

## 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 м<sup>3</sup> 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 км<sup>2</sup> на скважину. При этом имеется в виду, что месторождение не нарушено дизъюнктивной тектоникой.

Т а б л и ц а

Наименование месторождений	Продуктивный пласт	Площадь нефтегазоносности, км <sup>2</sup>	Кол-во скважин в контуре залежи	Удельная площадь на 1 скв., км <sup>2</sup> /скв.	Уд. запасы млн. т. млрд. м <sup>3</sup> на 1 кв. км
Средне-Нюрольское (нефть)	Ю <sub>1</sub>	30	4	7,5	
Северо-Васюганское (газ)	Ю <sub>1</sub>	120	9	13,3	0,25
Мыльджинское (газ)	Ю <sub>1-2</sub>	237	26	9,1	0,33
Лугинецкое (газ)	Ю <sub>1-2</sub>	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 Б<sub>8</sub>) 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 А<sub>1</sub> и Б<sub>8</sub> 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 исследованиями 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 Ю<sub>1</sub> 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 км<sup>2</sup> 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 Мегнионского 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.