

Доклады Академии Наук СССР

1940. Том XXVIII, № 1

ХИМИЯ

С. Ф. ФЕДОРОВ, член-корреспондент Академии Наук СССР

О ПРОГНОЗАХ НЕФТЕНОСНОСТИ

Лаборатория генезиса нефти и нефтяных месторождений Института горючих ископаемых (ИГИ) Академии Наук СССР по заданию промышленности работала над проблемой нефтеносности грязевых вулканов Кавказа и Керченского полуострова. Аналогичные работы нами велись по проблеме соляных куполов Эмбы. Кроме того, в 1939 г. мы приступили к работе по «Второму Баку».

Первую и вторую проблему мы успешно закончили. Работая по указанным выше конкретным проблемам, мы накопили материал и для решения более общих вопросов. Разработка одного из таких общих вопросов и составляет содержание статьи.

Нужно сказать, что данная статья является итогом работ всего коллектива лаборатории*. Кроме того, наша лаборатория работала в тесном контакте с лабораторией физики пласта ИГИ и с огромным коллективом нефтяников Баку, Эмбы и других районов. Работники промышленности в ряде случаев были не только «поставщиками» сырья: с большим количеством геологов промыслов мы взаимно обменивались и творческим опытом.

1. Тектоника—один из существенных факторов оценки. Изучив вопрос о грязевых вулканах Крымско-Кавказской геологической провинции, мы пришли к выводу, что грязевые вулканы генетически связаны нефтью, что во всех грязевых вулканах содержится то или иное количество нефти. Мы выявили также, что не всякий грязевой вулкан является местом промышленного скопления нефти, точно так же, как и не всякий выход нефти указывает на наличие промышленной залежи нефти. Работы нашей лаборатории установили также, что все соляные купола Эмбы в том или ином количестве содержат нефть.

Обработав весь обширный фактический материал, мы пришли к выводу, что из всего многообразия «признаков нефтеносности» лишь пять можно положить в основу для составления карт прогноза.

Первым из таких факторов является тектоника. По вопросу о происхождении нефти мы придерживаемся тех гипотез и теорий, которые говорят об образовании нефти и углеводородных газов в глинах и плах бывших водных бассейнов. В этих породах нефть и газ вначале были в рассеянном состоянии. Возможно, что и при первоначальном горизонтальном залегании нефтепроизводящих пластов нефть, а тем более газ, могли мигрировать в прилежащие пористые породы—в пески, песчаники, известняки и т. д.

* Кроме автора статьи, в работах руководящая роль принадлежала следующим товарищам: В. А. Сулину, П. П. Авдусину, В. Э. Левенсону и В. А. Соколову.

В отдельных случаях бывает, что пористые породы, залегающие горизонтально, могут аккумулировать в себе залежи нефти промышленного количества. Такие залежи в нефтяной литературе носят название «стратиграфических ловушек». В Советском Союзе имеются залежи такого типа «стратиграфических ловушек» (Майкоп—Хадыжи и прилежащие площади), но и здесь пласты дислоцированы, наклонены.

Во всех промысловых площадях слои, содержащие нефть, дислоцированы: собраны в антиклинальные складки, купола, моноклинали. Из сказанного следует, что там, где слои залегают горизонтально, нефти в промышленном масштабе не может быть*.

Антиклинальные складки, купола и другие тектонические структуры могут быть различной ценности как зоны нефтенасыщения. Например, в зонах диапировых складок лучшими являются криптодиапировые структуры: их можно оценить условно баллом 100. Складки с резко выраженным ядром протыкания мы оцениваем индексом 50. Диапировые складки с ядром протыкания и осложненные крупными сбросами (в 500—1000 м) мы оцениваем баллом 25. Солянокупольные структуры Эмбы являются разновидностью диапировых структур Азербайджана, Кубани, Керчи, Тамани; поэтому приведенная выше оценка структур с некоторыми изменениями к ним тоже применима. Для тектонических структур, скажем, «Второго Баку» и других нефтеносных областей можно разработать свою частную и конкретную шкалу оценки. На этом мы здесь не останавливаемся, это—деталь. Но для огромного большинства районов остается справедливым указанное выше условие: где нет тектонических структур, там для нас отсутствуют залежи нефти, так как современными способами эксплуатации рассеянную нефть из горизонтально залегающих пластов мы взять не можем.

Нельзя, конечно, сказать обратное: где имеются тектонические структуры, там обязательно должна быть нефть. Могут быть очень хорошие антиклинальные складки, купола и прочие тектонические структуры, но нефти может и не быть. Фактор тектоники—действующий фактор оценки промышленной залежи нефти лишь при наличии других показателей.

2. Литология—второй решающий фактор оценки нефтеносности. Практика нефтедобычи всех стран мира показывает, что залежи нефти приурочиваются лишь к пористым породам. Где нет пористых пород, там не может быть промышленной залежи нефти, т. е. скопления нефти в количестве, пригодном для эксплуатации.

Коллекторские свойства пород раньше определялись исключительно лишь процентом общей пористости. Если, например, порода, вмещающая нефть, имела 20—25% пористости, она считалась прекрасным коллектором, 15—20%—хорошим и т. д. Но практика показала, что общая пористость часто не совпадала с дебитом скважин. Мало что дает само по себе и определение проницаемости. Применение П. П. Авдусиным и М. А. Цветковой к исследованию коллекторов оригинальных методов микроскопического анализа показало, что исключительно важное значение для промышленной оценки свойств коллекторов нефти имеет структура поровых пространств коллекторов и их минералогический состав.

Работы этих исследователей установили, что коллекторские свойства пород обуславливаются величиной зерен, формой зерен и формой поровых каналов. Прежде чем изложить классификационную таблицу Авдусина-Цветковой, дадим несколько пояснений по терминологии.

Нефть в пласте передвигается не по всем поровым каналам, а лишь по

* Пока еще не выяснена природа нефтяных месторождений ишимбаевского типа. Их общий облик приближается к типу «стратиграфических ловушек».

относительно широким. Эта пористость называется эффективной и обозначается индексом P_e . Нефть, заполняющая капиллярные и субкапиллярные поры (трещины, пустоты), практически в движении участия не принимает. И поры эти не должны учитываться. P_e определяет массу флюида, принимающего (в единице объема) участие в движении по пласту.

Другой величиной, характеризующей структуру порового пространства, является предложенный Авдусиным и Цветковой коэффициент Φ , представляющий отношение (или величину, ему обратную) суммарного периметра нормальных сечений поровых пространств к периметру сечения эквивалентной идеальной цилиндрической поры.

Изучение большого количества коллекторов со всех основных горизонтов большинства нефтяных месторождений позволило Авдусину и Цветковой предложить новый принцип классификации коллекторов, в основу которого положены структурные свойства их.

1. Класс А	—коллекторы, имеющие эффективную пористость $P_e > 20$	}	Коллекторы большой емкости
2. » В	—коллекторы, имеющие эффективную пористость $P_e = 20-15$		
3. » С	—коллекторы, имеющие эффективную пористость $P_e = 15-10$	}	Коллекторы средней емкости
4. » D	—коллекторы, имеющие эффективную пористость $P_e = 10-5$		
5. » E	—коллекторы, имеющие эффективную пористость $P_e < 5$	}	Коллекторы малой емкости

Каждый из этих 5 классов по форме поровых пространств коллекторов (Φ) разбивается в свою очередь на три группы:

- 1-я группа—коллекторы, имеющие более или менее изотермическое, а потому легко проницаемое сечение поровых каналов; $\Phi = 0,20$.
- 2-я группа—коллекторы с посредственными фильтрующими свойствами; $\Phi = 0,20-0,10$.
- 3-я группа—коллекторы, характеризующиеся сложной структурой поровых пространств, а потому слабопроницаемые; $\Phi < 0,10$.

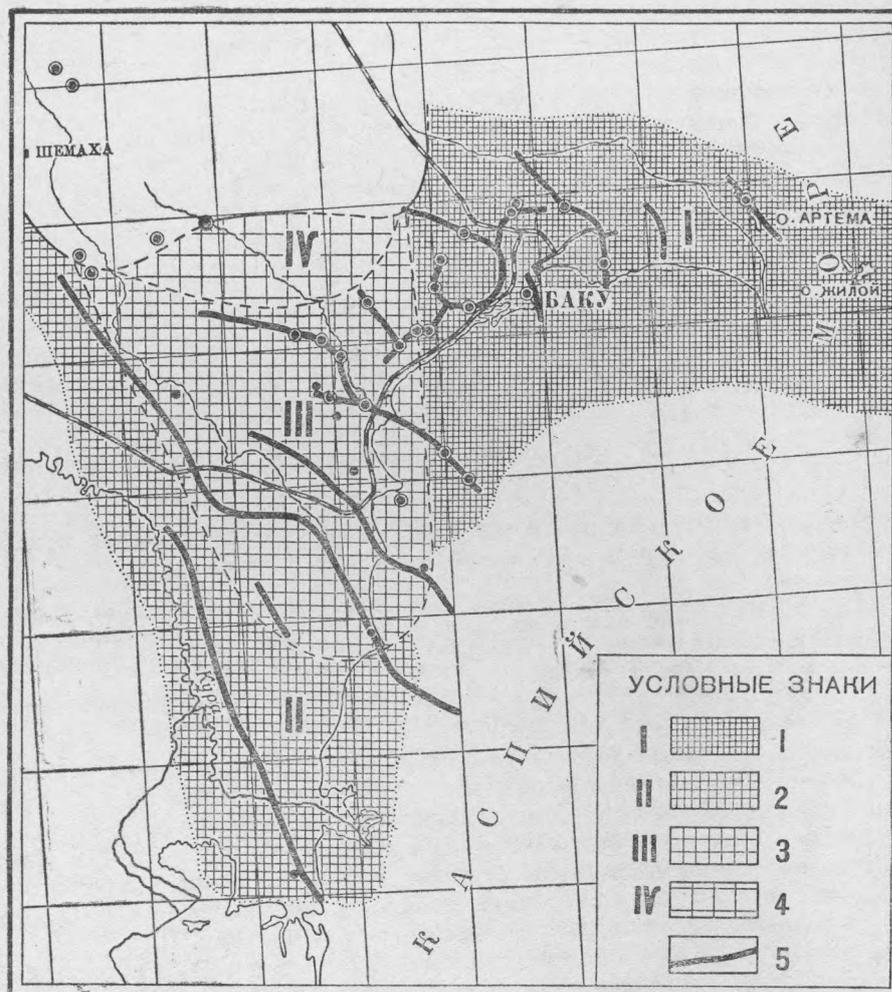
Экспериментальные данные по определению проницаемости коллекторов хорошо увязываются с определениями свойств коллекторов по приведенной таблице. Данная таблица коллекторских свойств пород прекрасно увязывается также и со статистическими данными по эксплуатации. Таким образом, изучив коллекторские свойства пород (по данным естественных обнажений и образцам разведочных скважин), мы можем составить карту оценки коллекторских свойств пород любого района (фиг. 1).

Конечно, в тех или иных районах могут быть в наличии и очень хорошие коллекторы, которые сами по себе в отдельности не обуславливают наличия в них крупных залежей нефти. Но в комбинации с данными по тектонике и с факторами геохимическими они являются решающими.

3. Геохимия вод— третий решающий фактор. Вода является постоянным спутником нефти и связанных с нефтью битумов. Постоянное воздействие нефти на воду обуславливает специфический состав вод нефтяных месторождений. Специфика вод нефтяных месторождений является одним из руководящих признаков наличия в недрах нефтяной залежи, а, следовательно, может быть использована при поисках нефти. Работами геохимиков, в особенности группы геохимии вод и пород ИГИ выяснено, что основными представителями вод нефтяных месторождений являются: 1) воды хлоркальциевые и 2) воды щелочные. Существенную составную часть вод нефтяных месторождений составляют также такие элементы, находящиеся в микроколичествах, как иод, бром, бор, а отчасти калий и аммоний.

Таким образом, воды хлоркальциевые и щелочные являются типичными для зон нефтяных месторождений, тогда как воды сульфатные являются отрицательными признаками.

Если мы изучим воды естественных источников (ключей, родников), воды соляных озер и пр., то мы, исходя из изложенного, можем определить наличие возможно нефтеносных зон.

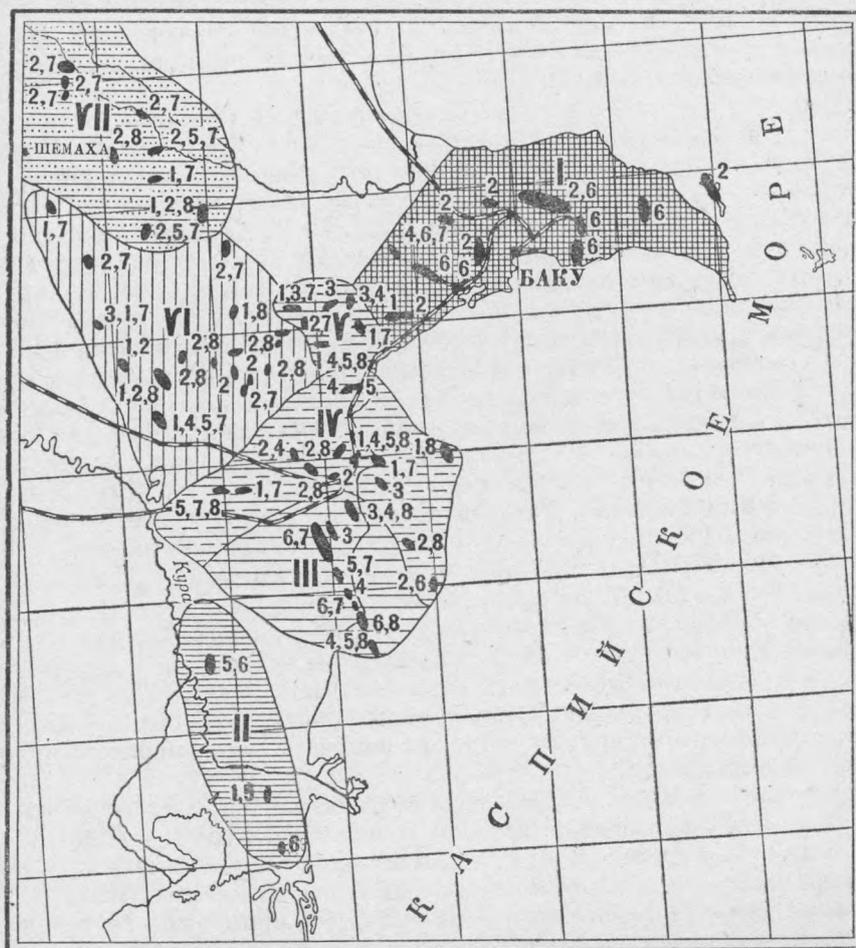


Фиг. 1. Схематическая карта зон коллекторов продуктивной толщи Азербайджана. Легенда: 1—Коллекторы высокой ценности: $P_o=17-23$; $\Phi=0,14-0,32$. 2—Коллекторы средней ценности: $P_o=8-17$; $\Phi=0,12-0,20$. 3—Коллекторы с низкой проницаемостью: $P_o=4,13$; $\Phi=0,08-0,16$. 4—Коллекторы, практически не нефтеносные: $P_o=4,11$; $\Phi=0,04-0,12$. 5—Линия антиклинальных складок. 6—Грязевые вулканы.

Таким образом, по данным анализа вод можно составить карту сравнительной оценки нефтеносности площадей, т. е. составить карту прогноза. В отношении двух предыдущих факторов мы для примера привели соответствующие данные для Азербайджана. Применяв нашу методику для той же нефтеносной области, получим данные, приведенные на фиг. 2.

4. Геохимия битумов как один из факторов оценки. Известно, что нефть обладает восстановительной способностью, т. е. способна вызывать процессы химического восстановления в окружаю-

щих неорганических средах. Раз это так, то по мере приближения к нефтяной залежи восстановительная интенсивность среды должна проявляться все сильнее и сильнее. Только для практических целей обычно определяют не весьма малую величину восстановительной интенсивности среды, а вычисляют отрицательный логарифм этой величины, т. е. окисли-



Фиг. 2. Легенда: I—Зона высокой промышленной нефтеносности продуктивной толщи. II—Зона высокой перспективной нефтеносности продуктивной толщи. III—Зона перспективной на нефть продуктивной толщи. IV—Зона возможной локальной нефтеносности продуктивной толщи. V—Зона, слабо перспективная на нефть. Локальная нефтеносность не исключена. VI—Зона локальной перспективности. VII—Зона, где отсутствует продуктивная толща. Перспективная нефтеносность других свит при наличии коллекторов.

тельно-восстановительный потенциал, обозначаемый, как известно, символом rH .

Нам казалось, что разные по мощности залежи нефти должны давать разные закономерности rH . Наши предположения подтвердились. Так, например, по приближению к 1) огромной залежи Биби-Эйбата, правильное падение rH^* наблюдается даже у пород, отобранных вкрест про-

* Если бы мы определили восстановительную интенсивность, то по мере продвижения к возможной залежи нефти эти значения должны увеличиваться. А так как мы определяем rH —величину, обратную восстановительной интенсивности, то по мере приближения к нефтеносности залежи численные значения его будут уменьшаться.

стиранию, 2) движение к среднему по мощности Лок-Батанскому месторождению сопровождается падением rH уже только по простиранию и 3) наконец, в направлении к малой залежи промысла Шубаны правильного уменьшения окислительно-восстановительного потенциала мы не имеем даже и по простиранию.

Объяснение указанных сейчас градаций не встречает каких-либо теоретических трудностей. Значит, если мы определим значения rH в зонах различных тектонических структур, мы можем выявить зоны разной системы насыщения нефтью.

5. Газ—то же фактор. Всякое нефтяное месторождение содержит то или иное количество углеводородных газов, в том числе и тяжелую их фракцию. Вследствие диффузии газа по трещинам и через породу над нефтяным месторождением должно наблюдаться выделение газа. Используя это обстоятельство, в свое время проф. В. А. Соколов, руководитель газовой группы нашей лаборатории, предложил как один из методов поисков новых нефтяных месторождений метод газовой съемки. Собирая из мелких скважин почвенного покрова микроколичества газов, Соколов анализировал в них содержание углеводородов с помощью особой аппаратуры. Естественно, что по мере приближения к предполагаемому нефтяному месторождению газ в почве находился все в большем и большем количестве, достигнув максимума над центром залежи. Особый интерес для оценки возможной нефтеносности представляет тяжелая фракция, наличие пропана, бутана, пентана, гептана и других газов. Эти газы—типичные газы нефтяных месторождений. Газовая съемка по методу Соколова применялась в Азербайджане, Грозненской области, на Украине, на Эмбе, в районах «Второго Баку» и при надлежащей интерпретации давала результаты, весьма сходные с данными последующего бурения.

Таким образом, изложенные методы тектонического, литологического, геохимического и газового анализов являются основными и достаточными факторами оценки нефтеносности новых районов. Каждый из этих факторов не является абсолютным, но в совокупности при наложении карт с этими показателями друг на друга мы получаем карту прогноза промышленной нефтеносности.

При изложении данной методики составления карт прогноза мы приводили примеры применения ее в Азербайджане, на Эмбе, в районах «Второго Баку». Мы полагаем, что данная методика применима для составления карт прогноза нефтеносности любых геологических областей.

Кроме того, разработанная нами методика применима не только для сравнительной оценки нефтеносности тех или иных районов, но она может быть полезной для разработки рациональной методики поисков и разведки этих площадей, а также для намечания рациональной системы разработки. В последнем случае особую пользу может принести анализ структур порового пространства—второй фактор нашей методики.

Поступило
17 III 1940