площадях, видимо, принадлежат к серии трансгрессивных барьерных рифов на восточном борту этой впадины.

На северо-западном борту Нюрольской впадины, в линейной зоне вдоль восточного и юго-восточного склона Среднеобской глыбы на продолжении Новоземельско-Пай-Хойской гряды [Шаблинская, 1977], наблюдается похожее очаговое распространение карбонатных тел (Медведовская, Квартовая площади на восточном склоне Нижнекуртовского свода, Шахматная — на Каймысовском своде и Южно-Демьянская — на Демьянском своде).

В скв. 1 Молодежной площади (южный склон Красноленинского свода на северо-восточном окончании восточного склона Шаимского массива) из интервала глубин 2716–2778 м поднят керн известняков органогенно-детритусовых, темно-серых с включением вышеописанной микрофауны и спикул губок, часто замещенных кальцитом. При испытании скв. 2-р на этой площади из органогенно-детритусовых известняков в интервале глубин 2750–2776 м получен непромышленный приток нефти — 0,13 м³/сут — с газопроявлениями при динамическом уровне 1020 м.

При испытании вышележащего интервала глубин — 2718–1740 м, охватывающего низы тюменской свиты (нижняя и средняя юра) и вер-

хи зоны выветривания палеозойских пород, притоков флюидов не получено. Здесь стоит отметить, что анализ материалов Е.А. Барса и Л.Н. Насовой [1962] позволяет убедиться в перспективности на нефть палеозойских карбонатных отложений северной периклинали Тобольского мегавала. В пределах этой территории на Менделеевской, Тобольской площадях обнаружено сгущение гидрохимических аномалий, указывающих на их связь с возможными углеводородными скоплениями в недрах. Эти аномалии, как и на Сургутском своде, прослеживаются от палеозойских до сеноманских отложений и, возможно, приурочены к узлу трещиноватости пород на стыке западного рифта Иртышской и восточного рифта Тюменской систем активных рифтов. Эти данные свидетельствуют о возможной нефтеносности глубокозалегающих карбонатных отложений в Ханты-Мансийской и Надымской впадинах и депрессиях севера Западной Сибири.

Следует упомянуть, что на восточном склоне Приполярного Урала мощность известняков с подобной фауной достигает 1000 м и более [Погорелов, 1963]. Распространены они не повсеместно, отдельными участками среди вулканогенно-осадочных пород. Последние, как нам представляется, являются рельефокомпенсирующими комплексами, выполняющими межрифовые котловины.

На Приполярном Урале в районе р. Тохлой Н.А. Спирина [1945] определяет суммарную мощность вулканогенной свиты в 800–850 м. Следовательно, средние мощности данных отложений, сингенетичных отмеченным карбонатным телам в межрифовых погружениях, здесь достигают 150–200 м.

Возможное присутствие нефти в палеозойских рифогенных массивах Ханты-Мансийской и Надымской впадин, мигрирующей в процессе образования органических веществ из фондоформных (донных) отложений, должно оказывать влияние на сохранение первичной пористости и проницаемости тел пород-коллекторов на больших глубинах. При этом можно предполагать, что в водоносной части породы могут быть в значительной степени более сцементированы, это создает на глубинах свыше 3,5–4 км резервуар очагового типа с отсутствием гидродинамической связи между отдельными участками.

Судя по обзорной информации Е.М. Кузьминой и Е.В. Кучерука [1978], подобные явления широко распространены как в карбонатных, так и терригенных породах на небольших глубинах и на глубинах свыше 5 км во многих нефтегазоносных районах в СССР и за рубежом. Именно в резервуарах очагового типа на больших глубинах создаются аномально высокие пластовые давления (АВПД). В карбонатных отложениях подобные условия для АВПД, например, широко известны на месторождениях Ирана [Dunnington, 1967], где АВПД приближаются к гидростатическим, в Днепровско-Донецкой впадине и в Предкавказье.

На глубинах свыше 4 км в пределах изучаемой территории ожидаются довольно жесткие термобарические условия. Температура может превысить 90–120°C. Судя по широкому распространению АВПД на глубинах свыше 2,7 км в пределах известных месторождений нефти и газа (Салымское, Губкинское, Уренгойское, Харасовейское и многие

другие [Евсеев и др., 1977], следует ожидать значительные АВПД и в возможных рифах в Ханты-Мансийской, Надымской и других впадинах Западной Сибири.

В пределах Салымской площади (см. рисунок, З), например, АВПД в аргиллитах баженовской свиты (верхняя юра) сопровождается скачкообразной температурной аномалией до 30°C по сравнению с вышележащими осадочными толщами и окружающими разведочными площадями. Кроме того, к западу от Салымской площади между ней и Правдинской площадью (см. рисунок, К), а также между Правдинской площадью и Среднеобской глыбой наблюдаются линейные зоны мощных положительных аномалий магнитного поля [Ващилов, Сим, 1969]. Совпадение по площади зон геофизических и термобарических аномалий приводит нас к убеждению об активном современном рифтогенезе в этом районе и о возможных инъекциях флюидов, в том числе УВ, из нижележащих предположительно рифогенных палеозойских отложений. Близость Салымского тектонического блока к Фроловскому блоку, а также их совместное расположение в пределах общего межрифтового поднятия северо-западного простирания Иртышской системы подкрепляет это предположение.

Таким образом, склоны массивов и межрифтовых поднятий в пределах обширных депрессий Среднего Приобья и севера Западной Сибири перспективны на поиски нефти в карбонатных телах рифогенной природы. Наибольший интерес в этом отношении представляет Фроловская и Молодежная площади и склоны поднятий в пределах Ханты-Мансийской и Надымской впадин. Методика поисков рифогенных тел должна включать палеогеоморфологическую интерпретацию сейсмических материалов МОГТ, рассчитанную на глубины свыше 4 км и на выделение зон схождения сейсмических границ, их аномального дельтообразного наклона. При этом битуминозные фондоформные осадки [Грачевский и др., 1976] должны ожидать в зоне сейсмического клина вниз по падению дельтообразных слоев, рифогенные известняки — в местах "раздува" сейсмического горизонта. Кроме того, следует ожидать значительное число стратиграфических перерывов в зонах сейсмических клинов вверх по восстановлению слоев.

ЛИТЕРАТУРА

- Атлас литолого-палеогеографических карт СССР/Под ред. А.П. Виноградова. М., 1969.
- Афанасьев Ю.Т. Система рифтов Западной Сибири. М.: Наука, 1977.
- Барс Е.А., Носова Л.Н. Органическое вещество в водах разведочных площадей Восточного Приуралья. — В кн.: Геохимия каустобиолитов и их месторождений. М.: Изд-во АН СССР, 1962.
- Богущ О.И., Бочкарев В.С., Юферов О.В. Палеозой юга Западно-Сибирской равнины. — Тр. Ин-та геол. и геофиз., 1975, вып. 297.
- Ващилов Ю.Я., Сим А.А. Об определении нижней кромки намагниченных пород в Западной Сибири. — Геол. и геофиз., 1969, № 3.
- Грачевский М.М., Берлин Ю.М., Дубовской И.Т. Корреляция разнофациальных толщ при поисках нефти и газа. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1976.
- Грачевский М.М., Соломагин А.В. Верхнедевонские потенциально нефтегазоносные барьерные рифы Тимано-Печорской провинции. — Докл. АН СССР, 1977, т. 232, № 4.

- Евсеев Г.П., Шаблинская Н.В., Дорожеева Т.В., Лебедев Б.А. Геологические предпосылки прогноза АВПД в Западной Сибири. — В кн.: Аномально высокие пластовые давления и методы прогноза АВПД в процессе бурения. Л.: Б. и., 1977.
- Запивалов Н.П., Зубарев Е.М., Минько В.А. Палеозойская нефть в Новосибирской области. — Геология нефти и газа, 1975, № 2.
- Запивалов Н.П., Сердюк З.Я., Залазаева Л.В., Яшина С.М. Нефтегазоносность карбонатных пород . силура-нижнего карбона Западной Сибири. — Геология нефти и газа, 1978, № 1.
- Кремс А.Я., Вассерман В.Я., Матвиевская Н.Д. Условия формирования и закономерности размещения залежей нефти и газа. М.: Недра, 1974.
- Кузьмина Е.М., Кучерук Е.В. Новый тип неструктурных залежей нефти и газа. М.: ВНИИОЭНГ, 1978.
- Куликов П.К. Нефтегазоносность доюрских отложений. — Тр. Зап-СибНИГНИ, 1968, вып. 11.
- Погорелов Б.С. Фундамент Березовского газоносного района. — В кн.: Геология и нефтегазоносность севера Западной Сибири. Л.: Гостоптехиздат, 1963.
- Погорелов Б.С. Геология и нефтегазоносность доюрских образований запада Западной Сибири. М.: Недра, 1977.
- Рухин Л.Б. Основы общей палеогеографии. Л.: Гостоптехиздат, 1962.
- Спириин Н.А. Геолого-петрографические исследования Приполярного Урала. — Тр. ИГН АН СССР, 1945, вып. 72.
- Трофимук А.А., Вышемирский В.С., Запивалов Н.П. Перспективы нефтегазоносности палеозоя юга Западно-Сибирской плиты. — Геол. и геофиз., 1972, № 7.
- Шаблинская Н.В. Разломы по геофизическим данным и их роль в формировании структур Западно-Сибирской и Тимано-Печорской плит. — В кн.: Разломы земной коры. М.: Недра, 1977.
- Dunnington H.V. Aspects of diagenesis and shape change in stilolitic limestone reservoirs. — 7th World Petrol Congress Proceeding, 1967, vol. 2.

СОДЕРЖАНИЕ

<i>Афанасьев Ю.Т., Томкина А.В.</i> Особенности нефтегазоносности глубокозалегающих отложений	3
<i>Аеров В.П., Калимуллин О.Х.</i> Термобарические особенности глубокопогруженных отложений Прикаспийской впадины	7
<i>Томкина А.В.</i> Термобарические условия в сверхглубоких депрессиях Северного Кавказа	13
<i>Могилевская Т.М.</i> Аномально высокие пластовые давления в глубокопогруженных отложениях Западного Предкавказья	26
<i>Томкина А.В.</i> Взаимосвязь пластовых давлений и температур на больших глубинах	33
<i>Томкина А.В.</i> Прогноз фазового состояния углеводородов на больших глубинах в Предкавказье	38
<i>Афанасьев Ю.Т., Томкина А.В.</i> Влияние пластовых температур и давлений на фазовое состояние углеводородов	44
<i>Шендерей Л.П., Зильберман В.И.</i> Значение прогноза аномально высоких пластовых давлений для поисково-разведочных работ	52
<i>Усанов Г.М., Маркова Е.В.</i> Об эффективности поисков залежей углеводородов на больших глубинах в Каспийском море	57
<i>Жорина З.И., Шумова Т.Ф.</i> Эффективность сверхглубокого бурения в глубокопогруженных депрессиях Северного Кавказа	61
<i>Аеров В.П., Калимуллин О.Х.</i> Обоснование наиболее эффективных направлений поисково-разведочного бурения на нефть и газ на глубины более 4500 м в Прикаспийской впадине	67
<i>Афанасьев Ю.Т., Коваленко Е.Г.</i> Основные результаты и направления сверхглубокого бурения на доюрский комплекс Западной Сибири	74
<i>Афанасьев Ю.Т., Коваленко Е.Г., Погорелов Б.С.</i> К проблеме поисков глубокопогруженных палеозойских рифов в Среднем Приобье и на севере Западной Сибири	80

УДК 553.98.041 (181 м >4000)

Афанасьев Ю.Т., Томкина А.В. Особенности нефтегазоносности глубокозалегающих отложений. — В кн.: Термобарические условия и геологоразведочные работы в сверхглубоких депрессиях. М.: Наука, 1981, с. 3–7.

На основании анализа фактического материала по строению глубокопогруженных залежей показана возможность выявления особенностей нефтегазоносности на больших глубинах. Отмечено преобладание коллекторов трещинного типа, распространенных вдоль сбросов. Приведены термобарические условия существования нефтяных и газовых залежей на глубинах 4–5 км в различных регионах.

Библиогр.: с. 7 (5 назв.).

УДК 553.98:550.361 (181 м >4000) (574)

Аеров В.П., Калимуллин О.Х. Термобарические особенности глубокопогруженных отложений Прикаспийской впадины. — В кн.: Термобарические условия и геологоразведочные работы в сверхглубоких депрессиях. М.: Наука, 1981, с. 7–13.

В статье дается обзор термобарических условий недр Прикаспийской впадины на глубинах более 4,5 км и на основе анализа данных по современным температурам и давлениям с учетом выявленных закономерностей пространственного распределения УВ выделены зоны возможного обнаружения преимущественно жидких или газообразных флюидов нефтяного ряда.

Библиогр.: с. 13 (9 назв.).

УДК 553.982.061.4 (181 м >4000) (470.6)

Томкина А.В. Термобарические условия в сверхглубоких депрессиях Северного Кавказа. — В кн.: Термобарические условия и геологоразведочные работы в сверхглубоких депрессиях. М.: Наука, 1981, с. 13–26.

По Западному и Восточному Предкавказью построены и проанализированы графики изменения пластовых температур и давлений на глубинах 4–6 км. Рассматриваемые регионы характеризуются своеобразными термобарическими режимами. Более благоприятные условия для сохранения жидких УВ на больших глубинах существуют в Восточном Предкавказье.

Ил. 4, библиогр.: с. 26 (5 назв.).

УДК 553.981/982.061.4

Могилевская Т.М. Аномально высокие пластовые давления в глубокопогруженных отложениях Западного Предкавказья. — В кн.: Термобарические условия и геологоразведочные работы в сверхглубоких депрессиях. М.: Наука, 1981, с. 26–32.

В статье рассматриваются закономерности распределения АВПД в отложениях от майкопских до юрских включительно, залегающих на глубинах более 4000 м; отмечены особенности проявления АВПД по разрезу; на графике Р–Н выделены области в соответствии с аномальностью давлений в рассмотренных отложениях.

Ил. 2, библиогр.: с. 32 (1 назв.).

УДК 622.276.031:532.11.43

Томкина А.В. Взаимосвязь пластовых давлений и температур на больших глубинах. — В кн.: Термобарические условия и геологоразведочные работы в сверхглубоких депрессиях. М.: Наука, 1981, с. 33–37.

Проанализирована взаимосвязь давлений и температур в пластовых условиях на примере глубокопогруженных интервалов Западного и Восточного Предкавказья. Эффект больших глубин состоит в том, что при проявлении АВПД температура в залежи понижена по сравнению с общим прогревом на этом уровне.

Ил. 1, библиогр.: с. 37 (5 назв.).

УДК 552.578.1/2:533.1/2 (181 м >4000) (470.6)

Томкина А.В. Прогноз фазового состояния углеводородов на больших глубинах в Предкавказье. — В кн.: Термобарические условия и геологоразведочные работы в сверхглубоких депрессиях. М.: Наука, 1981, с. 38–44.

Анализ распределения углеводородных залежей в Западном и Восточном Предкавказье в зависимости от пластовых температур и давлений позволяет прогнозировать фазовое состояние УВ на больших глубинах. В Терско-Сунженском районе по характеру изменения газового фактора и плотностей нефти граница перехода жидкой фазы УВ в газообразную предполагается на глубине 6,5–7 км.

Ил. 2, библиогр.: с. 44 (6 назв.).

УДК 622.276.031:533.1/2

Афанасьев Ю.Т., Томкина А.В. Влияние пластовых температур и давлений на фазовое состояние углеводородов. — В кн.: Термобарические условия и геологоразведочные работы в сверхглубоких депрессиях. М.: Наука, 1981, с. 44–52.

Для ряда регионов страны показано распределение углеводородных залежей в зависимости от величин пластовых температур и давлений. По отношению температуры к давлению, общей тенденции изменения геотермического градиента в регионе делается прогноз фазового состояния УВ на больших глубинах.

Ил. 3, библиогр.: с. 52 (8 назв.).

УДК 553.981/982.061.4

Шендере Л.П., Зильберман В.И. Значение прогноза аномально высоких пластовых давлений для поисково-разведочных работ. — В кн.: Термобарические условия и геологоразведочные работы в сверхглубоких депрессиях. М.: Наука, 1981, с. 52–57.

На примере месторождений Днепровско-Донецкой впадины рассмотрен рациональный комплекс методов прогнозирования АВПД, повышающих успешность бурения, особенно глубоких горизонтов. Прогноз в региональном масштабе осуществляется с применением системного анализа. Оперативный прогноз (локальный масштаб) выполняется в процессе бурения скважины.

Библиогр.: с. 56–57 (7 назв.).

УДК 550.8.003.13:553.98 (181 м >4000) (262.81)

Усанов Г.М., Маркова Е.В. Об эффективности поисков залежей углеводородов на больших глубинах в Каспийском море. — В кн.: Термобарические условия и геологоразведочные работы в сверхглубоких депрессиях. М.: Наука, 1981, с. 57–61.

На примере Каспийского моря рассматривается эффективность поисково-разведочных работ на глубинах свыше 4,5 км, проведен анализ результатов сверхглубокого бурения, обосновывается экономическая целесообразность дальнейшего проведения поисково-разведочных работ и выделяются первоочередные объекты для постановки этих работ.

Библиогр.: с. 61 (3 назв.).

УДК 550.8.003.13 (181 м >4000) (470.6)

Жорина З.И., Шумова Т.Ф. Эффективность сверхглубокого бурения в глубоководных депрессиях Северного Кавказа. — В кн.: Термобарические условия и геологоразведочные работы в сверхглубоких депрессиях. М.: Наука, 1981, с. 61–67.

Приведены результаты поисково-разведочного бурения на глубинах свыше 4,5 км в сверхглубоких депрессиях Северного Кавказа. Доказана высокая перспективность нефтегазоносности глубоководных меловых и верхне-

юрских надсолевых отложений Терско-Каспийского прогиба, палеогенового комплекса Западно-Кубанского прогиба и подсолевого юрского комплекса Восточно-Кубанской впадины.

Библиогр.: с. 67 (5 назв.).

УДК 533.98 (181 м >4000) + (550.8.02:658.012.2) (574)

Авров В.П., Калимуллин О.Х. Обоснование наиболее эффективных направлений поисково-разведочного бурения на нефть и газ на глубины более 4500 м в Прикаспийской впадине. — В кн.: Термобарические условия и геологоразведочные работы в сверхглубоких депрессиях. М.: Наука, 1981, с. 67–73.

В статье произведен анализ положительных и отрицательных результатов глубокого поисково-разведочного и параметрического бурения на указанных глубинах. Выбраны наиболее перспективные направления сверхглубокого (свыше 4,5 км) бурения в пределах выделенных зон нефтегазоаккумуляции.

УДК 553.98 (181 м >4000) + (550.8.02:658.012.2) (571.1)

Афанасьев Ю.Т., Коваленко Е.Г. Основные результаты и направления сверхглубокого бурения на доюрский комплекс в Западной Сибири. — В кн.: Термобарические условия и геологоразведочные работы в сверхглубоких депрессиях. М.: Наука, 1981, с. 74–79.

Дается краткое описание доюрских отложений, с которыми связаны основные направления сверхглубокого бурения. Показана необходимость для более детального их изучения заложения ряда параметрических скважин в отдельных регионах.

Ил. 1.

УДК 550.8 (181 м >4000) + (551.73:552.541) (571.1)

Афанасьев Ю.Т., Коваленко Е.Г., Погорелов Б.С. К проблеме поисков глубоководных палеозойских рифов в Среднем Приобье и на севере Западной Сибири. — В кн.: Термобарические условия и геологоразведочные работы в сверхглубоких депрессиях. М.: 1981, Наука, с. 80–87.

Перспективными на поиски нефти в карбонатных телах рифогенной природы предполагаются склоны массивов и межрифтовых поднятий в пределах обширных депрессий Среднего Приобья и севера Западной Сибири. Предполагается методика поисков этих тел, включающая палеогеоморфологическую интерпретацию сейсмических материалов МОГТ.

Ил. 1, библиогр.: с. 86–87 (20 назв.).

**ТЕРМОБАРИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
И ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ
В СВЕРХГЛУБОКИХ ДЕПРЕССИЯХ**

*Утверждено к печати
Институтом геологии и разработки
горючих ископаемых*

Редактор *Н.Б. Заборовская*
Редактор издательства *В.Я. Енюкова*
Художник *Д.И. Бочаров*
Художественный редактор *И.Ю. Нестерова*
Технический редактор *Г.И. Астахова*
Корректор *В.Н. Пчелкина*

ИБ № 21368

Подписано к печати 20.02.81. Т-03041
Формат 60х90 1/16. Бумага офсетная № 1
Печать офсетная. Усл.печ.л. 5,75 + 0,1 вкл. Уч.-изд.л. 6,9
Тираж 600 экз. Тип. зак. **136**.
Цена 1 руб.

Издательство "Наука", 117864 ГСП-7
Москва В-485, Профсоюзная ул, д. 90
Офсетное производство 3-й типографии
издательства "Наука"
Москва, К-45, ул. Жданова, д.12/1