

Очередные задачи в области режима нефтяных месторождений*

Работы первого Всесоюзного съезда ВНИТО нефтяников являются знаменательным моментом в области изучения режимов нефтяных месторождений. Для СССР установлена единая классификация. Классическая работа Герольда «Аналитические основы добычи нефти, газа и воды из скважин» (5) и последующий его доклад на съезде (6) одобрены, приведенная в них классификация режимов нефтяных пластов принята съездом, с известными поправками, и рекомендована к применению в СССР.¹

Классификация эта основана на соотношении изменения кривых добычи и давления во времени. При этом, как известно, установлены три режима: волюметрический, гидравлический и капиллярный.

Однако, принятие классификации не означает, что работа в этом направлении закончена. Наоборот, с установлением в СССР единой классификации режимов и с ликвидацией понятий газо-капиллярного, капиллярно-газого, газового, гидродинамического, смешанного и других режимов, в которые каждый из авторов вкладывал свой смысл – появляется общий язык в этом вопросе. Только теперь появляется возможность дальнейшей плодотворной работы в этом чрезвычайно важном для правильной разработки пластов и подсчета их запасов вопросе.

Отсутствие этой общей основы зачастую не позволяло во многих работах понять, о каком, собственно, режиме идет речь, а отсюда неясна была Ценность получаемых выводов и, что самое главное, применимость их в том или ином конкретном случае.

Наличие общего языка, принятого на съезде ВНИТО, позволит начать важную работу по определению режимов нефтяных месторождений СССР. Кое-что из старых работ можно будет использовать для будущего.

Приняв, с известными коррективами, разделение режимов по Герольду, как наиболее теоретически обоснованное, нельзя закрывать глаза на его недостатки. Из недостатков можно отметить выявленные съездом упущения теоретического порядка.

Так, например, в нефтяных месторождениях, при наличии гидравлического режима, как кривая давления, так и кривая дебита (во времени) даже первой скважины не будут горизонтальны. Замещение столба нефти водой, несмотря на наличие постоянного притока, создаст уменьшение давления, отсюда и дебита. Этот недоучет разности удельных весов жидкостей является значительным упущением Герольда. Только в случае моноклинальных залежей положения Герольда верны.

Однако, именно в разбираемом случае, разработанном им теоретически, т. е. в случае залегания нефти в антиклинальном поднятии, отделенном синклинальным прогибом от источников питания пластов, учет разности удельных весов необходим. Ни давление ни дебит в условиях гидравлического режима не могут быть постоянными.

Другое основное положение Герольда – о невозможности сосуществования двух режимов в пласте, опровергнутое практикой Эмбанефти, также, требует корректива. Невозможность одновременного существования гидравлического и волюметрического режимов в одном и том же пласте (если только он не разобран тектоническими нарушениями или не изменяется резко по своему петрографическому характеру, что необходимо рассматривать как обособленные резервуары), – несомненна. Что же касается волюметрического режима, то при достаточной разбуренности пласта возможно такое явление, что в краевых скважинах, извлекающих значительное количество жидкости, будем иметь кривые, характерные для волюметрического режима, а в центральных, вследствие поглощения пластового давления периферийными скважинами, будет иметь место капиллярный режим. С прекращением эксплуатации периферийных скважин, район центральных скважин приобретает свой нормальный волюметрический режим. Однако, этот теоретически обосновываемый случай сосуществования двух режимов в одном пласте, правда, происходящий за счет указываемого Герольдом перехода режимов, подтвержденный практикой Эмбанефти – является существенной поправкой к положениям Герольда. И, наконец, вопрос о газовом периоде или газовой фазе волюметрического и гидравлического режимов, – когда до начала давления краевой воды нефть движется по пласту к забою скважин под влиянием газа, – является важным этапом развития классификации Герольда. Этот этап достигнут благодаря работам съезда ВНИТО нефтяников и имеет важное практическое значение.

Наличие газового периода волюметрического режима (совпадающего, пожалуй, отчасти с прежним понятием газового режима), длящегося, по данным практики, 3–6–9, а быть может и больше месяцев, делает целесообразным для наилучшего использования пластовой энергии применение сплошной системы разработки.

Практически это чрезвычайно важно, так как в случае отсутствия у пласта с волюметрическим режимом газовой фазы нет необходимости применять сплошную систему разработки.

Это наиболее существенные поправки к классификации режимов Герольда, произведенные съездом.

Однако, несмотря на эти значительные поправки, по существу изменяющие основные положения Герольда, классификация все же неудобна в целом ряде практических случаев и требует еще большей работы для превращения ее в стройную теорию режимов нефтяных месторождений.

Первое неудобство мы имеем для пластов с механизированной добычей. В этом случае при отсутствии

* В порядке обсуждения.

¹ Цифры в скобках означают ссылки на литературу, список которой приведен в конце статьи.

фонтанов, даже в первый период эксплуатации не имеется возможности произвести замеры потенциальных давлений. Отсюда при конечных режимах (волюметрическом и кппилярном) нет возможности построить кривую изменения давлений и по ее соотношению с кривой изменения производительности (во времени) определить режим.

Пользование же одной кривой производительности, по словам Герольда², без кривой давления, не дает уверенности в определении режима. Это – весьма существенный недостаток классификации Герольда в современном ее виде. Решение вопроса возможно только после установления продвижения контурной воды или ее неподвижности.

Второй, еще больший недостаток классификации – это необходимость для определения режима построить кривые давления и добычи, для чего требуется, как минимум, ряд наблюдений над одной скважиной в течение одного года, а лучше двух лет.

Знание же режима в конечном итоге нам необходимо, главным образом, для принятия определенной системы разработки пласта, позволяющей наилучше использовать пластовую энергию (конечно, при учете технико-экономических условий), непосредственно после выявления его промышленной ценности разведочным бурением в первоначальный момент его вскрытия.

При существующих в СССР темпах разбуривания пластов, когда разработка пластов с малым и средним контуром (20–50 и 50–300 *га*) заканчивается в 1–1,5 года, определение режима может быть произведено как раз к моменту окончания разработки. Это значит, что разбулив пласт, если только он давал фонтаны, мы можем узнать, что такое-то число скважин, а возможно даже и значительный их процент, пробурены излишне. Естественно, что необходима дальнейшая работа над режимами, в результате которой их можно было бы определять по первой же скважине, независимо от того, фонтанирует она или нет, ипритом в самый кратчайший срок (2–3 месяца или даже скорее). Только в этом случае классификация будет иметь практическую ценность для всякого пласта и во всякой стадии его разработки.

Каков же путь этой работы в области режима пластов нефтяных месторождений? – Путь этот заключается в изучении всей совокупности физико-геологических условий нефтяного пласта, нефтяного месторождения, их изменений, их взаимосвязи. Это позволит правильно разрешить вопрос о режиме, развить нашу советскую теорию режимов.

В первую очередь, естественно, необходимо изучение самого природного резервуара, в виде пласта или залежи. Мощность пласта как общая, так и песчаной его части, в пределах контура нефтеносности может быть практически постоянной или же изменяться в каком-либо направлении. В последнем случае, который мы имеем для XIX, XX и XI пл. Ново-Грозненского месторождения, эти изменения удобнее всего представлять графически в виде карт равных мощностей. При этом, поскольку нас интересуют, главным образом, не фациальные изменения пласта вообще, а изменения его продуктивной, пористой части, удобнее эти карты строить для мощностей песчаной части пласта.

Практика построения таких карт для указанных выше трех изменчивых пластов оправдала себя. Карты эти позволили выявить различие режима скважин различных частей месторождения, которое особенно резко бросалось в глаза для одного из пластов (XX), наиболее изменчивого.

Помимо мощности природного резервуара, необходимо изучение его свойств: пористости, механического состава и проницаемости. При достаточном количестве данных могут быть выявлены изменения пористости как по площади пласта, так и по вертикале от кровли к подошве.

Механический состав пласта, изученный путем анализов, позволяя выявлять его изменения, дает возможность определить путем вычисления проницаемость.

Более желательно определение проницаемости лабораторным путем по извлекаемым из скважин колонкам.

Жидкость и газ, наполняющие подземный резервуар, также необходимо изучить.

Путем изучения анализов нефти и ее физических свойств, а также фракционного состава, изучается изменение как удельного веса, так и отдельных составных частей. В условиях грозненских месторождений установлена изменчивость содержания парафина по простиранию, которая увязывается с изменением подземных температур. Этим обусловлено наличие в Старо-Грозненском месторождении в одном пласте нескольких сортов нефти, подразделяемых по содержанию парафина. Изменение удельного веса нефти отмечено для трех эксплуатационных площадей Грознефти. Путем лабораторных работ необходимо производить определение вязкости и поверхностного натяжения нефти при различных температурах, имеющих место в месторождении. Для газа необходимо производство анализов, выявляющих его химический состав. Из лабораторных данных необходимо определение растворимости газа в нефти того же пласта. При наличии достаточных данных изучается изменение состава газа по площади пласта.

Соотношение между количеством нефти и газа, или газовый фактор, определяется для различных скважин пласта, и выявляется его изменение. В Ново-Грозненском районе установлена зависимость газового фактора от температуры.

Для вод пласта, помимо химических анализов, производимых во всех скважинах систематически, необходимы наблюдения над уровнями их стояния в скважинах и над продвижением контура нефтеносности. Уровни стояния вод (нефть пересчитывается на воду) позволяют определить давление в пласте. Продвижение

² Сообщение на консультации в Грозном.

контурных вод является важным моментом для определения режима, так как отсутствие его указывает на капиллярный режим, а наличие служит указанием на то, что основной движущей силой является вода.

Наконец, наблюдения над химическим составом вод и его изменчивостью в месторождениях, где режим установлен по другим данным, даст возможность пользоваться в дальнейшем и этим фактором. Некоторые закономерности в этом отношении уже намечаются.

Подземные температуры являются весьма существенным фактором, обуславливающим как растворимость газа в нефти, так и вязкость нефти.

Газовый фактор также изменяется в зависимости от температуры. Таким образом, знание температуры необходимо для выяснения состояния, в котором находится газ. Это позволит решить вопрос о режиме. Давление в пласте, определяемое путем пересчета максимальных давлений при закрытой задвижке и по столбам жидкости в скважинах, и его изменения являются чрезвычайно важным фактором для определения режима.

Знание давления, растворимости газа в нефти и температуры позволит определить состояние, в котором находится газ в пласте. При полном растворении его в нефти не будет иметь место явление Жамэна, свойственное капиллярному режиму.

Помимо этого, для фонтанирующих скважин весьма важно изменение максимальных давлений во времени.

Характер изменения кривых производительности скважин во времени, или, вернее, в скорости, также является важным фактором, определяющим режим. В логарифмическом масштабе определение режима возможно по степени падения (уклону) процентной кривой.

Соотношение кривой давления и кривой производительности во времени является, как известно, основной для классификации Герольда.

Наконец, возможно, повидимому, в дальнейшем, по накоплению материалов по картам равных сопротивлений пластов с различными режимами, отражающими характер их насыщения, при наличии характерных черт для карт использовать их в качестве одного из критериев для определения режима.

Таким образом основные физико-геологические факторы, определяющие режим пластов нефтяных месторождений, в более широком понимании этого слова, показывают, что при комплексном изучении намечаются пути для определения режима пластов вслед за их вскрытием в первых разведочных скважинах месторождения.

Помимо принятого в классификации Герольда соотношения между давлением и производительностью, газовый фактор является одним из показателей, позволяющих определить основную движущую силу в пласте.

Вскрыв новый пласт в старом или вновь вступающем в эксплуатацию районе, определив газовый фактор, давление и температуру на забое скважины и произведя в лабораторных условиях опыты над растворимостью газа в нефти из определенного пласта, при его давлении и температуре, – можно определить состояние, в котором находится газ в пласте. На основе этих данных решается вопрос о наличии или отсутствии явления Жамэна в пласте и о главной движущей силе.

Однако, методы различения волюметрического режима в обычном его понимании от обладающего газовым периодом еще не вполне ясны.

Естественно, что определение указанных физических констант на забое скважин требует применения соответствующей аппаратуры.

Эта работа может быть проведена в части замеров температуры и давления сконструированными фирмой Шлюмберже приборами или специальными универсальными бомбами. Выписка нескольких таких бомб, имеющихся, по литературным данным, в американской практике, для налаживания отечественного их производства или конструирование их является неотложной задачей. Эти бомбы позволяют определить температуру и давление, имеющиеся на забое, отобрать пробу нефти и газа и установить газовый фактор не у устья скважины, а в пласте.

Конечно, до получения данных указанными приборами необходимо определять физические константы обычными методами: давление в пласте – по вычислению, т. е. по потенциальному давлению у закрытой задвижки или по столбу жидкости в скважине, температуру – спуском термометра, а анализы нефти и газа – из проб, отобранных на поверхности. Тоже необходимо сказать и относительно газового фактора.

Кроме газового фактора и указанного выше продвижения контура водоносности, намечается еще ряд возможных вспомогательных показателей для определения режима: состав буровых вод и его изменение, характер карты равных сопротивлений и т. д.

Систематическое изучение характера распределения подземных температур, уровней, давлений, состава нефтей и их изменений позволит, быть может, использовать их в качестве косвенных показателей при определении режима.

При систематическом определении режимов нефтяных месторождений СССР, нам кажется, что предлагаемый комплексный подход, с учетом всех факторов, будет наиболее правильным.

Систематические работы над различными месторождениями позволят, на основе практики, разработать теорию режима нефтяных месторождений.

В нашей советской литературе, в работах Танасевича (20, 21), Галаки (2), Линтдропа (9,10,11,12), Максимовича (13, 14, 15, 16, 17), Николаева (19) мы находим попытки более широкого подхода к понятию режима, чем то, которое ему дается Герольдом (3, 4, 5, 6). Наиболее полно отражает это наша последняя работа (17), где в пределах имевшегося материала выявлены физико-геологические условия пласта, и на их основе определен режим пласта. При этом именно на основе второстепенных факторов он и установлен.

Данные о производительности скважин служили только для контроля.

ЛИТЕРАТУРА

1. Баранов М., Из заметок промысловика (Об определении режима нефтяного пласта). «Нефт Хоз.» 1932 г. № 3, стр. 161.
2. Галака О. И., О режиме пластов Ново-Грозненского нефтяного района. «Нефт. Хоз». 1928 г. № 11–12, стр. 614–629.
3. Герольд С., Механика кривой добычи к Калифорнии, издание Отд. иностр. техники при Азнефти, 1930 г. стр. 1–18.
4. Герольд С., Проблема дренажа в Кетлмен-Хилсе, «The Oil Weekly», 1930 г. № 2.
5. Герольд С., Аналитические основы добычи нефти, газа и воды из скважин. Нефтеиздат, 1932, г. 516.
6. Герольд О., Режим нефтяных месторождений, Горгеолнефтеиздат 1933, стр. 52.
7. Губкин И. М., Основные вопросы разработки и разведки нефтяных месторождений Ново-Грозненского и Майкопского районов. «Нефт. Хоз». 1930 г. № 11, стр. 517.
8. Есьман И. Г., Нефтяная гидравлика, Нефтеиздат 1932 г. стр. 84.
9. Линдтроп Н. Т., Связь между содержанием парафина Грозненских районов и температурой пластов, «Азерб. Нефт. Хоз». 1922 г. № 3-4, стр. 83.
10. Линдтроп Н. Т., Режим нефтяных фонтанов Грозненского района, «Нефт. Хоз», 1925 г. № 4, стр. 607.
11. Линдтрон Н. Т., Характеристика фонтанов Ново-Грозненского района, «Нефт. Хоз», 1928 г. № 9, стр. 305, № 10, стр. 449.
12. Линдтроп Н. Т., Подземные условия в пластах Ново Грозненского района (по поводу статьи О. И. Галаки), «Нефт. Хоз», 1929 г., № 4, стр. 486. .
13. Максимович Г. А., Режим пластов Вознесенской площади Артемовского нефтяного района, «Грозненский Нефтяник» 1933 г. № 5–6–7. стр. 173.
14. Максимович Г. А., Режим XIX–XXI пластов Ново-Грозненского района, «Грозненск. Нефтяник» 1933 № 5–7, стр. 4–17.
15. Максимович Г. А., Фонтаны спаниодонтелловых песчаников Старо-Грозненского месторождения. Труды северо-кавказских конференций геологов-нефтяников изд. Академии наук, 1933 г., вып. 4, стр. 57–90.
16. Максимович Г. А., Методика составления генеральных планов разработки нефтяных месторождений (примерный план разработки XIX пл. Ново-Грозненского района), Труды 1-го Всесоюзного съезда НИТО нефтяников (печатается).
17. Максимович Г. А., Режим XI–XII пластов Ново-Грозненского района. «Грозненский Нефтяник.» 1933 г. № 8–10.
18. Максимович Г. А., Пористость и механический состав песчаников Ново-Грозненского района (печатается).
19. Николаев В. М., Газовые факторы Ново-Грозненского района, ОНТИ, 1933 г. 84 стр.
20. Танасевич М. Г., XXII пласт в Ново-Грозненском районе. «Азербайдж. Нефт. Хоз». 1929 г. № 12, стр. 31.
21. Танасевич М. Г., К Вопросу о режиме фонтанов Ново-Грозненского района. Материалы комиссии академика И. М. Губкина по уточнению запасов нефти и составлению проектов разведки и разработки Ново-Грозненского района. Нефтеиздат, 1932, 57–78.
22. Юрен Л., Современные методы добычи нефти. Нефтеиздат 1928 г. стр. 1–146.
23. Юрен Л., Принципы дренирования нефти из пластов. Доклад на 11 Всесоюзном съезде ВНИТО нефтяников, Горгеолнефтеиздат, 1933, 72 стр.
24. Чарыгин М. М., О Соленой балке. «Нефт. и Сланец. Хоз». 1925 г. № 7, стр. 47–54.

Г. А. МАКСИМОВИЧ

Очередные задачи в области режима нефтяных месторождений*

Работы первого Всесоюзного съезда ВНИТО нефтяников являются знаменательным моментом в области изучения режимов нефтяных месторождений. Для СССР установлена единая классификация. Классическая работа Герольда „Аналитические основы добычи нефти, газа и воды из скважин“ (5) и последующий его доклад на съезде (6) одобрены, приведенная в них классификация режимов нефтяных пластов принята съездом, с известными поправками, и рекомендована к применению в СССР.¹

Классификация эта основана на соотношении изменения кривых добычи и давления во времени. При этом,

* В порядке обсуждения.

¹ Цифры в скобках означают ссылки на литературу, список которой приведен в конце статьи.

как известно, установлены три режима: волюметрический, гидравлический и капиллярный.

Однако, принятие классификации не означает, что работа в этом направлении закончена. Наоборот, с установлением в СССР единой классификации режимов и с ликвидацией понятий газо-капиллярного, капиллярно-газового, газового, гидродинамического, смешанного и других режимов, в которые каждый из авторов вкладывал свой смысл—появляется общий язык в этом вопросе. Только теперь появляется возможность дальнейшей плодотворной работы в этом чрезвычайно важном для правильной разработки пластов и подсчета их запасов вопросе.

Отсутствие этой общей основы зачастую не позволяло во многих работах понять, о каком, собственно, **23**

режиме идет речь, а отсюда неясна была ценность полученных выводов и, что самое главное, применимость их в том или ином конкретном случае.

Наличие общего языка, принятого на с'езде ВНИТО, позволит начать важную работу по определению режимов нефтяных месторождений СССР. Кое-что из старых работ можно будет использовать для будущего.

Приняв, с известными коррективами, разделение режимов по Герольду, как наиболее теоретически обоснованное, нельзя закрывать глаза на его недостатки. Из недостатков можно отметить выявленные с'ездом упущения теоретического порядка.

Так, например, в нефтяных месторождениях, при наличии гидравлического режима, как кривая давления, так и кривая дебита (во времени) даже первой скважины не будут горизонтальны. Замещение столба нефти водою, несмотря на наличие постоянного притока, создаст уменьшение давления, отсюда и дебита. Этот недостаток разности удельных весов жидкостей является значительным упущением Герольда. Только в случае моноклиналиных залежей положения Герольда верны.

Однако, именно в разбираемом случае, разработанном им теоретически, т. е. в случае залегающей нефти в антиклинальном поднятии, отделенном синклинальным прогибом от источников питания пластов, учет разности удельных весов необходим. Ни давление ни дебит в условиях гидравлического режима не могут быть постоянными.

Другое основное положение Герольда — о невозможности сосуществования двух режимов в пласте, опровергнутое практикой Эмбанети, также требует коррективы. Невозможность одновременного существования гидравлического и волюметрического режимов в одном и том же пласте (если только он не разобран тектоническими нарушениями или не изменяется резко по своему петрографическому характеру, что необходимо рассматривать как обособленные резервуары), — несомненна. Что же касается волюметрического режима, то при достаточной разбуренности пласта возможно такое явление, что в крайних скважинах, извлекающих значительное количество жидкости, будем иметь кривые, характерные для волюметрического режима, а в центральных, вследствие поглощения пластового давления периферийными скважинами, будет иметь место капиллярный режим. С прекращением эксплуатации периферийных скважин, район центральных скважин приобретает свой нормальный волюметрический режим. Однако, этот теоретически обосновываемый случай сосуществования двух режимов в одном пласте, правда, происходящий за счет указываемого Герольдом перехода режимов, подтвержденный практикой Эмбанети — является существенной поправкой к положениям Герольда. И, наконец, вопрос о газовом периоде или газовой фазе волюметрического и гидравлического режимов, — когда до начала давления краевой воды нефть движется по пласту к забою скважин под влиянием газа, — является важным этапом развития классификации Герольда. Этот этап достигнут благодаря работам с'езда ВНИТО нефтяников и имеет важное практическое значение.

Наличие газового периода волюметрического режима (совпадающего, пожалуй, отчасти с прежним понятием газового режима), длительно, по данным практики, 3-6-9, а быть может и больше месяцев, делает целесообразным для наилучшего использования пластовой энергии применение сплошной системы разработки.

Практически это чрезвычайно важно, так как в случае отсутствия у пласта с волюметрическим режимом газовой фазы нет необходимости применять сплошную систему разработки.

Это наиболее существенные поправки к классификации режимов Герольда, произведенные с'ездом.

Однако, несмотря и на эти значительные поправки, по существу изменяющие основные положения Герольда, классификация все же неудобна в целом ряде практических случаев и требует еще большей работы для превращения ее в стройную теорию режимов нефтяных месторождений.

Первое неудобство мы имеем для пластов с механизированной добычей. В этом случае при отсутствии фонтанов, даже в первый период эксплуатации не имеется возможности произвести замеры потенциальных давлений. Отсюда при конечных режимах (волюметрическом и капиллярном) нет возможности построить кривую из-

менения давления и по ее соотношению с кривой изменения производительности (во времени) определить режим.

Пользование же одной кривой производительности, по словам Герольда², без кривой давления, не дает уверенности в определении режима. Это — весьма существенный недостаток классификации Герольда в современном ее виде. Решение вопроса возможно только после установления продвижения контурной воды или ее неподвижности.

Второй, еще больший недостаток классификации — это необходимость для определения режима построить кривые давления и добычи, для чего требуется, как минимум, ряд наблюдений над одной скважиной в течение одного года, а лучше двух лет.

Знание же режима в конечном итоге нам необходимо, главным образом, для принятия определенной системы разработки пласта, позволяющей наилучше использовать пластовую энергию (конечно, при учете технико-экономических условий), непосредственно после выявления его промышленной ценности разведочным бурением в первоначальный момент его вскрытия.

При существующих в СССР темпах разбуривания пластов, когда разработка пластов с малым и средним контуром (20-50 и 50-300 га) заканчивается в 1-1,5 года, определение режима может быть произведено как раз к моменту окончания разработки. Это значит, что разбурив пласт, если только он давал фонтаны, мы можем узнать, что такое-то число скважин, а возможно даже и значительный их процент, пробурены излишне. Естественно, что необходима дальнейшая работа над режимами, в результате которой их можно было бы определять по первой же скважине, независимо от того, фонтанирует она или нет, и притом в самый кратчайший срок (2-3 месяца или даже скорее). Только в этом случае классификация будет иметь практическую ценность для всякого пласта и во всякой стадии его разработки.

Каков же путь этой работы в области режима пластов нефтяных месторождений? — Путь этот заключается в изучении всей совокупности физико-геологических условий нефтяного пласта, нефтяного месторождения, их изменений, их взаимосвязи. Это позволит правильно разрешить вопрос о режиме, развить нашу советскую теорию режимов.

В первую очередь, естественно, необходимо изучение самого природного резервуара, в виде пласта или залежи. Мощность пласта как общая, так и песчаной его части, в пределах контура нефтеносности может быть практически постоянной или же изменяться в каком-либо направлении. В последнем случае, который мы имеем для XIX, XX и XI пл. Ново-Грозненского месторождения, эти изменения удобнее всего представлять графически в виде карт равных мощностей. При этом, поскольку нас интересуют, главным образом, не фациальные изменения пласта вообще, а изменения его продуктивной, пористой части, удобнее эти карты строить для мощностей песчаной части пласта.

Практика построения таких карт для указанных выше трех изменчивых пластов оправдала себя. Карты эти позволили выявить различие режима скважин различных частей месторождения, которое особенно резко бросалось в глаза для одного из пластов (XX), наиболее изменчивого.

Помимо мощности природного резервуара, необходимо изучение его свойств: пористости, механического состава и проницаемости. При достаточном количестве данных могут быть выявлены изменения пористости как по площади пласта, так и по вертикали от кровли к полюше.

Механический состав пласта, изученный путем анализов, позволяя выявлять его изменения, дает возможность определить путем вычисления проницаемость.

Более желательно определение проницаемости лабораторным путем по извлекаемым из скважин колонкам. Жидкость и газ, наполняющие подземный резервуар, также необходимо изучить.

Путем изучения анализов нефти и ее физических свойств, а также фракционного состава, изучается изменение как удельного веса, так и отдельных составных частей. В условиях грозненских месторождений установле-

² Сообщение на консультации в Грозном.

на изменчивость содержания парафина по простиранию, которая увязывается с изменением подземных температур. Этим обусловлено наличие в Старо-Грозненском месторождении в одном пласте нескольких сортов нефтей, подразделяемых по содержанию парафина. Изменение удельного веса нефти отмечено для трех эксплуатационных площадей Грознефти. Путем лабораторных работ необходимо производить определение вязкости и поверхностного натяжения нефти при различных температурах, имеющих место в месторождении. Для газа необходимо производство анализов, выявляющих его химический состав. Из лабораторных данных необходимо определение растворимости газа в нефти того же пласта. При наличии достаточных данных изучается изменение состава газа по площади пласта.

Соотношение между количеством нефти и газа, или газовый фактор, определяется для различных скважин пласта, и выявляется его изменение. В Ново-Грозненском районе установлена зависимость газового фактора от температуры.

Для вод пласта, помимо химических анализов, производимых во всех скважинах систематически, необходимы наблюдения над уровнями их стояния в скважинах и над продвижением контура нефтеносности. Уровни стояния вод (нефть пересчитывается на воду) позволяют определить давление в пласте. Продвижение контурных вод является важным моментом для определения режима, так как отсутствие его указывает на капиллярный режим, а наличие служит указанием на то, что основной движущей силой является вода.

Наконец, наблюдения над химическим составом вод и его изменчивостью в месторождениях, где режим установлен по другим данным, даст возможность пользоваться в дальнейшем и этим фактором. Некоторые закономерности в этом отношении уже намечаются.

Подземные температуры являются весьма существенным фактором, обуславливающим как растворимость газа в нефти, так и вязкость нефти.

Газовый фактор также изменяется в зависимости от температуры. Таким образом, знание температуры необходимо для выяснения состояния, в котором находится газ. Это позволит решить вопрос о режиме. Давление в пласте, определяемое путем пересчета максимальных давлений при закрытой задвижке и по столбам жидкости в скважинах, и его изменения являются чрезвычайно важным фактором для определения режима.

Знание давления, растворимости газа в нефти и температуры позволит определить состояние, в котором находится газ в пласте. При полном растворении его в нефти не будет иметь место явление Жамэна, свойственное капиллярному режиму.

Помимо этого, для фонтанирующих скважин весьма важно изменение максимальных давлений во времени.

Характер изменения кривых производительности скважин во времени, или, вернее, в скорости, также является важным фактором, определяющим режим. В логарифмическом масштабе определение режима возможно по степени падения (уклоны) процентной кривой.

Соотношение кривой давления и кривой производительности во времени является, как известно, основой для классификации Герольда.

Наконец, возможно, повидимому, в дальнейшем, по накоплению материалов по картам равных сопротивлений пластов с различными режимами, отражающими характер их насыщения, при наличии характерных черт для карт использовать их в качестве одного из критериев для определения режима.

Таким образом основные физико-геологические факторы, определяющие режим пластов нефтяных месторождений, в более широком понимании этого слова, показывают, что при комплексном изучении намечаются пути для определения режима пластов вслед за их вскрытием в первых разведочных скважинах месторождения.

Помимо принятого в классификации Герольда соотношения между давлением и производительностью, газовый фактор является одним из показателей, позволяющих определить основную движущую силу в пласте.

Вскрыв новый пласт в старом или вновь вступающем в эксплуатацию районе, определив газовый фактор, давление и температуру на забое скважины и произведя в лабораторных условиях опыты над растворимостью

газа в нефти из определенного пласта, при его давлении и температуре, — можно определить состояние, в котором находится газ в пласте. На основе этих данных решается вопрос о наличии или отсутствии явления Жамэна в пласте и о главной движущей силе.

Однако, методы различения волюметрического режима в обычном его понимании от обладающего газовым периодом еще не вполне ясны.

Естественно, что определение указанных физических констант на забое скважин требует применения соответствующей аппаратуры.

Эта работа может быть проведена в части замеров температуры и давления сконструированными фирмой Шлюмберже приборами или специальными универсальными бомбами. Выписка нескольких таких бомб, имеющих, по литературным данным, в американской практике, для налаживания отечественного их производства или конструирование их является неосложной задачей. Эти бомбы позволяют определить температуру и давление, имеющиеся на забое, отобрать пробу нефти и газа и установить газовый фактор не у устья скважины, а в пласте.

Конечно, до получения данных указанными приборами необходимо определять физические константы обычными методами: давление в пласте — по вычислению, т. е. по потенциальному давлению у закрытой задвижки или по столбу жидкости в скважине, температуру — спуском термометра, а анализы нефти и газа — из проб, отобранных на поверхности. Также необходимо сказать и относительно газового фактора.

Кроме газового фактора и указанного выше продвижения контура водоносности, намечается еще ряд возможных вспомогательных показателей для определения режима: состав буровых вод и его изменение, характер карты равных сопротивлений и т. д.

Систематическое изучение характера распределения подземных температур, уровней, давлений, состава нефтей и их изменений позволит, быть может, использовать их в качестве косвенных показателей при определении режима.

При систематическом определении режимов нефтяных месторождений СССР, нам кажется, что предлагаемый комплексный подход, с учетом всех факторов, будет наиболее правильным.

Систематические работы над различными месторождениями позволят, на основе практики, разработать теорию режима нефтяных месторождений.

В нашей советской литературе, в работах Танаевича (20, 21), Галаки (2), Линддроп (9, 10, 11, 12), Максимовича (13, 14, 15, 16, 17), Николаева (19) мы находим попытки более широкого подхода к понятию режима, чем то, которое ему дается Герольдом (3, 4, 5, 6). Наиболее полно отражает это наша последняя работа (17), где в пределах имевшегося материала выявлены физико-геологические условия пласта, и на их основе определен режим пласта. При этом именно на основе второстепенных факторов он и установлен.

Данные о производительности скважин служили только для контроля.

ЛИТЕРАТУРА

1. Баранов М., Из заметок промысловика (Об определении режима нефтяного пласта). „Нефт. Хоз.“ 1932 г. № 3, стр. 161.
2. Галака О. И., О режиме пластов Ново-Грозненского нефтяного района. „Нефт. Хоз.“ 1928 г. № 11-12, стр. 614-629.
3. Герольд С., Механика кривой добычи к Калифорнии, издание Отд. иностр. техники при Азнефти, 1930 г. стр. 1-18.
4. Герольд С., Проблема дренажа в Кетлмен-Хилсе, „The Oil Weekly“, 1930 г. № 2.
5. Герольд С., Аналитические основы добычи нефти, газа и воды на скважин. Нефтеиздат, 1932, г. 516.
6. Герольд О., Режим нефтяных месторождений, Гореоилнефтеиздат 1933, стр. 52.
7. Губкин И. М., Основные вопросы разработки и разведки нефтяных месторождений Ново-Грозненского и Майкопского районов. „Нефт. Хоз.“ 1930 г. № 11, стр. 517.
8. Есьман И. Г., Нефтяная гидравлика, Нефтеиздат 1932 г. стр. 84.

9. Линдтроп Н. Т., Связь между содержанием парафина Грозненских районов и температурой пластов, „Азерб. Нефт. Хоз“. 1922 г. №3-4, стр. 83.

10. Линдтроп Н. Т., Режим нефтяных фонтанов Грозненского района, „Нефт. Хоз“., 1925 г. № 4, стр. 607.

11. Линдтроп Н. Т., Характеристика фонтанов Ново-Грозненского района, „Нефт. Хоз“., 1928 г. № 9, стр. 305, № 10, стр. 449.

12. Линдтроп Н. Т., Подземные условия в пластах Ново-Грозненского района (по поводу статьи О. И. Галаки), „Нефт. Хоз“., 1929 г., № 4, стр. 486.

13. Максимович Г. А., Режим пластов Вознесенской площади Артемовского нефтяного района, „Грозненский Нефтяник“ 1933 г. № 5-6-7. стр. 173.

14. Максимович Г. А., Режим XIX-XXI пластов Ново-Грозненского района, „Грозненск. Нефтяник“ 1933 № 5-7, стр. 4-17.

15. Максимович Г. А., Фонтаны спаниодонтелловых песчаников Старо-Грозненского месторождения. Труды северо-кавказских конференций геологов-нефтяников изд. Академии наук, 1933 г., вып. 4, стр. 57-90.

16. Максимович Г. А., Методика составления генеральных планов разработки нефтяных месторождений (примерный план разработки XIX пл. Ново-Грозненского района), Труды I-го Всесоюзного съезда НИТО нефтяников (печатается).

17. Максимович Г. А., Режим XI-XII пластов Ново-Грозненского района. „Грозненский Нефтяник.“ 1933 г. № 8-10.

18. Максимович Г. А., Пористость и механический состав песчаников Ново-Грозненского района (печатается).

19. Николаев В. М., Газовые факторы Ново-Грозненского района, ОНТИ, 1933 г. 84 стр.

20. Танасевич М. Г., XXII пласт в Ново-Грозненском районе. „Азербайдж. Нефт. Хоз“. 1929 г. №12, стр. 31.

21. Танасевич М. Г., К вопросу о режиме фонтанов Ново-Грозненского района. Материалы комиссии академика И. М. Губкина по уточнению запасов нефти и составлению проектов разведки и разработки Ново-Грозненского района. Нефтеиздат, 1932, 57-78.

22. Юрен Л., Современные методы добычи нефти. Нефтеиздат 1928 г. стр. 1-146.

23. Юрен Л., Принципы дренирования нефти из пластов. Доклад на II Всесоюзном съезде ВНИТО нефтяников, Горгеолнефтеиздат, 1933, 72 стр.

24. Чарыгин М. М., О Соленой балке. „Нефт. и Сланец. Хоз“. 1925 г. № 7, стр. 47-54.

Г. А. МАКСИМОВИЧ