

РАЗРАБОТКА МЕТОДИЧЕСКИХ ПРИЁМОВ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ МАЛОРАЗМЕРНЫХ ЛОВУШЕК НЕФТИ В ПАШИЙСКО-ТИМАНСКОМ ПРОДУКТИВНОМ КОМПЛЕКСЕ

В статье показана возможность совершенствования методики поисков и доразведки малоразмерных и малоамплитудных пашийско-тиманских отложений на примере высокоопроискованной территории Татарстана.

Ключевые слова: методика поисков, залежь, ловушка, девонские отложения, поисково-разведочное бурение, профили сейсморазведочных работ.

В процентном соотношении доля перспективных извлекаемых ресурсов нефти в эйфельско-франском нефтегазоносном комплексе на территории Татарстана составляет 20,1% от объёма ресурсов по всем продуктивным горизонтам. В численном выражении это более 230 млн. т. перспективных извлекаемых ресурсов. Плотность перспективных начальных суммарных ресурсов сопоставима с плотностью верхнефранско-турнейского карбонатного и визейского терригенного комплекса, составляя величину 3,46 тыс. т. извлекаемых запасов на квадратный километр. Выполненный анализ распределения запасов подтверждает тот факт, что отложения терригенного девона в Татарстане и до нашего времени остаются главным источником углеводородного сырья. Поэтому совершенствование методики поисков и разведки нефтяных залежей в отложениях пашийско-тиманского продуктивного комплекса продиктована необходимостью прироста запасов нефти на текущем этапе высокой степени опроискованности начальных суммарных ресурсов Татарстана.

На современном этапе проведения геологоразведочных работ применение инструментария и проводимые мероприятия поиска и доразведки залежей нефти имеют особенности, характерные для «старых» нефтедобывающих регионов с высокой степенью опроискованности. Суть проблемы заключается в том, что на таких территориях, как правило, недоисследованными остаются сложнопостроенные ловушки, опроискование и доразведка которых требует своего индивидуального подхода в каждом случае. Другая проблема – это опроискование малоразмерных ловушек, амплитуда и размеры которых имеют величины, сопоставимые с разрешающей способностью основного площадного метода изучения осадочного чехла – сейсморазведки в модификации 2Д МОГТ. Даже в условиях высокой плотности сейсмических профилей малоразмерные ловушки остаются в «пустых окнах», образованных пересечением сейсморазведочных профилей.

Точность выделения локальных объектов по отражающим горизонтам терригенных отложений девона «Д» по сравнению с точностью выделения локальных объектов каменноугольных отложений невысокая. Причиной являются малоразмерность и малоамплитудность поднятий терригенного девона, сложное геологическое строение. Ещё одна причина низкой точности выделения девонских локальных объектов – это влияние биогермных построек

девонско-каменноугольного возраста и визейских врезов, наличие которых искажает интерпретацию отражений самых нижних структурных поверхностей.

Для поиска малоразмерных ловушек нефти в отложениях пашийско-тиманского продуктивного комплекса важное значение приобретает осмысление процессов, приводящих к формированию таких структурных форм, и методика их прослеживания в разрезе и пространстве. Поднятия в девонской терригенной толще, образованные как структуры облекания выступов кристаллического фундамента, в большинстве случаев имеют, как правило, небольшие размеры и высоту. По мнению автора, малоразмерной ловушкой на территории Татарстана на современном этапе развития поисково-разведочной науки можно считать локализованное геологическое образование – чаще всего поднятие или биостром, амплитуда которого равна или меньше 10 метров, а размеры в плане по длинной оси от 1 до 2 км (в небольшом количестве случаев до 3 км), площадь локального объекта в плане равна или менее 2 км².

Особенности пространственного размещения залежей нефти. Пласт Д1 лежит в основании пашийского горизонта и является основным регионально развитым продуктивным горизонтом эйфельско-тиманского нефтегазоносного комплекса на территории Татарстана. Образование песчаников пласта Д1 происходило в разных условиях: речных руслах, на приморских аккумулятивных равнинах, в прибрежной зоне. Это привело к наибольшей по сравнению с нижележащими пластами фациальной изменчивости. Пласт имеет неоднородное строение и подразделяется на пять отдельных пластов Д1а, Д1б, Д1в, Д1г, Д1д. Пласты не выдержаны по мощности и нередко замещаются глинисто-алееритовыми разностями. Отдельные пласты часто сливаются друг с другом, образуя единый пласт. Полные разрезы пласта с выделением максимального количества песчано-алееритовых пластов вскрыты в южной части западного склона Южно-Татарского свода вдоль восточного борта Кузайкинского прогиба, а также в виде линз на отдельных участках. На восточном склоне Токмовского свода, в сводовой части Северо-Татарского свода, в северной части Мелекесской впадины и на северо-западе Южно-Татарского свода отмечается постседиментационный размыв различных частей пашийского горизонта вплоть до полного его выклинивания. Так, в пределах северо-западного склона Южно-Татарского свода отложе-

ния пашийского горизонта размыты полностью, в юго-западной части склона в районе Ульяновского и Ивинского месторождений, пласты-коллекторы пашийского горизонта присутствуют, однако толщина их не превышает 8-17 м, увеличиваясь лишь в зоне Баганинского прогиба до 30-32 м. Залежи нефти приурочены, в основном, к верхним пластам горизонта Д1а и Д1б. Продуктивный пласт Д1 характеризуется высокими коллекторскими свойствами (пористость 18-30 %, проницаемость 0,2-2,0 мкм²). Общая толщина пласта в зависимости от региональной приуроченности изменяется от 0 до 28-38 м, но может достигать 50 м. Резкое увеличение мощности объясняется возрастанием песчаных толщ, почти целиком слагающих пашийский горизонт в осевых частях девонских конседиментационных прогибов. В бортовых частях наблюдается сокращение мощности песчаных пачек и появление глинистых пород, особенно в его кровле. Такие уплотненные глинистые разности, не являющиеся коллекторами, в бортовых участках прогибов могут формировать зоны литологического экранирования нефтяных залежей даже при отсутствии каких-либо замкнутых локальных структур. Поэтому на западном склоне Южно-Татарского свода формирование ловушек в значительной мере определяется структурным фактором, но, кроме того, зачастую связано с выклиниванием и замещением пашийских песчаников. Нефтеносность отложений пашийского горизонта отмечена почти на всей территории Южно-Татарского свода, на восточном склоне Северо-Татарского свода, реже в Мелекесской впадине и ограничена лишь зоной размыва пашийских отложений.

Пласт-коллектор Д0 тиманского горизонта развит на западном и северном склонах Южно-Татарского свода, частично на его вершине, а также на восточном борту Мелекесской впадины и на юго-восточном склоне Северо-Татарского свода. В южной и юго-восточной частях Южно-Татарского свода коллекторы отсутствуют. Пласт Д0 представлен мелкозернистыми песчаниками с прослоями алевролитов и разделяется на пять пропластков Д0-а, Д0-б, Д0-в, Д0-г. Пласт-коллектор Д0-а развит линзовидно и представлен алевролитами глинистыми, со средней толщиной до 1,0 м. Пласты Д0-б и Д0-в распространены широко, однако часто ввиду отсутствия покрышки между ними образуют единую гидродинамически связанную систему. Толщина пластов на различных структурных единицах колеблется от 1 до 15 м в сводовой части, на западном склоне Южно-Татарского свода, например в пределах Ульяновского месторождения 2-4 м, редко 13 м, на Шереметьевском месторождении – 1,0-1,8 м. Пласт Д0-г зачастую сливается с пластом Д0-в или вовсе замещается на глинистые разности. Широкое развитие пласта Д0-в прослеживается в пределах купольной части Южно-Татарского свода и его склонах, а также в районе Мелекесской впадины. Выполненные геологические построения показывают, что тиманский пласт на западном склоне Южно-Татарского свода замещается на непроницаемые разности ближе к осевым частям прогибов. Очевидно, это связано с изменением глубины осадконакопления. Такая особенность геологического строения тиманского пласта на западном склоне Южно-Татарского свода должна учитываться в методике геологоразведочных работ.

Детальное описание геологического строения известных и выявленных ловушек нефти на основе фактического материала, сравнение разведанных и активно разрабатываемых залежей нефти позволяет нам провести типизацию ловушек. В таблице 1 представлена наиболее удачная, по мнению автора, типизация ловушек как поисковых объектов по В.П. Филиппову и А.А. Аксёнову (1996 г.). По характеру морфологической выраженности кровельной части ловушки в качестве ведущего признака типизации выделяется два типа ловушек: сводовые и несводовые. Ловушки сводового типа разделены на структурные и седиментационные. Это, как правило, складки, возникшие под воздействием тектонических факторов и в благоприятных седиментационных условиях. Например, структуры облекания выступов в кристаллическом фундаменте или погребённые площадные песчаные тела. Сложность и многовариантность геологического строения влечёт за собой образование в плане изометричных, линейно вытянутых, подковообразных форм. Соответственно форма влияет на выбор системы заложения поисковых скважин.

К несводовому типу отнесены ловушки, образованные тектоническим, стратиграфическим или литологическим экранированием. Основным условием залегания подобных ловушек являются моноклинали при значительном влиянии седиментационного фактора. Бары, врезы – это геологические образования, которые формируют ловушки. В плане ловушки подобного типа образуют рукавообразные, заливообразные, выпуклые формы. В данной статье предлагаемая типизация ловушек представлена с авторскими изменениями и дополнениями, характерными для пашийских и тиманских пластов на территории Татарстана. Например, разработан и дополнен новый типизационный признак – генезис ловушки, который позволяет выявить закономерности геологического строения поискового объекта и на основе новых знаний соответственно улучшить качество поисково-разведочных мероприятий при составлении проектов геологоразведочных работ.

Применение палеотектонического анализа для прогнозирования перспектив нефтеносности терригенного девонского комплекса. Палеотектоническая характеристика

Ловушки		Типизация по:	
Типы	Подтипы	генезису	морфометрической выраженности в плане
С В О Д О В Ы Е	Структурные (антиклинали, брахиантиклинали, структуры облекания выступов фундамента)	Тектонический	Изметрические и линейно вытянутые
	Седиментационные (органогенные постройки, эрозийные выступы)	Седиментационно-тектонический	
Н Е С В О Д О В Ы Е (на моноклиналях)	Литологические (седиментационные – бары, дюны и др.)	Тектоно-седиментационный	Линзовидные
	Стратиграфические (врезы, останцы)	Седиментационный	Холмовидные и клиновидные Кольцевые Рукавообразные, клиновидные, серповидные

Табл. 1. Типизация ловушек на основе генетических и морфологических признаков (по В.П. Филиппову, А.А. Аксёнову и др. с изменениями, дополнениями).

ка территории является структурным критерием для прогнозирования перспектив нефтеносности терригенного девонского комплекса. Применение элементов палеотектонического анализа позволяет дать оценку тектоническому фактору и определить его влияние на формирование ловушек. Возможности палеотектонического анализа позволяют восстановить древнюю тектоническую обстановку, природу образования поднятий, что в свою очередь позволяет прогнозировать связанные с ними залежи нефти. Возможности данного анализа наилучшим образом реализуются при достижении высокого уровня разбуренности территории, включая скважины со вскрытием кристаллического фундамента.

Адресное уплотнение профилей сейсморазведочных работ. Сейсморазведка на сегодняшний день является основным методом подготовки объектов под глубокое бурение, и не существует сегодня более эффективных методов для выявления месторождений на территории Татарстана. Она занимает первое место среди геофизических методов по разрешающей способности и глубинности исследований. Плотность сейсмических профилей по республике Татарстан на различных площадях составляет от 1,8 до 2,6 пог.км/км², а в среднем 1,85 пог.км/км², увеличиваясь на участках детализации до 3,0 пог.км/км² и более. Такая плотность позволяет достоверно подготавливать локальные поднятия по верхним горизонтам (нижний и средний карбон), но является недостаточной для выявления локальных поднятий в терригенном девоне.

Для повышения эффективности геологоразведочных работ на малоразмерных девонских ловушках необходимо кроме проведения площадных сейсморазведочных работ выполнять работы по детализации перспективных объектов или участков с задачами доведения плотности сети сейсмопрофилей до оптимальной. Технологию сейсмопрофилирования необходимо совершенствовать путём заложения следующих принципов. Первое – доведение плотности и равномерности сети сейсмических профилей до необходимых значений, так как именно это, в конечном счёте, даёт качество подготовленных для глубокого бурения объектов и эффективность дорогостоящего поисково-разведочного бурения. Как было показано в работе (Ларочкина, Минибаева, 2008), локальные объекты, выделяемые в настоящее время, характеризуются чаще всего небольшими площадными размерами (1-2 км²), и для их достоверного картирования необходима плотность сети не менее 3,5-4,0 пог.км/км². Второе: изучение геологического строения опосредованного объекта должно проводиться по основным элементам ловушки (свод, крыло и периклинальная её часть). Заложение направлений профилей должно корреспондироваться с региональным

тектоническим строением: вкрест простирающихся структурных зон второго порядка, валов, девонских конседиментационных прогибов. Перпендикулярно к ним прокладываются связующие продольные профили. При поисках новых структур плотность профилей должна выбираться сообразно размерам ожидаемых структур и с таким расчётом, чтобы ни одна из них не была пропущена.

Предлагаемый автором способ адресного уплотнения сети детализационных сейсмических профилей с целью подготовки недоизученных территорий для доразведки и опосредованного поиска залежей нефти опробован на ряде месторождений при проведении геологоразведочных работ. Способ основан на анализе и обработке четырёх составляющих:

– Детальное тектоническое районирование.

– Построение детальной структурной модели территории и анализ соотношения структурных планов по поверхности кристаллического фундамента и отражающей границе для девонских и нижнекаменноугольных продуктивных отложений.

– Комплексный анализ космоснимков, гипсометрии рельефа (морфометрический анализ) и материалов структурного бурения.

– Выявление первоочередных локальных поднятий и определение порядка бурения поисковых, оценочных и разведочных скважин.

Условия заложения скважин с учётом соотношения каменноугольных и девонских структурных планов. Изучение соотношений структурных планов девонских и каменноугольных отложений доказывает, что на поднятии, подготовленном по отражающему горизонту «У», нельзя опосредованно искать весь разрез до девонских отложений, так как имеется несовпадение в вертикальном разрезе девонской и каменноугольной структурных поверхностей. Но знание закономерностей такого несовпадения позволяет с высокой степенью достоверности определять местоположение скважин для опосредованного поиска залежей в терригенном девоне. Как показывают проведённые автором аналитические исследования, лишь в 10-15 % случаев из поисковых скважин, заложенных в сводовых частях объектов, подготовленных по отражающему горизонту «У» в структурной поверхности тульского горизонта, получены промышленные притоки нефти из продуктивных комплексов девонских отложений. Низкий коэффициент успешности поискового бурения в девоне связан с несовпадением контактов нефтеносности залежей в разновозрастных ловушках. Причина отсутствия плановой унаследованности девонских и каменноугольных ловушек – их различный генезис. Поэтому скважины с целью поиска залежей нефти в девонских отложениях должны закладываться исключительно на объекты, подготовленные по отражающему

горизонту «Д». Однако при картировании девонских структурных планов на основе сейсморазведочных работ в модификации МОГТ специалисты испытывают проблемы. Проблемы связаны с малоамплитудностью девонских локальных объектов, их удалённостью, а также с ложной волновой картиной, которую создают много-

Западный склон ЮТС		Восточный склон ЮТС			
Преимущество направление смещения/ част ота совпадения (%)	Смещение свода локального объекта по отражающему гор изонту «У» относительно «Д» (м / % от общего числа наблюдений)	Преимущество направление смещения/ част ота совпадения (%)	Смещение свода локального объекта по отражающему гор изонту «Д» относительно «У» (м / % от общего числа наблюдений)		
Юго-запад/44% , Северо-запад – запад / 56%	до 500	45	Северо-восток/27%, Восток/ 73%	до 500	64
	от 500 до 1000	37		от 500 до 1000	27
	более 1000	18		более 1000	9

Табл. 2.

численные биогермные постройки, находящиеся в толще карбонатных пород. Поэтому методически возможно осуществить поиск залежей нефти в терригенных девонских комплексах на основе детально изученных структурных планов каменноугольных отложений, которые, как правило, закартированы с высокой степенью достоверности.

С целью разработки практических рекомендаций по заложению скважин для опейскования залежей нефти в пашийских и тиманских отложениях автором проведены исследования по определению направления и величины смещения свода девонской ловушки по отношению к контуру нижнекаменноугольных структурных форм. Анализ проводился по месторождениям, каменноугольные и девонские залежи которых находятся в активной стадии разработки. Важным условием является и то обстоятельство, что на лицензионной территории месторождений проводятся геологоразведочные работы с целью вовлечения в разработку новых залежей. Общее количество анализируемых локальных объектов: 96 ед., выделенных по отражающему горизонту «Д», и 70 ед., выделенных по отражающему горизонту «У». Результаты исследований показаны в таблице 2.

Установлено следующее: на западном склоне Южно-Татарского свода смещение куполов локальных объектов выделенных по отражающему горизонту «У» относительно девонских происходит в двух направлениях: юго-западном и северо-запад-западном, в сторону падения пластов. В первом случае падение пластов направлено в сторону Мелекесской впадины, а во втором направление совпадает с местоположением Нижнекамского прогиба Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП). Соотношение общего распределения по направлению смещения составляет 44 % и 56 % соответственно. В основном расстояния смещения до 500 м – в 45 % случаев. Для смещения на расстояние от 500 до 1000 м процент случаев равен 37. Смещения локальных объектов, закартированных по отражающему горизонту «У» относительно «Д», более чем на 1000 м встречается в 18 % случаях.

На восточном склоне Южно-Татарского свода основное направление смещения контуров нижнекаменноуголь-

ных поднятий относительно девонских северо-восточное и восточное, в сторону общего погружения слоев. Направление смещения совпадает с местоположением регионального Актанышского прогиба ККСП.

Статистический анализ смещения сводов показывает, что в 27 % случаев направление смещения северо-восточное, а в 73 % случаев – восточное. В основном расстояние смещения до 500 м – в 64 % локальных объектов. Для смещения на расстояние от 500 до 1000 м количество случаев равно 27 %. Смещения локальных объектов, закартированных по отражающему горизонту «У» относительно «Д», более чем на 1000 м фиксируется редко, всего в 9 % случаев.

Таким образом, для западного и восточного склонов Южно-Татарского свода доказана закономерность смещения сводов локальных поднятий, выделенных по отражающему горизонту «У», относительно девонских залежей. Смещены ловушки в каменноугольных отложениях в сторону регионального падения пластов, преимущественные расстояния смещения составляют 0,5-1,0 км. Исходя из выявленных соотношений, размеров и конфигурации полей нефтеносности, считаем, что опейскование девонской залежи должно проводиться углублением эксплуатационной (нагнетательной) скважины, которая запроектирована в технологической схеме разработки на расстоянии 0,5-1,0 км, не менее, по подъему пластов в профиле с поисковой скважиной с целью вскрытия сводовой части локального объекта в терригенных девонских отложениях (Рисунок). Выявленные закономерности соотношения контуров девонских залежей нефти с поднятиями в нижнекаменноугольной поверхности подтвердили тезис, что первой поисковой скважиной, заложенной в сводовой части объекта, подготовленного по отражающему горизонту «У», как правило, невозможно выявить залежь в терригенном комплексе.

Эффективное опейскование девонских залежей возможно методом выборочного углубления краевых скважин из технологических схем разработки турнейского или бобриковско-тульского продуктивных горизонтов.

Обязательным условием при заложении местоположения скважины является наличие на локальном поднятии как минимум двух сейсмических профилей, которые пересекаются под углом, максимально приближенным к прямому. Местоположение сейсмических профилей должно давать достоверную информацию о геологическом строении локального объекта: свода, крыльев и периклинали. Проводя анализ исходного геолого-геофизического материала, временные сейсмические профили следует ранжировать по степени достоверности волновой картины.

Местоположение скважины должно совпадать с точкой пересечения сейсмических профилей и соответствовать максимальной гипсометрической отметке перегиба опорного отражающего горизонта. Допускается в целях поиска самой высокой отметки кровли перемещать местоположение закладываемой скважины вдоль трассы сейсмического профиля. Оптимальным местом на ловушке для пластовых сводовых объектов является размещение скважины на своде структуры. Для ловушек неантиклинального типа, например связанных с облеканием малоамплитудного песчаного тела, скважину необходимо размещать в зоне её повышенной мощности.

Мероприятия по доразведке малоразмерных залежей. Для мелких месторождений целью проведения разведоч-

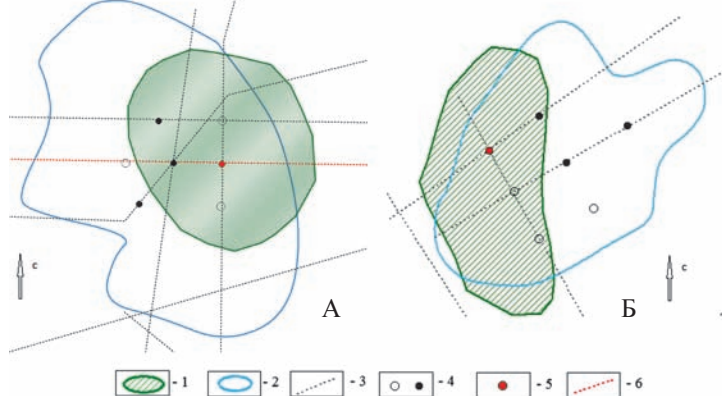


Рисунок. Типовая схема заложения поисковой скважины на локальном объекте для терригенного девонского пласта. Центрально-Ульяновское поднятие Южно-Варламовское поднятие. А – Для западного склона ЮТС, Б – Для восточного склона ЮТС. М 1:40 000. 1 – контур локального объекта по отражающему горизонту «Д», 2 – контур локального объекта по отражающему горизонту «У», 3 – профили проведенных сейсморазведочных работ, 4 – проектные и действующие скважины эксплуатационного фонда, 5 – скважина, рекомендуемая на терригенный девон, 6 – рекомендуемый детализационный профиль сейсморазведки. Составил Ганиев Р.Р., 2012 г.

ных работ являются, также как и для других типов месторождений по величине запасов, оценка и подготовка запасов к разработке (Филиппов и др., 1996). Однако принципы разведки мелких месторождений имеют свои особенности, связанные с тем, что на момент проведения разведочных работ объём геолого-геофизической информации продолжает оставаться скудным. Поэтому решения приходится принимать по аналогии с объектами, находящимися в схожих геологических условиях и имеющих достоверные геологические данные бурения глубоких скважин.

Дополнительными условиями заложения разведочных скважин в точках их оптимального размещения в отличие от поисковых является, во-первых, наличие кондиционной нефтенасыщенной толщины пласта. Во-вторых, бурение разведочной скважины в дальнейшем должно обеспечивать плотность, совпадающую с плотностью сетки эксплуатационных скважин. Как правило, для этого расстояние от поисковой скважины должно быть 300-500 метров. Плотность бурения скважин может корректироваться в зависимости от величины запасов локального объекта. Скважины выбираются опережающие из проектного эксплуатационного фонда, обоснованного в технологической схеме разработки месторождения.

Итак, выводы, которые необходимо закладывать в основу методики поисков и разведки малоразмерных ловушек в пашийско-тиманском нефтегазоносном комплексе:

1. Сложные геологические условия образования пашийских и тиманских пластов обязывают недропользователя принимать решения о постановке поисковых скважин на основе тщательно проведённых палеотектонических реконструкций. Особенно важно, чтобы локальный палеотектонический анализ был согласован с региональной тектонической моделью территории. Только так можно восстановить древнюю тектоническую обстановку, природу образования поднятий, что, в свою очередь, позволяет прогнозировать связанные с ними залежи нефти.

2. Технологию сейсмопрофилирования, как основного метода изучения геологического строения осадочного чехла, необходимо совершенствовать путём заложения следующих принципов. Первое – доведение плотности и равномерность сети сейсмических профилей до необходимых значений 3,5-4,0 пог.км на квадратный километр, так как именно это, в конечном счёте, даёт качество подготовленных для глубокого бурения объектов, повышает эффективность дорогостоящего поисково-разведочного бурения. Второе: изучение геологического строения опосредуемого объекта должно проводиться по основным элементам ловушки (свод, крыло и периклиналь).

3. Для западного и восточного склонов Южно-Татарского свода доказана закономерность смещения сводов локальных поднятий, выделенных по отражающему горизонту «У», относительно девонских залежей. Смещены ловушки в каменноугольных отложениях в сторону регионального падения пластов, преимущественное расстояние смещения составляет 0,5-1,0 км. Исходя из выявленных соотношений, размеров и конфигурации полей нефтеносности считаем, что опосредуемое девонской залежи должно проводиться углублением эксплуатационной (нагнетательной) скважины, которая запроектирована в технологической схеме разработки на расстоянии 0,5-1,0 км, не менее, по подъёму пластов в профиле с поисковой сква-

жиной с целью вскрытия сводовой части локального объекта в терригенных девонских отложениях.

Литература

Грунис Е.Б., Ларочкина И.А. Уточнение количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата на территории Республики Татарстан по состоянию изученности на 01.01.2009 г. *Геол. отчет*. Москва: ИГИРГИ. 2011.

Ларочкина И.А., Минибаева С.М. Пути повышения эффективности геологоразведочных работ в Республике Татарстан. *Георесурсы* №1. 2008. 5-7.

Филиппов В.П., Аксёнов А.А., Фурсов А.А., Гомзинов В.К., Кузнецов С.В. Методика ускоренной подготовки залежей нефти к разработке. М.: Изд-во РМНТК «Нефтеотдача». 1996. 196.

R.R. Ganiev. Development of Methods of Searching and Prospecting the Low-Dimensional Oil Traps in the Pashiyko-Timansky Productive Complex (Russia).

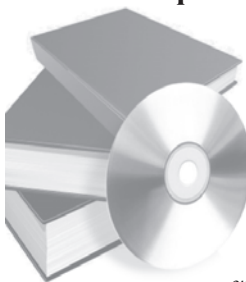
In the article we show the possibility of improvement of searching and additional exploration methods of low-dimensional and low-amplituded Pashiyko-Timansky deposits on the example of highly explored territory of the Republic of Tatarstan.

Key words: searching method, deposit, trap, Devonian deposits, explorative drilling, profiles of seismoprospecting works.

Подготовлена к публикации книга:

Основы компьютерного моделирования нефтяных месторождений

Курс лекций



Ганиев Р.Р.

Рекомендовано к печати учебно-методической комиссией Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского (Приволжского) федерального университета (протокол № 26 от 06 марта 2012 г.), а также учёным советом Института проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан (протокол № 2/12 от 27 марта 2012 г.)

Работа выполнена на основе современных средств геологического анализа и мониторинга разработки нефтяных месторождений. Состоит из двух частей. Первая часть – лекции, содержащие общие сведения о моделировании, технологию построения постоянно действующих геолого-гидродинамических моделей с помощью ЭВМ и программных средств. Особое внимание уделено вопросам построения структурных моделей различных типов нефтяных залежей, фашиальному моделированию, моделированию первоначального насыщения и обоснованию водонефтяного контакта. В работе изложены методы компьютерного построения карт и особенности гидродинамического моделирования. Предложены примеры практического применения результатов моделирования. Вторая часть – это слайдовое сопровождение курса лекций, которое записано на компакт диск и содержит иллюстрации, позволяющие сделать процесс обучения более эффективным. При подготовке курса лекций использован практический опыт автора, полученный при проведении научных исследований в области геологии и преподавательской работы со студентами на кафедре геологии нефти и газа Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского федерального университета. Книга предназначена для преподавателей и студентов ВУЗов, обучающихся по специальности 020305 – «Геология и геохимия горючих ископаемых».