

УДК 553.982.23.05

Ганиев Р.Р.

Государственное бюджетное учреждение Институт проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан, Казань, Россия, Radik.Ganiev@ksu.ru

МЕТОДИЧЕСКИЕ ПРИЁМЫ И ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ МАЛОРАЗМЕРНЫХ ЛОВУШЕК НЕФТИ НА ТЕРРИТОРИИ ТАТАРСТАНА

Показана возможность совершенствования методики и экономическая целесообразность поисков и доразведки малоразмерных и малоамплитудных пашийско-тиманских отложений на высокоопроискованной территории Татарстана.

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

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. Их плотность сопоставима с плотностью верхнефранско-турнейского карбонатного и визейского терригенного комплекса, составляя величину 3,46 тыс. т/км². Выполненный анализ распределения ресурсов подтверждает тот факт, что отложения терригенного девона в Татарстане и до нашего времени остаются главным источником углеводородного сырья.

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, недоизученными остаются сложнопостроенные малоразмерные ловушки, 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 и их 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. Опираясь на результаты проведённых исследований, автором дано следующее определение малоразмерной ловушки на территории Татарстана: это локализованная структурная форма, амплитуда которой равна или меньше десяти метров, а размеры в плане по длинной оси преимущественно от одного до двух километров, площадь локального объекта равна или менее двух квадратных километров

Особенности пространственного размещения залежей нефти. На территории Татарстана пласт D_1 лежит в основании пашийского горизонта и является основным регионально развитым продуктивным горизонтом эйфельско-тиманского нефтегазоносного комплекса на территории Татарстана. Пласт имеет неоднородное строение и подразделяется на пять отдельных пластов D_{1a} , $D_{1б}$, $D_{1в}$, $D_{1г}$, $D_{1д}$. Пласты не выдержаны по мощности и нередко замещаются глинисто-алевритовыми разностями. Отдельные пласты часто сливаются друг с другом, образуя единый пласт. Полные разрезы с выделением максимального количества песчано-алевритовых пластов вскрыты в сводовой и южной частях западного борта Южно-Татарского свода, а также в виде линз на отдельных участках. В пределах северо-западного склона Южно-Татарского свода отложения пашийского горизонта размыты полностью, в юго-западной части склона 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 D_{1a} и $D_{1б}$. Продуктивный пласт D_1 характеризуется высокими коллекторскими свойствами (пористость 18-30%, проницаемость 0,2-2,0 мкм²). 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 До тиманского горизонта развит на западном и северном склонах Южно-Татарского свода, частично на его вершине, а так же 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 До представлен мелкозернистыми песчаниками с прослоями алевролитов и разделяется на пять пропластков: До_к До_а, До_б, До_в, До_г. Пласт- коллектор До_а развит линзовидно и представлен алевролитами глинистыми, со средней толщиной до 1,0 м. Пласты До_б и До_в распространены широко, однако часто ввиду отсутствия покрывки между ними образуют единую гидродинамически связанную систему. 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 бассейна осадконакопления. Такая особенность геологического строения тиманского пласта на западном склоне Южно-Татарского свода должна учитываться в методике геологоразведочных работ.

На базе выявленных закономерностей пространственного размещения известных залежей в пашийско-тиманском продуктивном комплексе разработана типизация ловушек по морфологической выраженности поднятий в плане и генезису. Для локальных объектов определены амплитуда, размеры по длинной и короткой осям, площадь локального объекта в плане по оконтуривающей изогипсе, а так же охарактеризован их генезис. Анализ проведен отдельно для западного и восточного склонов Южно-Татарского свода (табл. 1). Локальные поднятия на западном склоне Южно-Татарского свода по генезису в 60% случаев оказались сформированными под влиянием тектонического фактора и в 31% случаев – седиментационно-тектонического, т.е сложными, так как поднятие сформировалось в благоприятных условиях седиментации осадков с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами, но под влиянием превалирующего тектонического фактора. Локальные поднятия, сформированные благодаря седиментационному фактору, немногочисленны - на западном склоне они выявлены в 9% случаев.

Для восточного склона распределение параметров во многом аналогично. Различие в определении генезиса локальных поднятий состоит в том, что объектов, сформированных под влиянием преимущественно седиментационного фактора, не обнаружено.

По характеру морфологической выраженности кровельной части ловушки в качестве ведущего признака типизации предлагается выделять два типа ловушек: структурные и неструктурные. Ловушки структурного типа для терригенных девонских отложений в Татарстане по генезису сформированы исключительно под влиянием тектонического фактора. В основном это структуры облекания эрозионных выступов фундамента.

Таблица 1

**Характеристика перспективных локальных поднятий и выявленных залежей
в терригенных девонских отложениях на стадии высокой опоискованности территории**

Характеристика локального поднятия	Западный склон Южно-Татарского свода			Восточный склон Южно-Татарского свода		
	<u>Категория</u> частота совпадения, %					
Перспективные локальные поднятия						
1. Размер по длинной оси	<1 км	от 1 до 2 км	>2 км	<1 км	от 1 до 2 км	>2 км
	17	57	26	27	73	0
2. Размер по короткой оси	<1 км	от 1 до 2 км	>2 км	<1 км	от 1 до 2 км	>2 км
	66	31	3	100	0	0
3. Площадь	<1 км ²	от 1 до 2 км ²	>2 км ²	<1 км ²	от 1 до 2 км ²	>2 км ²
	49	34	17	47	47	6
4. Амплитуда	<10 м	от 10 до 20 м	>20 м	<10 м	от 10 до 20 м	>20 м
	80	14	6	100	0	0
5. Предполагаемый этаж нефтеносности	<10 м	от 10 до 20 м	>20 м	<10 м	от 10 до 20 м	>20 м
	89	11	0	100	0	0
6. Генезис поднятия	Тектоно-седиментационный	Седиментационно-тектонический	Тектонический	Седиментационно-тектонический		Тектонический
	9 %	31 %	60 %	29 %		71 %
Выявленные залежи						
1. Площадь	<1 км ²	от 1 до 2 км ²	>2 км ²	<1 км ²	от 1 до 2 км ²	>2 км ²
	0	62	38	43	43	14
2. Нефтенасыщенная толщина	до 2 м		>2 м	до 2 м		>2 м
	75		25	29		71
5. Этаж нефтеносности	<10 м	от 10 до 20 м	>20 м	<10 м	от 10 до 20 м	>20 м
	0	87	13	80	15	5
6. Генезис поднятия, контролирующего залежь	Тектоно-седиментационный	Седиментационно-тектонический	Тектонический	Седиментационно-тектонический		Тектонический
	6 %	40 %	54 %	16 %		84 %

Сложность и многовариантность их геологического строения влечёт за собой образование в плане изометричных и линейно вытянутых форм.

Ловушки неструктурного типа подразделяются по генезису на две разновидности. Первая разновидность локальных поднятий – седиментационно-тектонические. Как правило, это складки, возникшие под воздействием тектонического фактора в благоприятных седиментационных условиях. Например, косы, песчаные линзы, сформировавшиеся на возвышенных формах рельефа морского дна, и структуры их облекания. В плане по морфометрической выраженности такие локальные поднятия образуют холмовидные и кольцевые формы. Вторая разновидность – локальные поднятия, сформированные под влиянием, прежде всего, седиментационного фактора. К ним могут быть отнесены положительные геологические формы, образованные за счёт неравномерного уплотнения осадочных пород. По морфометрической выраженности в плане такие геологические тела образуют рукавообразные и клиновидные формы. Соответственно, форма влияет на выбор системы заложения поисковых скважин

Применение палеотектонического анализа для прогнозирования перспектив нефтеносности терригенного девонского комплекса. Анализ мощностей позволяет дать оценку тектоническому фактору и определить его влияние на формирование ловушек, природу образования поднятий и закономерности их размещения, что, в свою очередь, позволяет прогнозировать связанные с ними ловушки и залежи нефти при наличии благоприятных условий для формирования коллектора и покрышки. 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, увеличиваясь на участках детализации до 3,0 пог. км/км² и более, а в среднем 1,85 пог. км/км². Такая плотность позволяет достоверно подготавливать локальные поднятия по верхним горизонтам (нижний и средний карбон), но является недостаточной для выявления локальных поднятий в терригенном девоне.

При поисках новых структур плотность профилей должна выбираться сообразно размерам ожидаемых структур и с таким расчетом, чтобы ни одна из них не была пропущена. Анализ показывает, что задача повышения плотности покрытия территории сейсморазведочными работами достигается, как правило, за счёт «правильной» сетки профилей, состоящей из равносторонних квадратов [Хисамов и др., 2010]. Технологию сейсмопрофилирования необходимо совершенствовать путём заложения следующих принципов. Первое – доведение плотности и равномерности сети сейсмических профилей до значений 3,5-4,0 пог. км/км² (сетка примерно 1км×1км), обеспечивающих выявление локальных объектов с площадью менее 2 км². Это, в конечном счёте, определяет качество подготовленных для глубокого бурения объектов и повышает эффективность дорогостоящего поисково-разведочного бурения [Ларочкина, Миннибаева, 2008]. Второе – изучение геологического строения опосредуемого объекта должно проводиться по основным элементам ловушки: свод, крыло и её периклиналиальная часть. Заложение направлений профилей должно корреспондироваться с региональным тектоническим строением: вкрест простирания структурных зон второго порядка, валов, девонских конседиментационных прогибов. Перпендикулярно к ним прокладываются связующие продольные профили.

Предлагаемый автором способ адресного уплотнения сети детализационных сейсмических профилей с целью подготовки недоизученных территорий для доразведки и опосредования 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. Как показывают, проведённые автором, аналитические исследования, лишь в 10-12% 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 контуров нефтеносности залежей в разновозрастных ловушках. Причина отсутствия унаследованности в плане девонских и каменноугольных ловушек в их различном генезисе. 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, которые связаны с малоамплитудностью девонских локальных объектов, их удалённостью и с ложной волновой картиной, которую создают, расположенные над ними, многочисленные биогермные постройки, находящиеся в толще карбонатных пород. Кроме этого, основной площадной метод изучения геологического строения осадочной толщи – сейсморазведка имеет погрешность картирования локальных поднятий, равную приблизительно плюс-минус 10 м. 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 опосредованного поиска 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 (табл. 2).

Таблица 2

**Закономерности смещения сводов локальных поднятий,
выделенных по отражающему горизонту «У» относительно девонских залежей**

Западный склон ЮТС		Восточный склон ЮТС	
Преимущественное направление смещения / частота совпадения, %	Смещение свода локального объекта по отражающему горизонту «У» относительно «Д» (м / % от общего числа наблюдений)	Преимущественное направление смещения / частота совпадения, %	Смещение свода локального объекта по отражающему горизонту «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

Для западного и восточного склонов Южно-Татарского свода доказаны индивидуальные закономерности смещения сводов локальных поднятий, выделенных по

отражающему горизонту «У», относительно девонских залежей. Выявленные закономерности соотношения контуров девонских залежей нефти с поднятиями в нижнекаменноугольной поверхности подтвердили тезис, что первой поисковой скважиной, заложенной на своде объекта, подготовленного по отражающему горизонту «У», как правило, невозможно выявить залежь в девонском терригенном комплексе. Смещены ловушки в каменноугольных отложениях в сторону регионального падения пластов, преимущественное расстояние смещения составляют 0,5-1,0 км. Исходя из выявленных соотношений, размеров и конфигурации локальных поднятий, установлено, что опосредованное девонской залежи должно проводиться методом выборочного углубления краевых скважин из технологических схем разработки турнейского или бобриковско-тульского продуктивных горизонтов на расстоянии не менее чем 0,5-1,0 км по подъему пластов, в профиле с поисковой скважиной с целью вскрытия сводовой части локального объекта в терригенных девонских отложениях (рис. 1).

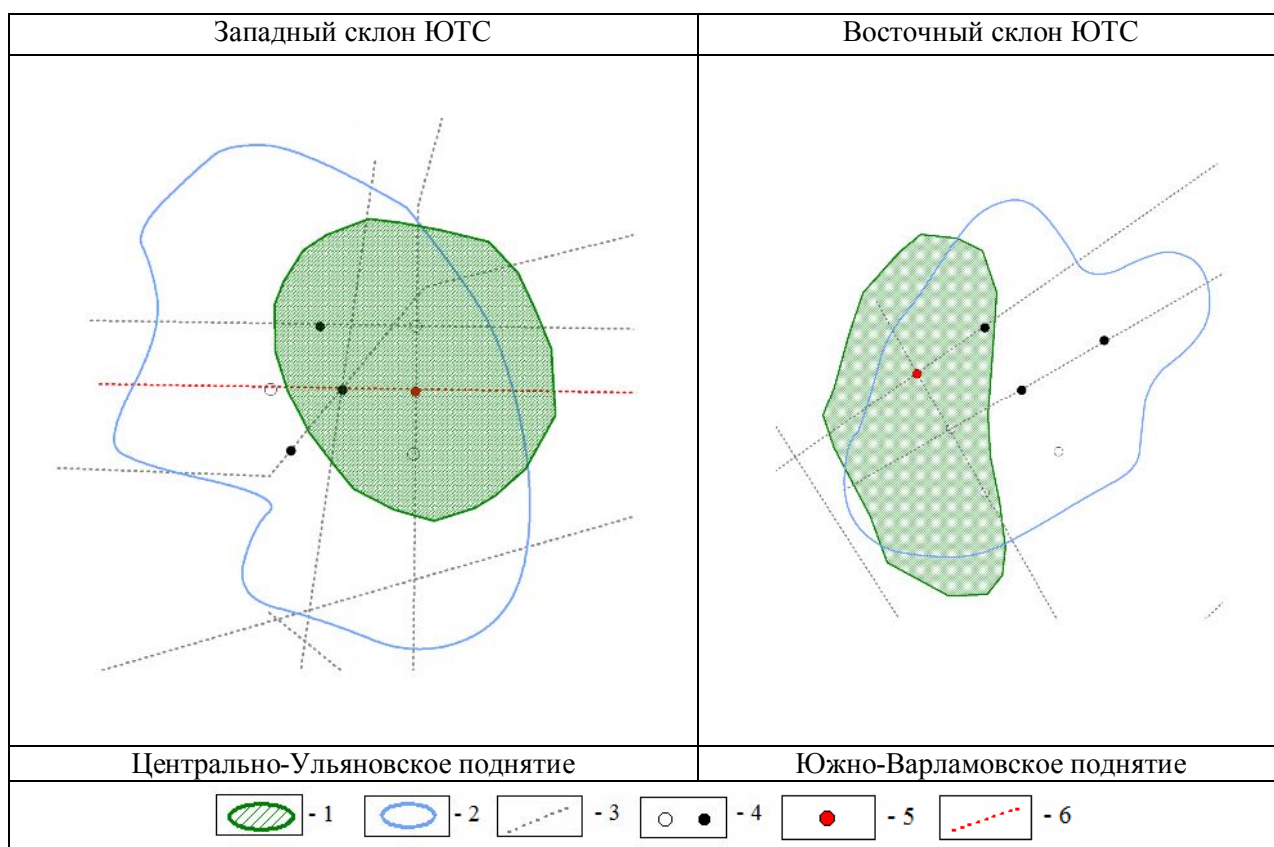


Рис.1 Типовая схема заложения поисковой скважины на локальном объекте для терригенных девонских отложений (М 1:60 000)

1 – контур локального объекта по отражающему горизонту «Д»; 2 – контур локального объекта по отражающему горизонту «У»; 3 – профили проведённых сейсморазведочных работ; 4 – проектные и действующие скважины эксплуатационного фонда; 5 – скважина, рекомендуемая на терригенный девон; 6 – рекомендуемый детализационный профиль сейсморазведки.

Обязательным условием при заложении местоположения скважины является наличие на локальном поднятии как минимум двух сейсмических профилей, которые пересекаются под углом, максимально близким к прямому. Местоположение сейсмических профилей должно давать достоверную информацию о геологическом строении локального объекта: свода, крыльев и периклинальной части. При анализе 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 локальных объектов структурного типа, сформированных под превалирующим влиянием тектонического фактора, является размещение скважины на своде структуры. Для ловушек неструктурного типа, например, связанных с песчаным телом, имеющим площадной характер, скважину необходимо размещать в осевой зоне ловушки с повышенной толщиной пласта.

Мероприятия по доразведке малоразмерных залежей. Целью проведения разведочных работ является оценка и подготовка запасов к разработке. Однако принципы разведки мелких месторождений имеют свои особенности, связанные с тем, что на момент проведения разведочных работ объем 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.

Условия заложения разведочных скважин аналогичны условиям заложения поисковой скважины, т.е. в точках с максимальной информацией, полученной по материалам площадных сейсморазведочных работ. Дополнительными условиями являются, во-первых, наличие кондиционной нефтенасыщенной толщины пласта, во-вторых, соблюдение требования, чтобы бурение разведочной скважины в дальнейшем обеспечивала плотность, совпадающую с плотностью сетки эксплуатационных скважин [Филиппов и др., 1996].

Экономическая целесообразность опоскования малоразмерных залежей нефти. Для Татарстана, характерным является, прежде всего, то, что инфраструктура, позволяющая эффективно разрабатывать месторождение, сформирована. Прежде всего, это наличие

энергетических ресурсов, дорожная сеть, транспортная составляющая, собственная переработка, а так же развитая логистическая система сбора и сбыта добытой продукции. Отличительной особенностью является то, что освоение ресурсов в малоразмерных девонских объектах проводится при наличии разрабатываемых эксплуатационных объектов в вышележащих каменноугольных пластах. Поэтому при условии организации современных способов совместно-раздельной разработки разных пластов, применения боковых стволов и многоствольных скважин, а также использования современных геолого-технических методов, позволяющих достичь максимальную нефтеотдачу, можно существенно повысить экономическую эффективность вовлечения в разработку залежей, содержащих небольшие запасы нефти.

В процессе оценки необходимо учитывать все основные характеристики оцениваемых объектов: горно-геологические, экономико-географические, производственно-технологические, инфраструктурные, а также условия и цены реализации продукции, спрос и потребление минерального сырья, систему налогообложения в недропользовании.

Автором на примере реальных проектов геологоразведочных работ выполнены расчёты экономических показателей в структуре расходов на проведение геологоразведочных работ. В среднем, проведение геологоразведочных работ на лицензионных участках до ста квадратных километров, с преимущественным фондом малоразмерных локальных поднятий, требует финансирования в объёме 63,6 млн. руб. В арсенал геологоразведочных мероприятий, в зависимости от выбранной методики, могут входить затраты на научно-исследовательские и камеральные и рекогносцировочные работы, методы локального прогноза, площадные геофизические исследования и бурение скважин специального назначения. Экономическая эффективность проведения работ оценивается по трём показателям: прирост запасов категории C_1 на одну скважину, прирост запасов категории C_1 на 1 м проходки и стоимость прироста 1 т нефти. Выполненные расчёты показали, что средние значения указанных показателей распределились следующим образом: 66,4 тыс. т/скв., 51,5 т/м и 582,2 руб./т соответственно.

Полученные экономические показатели позволили рассчитать величину расходов на проведение геологоразведочных работ, приходящуюся на условное малоразмерное локальное поднятие в пашийско-тиманском продуктивном комплексе площадью не более $2,2 \text{ км}^2$, изученное «крестом» сейсмопрофилей, имеющее в своде скважину, пробуренную углублением из сетки вышележащей продуктивной нижнекаменноугольной залежи, и соотнести его со стоимостью дохода, получаемого за счёт продажи добытой нефти.

Рыночная стоимость одной тонны нефти в ценах 2012 г. равна 11,9 тыс. руб. Стоимость одного погонного метра сейсморазведочных работ в ценах 2012 г. составляет 130 тыс. руб. за один погонный километр. Стоимость бурения одного метра глубокой скважины 55,2 тыс. руб. Средний прирост извлекаемых запасов категории C_1 на одно условное малоразмерное локальное поднятие равен 60,8 тыс. т. Таким образом соотношение дохода от реализации нефти к общей величине расходов на проведение геологоразведочных работ составляет величину 3,5 % (табл. 3). Осреднённые экономические показатели по нефтяным компаниям Татарстана рассчитаны по фактическим данным программ геологоразведочных работ. Наиболее важными являются эксплуатационные расходы, объём капитальных вложений и налоговая нагрузка на 1 т добываемой нефти. Оценивалась доля показателей для месторождений с малоразмерным фондом локальных поднятий в стоимости прироста 1 т нефти. Например, для эксплуатационных расходов эта доля получилась 36,4%, для налоговой нагрузки ещё меньше – 12,4%.

Очевидно, что малоразмерные залежи априори обладают малой величиной запасов и поэтому находятся в повышенной зоне риска, когда строительство каждой новой скважины может привести к убыточности разработки объекта. Но полученные цифры говорят о том, что расходы на проведение геологоразведочных работ на участках с малоразмерным и малоамплитудным фондом поисковых объектов при определённых условиях может оказаться рентабельной для региона Татарстан.

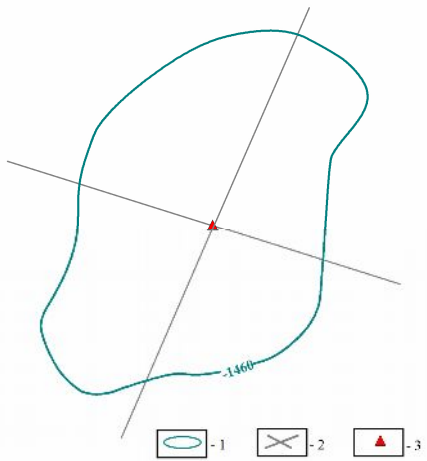
Итак, выводы, которые необходимо закладывать в основу методики поисков и разведки малоразмерных ловушек в пашийско-тиманском нефтегазоносном комплексе:

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 увязан 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.

Таблица 3

Расходы на проведение геологоразведочных работ, приведённые к одному условному локальному поднятию

Условное малоразмерное поднятие					На одно перспективное поднятие				
 <p>1 - оконтуривающая изогипса локального поднятия, 2 - профили сейсморазведочных работ, 3 - проектная скважина глубокого бурения.</p>					Прирост извлекаемых запасов категории С1, тыс. т	Стоимость сейсморазведочных работ в модификации 2ДМОГТ, млн. руб.	Стоимость углубления скважины от нижнекаменноугольной залежи до девонской скважины, млн. руб.	Прочие расходы, млн. руб.	Доход от реализации нефти / общая стоимость расходов на проведение ГРП, млн. руб.
Размеры по осям, м		Площадь, км ²	Объём сейсморазведки, п. км	Объём бурения, м					
а	б								
2,0	1,3	2,2	4,8	500					

Первое – доведение плотности и равномерность сети сейсмических профилей до необходимых значений 3,5-4,0 пог. км/км², так как именно это, в конечном счёте, даёт качество подготовленных для глубокого бурения объектов, а соответственно и эффективность дорогостоящего поисково-разведочного бурения.

Второе, изучение геологического строения опоисковываемого объекта должно проводиться по основным элементам ловушки: свод, крыло и переклиналь.

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 составляют 0,5-1,0 км.

Исходя из выявленных соотношений, размеров и конфигурации полей нефтеносности, считаем, что опоискование девонской залежи должно проводится углублением эксплуатационной (нагнетательной) скважины, которая запроектирована в технологической схеме разработки со смещением на 0,5-1,0 км по подъему пластов в профиле с поисковой скважиной, с целью вскрытия сводовой части локального объекта в терригенных девонских отложениях.

4. Наличие сложившейся инфраструктуры в районах с развитой нефтедобычей способствует снижению порога рентабельности при разработке малоразмерных залежей нефти. Поэтому объекты, разработка которых в нынешних условиях не является рентабельной, в перспективе могут оказаться в совершенно иных условиях и иметь инвестиционную привлекательность.

Литература

Ганиев Р.Р. Разработка методических приёмов поиска и разведки малоразмерных ловушек нефти в пашийско-тиманском продуктивном комплексе // Георесурсы. - 2012. - №2(44). - С. 19.

Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Тарасов Е.А., Екименко В.А., Войтович С.Е., Либерман В.Б. Геологоразведочные работы в регионах с высокой опоискованностью недр / Под ред. профессора Р.С. Хисамова. – Казань: изд-во «ФЭН» АН РТ. - 2010. – 274 с.

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

Филиппов В.П., Аксёнов А.А., Фурсов А.Я., Гомзигов В.К., Кузнецов С.В. Методика ускоренной подготовки залежей нефти к разработке / Под ред. Филиппова В.П., Аксёнова А.А. – М.: изд-во РМНТК «Нефтеотдоча». - 1996. – 196 с.

Ganiev R.R.

Institute of Problems of Ecology and Subsoil Use of the Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, Kazan, Russia, Radik.Ganiev @ ksu.ru

TECHNIQUES AND ECONOMIC FEASIBILITY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF SMALL OIL TRAPS IN TATARSTAN

The possibility of improving the methodology and economic feasibility of prospecting and exploration of small and low-amplitude Pashiysky-Timan deposits on the well-explored territory of Tatarstan was investigated.

Key words: *methods of prospecting, deposit, trap, Devonian deposits, exploratory drilling, seismic profiles, economic feasibility.*

References

Ganiev R.R. *Razrabotka metodicheskikh priyomov poiska i razvedki malorazmernykh lovishek nefti v pashijsko-timanskom produktivnom komplekse* [Development of techniques for prospecting and exploration of small oil traps of Pashiysky-Timan productive complex]. Georesursy, 2012, no. 2(44), p. 19.

Hisamov R.S., Gatijatullin N.S., Tarasov E.A., Ekimenko V.A., Vojtovich S.E., Liberman V.B. *Geologorazvedochnye raboty v regionah s vysokoj opoiskovannost'ju nefti* [Exploration in areas with high level of exploration]. Editor R.S. Hisamov. Kazan': «FJeN», 2010, 274 p.

Larochkina I.A., Minibaeva S.M. *Puti povysheniya jeffektivnosti geologorazvedochnykh rabot v Respublike Tatarstan* [Ways to improve the efficiency of exploration in the Republic of Tatarstan]. Georesursy, 2008, no. 1, p. 5-7.

Filippov V.P., Aksjonov A.A., Fursov A.Ja., Gomzikov V.K., Kuznecov S.V. *Metodika uskorennoj podgotovki zalezhej nefti k razrabotke* [Methods of accelerated preparation of oil deposits to the development]. Editor Filippov V.P., Aksjonov A.A. Moscow: RMNTK «Nefteotdocha», 1996, 196 p.