

НОВЫЕ ДАННЫЕ В ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ МАТЕРИАЛОВ ПРИ ПОДСЧЕТЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Ю. В. НАЙДАНОВ

(ПРЕДСТАВЛЕНА КАФЕДРОЙ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ)

Проведенный комплекс геологоразведочных работ должен дать оценку общих перспектив нефтегазоносности месторождения по площади и на глубину, выделить и подготовить для промышленного освоения наиболее продуктивные и основные по запасам залежи [5].

Вопрос о методике промышленной разведки, системах расположения разведочных скважин тесно связан с рациональной разработкой нефтяных и газовых залежей. Одни исследователи отдают предпочтение кольцевой и треугольной системам расположения скважин [1], другие склоняются к тому, что наиболее рациональной является профильная система расположения скважин [4, 6, 8].

В работах, посвященных проблемам экономической эффективности поисково-разведочного бурения на нефть и газ, затрагиваются вопросы капиталовложений на разведку 1 т запасов нефти и 1000 м³ газа [2]. Важнейшими показателями рациональной методики разведки следует считать использование минимально допустимого в соответствующих конкретных условиях числа скважин для получения достаточного количества достоверных данных, необходимых для правильной оценки запасов и выбора обоснованной системы разработки [7].

При выборе системы расположения разведочных скважин на открытых залежах нефти и газа рассматриваемых регионов учитывалось влияние, по крайней мере, пяти факторов:

- 1) размеры залежи;
- 2) ее форма (изометричная, вытянутая и т. д.);
- 3) установленный этаж нефтегазоносности;
- 4) сложность геологического строения;
- 5) неоднородность пород-коллекторов.

Размеры залежи при прочих благоприятных факторах позволяют в первом приближении наметить наиболее вероятное количество скважин для подготовки месторождения к подсчету запасов и к разработке. При этом учитываются рекомендации Государственной комиссии по запасам (ГКЗ) о достоверности подсчетных параметров и получении продуктивной характеристики пласта (испытание различных литологических интервалов, испытание всего пласта и т. д.). В нижепомещенной таблице приведены некоторые данные о степени разведанности месторождений Средне-Васюганского и Пудинского районов, запасы по которым утверждены в ГКЗ.

Видимо, в описываемом регионе следует признать на стадии подготовки к разработке месторождения разведанными при удельной площади 10—13 км² на скважину. При этом имеется в виду, что месторождение не нарушено дизъюнктивной тектоникой.

Таблица

Наименование месторождений	Продуктивный пласт	Площадь нефтегазоносности, км ²	Кол-во скважин в контуре залежи	Удельная площадь на 1 скв., км ² /скв.	Уд. запасы млн. т. млрд. м ³ на 1 кв. км
Средне-Нюрольское (нефть)	Ю ₁	30	4	7,5	
Северо-Васюганское (газ)	Ю ₁	120	9	13,3	0,25
Мыльджинское (газ)	Ю ₁₋₂	237	26	9,1	0,33
Лугинецкое (газ)	Ю ₁₋₂	200	17	11,8	0,43

Форма залежи главным образом влияет на выбор системы расположения разведочных скважин.

Так, например, при линейно вытянутой форме залежи (Средне-Нюрольская, Мыльджинская и др.) в качестве основной была выбрана профильная система расположения скважин. Однако на Мыльджинском месторождении при разбуривании центральной части пришлось отказаться от чисто профильной системы и применить систему равномерного распределения скважин по площади (площадную), дающую в данном случае наибольшее количество информации и наиболее отвечающую требованиям подготовки промышленных запасов. Площадное расположение скважин особенно рационально применять при разведке газоконденсатных месторождений, имеющих нефтяную оторочку, так как в этом случае на каждую продуктивную скважину падает дополнительная нагрузка: изучение нефтяной оторочки и газоконденсатности (Лугинецкое, Мыльджинское месторождения). Однако в наших условиях не всегда возможно выдержать нужные расстояния между скважинами из-за наличия большого количества озер и болот.

Этаж нефтегазоносности существенно влияет на количество разведочных скважин в случае наличия в разрезе залежей разного типа. Например, основная по площади и запасам залежь на Мыльджинском газоконденсатном месторождении пластовая, массивного типа в юрских отложениях. Выше по разрезу (пласт Б₈) выявлена еще одна залежь газа тектонически экранированная литологического типа, развития в основном на восточном борту месторождения. Для оконтуривания этой залежи пришлось бурить дополнительно несколько скважин. Подобная картина наблюдается и на Останинском месторождении, где для изучения газоконденсатной залежи в пласте М потребуется бурение добавочных скважин.

Кроме того, дополнительный метраж приходится затрачивать, если вышележащая залежь имеет большие размеры по сравнению с нижней (Советское месторождение, пласты А₁ и Б₈ на Нижневартовском своде).

Сложность геологического строения залежей связывается, прежде всего, с наличием дизъюнктивных нарушений. Имеющиеся в настоящее время материалы свидетельствуют о том, что фундамент многих локальных структур разбит на отдельные, часто небольшие блоки, а дизъюнктивные нарушения в чехле являются формой проявления дифференциальных движений этих блоков. К таким структурам относятся Средне-Васюганская, Мыльджинская, Северная, Межовская, Веселовская и многие другие [3].

Наличие дизъюнктивной тектоники сказывается на методике заложения разведочных скважин и сопоставимости результатов испытания.

Неоднородность пород-коллекторов — одно из практически важнейших и наиболее общих их свойств — уже давно привлекает внимание геологов. В последнее время в изучении геологической неоднородности пластов наметился ряд направлений, связанных с исследованием по выявлению характера и степени неоднородности с последующей

ее количественной оценкой и с усовершенствованием методов учета неоднородности пластов при проектировании и анализе разработки [9].

Несмотря на значительное число исследователей (М. А. Жданов, А. П. Крылов, В. С. Мелик-Пашаев, Ю. П. Борисов и др.), до настоящего времени нет единой точки зрения по вопросам терминологии, классификации и оценки неоднородности пластов.

Под геологической неоднородностью изучаемого объекта следует понимать всякую изменчивость характера и степени литолого-физических свойств слагающих его пород по площади и разрезу. Неоднородность пластов-коллекторов обусловлена в основном геологическими причинами, результатом которых является изменение литологии, петрографии и физических свойств пород. При характеристике неоднородности выделяют макро- и микронеоднородность.

Макронеоднородность проявляется в разрезе чередованием пород-коллекторов с практически непроницаемыми породами. На границе этих разностей пород основные параметры продуктивных пластов изменяются резко и скачкообразно.

Микронеоднородность отражает структурные, текстурные и другие особенности строения выделенной породы. Коллекторские свойства при этом меняются более плавно и непрерывно.

В настоящее время применяются при изучении геологической неоднородности различные методы, которые можно объединить в три группы:

- а) геолого-геофизические;
- б) лабораторно-экспериментальные;
- в) промыслово-гидродинамические.

Применяя первый метод по каротажным материалам с привлечением керновых данных, отмечается литологическая неоднородность песчаных пластов тюменской и васюганской свит. Из всех неоднородных пластов меньшая изменчивость наблюдается в пласте Ю₁ васюганской свиты, что возможно объясняется его морским и прибрежно-морским генезисом.

Песчаные пласты тюменской свиты по площади и разрезу замещаются на отдельные пропластки. В части скважин происходит настолько большая глинизация, что продуктивный пласт полностью теряет свои емкостно-фильтрационные свойства.

Такое значительное изменение физико-литологической характеристики песчаных пластов тюменской свиты можно объяснить их образованием в континентальных условиях, когда происходило резкое изменение условий осадконакопления. Отсутствие на стадии разведки месторождения лабораторно-экспериментальных и промыслово-гидродинамических данных о характере геологической неоднородности продуктивных пластов делает ее учет весьма затрудненным.

Анализируя имеющийся фактический материал по подготовленным к разработке месторождениям, предлагается оценить количественно геологическую неоднородность следующим образом. Весь цикл работ по количественному учету геологической неоднородности базируется на результатах анализа промыслово-геофизических материалов (микробоковой каротаж (МБК), микрозондирование, стандартный каротаж), данных керна и распадается на три этапа:

1. По диаграммам микробокового каротажа учитывается неоднородность пласта с точностью до 0,2 м. При отсутствии диаграмм МБК используются кривые микрозондирования.

2. На основании диаграмм стандартного электрокаротажа выделяются по площади залежи типовые разрезы продуктивных пластов, которых в отложениях келловей-оксфорда Обь-Иртышского междуречья выделяется шесть (10).

3. По каждой скважине (или группе скважин), объединенной сво-

им типом разреза, просматривается весь поднятый из продуктивного пласта керн. Очень редко вынос керна достигает 100%, поэтому из имеющегося керна каждой группы скважин, используя электрокаротажные диаграммы, составляется один сводный разрез определенного типа. В полученном таким образом сводном разрезе пласта визуально выделяются все непроницаемые прослои менее 20 см, подсчитывается их количество и суммарная мощность. Полученную суммарную мощность всех непроницаемых прослоев затем вычитают из нефтегазонасыщенной мощности пласта.

С учетом данных микробокового каротажа определялась нефтегазонасыщенная мощность в последнем отчете по запасам на Лугинецком месторождении. Однако использовать до конца предложенную методику не удалось из-за небольшого выноса керна по последним пробуренным скважинам. В дальнейшем мы предполагаем использовать подобный учет геологической неоднородности при подсчете запасов нефти на Первомайском месторождении.

Краткие выводы

1. Выбор системы расположения разведочных скважин зависит от многих факторов, главными из которых являются форма и размер залежи; при линейно вытянутой форме — профильная система, при изометричной — площадная.

2. Значительное влияние при выборе системы разведки имеет наличие или отсутствие дизъюнктивных нарушений. Недоучет этого фактора ведет к просчетам относительно разведанности месторождения и оценки запасов нефти и газа (Средне-Васюганское месторождение).

3. Существенное влияние на результат работ оказывает геологическая неоднородность продуктивных пластов, учесть которую на стадии разведки месторождения не всегда возможно из-за редкой сетки скважин и недостаточного выноса керна из продуктивных пластов.

Предлагаемая методика поможет сделать количественную ее оценку и таким образом повысится достоверность такого основного подсчетного параметра как нефтегазонасыщенная мощность.

4. Следует считать месторождения нефти и газа подготовленными к промышленному освоению, если разведанность их достигает удельной площади не более 9—13 км² на одну скважину.

ЛИТЕРАТУРА

1. М. В. Абрамович. О точности подсчета запасов нефти объемным методом. Изв. АН АзССР, серия геол., № 5, 1951.
2. М. М. Бреннер. Проблемы экономики геологоразведочных работ на нефть и газ. «Советская геология», 1961, № 10.
3. Ф. Г. Гурари, К. И. Микуленко и др. Тектоника мезозойско-кайнозойского чехла Западно-Сибирской плиты. Тр. СНИИГГИМСа, вып. 100, Новосибирск, 1971.
4. М. А. Жданов. Нефтегазопромысловая геология. М., Гостоптехиздат, 1962.
5. Инструкция по применению классификации запасов к месторождениям нефти и горючих газов. М., «Недра», 1971.
6. В. С. Мелик-Пашаев. К методике разведки нефтяных месторождений платформенных областей. Тр. ВНИИ, вып. 33, М., Гостоптехиздат, 1961.
7. А. С. Полушкин, В. П. Санин. К вопросу о методике промышленной разведки Мегионского месторождения. «Геология нефти и газа», 1965, № 12.
8. М. Н. Сосон, М. А. Жданов и др. Основы промышленной разведки газовых залежей для эффективной подготовки запасов. М., «Недра», 1970.
9. В. В. Стасенков, И. М. Климушин и др. Методы изучения геологической неоднородности нефтяных пластов. М., «Недра», 1972.
10. З. Я. Сердюк, Н. П. Запывалов и др. Литологические предпосылки нефтегазоносности отложений келловей-оксфорда Обь-Иртышского междуречья. Тр. СНИИГГИМСа, вып. 137, Новосибирск, 1971.