

ДОСТОВЕРНОСТЬ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ПОСТРОЕНИЙ  
ПРИ РАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

С.Р. Бембель

(Тюменский государственный нефтегазовый университет)

*Месторождение, карта, плотность сетки, эйлиас-эффект,  
геолого-геофизические параметры*  
*Deposit, map, grid density, aliasing-effect, geological and geophysical parameters*

***Reliability of geological and geophysical constructions in exploration. Bembel S.R.***

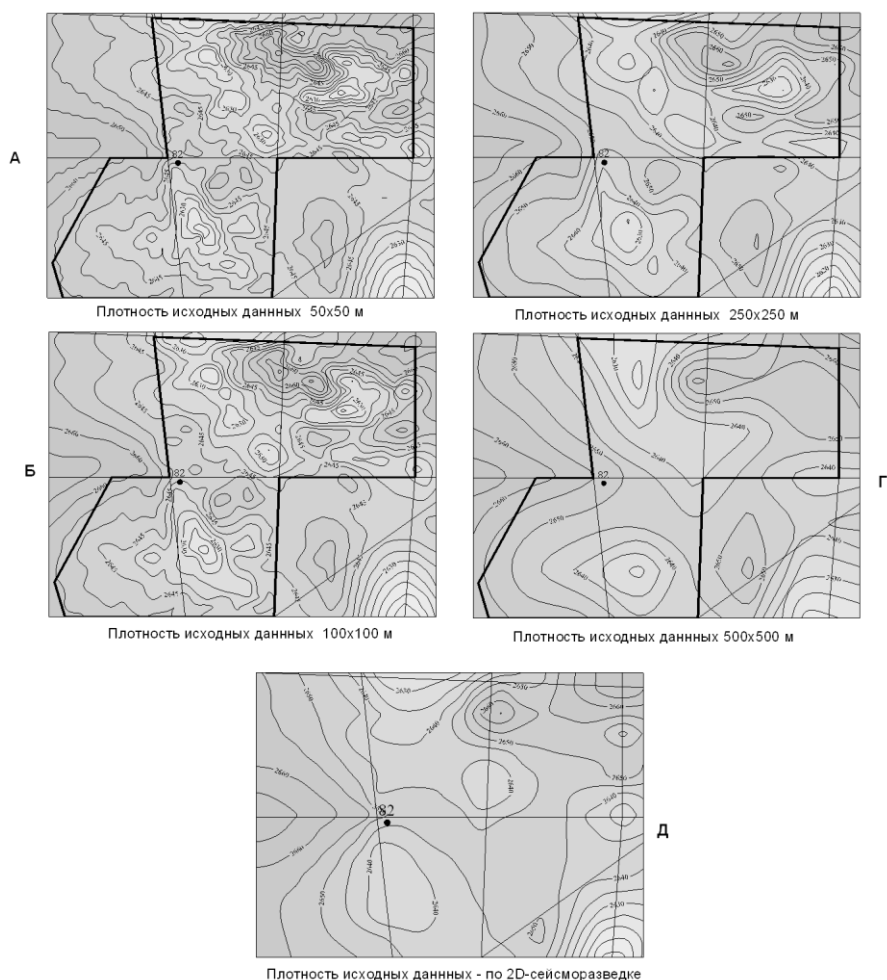
*This paper describes the influence of geological and geophysical measurements density on the results of constructions of structural maps, maps of filtration-capacity properties of productive formations. On the example of calculations in separate areas of the developed fields an estimation of the reliability of results obtained at different stages of exploration is given. Fig. 4, ref. 3.*

В настоящее время все более актуальной становится проблема нарушения соответствия между уровнями сложности строения эксплуатационных объектов и применяемыми технологиями поиска, разведки и разработки месторождений углеводородов. Все большую роль приобретает задача картирования малоразмерных ловушек углеводородов, связанных со структурным типом залежей, с литологическими, стратиграфическими и тектонически экранированными ловушками. Фактические данные, накопленные по материалам детализационных геолого-разведочных работ, результатов эксплуатационного бурения, дают основание выдвинуть сегодня, как одно из перспективных направлений в нефтяной геологии – поиски и разведку малоразмерных и сложнопостроенных объектов. Размеры их могут не превышать первых сотен метров. Такие объекты либо вообще не картируются при стандартных методах поисков и разведки в силу редкой сети геофизических измерений, редкой системы скважин и т. д., либо вносят определенные искажения в геометрические формы морфологии структурных поверхностей, карты тех или иных геофизических и расчетных параметров. Это явление в геофизике принято называть эйлиас-эффектом [1]. Этот эффект возникает при редкой сетке геофизических измерений относительно преобладающего размера геологических объектов. Слишком большой шаг квантования при изучении непрерывных функций, содержащих высокочастотные компоненты, приводит к появлению ложных гармоник в низкочастотной части спектра. Ослабление этого нелинейного искажения при цифровой регистрации сейсморазведочных данных обычно достигается применением специальных антиэйлиасных фильтров, удаляющих из спектра аналоговых сейсмотрасс высокочастотные компоненты, превышающие частоту Найквиста, определяемую шагом квантования [1]. Только после прохождения через антиэйлиасный фильтр может быть произведен корректный переход от непрерывных записей к дискретным.

По-другому обстоит дело с дискретизацией по пространственным координатам, где отсутствуют непрерывные наблюдения, а дискретность измерений является изначальной без предварительной антиэйлиасной фильтрации. Дискретные точки измерения глубин, получаемые в результате разведочного бурения, находятся обычно на значительном расстоянии друг от друга. Поэтому структурные построения по данным разведочного бурения без привлечения материалов сейсморазведки почти всегда искажены пространственным эйлиас-эффектом. Эти ложные построения могут приводить к ошибочным заключениям о геологическом строении изучаемых объектов.

На рис. 1 приведены результаты численного эксперимента, показывающего действие эйлиас-эффекта. Структурная карта по кровле продуктивного пласта Ю<sub>1</sub>, полученная по материалам 3D-сейсморазведки (равномерная сетка точек отражения 50х50 м), представлена на рис. 1-А.

Карты с искусственно разреженной плотностью сетки 100х100, 250х250 и 500х500 м соответственно приведены на рис. 1-Б, 1-В, 1-Г. Структурная карта по кровле пласта Ю<sub>1</sub> этого участка, построенная по плотности сетки стандартной 2D-сейсморазведки МОГТ (шаг между профилями 1-1,5 км), приведена на рис. 1-Д.



**Рис. 1. Структурные карты по кровле пласта Ю<sub>1</sub>, построенные с различной плотностью исходной информации**

На структурной карте, построенной с плотностью точек наблюдения 50х50 м (см. рис. 1-А), можно выделить несколько малоразмерных положительных элементов, которые сохраняют свое положение и на структурной карте, полученной с плотностью точек 100х100 м (см. рис. 1-Б). При более редкой сетке наблюдений морфология структурной поверхности теряет выразительность (см. рис. 1-В), но при плотности сетки 250х250 м местоположения основных структурных форм еще сохраняются, сглаживаются внешние очертания структур, уменьшается их амплитудная выраженность.

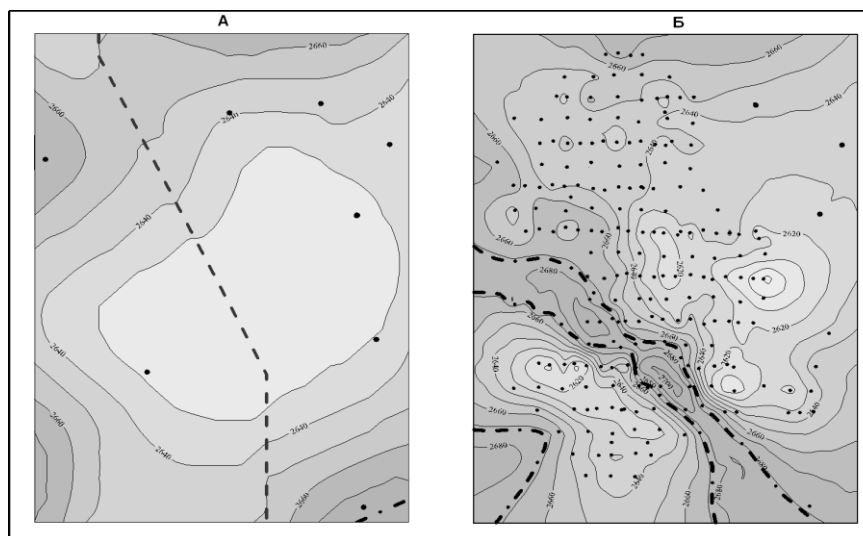
При дальнейшем разрежении сети до плотности 500х500 м (см. рис. 1-Г) некоторые положительные формы рельефа поверхности кровли пласта Ю<sub>1</sub> уже отсутствуют, у других изменилось направление простирания оси складки и местоположение свода. В результате таких изменений в плотности априорной информации могут быть и чаще всего пропущены локальные малоразмерные и малоамплитудные поднятия, неверно оценены характеристики выявленных структурных форм и т.д.

При эксплуатационном разбуривании площадей месторождений в Среднем Приобье обычно используется сетка 400х400 м и реже. Таким образом, даже результаты бурения и материалов ГИС по эксплуатационной сетке скважин (400х400 или 600х600 м) не всегда отражают морфологические особенности кровли продуктивных объектов и их внутреннее строение [2].

Для построения структурной поверхности кровли пласта Ю<sub>1</sub> (см. рис. 1-Д) использовалась неравномерная по площади сеть сейсмических профилей МОГТ (шаг по профилю 200 м, расстояние между профилями 1-1,5 км). Структурная карта в таком варианте существенно отличается от ранее приведенных построений.

Именно таким способом получаемые структурные карты в итоге проведения первого и второго этапов геолого-разведочных работ, как правило, используются при выполнении подсчета запасов и составлении планов по бурению на большинстве месторождений Западной Сибири.

Для того, чтобы составить представление о степени влияния эйлиас-эффекта на разных этапах геолого-разведочных работ, рассмотрим фактический пример структурных построений по верхнеюрскому объекту Ю<sub>1</sub> одного из месторождений Среднего Приобья (рис. 2).



**Рис. 2. Структурные карты по кровле объекта Ю<sub>1</sub> на этапе разведочных работ (А) и после эксплуатационного разбуривания (Б)**

Для представления о структуре поверхности продуктивного горизонта Ю<sub>1</sub> (см. рис. 2-А) показан фрагмент подсчетного плана по результатам бурения сети разведочных скважин и сейсморазведочных работ 2D, на основании которого спроектировано положение добывающих скважин на первоочередном участке месторождения.

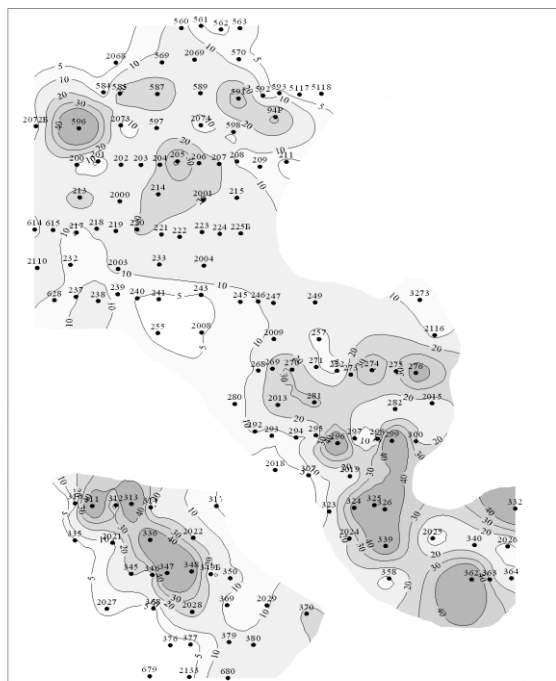
На разведочном этапе геолого-разведочных работ представление о геологическом строении месторождения было значительно упрощенным. Залежи имели довольно большие размеры (от 2х2 до 16х27 км), высотой от 25 до 100 м. Тип залежей пластовый сводовый, частично литологически экранированный. Изменение водонефтяных контактов в пределах залежей объяснялось существованием “границ раздела гидродинамически разобщенных полей коллекторов” и наличием зон отсутствия коллекторов [3].

После проведения доразведки месторождения дополнительными разведочными скважинами и уплотнением сети сейсмических профилей, разбуривания первоочередного участка эксплуатационными скважинами представления о геологическом строении месторождения существенно изменились, в основном, в разбуренной части (см. рис. 2-Б). На структурных планах выделена сеть разрывных нарушений, контролирующих границы залежей, размеры отдельных залежей сократились почти наполовину, тип выделяемых ловушек УВ в основном тектонически экранированный. Продуктивный объект Ю<sub>1</sub> представляет сложнопостроенную серию отдельных песчаных линз, имеющих индивидуальные характеристики коллекторских свойств в пределах каждой линзы.

Структурная карта по кровле горизонта Ю<sub>1</sub>, построенная с учетом данных эксплуатационного бурения и 2D-сейсмики (см. рис. 2-Б), отражает сложную морфологию поверхности эксплуатационного объекта. Выделяется грабенообразный прогиб северо-западного простирания, разделяющий разбуренный участок на две залежи. Кроме того, в процессе бурения были вскрыты отдельные участки с отсутствием коллекторов пласта. Таким образом, часть скважин попала в погруженные зоны с водонасыщенным пластом, а часть скважин оказались “сухими” [3].

В результате исследований на разбуренной площади (по результатам бурения, данных ГИС, динамики разработки и 2D-сейсморазведки) и неразбуренном участке (по результатам 3D-сейсморазведки) месторождения выявлено неоднородное строение с высоко- и низкодебитными участками нефтяного поля с размерами элементов 200-1000 м. Имеются участки крупных депрессий, связанные с грабенообразными прогибами и осложняющие разработку месторождения. На разбуренном эксплуатационном участке месторождения, занимающего менее половины площади внутри утвержденного контура нефтеносности продуктивного горизонта Ю<sub>1</sub>, установлено изменение эффективной толщины продуктивных пластов от 0 до 40 м. Мозаичный характер нефтяного поля в сводовой части месторождения, где начато разбуривание по проектной схеме, подтвержден динамикой добычи нефти на этом участке.

На рис. 3 приведен фрагмент проектной сетки скважин и контур разбуренной площади, в пределах которой показаны локальные участки повышенных и пониженных среднесуточных дебитов нефти.



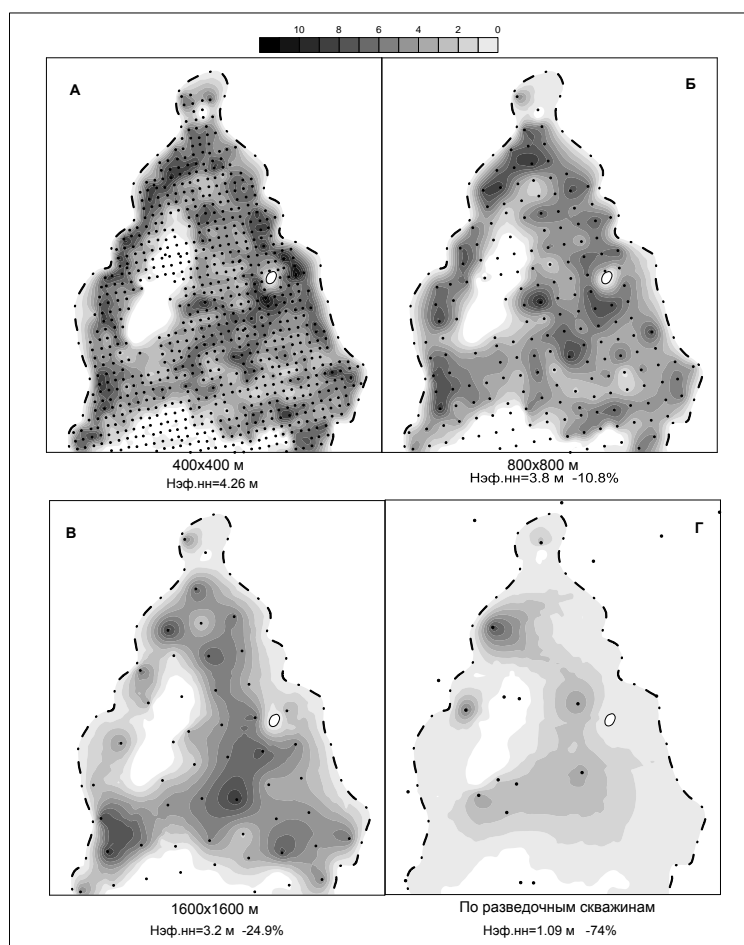
**Рис. 3. Схема максимальных дебитов (м³/сут) на разбуренном участке**

На эксплуатационном участке (см. рис. 3) видно четыре локальных малоразмерных высокодебитных участка (с числом скважин более одной). Поперечные размеры таких участков составляют около 500 м, тогда как участки “сухих” и малодебитных участков скважин в несколько раз больше.

Подобная мозаичная структура нефтяных полей типична, по-видимому, для всей группы месторождений УВ в этом районе Западной Сибири. Малые размеры изолированных залежей приводят к быстрому падению добычи в режиме разработки на истощение без поддержания пластового давления. Задача оптимального размещения нагнетательных скважин при мозаичной структуре нефтяного поля становится нетривиальной и для ее успешного решения также необходима детальная информация о контурах каждой изолированной залежи.

Недостаточность данных о геологическом строении на начальном этапе разведки месторождения, обусловленная редкой сетью проводимых геолого-разведочных работ, сказалась на упрощении представлений о форме и структуре запасов нефти на месторождении, что привело к существенному снижению технологической и экономической эффективности разработки объекта Ю<sub>1</sub> на рассмотренном месторождении.

Для оценки влияния эйлиас-эффекта на построение карт других геолого-геофизических параметров (кроме морфологии структурной поверхности), емкостных свойств, величину объемов нефтенасыщенных пород проведены расчеты на разбуренном участке одного из нефтегазовых месторождений Среднего Приобья.



**Рис. 4. Карты эффективных нефтенасыщенных толщин, построенные с разной плотностью сетки скважин**

Построены карты эффективных толщин, пористости и проницаемости, эффективных нефтенасыщенных толщин (рис. 4) с различной плотностью сетки пробуренных эксплуатационных скважин, а также отдельно по разведочным скважинам.

Последовательно расчеты и построения показаны для существующей сетки эксплуатационных скважин 400х400 м (А), для разреженной сетки 800х800 м (Б), для сетки 1600х1600 м (Г) и разведочной сетки скважин (Д). Кроме того, для каждого параметра просчитаны средние значения по площади (толщины, пористости и проницаемости).

Анализ выполненных построений для данного месторождения показывает, что значительное искажение представлений о геолого-геофизических параметрах продуктивных объектов, а также их фильтрационно-емкостных свойств на разведочном этапе существенно “восстанавливается” при детальном разбуривании месторождений и залежей. Однако разница в средних значениях параметров эффективных толщин, например, на этапе разведки и заключительной стадии эксплуатации месторождения может даже отсутствовать, хотя значения эффективных толщин существенно отличаются степенью неоднородности распределения их по площади. Кроме того, при построении по более редкой сетке, чем проектная сетка скважин, наблюдается существенное “завышение” средних значений эффективных толщин продуктивных объектов.

Средние значения параметров коэффициента пористости и распределение их по площади также отличаются высокой степенью неоднородности при эксплуатационном разбуривании месторождения по сравнению с данными разведочного этапа. Так, среднее значение пористости на рассматриваемом участке месторождения в настоящее время оценивается почти на 3,5% выше, чем на этапе разведки и предварительной оценки и подсчета запасов нефти и газа. Еще более значительные расхождения отмечены на картах проницаемости.

Методы автоматизированного картопостроения накладывают свои особенности на достоверность получаемых результатов. Ярким примером служит сопоставление карт эффективных нефтенасыщенных толщин на том же участке месторождения (см.рис. 4). Эти карты получены с одним контуром нефтегазоносности объектов и с разной плотностью сетки скважин. Сопоставление рассчитанных по участку средних значений эффективной нефтенасыщенной толщины показывает возможность значительного расхождения этих величин (до 25-74%).

Приведенные результаты расчетов позволяют сделать вывод, что в последнем случае при оценке геологических запасов отдельных участков или в целом месторождений возможны существенные расхождения в сторону уменьшения и увеличения запасов нефти и газа. Зачастую на ряде эксплуатируемых месторождений так и происходит. По мере разбуривания месторождения и проведения геолого-разведочных работ существенно

уточняются фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов, а также объем и структура запасов нефти и газа.

Рассмотренные примеры еще раз убеждают и приводят к выводам, что и для поиска и картирования малоразмерных нефтегазоносных объектов, и для уточнения геологического строения разрабатываемых сложнопостроенных залежей и месторождений средних и крупных, необходимо сгущение сети геолого-геофизических наблюдений и получаемой информации.

Для повышения эффективности разработки месторождений необходимо проведение детальной доразведки на эксплуатационных участках и перспективных площадях по методике высокоразрешающей 3D-сейсморазведки. По результатам работ следует уточнить подробности геологического строения для составления планов при проектировании геолого-технических мероприятий и размещения скважин, а также методов воздействия и повышения нефтеотдачи, кроме того, могут быть выявлены малоразмерные залежи-саттелиты вблизи известных крупных залежей.

#### ***Список литературы***

1. Шериф Р.А. Англо-русский энциклопедический словарь терминов разведочной геофизики. – М.: Наука, 1984. – 351 с.
2. Бембель С.Р., Бембель М.Р., Кузьмин А.А. Эйлиас-эффект при построении карт геолого-геофизических параметров на различных этапах разведки месторождения // Сб. науч. тр. СургутНИПИнефть. Вып. 7. Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газонефтяных месторождений Сургутского региона. – М.: Нефтяное хозяйство, 2006. – С.43-53.
3. Бембель С.Р. О взаимосвязи мозаичного строения нефтяного поля и продуктивности верхнеюрского горизонта ЮВ1 на Северо-Хохряковском месторождении // Сб. науч. тр. Основные направления научно-исследовательских работ в нефтяной промышленности Западной Сибири. – Тюмень: ОАО «СибНИИНП», 1996. – С.23-30.

#### ***Сведения об авторе***

**Бембель С.Р.**, к.г.-м.н., доцент кафедры «Промысловая геология нефти и газа», Тюменский государственный нефтегазовый университет, тел.: (3452) 25-11-58, e-mail: [Bembel\\_SR@surgutneftegas.ru](mailto:Bembel_SR@surgutneftegas.ru)

**Bembel S.R.**, candidate of Geological and Mineralogical Sciences, associate professor, Department for Petroleum Field Geology, Tyumen State Oil and gas University, phone: (3452) 25-11-58, 74-73-58. E-mail: [Bembel\\_SR@surgutneftegas.ru](mailto:Bembel_SR@surgutneftegas.ru)