

НАЙТИ КАРАЧАГАНАК-2!

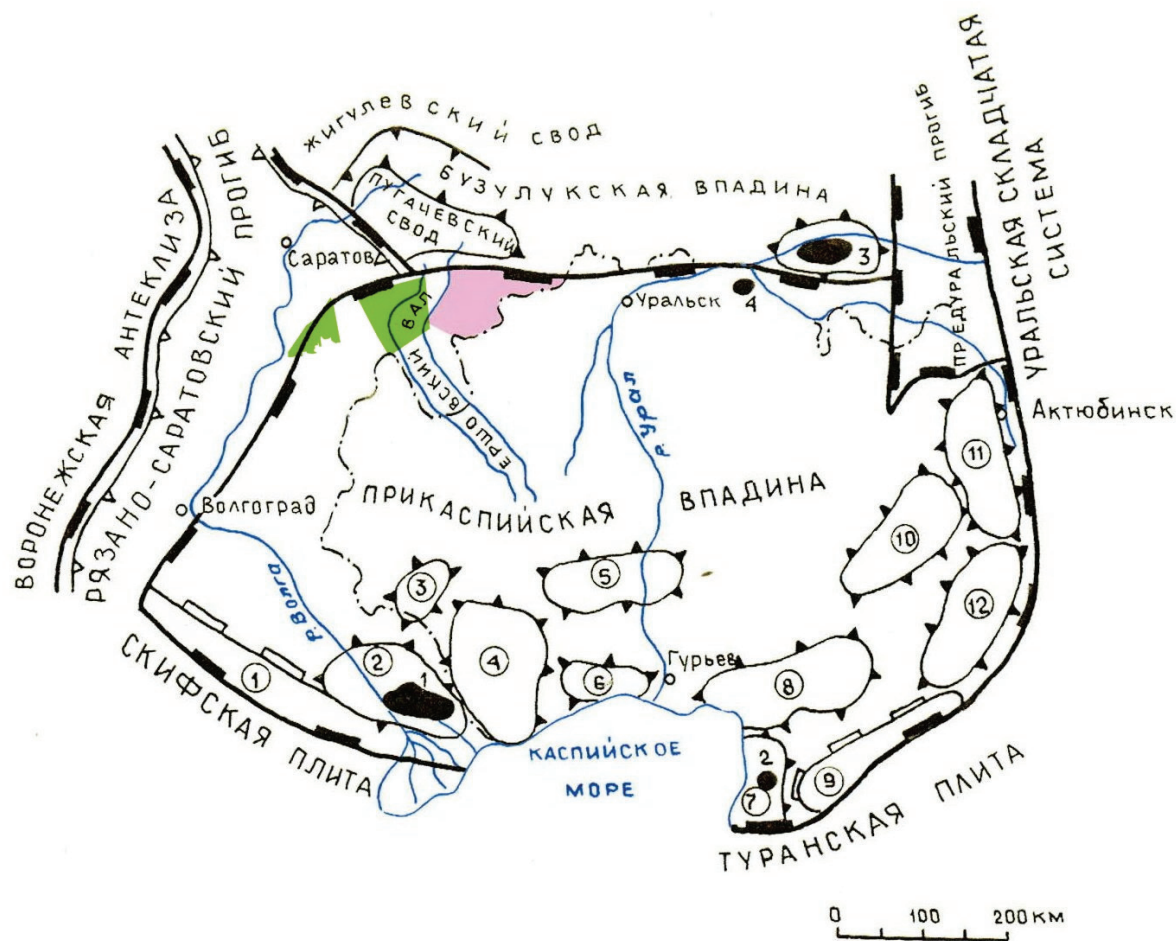
© 2012 г. А.В. Феоктистов, В.М. Лепилин, В.А. Феоктистов

Саратов

Возможно ли увеличение добычи нефти и газа по Саратовской области суммарно до уровня 5 млн т нефтяного эквивалента (н.э)/год? Этот вопрос обсуждается специалистами нефтегазодобычи все последние годы и напрямую связан с результатами геологоразведочных работ (ГРР) в регионе. Современные тенденции развития ресурсной базы углеводородного сырья и пути повышения результативности ГРР в Волго-Уральской и Прикаспийской нефтегазоносных провинциях (НГП) в целом, и в Саратовской области в частности, обсуждались в работах [1-14]. Очевидно, что в Волго-Уральской НГП возможно открытие еще нескольких десятков мелких месторождений, которые могут некоторое время поддерживать уровень добычи Саратовской области, но не нарастить его. Единственная надежда на Прикаспийскую НГП, где возможно открытие пяти месторождений в классе крупности от 1 до 3 млрд т у.т. и до трех месторождений в классе крупности до 5,5 млрд т (А.М. Репей, О.Г. Бражников, А.М. Голиченко [3], С.М. Карнаухов и др. [5]). Где и как искать уникальные по запасам месторождения Прикаспийской впадины – точно сказать не может никто, но различных мнений и рецептов наработано уже достаточно много [1-19, 23-28, 30, 41-63]. Наиболее часто в качестве аналога упоминают для саратовского сегмента Прикаспийской впадины объект "типа Карачаганак", исходя из пространственной его близости и приуроченности к северному борту (рис.1).

Если найти Карачаганак-2, то Саратовская губерния будет добывать 5 млн т н.э. и даже больше. Но чтобы его найти, надо ответить на три вопроса: 1 – как устроен Карачаганак (параметры объекта поиска); 2 – где искать аналог в Саратовской области; 3 – как искать (методы и средства поиска). Ответы на эти вопросы можно найти, изучив историю открытия Карачаганака и зная основные закономерности развития Прикаспийской НГП как его вместилища.

При поиске ответов в открытой печати любой исследователь сталкивается с влиянием человеческого фактора, выраженного в неоднозначности трактовки региональных и локальных моделей Прикаспийской впадины и Карачаганакского месторождения УВ, что явствует из работ, приведенных в списке литературы [1-65]. Это связано с подменой фактов их субъективным толкованием как отдельными специалистами, так и отраслевыми организациями, компетентными в одной геонауке или группе геонаук. Чрезвычайно высокая специализация в геофизике и геологии стала основным тормозом в объективном познании недр, а взаимная невостребованность смежных специалистов – основным источником большинства ошибок [40]. Успех применения современных технологий определяется интеграцией всех знаний об объекте поиска, системным подходом и конструктивным сотрудничеством геодисциплин на любом из этапов ГРР [16, 17, 21, 22, 24-28, 30-40, 60, 64, 65].



Границы тектонических элементов

- — — — — -надпорядковых
- ▲ — — — — — -первого порядка
- — — — — -второго порядка
- ▲ — — — — — -третьего порядка

Уникальные по запасам месторождения УВ

- 1. - Астраханское
- 2. - Тенгизское
- 3. - Оренбургское
- 4. - Карачаганакское

Тектонические элементы

- ① - ⑫ - своды и поднятия по подсолевым отложениям

- - Дергачевский и Восточный лицензионные участки
- - Прикаспийский и Карпенский лицензионные участки

Рис.1. Схема основных объектов ГРП Прикаспийской впадины и ее северного обрамления

Череда крупных открытий уникальных по запасам месторождений УВ Прикаспийской впадины была напрямую связана с техническим прогрессом в разведочной геофизике и бурении. Необходимость научно-технического прогресса была обусловлена строительством и бурением Аралсорской и Биикжальской сверхглубоких скважин с

проектными глубинами 7 км [13, 14, 46]. Выявленное несовпадение геолого-геофизических прогнозных моделей с результатами бурения этих скважин дало новый импульс методическим и техническим разработкам в области геологии и геофизики и привело к последующим открытиям. Главную роль играли сами параметрические скважины, поз-

воляющие минимизировать неоднозначность решения обратных геофизических задач в районах соляно-купольной тектоники. Материалы сверхглубокого параметрического бурения привели геологов к принципиально новым выводам. На больших глубинах горные породы, обладающие фильтрационно-емкостными свойствами, не обязательно приурочены к антиклинальным структурам, зонам выклинивания или стратиграфического несогласия, что входит в понятие ловушки УВ в методике поисков нефти и газа на малых и средних глубинах (до 3,5 км). Наличие коллектора глубже 4-5 км – явление случайное; вероятность его может быть определена только на междисциплинарном уровне изучения динамических систем, состоящих из твердой, жидкой и газообразной фаз вещества [16, 19, 42-44, 50, 52, 53]. Продуктивные подсолевые горизонты характеризуются жесткими термобарическими условиями: аномально высоким пластовым давлением (АВПД) – до 89 МПа и температурой до 180 градусов Цельсия [42]. Поэтому методические и технические средства поисков залежей на больших, малых и средних глубинах должны быть специализированными по условиям объекта или многоуровневыми.

В конце 70-х годов были открыты Оренбургское и Астраханское ГКМ, Тенгиз и Карачаганак, а также ряд других месторождений, заставивших говорить о Прикаспийской впадине как о зоне гигантских углеводородных скоплений (рис.1) [6-19]. Открытия месторождений УВ в подсолевом карбонатном комплексе были не случайными, а подготовленными скоординированными усилиями трех отраслевых министерств СССР с участием министерств Казахстана по комплексным программам ускоренного опосредования Прикаспийской впадины с подключением всех отраслевых институтов всесоюзного значения в течение трех пятилеток (1976-1990). На этапе поиска атоллоподобные органогенные постройки небольшой площади (240-400 км²), но значитель-

ной высоты (более 1000 м) – Тенгиз и Карачаганак – были выявлены по материалам гравиразведки и сейсморазведки МОГТ-2Д [14-18]. Прогноз развития шельфовых карбонатных пород, включающих рифогенные тела, до недавнего времени проводили на основе модели карбонатного кольца Прикаспийской впадины. Целенаправленный поиск карбонатных массивов на основе анализа внутренней структуры подсолевого комплекса с учетом допермского регионального плана стал стратегией геолого-поисковых работ на нефть и газ в Прикаспийской впадине [12].

В настоящее время большинство исследователей считают, что северо-западная и юго-восточная части Прикаспийской впадины развивались по разному сценарию и, соответственно, имеют разные потенциалы нефтегазоносности. Проблемы генезиса и истории развития Прикаспийской НГП пытались решить с позиции классической геологии, на основе структурно-формационного анализа и тектоники плит, предлагая различные варианты строения и нефтегазонакопления для этой крупнейшей нефтегазоносной провинции [1-13, 16, 17, 41, 42, 46-48]. Предложенные модели неоднозначны и порой противоречивы. Исследователи предлагали "рифовое направление ГРП" в качестве основного и комплексное методическое решение в виде расширенного набора геофизических и геохимических методов на поисковом этапе с опорой на сейсморазведку. В саратовском сегменте бортовой зоны Прикаспийской впадины выделяли Питерско-Новоузенскую и Уральскую подсолевые карбонатные толщи девонского и нижнекаменноугольного времени образования как зоны нефтегазонакопления (ЗНГН). Карачаганакская зона развития карбонатных отложений выступала в качестве самостоятельной [12] или в качестве Карачаганак-Кобландинской ЗНГН, поскольку включала еще и карбонаты нижнепермского возраста [11].

Разведка и освоение месторождения Тенгиз осуществлялись под эгидой Миннеф-

тепрома СССР с постановкой на месторождении пространственной сейсморазведки МОГТ-3Д на площади 580 км² силами геофизического треста ОАО "Саратовнефтегеофизика". Были спроектированы и реализованы опытные скважинные мониторинговые исследования ВСП и сейсмодпросвечивания, сделан сейсмостратиграфический анализ 3Д-съемки, дана оценка разведочных возможностей геофизических методов, установлена связь аномально высоких пластовых давлений (АВПД) с образованием карбонатных суперколлекторов за счет разрыва пластов инъекциями флюида [11, 13, 17, 18, 20, 43, 51].

На месторождении Карачаганак сейсморазведка МОГТ-3Д проводилась Мингео СССР силами ПГО "Казгеофизика", НВНИИГГ и НПО "Нефтегеофизика" [15-17]. Для реализации потенциала месторождения Карачаганак технические эксперты компаний "Аджип", "Бритиш Газ" и "Лукойл" планировали в 1999 году провести большую по объему сейсмическую съемку 3Д на площади 800 км². Для содействия в интерпретации материалов 3Д эксперты изучали возможность размещения геофонов в скважинах [19]. Материалы разведки Карачаганак рекордны по Прикаспию: пробурено 74 скважины средней глубиной 5173 м, 43 скважины оказались продуктивными, 13 скважин переданы в фонд эксплуатационных [14]. Нарботанные материалы были доступны для российской геолого-геофизической общественности до разделения единой Прикаспийской НГП на Российскую и Казахскую части и на лоскуты лицензионных участков с конфиденциальной геолого-геофизической информацией в каждом из них [1-3, 7-13, 15-17, 29, 65]. Сопоставление данных бурения по более чем 20 скважинам глубиной 4,5-5,5 км и структурной сейсморазведки (А.М. Аванесов, Г.Н. Алексеев, 1980, 1982, 1983 [29]) выявило очень большие ошибки сейсмических построений для поверхности соли от -436 м до +990 м и для первой подсолевой границы от -339

до +1068 м. Последующий пересмотр сейсмического материала, с учетом данных бурения, привел к уменьшению диапазона величин погрешностей и к сокращению их дисперсии почти в четыре раза. Сравнительный анализ сходимости данных сейсморазведки и бурения для других районов Прикаспийской впадины показал, что восточный и юго-западный борта Прикаспийской впадины более благоприятны для проведения сейсморазведки и характеризуются существенно меньшими погрешностями сейсмических построений (особенно Астраханский свод). В пределах площадей, где непрерывно ведется глубокое бурение, отмечается сокращение погрешностей сейсморазведки за счет коррекции геологических интерпретационных региональных и локальных моделей. Этому способствует постепенное внедрение современных технологий интерпретации сейсморазведки: сейсмостратиграфии [30], структурно-формационной интерпретации (СФИ, [31]) и современных отраслевых стандартов [32-39].

Освоение Карачаганак привело к обособлению девонского направления поисково-разведочных работ на нефть и газ на севере Прикаспийской впадины [9, 14], а затем и на Астраханском своде [44, 48, 53]. Поиск бессернистых залежей УВ наряду с поиском месторождений карачаганакского типа является главной стратегической задачей ГРП в программе РАО "Газпром" [48]. В период с 1993 по 2006 гг. на оренбургском участке северного борта Прикаспийской впадины было пробурено 17 скважин глубиной более 5 км на проверку рифовых объектов карачаганакского типа [2, 48, 49, 58]. На лицензионных участках РАО "Газпром" и ООО "Оренбурггазпром" широко использовались новые технологии прямого прогноза УВ: "Анчар", сейсмолокация бокового обзора (СЛБО), электроразведка ДНМЭ, площадная гравиметрия и газогеохимическая съемка. О вкладе каждой из этих методик ничего конкретного не сообщается. Указывается, что комплекс этих методик использовался в ка-

честве дополнения к паспортам на объекты, подготовленные к поисковому бурению по данным сейсморазведки МОГТ. Судя по весьма критическим отзывам в отношении основного метода – сейсморазведки, можно полагать, что прямой прогноз на промышленные скопления УВ пока не работает, а по материалам бурения "рифовое направление" не подтверждается [48, 49, 58, 60]. Результаты ГРП в Прикаспийской впадине обобщены в работе [48]. По мнению группы специалистов, прогнозы на рифовые объекты по всему периметру Прикаспийской впадины потерпели полный крах. Объекты карачаганакского типа не найдены в связи с недостаточной эффективностью полевых геофизических методов для соляно-купольных областей и больших глубин. В первую очередь это относится к сейсморазведке. Не подтверждаются бурением не только аномалии сейсмической записи типа "риф", но и подготовленные сейсморазведкой локальные структуры. Аналитические выводы специалистов свидетельствуют о неадекватности модели и геологического строения бортовой зоны Прикаспийской впадины, вследствие недоучета качественных изменений фильтрационных и емкостных свойств горных пород на больших глубинах, влияющих на картину распределения залежей нефти и газа. С.М. Карнаухов (ОАО "Газпром", [49]) указывает на ошибки сейсморазведки по гипсометрии подсолевых горизонтов от 248 м (скв.1 Каинсайская), 690 м (скв.1 Буранная) до 2138 м (скв.1 Южно-Линёвская) и подтверждает, что волновая картина на Южно-Линёвском объекте сформирована толщей перемятых галогенных отложений иренского возраста, а Линёвская аномалия типа "риф" образована терригенно-карбонатно-галогенными породами того же возраста. Толщина нижнепермских карбонатов в депрессионной фации составила 82 м, вместо 1669 м ожидаемых рифовых известняков. По результатам сейсморазведки 3Д исследователи пришли к выводу, что на изученном участке отсутствуют крупные перспектив-

ные структурные формы. Скважины 1 Южно-Линёвская и 2 Каинсайская заложены не в оптимальных условиях, но "не исключается возможность наличия во внутренней при- бортовой зоне органогенных построек карачаганакского типа" [49]. Для построения адекватной модели северной бортовой зоны в Южном Оренбуржье необходимо иметь хотя бы один кондиционный профильный сейсмогеологический разрез с полноценными данными по скважинам [48]. Предполагается пробурить поисковую скважину в своде Линёвской структуры и еще одну скважину на участке резкого уклона борта. Примечательно, что до бурения сейсмические структуры были дополнительно изучены детальными исследованиями методом низкочастотной разведки "Анчар" и газогеохимической съемки по Каинсайскому, Буранному и Барханному участкам. На Южно-Линёвской структуре аномалии типа "риф" удовлетворительно совпадали с контуром аномалии "Анчар". Бурение начато после получения положительных заключений на проект специалистов ГАНГа и международного эксперта Х.Е. Соколина [49]. Отрицательные результаты бурения при столь мощной проработке проектов связаны с человеческим фактором. Поисковые модели создавались представителями разных геонаук, опираясь только на собственные данные, без составления согласованной модели в мультидисциплинарном режиме. Решение о бурении скважины принималось по данным сейсморазведки 2Д до завершения работ 3Д. Обычно при таком сценарии и возникает взаимная невостребованность в смежных специалистах, что является причиной ошибок при создании интерпретационных моделей в сложных многоцелевых проектах [40, 64, 65]. Непрофильные (для РАО "Газпром") отраслевые стандарты [31-39] при этом могут игнорироваться.

На Астраханском газоконденсатном месторождении (АГКМ) были успешно испытаны новые средства сверхглубинной высокоразрешающей электроразведки с

МГД-генератором [21]. Сейсморазведка МОГТ-3Д в комплексе с гравиразведкой проводится в настоящее время на площади всего горного отвода АГКМ (2099 км²) по специальной комплексной программе РАО "Газпром" [1-3, 48, 53]. Основной целью разведки является поиск бессернистого газа, залежи которого прогнозируются в отложениях девона. Параметрическим бурением скв.2 Девонской из терригенных отложений среднего девона получен приток сухого метанового газа без сероводорода. Работы по испытанию скв.2 Девонской проводила компания "Халибуртон", но из-за сложнейших горно-геологических условий даже такой известной компании не удалось выполнить их качественно для карбонатных пород среднего и нижнего девона. Оценки нефтегазоносности не могут быть признаны достоверными [48]. Аномалия сейсмической записи, трактуемая геофизиками как объект типа "риф", бурением скв.1 Правобережной не подтвердилась [48]. Установлен принципиально другой тип объекта: субвертикальная система трещиноватых пород (ЗТР-зона тектонического разуплотнения, или "газовод" [52], или ЗПТ-зона повышенной трещиноватости [53]). Предложена автоколебательная модель формирования месторождений-гигантов Прикаспийской впадины [43, 44]. Отмечено, что ЗТР уверенно картируется 3Д-сейсморазведкой в "сверхтолстых" продуктивных карбонатных толщах [52]. Специалисты "Statoil" такие зоны на сейсмопрофилях называют "сейсмическими дымоходами" и связывают их с путями миграции "коровых" углеводородов. Голландская компания "dGB" (de Groot-Bril Earth Sciences) совместно со "Statoil" разработала коммерческие услуги под названием "The Chimney Cube". Они предусматривают использование нейросети для автоматизации выделения "сейсмических дымоходов" до источника с прогнозом заполненных и сухих структур. Нефтегазонакопление в корово-трещинной среде подсолевого комплекса обусловлено не столько силами гравитации, а также воды,

сколько внедрением в эту среду и термогеодинамически активную зону "корового волновода" – струи углеводородов под значительным давлением с образованием залежи массивного типа в карбонатных коллекторах с этажом нефтегазоносности до 1600 метров в высокоамплитудных ловушках (Тенгиз, Карачаганак). Прорвавшиеся флюиды из зон "корового волновода" взаимодействуют с уже образовавшимися флюидами, в результате чего формируются сложные однофазные и двухфазные флюидальные системы, чуждые то-му глубинному интервалу, на котором они обнаружены [43, 44, 52]. Появление автоколебательных моделей миграции УВ в трещиноватой среде верхней коры связано с пробелами классической теории органической нефти и латеральной миграции. Ведущая роль вертикальной миграции УВ по дизъюнктивным нарушениям и стратиграфическим окнам из верхнедевонско-турнейского комплекса в визейско-башкирские и нижнепермские коллектора месторождений Прикаспийской впадины отмечена в работе [45].

На уникальных месторождениях Прикаспийской НГП, как на опорных полигонах, разрабатывались аппаратурно-технические средства, методики и программные комплексы для интеграции геофизических материалов грави-, магнито-, электро- и сейсморазведки в наземном и скважинном вариантах и бурения с целью уточнения геологического строения сложно построенных объектов, определения их физических параметров и поисковых признаков, прогноза вещественного состава резервуара и флюидонасыщения [15-21], по сути, на междисциплинарном уровне. Концентрация сил и средств на локальных объектах Прикаспийской впадины привела к совершенствованию техники и технологий, приборов и систем разведочной геофизики, разработке новых научных направлений в нефтяной геологии с учетом достижений в смежных направлениях наук о Земле. К одному из таких новых научных направлений относится комплексное изучение современной геодинамики осадочных

бассейнов на базе нового поискового метода – разведочной геодинамики. Физико-геологические основы этого метода базируются на представлениях о ловушках нефти и газа как о динамических системах дискретной геофизической среды [50]. Благодаря научно-техническому прогрессу существующие методы разведочной геофизики выходят на прецизионный уровень измерения параметров геофизических полей при выделении тонких особенностей строения геологического разреза и флюидонасыщения. Это позволяет проводить мониторинг измерений в интересующих точках среды с целью фиксации короткопериодных вариаций во времени естественных и искусственно возбуждаемых геофизических полей для контроля деформационных процессов в среде, прослушивания "голоса залежей" УВ, выявления активных разломов. Так, надежно установленные вариации во времени (или изменчивость во времени) аномалий силы тяжести порядка $(2-3) \cdot 10^{-6} \text{ м/с}^2$ в год соизмеримы со стационарными локальными аномалиями силы тяжести, которые используются при анализе и интерпретации возможных прямых эффектов от залежей углеводородов. На этом эффекте основан прямой поиск залежей нефти и газа гравиметрическим методом, разработанным в ИГиРГИ. Выявлены весьма высокие значения вариаций во времени параметров геомагнитного поля (до 8-10 нТл), что также требует учета фактора изменчивости во времени геомагнитного поля при прогнозировании геологического разреза. Получены надежные данные по вариациям во времени параметров сейсмического волнового поля за счет влияния современных деформационных процессов в среде. Экспериментальные режимные наблюдения (сейсмическое просвечивание) зарегистрировали на ряде нефтяных месторождений вариации времен пробега сейсмических волн, достигающих 10-20 мс в интервале глубин 1500-2000 м [50, 51]. Эти вариации могут быть источниками ошибок структурных построений сейсморазведки и

неоднозначностей локальных моделей, но могут и использоваться для прогноза зон повышенной трещиноватости, тектонических нарушений и других задач ПГР. Подобная концентрация сил и средств для отдельного недропользователя в рамках отдельного лицензионного участка в настоящее время просто недостижима даже при наличии на сервисном рынке самых современных технологий [22].

Разработанные на уникальных месторождениях Прикаспийской впадины методики и технологии широко применяются для поисков объектов "типа Карачаганак", но за 30 лет Карачаганак-2 так и не найден [1-3, 13, 14, 30, 47-49]. В Саратовской области такой объект искали на Владимировской, Тимофеевской, Дьяковской, Южно-Дьяковской, Суслинской, Алтатинской, Южно-Алтатинской площадях, на Чёрной Падине, но пока безрезультатно [23-28, 46, 47, 60]. Наиболее оптимистичный результат по рифовому резервуару получен в скв.1 Чёрная Падина [3 – Писаренко Ю.А., 62]. По сопоставлению результатов бурения и сейсморазведки установлены ошибки структурных, стратиграфических, структурно-формационных, литолого-фациальных, емкостных и фильтрационных моделей, построенных специалистами различных нефтесервисных компаний и отраслевых институтов при подготовке объектов к поисковому или параметрическому бурению [46, 47, 60]. Основная причина ошибок – человеческий фактор, взаимная невосприимчивость смежных специалистов, отсутствие доступа к фактической информации и нарушение современных отраслевых стандартов [31-40, 59, 64, 65]. Так, специалисты НВНИИГГ утверждают, что неоптимальность моделирования объектов "типа Карачаганак" главным образом обусловлена недостаточной аналогией со строением и развитием его базовой модели и объективно затруднена фактором соляной тектоники [13, 17, 46, 47]. Но ведь сам Карачаганак все-таки был найден в 1979 году, несмотря на фактор соляной тектоники и запредельные

ошибки структурных моделей сейсморазведки [29], а полных геологических аналогий в природе и не бывает. Что касается девонского цоколя, то его поиски завязаны на мелкоблочность тектоники в зоне сочленения Пачелмского авлакогена с Прикаспийской впадиной, которая практически не подтверждена фактами (материалами бурения) и потому имеет максимальную степень неоднозначности, хотя региональный этап исследований считается завершенным [7-13, 41, 42, 46, 47]. Геологические и геофизические неоднозначности региональных моделей приводят к различной оценке ресурсной базы, ошибкам в геолого-экономической оценке инвестиционных проектов и общему снижению эффективности ГРП. Так, рассматривая структурные карты по подошве соленосного комплекса, построенные по материалам интерпретации тысяч километров новых сейсмических профилей, отработанных в пределах всего северного борта Прикаспийской впадины, Ю.А. Писаренко установил отсутствие надежных структурных поднятий и тектонических нарушений [3]. "Сейсмическая моноклираль" северной бортовой зоны контрастирует со структурными планами соленосных бассейнов Припятской и Днепровско-Донецкой впадин, где амплитуды разломов подсолевого ложа могут составлять сотни метров, а подсолевые поднятия контролируются положением соляных гряд и куполов. По мнению Ю.А. Писаренко, для выявления нескольких крупных по запасам углеводородных объектов и повышения их достоверности необходимо силами НВНИИГГ провести уточнение структурной основы подсолевого ложа Прикаспийской впадины на базе комплексного анализа данных геофизики и геодинамического анализа формирования структурных планов осадочного чехла. Это типичное проявление человеческого фактора как реакции на неоднозначности региональных и локальных моделей. Любому квалифицированному специалисту (организации) при сравнительном анализе геологических моделей знакомых тер-

риторий кажется, что будь у него вся база данных по сравниваемым моделям, он сделал бы "единственно правильную" модель. Это заблуждение основано на отождествлении фактических материалов с их интерпретациями, которые неоднозначны по определению обратных задач геофизики. Геодинамическая модель Прикаспийской впадины уже создана, и не одна [11, 12, 41-44, 46], но будем надеяться, что именно уточненную структурную основу представит НВНИИГГ в обоснование заложения параметрических скважин: Никольской и 1 Озинской глубиной 7080 м в Алтатинской ЗНГН [1 – Скорнякова Е.Г., 2 – Воробьев В.Я., 3 – Куколенко О.В.]. По материалам поисковых работ на Восточном лицензионном участке (ЛУ) Б.А. Соловьевым в 2006 г. предлагалось бурение Западно-Глазовской параметрической скважины в пределах Алтатинской зоны подсолевых поднятий [1, 11] (рис.1; срок действия лицензии был закончен 31.12.2002; Восточный ЛУ перешел в нераспределенный фонд). За счет средств федерального бюджета в 2004-2009 гг. проведены зонально-региональные геофизические работы в пределах нераспределенного фонда Прикаспийской территории силами ФГУП НВНИИГГ [1, 3] с выявлением двух крупных подсолевых объектов с ресурсами более 600 млн т (news.sarbc.ru, Морозов В.Ю., 27.05.2010).

По мере роста числа неподтвержденных объектов карачаганакского типа по всему периметру Прикаспийской впадины стали предлагаться другие направления ГРП в качестве альтернативных. В 1992 году предложено Б.А. Соловьевым считать "новым перспективным направлением поисков терригенные ниже-среднекаменноугольные и нижнепермские отложения, прежде всего в зонах аванделъта и конусов выноса" [11]. Эта идея быстро нашла сторонников в связи с наличием подобных объектов в Саратовской области и даже их доказанной продуктивности на Кенкияке, Восточном Акжаре и др. [1 – Антипов М.П., 2 – Никитин Ю.И., 7, 14, 42, 61-63].

Перспективы открытия бессернистой высококачественной нефти оказались наиболее реальны в надсолевом комплексе отложений. Продуктивные горизонты залегают на глубинах от 50 до 3500 м [14]. Целенаправленные поисковые работы на нефть в надсолевых отложениях в основном проводятся только в южных районах Прикаспия, где открыто более 100 месторождений. В последнее время открыты 4 средних по запасам месторождения и одно крупное месторождение Кенбай (1986 г.) [11, 14, 46, 54-58]. До этих открытий поискам нефти и газа в надсолевом комплексе не придавалось должного внимания.

Эпизодическое проведение поисковых работ на северном борту и в центральных районах Прикаспийской впадины привело к открытию нефтяных (Куриловское, Узеньское) и газовых (Старшиновское, Спортивное, Таловское) месторождений (рис.2). Многочисленные газопроявления установлены в верхнеплиоценовых отложениях на большей части территории региона [11].

По мнению специалистов ФГУП НВНИИГТ [3], имеющегося параметрического материала явно недостаточно для успешного проведения поисковых работ геофизическими методами на территории Прикаспийской НГП. Перспективным направлением, способным обеспечивать ежегодный прирост запасов нефти за счет открытия мелких (и, возможно, средних) по запасам месторождений, являются мезозойские отложения российской части Прикаспийской НГП. Однако до сих пор отсутствует удовлетворительная методика, обеспечивающая эффективный поиск таких месторождений в условиях соляно-купольной тектоники. Например, из 8 скважин (затрачено 415 млн руб.), пробуренных недропользователями в 2007 г. на объектах, подготовленных сейсморазведкой по надсолевым отложениям, продукция получена только в одной скв.1 Узеньской – фонтанный приток нефти из триасовых отложений в интервале глубин 975-985 м, Саратовская область, Карпенский ЛУ. Нельзя

согласиться с утверждением из работы [3], что эффективная методика изучения надсолевого структурного этажа отсутствует. Эта методика есть и называется в западном варианте "сейсмостратиграфией", а в отечественном варианте – структурно-формационной интерпретацией (СФИ) [30-40, 59, 65]. Эффективность методики возрастает в случае ее комплексирования с мало-среднеглубинным бурением поисковых скважин. Повышение достоверности интерпретации достигается подбором оптимального комплекса геофизических методов и их оперативного анализа с материалами бурения по мере ввода в действие новых скважин (рис.3, 4). Переход на 3Д-сейсморазведку при картировании надсолевых структур обусловлен геологическим строением поисковых объектов и рекомендован отраслевыми стандартами [36-38].

По данным управления "Саратовнедра" в Саратовской области более 44-х компаний занимаются поисково-разведочными работами, 16 – добывающей деятельностью и только одна "Прикаспийская газовая компания" (ООО "ПГК") реально ищет Карачаганак-2 современными технологиями интегрированной интерпретации разнородной геолого-геофизической информации с опорой на сейсморазведку МОГТ-3Д и поисковым бурением (скв.1 Графовская), проводит поиск, разведку и добычу нефти из надсолевых залежей Узеньского месторождения, открытого ООО "ПГК" в 2007 году. Компания владеет лицензиями на Прикаспийский и Карпенский участки недр, контуры которых показаны на рисунках 1, 2, 5. Для "Прикаспийской газовой компании", работающей с участием иностранных инвесторов, открытие уникальных по крупности объектов несет большой политический риск в дополнение к рискам геологическим. Сейчас, по закону, иностранцы могут участвовать в разработке любого месторождения с запасами более 70 млн т нефти или 50 млрд м³ газа только в качестве миноритарных акционеров.



Рис.2. Тектоническая схема саратовского сегмента северного борта Прикаспийской впадины 2006 г.

На рисунках 2, 5 контуром показаны площади детальных сейсморазведочных работ МОГТ-3Д, используемых для построе-

ния единой совокупности шести моделей в соответствии с современными отраслевыми стандартами как для подсоловых объек-

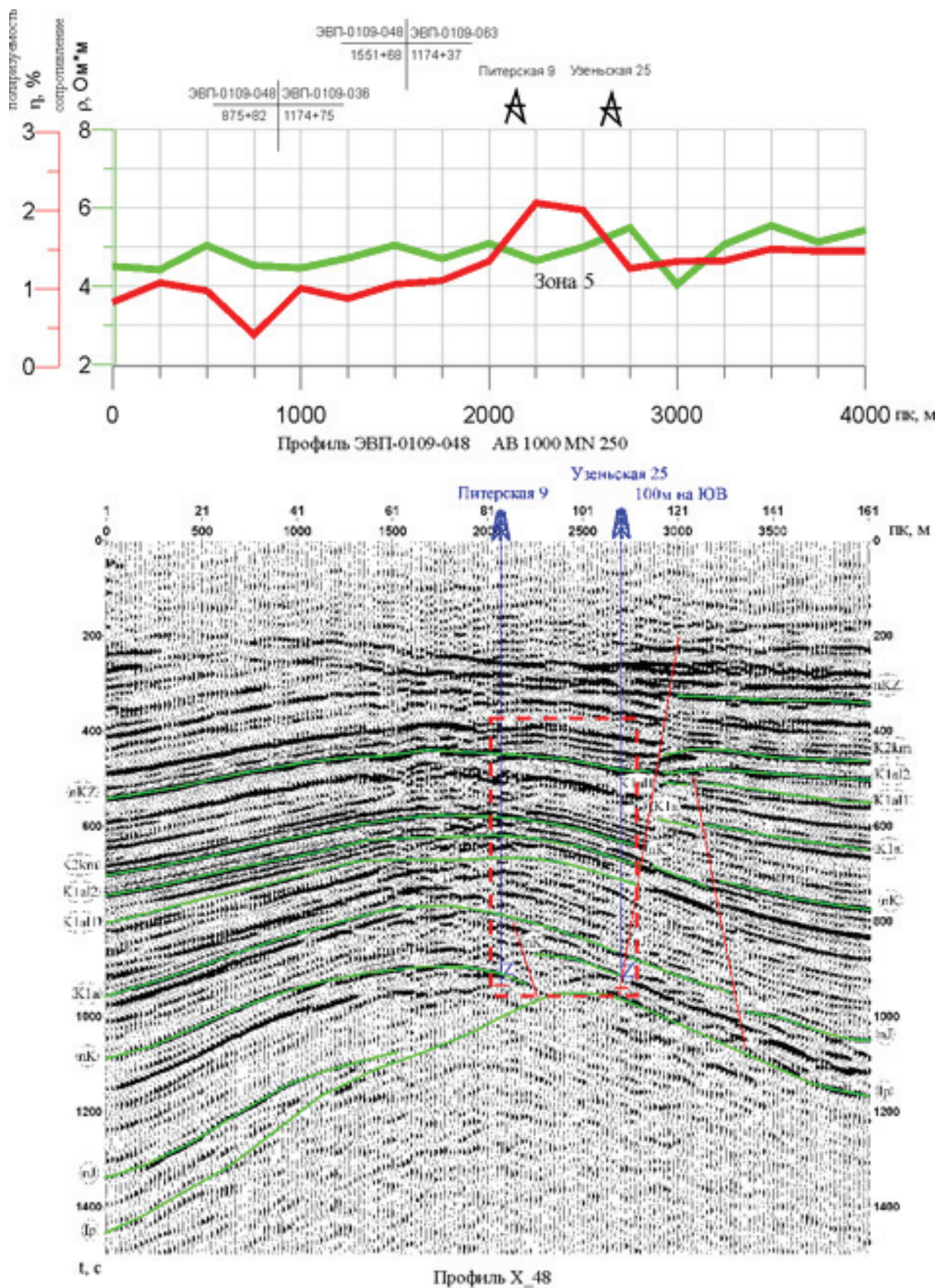


Рис.3. Комплексирование электроразведки и сейсморазведки на Узеньском месторождении

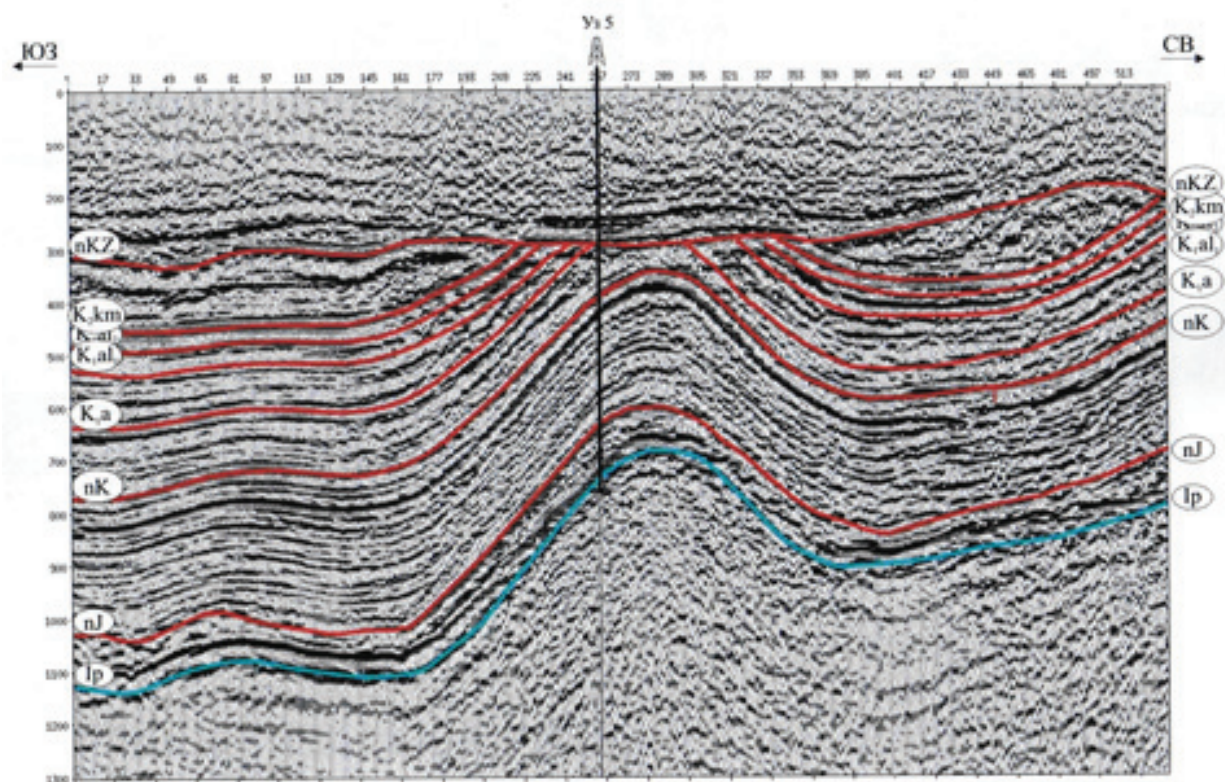
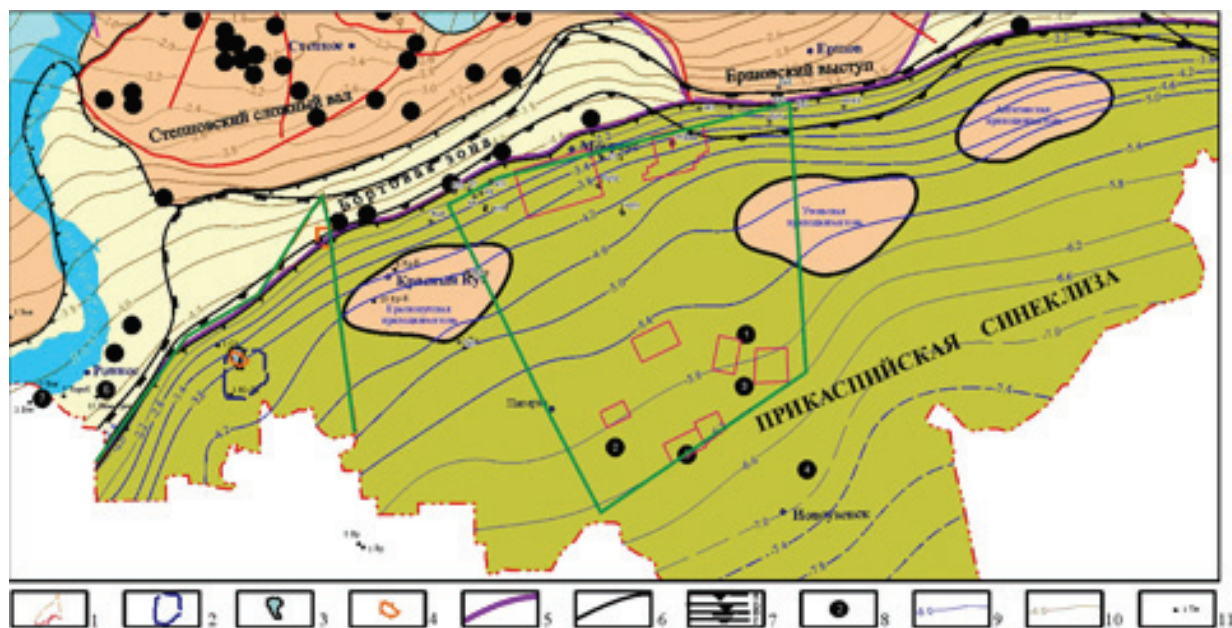


Рис.4. Вертикальное сечение куба 3Д Узеньского блока. ООО "ПГК"



1 – контур Прикаспийского лицензионного участка; 2 – контур сейсмических работ МОГТ-3Д; 3 – контур центральной части среднефранской карбонатной банки; 4 – контур верхнефранской рифогенной постройки; 5 – границы структур I порядка; 6 – границы структур II порядка; 7 – седиментационные уступы (а – московско-артинский, б – верхневизейско-нижнебашкирский, в – фаменско-нижнетурнейский, г – средне-верхнефранский); 8 – месторождения УВ (1 – Таловское, 2 – Старшиновское, 3 – Куриловское, 4 – Спортивное, 5 – Узеньское, 6 – Лимано-Грачёвское, 7 – Белокаменное); 9 – изогипсы по подошве кунгурских отложений (км); 10 – изогипсы по подошве саргаевских отложений (км); 11 – скважины

Рис.5. Тектоническая схема Прикаспийской синеклизы по Шебалдину В.П., 2008 г. [63]

тов карачаганакского типа, так и для надсолевых месторождений и поисковых объектов [31-40]. На Узеньской и Восточно-Узеньской площадях пробурено 11 поисково-разведочных скважин, семь из которых дают нефть хорошего качества. На площади продуктивны отложения триасового и нижнемелового возраста. На этапе поиска и разведки используется наземная и скважинная сейсморазведка МОГТ-2Д/3Д и ПМ ВСП, детальная электроразведка методом ЗС и ВП (рис.3, 4). На региональном и поисковом этапе применяется комплексирование грави- и магниторазведки с целью выявления подсолевых карбонатных массивов увеличенной толщины по авторской методике построения карт комплексных параметров [24-26, 28]. В пределах выявленных карбонатных массивов (рис.2) концентрируются детальные геофизические работы сейсморазведкой МОГТ-2Д/3Д. Подрядчики выбираются на конкурсной основе по критерию цена/качество с приоритетом параметра качества работ. Применяется двойной супервайзерский контроль качества работ (от Заказчика и от Подрядчика) на всех этапах ГРР. В качестве подрядчиков в различное время привлекались: ЗАО "ЛУКОЙЛ-Саратов", ЗАО "ЛУКОЙЛ-ПРЭМ", ТТП "Саратовнефтедобыча", ОАО "Саратовнефтегеофизика", ОАО "Волгограднефтегеофизика", ООО "Сиям Мастер", ООО НПК "Геопроект", ООО "Северо-Запад", "Шлюмберже Лоджелко Инк".

Если с надсолевыми объектами большая часть проблем решена, то поиски объекта "типа Карачаганак" осложняются неоднозначностями региональных моделей и полным отсутствием данных параметрического бурения того самого цоколя, о котором постоянно напоминают специалисты ФГУП НВНИИГГ [13, 16, 17, 46, 47].

По отраслевым стандартам ГРР проводят по этапам и стадиям. Причем результаты работ предшествующего этапа являются основанием для последующего этапа работ. Региональный этап завершается составлением тектонической схемы региона с опре-

делением основных параметров строения фундамента на основании параметрического бурения и глубинных геофизических методов (ГСЗ, КМПВ, МПОВ, МОВЗ, НЧ ОГТ, МТЗ, грави-, магниторазведка и др.). Как отмечено выше, тектоническая схема Прикаспийской впадины не имеет материалов параметрического бурения по отложениям фундамента, рифея и нижнего палеозоя, что приводит к неоднозначностям региональных моделей, а значит и к неоднозначностям расчета начальных сырьевых ресурсов. Прогноз ресурсной базы Саратовской области [1-4] выполнялся по тектонической схеме (рис.2), где число структур второго порядка и их дислокация резко отличаются от рисунка 5. Изменения вызваны главным образом результатами новых полевых работ сейсморазведки МОГТ-2Д на Карпенском и Прикаспийском участках в период 2006-2008 гг. и тематических работ по обобщению и переинтерпретации геофизических, геологических материалов и бурения скважин, к которым привлекались и специалисты НВНИИГГ (Писаренко Ю.А. и др.) (рис.5). Алексашкинская приподнятая зона (рис.2) снята с баланса ресурсов СЗ по результатам переинтерпретации 1996 года. Текущими работами ОАО "Саратовнефтегеофизика" не подтвердился Волгоградско-Краснокутский вал амплитудой около 400м [63].

Для построения адекватной модели северной бортовой зоны в саратовском сегменте Прикаспийской впадины необходимо иметь хотя бы один кондиционный профильный сейсмогеологический разрез с полными данными по скважинам.

В подсоловом мегакомплексе выделяют два крупных структурно-формационных подэтажа: нижний, представленный отложениями рифея-венда и частично нижнего палеозоя, и верхний, в объеме от среднего девона до нижней перми. Отложения нижнего подэтажа, по-видимому, наиболее интенсивно подвержены разломно-блоковой тектонике и бурением во впадине не вскрыты. Литолого-формационные модели верх-

него подэтажа представлены на продолжении Карпенской расщелины бортового уступа линией скв.2 Владимирской, скв.1 Тимофеевской. Опорные модели по этой линии строятся неоднозначно разными авторами [60], что указывает на значительное влияние человеческого фактора и высокий геологический риск ошибки интерпретационной модели. Ценность расщелины дополнительно снижается в связи с резким сокращением толщины верейско-мелекесских отложений до полного выклинивания с запада на восток в пределах Карпенского участка. Отсутствие верейско-мелекесских отложений установлено бурением в скв.1 Жулидовской, скв.7 Ершовской и др. В этом же направлении фиксируется постепенный рост сейсмических скоростей в интервале от отражающего горизонта P_1 до P_2bs с 4300-4500 до 5600-6000 м/сек. Расщелина по линии скв.1 Солнечной, скв.1, 2 Чёрная Падина, материалы сейсморазведки МОГТ-2Д и карты комплексных параметров по данным гравиметрической и магниторазведки позволили выявить карбонатные массивы, размеры которых значительно уступали Карачагану, но требовали детализации современной объемной 3Д-сейсморазведкой. Эффективность 3Д-сейсморазведки при изучении одиночных внутрибассейновых рифов или атоллообразных карбонатных массивов доказана на известных месторождениях [16-19, 32-39, 65]. Как поисковый инструмент антиклинальных и неантиклинальных объектов сейсморазведка не имеет себе равных, особенно с созданием отраслевого стандарта СФИ, объединяющего геологию, геофизику и геохимию с целью перехода "от сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа" [30, 31, 40, 59, 64, 65]. Проектирование сейсморазведки 3Д требует специальных знаний, анализа результатов предшествующих работ, достаточно точного представления о параметрах объекта детализации и некоторыми экспертами считается самым сложным моментом, определяющим успех ГРП в целом. Есть мнение,

что "лучше сейсмики 3Д – только сейсмика 3Д, хорошо спланированная" (Козлов Е., Боуска Дж. и др., 1998). У нефтяных компаний, как правило, специалистов по планированию 3Д-съемок нет. Поэтому при постановке работ обычно применяют простое правило: площадь поля полной кратности должна вдвое превосходить площадь изучаемого объекта. Второе правило говорит, что лучше использовать "разреженную съемку" при большей площади охвата всего объекта и такой же площади фонового пространства, чем высокую кратность суммирования только в центральной части изучаемого объекта. Полевые работы сейсморазведкой МОГТ-3Д с целью детализации подсолевых карбонатных массивов проводились на Южно-Мокроусовском (160 км²) и Южно-Ершовском (100 км²) блоках Карпенского участка недр общей площадью – 260 км² силами ОАО "Саратовнефтегеофизика" и ОАО "Волгограднефтегеофизика" (рис.2, 5). На Прикаспийском ЛУ площадь 3Д-съемки составила 77,7 км² (рис.5). В статье рассматриваются только результаты работ на Южно-Ершовском блоке, где завершено поисковое бурение скв.1 Графовой глубиной 5379 м.

Обработка-интерпретация материалов МОГТ-3Д и МСК на Южно-Ершовском блоке проведена в Департаменте обработки данных и консалтинговых услуг "Шлюмберже Лоджелко Инк" с использованием самых современных технологий и программных комплексов Omega, Petrel 2007.1.2 с применением глубинной миграции до суммирования (PSDM), расчетом AVO и других атрибутов. Бренд-компания "Шлюмберже" знаменита тем, что имеет самые высокие корпоративные стандарты качества работ в части бурения и проведения интегрированной интерпретации 2Д/3Д-сейсморазведки и фирменное программное обеспечение. Дополнительной гарантией качества работ служил мультидисциплинарный подход к построению 3Д-геологических моделей в итерационном режиме. Для стратиграфической,

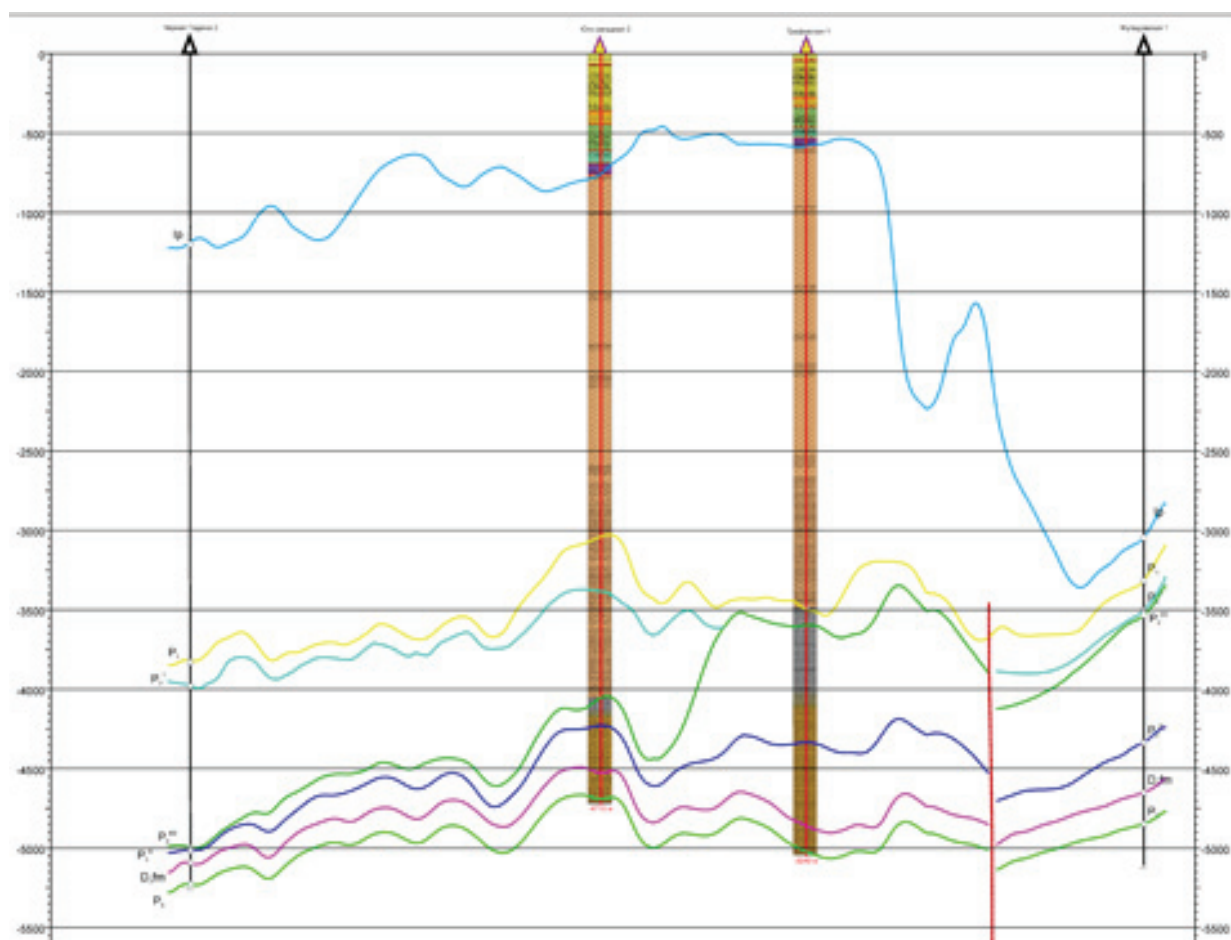


Рис.6. Совокупность моделей Графовской и Юго-Западной структур по линии скважин: 2 Чёрная Падина, 2 Юго-Западной, 1 Графовской, 1 Жулидовской. Интерпретация композитного профиля 2Д-3Д

кинематической и динамической привязки отражающих горизонтов были использованы параметры окружающих глубоких скважин (3 Мокроусовской; 1, 2 Чёрная Падина; 1 Солнечной; 1 Жулидовской). Были выделены и прослежены отражающие горизонты: I_p , P_1 , P_2^1 , P_2^{BS} , P_2^S , D_{3fm} , P_3 , построенны структурные и скоростные модели. На Южно-Ершовском блоке подготовлены под бурение две структуры: Графовская и Юго-Западная. Предполагалось различие моделей формирования этих структур. Графовская структура прогнозировалась как объект карачаганакского типа. Построенная модель Графовской структуры представляла собой по отражающему горизонту P_2^{bs} южное продолжение обширной гипсометрически приподнятой зоны, оконтуриваемой изогипсой минус 3800 м и имеющей амплитуду 650 м,

с северо-востока ограниченной тектоническим нарушением, а с северо-запада – условно принятой линией замещения коллекторов на низкопоровые, непроницаемые карбонатные породы. В плане вышеуказанной структуре соответствует зона увеличенных толщин от 600 м до 1050 м, сформированная за счет процессов рифообразования в нижнебашкирско-верхневизейское время. Юго-Западная структура тектонического типа унаследованного развития, размеры и амплитуда которой вверх по разрезу уменьшаются соответственно от 4,7 км x 1,8 км до 2,75 км x 1,1 км – 2,9 км x 2 км и от 250 м до 150 м. Увеличение ее размеров по горизонту P_1 до 5,5 км x 1,5 км и амплитуды до 300 м обусловлено развитием процессов биогермообразования в пределах нижнепермской шельфовой карбонатной платформы. Единая

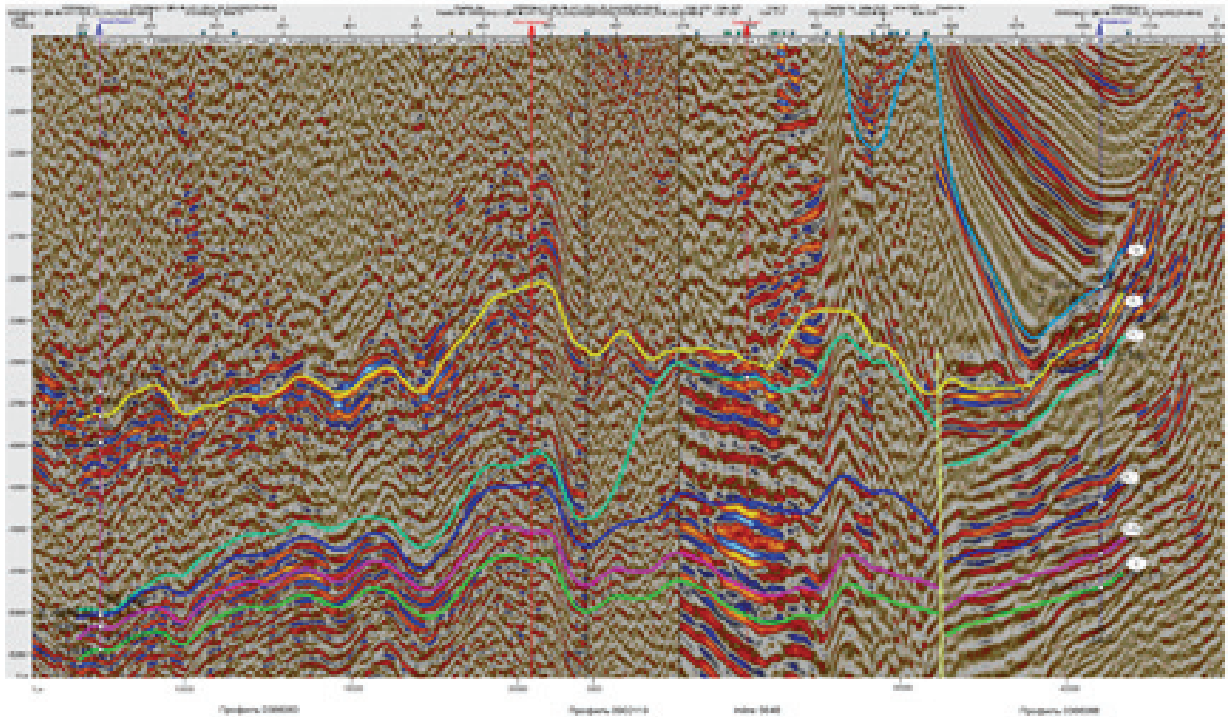
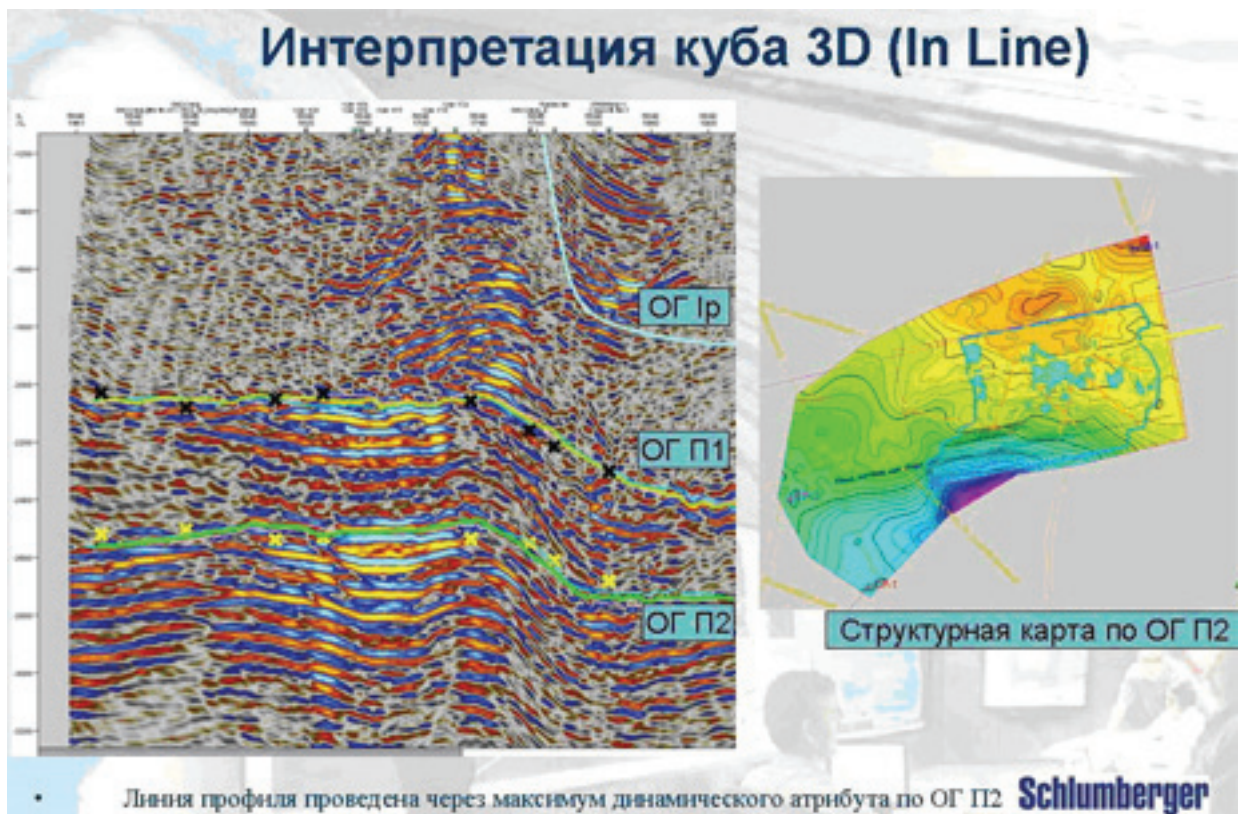


Рис.7. Совокупность моделей Графовой и Юго-Западной структур по линии скважин: 2 Чёрная Падина, 2 Юго-Западной, 1 Графовой, 1 Жулидовской. Композитный профиль 2Д-3Д



**Рис.8. Вертикальное сечение 3Д-куба
через максимум динамического атрибута по ОГ П2**

совокупность структурных, стратиграфических, структурно-формационных, литолого-фациальных моделей Графовской и Юго-Западной структур показаны на рисунках 6, 7, 8. По окончательной версии обработки сейсмического 3Д куба были рассчитаны 10 кубов сейсмических атрибутов

1. Амплитуда / *Ampl_RMS*
2. Мгновенная частота / *Inst_Freq*
3. Мгновенная ширина спектра / *Inst_Bandwidth*
4. Отражательная способность / *Reflectivity intensity*
5. Затухание / *T_Attenuation*
6. Энергия спектральной декомпозиции на частоте 15 Гц (*Iso_F_15*),
7. Энергия спектральной декомпозиции на частоте 20 Гц (*Iso_F_20*)
8. Энергия спектральной декомпозиции на частоте 25 Гц (*Iso_F_25*)
9. Вариенс / *Varience*
10. AVO атрибуты

Для проверки значимости атрибутов были отстроены карты атрибутных аномалий для трех временных уровней по соответствующим горизонтам (кровля P_1 / P_1 , подошва P_2 / P_{2S} и кровля D_3fm). Интервал анализа был выбран равным 70 мс, что составляет 1,5 периода длины волны доминирующей спектральной частоты.

В силу ряда ограничений, связанных с качеством исходного куба, только амплитудные атрибуты (Амплитуда/ *Ampl_RMS* и Отражательная способность/ *Reflectivity intensity*) показали значимые аномалии, которые могут интерпретироваться как области, вероятно, связанные с залежью УВ (газа или конденсата) или ее ореолом. Остальные атрибуты (частотные, фазовые и спектральной декомпозиции) показали мозаичное распределение значений, которые не позволяют их использовать в последующей интерпретации. Карты амплитудных атрибутов для интервалов анализа соответствующих ОГ- P_1 и P_2 совмещались со структурными картами и использовались при определении точек заложения скважин (рис.8).

В точке заложения скв.1 Графовской предполагалось стратиграфическое окно (отсутствие терригенной компенсационной толщи верейско-мелекесского возраста) и увеличение толщины карбонатных отложений нижнебашкирско-серпуховского возраста, что аналогично Карачаганакскому месторождению. Цоколем рифовой постройки служил Ершовский выступ. На карбонатный тип разреза указывали материалы комплексного параметра по данным гравитационной и магниторазведки [28], характеристика сейсмозаписи и материалы параметрической скв.1 Жулидовской (рис.6-8). Ожидалось выявление залежей УВ в отложениях среднего, нижнего карбона и, возможно, верхнего девона, как по геологическим соображениям, так и по результатам атрибутного анализа (рис.7, 8).

Графики зависимости время-глубина рассчитывались для скв.1,2 Чёрная Падина, 1 Солнечной, 1 Жулидовской, 3, 5 Южно-Ершовской. Профили МОГТ-2Д, проходящие через скважины, были выбраны в качестве опорных на этапе окончательной увязки профилей 2Д и 3Д-кубов. Ни в одной из скважин плотностной каротаж выполнен не был. Поэтому для целей одномерного моделирования кривая плотности рассчитывалась методом Гарднера из акустической кривой.

Построение структурной и скоростной моделей проводилось с многократным контролем качества. Программный пакет *i2i* является новой интерактивной средой для построения скоростной модели. Данный пакет использовался для уточнения глубинно-скоростной модели на этапе глубинной миграционной обработки сейсмике в связке PSDM – CIP Томо. Новая функциональность пакета *i2i*, по утверждению специалистов "Шлюмберже", позволяет создавать глубинно-скоростные модели с большой точностью и со значительным уровнем надежности, по сравнению с тем, что было ранее. При контроле были отмечены заниженные значения скорости в соли (порядка 3600 м/с) в районе

куба 3Д. Поэтому для корректировки расчета скоростной модели в проект были введены 3 псевдоскважины, расположенные на периферии сейсмического куба 3Д, с присвоенными обобщенными скоростными зависимостями и с отбивками, посаженными на интерпретационные горизонты. В результате это позволило исправить ситуацию и обеспечить реалистичные значения интервальных скоростей в соли порядка 4500 м/с. После финального контроля качества данная скоростная модель использовалась для преобразований время-глубина и построения структурных карт.

При тестировании атрибутивных аномалий было использовано новое средство – анализ освещенности (Illumination analysis), который позволяет выполнять интерактивное трассирование сейсмических лучей и моделирование процесса их прохождения и отражения для проверки правильности параметров геологической модели, изучения эффектов анизотропии и т.д.

В настоящее время скв.1 Графовская пробурена до глубины 5379 м. Сравнение проектного и фактически вскрытого разреза показано в табл.

Из таблицы видно, что кровля соли вскрыта на 30 м выше, чем предполагалось

по модели, построенной специалистами "Шлюмберже" (рис.6-8), а подошва соли вскрыта на 456 м глубже проекта, что значительно превышает допустимые уровни возможных ошибок (от 70 до 200 м для подсольевых границ по данным "Шлюмберже"). Незамеченной при скоростном анализе оказалась толща 556 м терригенных пород верейско-мелекесского возраста. По данным ВСП интервальная скорость $V = 4300$ м/с типична для этих отложений. Существенная ошибка прогноза толщин филипповских отложений. Имидж компании "Шлюмберже" как законодателя стандартов качества отраслевых работ 3Д не выдержал испытания объектом "типа Карачаганак" в сложнейших сейсмогеологических условиях Карпенского ЛУ. Прогнозная модель "Шлюмберже" оказалась не адекватной материалам бурения.

При достигнутом забое 4445 м проведен комплекс промыслово-геофизических работ в интервале 3950-4445 м каротажным подразделением компании "Шлюмберже" (стандартный комплекс Рех, 5-зондовый боковой HRLT, 5-зондовый индукционный АИТ, пластовый микроимиджер – FMI).

В интервале 3955-4046,5 м выделены соли, в доломитах и известняках в интервале глубин 4109,2-4359,8 м по комплексу ГИС

Таблица

Стратиграфический разрез (глубины)	Проект	Факт
квартер	0-50 м	0-82 м
неогеновые отложения	50-300 м	82-274 м
палеогеновые отложения	300-360 м	274-382 м
меловые + юрские + триасовые отложения	360-690 м	382-630 м
кунгурские солевые отложения	690-3590 м	630-4046 м
филипповские отложения	3590-3690	4046-4086 м
нижнепермские – верхнекаменноугольные карбонаты		4086-4373
верейские + мелекесские отложения		4373-4929 м
башкирские карбонатные отложения		4929-5016 м
башкирские – турнейские карбонатные отложения	3690-4940 м	
турнейские отложения		5016-5202 м
фаменские + франские	4940-5250 м	5202-5379 м

выделено суммарно 61,3 м нефтенасыщенных коллекторов.

Керн отобран из надверейских карбонатных отложений в интервале 4099-4109 м и из предположительно фаменских отложений в интервале 5160-5169 м. Керн из интервала 4099-4109 м с запахом УВ представлен доломитом серым, прослоями темно-серым и бурым, с примазками ОВ и с коричневыми маслянистыми пятнами от насыщения УВ. Наблюдается трещиноватость – трещины залечены ангидритом и кремнеземом. Доломит крепкий, участками окремнелый. Керн из интервала 5160-5169 м представлен трещиноватыми известняками, доломитами и аргиллитом темно-серым, сильно извесковистым, мергелевидным, трещиноватым с залеченными кальцитом трещинами.

Надверейские карбонатные отложения в интервале 4191-4254 м изучены испытателем пластов ПОЛАРИС. По расчетам (по объему перелива жидкости долива из труб на устье) средний дебит притока по жидкости в период испытания составил 31 м³/сут, по газу ориентировочно 12-17 тыс. м³/сут. По графикам КВД первого и второго циклов пластовое давление составило соответственно 660,5 и 640,2 атм (градиент давления 1,55-1,51 атм/10 м). Испытанный интервал насыщен газом (газ в пробоотборнике с давлением 180 атм). Анализ газа (объемная доля компонента в газе, %): метан – 89,979, этан – 4,82, пропан – 1,998, азот – 1,425.

Турнейские карбонатно-глинистые отложения изучены испытателем пластов ПОЛАРИС в интервале 5084,7-5169 м. В интервале испытания присутствует слабопроницаемый нефтенасыщенный коллектор (давление в пробоотборнике 300 атм). Средний дебит по жидкости по КВД 1-го цикла 1,1 м³/сут, 2-го цикла – около 1,0 м³/сут при средней фактической депрессии 300-344 атм. По ориентировочному расчету дебит газа составляет около 600-700 м³/сут. Анализ газа (объемная доля компонента в газе, %): метан – 67,872, этан – 13,287, пропан – 6,873, азот – 0,500.

Фаменские карбонатные отложения изучены испытателем пластов ПОЛАРИС в интервале 5209-5256 м. Проведено двухцикловое испытание. Первый цикл: открытый период – 30 минут, закрытый – 40 минут. Второй цикл: открытый период – 70 минут, закрытый – 180 минут.

Забойное давление в начале первого цикла испытания – 724 атм, в конце цикла – 713 атм. Забойное давление в начале второго цикла – 729,7 атм, в конце – 713 атм. Забойное давление в конце КВД 1-го цикла – 710 атм, забойное давление в конце КВД 2-го цикла – 683,3 атм. Пластовое давление меньше 683 атм (градиент меньше 1,309 атм/10 м). Репрессия при испытании составила не менее 41 атм. При регистрации КВД происходила фильтрация раствора из скважины в пласт (при снятии КВД 2-го цикла интенсивность поступления раствора из под пакерного объема в пласт составила не более 1,7 л/час – 0,04 м³/сут). Не определены характер насыщения пласта, пластовое давление, гидродинамические характеристики пласта. В пробоотборнике (давление 180 атм) поднят буровой раствор плотностью 1,74 г/см³ и небольшое количество газа. Анализ газа (объемная доля компонента в газе, %): азот – 96,279, метан – 2,975, этан – 0,311, пропан – 0,086.

Качественное испытание в условиях бурения скв.1 Графовской выполнить крайне сложно даже такой опытной команде, как "Шлюмберже". С этим явлением сталкивались нефтяники неоднократно по всему периметру Прикаспийской впадины [48, 49, 53]. Возможен и пропуск продуктивных пластов. В настоящее время скважина готовится к испытаниям в колонне.

Да, пока ООО "ПГК" не нашла Карачаганак-2, но мы знаем, кто ищет – тот обязательно найдет свой Карачаганак. На очереди проверка бурением сейсмических паспортов на надсолевые объекты. Возможно, что надсолевое направление ГРП оправдается крупным открытием и в Саратовской области [54-58]. Неглубокое залегание

объектов, хорошее качество сейсмической информации, размеры объектов, соизмеримые с размерами лицензионных участков, и возможность уложиться в сроки действия поисковой лицензии без политического рис-

ка дает ряд преимуществ малым и средним компаниям при разработке этого направления. Об этом говорит и народная мудрость: "Лучше синица в руках, чем журавль в небе".

Л и т е р а т у р а

1. Стратегия развития минерально-сырьевого комплекса Приволжского и Южного Федеральных округов на 2007 и последующие годы: тезисы докл. научно-практич. регион. конф. – Саратов, 2006.
2. Стратегия развития минерально-сырьевого комплекса Приволжского и Южного Федеральных округов на 2008 и последующие годы: тезисы докл. научно-практич. регион. конф. – Саратов, 2007.
3. Стратегия развития минерально-сырьевого комплекса Приволжского и Южного Федеральных округов на 2009 и последующие годы: тезисы докл. научно-практич. регион. конф. – Саратов, 2008.
4. Постнова Е.Н., Жидовинов С.Н. Современные тенденции развития ресурсной базы углеводородного сырья и пути повышения результативности геологоразведочных работ в Урало-Поволжском регионе //Геология нефти и газа. – 2008. – № 5.
5. Перспективы открытия крупных газовых и газоконденсатных месторождений в Прикаспийской впадине /С.М. Карнаухов, Ю.Б. Силантьев, В.А. Скоробогатов, И.В. Истратов //Геология нефти и газа. – 2009. – № 3.
6. Карбонатные отложения – объект целенаправленных поисков углеводородов //Сборник научных трудов. – М: изд-во ИГиРГИ, 1984.
7. Седиментационные модели подсоловых нефтегазоносных комплексов Прикаспийской впадины /под ред. А.К. Замарёнова. – Москва: Недра, 1986.
8. Прогноз нефтегазоносности структурно-формационных комплексов подсолового палеозоя Прикаспийской впадины //Сборник научных трудов. – М: изд-во ИГиРГИ, 1989.
9. Габриэлянц Г.А., Камалов С.М. и др. Девонское направление поисково-разведочных работ на нефть и газ на севере Прикаспийской впадины //Геология нефти и газа. – 1990. – № 1.
10. Лисовский Н.Н. и др. Прикаспийская впадина – зона гигантских углеводородных скоплений //Недра Поволжья и Прикаспия. – 1992. – Вып.3.
11. Соловьёв Б.А. Этапы эволюции и нефтегазоносность осадочного чехла Прикаспийской впадины //Геология нефти и газа. – 1992. – № 8.
12. Крылов Н.А., Авров В.П., Голубева З.В. Геологическая модель подсолового комплекса Прикаспийской впадины и нефтегазоносность //Геология нефти и газа. – 1994. – № 6.
13. Кононов Ю.С. Особенности прогноза и поисков нефти и газа в Прикаспии //Недра Поволжья и Прикаспия. – 2008. – Вып.56.
14. Марченко О.Н. Приуральский нефтегазовый комплекс (история создания и развития) //Недра Поволжья и Прикаспия. – 2010. – Вып.62.
15. Алексеев Г.Н., Кулик В.Е. Сейсмические поисковые признаки высокоамплитудных тектоно-седиментационных структур внутренней зоны Прикаспийской впадины (на примере Карачаганакского поднятия) //Разведочная геофизика. – 1984. – № 3.
16. Берёзкин В.М., Потапов О.А. Поиски и разведка глубокозалегающих месторождений нефти и газа геофизическими методами //Итоги науки и техники. – М.: ВИНТИ, 1985. – Т.14.
17. Геолого-геофизические модели и нефтегазоносность палеозойских рифов Прикаспийской впадины /под ред. Ю.С. Кононова. – Москва: Недра, 1986.
18. Шебалдин В.П., Селенков В.Н., Акимова А.В. Геологическое строение месторождения Тенгиз по материалам геофизических исследований //Геология нефти и газа. – 1988.- № 12.

19. Гигантское месторождение Карачаганак – реализация его потенциала /Иан Ф. Сильвестр, Терри О'Хирн и др. //Нефтегазовое Обозрение. – Шлюмберже. – 1998.
20. Гальперин Е.И., Абулашвили В.У., Феоктистов А.В. Повышение достоверности сейсморазведки при использовании данных вертикального сейсмического профилирования (на примере месторождения Тенгиз) //Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1988. – Вып.12. – С.9-13.
21. Исследование геологического разреза комплексом высокоразрешающей электроразведки методом становления поля и сейсморазведки МОГТ при поисках месторождений нефти и газа /А.М. Иванчук, В.В. Тикшаев, А.В. Феоктистов и др. //Труды XXX Междунаро. геофизич. симпозиума. Ч.2А. Геофизические работы на нефть и газ. – М., 1985. – С.62-68.
22. Феоктистов А.В. Три аспекта геологоразведочных работ в современных условиях: тезисы докл. научно-практич. регион. конф. "Приоритетные направления геологоразведочных работ на территории Приволжского и Южного Федеральных округов в 2004-2010 гг." – Саратов, 2003.
23. Александров В.И., Шаталов О.В. Подсолевые карбонатные резервуары Саратовской части Прикаспийской впадины – новые объекты разведки на нефть и газ //Геология нефти и газа. – 1982. – № 6.
24. Рыскин М.И., Лепилин В.М. и др. Рациональный комплекс методов прогнозирования нефтегазоперспективных карбонатных построек в подсолевом разрезе Прикаспийской впадины //Недра Поволжья и Прикаспия. – 1992. – Вып.2.
25. Рыскин М.И., Лепилин В.М. и др. Геологическая модель Ершовско-Мокроусовского участка Прикаспийской впадины по результатам комплексного анализа геофизических данных //Недра Поволжья и Прикаспия. – 1993. – Вып.5.
26. Рыскин М.И., Лепилин В.М. и др. Геофизические основы тектонического и нефтегазогеологического районирования платформенных территорий //Геология нефти и газа. – 1995. – №3.
27. Кононов Ю.С. Геолого-геофизические предпосылки поисков объектов типа Карачаганак //Недра Поволжья и Прикаспия. – 1999. – Вып.18.
28. Рыскин М.И., Лепилин В.М. и др. О существовании подсолевых объектов карачаганакского типа в саратовском сегменте Прикаспийской впадины //Недра Поволжья и Прикаспия. – 2004. – Вып.37.
29. Тальвиский Д.Б., Матвиевская Н.Д. и др. Геологическая эффективность сейсморазведки при поисках нефтегазовых структур //Разведочная геофизика: обзор ВИЭМС. – М., 1988.
30. Пилифосов В.М. Сейсмостратиграфические модели подсолевых отложений Прикаспийской впадины. – Алма-Ата: Наука, 1986.
31. Структурно-формационная интерпретация сейсмических данных //И.А. Мушин, Л.Ю. Бродов, Е.А. Козлов, Ф.И. Хатьянов. – М.: Недра, 1990.
32. РД 153-39.0-047-00 Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. – М.: МПР РФ, 2000.
33. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений – в 2 ч. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2003.
34. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом //под ред. Петерсилье и др. – Москва-Тверь, 2003.
35. Техническая инструкция по наземной сейсморазведке при проведении работ на нефть и газ. – М.: ЕАГО, 1999.
36. Методические рекомендации по применению пространственной сейсморазведки 3D на различных этапах геологоразведочных работ на нефть и газ. – М., 2000.
37. Временное руководство по содержанию, оформлению и порядку представления материалов сейсморазведки 3D на Государственную экспертизу запасов нефти и горючих газов. – М., 2002.
38. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа. – М., 2006.
39. 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.Н. Керусов, Д.Е. Кашеев, В.В. Колесов, Н.Я. Мармалевский. – М., 2010.

40. Ампилов Ю.П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений. – М.: центр. изд-во геофиз. лит-ры "СПЕКТР", 2008.

41. Проблемы происхождения и развития Прикаспийской впадины /М.П. Антипов, В.А. Быкадоров, Ю.А. Волож, Ю.Г. Леонов //Геология нефти и газа. – 2009. – № 3.

42. Гаврилов В.П., Леонова Е.А., Руднев А.Н. Геодинамическая модель геологического строения и нефтегазоносности Прикаспийской впадины //Геология нефти и газа. – 2009. – №3.

43. Валяев Б.М. Углеводородная дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений //Геология нефти и газа. – 1997. – № 9.

44. Автоколебательная модель формирования месторождений-гигантов (на примере Астраханского месторождения) /А.Н. Дмитриевский, Ю.А. Волож, И.Е. Баланюк и др. //Доклад РАН, 2001.

45. Орешкин И.В., Гонтаренко О.П., Орешкин А.И. Роль миграции углеводородов в формировании крупных месторождений нефти и газа и основных закономерностей нефтегазоносности бассейнов //Недра Поволжья и Прикаспия. – 2010. – Вып.62.

46. Моделирование геологического строения и развития Прикаспийской нефтегазоносной провинции /В.Я. Воробьев, Ю.С. Кононов, И.В. Орешкин, Е.Н. Постнова //Недра Поволжья и Прикаспия. – 2007. – Вып.51.

47. Кононов Ю.С. Некоторые проблемы поиска залежей углеводородов в разнофациальных отложениях //Недра Поволжья и Прикаспия. – 2009. – Вып.60.

48. Результаты и направления геологоразведочных работ в Прикаспийской впадине /А.К. Токман, В.С. Коваленко, Б.С. Коротков, С.Б. Коротков //Геология нефти и газа. – 2009. – № 3.

49. Карнаухов С.М. Результаты геологоразведочных работ на оренбургском участке северного борта Прикаспийской синеклизы //Геология нефти и газа. – 2009. – №3.

50. Сидоров В.А., Кузьмин Ю. О. и др. Геодинамические методы поисков и разведки месторождений нефти и газа //Геология нефти и газа. – 1994. – № 6.

51. Балабанов В.Г., Сокулина К.Б., Шестаков Э.С. Опытные скважинные наблюдения при сейсмическом мониторинге на Тенгизском месторождении //Недра Поволжья и Прикаспия. – 1996. – Вып.10.

52. Амурский Г.И., Степанов Н.Г. Зона тектонического разуплотнения – самостоятельный объект разработки газового месторождения //Геология нефти и газа. – 1999. – № 5-6.

53. Бродский А.Я., Пыхалов В.В. Модель формирования зон повышенной трещиноватости в палеозойских отложениях //Недра Поволжья и Прикаспия. – 2006. – Вып.47.

54. Волож Ю.А., Милитенко Н.В. и др. Перспективы развития нефтегазопроисловых работ в надсолевом комплексе Прикаспийской впадины //Недра Поволжья и Прикаспия. – 1997. – Вып.14.

55. Семенович В.В. Нефтегазоносность надсолевых отложений Прикаспийского нефтегазоносного бассейна //Недра Поволжья и Прикаспия. – 1997. – Вып.14.

56. Мишанин С.И., Пыхалов В.В. Особенности распределения ловушек углеводородов надсолевого и внутрисолевого комплексов в пределах Астраханского Прикаспия и сопредельных территорий //Недра Поволжья и Прикаспия. – 2009. – Вып.60.

57. Искужиев Б. А., Семенович В. В. Перспективы надсолевого нефтеносного комплекса юго-востока Прикаспийского бассейна //Геология нефти и газа. – 1992. – № 11.

58. Надсолевые отложения – новый объект поисков залежей углеводородов на юге Оренбургской области /С.М. Карнаухов, М.А. Политыкина, А.М. Тюрин, Г.В. Леонов //Геология нефти и газа. – 1999. – № 3-4.

59. Мушин И.А., Корольков Ю.С., Чернов А.А. Выявление и картирование дизъюнктивных дислокаций методами разведочной геофизики. – М.: Научный мир, 2001.

60. Феоктистов А.В., Плетнев В.И. и др. Построение опорных параметризованных моделей северной бортовой зоны Прикаспийской впадины и их проверка бурением //Материалы межве-

домственной научной конференции, посвященной 90-летию СГУ. – Саратов: государственный учебно-научный центр "Колледж", 1999.

61. Яцкевич С.В., Никитин Ю.И. и др. Прогнозные модели строения ловушек УВ в среднем карбоне – нижней перми северо-западной части Прикаспийской впадины //Недра Поволжья и Прикаспия. – 1999. – Вып.18.

62. Щеглов В.Б., Яцкевич С.В. и др. Коллекторские свойства нефтегазоносных комплексов подсолевого палеозоя в российской части Прикаспийской мегавпадины //Недра Поволжья и Прикаспия. – 2005. – Вып.44.

63. Шебалдин В.П. Тектоника Саратовской области. – Саратов: ОАО "Саратовнефтегеофизика", 2008

64. Феокистов А.В., Феокистов В.А. Зачем нужен супервайзер? (Мифы и реалии сейсморазведки) //Приборы и системы разведочной геофизики. – 2010. – Вып.1.

65. Феокистов А.В., Феокистов В.А. Геологическая эффективность структурно-формационной интерпретации и ее контроль на примере "рифового направления" ГРП (сдана в печать, 2011).

