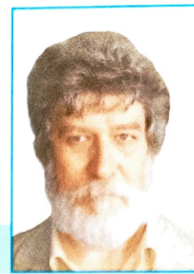


Статья посвящена одному из аспектов стратегической роли сейсморазведки в нефтегазодобывающем производстве. Автор показывает, что для повышения вероятности успеха бурения необходимо применение адекватной сейсморазведки и, в частности, постановления МОГТ ЗД, начиная с поискового этапа ГРП.

О рациональной стратегии ГРП и необходимой методике сейсморазведки

Логовской В.И., г. Самара



1. Особенности современных условий в нефтегазовом секторе:

- все простые и крупные ловушки нефти разведаны, эксплуатируются и истощаются;
- размеры перспективных объектов экспоненциально уменьшаются, сложность строения возрастает.

С уменьшением размеров и усложнением строения месторождений, растут требования к качеству, информативности и достоверности сейсморазведки. Учитывая современную структуру запасов УВ, современные сейсмические исследования должны стать прецизионными.

Основная задача улучшения технологии сейсморазведки в нефтегазовом секторе, заключается в снижении геологических рисков, связанных с процессом освоения ресурсов нефти и газа. При этом должно обеспечиваться:

- получение информационной основы для выбора мест резервуара с лучшими свойствами коллектора;
- сокращение затрат на неэффективное бурение при поиске, разведке и разработке;
- сокращение времени ввода в эксплуатацию месторождений на новых лицензионных участках и получение за счёт этого дополнительной прибыли от добычи и реализации УВ.

1.1 К оптимизации стратегии работ на новых лицензионных участках.

«Учет вероятностного характера информации, рисков и неопределенно-

сти является важнейшим условием принятия эффективных управленческих решений. Все риски, связанные с процессом освоения ресурсов нефти и газа, должны быть заранее определены, оценены, и при этом должны быть приняты решения, направленные на минимизацию их воздействия. Субъективные риски, в частности, риск неподтверждения запасов, в отличие от объективных, могут непосредственно регулироваться, хотя и не в полной мере, участниками инвестиционного проекта (например, посредством увеличения затрат на поиски и разведку месторождений).

Наибольшая степень риска характерна для начальных стадий изучения. Вместе с тем, поскольку объемы геофизических и поисковых буровых работ ограничены, сами масштабы возможных потерь на этих стадиях сравнительно невелики и исчисляются первыми сотнями миллионов рублей в расчете на один объект. По мере увеличения потоков геофизической, геологической и другой информации, на последующих стадиях работ доля риска снижается, однако возрастающие цена и объемы работ и связанные с ними объемы инвестиций способны увеличивать масштабы потерь». [3] Целью обоснования необходимости проведения сейсморазведки МОГТ ЗД на поисковом этапе ГРП является снижение потерь экспоненциально возрастающих инвестиций последующих этапов ГРП, разработки и добычи.



Рис.1.Общая тенденция распределения месторождений нефти по крупности

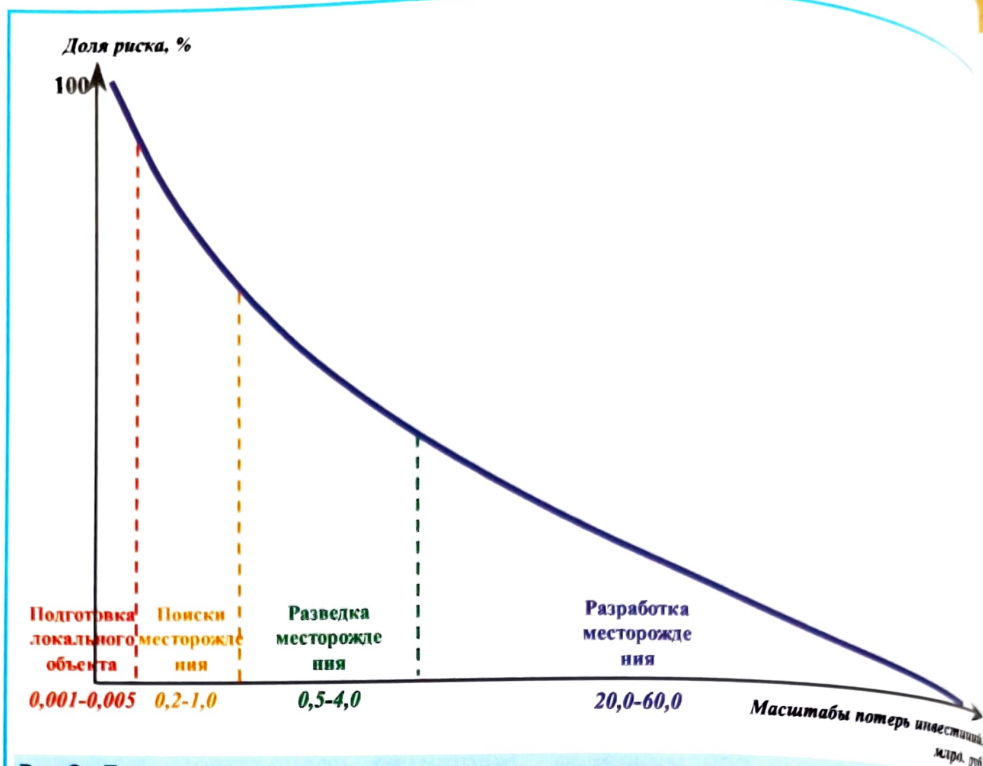


Рис.2. Принципиальная схема соотношения управляемых рисков и масштабов потерь инвестиций на разных стадиях процесса изучения и освоения углеводородных ресурсов.

Приведенный ниже обзор дан для обоснования постановки на новых лицензионных участках 3Д съёмки максимальной эффективности (вместо 2Д), начиная с поискового этапа.

2. Иллюстрация возможностей разных способов изучения геологического строения.

На рис.3. приведён графический пример и соответствующие ему количественные характеристики трёх вариантов, отличающихся по плотности информации и областям интерполяции.

Рис. 3а. Отражает пример, когда на площади размером $8 \times 8 = 64 \text{ км}^2$ пробурено только 6 глубоких скважин и нет сейсморазведки (стратегия постоянной технологии в ГРП). В этом случае плотность информации - 0,094 измерения на 1 км^2 . Область интерполяции на пространство без измерений - все межскважинное пространство. Контуры контактов (ВНК, ГВК) не картируются. Начальные запасы не определяются. Объекты малых размеров пропускаются.

Рис. 3б. На площади 64 км^2 - 6 скважин и 18 сейсмических профилей 2Д, общей длиной полной кратности 144 км. (стратегия ограниченного улучшения технологии в ГРП).

Сейсмические трассы ОГТ на профилях 2Д являются точками измерений.

При традиционной методике наблю-

дений 2Д и кратности ОГТ = 48, на одном километре профиля получается 40 полнократных точек измерения (трасс ОГТ), т.е. на всю площадь к скважинным данным добавляется 5760 измерений физических параметров в плоскостях профилей, которые могут быть переведены в прогнозные петрофизические.

Таким образом, плотность измерений равна $(6+5760):64 \text{ км}^2 = 90$ измерений/ км^2 , которые расположены вдоль линий профилей. Области интерполяции - 1 км^2 площадей полигонов между профилями. Объекты малых размеров лишь выявляются.

При этом необходимо учесть, что для набора полной кратности и апертуры миграции на профилях 2Д необходимо их удлинение в среднем на 1250м. с каждого конца, т.е. на 2500м. на каждый профиль. В данном примере, на 18 профилей это составит 45 км.

Общая длина профилей при этом будет $144+45 = 189 \text{ км}$. Плотность профилей составит $189:64 = 2,95 \text{ км}/\text{км}^2$.

Для подготовки объектов размерами $1,0 \text{ км} \times 1,5 \text{ км}$. необходима сеть сейсмических профилей с густотой $500 \text{ м} \times 500 \text{ м}$, плотность по крайней мере в 2 раза больше, т.е. $5,9 \text{ км}/\text{км}^2$. Область интерполяции на пространство без измерений при этом сужается до площадок по $0,25 \text{ км}^2$ внутри полигонов



Различия по плотности информации на единицу площади и по размерам областей интерполяции (экстраполяции) при построении модели по:

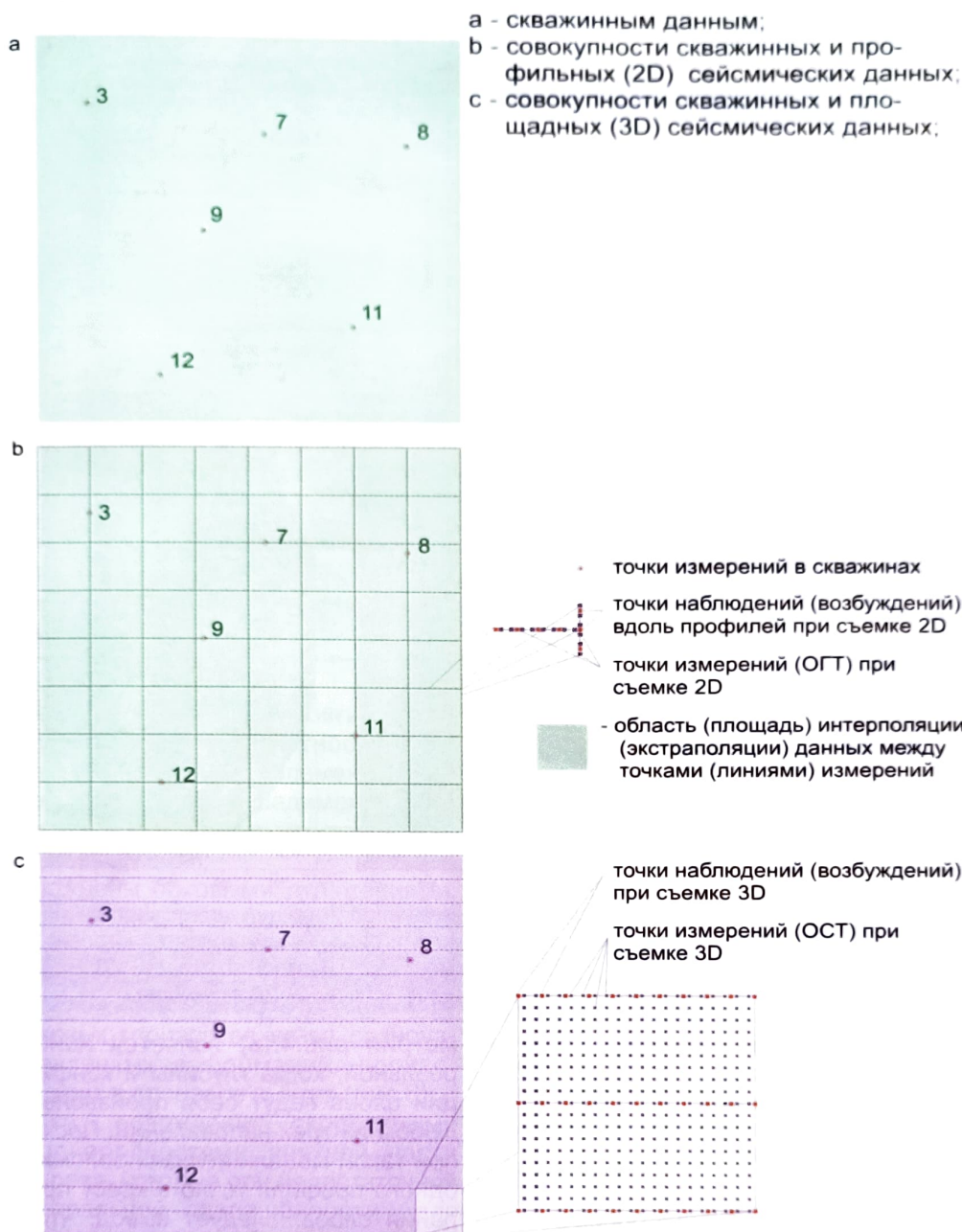


Рис. 3. Различия плотности информации на единицу площади в зависимости от построений по скважинным данным, данным 2Д и 3Д сеймики

сети сейсмических профилей. Цена близка к цене оптимальной съемки 3Д, без возможности избавления сейсмограмм 2Д: от боковых отражений; от некорректности учета сейсмического сноса; от проблемы использования для изучения горизонтальной анизотропии. Контуры контактов (ВНК, ГВК) картируются. Начальные запасы определяются. Точность структурных построений недостаточная.

Рис 3с. На площади 64км2 - 6 скважин и съемка 3Д с размерами сетки точек отражений 25х25м.(стратегия

улучшения технологии в ГРП). В результате такой съемки получается 1600 точек измерений физических параметров (трасс ОГТ) на 1км2, которые, при адекватном обеспечении данными ГИС, могут быть переведены в петрофизические. Область интерполяции практически отсутствует, превращаясь в область корреляции.

При этом необходимо учесть, что для набора полной кратности и апертур миграции на площади 3Д необходимо удлинение линий приёма в среднем на 1250м. с каждого конца, т.е. на 2500м., а

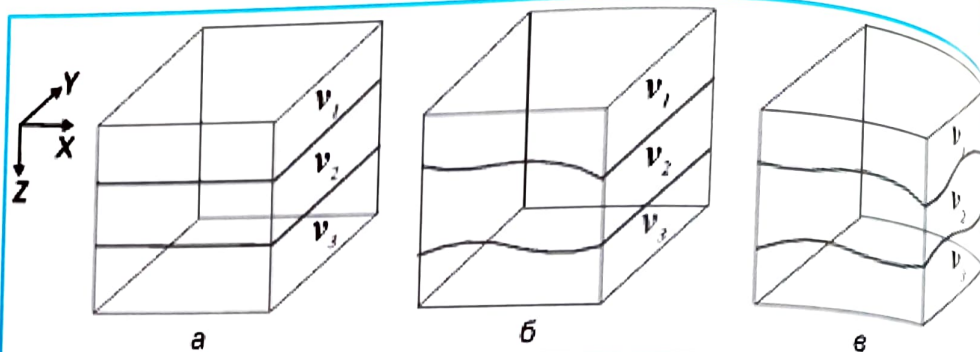


Рис. 4. Простейшие сейсмогеологические модели слоистых сред, в предположении о которых работает сейсморазведка. [4].

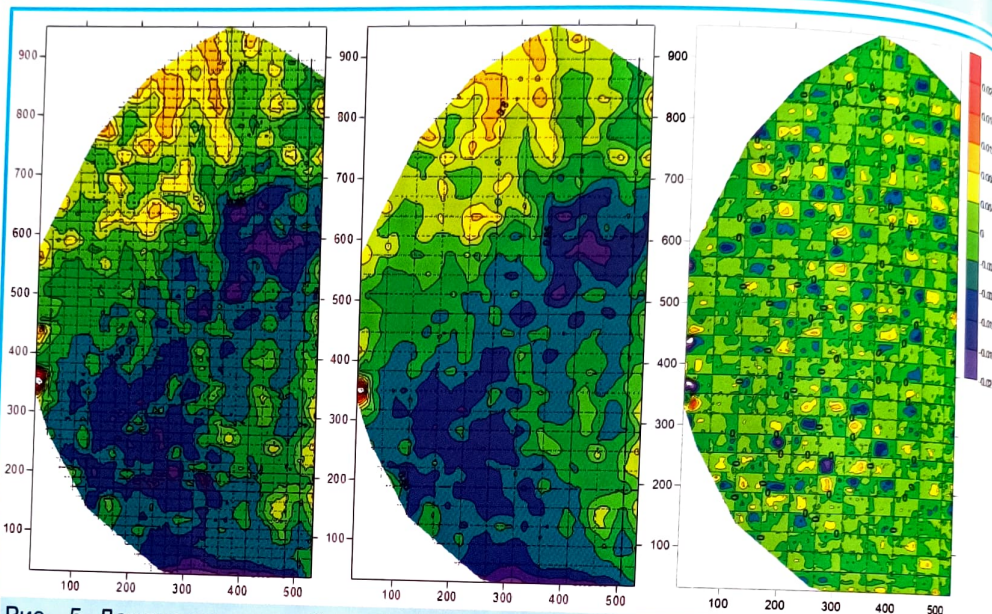


Рис. 5. Демонстрация ошибок, возникающих из-за недостаточной пространственной дискретизации данных и их интерполяции внутри полигонов, на этапе картопостроения. А). Фрагмент карты изохрон по данным 3Д; Б). Фрагмент карты изохрон по псевдо - 2Д; В). Фрагмент карты разности значений изохрон по данным 3Д и псевдо - 2Д в секундах.

также добавление площади съёмки в ортогональных линиях приёма направления. Таким образом, площадь съёмки по пунктам приёма должна быть увеличена до 110 км².

Контуры контактов (ВНК, ГВК) картируются. Начальные запасы определяют. Точность структурных построений наивысшая из возможных.

Преимущества применения съёмки 3Д в геологической эффективности иллюстрируют рисунки 4, 5, 7, 8.

3. Характеристика геологической эффективности данных 2Д.

3.1. Профильные (2Д) системы наблюдений ориентированы на применение в условиях геологических сред, отображенных на рис.4.(а, б) моделей симметричных или частично (по одной из ортогональных осей) симметричных. В реальности такое строение геологических сред не наблюдается. Они несимметричны.

«Модель с полным отсутствием сим-

метрии рис.4.(в) является наиболее реальной, когда глубины и конфигурации слоев ведут себя произвольно в любом из трех направлений. Поскольку при такой модели нельзя проложить ни одного профиля точно в крест простиранения слоев, следует вывод, что для изучения реальной геологической среды 2Д сейсморазведка вообще неприемлема». [4]

3.2. Отрицательное проявление искажений интерполяции демонстрирует пример построения карт изохрон куба 3Д и по системе выбранных из него псевдопрофилей 2Д (рис.5).

Профили псевдо - 2Д выбраны по сетке 800м.×1200м. Максимальные ошибки внутри полигонов достигают 12 мс или, в пересчёте в глубины (в карбонатном разрезе) – 30м.

Малые размеры большинства нефте-содержащих объектов требуют применения сейсморазведки 2Д с очень высокой плотностью профилей, как правило

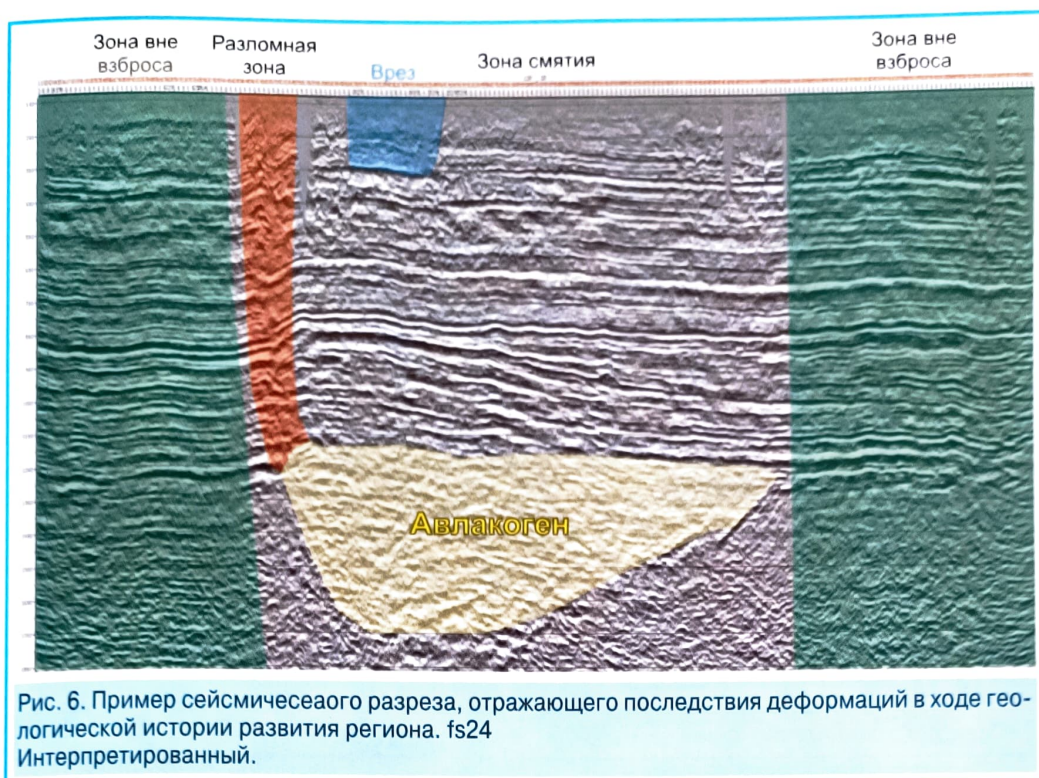


Рис. 6. Пример сейсмического разреза, отражающего последствия деформаций в ходе геологической истории развития региона. fs24
Интерпретированный.

4.5 км./км² и выше.

Очевидно, что в зависимости от ориентации профилей 2Д относительно основных тектонических элементов территории и элементов седиментационных тел, сейсмограммы и разрезы в различной степени:

- осложнены боковыми отражениями, которые нет возможности удалить при 2Д наблюдениях;
- отличаются резко отличающейся прослеживаемостью отражений от целевых горизонтов из-за разнонаправленных деформаций, произошедших в процессе смятия (рис.6);
- часто осложнены скоростными неоднородностями верхней части разреза, которые при недостаточной латеральной разрешённости для ВЧР сети профилей трудно учесть, т.к. их влияние зависит от взаимного расположения неоднородностей и профилей.

4. Потенциальный геологический эффект применения 3Д съёмки.

4.1. Сравнение плотности структур, подготовленных в предыдущие годы на участке с самой высокой плотностью профилей 2Д и съёмкой 3Д (рис.7.) в пределах одной и той же территории площадью 200 кв.км. показывает:

- при сейсморазведке 2Д было подготовлено 16 структур ($200:16 = 12.5 \text{ кв.км.}$), т.е. – 1 структура на 12.5 кв.км;
- при сейсморазведке 3Д закарти-

ровано 54 структуры ($200:54 = 3.7 \text{ кв.км.}$), т.е. – 1 структура на 3.7 кв.км., что в 3.4 раза больше чем при 2Д;

Раннее распознавание и исключение из поиска и разведки нерентабельных (из-за малых размеров) объектов является одной из задач 3Д сейсморазведки поискового этапа.

Возможность более точного расчёта размеров структур, соответствующих экономически приемлемым запасам, и принадлежность их, в виде осложняющих куполов, к общему поднятию, при съёмке 3Д (рис. 7) не представляет особых трудностей.

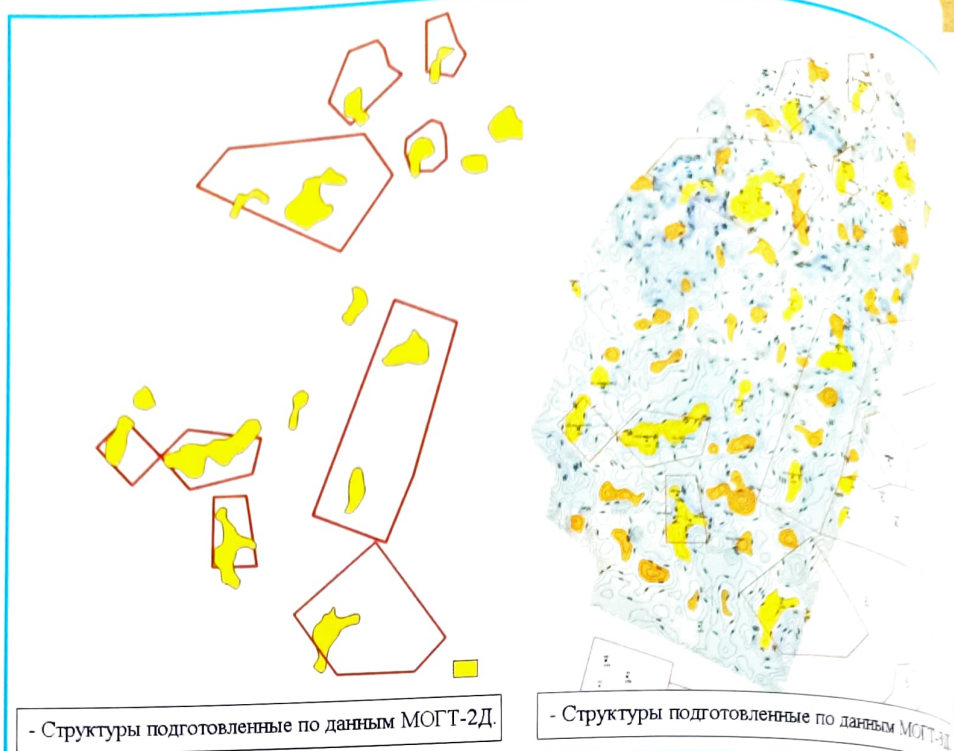
4.2. Дискретизация отображения изучаемых объектов в пространстве и её следствия.

Рисунок 8 иллюстрирует причину ложной корреляции тектонических нарушений по данным 2Д, заключающуюся в ошибке интерполяции из-за недостаточной пространственной дискретизации измерений. По той же причине, но ещё в большей степени, невозможно адекватно отобразить геологическое строение сколь угодно густо размещённых скважин. Как видно из примера (рис.8), ошибка составляет 100%.

При 3Д съёмках отмечается увеличение точности картирования русловых, баровых, присклоновых тел.

4.3. Факторы, влияющие на повышение достоверности по сравнению с 2Д съёмкой:

ЗАЧЕМ НЕФТЯНИКАМ ГЕОФИЗИКА РАБОТЫ



- Структуры подготовленные по данным МОГТ-2Д.

- Структуры подготовленные по данным МОГТ-3Д.

Рисунок 7. Сравнение плотности структур, подготовленных съёмками 2Д и 3Д

- лучший учёт влияния неоднородностей ВЧР;
- правильный учёт наклонов отражающих границ;
- лучший учёт преломлений;
- лучшее отображение границ с крутыми наклонами;
- лучшая пространственная разрешённость;
- лучшая локализация объектов в пространстве.

4.4. Основные принципиальные преимущества съёмок 3Д по сравнению с 2Д.

Качественная 3Д съёмка:

- повышает точность решения задач определения геометрии изучаемых пластов и тектонических нарушений; прогноза эффективной мощности пластов в межскважинном пространстве; картирования границ выклинивания и литологического замещения продуктивных пластов;
- позволяет распознавать и исключать низкоперспективные и добавлять высокоперспективные объекты для бурения;
- позволяет более точно определять запасы и, таким образом, оптимизировать затраты на оборудование при создании инфраструктуры.

5. Организационно – экономические аргументы в пользу применения сейсморазведки 3Д с поискового этапа ГРП.

5.1. Степени повышения достоверно-

сти результатов 3Д, по сравнению с 2Д съёмкой:

- При определении структурного и планового положения картируемых объектов, в зависимости от размеров объектов уточнение возможно в пределах 30% - 50%;
- При картировании разломов, русел баровых тел уточнение возможно в пределах 70% - 100%;
- При картировании карбонатных построек, клиноформ, зон литологических неоднородностей, связанных с переотложенными породами, размывами, замещениями уточнение возможно в пределах 40% - 70%;
- За счёт отмеченных преимуществ, вероятность подтверждения геологических моделей при съёмке 3Д, по сравнению с 2Д увеличивается на 30% - 100%.

5.2. Для оценки экономической эффективности (рис. 9), в логике авторов [3] представлены принципиальные графики изменения рисков во времени в зависимости от совокупности имеющейся и получаемой в процессе поисковых, разведочных работ и разра- ботки месторождения информации, на фоне экспоненциально растущих затрат. Среднее повышение вероятности подтверждения геологических моделей при съёмке 3Д (очень умеренное), относительно изучения без сейсморазведки, принято – 40%, относи-

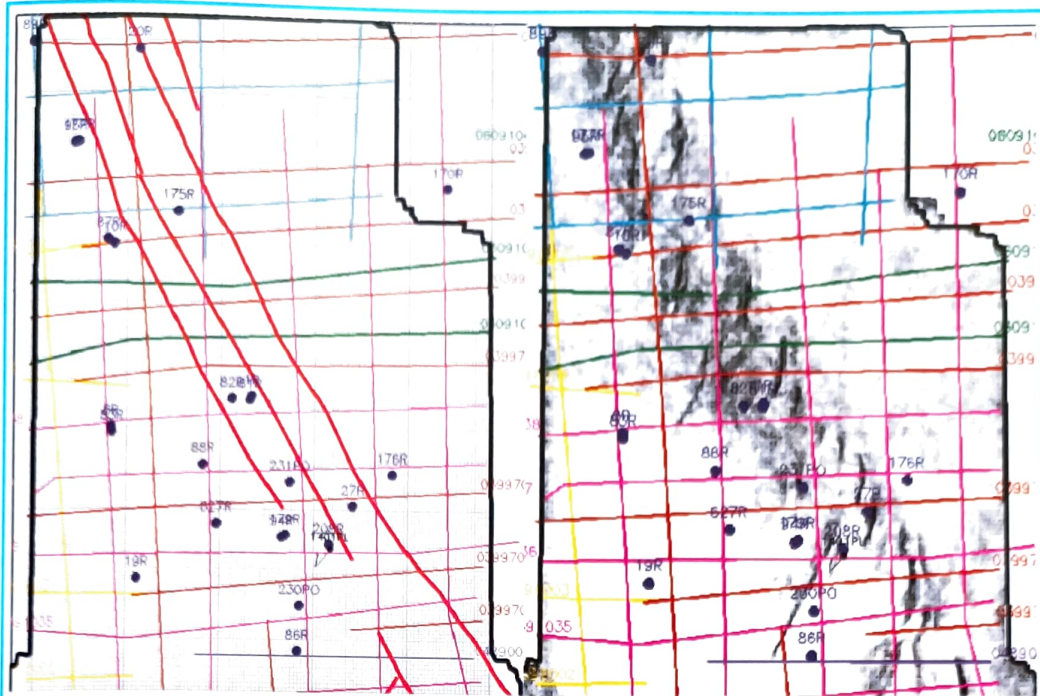


Рисунок 8. Сравнение результатов картирования разломов по ЗД (серая сетка, 2002г.) и 2Д (цветные профили, 1991г., 1997г.). [5]
А) Результат интерпретации разломов на 2Д; Б) Отображение разломов на кубе когерентности

тельно сейсморазведки 2Д – 25%. Риск 70% в начале поискового этапа задан по среднему соотношению площадей месторождений к площадям изученных территорий (риск метода дикой кошки). График изменения рисков в процессе поиска, разведки, разработки без сейсморазведки основан на интуиции автора и применён для всех сценариев изучения неизменным, хотя должен меняться в лучшую сторону после появления сейсмической информации. Для представления более обоснованного графика изменения рисков в процессе поиска, разведки, разработки у автора нет необходимой информации. График роста затрат представлен единым, хотя по мере снижения рисков затраты должны уменьшаться.

Иллюстрируемые рисунком 9 графики наглядно показывают, что весьма небольшие затраты на 3Д сейсморазведку, начиная с поискового этапа снижают на 40% (25%) риски очень больших затрат последующих этапов. Видно, что чем раньше будет выполнена съемка 3Д, тем на большем количестве этапов ГРП и разработки будут оптимизированы затраты.

5.3. Для оценки дополнительного влияния фактора времени на рис. 10 приведены сравнительные графики работ при разных степенях изученности и оптимизации с сейсморазведкой.

Из анализа графиков (рис. 10) следу-

ет, что при начале этапа поиска с полноценной съемки МОГТ 3Д, будет выиграно время на весь цикл работ от поиска до разработки, что позволит раньше завершить разведку и начать добычу УВ и, соответственно, раньше начать получать выручку от их реализации.

5.4. Без дополнительных графиков очевидно, что:

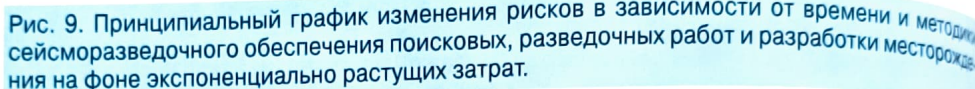
- за счёт возможности обоснованного объединения нескольких структур (объектов) в рамки одного месторождения, в разы может сократиться объём проектной и другой документации;
- более чем на 30% могут быть сокращены затраты на эксплуатационное бурение и обустройство за счёт проектирования оптимально расположенных скважин и оптимизации схем разработки.

6. Выводы

6.1. Учитывая:

- современную структуру запасов УВ;
- статистику распределения по размерам большинства эксплуатируемых месторождений, а, следовательно, и ожидаемых поисковых объектов, перспективных на обнаружения УВ;
- необходимость поиска ловушек неструктурного типа, наибольшую геологическую эффективность ГРП на поисковом этапе обеспечивает сейсморазведка 3Д.

6.2. Имея в виду всё перечисленные



1. Н.А. КРЫЛОВ, Э.М. ХАЛИМОВ, Ю.Н. БАТУРИН, В.В. АЛЕНИН, В.И. АЗАМАНОВ (ИГиРГИ)
2. Логовской В.И. «У англичан ружья купичком не чистят...». Приборы и системы разведочной геофизики. №2, 2010г.
3. Назаров В.И., Калист Л.В. «Риски в системе управленческих решений по выбору направлений и объектов освоения морских углеводородных ресурсов.» Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2007(2).
4. Воскресенский Ю.Н. «Построение сейсмических изображений». РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.

ЗАЧЕМ НЕФТЯНИКАМ ГЕОФИЗИКА РАБОТЫ

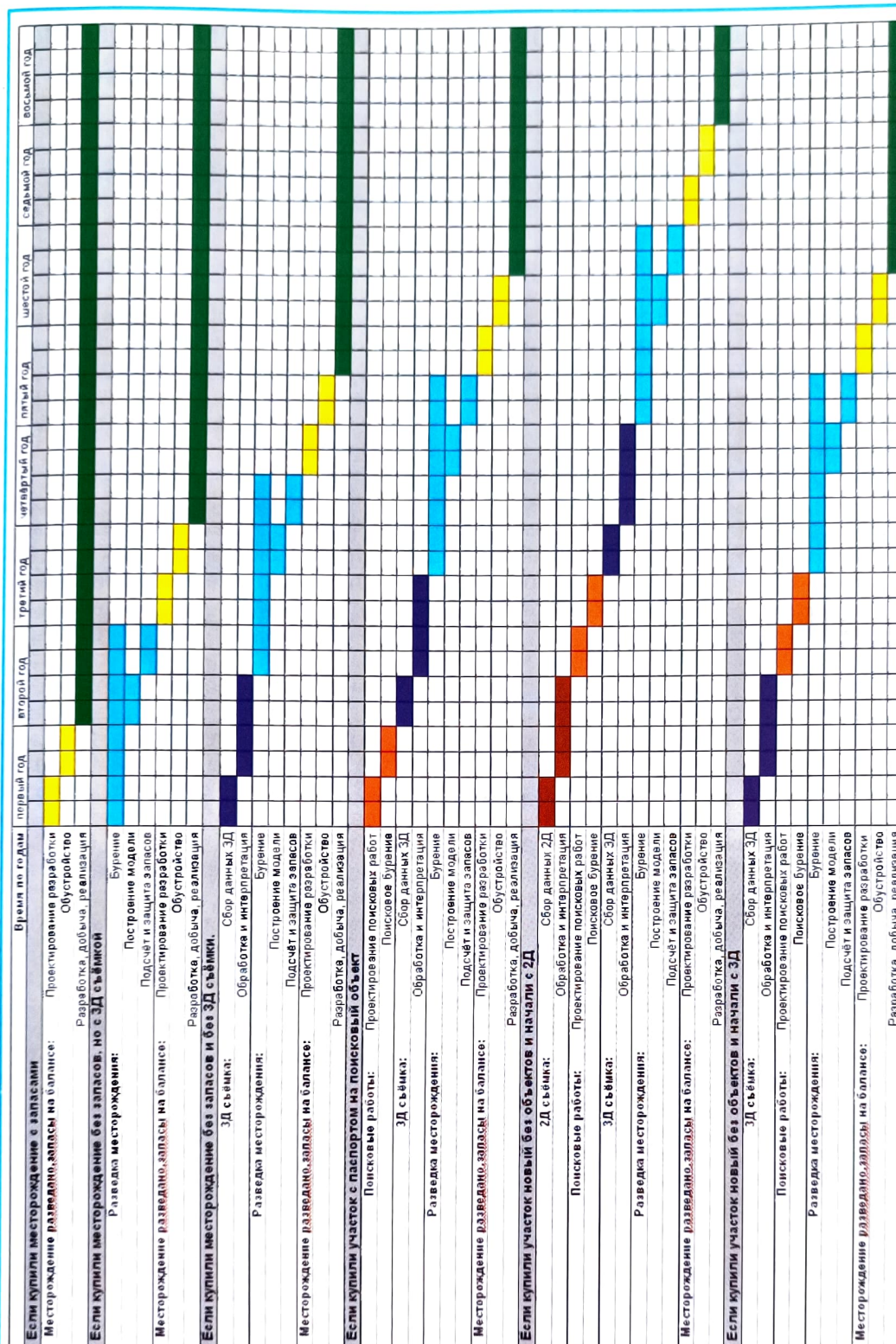


Рис. 10. Сравнительный график работ при разных степенях изученности и оптимизации с сейсморазведкой

- им. И.М.Губкина, Москва, 2006г.
- ByW.K.AYLOR? Amoko Production Co. Houston, Texas. «Business performance and value of exploitation 3-D seismic», The Leading Edge, июль 1995 г.
- Купров С.В., Логовской В.И., Павловский Ю.В., Федечкина А.С., Якимова

Ю.Ф. «Влияние алясинг- эффекта на точность структурных построений и достоверность выделения системы разрывных нарушений в пространстве». Совецание-семинар Тюмень-ОЕАГО, Тюмень, 2006г.(вне программы семинара).