

**ПРОБЛЕМЫ И ОСОБЕННОСТИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ
ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ ПРИ РАБОТАХ ПГР**

© 2011 г. А.В. Феоктистов, В.А. Феоктистов
Саратов

Успехи современных технологий поисков и разведки нефти и газа целиком базируются на достижениях технического прогресса в области создания приборов и систем разведочной геофизики. Революционный переход на цифровую регистрацию и системы многократных перекрытий в сейсморазведке обеспечил возможность использования анализа формы сейсмического сигнала для прогноза вещественных характеристик среды. Новые датчики с регистрацией полного вектора сейсмического волнового поля сегодня позволяют проводить производственные 2D/3D/4D-съемки на суше, в море и в переходных зонах с качественно новым уровнем интеграции сейсмической информации на всех типах волн для решения задач прогноза геологического разреза (ПГР) и прямого поиска углеводородов (ПП). Компьютерная революция вкупе с впечатляющими достижениями средств и способов визуализации сейсмических данных позволили реализовать миграционные преобразования в глубинной области в производственном режиме, выполнять атрибутный анализ исходных сейсмограмм и итерационный процесс построения сложных моделей среды. Настольные многоэкранные рабочие станции сделали интерактивный и итерационный процесс построения глубинной модели легко управляемым в трехмерном пространстве и в реальном времени. При этом возможно увязывать материалы бурения и сейсморазведки разных лет и модификаций между собой и с материалами ГИС, проводить расчет и анализ множества атрибутов, выявлять многомерные связи с оценкой точности и достоверности малым числом специалистов-интерпретаторов при

совмещении достоинств высокого разрешения по вертикали (ГИС) с высоким разрешением по горизонтали (сейсморазведка). Сочетание компьютерной техники с технологиями ИНТЕРНЕТа позволяет специалистам различных специальностей собираться вместе в надежной виртуальной среде и обмениваться информацией в масштабе реального времени, не выходя из дома и используя общую базу данных. Принятие важных решений по разработке пласта и бурению скважин оптимизируется при объединении всей необходимой информации в "единой среде визуальной интерпретации", для чего все крупные нефтяные компании создают специальные "центры визуализации". Приборная оснастка скважин и системы разведочной геофизики уже сегодня позволяют перейти от сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений [1-6].

Публикуемые примеры успешного решения геологических задач стали многочисленными, но не массовыми и лишь подчеркивают парадокс невысокого роста геологической эффективности результатов применения сложных геофизических технологий по сравнению с ростом научного прогресса в техническом оснащении нефтяных, геофизических компаний и ростом затрат на ГРР. Чтобы понять причины парадокса достаточно сделать простое сравнение известных ошибок и достижений недалекого прошлого и настоящего времени. Геологическая эффективность поискового и разведочного бурения, пути повышения эффективности ГРР с позиций подтверждаемости геофизических (сейсмических) моделей и количественные оценки характерных ошибок в СССР рас-

смагивались уполномоченными министерствами и ведомствами ежегодно и по итогам пятилеток с их обобщением по всем нефтегазодобывающим регионам и по разным ведомствам [7, 8]. Интересно, что междуведомственная разобщенность и в тот период приводила "к хаосу при определении статистических данных" [7]. Например, подтверждаемость подготовленных сейсморазведкой объектов в Волго-Уральской провинции по данным геофизических трестов составляла 80-90 %, а по результатам оценки геологов ВО ИГиРГИ – 50 %. В современной России таких периодически обновляемых обобщений невозможно делать из-за разделения общероссийского геологического пространства на лоскуты лицензионных участков с конфиденциальной информацией по геологии и геофизике в каждом из них. "Лоскутная геология" приводит к созданию недостоверных моделей, тиражированию ошибок при невозможности их типизации и учета на новых участках. Хаос статистических данных лишь усугубился. Все нефтесервисные компании по Саратовскому региону показывают подтверждаемость подготовленных под поисковое бурение объектов от 70 до 100 %, в то время как оценки геологов НВНИИГГ дают цифры гораздо ниже: подтверждаемость структурных объектов опустились до 30 %, "средний коэффициент подтверждаемости перспективных ресурсов категории С₃ за период 1995-2005 гг. составил 0,22, средний коэффициент достоверности – 0,06" [9]. Конкуренция мелких субъектов не приводит к успеху в геологоразведке, что ярко проявляется на примере Саратовского региона, где число недропользователей, занимающихся поисками месторождений нефти и газа, растет, а геологическая эффективность, достоверность подготовленных под бурение объектов, прирост и подтверждаемость запасов падают [9, 10]. Судя по данным из работы [11] ЦГЭ 2010 г., "успешность поисков залежей нефти и газа как была в пределах 10 ... 30 % в "низкотехнологичном" прошлом СССР и "высокотехно-

логичном" сегодня США, так и держится в этих пределах ... и будет держаться завтра и послезавтра, и до тех пор, пока нефтяники от поиска структур (даже самыми технически продвинутыми методами) не перейдут к поискам нефтегазосодержащих ловушек, т. е. залежей нефти и газа". Такой переход, по мнению А.И. Тимурзиева, возможен на основе деидеологизации нефтегазовой геологии от устаревших догм губкинской руководящей гипотезы осадочно-миграционного происхождения нефти (ОМП) при реализации поисковой парадигмы на основе глубинно-фильтрационной модели нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

На российском рынке нефтесервиса обострилась неконструктивная конкуренция геологии, геофизики, геохимии, бурения, в то время как ведущие мировые компании отдают приоритет широкой интеграции геодисциплин поиска, разведки и разработки нефтегазовых резервуаров, объединяемых в западной литературе аббревиатурой "Exploration and Production". Успех применения современных технологий определяется интеграцией всех знаний о месторождении, системным подходом и конструктивным сотрудничеством геодисциплин [1-3, 26, 27]. Конструктивное сотрудничество геодисциплин наглядно проявляется в экономике нефтяных западных компаний. Нефтяная компания "Эксон" стала самой прибыльной за счет слияния геологии и сейсморазведки в новую геонауку "Сейсмостратиграфию", получившую всемирное признание. Двухтомник "Сейсмическая стратиграфия" [12] был издан в 1982 г. в СССР на русском языке и нашел живейший отклик отечественных геологов [13-19]. Эта публикация ускорила оформление российской школы структурно-формационной интерпретации (СФИ) [20, 21, 29].

Напомним, что сейсмическая стратиграфия (СС) была создана американскими геологами, постоянно использующими сейсмические временные и глубинные разрезы в качестве таких обязательных атрибутов

интерпретации, как природные обнажения геологического разреза. По мнению И.А. Мушина, этот, несомненно, плодотворный взгляд на сейсмические разрезы позволил сразу же включить в процесс их интерпретации геологический интеллект, т. е. весь огромный арсенал геологических представлений, закономерностей, накопленных десятилетиями эвристических связей. Рассуждение геолога здесь выглядит вполне разумным и логически обоснованным: "коль скоро мы имеем дело с одним геологическим разрезом – то и в соответствии ему должен быть поставлен один конкретный сейсмический разрез!" [20]. Для достижения этой цели разрабатываются средства и методы получения такого конечного сейсмического разреза, который легко читался бы, как геологический разрез в глубинном изображении. Основным таким средством сейчас считается глубинная миграция до суммирования (PSDM – Pre-Stack Depth Migration) [23-25].

Структурно-формационная интерпретация (СФИ) изначально появилась как ответ геофизиков-сейсмиков на сейсмостратиграфический вариант геологической интерпретации, как его альтернатива. Его авторы, И.А. Мушин, Л.Ю. Бродов, Е.А. Козлов, Ф.И. Хатьянов [21], исходили из известного всем сейсморазведчикам факта, что вид окончательного сейсмического разреза сильно зависит от критерия, по которому он строился. "Можно, например, стремиться к максимальной прослеживаемости горизонтов – важнейшей задачи для структурных построений – и в результате применения множества целенаправленных процедур фильтрации, регулировки, коррекции и т. п. получить один из возможных разрезов. Можно сконцентрироваться на контрастном выделении дизъюнктивных нарушений – получится другой разрез. Может быть, наконец, получен разрез, на котором наилучшим образом проявляется внутренняя структура искомого геологического объекта – и это будет третий разрез, отличный от предыдущих.

Таким образом, каждому геологическому разрезу может быть поставлено в соответствие множество сейсмических отображений, специальным образом подчеркивающих те или иные свойства разреза: его иерархическую структуру; морфологию его основных границ; внутреннее строение слагающих его тел; ранговую совокупность дизъюнктивных нарушений; степень регулярности прослеживания слоистости; типы слоистости, цикличности и т. д.". При этом сам разрез получается на основе информации о среде, записанной на сейсмограммах в виде годографов и полей времен. Извлечение этой информации и называется геофизической интерпретацией.

Эти два разных подхода к применению сейсморазведки были детально рассмотрены академиком С.В. Гольдиным в 1989 г. [22]: "Яркая черта современного этапа сейсморазведки – формирование двух весьма различных и дополняющих друг друга направлений, которые можно охарактеризовать терминами "сейсмоизмерение" (т. е. определение параметров среды) и "сеймовидение" (т. е. изображение среды). К сеймовидению мы относим сейсмологографию, D-преобразование, преобразование временных разрезов в глубинные, а так же использование временного разреза как изображения среды (что допустимо при изучении достаточно простых сред). Оба направления, будучи в методологическом отношении почти противоположными, во многих аспектах удачно дополняют друг друга. В повседневной жизни тоже необходимо и обозрывать рельеф местности в целом, и измерять его геодезическими средствами. Помимо "информационной" дополнительной, следует еще упомянуть и "физическую", обусловленную тем, что сейсмоизмерение, связанное с "лучевым" представлением поля отраженных волн, эффективно при изучении зеркальных отражающих объектов, тогда как базирующееся на кирхгофовском представлении поля сеймовидение более применимо для изучения шероховатых и неровных объектов.

Если бы распределение скорости в среде над исследуемыми объектами было известно, то можно было бы рассчитывать на доминирующую роль сейсмостратиграфии. Но зная распределение скорости в сложно построенной среде (среда считается сложной, если при ее исследовании нельзя изучать распределение скорости без одновременного изучения структурных параметров) – это фактически решить задачу интерпретации, поэтому роль сейсмоизмерения в будущем вряд ли уменьшится". При сейсмоизмерении в МОВ-ОГТ-ППР имеются широкие возможности для использования годографов разных типов волн – полей времен – с целью извлечения информации о скоростях, форме границ и других свойствах среды, включая вещественный состав (ППР и ПП). Большая часть этих возможностей практически не используется. Система многократного перекрытия дает избыточную наблюдаемую информацию, потребление которой для целей геологической интерпретации, по мнению большинства специалистов, задействовано примерно на 30 %. Работа с сейсмограммами и годографами даже в технологичных автоматизированных пакетах АВО-АВА – анализ требует более глубоких знаний и больших затрат времени на извлечение геологической информации, чем работа с временными и/или глубинными разрезами профилей. СВАН-технологии российского производства также используются сравнительно редко и в основном разработчиками программных пакетов. Не хватает прямых измерений декрементов поглощения и параметров скорости продольных, обменных и поперечных волн, плотностного каротажа и массового изучения керна не только продуктивных интервалов разреза, но и интервалов вмещающих пород для достоверной параметризации среды при построении физико-геологических моделей (ФГМ) [4-7, 17, 21, 25, 26, 28, 29, 57, 58]. По этой причине мнение российского академика не разделяют американские геофизики.

Наметился явный крен в сторону сейсмостратиграфии и в научном, и в методическом, и в технологическом плане. Известный американский сейсмостратиграф У.А. Шнайдер еще в 1980 г. отметил: "Если бы миграцию изобрели несколько раньше, никакого ОГТ уже бы не потребовалось". Основные усилия зарубежных технологов сосредоточены именно на миграционных преобразованиях [12, 23-26]. В своем обзоре истории обработки-интерпретации Карл Линер назвал период 1982-2000 гг. "золотым периодом сейсмической миграции" [23]. Основой эффективности интерпретации 3D-PSDM служит возможность получения четвертого измерения при просмотре несуммированных сейсмограмм в режиме киносейсмике. Преимущество интерпретации на видеоэкране в 3D-пространстве по сравнению с просмотром последовательности профилей (вертикальных сечений куба) в плоскости (на бумаге или экране) считается революционным достижением многими известными геофизиками, в том числе автором миграции методом конечных разностей Д.Ф. Клаербоутом, прогнозирующим смену поколения сейсмостратиграфических интерпретаторов, использующих лишь отсуммированные разрезы, интерпретаторами исходных данных, осуществляющими суммирование их зрительным просмотром (например, простым увеличением скорости протяжки киноленты) [24]. Однако пока миграционные изображения в сейсмостратиграфии интерпретируются больше качественно, чем количественно, что видно даже по названию таблицы из работы [12] (табл.1).

В США и Европе сейсмостратиграфия считается искусством. Это очевидно из цитаты Р. Шериффа [25]: "Чем является стратиграфическая интерпретация сейсмических данных – искусством или наукой? Сегодня выделение на разрезах характерных комбинаций отражений и их интерпретация с помощью изрядной доли воображения – это скорее искусство. Однако это искусство, не трясущее вольностей, не выходящее за

**Параметры сейсмической записи, используемые в сейсмостратиграфии,
и их геологическое толкование**

| Параметры, характеризующие сейсмические фации | Геологическая информативность |
|--|---|
| Конфигурация отражений | Характер напластования Процессы осадконакопления Эрозия и палеорельеф Контакты разных флюидов в пласте |
| Непрерывность отражений | Непрерывность пластов Процессы осадконакопления |
| Амплитуда отражений | Соотношение значений скорости и плотности Расположение пластов относительно друг друга Тип насыщающего флюида |
| Частота отраженных волн | Мощность пластов Тип флюида |
| Интервальная скорость | Литологический состав Коэффициент пористости Тип насыщающего флюида |
| Геометрическая форма сейсмической фациальной единицы и ее расположение относительно других фациальных единиц | Региональная обстановка осадконакопления Источник осадочного материала Геологические условия осадконакопления |

рамки, определяемые фундаментальными положениями. Успешное решение стратиграфических задач путем интерпретации данных сейсморазведки зависит от правильного сочетания трех элементов: знания физических законов, опыта и воображения. Сейсмические материалы обычно интерпретируются геофизиками и геологами. Идеальный интерпретатор сочетает в себе знания из двух областей. Он хорошо разбирается в процессах, связанных с возбуждением и распространением сейсмических волн, с влиянием на получаемые данные регистрирующей аппаратуры и цифровой обработки, а также понимает физический смысл сейсмических данных. В то же время его геологический опыт помогает ему осознать массу информации, значительная часть которой противоречива, и прийти к наиболее правдоподобной геологической картине. К сожалению, не все интерпретаторы имеют необходимые знания и опыт одновременно и в геологии, и в геофизике, и поэтому часто наилучшая альтернатива – работа геофизика и геолога в тесном контак-

те". В качестве справки можно добавить, что путь от обычного геолога или геофизика до сейсмостратиграфа, по опыту специалистов компании Эксон, при постоянном и интенсивном обучении занимает 9 лет.

В настоящее время искусство сейсмостратиграфии достигается организационно через синтез знаний геологии и геофизики путем создания мультидисциплинарных групп в многоцелевых проектах и при супервайзерском сопровождении всей технологической цепочки проектов [27]. Создание мультидисциплинарных групп стало технически возможным с появлением интегрирующих интерпретационных программно-методических комплексов с разделенным доступом и общей базой данных. Известные технологии "брендовых" компаний Шлюмберже, Халибартон-Лэндмарк, Парадайм Геофизикал, Роксар, СЖЖ, ЦГЭ функционально однотипны и используются практически всеми российскими компаниями. Из "разделенной модели недр", по версии Шлюмберже [2], вытекает, что построение интерпретационных

моделей среды в рамках отдельных геодисциплин необходимо интегрировать в общую модель на самых ранних этапах ее согласования, что делается с контролем качества каждой частной и общей согласованной модели в рамках интегрированного проекта, контролируемого руководителем мультидисциплинарной группы и супервайзером. Отраслевые стандарты брендовых технологий регламентированы собственной технико-методической документацией и обычно сопровождаются специальным сертификатом. Доступ к разделенной модели недр общий для всех участников проекта, но ее коррекция выполняется руководителем мультидисциплинарной группы единолично. Это сделано потому, что крайне мало специалистов обладают широкими знаниями фундаментальных положений геологии и геофизики, необходимых для сближения модели и реальной среды. Далеко не все геологи или геофизики могут претендовать на роль руководителя проекта на этапе интерпретации. Известно, что подлинное искусство – штучный товар и массовым не бывает. Объединение разнородной геолого-геофизической информации на самой ранней стадии проекта позволяет быстро выявлять основные противоречия и несогласованности данных, ликвидировать грубые ошибки и найти варианты согласования. Проблема выбора лучшего варианта интерпретации остается и зависит от выбора критерия. По канонам сейсмостратиграфии "оптимистичная" интерпретация предпочтительнее "наиболее вероятной", так как первая вызовет дополнительные действия для проверки [25], в то время как неоптимистичная, но "наиболее вероятная" интерпретация может привести к отказу от площади и не обнаружить возможность открытия месторождения, что рассматривается как "непростительный грех".

Мультидисциплинарные группы успешны не везде и не всегда. Видимо, западным геоученым не удалось в полной мере наладить конструктивное сотрудничество

геодисциплин и полностью объединить геологию и геофизику в одну геонауку о продуктивном пласте, что планировалось сделать к 2005 г. [26]. Причины неудач и достижений являются предметом обсуждения на всех последних конференциях геолого-геофизических сообществ. Россия с 2000 г. участвует в этом процессе через Европек [27]. Но именно в России в большей части сервисных компаний обработка и интерпретация разделены уже при проектировании и представляются в виде самостоятельных этапов последовательного процесса с собственными временными рамками и бюджетом. По современным стандартам обработка и интерпретация должны представлять собой единый интерактивный и итерационный процесс. При разделении его на этапы обработки и интерпретации потеря качества возникает на их стыке. На самом деле, таких этапов быть не должно. Здесь уместно привести цитату маститого бакалавра по геологии и геофизике, сотрудника фирмы Seiscom Delta United Лесли Р. Денэма, еще в 1984 г. написавшего: "Ведь давно известно (хотя об этом редко говорят), вся обработка сейсмических данных по существу и есть интерпретация". Важно помнить, что обработка в настоящее время – "модельбазируемая", а модели сред в алгоритмах обработки и интерпретации могут не стыковаться [28]. Поэтому качество геологической интерпретации страдает от нерешенности вопроса структурно-организационного плана внутри нефтяных или сервисных геофизических организаций, а не технологического. Именно сама технология, блестяще программно реализованная в пакетах брендовых компаний требует интеграции дисциплин обработки и интерпретации, геологии и геофизики, планирования и бурения, создания ПДГТМ и ее мониторинга в рамках единого проекта. Запредельная стоимость полных пакетов заставляет сервисные компании покупать только часть брендовой технологии с пристыковкой собственного или более дешевого программного продукта ма-

лоизвестных производителей. Эти проблемы внутри компаний тщательно скрываются или афишируются в качестве "усовершенствования бренда". Бывает и так, но чаще желаемое выдается за действительное.

Для ограничения фантазии "толкователей" и обеспечения паритета сейсмовидения и сейсмоизмерения был предложен отраслевой стандарт СФИ [21]. Стандарт СФИ унифицирует конечный результат сейсморазведочных работ для всех этапов (от регионального до разведочного) в виде построения единой совокупности шести моделей: структурной, стратиграфической, структурно-формационной, литолого-фациальной, емкостной и фильтрационной. В СФИ используется комплексирование всех геофизических методов и геохимии для надежности геологических прогнозов. Сейсмовидение и сейсмоизмерение используются на паритетных началах, а сейсмостратиграфия и ПГР рассматриваются в качестве равноправных разделов СФИ, что видно из работ [21, 29] и сравнения таблиц из работ [12 и 29] (табл.1, 2).

Отраслевой стандарт СФИ получил признание геолого-геофизической общестственности и отображен в ряде отраслевых справочников [28, 29] и новых руководящих документах [30-37]. Он объективно отражает современные возможности геофизики при решении геологических задач "от поисков до нефтепровода", дает типовые схемы и инструменты их решения с перечислением требований к входной и результативной информации на каждой из технологических цепочек построения единой совокупности физико-геологических моделей. Однако обязательность его выполнения многими нефтесервисными компаниями игнорируется, что снижает качество геофизической и геологической интерпретации. Соблюдение отраслевых стандартов СФИ должны обеспечивать руководитель проекта и супервайзер. При выборе супервайзера определяющим фактором являются его личный опыт и база знаний в смежных геонауках. Выбирают не организацию, а конкретного специалиста. Здесь уместна поговорка: "И один в поле воин!". Качество интерпре-

Таблица 2

Геологическая информативность сейсмических характеристик

| Сейсмические характеристики | | Геологическое значение сейсмических характеристик |
|--|--------------------------------------|--|
| Качественные характеристики рисунка записи | Геометрия осей синфазности отражения | Геометрия отражающей пачки границ |
| | Конфигурация систем отражений | Закономерности напластования. Характер процесса осадконакопления. Эффекты палеоэрозии и палеотектоники |
| | Прослеживаемость отражений | Характер процесса осадконакопления. Непрерывность напластования. Размеры бассейна осадконакопления |
| | Когерентность отражений | Характер процесса осадконакопления. |
| Количественные параметры волнового поля | Амплитуда отражения | Дифференциация плотности и скорости. Мощности слоев. Литология отложений. Возраст отложений. Пористость. Пластовое (поровое) давление. Состав флюида |
| | Пластовая скорость | Литология отложений. Возраст отложений. Пористость. Пластовое (поровое) давление. Состав флюида |
| | Неупругое поглощение | Возраст отложений. Пористость. Состав флюида |
| | Полярность отражения | Порядок чередования слоев |

тации пока невозможно формализовать полностью, и роль супервайзера как оценщика правильности примененных технологий построения единой совокупности моделей позволяет исправлять ошибки стыковки отдельных технологий без навязывания собственного видения геологической модели только при условии признания отраслевого стандарта СФИ Заказчиком. Спецификой же российского рынка является геофизическая малограмотность Заказчика, что побудило председателя ЕАГО Н.А. Савостьянова в 2000 г. говорить о необходимости создания института супервайзеров и через этот институт проводить геофизическое просвещение Заказчиков [38]. Однако не каждый супервайзер признает новые отраслевые стандарты и не каждый Заказчик следует рекомендациям супервайзера [39].

Несогласованность геологических, геофизических, буровых моделей проявляется в снижении качества разработки месторождений. Так, директором по науке НК "Роснефть" М.М. Хасановым отмечалось: "При экспертизе и рассмотрении на научно-технических советах подсчета запасов и проектов разработки нефтяных и газовых месторождений очень часто приходится констатировать парадокс: авторы проектов все время жалуются на недостаток исследований и в то же время крайне неэффективно используют имеющиеся данные, "выжимая" лишь малую часть содержащейся в них полезной информации" [3]. При этом данные даже 3D-сейсморазведки до появления регламентов [30-37] зачастую не рассматривались. Аналогичный парадокс можно наблюдать при рассмотрении отчетов по обобщениям и интегрированной интерпретации результатов сейсморазведки 2D, 3D, ГИС и промысловых данных, где зачастую не задействуются материалы изучения керна, анализы флюидов, гидрогеологические, термометрические и геохимические показатели, данные разработки продуктивных пластов. Происходит это потому, что искусством стопроцентной "утилизации" разнородной геоло-

го-геофизической информации обладают только люди, имеющие системные и достаточно глубокие знания во всех областях нефтегазопроискового и нефтегазодобывающего процессов – от сбора полевых геофизических данных до построения 3D-геологической модели, от моделирования бассейнов и резервуаров до бурения и эксплуатации скважин, расчета поверхностного оборудования и оценки экономики проектов. Узким специалистам непонятно, что "очень многие проблемы возникают преимущественно на стыке геологических дисциплин. И по своему влиянию на окончательные управленческие решения они существенно превосходят погрешности в каждом отдельном звене. В результате чрезвычайно высокая специализация в геофизике и геологии стала фактически тормозом в объективном познании недр, а взаимная невостребованность смежных специалистов – основным источником большинства ошибок" [1].

Для преодоления невостребованности смежных специалистов и повышения геологической эффективности интегрированной интерпретации в России и выпущены новые отраслевые стандарты XXI века [21, 28-37]. Строгое соблюдение отраслевых стандартов автоматически обеспечивает требуемое качество работ с решением технических, методических и геологических задач Заказчика [39]. Однако выполнение этих стандартов оставляет желать лучшего, что и обуславливает отсутствие роста геологической эффективности СФИ при высочайшем уровне развития техники получения и сбора полевой геофизической информации, технологий ее обработки и визуализации [9, 10, 40-42]. Рассмотрим это утверждение на конкретном примере "рифового направления ГРП", как наиболее эффективного с позиций геологии Нижнего Поволжья [43-47].

Успех сейсмостратиграфии компании Экссон был основан на успешном поиске неглубоко залегающих (до 2000 м) высо-

кормких ловушек неантиклинального типа: рифовых, стратиграфических, литологических, сложноэкранированных [12]. Не секрет, что самая низкая геологическая эффективность ГРП в России наблюдается при решении задач поиска именно таких ловушек, которые открываются бурением в основном случайно, при поиске антиклинальных структур [7, 8]. Типичным примером поисков объектов типа "риф" в Саратовском Правобережье может служить история геологического изучения Иловлинско-Белогорского и вложенного в него Южно-Белогорского участков недр (рис. 1).

Участки расположены на границе Волгоградской и Саратовской областей в пределах южного обрамления Каменско-Золотовского выступа, где высокие перспективы "рифового направления" были обоснованы уже открытыми барьерными рифами бортов Умётовско-Линёвской средне-позднефранской некомпенсированной палеовпадины и внутрибассейновыми рифами – Лимано-Грачёвским, Белокаменным и Памятно-Савоским – с доказанными запасами УВ на

уровне средних месторождений (по крупности) [43-47]. Границу между Умётовско-Линёвской палеодепрессией и Каменско-Золотовским палеошельфом трассирует среднепозднефранский барьерный риф, установленный бурением на Южно-Белогорском участке [48].

Период открытия барьерных рифов карбонатных бортов Умётовско-Линёвской палеодепрессии в Волгоградской области и одиночных верхнефранских рифов в Саратовской, а затем и в Волгоградской области был не случаен и обусловлен объединением научных и практических задач в рамках единой программы по разработке Миннефтепромом и Академией наук СССР методики поисков залежей нефти и газа в ловушках неантиклинального типа на опорных полигонах. Это был первый в практике работ научно-производственный эксперимент, осуществленный по инициативе ФГУП "ИГиРГИ" в отрасли совместно с ЦГЭ, ВО ИГиРГИ при активном участии геологических (ОАО "Саратовнефтегаз") и геофизических (ОАО "Саратовнефтегеофизика") произ-

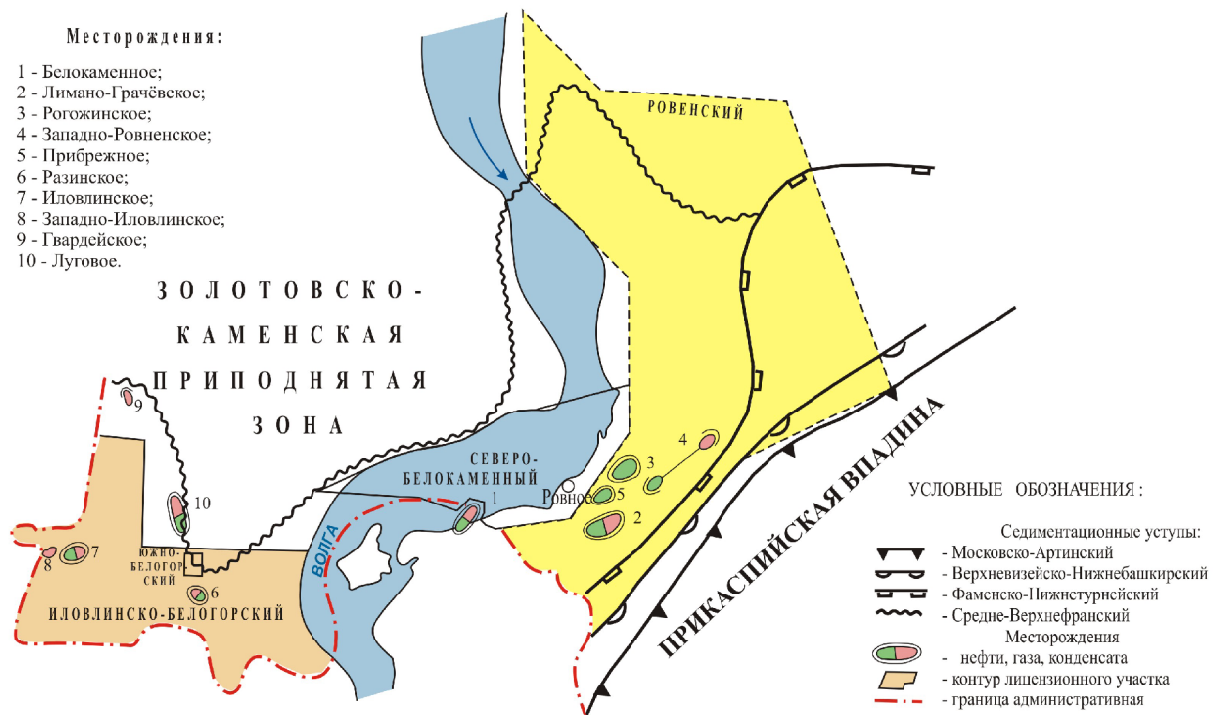


Рис.1. Обзорно-тектоническая схема района работ (масштаб 1 : 500 000)

водственных объединений и территориальных научно-исследовательских проектных институтов (НВНИИГГ, ВолгоградНИПИ-нефть и др.). Итоговые документы этого эксперимента [49, 50] определили средства и методы поисков залежей нефти в ловушках неантиклинального типа, включая сеймо-стратиграфический анализ, типовую форму паспорта на объект, подготовленный под поисково-разведочное бурение геофизическими методами, и требования к представительности геолого-геофизической информации. Также были разработаны и опробованы на практике морфогенетическая и модельно-признаковая классификации сложно-экранированных ловушек, и сделаны реальные открытия новых месторождений, в том числе два месторождения (Памятное, Макаровское) в Волгоградской области и одно месторождение (Белокаменное) в Саратовской области.

Несмотря на то, что "эталон рифового направления" для Саратовской области – Белокаменное месторождение – было открыто в 1989 г. и хорошо изучено бурением, его рифовый генезис оспаривается частью геологов до сих пор, что вкуче с многовариантностью трактовки тектоники и нефтегазности говорит либо о слабой изученности сложно построенных месторождений средствами только поисково-разведочного бурения и необходимости проведения 3D-сейморазведки на рифовых объектах, либо о неполной информированности исследователей об объекте [51-54]. Газоконденсатная залежь в бобриковских отложениях открыта в 1992 г., а в 2009 г. на баланс ОАО "Саратовнефтегаз" поставлены запасы углеводородного сырья по вновь открытой залежи заволжско-малевского горизонта Белокаменного месторождения. История разведки говорит, что каждая новая скважина вносит коррективы в модель месторождения, и порой весьма существенные. Неадекватность первоначальных моделей рифовых объектов подтверждается и неоднократно пересчетом запасов при большом числе пробурен-

ных скважин: 87 на Лимано-Грачёвском и 63 на Белокаменном месторождениях. Региональный ФГУП "НВНИИГГ" после 1986 г. [47] проблемами увязки геологических, тектонических моделей "рифового направления" с анализом новых разработок по Волгоградской и Саратовской областям не занимался. Геологические и геофизические неоднозначности региональных и локальных моделей четко контролируются административными границами и обусловлены неполным параметрическим и методическим наработанным арсеналом, рассредоточенным по разным организациям и недропользователям [55-59]. В последнем обобщении геолого-геофизических материалов по югу Золотовско-Каменской зоны геофизические характеристики по методике СФИ, сеймо-стратиграфические критерии выделения формаций, фаций и поисковых объектов типа "риф" отсутствуют полностью [48]. Приведенные геологические карты формационных парагенезов, литолого-фациальные карты и геологические разрезы по линиям пробуренных скважин не сопровождаются сейсмическими разрезами, сеймо-стратиграфическим анализом и другими геофизическими данными натурных моделей, что делает геологическую интерпретацию мало достоверной, неоднозначной и является ярким примером игнорирования отраслевых стандартов СФИ. При этом проблемы поисков залежей в разнофациальных отложениях [59] как раз и снимаются средствами СФИ при коллективной работе (взаимной востребованности) геологов и геофизиков всех специальностей.

Подробный экскурс в историю изученности с большим числом ссылок на опубликованные работы необходим, чтобы было ясно, что поисковые работы начаты не с нуля, а при огромной наработке научной, технико-методической, информационной базы знаний по "рифовому направлению" в целом и геологии описываемых участков в частности. Отметим, что все ссылки даны на информацию, находящуюся в открытом доступе.

Официальный срок действия поисковой лицензии на Иловлинско-Белогорском участке недр – с 30.09.1997 по 30.09.2002. На Южно-Белогорском участке работы были начаты раньше. С 1993 по 2000 год поиски рифовых объектов Белокаменного типа проводились силами ОАО "Саратовнефтегеофизика" (которым открыты Белогорский, Лимано-Грачёвский и Белокаменный рифовые объекты). Использовалась проверенная сейсморазведка МОГТ-2D в комплексе с гравиразведкой масштаба 1 : 25 000, электроразведкой ВЭЗ-ВП и ЗСМП по единичным профилям через выявленные объекты совместно с тематическими обобщениями по "рифовому направлению". В результате работ были уточнены контуры седиментационного уступа девонского палеошельфа, подготовле-

ны под бурение Южно-Белогорский, Вишнёвский, Западно-Иловлинский, Южно-Каменский объекты и выявлено еще 12 мало-размерных объектов типа "риф" (рис.2). Западно-Иловлинская структура трактовалась авторами не как риф, а как тектоническая структура древнего (девонского) заложения, унаследовано развивавшаяся и в каменно-угольное время. В связи с недостаточной изученностью северного критического направления на объект представлен не паспорт, а рекомендация на бурение скв.1 Западно-Иловлинской.

По результатам бурения в пределах Белогорского объекта были установлены шельфовые условия осадконакопления ливенского времени, без признаков локального рифообразования. На Южно-Белогорской площади

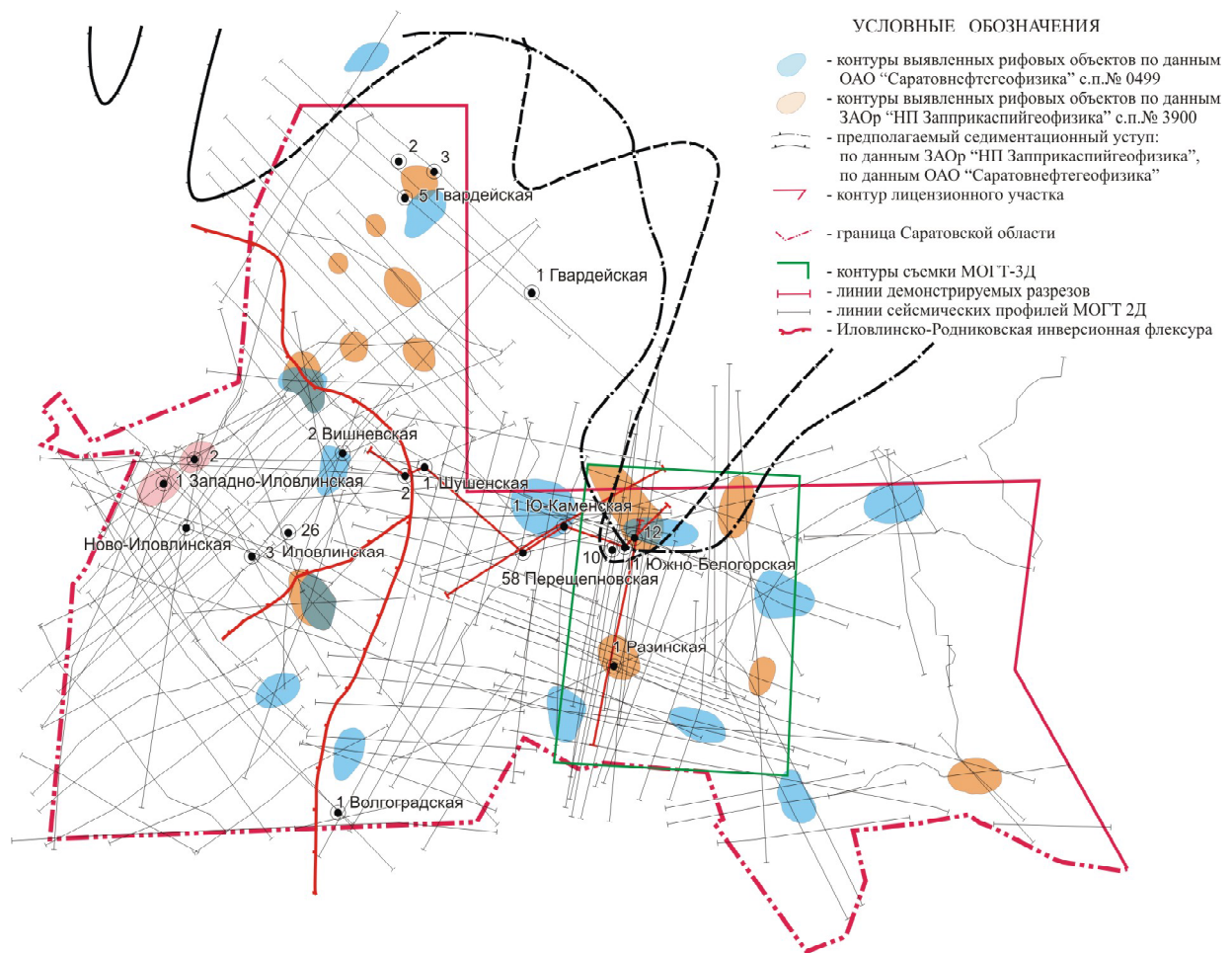


Рис.2. Результаты поисков объектов типа "риф" на Иловлинско-Белогорском участке 2001 г.

по результатам бурения профиля скв.10, 11, 12 было подтверждено наличие седиментационного уступа ливёнского времени. В скв.12 при испытании получены признаки углеводородов. Дополнительные работы ВСП в скв.11 и ВСП-ОГТ в скв.12 с тематическими поисками точки заложения следующей скважины с целью получения промышленной продукции результата не дали. По заключению специалистов ОАО "Саратовнефтегеофизика" скв.12 пробурена в оптимальных условиях. Возможное увеличение амплитуды структуры на 10-15 м в северном направлении по профилю 0490180 не решит промысловых задач на объекте. По материалам ВСП-ОГТ крутой склон рифа расположен к северу от скв.12 (на удалении 750-800 м).

Основным признаком для выделения Вишнёвского рифа (прогнозируемой высотой 800 м) послужило наличие на нескольких временных разрезах положительных перегибов отражающих горизонтов, которые можно интерпретировать как структуру облекания – уплотнения над рифом. Само тело рифа по динамическим признакам неплохо "высвечивается" в нижнем интервале карбонатного разреза и слабо вблизи предполагаемой кровли рифа. Стратификация отражений в зоне максимального развития мощностей линёвско-умётовской толщи условная и допускает различные трактовки. Выказывались предположения, что риф имеет меньшую седиментационную высоту (до 300-400 м), располагается в нижней части разреза карбонатного девона и может иметь в этом случае семилукско-саргаевский или семилукско-рудкинский возраст. Приуроченность рифа к мезозойско-каменноугольной Иловлинско-Родниковской инверсионной флекуре по аналогии с Макаровским и Алешниковским месторождениями Волгоградской области являлась обоснованием перспектив продуктивности объекта [45].

В 1995 г. на основании паспорта ОАО "Саратовнефтегеофизика" пробурена скв.2 Вишнёвская глубиной 3100 м, в которой ри-

фовое тело установлено не было и продукция не получена. После проведения ВСП и пересмотра материалов в 1997 г. в ОАО "Саратовнефтегаз" передана рекомендация на углубление скважины с целью опоискования семилукско-саргаевских отложений и на искривление ствола в северо-западном направлении по уточненному варианту интерпретации.

С целью минимизации рисков бурения "сухих" скважин на Вишнёвском рифе было проведено опытно-производственное опробование инновационной методики прямых поисков промышленных скоплений УВ средствами инфразвуковой технологии АНЧАР. Выявлено несколько аномалий геоакустического поля, две из которых хорошо совпали с контуром ВНК паспортного варианта рисовки Вишнёвского рифа (Арутюнов и др., 1997). Для проверки северной аномалии АНЧАР и вскрытия рифа пробурена наклонная скв.4 Вишнёвская, которая подтвердила разрез скв.2 Вишнёвская и продукции не дала. Однако в 1998 г. была опубликована статья [60], в которой Вишнёвская и Восточно-Советская (продукции тоже не получено) площади указаны в качестве примеров успешного применения технологии АНЧАР в Саратовской области.

В ходе поисков залежей в девонских отложениях на Западно-Иловлинской площади обнаружена промышленная залежь газа в двух нижнекаменноугольных пластах при бурении скв.1. Поскольку продукция в карбоне связывалась со структурами облекания верхнефранских рифов, возникла необходимость проверки рекомендации ОАО "Саратовнефтегеофизики". С целью привлечения дополнительных материалов по профилям, отработанным волгоградскими организациями, все материалы по Западно-Иловлинской площади были переданы на экспертную оценку д-ру г.-м.н. Ю.Н. Самойленко. Экспертная оценка представила паспорт на типично рифовый объект, аналогичный Памятно-Сасовскому рифу Волгоградской области, с указанием точки бурения скв.2

(проектная глубина 3900 м). Однако в результате бурения скважины рифа не обнаружено. Бурение прекращено при забое 2826 м. Сква.2 оказалась за контуром газоносности и по каменноугольным пластам.

В 2000 г. по требованию заказчика из 13 выявленных объектов типа "риф" специалистами ОАО "Саратовнефтегеофизика" был выбран самый "надежный" Южно-Каменский объект. Согласно паспорту он представляет органогенную внутрибассейновую постройку высотой 185 м и площадью 2,4 км² по оконтуривающей изогипсе -3375 м (рис.2, 3, 4).

Для повышения надежности выделяемых рифовых объектов была проведена масштабированная альтернативная переобработка и переинтерпретация материалов сейсмиче-

ских партий 0493, 0196, 0498 ОАО "Саратовнефтегеофизика" в ЗАОр НП "Запприкаспийгеофизика", имеющем опыт выявления рифовых массивов в Волгоградской области. Этому же предприятию был передан заказ на выполнение полевых работ с 2000 г., в связи с необходимостью опознания восточной части Иловлинско-Белогорского участка, характеризующейся пересеченным рельефом и высокой залесенностью территорий, где применение тяжелых виброустановок саратовцами признано невозможным. Волгоградцы имеют патент на более мобильную технологию полевых работ с применением малоомощных шпуровых зарядов. Переход на взрывной источник возбуждения в сочетании с технологией "палеообработки и интерпретации" должен был обеспе-

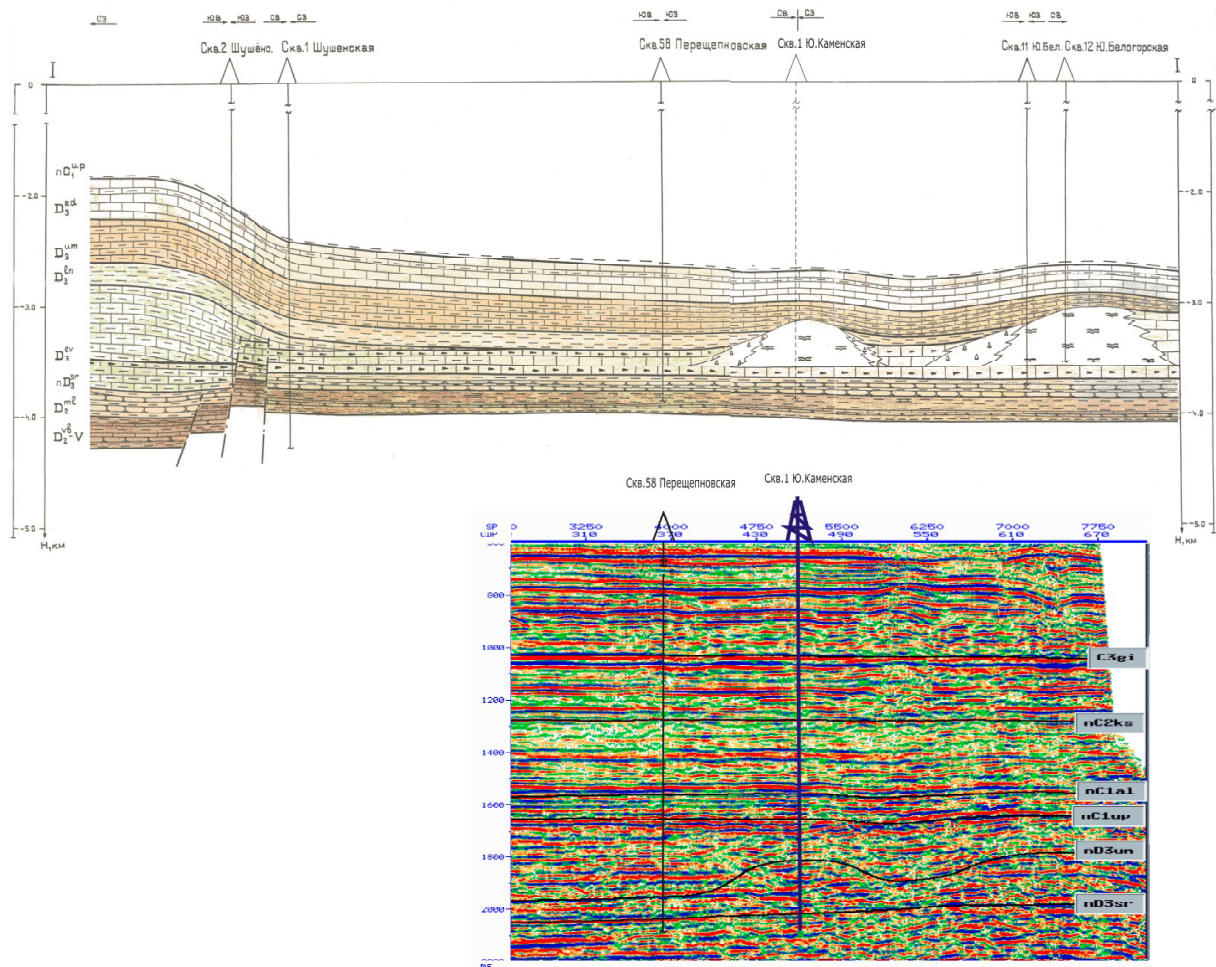


Рис.3. Геологический профиль ОАО "Саратовнефтегеофизика" через внутрибассейновый Южно-Каменский и барьерный Южно-Белогорский рифовые объекты

ГЕОФИЗИКА

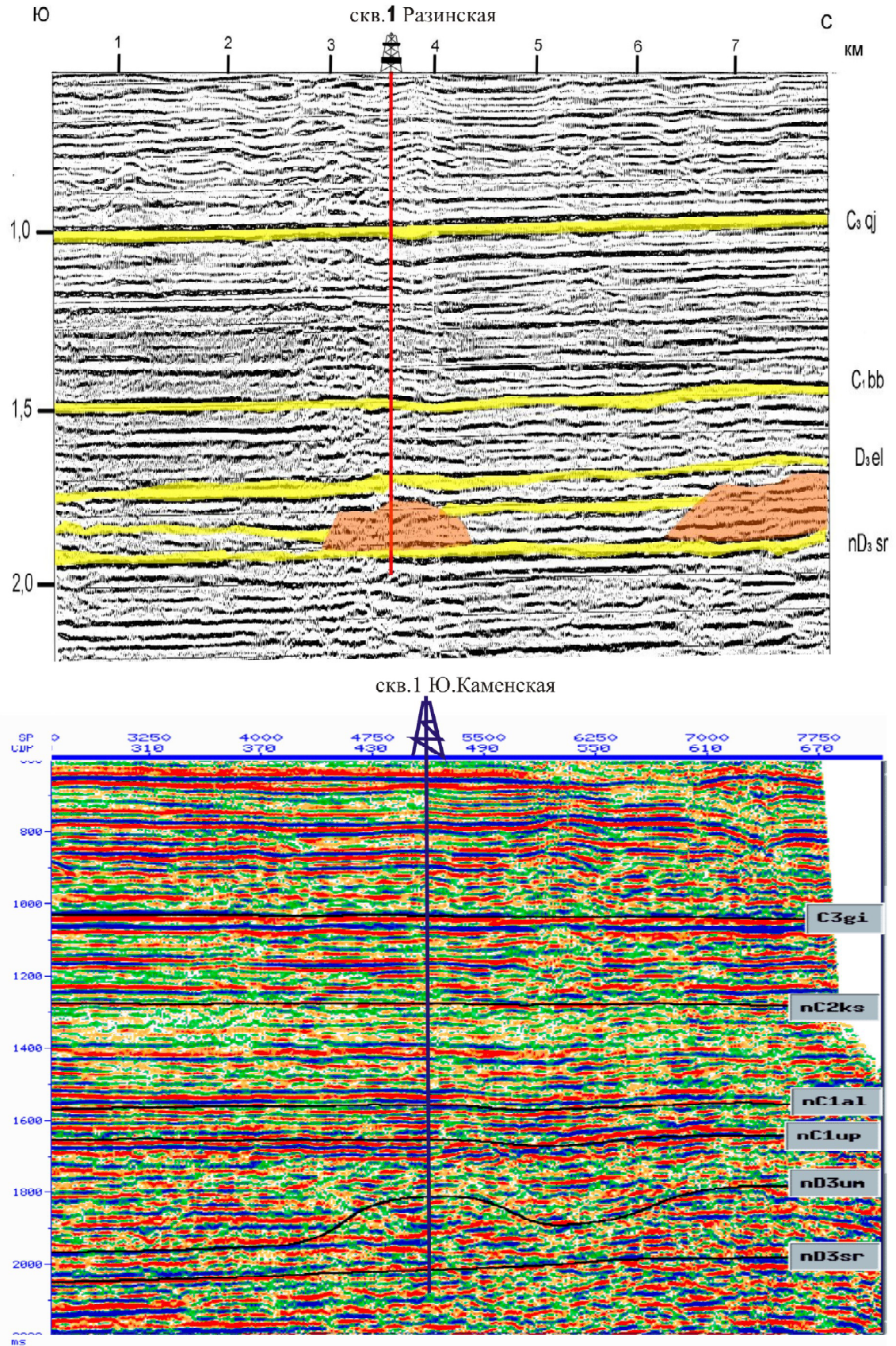


Рис.4. Волновые картины Разинского рифа (вверху) и Южно-Каменского рифа (внизу) на профилях палеообработки с точками рекомендованных к бурению скважин

чить прирост информативности и качества сейсморазведочных работ [61].

Альтернативная сейсморазведка волгоградцев усугубила неоднозначность региональных и локальных геологических и геофизических моделей. Были значительно изменены контуры седиментационного уступа девонского палеошельфа (рис.2). Геологические модели рифообразования и критерии поисков имели "волгоградскую" специфику и волгоградские стратиграфические модели [43-46]. Были выявлены 13 объектов типа "риф", совпадающие с саратовскими объектами только на 3-х площадях (Северо-Вишнёвской, Южно-Иловлинской и Южно-Белогорской). Подготовлены паспорта на поисковое бурение Южно-Белогорской, Ново-Белогорской и Разинской рифогенных структур (рис.2). Экспертная оценка волгоградцев отрицала наличие Южно-Каменского рифа, а саратовские специалисты не видели Разинского объекта на сейсмических волновых картинах в обработке (палеообработке) их конкурентов (рис.4). Из рисунка 4 очевидно, что структура волновых полей объективно одинаковая, а рисовка (корреляция) рифовых объектов и их интерпретация имеет субъективную причину (человеческий фактор). При этом обе организации основным признаком выделения рифовых массивов на сейсмической записи считают наличие слабо выраженных перегибов по вышележащим горизонтам, связываемых со структурами уплотнения-облекания над рифами. На отдельных временных разрезах отмечают слабо выраженные динамические аномалии (или зоны ухудшения прослеживаемости), связанные с телами рифов, а также и другие признаки: различные наклоны осей синфазности в обрамлении рифов, ухудшение прослеживаемости в подрифовых отложениях, трактуемые как "зоны деструкции" цокольного блока, ограниченного тектоническими разломами и т. д. Постоянной устойчивой совокупности признаков выделения рифов в волновой картине не отмечают обе сторо-

ны. Разработкой критериев по технологии сейсмостратиграфии, по "Временным указаниям по методике поисков залежей нефти в ловушках неантиклинального типа" 1986 г. или отраслевым стандартам СФИ не занимались ни саратовские, ни волгоградские геофизики и не считают это обязательным, ссылаясь на собственный богатый производственный опыт и хорошую собственную статистику подтверждаемости прогнозов (выше 70 %).

В качестве причин, снижающих эффективность сейсморазведки при поисках рифов на Иловлинско-Белогорской площади, указываются: расчлененный рельеф, резкое изменение толщин ЗМС, наличие высокозалегающей эрозионной поверхности карбонатных отложений палеозоя, карстовые воронки, крутые склоны рифовых тел и их малые пространственные размеры, высокий уровень частично кратных волн-помех, препятствующих получению качественного сейсмического материала на временах регистрации девонских отражающих горизонтов, недостаточная параметристика по материалам прямых измерений в скважинах и изучения керна для интервалов покрышек и коллекторов с различным флюидонасыщением.

Учитывая полное расхождение мнений саратовских и волгоградских геофизиков на паспортные объекты, показанные на рисунке 4, было очевидно, что их достоверность невысока. Специалистами ЗАО "Геофизсервис" было рекомендовано: во-первых, разобраться с контуром палеошельфа и критериями его трассирования; во-вторых, провести сейсморазведку МОГТ-3D с целью ранжирования рифов по степени их надежности [62]; в-третьих, выполнить экспертную оценку ключевых профилей паспортных объектов в рамках прецизионной системы VELINK (ООО "Геотехсистем", рис.5, [63]). Работы 3D были запроектированы на 2002 г. на Разинском рифе, так как его седиментационная высота прогнозировалась 600 м при глубине кровли рифового комплекса

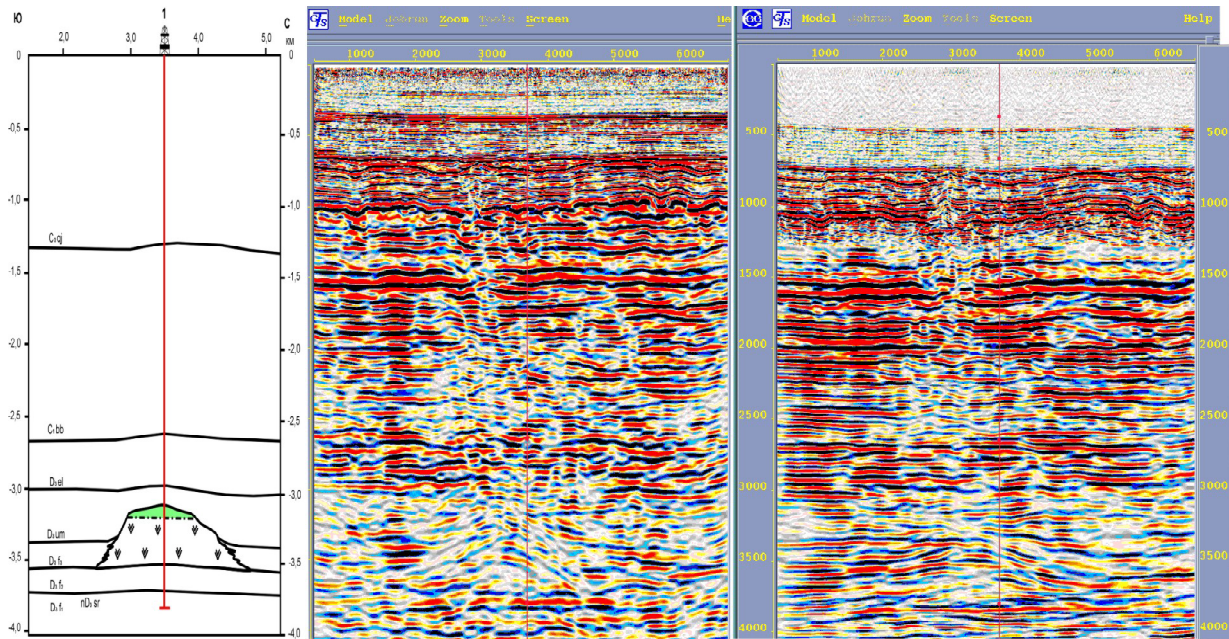


Рис.5. Геологическая (слева) и геофизическая (справа) модель Разинского рифа в глубинном формате по данным VELINK, ООО "Геотехсистем"

3280 м и высоте залежи 200 м (по аналогии с Памятно-Сасовским месторождением).

Работы по составлению проектно-сметной документации на строительство поисковых скважин были начаты со времени приемки паспортов на НТС Исполнителей и Заказчика.

Экспертной переобработкой ООО "Геотехсистем" с использованием процедуры глубинной миграции с "погружением" (пересчет сейсмограмм на уровень ниже первой жесткой границы) визуальное подтверждено существование Разинского рифа. Получены глубинно-динамические разрезы, на которых более четко "высветились" тело рифа, структура облекания над ним и клиноформенная слоистость в толще компенсации вблизи рифа. Различие левого и правого геофизического изображения определяется глубиной переобработки исходных записей ОПВ (от частичной до полной). Критерием оценки достоверности скоростной модели не смогли воспользоваться в связи с отсутствием базы параметров скорости по рифовым объектам Саратовской и Волгоградской областей, хотя по параметру скорости модель требовала доработки.

В пределах предполагаемой сводовой части Южно-Каменского объекта в 2001-2002 гг. пробурена поисковая скв.1 Южно-Каменская, достигшая забоя 3986 м и вскрывшая кровлю муллинских отложений. Скважина по условиям местности задана как наклонная, с отклонением забоя от устья на 316 м по дирекционному углу 261°. Скважиной установлено отсутствие в разрезе рифогенных известняков евлановско-ливленского возраста, вскрытие которых предполагалось по проекту на глубине 3345 м. Вместо них вскрыты глинисто-карбонатные депрессионные отложения задонского, волгоградского и евлановско-ливленского горизонтов мощностью более 300 м. Кровля евлановско-ливленского горизонта вскрыта на глубине 3611 м. Признаков нефтегазоносности во вскрытом разрезе не установлено. Сопоставление данных сейсморазведки и бурения по глубинам вскрытия основных отражающих горизонтов показывает, что по отложениям перми и карбона расхождение составляет 40-90 м и обусловлено неточностями определения скоростей. Расхождение по нижележащим горизонтам обусловлено отсутствием рифа (ошибка в геологической модели –

рис.3). Разрез депрессионных отложений аналогичен разрезу по скв.58 Перещепновской. Подошва саргаевских отложений вскрыта на глубине 3828 м. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.

Бурение скв.1 Разинской прекращено по достижению глубины 3800 м (при проектной глубине скважины 4000 м) в связи с "досрочным" вскрытием тиманско-пашийских отложений верхнего девона. Скважина вскрыла глинисто-карбонатные отложения депрессионного типа, представленные волгоградским горизонтом и предположительно евлановско-ливенскими отложениями суммарной мощностью 227 м. Кровля евлановско-ливенских отложений вскрыта на глубине 3742 м (на 462 м ниже, чем по прогнозу сейсморазведки), рифогенные известняки в разрезе скважины не отмечены. Налицо ошибка рифовой модели волгоградских сейсморазведчиков. Интересно, что паспортом, по аналогии с Памятно-Сасовским месторождением, в структуре облекания-уплотнения рифа предполагались "ограниченные скопления газа в бобриковских отложениях" без оценки перспективных ресурсов в силу их незначительности. В процессе бурения была обнаружена газонефтяная залежь в нижнекаменноугольных отложениях (бобриковский горизонт), скорее всего, связанная с литолого-стратиграфической ловушкой. Амплитуда структурной ловушки, судя по структурной карте, не превышает 10 м, размеры очень небольшие – 0,3 x 0,3 км по замкнутой изогипсе -2630 м. В скважине было произведено опробование бобриковских отложений пластоиспытателем на трубах, с выводом флюида на поверхность. Дебит газа составил 98,7-284,4 тыс.м³/сут и нефти – 22,1-60,5 м³/сут на 6-10 мм штуцере. Разинское нефтегазовое месторождение упоминается волгоградцами в статье [61] как пример успеха, хотя по типу залежи, по типу флюида и по генезису объекта прогноз не подтвердился.

В 2002 г. ЗАОр "Запприкаспийгеофизика" выполнены полевые сейсморазведоч-

ные наблюдения 3D на Иловлинско-Белогорском участке в объеме 50 км² в пределах Разинской и Южно-Белогорской структур (рис.2). Углубленная обработка и интерпретация этих материалов выполнена в 2003 г. в филиале ОАО "Сиданко" в городе Саратове (СНТЦ) с использованием обрабатывающих пакетов ECHOS/Fokus 2D/3D и Power 2D/3D ("Paradigm Geophysical"). Детально изучена площадь работ сейсморазведки МОГТ-3D с построением трехмерной глубинно-динамической модели, по основным прослеженным отражающим горизонтам составлены карты М 1 : 10 000 и М 1 : 25 000, глубинные сейсмогеологические и динамические разрезы, построены погоризонтные срезы куба и карты полей сейсмических атрибутов.

По кровле евлановско-ливенских отложений выделена Южно-Разинская структура. Она расположена в юго-западной части площади сейсморазведочных работ 3D. Структура предположительно рифового генезиса внутрибассейнового типа.

Выделение Южно-Разинской рифогенной постройки основано на следующих критериях:

- фиксация в волновом поле на сейсмических разрезах четкой динамической аномалии на уровне средне-верхнефранских отложений (эффект "серого" пятна);
- наличие структуры облекания (уплотнения) в вышележащих горизонтах;
- наличие на временных разрезах ложных антиклинальных перегибов (псевдоциклолей) по отражающим горизонтам в подрифовой толще, возникающих в случае терригенного состава вмещающих пород;
- наличие наклонных осей синфазности на участках склонов рифового тела и т. д.

Морфологическая высота постройки около 350 м. По кровле "елецкого резервуара" D₃^{el} над Южно-Разинским рифом выделяется структура облекания амплитудой 50 м. На структурной карте по кровле бобриковских отложений C₁^{bb} Южно-Разинскому объекту соответствует локальная изо-

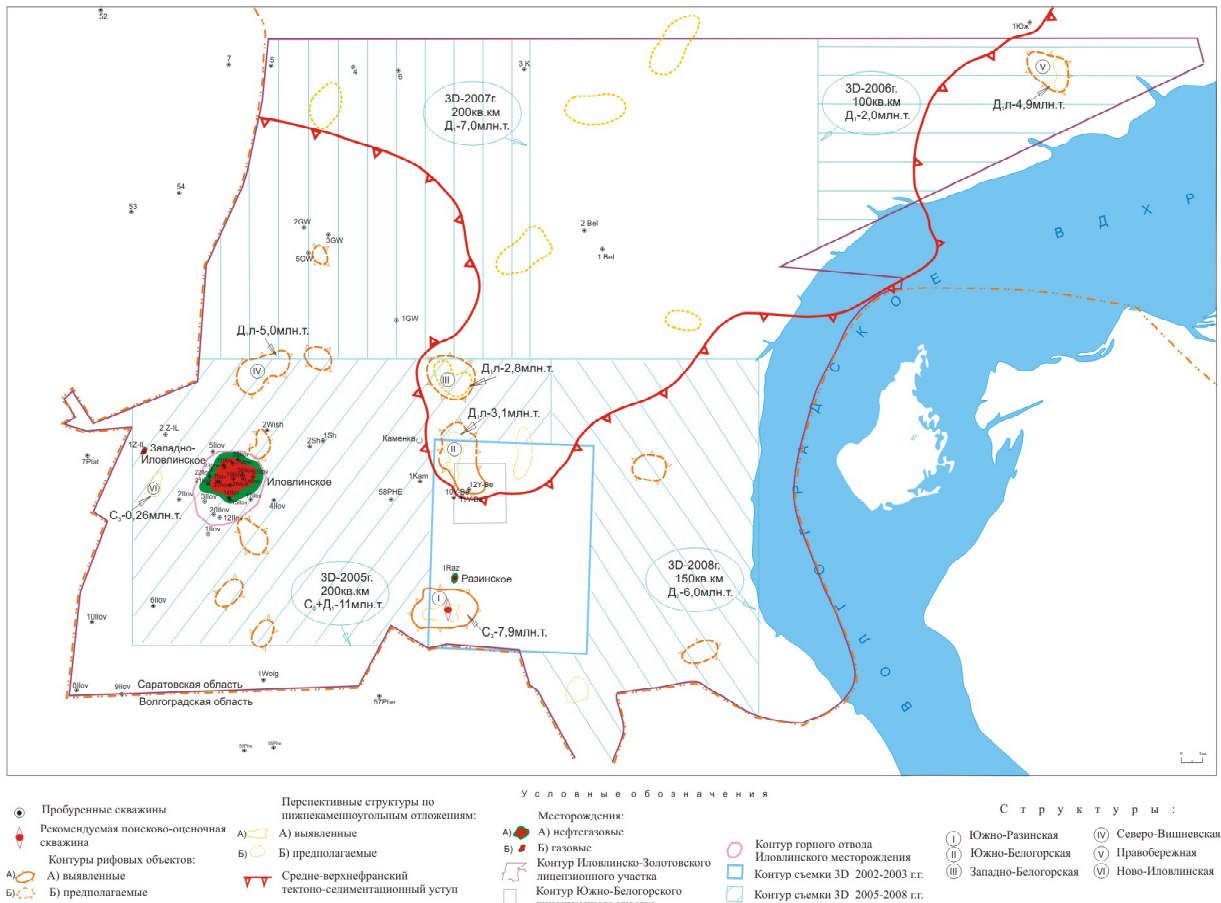


Рис.6. Рекомендации 2003 года по многоэтапной сейсморазведке МОГТ-3D на рифовых и каменноугольных объектах с расширением границ Иловлинско-Белогорского ЛУ

лированная структура, которая совпадает с зоной резкого увеличения толщин бобриковских песчаных отложений. Литологический фактор в сочетании со структурным фактором обусловил образование крупной комбинированной ловушки.

Анализ полученных материалов показывает, что скв.1 Разинская, которая была заложена по материалам сейсморазведки 2D, попала в межрифовое пространство. Разинское месторождение (C₁^{bb}) приурочено к песчаному телу небольших размеров, совпадающему со структурным носом, раскрывающимся в западном направлении.

Таким образом, в результате проведения сейсморазведки 3D получены следующие новые геологические результаты:

- уточнено строение Южно-Белогорской структуры, апикальная часть которой, вероят-

но, расположена северо-западнее площади работ (что подтвердили последующие работы открытием Лугового месторождения [65]);

- Ново-Белогорская структура по данным сейсморазведки 3D не подтвердилась;

- в пределах Южно-Разинской структуры выявлены рифогенная ловушка в верхнефранских отложениях девона и структурно-литологическая ловушка в визейских отложениях карбона;

- определено новое направление работ по поиску нефтеперспективных объектов структурно-литологического типа в терригенных отложениях карбона.

Полученная геолого-геофизическая информация позволила создать более полную геологическую модель строения и выдать паспорт на подготовленную Южно-Разинскую структуру.

Интерпретация сейсмических материалов по кубу сейсмических данных 3D обеспечила как литофациальное прогнозирование средне-верхнефранского комплекса карбонатного девона, так и изучение геометрии надрифовых и подрифовых границ.

По результатам ГРП Иловлинско-Белогорского участка в 2003 году составлена рекомендация по дальнейшему изучению "рифового направления" в девоне и русловых ловушек в карбоне (рис.6) средствами сейсморазведки МОГТ-3D, которая не была реализована в связи с окончанием срока поисковой лицензии.

Своевременная реализация рекомендаций по проведению сейсморазведки МОГТ-3D с 2001 г. [54, 61, 62] позволила бы сократить сроки открытия и разведки Лугового месторождения, снизить затраты ГРП за счет предотвращения бурения "сухих" скважин на Южно-Каменской, Ново-Иловлинской, Татъянинской площадях и повысить геологическую эффективность СФИ за счет использования правильного инструмента изучения малоразмерных стратиграфических, литологических и рифовых объектов. Безусловное

выполнение отраслевых стандартов СФИ служит гарантией обеспечения требуемого качества работ "рифового направления".

История "рифового направления" имеет счастливый конец в виде открытия Лугового месторождения [64, 65], но в рамках расширения – преобразования Иловлинско-Белогорского в Каменский лицензионный участок (ЛУ) недр. Контур Каменского ЛУ практически совпадает с контуром расширения границ Иловлинско-Белогорского участка по рекомендации 2003 года и показан на рисунке 6. Поисковые работы проводились ЗАОр НП "Заприкаспийгеофизика" с учетом опыта и накопленной геолого-геофизической информации, включая 3D-съемку на Иловлинско-Белогорском ЛУ, как на опорном полигоне. Это и послужило базой открытия, так как позволило обойти негатив "лоскутной геологии" и интерпретировать профили 2D на Луговой структуре с учетом материалов 3D-съемки. Но это уже другая история, освещенная открывателями Лугового месторождения на международной конференции в Санкт-Петербурге с символическим названием: "К новым открытиям через интеграцию геонаук" [65].

Авторы благодарят геологическую службу ОАО "Саратовнефтегаз" за разрешение на публикацию материалов изучения Иловлинско-Белогорского участка и рисунков.

Л и т е р а т у р а

1. Ампилов Ю.П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений. – М.: изд-во "СПЕКТР", 2008.
2. Бимер А., Брайант Я. и др. От пласта до трубопровода: решения в масштабе всего месторождения //Нефтегазовое Обозрение. – Шлюмберге, 1999.
3. Косентино Л. Системные подходы к изучению пластов. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ "Регулярная и хаотическая динамика", 2007.
4. Феоктистов А.В. Современные технологии регистрации геолого-геофизических данных при проведении поисково-разведочных работ на нефть и газ в Саратовском регионе //Приборы и системы разведочной геофизики. – Саратов: ФГУП "НВНИИГГ", СО ЕАГО, 2003. – № 4.
5. Феоктистов А.В., Феоктистов В.А. Современное состояние методики интегрированной интерпретации геолого-геофизической информации в Саратовском регионе //Геология Русской плиты и сопредельных территорий на рубеже веков: материалы Всерос. науч. конф., 2000.
6. Феоктистов А.В. Три аспекта геологоразведочных работ в современных условиях //Приоритетные направления геологоразведочных работ на территории Приволжского и Южного Федеральных округов в 2004-2010 гг.: тезисы докл. научно-практич. регион. конф. – Саратов, 2003.

7. Гогоненков Г.Н, Эскин В.М. Пути повышения эффективности геолого-разведочных работ на нефть: сборник науч. трудов ИГиРГИ. – М., 1988.
8. Тальвицкий Д.Б., Матвиевская Н.Д. и др. Геологическая эффективность сейсморазведки при поисках нефтегазовых структур //Разведочная геофизика: обзор ВИЭМС. – М., 1988.
9. Стратегия развития минерально-сырьевого комплекса Приволжского и Южного Федеральных округов на 2008 и последующие годы //Материалы регион. научно-практич. конф. – Саратов: ФГУП "НВНИИГГ", СО ЕАГО, 2007.
10. Стратегия развития развития минерально-сырьевого комплекса Приволжского и Южного Федеральных округов на 2009 и последующие годы //Материалы регион. научно-практич. конф. – Саратов: ФГУП "НВНИИГГ", СО ЕАГО, 2009.
11. Тимурзиев А. М. Современное состояние практики и методологии поисков нефти – от заблуждений застоя к новому мировоззрению прогресса //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 11.
12. Сейсмическая стратиграфия /под ред. Ч. Пейтона, в 2-х частях. – М.: Мир, 1982.
13. Кунин Н.Я., Кучерук Е.В. Сейсмостратиграфия в решении проблем поиска и разведки месторождений нефти и газа //Итоги науки и техники. – М.: ВИНТИ, 1985. – Т.13.
14. Пилифосов В.М. Сейсмостратиграфические модели подсолевых отложений Прикаспийской впадины. – Алма-Ата: Наука, 1986.
15. Сейсмостратиграфические исследования в СССР. – М.: Наука, 1990.
16. Шлезингер А.Е. Региональная сейсмостратиграфия. – М.: Научный мир, 1998.
17. Бабадаглы В.А., Изотова Т.С. и др. Литологическая интерпретация геофизических материалов при поисках нефти и газа. – М.: Недра, 1988.
18. Кононов Ю.С. Творчество Н.С. Шатского и развитие формационно-фациальных исследований //Недра Поволжья и Прикаспия. – 1996. – Вып.10.
19. Писаренко Ю.А. Вопросы сейсмостратиграфии, ее соотношения со стратиграфией и другими направлениями геологии //Недра Поволжья и Прикаспия. – 1997. – Вып.14.
20. Мушин И.А. Нефтегазовая сейсморазведка и сейсморазведчики в начале XXI века //Геофизика. – 1999. – № 1.
21. Структурно-формационная интерпретация сейсмических данных /И.А. Мушин, Л.Ю. Бродов, Е.А. Козлов, Ф.И. Хатьянов. – М.: Недра, 1990.
22. Гольдин С. В. Интерпретация данных сейсмического метода отраженных волн. – М.: Недра, 1979.
23. Линер К. Сейсмическая обработка 1982- 2000 //Обзор С.L. Liner, The Leading Edge. – 2002. – V.21. – № 6.
24. Клаербоут Д.Ф. Сейсмическое изображение земных недр. – М.: Недра, 1989.
25. Шерифф Р., Гелдарт Л. Сейсморазведка. Обработка и интерпретация данных. – М.: Мир, 1987.
26. Aminzaden F. Future geophysical technology trends //TLE- June-1996.
27. Конференция Европеек-2000 о мультидисциплинарности //Нефтяное хозяйство. – 2001. – №3.
28. Козлов Е.А. Модели среды в разведочной сейсмологии. – Тверь: изд-во ГЕРС, 2006.
29. Сейсморазведка //Справочник геофизика. Кн. 2. – М.: Недра, 1990.
30. РД 153-39.0-047-00 – Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. – М.: МПР РФ, 2000.
31. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений – в 2 ч. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2003;
32. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом /под ред. Петерсилье и др. – Москва-Тверь, 2003.
33. Техническая инструкция по наземной сейсморазведке при проведении работ на нефть и газ. – М.: ЕАГО, 1999.

34. Методические рекомендации по применению пространственной сейсморазведки 3D на различных этапах геологоразведочных работ на нефть и газ. – М., 2000.
35. Временное руководство по содержанию, оформлению и порядку представления материалов сейсморазведки 3D на Государственную экспертизу запасов нефти и горючих газов. – М., 2002.
36. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа. – М., 2006.
37. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчета запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернового типа /В.Б. Левянт, И.Ю. Хромова, Е.А. Козлов и др. – М., 2010.
38. Савостьянов Н.А. Российская геофизика в условиях рыночной экономики //Геофизический вестник. – 2000. – №11.
39. Феоктистов А.В., Феоктистов В.А. Зачем нужен супервайзер? (Мифы и реалии сейсморазведки) //Приборы и системы разведочной геофизики. – 2010. – № 1.
40. Феоктистов А.В. Теория и практика AVO-анализа и инверсии в Саратовском регионе //Тезисы докл. научно-практич. конф. – Геленджик: Геомодель-2002.
41. Феоктистов А.В., Феоктистов В.А. К вопросу о промышленном стандарте промысловой сейсмики //Приборы и системы разведочной геофизики. – 2003. – № 3. – С.36-39.
42. Феоктистов А.В. Сейсмоизмерение и сейсмовидение: анализ ошибок //Тезисы докл. научно-практич. конф. – Геленджик: Геомодель-2003.
43. Закономерности распространения девонских рифов и типы нефтегазоносных ловушек на площадях Волгоградской области /Г.П. Батанова, Е.П. Ягодина, В.В. Тебякин и др. //Труды ВолгоградНИПИнефти. – Волгоград, 1975. – Вып.24.
44. Барьерные рифы Умётовско-Линёвской депрессии – первоочередные объекты поисково-разведочных работ на нефть на территории Волгоградской области //Труды ВолгоградНИПИнефть. – М., 1981.
45. Новиков А.А., Саблин А.С. и др. Перспективы открытия новых месторождений нефти во внутренней части Умётовско-Линёвской депрессии //Геология нефти и газа. – 1994. – № 3.
46. Новые данные о распространении рифогенных формаций Волгоградского Поволжья, классификация рифов и вопросы методики их поисков /А.А. Новиков, А.С. Саблин, В.М. Махонин и др. //Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1998. – № 6.
47. Геолого-геофизические модели и нефтегазоносность палеозойских рифов Прикаспийской впадины /под ред. Ю.С. Кононова. – М.: Недра, 1986.
48. Яцкевич С.В., Постнова Е.В. и др. Фациально-палеогеографические критерии перспектив нефтегазоносности юга Золотовско-Каменской зоны //Недра Поволжья и Прикаспия. – 2000. – Вып.21.
49. Временные указания по методике поисков залежей нефти в ловушках неантиклинального типа. – М.: ИГиРГИ, 1986.
50. Методика поисков и разведки нефтегазоносных объектов нетрадиционного типа /под ред. А.Г. Алексина. – М.: Наука, 1990.
51. Абрамов В.А. Белокаменное месторождение – риф или ловушка иного типа? //Недра Поволжья и Прикаспия. – 1994. – Вып.7.
52. Самойленко Ю.Н., Смирнов В.Е., Иванов А.В. Новые геологические модели сложно построенной Белокаменной структуры в связи с оценкой перспектив ее нефтегазоносности //Недра Поволжья и Прикаспия. – 2000. – Вып.23.
53. Абрамов В.А. Вероятная модель формирования и строения ловушки углеводородов на Белокаменном месторождении //Недра Поволжья и Прикаспия. – 2001. – Вып.26.
54. Никитин Ю.И. К обоснованию развития геологоразведочных работ в старых нефтегазодобывающих районах Нижнего Поволжья //Недра Поволжья и Прикаспия. – 2006. – Вып.47.
55. Малышев В.В., Феоктистов А.В. О геологических и геофизических неоднозначностях региональных и локальных моделей //Стратегия развития минерально-сырьевого комплекса При-

волжского и Южного Федеральных округов на 2006 и последующие годы: тезисы докл. научно-практич. регион. конф. – Саратов, 2005. – С.120-122.

56. Феоктистов А.В., Феоктистов В.А. Методика спектрально-временного анализа и результаты ее использования в различных сейсмогеологических условиях //Материалы межведомственной научной конференции, посвященной 90-летию СГУ. – Саратов: изд-во "Колледж", 1999.

57. Феоктистов А.В., Феоктистов В.А. Параметрическое обеспечение структурно-формационной интерпретации //Новые методы и технологии обработки и интерпретации геолого-геофизических данных при проведении поисково-разведочных работ на нефть и газ: тезисы докл. научно-практич. семинара. – Саратов: изд-во "Колледж", 1999.

58. Феоктистов А.В., Феоктистов В.А. Разработка структурно-формационного обоснования натуральных моделей геологических объектов юго-востока Русской плиты //Геология Русской плиты и сопредельных территорий на рубеже веков: материалы Всерос. науч. конф. – 2000.

59. Кононов Ю.С. Проблемы поисков залежей в разнофациальных отложениях //Недра Поволжья и Прикаспия. – 2009. – Вып.60.

60. Арутюнов С. Л., Кирсанов М.В. и др. "АНЧАР" – эффективная геофизическая технология поисков и разведки нефти и газа (результаты применения в Оренбургской и Саратовской областях) //Конференция памяти В.В. Тикшаева. – Саратов, 1998.

61. Кобылкин И.А., Голиченко А.М., Андреев Г.Н. и др. Повышение геологической эффективности сейсморазведочных работ в Нижнем Поволжье //Основные направления геологоразведочных работ в Поволжско-Прикаспийском регионе на 2002 год и последующие годы: тезисы докл. регион. совещания. – Саратов, 2002.

62. Феоктистов А.В. Основные направления повышения эффективности геологоразведочных работ в современных условиях //Основные направления геологоразведочных работ в Поволжско-Прикаспийском регионе на 2002 год и последующие годы: тезисы докл. регион. совещания. – Саратов, 2002.

63. Глоговский В., Лангман С., Фиников Д. Погружение волнового поля – альтернатива миграции до суммирования //Нефтегаз. – 1998. – № 1.

64. Лавренченко Ю., Балыков О. Открыто Луговое месторождение – самое крупное в Саратовской области //Курс. Русский проект. – 2009.

65. Эффективность процедуры палеообработки на примере открытия Лугового месторождения на Нижней Волге /Г.Н. Андреев, В.В. Прудаева, С.В. Наумов, И.П. Словогородский //К новым открытиям через интеграцию геонаук: тезисы докл. международ. научн. конф. – Санкт-Петербург, 2010.

