

Технологические аспекты эффективности сейсморазведочных работ на нефть и газ

Михеев С.И., Постнова Е.В., ФГУП Нижне-Волжский НИИ Геологии и Геофизики, г. Саратов

В настоящее время, несмотря на непрерывное совершенствование техники и методов геологоразведочных работ, значительные достижения в области методологии и программно-алгоритмического обеспечения интерпретации геолого-геофизических данных, эффективность поисков и разведки нефти и газа не только не растет, но и заметно снижается. Причем, данная тенденция характерна не только для России, но и для других стран. Это объясняется тем, что одновременно с наблюдающимся в сфере геологоразведочных технологий научно-техническим прогрессом растет степень выработанности недр, уменьшаются размеры подготавливаемых к глубокому бурению структур, растут глубины исследований, истощается фонд традиционных антиклинальных ловушек углеводородов, а поиск и разведка ловушек другого типа намного более сложен и дорог и др. Усложнились и географические условия новых нефтегазодобывающих районов. Все чаще они находятся на шельфе Северных морей, территориях Крайнего Севера, в условиях развития вечной мерзлоты, что значительно удорожает геологоразведочный процесс. Поэтому уровень добычи углеводородного сырья в нашей стране уже длительное время не компенсируется приростом запасов за счет геологоразведочных работ. Относительно благополучные статистические показатели соотношения уровня добычи и прироста запасов, начиная с 2000 г., объясняются пересчетом запасов по месторождениям, введенным в разработку преимущественно в советское время. Это можно проиллюстрировать рисунком 1, где показана динамика добычи и прироста разведанных запасов нефти в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции за период с 1980 по 2007 г. Как следует из рисунка, прирост запасов нефти за счет геологоразведочных работ имеет тенденцию к снижению. Суммарный же прирост запасов за счет ГРП и переоценки не только не снижается, но и растет за счет их пересчета, создавая иллюзию высокой эффективности работ на нефть и газ, удовлетворительного состояния геологоразведочных технологий. Причем, доля от пересчета запасов увеличивается. Между тем, условием успешного развития нефтегазовой отрасли является открытие новых месторождений углеводородного сырья, что требует преодоления отрицательной тенденции снижения эффективности геологоразведочных работ (ГРП), разработки новых технологий их проведения.

Для успешного решения проблемы повышения эффективности ГРП необходимо использовать показатели, в максимальной мере объективно отражающие достигнутый уровень и возможности тех или иных технологических решений. Такие показатели должны отражать вклад применяемых технологий, учитывать специфические особенности поисково-разведочных работ на нефть и газ. Сейчас на практике применяется довольно много различных оценок эффективности геологоразведочного процесса:

- коэффициент подтверждаемости структур глубоким бурением

Кпдтв. Этот коэффициент равен отношению количества подтвержденных бурением структур N подтв к количеству опознанных бурением структур N опозн.

$$Кпдтв = N \text{ подтв} / N \text{ опозн.}$$

- коэффициент успешности поискового бурения Купб. Он определяется отношением числа открытых месторождений Nоткр к числу объектов, на которых бурили скважины:

$$Купб = N \text{ откр} / N \text{ опозн.}$$

- прирост запасов по категориям ABC, на единицу затрат (на 1 метр бурения, 1 км. профиля, 1 пробуренную скважину, 1 руб. затрат);

- коэффициент удачи выявления месторождений $K_u = Kпдтв \cdot Купб$.

Не оспаривая роль и значимость перечисленных и многих других показателей, все же отметим, что их применение может привести к грубым ошибкам при анализе геологической эффективности известных и разрабатываемых технологий геологоразведочных работ. Действительно, на такие показатели эффективности геологоразведочных технологий могут значительно влиять случайные успехи или неудачи на ранних стадиях изучения территорий, сложность геологического строения и разведанность регионов. Например, по сложности геологического строения территории Саратовской области можно разделить на три части: менее сложную (центральная часть Нижневолжской нефтегазоносной области), относительно сложную (Саратовское Правобережье и Дальнее Саратовское Заволжье – Нижневолжская и Средневолжская нефтегазоносные области) и наиболее сложную (южная часть области – Прикаспийская нефтегазоносная провинция). Изучаемые территории могут очень сильно отличаться по степени разведанности. Например, степень освоенности ресурсной базы углеводородного сырья Саратовской области составляет 17%, Астраханской – 52, Самарской – 78. Накопленный опыт показывает, что по мере повышения разведанности территорий показатели эффективности геологоразведочных работ в их пределах сначала растут, а потом уменьшаются. С очевидностью результаты геологоразведочных работ зависят от плотности ресурсов территорий, где они выполняются. Причем условия поисков и разведки углеводородного сырья могут значительно

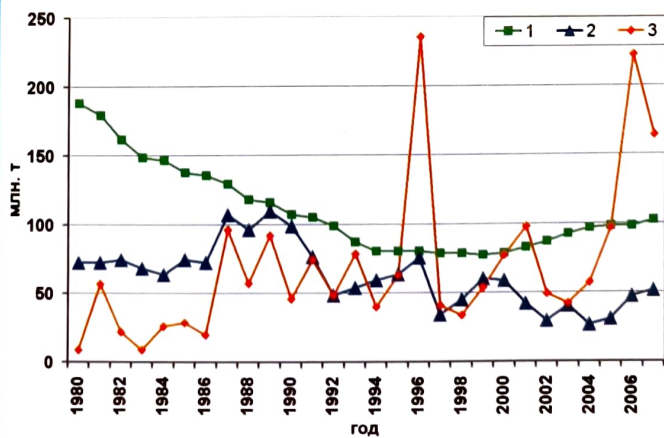


Рис. 1. Динамика добычи и прироста разведанных запасов нефти в ВУНГП 1-й добычи; 2- прирост за счет ГРП; 3- общий прирост (с учетом пересчета запасов).

«ВСТРЕЧИ НА ВОЛГЕ»: ПО МАТЕРИАЛАМ КОНФЕРЕНЦИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ



«ВСТРЕЧИ НА ВОЛГЕ»: ПО МАТЕРИАЛАМ КОНФЕРЕНЦИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Табл. 1. Средние значения коэффициентов подтверждаемости ресурсов СЗ и успешности по нефтегазоносным областям Волго-Уральской НГП

НГО	Кподт_СЗ	Кусп
ВУНГП	0,68	0,36
Южно-Татарская	0,8	0,46
Бузулукская	0,53	0,32
Пермско-Башкирская	0,72	0,32
Верхне-Камская	0,81	0,35
Уфимская	0,83	0,45
Мелекесская	0,78	0,48
Нижне-Волжская	0,53	0,22
Оренбургская	0,77	0,22
Северо-Татарская	0,43	0,24
Средне-Предуральская	0,41	0,21
Средне-Волжская	0,35	0,25
Южно-Предуральская	0,3	0,18

меняться даже на близкорасположенных территориях. Например, плотность ресурсов нефти и газа меняется для различных НГР Саратовской области в разы и даже на порядок, что не может не сказываться на эффективности ГРП. В результате суммарного действия всех перечисленных факторов показатели эффективности геологоразведочных работ на различных территориях меняются в разы, несмотря на применение близких по возможностям геологоразведочных технологий. Доказательством тому могут служить данные таблицы 1, где дается сопоставление средних значений коэффициентов подтверждаемости ресурсов СЗ и успешности по нефтегазоносным областям Волго-Уральской НГП.

В связи с вышесказанным оценку геологической эффективности методов поиска и разведки месторождений нефти и газа с позиций обоснования оптимальных технологических решений целесообразно связывать, прежде всего, с повышением точности и достоверности результатов, а также уточнением строения территории исследования. Рассмотрим данное утверждение на примере сейсморазведки, являющейся, вследствие высокой точности и разрешенности получаемых данных, ведущим методом в комплексе геофизических работ.

При анализе эффективности сейсморазведки применяют априорные (до бурения) и апосте-

риорные (после бурения) оценки точности и достоверности получаемых результатов. Наибольшие проблемы возникают с достоверным определением априорных оценок, которые являются наиболее значимыми с практической точки зрения. Действительно, именно они лежат в основе принятия решения о глубоком бурении выявленной структуры. Согласно Инструкции по оценке качества структурных построений и надежности выявленных и подготовленных объектов по данным сейсморазведки МОВ-ОГТ [2] основными априорными оценками надежности подготовки структур являются:

- точность структурных построений по данным сейсморазведки;
- величины среднеквадратических погрешностей определения n положения свода σ_{X0} , σ_{Y0} ; амплитуды σ_A ; площади σ_S структуры;
- коэффициент прослеживаемости целевых отражений;
- P - надежность выявленных и подготовленных объектов по данным сейсморазведки МОВ-ОГТ.

Перечисленные и другие приводимые в паспортах структур оценки должны обеспечивать возможность максимально объективных суждений о надежности подготовленных к бурению объектов. Не углубляясь в особенности их вычисления, с подробностью изложенные в [2], подчеркнем главное: все, в том числе и оказавшиеся в последующем неподтвердившимися структуры, оценивались сейсморазведчиками как кондиционно подготовленные. Причем, чаще всего, структуры в соответствии с принятой классификацией были отнесены к категориям весьма надежных ($P = 0.91 - 1$) или надежных ($P = 0.71 - 0.90$). Для ответа на вопрос, почему вычисленные оценки надежности структурных построений, выполненных по данным сейсморазведки, оказываются малодостоверными, приведем полученные нами данные анализа результатов глубокого бурения по Саратовской области. При анализе использовалась специально сформированная база данных, содержащая основные характеристики около 170 подготовленных к бурению нефтегазоперспективных структур.

Рисунок 2 иллюстрирует уменьшение априорной (взятой из паспортов) погрешности структурных построений в Саратовской области более чем за 30-летний период. Для того чтобы подчеркнуть закономерности поведения данной характеристики результаты по каждому году и всем отражающим горизонтам осреднялись. Согласно рис. 2 осредненная по году погрешность определения глубин отражающих границ уменьшилась с 1973 года по 2004 год более чем в четыре раза. Столь значительный положительный результат с оче-

видностью можно связывать либо с реальным уменьшением ошибок определения глубин отражающих горизонтов, либо с занижением этих ошибок в паспортах структур. К сожалению, сопоставление осредненных априорных и реальных ошибок определения глубин (см. рис. 3) свидетельствует о том, что возможности сейсморазведки на практике весьма существенно переоцениваются. Осреднению подвергнуты данные по структурам, подготовленным методом многократных перекрытий за период с 1976 по 2008гг. Как следует из рисунка 3, априорная ошибка оказалась приблизительно в три раза меньше

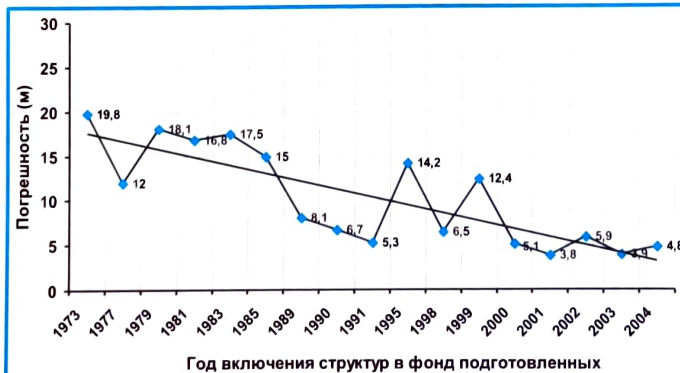


Рис. 2. Динамика изменения осредненной по годовому интервалу априорной погрешности структурных построений в Саратовской области

апостериорной. Примером еще больших расхождений априорных и апостериорных ошибок построений может служить площадь Черная Падина Саратовской области (Прикаспийская НГП), где по данным параметрического бурения ошибка в определении кровли соленосного комплекса составила 448 м, подошвы – 490 м против прогнозируемых априорных погрешностей в первые десятки метров. Таким образом, применяемый в практике подход к оценке эффективности сейсмического метода по достигаемой точности структурных построений в большинстве проанализированных случаев привел к малодоверным результатам. Переоценка же реальных возможностей сейсморазведки приводит к снижению активности работ по ее совершенствованию, вводу в бурение малодоверных структур.

С целью повышения точности сейсморазведочных построений часто прибегают к увеличению плотности профилей. Например, с 1973 года по 2005 год осредненная по году плотность сети профилей, использованная при подготовке структур к глубокому бурению для Саратовской области выросла с 1.5 км/км² до 3.0 км/км², то есть в два раза (см. рис. 4). По сути, увеличение плотности профилей может характеризоваться как экстенсивный подход. Ожидать от него весомых результатов оснований нет, так как на настоящий момент объектами поисков все чаще становятся структуры, находящиеся на грани возможности их надежного картирования используемыми сейсмическими технологиями. Поэтому сейчас требуется существенное повышение разрешающей способности и точности сейсморазведки. Так, для компенсации значительного уменьшения размеров готовящихся к глубокому бурению структур необходимо обеспечивать адекватное повышение разрешающей способности метода. При этом с целью обоснования необходимой вертикальной разрешающей способности сейсмического метода можно использовать наиболее известные критерии Релея 1/5 f_0 , Риккера 1/6 f_0 , Гурвича и Уайдесса – 1/8 f_0 [3, 4]. Численные значения перечисленных и других критериев обратно пропорциональны частоте максимума амплитудного спектра f_0 . Таким образом, уменьшение в разы вертикальных размеров картируемых нефтегазоперспективных объектов должно сопровождаться увеличением в разы f_0 , чего на практике не происходит. Аналогичный вывод можно сделать о горизонтальной разрешающей способности сейсморазведки, которую обычно оценивают по величине первой зоны Френеля [1, 3, 4]:

$$d_f = \sqrt{\frac{2HV(H)}{f_0(H)} + \frac{\left(\frac{V(H)}{f_0(H)}\right)^2}{4}},$$

где H – глубина отражающей границы; $f_0(H)$ и $V(H)$ – преобладающая частота отражений и скорость сейсмических волн на глубине H .

Значимость вопроса совершенствования геофизических технологий можно подтвердить

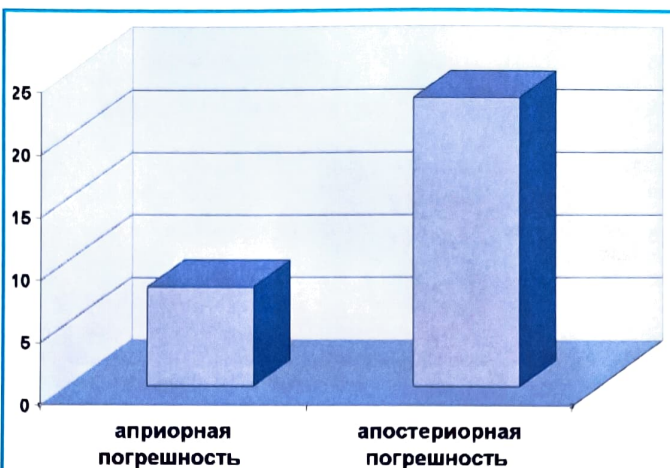


Рис. 3. Сопоставление среднеквадратичных априорной и апостериорной погрешностей структурных построений

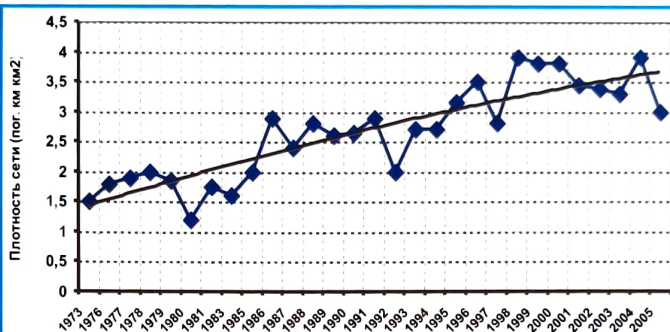


Рис. 4. Динамика изменения осреднённой по году плотности сети профилей, использованной при подготовке к бурению нефтегазоперспективных структур в Саратовской области.

результатами сопоставления величин среднеквадратической апостериорной погрешности структурных построений для различных модификаций сейсморазведки (рис. 5). Данные, приведенные на рис. 5, относятся к Саратовской области и охватывают период 1965 - 2004 г.г. Эти данные свидетельствуют о том, что внедрение в практику геологоразведочных работ метода ОГТ привело к уменьшению среднеквадратической апостериорной погрешности структурных построений по сравнению с МОВ почти на 10 м., а применение объемной сейсморазведки уменьшило эту погрешность еще на 13 м.

Весьма важной проблемой геологоразведочных работ на нефть и газ была и остается проблема успешности поискового бурения, то есть подтверждения наличия продукции. Например, для Саратовской области, начиная с 1960 года и по настоящее время, коэффициенты успешности в большинстве случаев не превышают 0.3. Исключение составляют 1960, 1967, 1972, 1998, 1999, 2001 и 2003 годы, характеризующиеся более высоким средним коэффициентом успешности, превышающим 0.6. Хороший показатель был достигнут в 2008 году, когда из 11 проверенных бурением структур, 7 были переведены на месторождения (Кусп=0.64). Всего же, за почти полувековой период с 1960 по 2008 год, из 227 снятых с учета перспективных объектов, только 54 структуры переведены на месторождения. То есть из 10 подготовленных объектов продуктивными оказываются только два (Кусп=0.24). Причем, несмотря на большое количество предлагаемых способов прогнозирования состава насыщающих породы флюидов, ситуация с успешностью поискового бурения не меняется. То есть эффективность пря-

«ВСТРЕЧИ НА ВОЛГЕ»: ПО МАТЕРИАЛАМ КОНФЕРЕНЦИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ



«ВСТРЕЧИ НА ВОЛГЕ»: ПО МАТЕРИАЛАМ КОНФЕРЕНЦИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

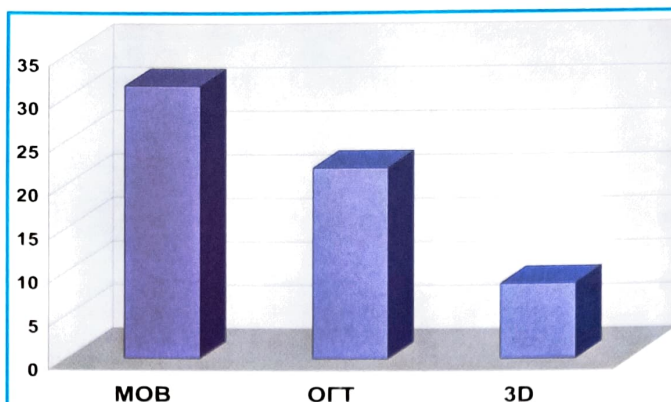


Рис. 5. Величина среднеквадратической апостериорной погрешности структурных построений для различных модификаций сейсморазведки в пределах Саратовской области за период 1968 - 2004 г.г.

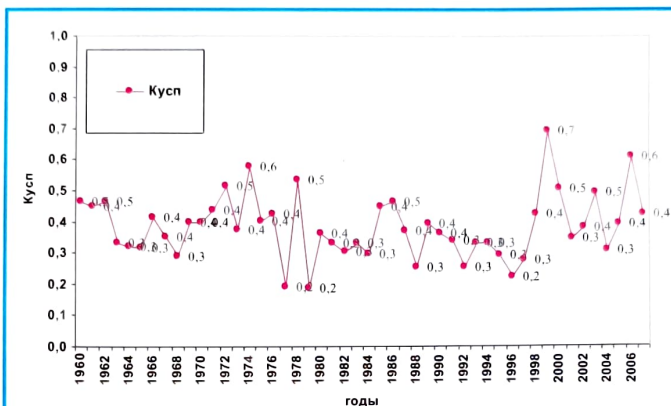


Рис. 6. Динамика успешности опосредования перспективных объектов в ВУНГП..

мых методов прогнозирования нефти и газа на практике оказывается крайне низкой. Примером может служить график (рис. 6), отражающий динамику успешности опосредования нефтегазо-перспективных объектов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (ВУНГП) с 1960г по 2007 г. Наибольшая эффективность опосредования подготовленных объектов ВУНГП характерна для 1955, 1999 и 2006 годов, когда большинство проверенных бурением структур были переданы на месторождения: в 1955 г. - 6 структур из 7, в 1999 г. - 64 из 92, в 2006 г. - 30 из 49. В остальные годы показатель успешности геологоразведочных работ по региону, как правило, был существенно ниже 0,5 и не коррелируется с периодами интенсификации работ по применению прямых геофизических методов. Не является исключением и текущий период, характеризующийся широким внедрением технологии AVO- анализа, интенсивным развитием прямых методов прогнозирования нефтегазоносности разреза, основанных на принципиально новых нелинейных моделях геологических сред.

Среди различных путей решения проблемы повышения эффективности геологоразведочных работ большое значение имеет супервайзерское сопровождение геофизических исследований, осуществляемое с целью обеспечения их высокого качества. Накопленный к настоящему моменту опыт убедительно подтверждает необходимость контроля супервайзерскими службами качества геофизических материалов на всех этапах и стадиях геологоразведочных работ. Одновременно из этого опыта следует, что существуют нереализованные резервы повышения эффективности работы супервайзеров. По нашему мнению, они связаны с введением в практику новых показате-

лей качества сейсмической информации. Применяемые в настоящее время показатели (уровень помех, количество непишущих каналов или каналов с обратной полярностью и др.) отражают преимущественно технологические аспекты выполнения сейсморазведочных работ и слабо увязаны с поставленными геологическими задачами. Кроме того, нет четкости в указаниях на то, какие значения показателей следует рассматривать в качестве допустимых в плане обеспечения надежного решения геологической задачи. Однако сейсмогеологические условия, в которых проводятся сейсморазведочные работы, могут существенно различаться. Поэтому одни и те же по величине формальные оценки качества сейсмического материала в одних условиях могут отвечать условию надежного решения геологических задач, в других - нет.

Обобщая вышеприведенные материалы можно сделать следующие выводы:

- наблюдающееся ухудшение условий геологоразведочных работ на нефть и газ не в полной мере компенсируется совершенствованием технологий сейсморазведки;
- относительно благополучные априорные показатели эффективности геологоразведочных работ на углеводородное сырье не показывают истинного положения дел, нуждаются в совершенствовании,

приводят к вводу в бурение малодостоверных структур, снижению активности исследований по совершенствованию геофизических методов поисков и разведки месторождений углеводородов;

- простое увеличение объемов геологоразведочных работ, без совершенствования применяющихся геофизических технологий на настоящий момент не эффективно.

Поэтому основные перспективы прироста запасов углеводородного сырья следует связывать не только с увеличением объемов ГРП, но и с новыми объектами и технологиями, в первую очередь, с новыми технико-методическими приемами ведущего геофизического метода - сейсморазведки.

Литература:

1. Гертнер Х., Климммер Г. Об определении рациональной плотности сейсмических наблюдений по величине зоны Френеля // Докл. II научного семинара стран - членов СЭВ по нефтяной геофизике. Сейсморазведка. - 1982. - Т.1. - С. 339-353.
2. Инструкция по оценке качества структурных построений и надежности выявленных и подготовленных объектов по данным сейсморазведки МОВ-ОГТ (при работах на нефть и газ). - М.: ВНИИГеофизика. 1984.
3. Кунин Н.Я., Кучерук Е.В. Сейсмостратиграфия в решении проблем поиска и разведки месторождений нефти и газа // Сер. Месторождения горючих полезных ископаемых. - М.: Изд-во ВИНТИ АН СССР. - 1984. - № 13, 196 с.
4. Сейсмическая стратиграфия. Пер. с англ. / Под ред. Н. Я. Кунина, Г.Н. Гогоненкова. - М.: Мир. - 1982. - С. 19-22.