

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ДЕВОНСКИЕ ПРОДУКТИВНЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ ЗА СЧЁТ АДРЕСНОГО УПЛОТНЕНИЯ ПРОФИЛЕЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

В статье показан методический приём, позволяющий повысить эффективность методики поиска и доразведки девонских отложений. Доказано, что повышение эффективности геолого-разведочных работ за счёт уплотнения профилей сейсморазведочных работ должно базироваться на строгих научных знаниях об особенностях строения залежей. В статье показан пример геоморфологического анализа.

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

Сейсморазведочные работы являются важнейшим инструментом анализа геологического строения осадочного чехла и кристаллического фундамента. И никакие другие методы пока не могут полностью заместить сейсморазведку. Высокая плотность профилей сейсморазведочных работ приходящихся на единицу площади повышают опосредованность локальных поднятий и соответственно залежей нефти. Это в свою очередь снижает риск при проведении геолого-разведочных работ. В работе (Ларочкина, Минибаева, 2008) на примере поисково-разведочных площадей нефтяных месторождений Республики Татарстан доказано, что среднего размера «сейсмического окна», в которое вписывается контур геологического объекта при плотности сейсмопрофилей 3,0-3,5 пог.км/км² имеет площадь поискового объекта приближающийся к величине малоразмерной ловушки с потенциальным содержанием до 150-200 тыс. тонн извлекаемых запасов нефти. Такая величина извлекаемых запасов нефти может оказаться рентабельной при разработке месторождения, при этом плотность сейсмопрофилей позволяет достоверно выявить свод, крыло и переклиналь являющиеся составными элементами ловушки. Это необходимо для обоснования местоположения поисково-разведочной скважины.

Актуальность задачи. Анализ работы (Ларочкина и др., 2010) показывает, что задача повышения плотности

покрытия территории сейсморазведочными работами достигается как правило, за счёт «правильной» сетки профилей, состоящей из равносторонних квадратов. При этом при рекогносцировочных работах, конечно, учитываются условия на местности, расположение населённых пунктов и т.д.

При решении задачи повышения плотности профилей сейсморазведочных в современных условиях такой подход недостаточен. Поэтому появляется актуальная задача – разработки метода адресного уплотнения детализационных сейсмических профилей. Технологию сейсмопрофилирования необходимо совершенствовать путём заложения следующих принципов. Первое, это разумная величина расходов, которая оставляет деятельность компании недропользователя рентабельной для подготовки локальных поднятий к бурению и добыче нефти. Второе, полезность, получаемой по результатам интерпретации, информации. Третье, геологические принципы изучения локального поднятия и территории в целом. Четвёртое, размеры и амплитуда еще не открытых локальных поднятий за последнее время неизбежно сокращаются, и многие объекты поиска имеют амплитуду меньшую разрешающей способности сейсморазведки. Плотность и равномерность сети сейсмических профилей, в конечном счёте, даёт качество подготовленных для глубокого бурения объектов, а соответственно и эффективность дорогостоящего поисково-

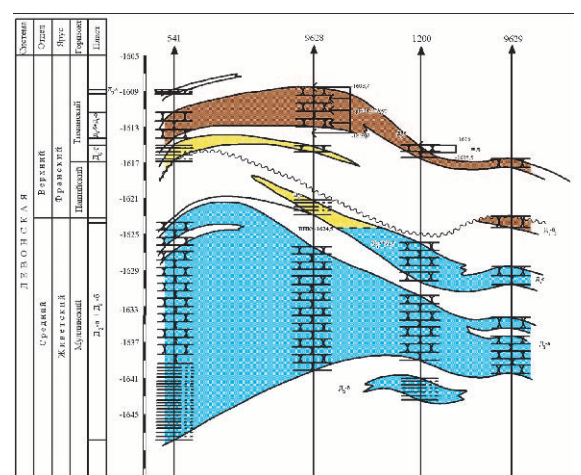
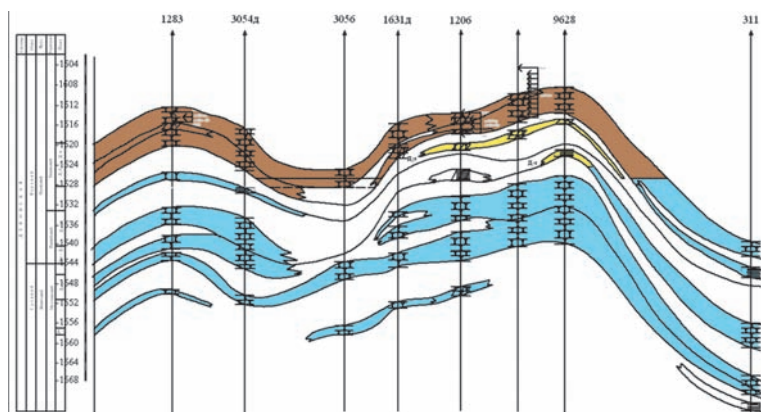


Рис. 1. Геологические профили девонских отложений Ульяновского месторождения по линии скважин 1283-...-311 (I-I), 541-...-9629 (II-II).

разведочного бурения.

Далее в работе на примере Ульяновского месторождения показан способ адресного уплотнения сети детализационных сейсмических профилей с целью подготовки недоизученных территорий для доразведки и опоскования залежей нефти. Способ основан на анализе и обработке четырёх составляющих:

- тектоническое районирование;
- построение детальной структурной модели территории и анализ соотношения структурных планов девонских и каменноугольных продуктивных отложений;
- комплексный анализ космоснимков, гипсометрии рельефа (морфометрический анализ) и материалов структурного бурения;
- выявление первоочередных локальных поднятий и определение стадийности поисково-разведочных работ на исследуемой территории.

Тектоническое строение территории. Рельеф кристаллического фундамента в значительной степени нивелирован вышележащими отложениями терригенного девона, структурный план кровли которого представляет собой ступенчато погружающуюся с востока на запад и юго-запад поверхность, осложненную рядом более пологих, чем блоки фундамента, одноименных с ними структурных зон. Территория Ульяновского месторождения по девонским отложениям представляет собой валобразную зону второго порядка восток-северо-восточного простирания, образованную группой малоамплитудных структурных форм, располагающихся в север-северо-западном направлении. Амплитуды колеблются в пределах 5-10 м. На территории выделяется четыре север-северо-западных, близких к субмеридиональному простиранию локальных прогибов, разделяющих валобразную зону (Ларочкина и др., 2010).

Нефтеносность территории. В пределах тиманского горизонта выделяется продуктивный пласт D_0 , который представлен на данном месторождении четырьмя пропластками: D_0 -а, D_0 -б, D_0 -в и D_0 -г в разных частях залежи. Пропласток D_0 -а, нефтенасыщенный, прослеживается только в понижении, в районе скважины №1203. Толщина его небольшая и равна 1 м. При движении с юга на север территории пропластки D_0 -б и D_0 -в сливаются в один пласт-коллектор. На южном куполе толщина этого пласта выдержана в пределах 8 м. В прогибах происходит уменьшение его толщины за счет замещения пропластка D_0 -в на аргиллиты. На крыльях северного купола пропластки разделяются глинистой перемычкой, тогда как в своде пласты вновь сливаются в единый пласт. Восточнее, в пределах северного купола, пропластки D_0 -б и D_0 -в не сливаются. Нефтенасыщенный D_0 -б выдержан по площади, мощности колеблется от 1,3 в скважине №1200 до 3 м в скважине №1203. Слабо нефтенасыщен в крыльевой части в районе скважины №1210. D_0 -в нефтеносен только в сводовой части в скважине №1205.

В пашийском горизонте выделена линза коллектора D_1 -б₃ на крыле южного купола, слабо насыщенного нефтью в скважине №1203. Пласт-коллектор D_1 -г распространен почти повсеместно, но нефтеносен он только на поднятии северного купола в районе скважины №9628. С запада на восток северного купола Ульяновского поднятия в тиманском горизонте пласт-коллектор D_0 -б+ D_0 -в достигает мак-

симальной толщины в своде в районе скважины №9628, которая составляет 4,5 м. При движении на восток пласт уменьшается в толщине до 1 м в скважине №9629 и глинизируется. Коллектор D_0 -г распространен только в центральной части северного купола в скважинах №№541 и 9628, причем в скважине №541 пласт возможно нефтенасыщенный, а в скважине №9628 - слабо нефтенасыщенный. В пределах пашийского горизонта выделяется два нефтенасыщенных пласта: D_1 -б толщиной 1,4 м в скважине №9629 и D_1 -г – 1,5 м в скважине №9628.

С юго-запада на северо-восток наблюдается плавное уменьшение толщины пласта-коллектора D_0 -б+ D_0 -в тиманского горизонта с выклиниванием пласта D_0 -б на северо-востоке в скважине №3057.

Принципиальное геологическое строение пашийского и тиманского продуктивных пластов показано на рис. 1.

Первый профиль I-I строился по линии скважин 1283-3054д-3056-1631д-1206-1202-9628-311 и протягивается с юга на север территории, пересекая западную залежь месторождения. Западная залежь расположена в пределах двухкупольного поднятия. Южный купол ограничен изогипсой –1625м, северный купол – изогипсой –1620м.

После проведения детального анализа пластов-коллекторов профиля I-I можно сделать вывод, что тиманский горизонт залегает несогласно на отложениях пашийского горизонта. Тиманский горизонт является одним из основных эксплуатационных объектов на месторождении. В исследуемой залежи пласты D_0 -б и D_0 -в сливаются в единый пласт, достигая максимальной нефтенасыщенной толщины 8,5 м в скв. №3054д. В скв. №3056, расположенной в зоне седловины, пласт D_0 -в замещен на аргиллиты, а толщина нефтеносного коллектора D_0 -б составляет 3,5 м. В районе скв. №311, располагающейся на севере участка, пласты разделены глинистой перемычкой. Общая толщина пластов равна 9 м. Коллекторы представлены песчаниками и песчаниками в различной степени глинистыми.

Пласт D_0 -г тиманского горизонта распространен крайне редко и отмечается лишь на северном куполе залежи. Толщина пласта колеблется от 0,8 м в скважине №9628 до 1,8 м в скважине №1202. Коллектор слабонефтенасыщен и представлен песчаниками глинистыми.

Пашийский горизонт характеризуется небольшой толщиной. Максимальная толщина 12,5 м в скважине №3054д отмечается в крыльевой части южного поднятия. В своде северного поднятия прослеживается уменьшение толщины до 2,5 м. В пределах южного поднятия в пашийском горизонте выделяются пласты-коллекторы: D_1 -б₂ в скважинах №№1283 и 3054д и слившийся в один пласт D_1 -в+ D_1 -г в скважинах №№1283, 3054д. Коллекторы представлены в основном песчаниками водонасыщенными. В северной части в подошве пашийского горизонта распространен только пласт D_1 -г толщиной от 1,5 м до 5 м в скважинах №№9628 и 311, соответственно. Линзовидное залегание пласта мощностью 2,5 м отмечено в скважине №1206. Пласт D_1 -г в скв. №9628 представлен алевролитом с нефтяным насыщением, тогда как в скв. №311, располагающейся в самой северной части, он водонасыщен.

Муллинский горизонт сложен песчаниками водонасыщенными. Выделяется два пласта-коллектора: D_2 -а и D_2 -б. Пласт-коллектор D_2 -а развит повсеместно и состоит из нескольких прослоев. В своде северного купола под-

нения прослой сливаются в один пласт и достигают в скважине №1206 13 м. Пласт D_2 -б развит в купольной части южного поднятия, в прогибе и крыльевой части северного поднятия. Толщина небольшая и достигает в скважине №1206 – 2 м.

Геологический профиль II-II протягивается с запада на восток северного купола. В тиманском горизонте пласт-коллектор D_0 -а распространен линзовидно в скважине №541 и представлен алевролитами глинистыми. Средняя толщина равна 0,7 м. В западной части купола пласты D_0 -б и D_0 -в сливаются в один нефтенасыщенный пласт. В купольной части толщина является максимальной и достигает 4,5 м в скважине №9628. К востоку пласт D_0 -в замещается на глины, а коллектор D_0 -б уменьшается в мощности до 1 м в скважине №9629. Также выделяется в разрезе пласт D_0 -г. В западной части он возможно нефтеносен, сложен алевролитами и имеет толщину 2 м. К востоку он замещается на песчаники слабо нефтенасыщенные, а затем вовсе замещается на глинистые разности. В разрезе пашийского горизонта выделяется линза коллектора D_1 -б₂, которая упирается в размытую поверхность пашийского горизонта. Сложен пласт песчаниками нефтенасыщенными, толщина – 1,4 м. Пласт-коллектор D_1 -г в западной части купола сложен алевролитами нефтенасыщенными толщиной 1,5 м в скважине №9628. К востоку купола этот пласт замещается на песчаники водоносные и сливается с коллектором D_1 -в, образуя пласт общей мощностью 4,3 м. Далее на восток, D_1 -в замещается на глины в скважине №9629. Толщина муллинского горизонта изменяется с запада на восток от 24 м в скважине №541 до 6 м в скважине №9629. На западе пласты-коллекторы D_2 -а и D_2 -б сливаются в один пласт толщиной 24 м (скважина №541). Пласт водоносный. Восточнее, в скважине №9628, пласт D_2 -б замещается, в скважине №1200 он проявляется в виде линзы толщиной 2,5 м.

Геоморфологический анализ совместно с анализом данных структурного бурения. Современные возможности геоморфологического анализа позволяют использовать этот вид информации с одной стороны как помощник в проведении рекогносцировочных работ при проектировании сейсмических профилей, с другой, как инструмент анализа соотношения структурных планов начиная от кристаллического фундамента через всю толщу осадочного чехла. Для анализа данных ДДЗ в работе использована матрица радарной топографической съемки Shuttle radar topographic mission (SRTM) с расширением .hgt. После обработки цифровых матриц в ГИС-программах Arcview GIS 3.2a в модуле Spatial Analyst получена цифровая модель рельефа на территорию. На основе этих данных построен рельеф местности на территорию Ульяновского месторождения с сечением 5 м. Для уточнения границ лесных массивов и отслеживания изменений в инфраструктуре применены данные космической съемки Landsat TM/ETM+ в комбинации каналов 5,3,1. На рисунке 2 показан результат построений.

Обращает на себя внимание тот факт, что на западном участке изолинии повышения уровня земной поверхности на западном участке совпадают с контурами перспективных локальных поднятий по каменноугольным и девонским отложениям.

Структурное бурение активно проводилась на рубеже 70-х-80-х годов и поэтому по территории республики на-

Участок	Плотность до	Плотность после	Площадь
I – Западный:	1,5	3	6,4
западное поднятие	2,01	3,8	0,56
II - Восточный	1,4	3,6	1,8

Табл. Распределение плотности профилей сейсморазведочных работ до и после проведение детализации.

коплен богатый фондовый материал. На исследуемой территории проведена структурная съёмка с средним шагом бурения от 700 до 1100 м, с плотностью бурения 1,54 кв/км². Так как дневная поверхность подвержена современным эрозионным процессам, в основном имеющим техногенный характер, как это видно, например, на восточном участке, геоморфологический анализ должен проводится совместно с данными структурного бурения. Другим полезным качеством геоморфологического анализа является то, что по данным расшифровки современных космических снимков можно относительно не дорого повышать качество проведения рекогносцировочных работ при формировании проектов детализационных сейсмических профилей.

Характеристика участков и выделение первоочередных направлений геолого-разведочных работ. Первоначально, при проведении разведочных работ большой территории месторождения или группы локальных поднятий плотность профилей сейсморазведочных работ неравномерно покрывает территорию в силу различных причин, в основном, связанных с результатами рекогносцировочной оценки территории и особенностями методики проведения площадной сейсморазведки. Осреднённая плотность сейсморазведочных работ на всю территорию поисково-разведочной площади будет достаточно высокой и номинально соответствовать необходимым требованиям. Однако в дальнейшем при переходе к работам, связанным с детализацией строения отдельных локальных поднятий или участков работ, плотность их останется гораздо ниже заявленной. На рисунке 3 показана карта структурной поверхности тиманских отложений с фрагментами проектов заложения детализационных сейсмопрофилей на западном (Блок 1) и восточном (Блок 2) исследуемых участках.

На рисунке серым цветом показаны линии профилей сейсморазведочных работ партии № 6/97. Изученность сейсморазведочными работами равна 1,72 п.км/км². Район исследования – это западный и восточный участки характеризуются плотностями равными 1,5 и 1,4 п.км./км² соответственно. Такая плотность является крайне низкой для планирования геолого-разведочных работ. Центральная часть месторождения разбурена сеткой эксплуатационных скважин, на западном и восточном участках пробурены единичные скважины. Вследствие этого, нельзя с уверенностью утверждать, что все локальные поднятия на территории Ульяновского месторождения выявлены.

Интерпретация материалов ГИС, в пределах северного купола была обнаружена залежь нефти в пашийских отложениях. ВНК проведен по подошве последнего нефтенасыщенного пласта в скважине №9629 и равен -1624,5 м. В результате проведенного тектонического районирования на востоке территории, в районе скважины №303, предполагается наличие залежи нефти в отложениях тиманско-

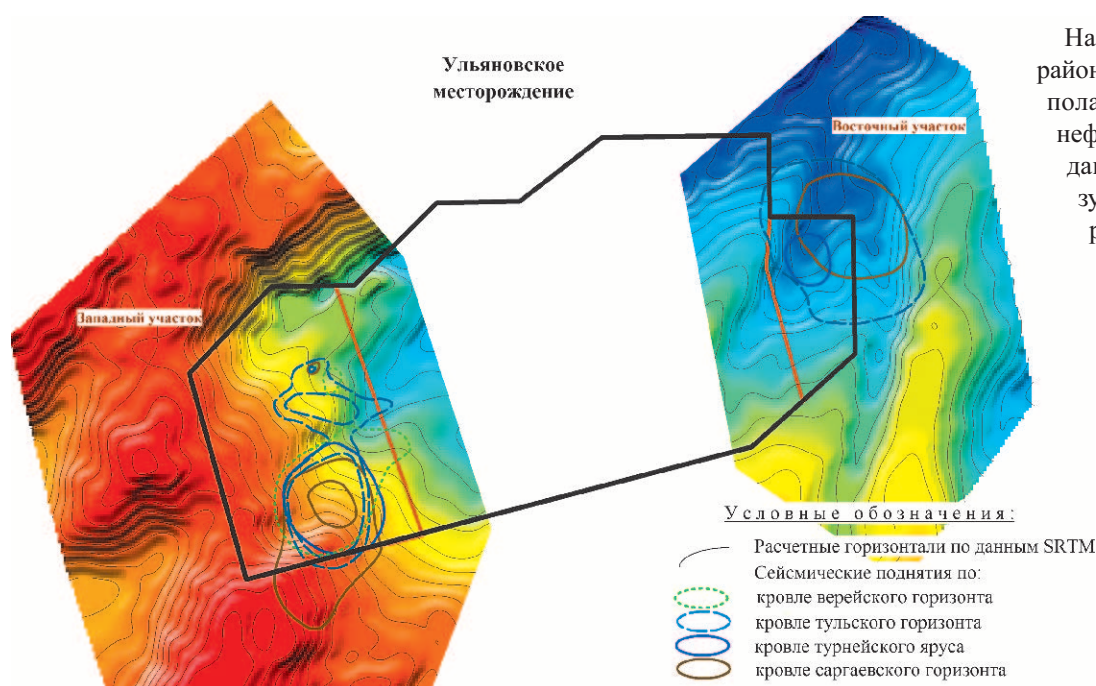


Рис. 2. Фрагменты карт поверхности рельефа.

го горизонта. ВНК определено на абсолютной отметке -1613 м по данным ГИС.

На западном участке северо-западнее скважины 419 изогипсой -1635 оконтуривается поднятие. Выше по разрезу анализ соотношения структурных планов показывает, наличие нефтеносности в каменноугольных отложениях. Наличие поднятия в девоне в юго-западной части подтверждается сейсмическим профилем 069924. На рисунке 4 показано отражение пласта

Ввиду низкой плотности сейсморазведки, составляющей 1,72 пог.км/км², структура остается недоизученной. Рекомендуется уплотнение сети сеймопрофилей в западной части месторождения с целью уточнения контура поднятия и возможного выявления новых поднятий. Уплотнение следует произвести с помощью заложения детальных сейсмических профилей №№ 1, 2, 3 и 4, местоположение которых показано на рисунке 3, общей протяженностью 9,5 пог.км. Цель заложения профилей 1 и 4 – поиск свода поднятия. Северная часть профиля 1, а так же профили 2 и 3 позволят разведать северную часть Западного участка в целом.

На востоке территории, в районе скважины №303, предполагается наличие залежи нефти на отметке -1613 м по данным ГИС (Рис. 5) и результатам тектонического районирования. По ОГ У и Д по данным с.п. 6/97 предполагается наличие поднятия. Для его подтверждения также рекомендуется заложение профилей №№5, 6, 7 общей протяженностью 3,9 пог.км.

По участкам со- считаны их площадь, длины сейсмических профилей прежних лет (до 1985 года). Все рекомендации основаны

на анализе геологического строения Ульяновского месторождения, тектоническое районирование позволяет проектировать детализационную сетку сейсмических профилей более эффективно с точки зрения доразведки месторождения. Таким образом, можно с высокой степенью достоверности говорить о доразведке сводовых частей поднятий и приконтурной области. Обобщённые данные об изменении длины рекомендуемых детализационных сейсмических профилей и плотности сейсморазведочных работ на единицу площади, со- считанных совместно с профилями сейсморазведочных работ, проведённых ранее, приведены в таблице.

Примерами успешного подхода к уплотнению детализационных сейсмических профилей может считаться открытие Мензелинского месторождения одноимённое под-

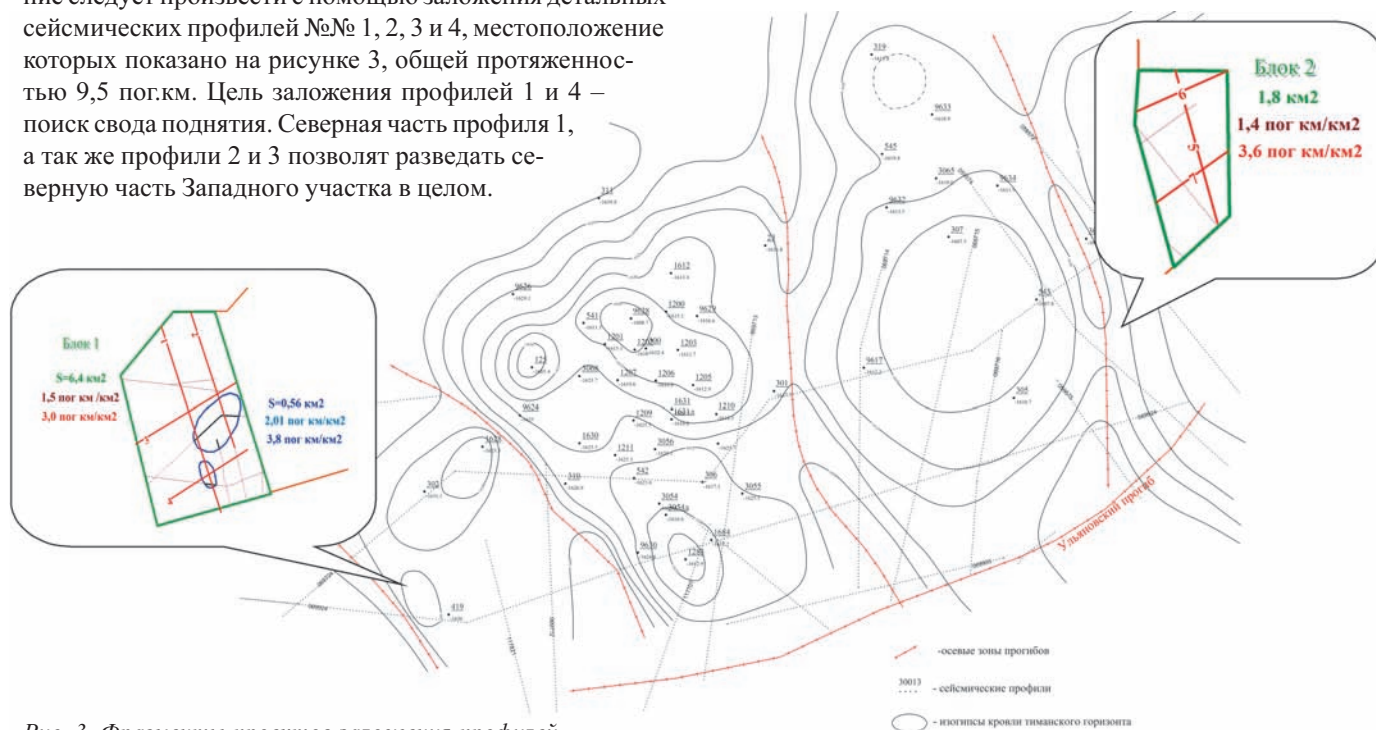


Рис. 3. Фрагменты проектов заложения профилей.

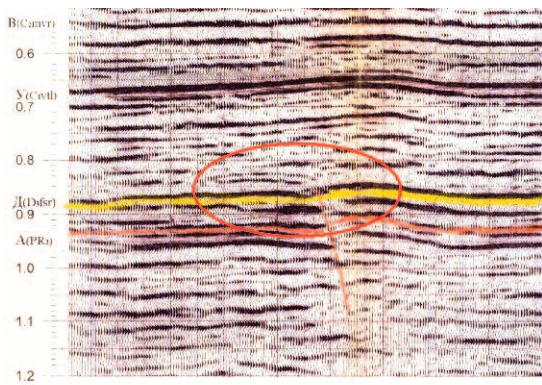


Рис. 4. Временной сейсмический профиль №069924.

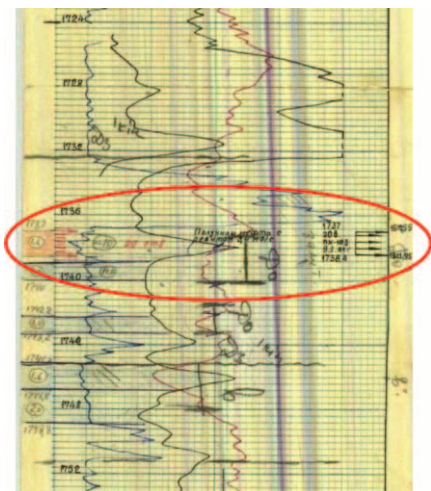


Рис. 5. Фрагмент каротажной диаграммы скважины №303 с выделенным продуктивным интервалом.

нятие, которого долгое время не было даже в составе выявленных локальных поднятий. Или, например, Ленский выступ на поверхности кристаллического фундамента высотой около 70 м, который так же был выявлен благодаря адресному сгущению сетки сейсмопрофилей на Елгинском месторождении. И это на сравнительно

изученной территории северного склона Южно-Татарского свода.

Проведённое исследование повышает уверенность в том, что на территории Ульяновского месторождения будут положительные результаты, так как адресное сгущение сейсмопрофилей базируется на качественной геологической модели на основе геотектонического районирования и направлено на снижение риска геолого-разведочных работ.

Литература

Ларочкина И.А., Ганиев Р.Р., Анисимов Г.А., Шабалин О.Н. Адресное уплотнение детализационных сейсморазведочных профилей как фактор повышения эффективности геологоразведочных работ. *Сб. матер. межд. науч.-практ. конф.: «Инновации и технологии в разведке, добыче и переработке нефти и газа»*. Казань. 2010. 216-219.

Ларочкина И.А., Минибаева С.М. Пути повышения эффективности геологоразведочных работ в Республике Татарстан. *Георесурсы*. № 1(24). 2008. 2-3.

Ларочкина И.А., Ганиев Р.Р., Михайлова И.Н., Новиков И.П. Влияние эрозивно-карстовых врезов на размещение залежей нефти в радаевско-бобриковских отложениях. *Георесурсы*. № 3(35). 2010. 38-41.

R.R. Ganiev. **Address consolidation of seismic profiles as the way of increase of efficiency of geologo-prospecting works on Devonian productive adjournment.**

In article methodical reception allowing is shown to raise

efficiency a technique of search Devonian adjournment. It is proved that increase of efficiency of geologo-prospecting works at the expense of consolidation of profiles of seismprospecting works should be based on strict scientific knowledge of features a structure of deposits. In article the example of the geomorphological analysis is shown.

Keywords: Technique of searches, Deposit, trap, Devonian adjournment, explorative drilling, profiles of seismprospecting works.



Радик Рафкатович Ганиев

заместитель директора по научной работе. Научные интересы: компьютерное моделирование геологического строения нефтяных месторождений, методы поиска и разведки нефтяных месторождений.

Институт проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан
420087, Казань, ул. Даурская, 28. Тел.: (843) 298-59-65, 298-16-17.

Казань: Изд-во Казан. ун-та. 2011. 372 с.

Геологические основы компьютерного моделирования нефтяных месторождений

Булыгин Д.В., Ганиев Р.Р.



Книга написана на основе современных отечественных и зарубежных разработок теоретического и практического характера в области компьютерного моделирования нефтяных и нефтегазовых месторождений. В работе подробно освещены виды и технология создания геологических моделей, а также стадии построения геолого-гидродинамических моделей с помощью ЭВМ и программных средств. Особое внимание уделено вопросам построения структурной, фациальной, петрофизической моделей, модели насыщения и обоснования водонефтяных контактов при компьютерных геологических построениях.

Детально изложены принципы и условия передачи геологической информации при переходе к гидродинамическим расчетам, методы компьютерного построения карт и особенности гидродинамического моделирования. В работе использован практический опыт авторов в оценке эффективности и планировании геолого-технических мероприятий на месторождениях. Книга предназначена студентам, аспирантам, преподавателям ВУЗов, а также широкому кругу исследователей и специалистов в области моделирования и разработки месторождений с целью практического применения в производстве.

Книгу можно заказать по e-mail: Radik.Ganiev@ksu.ru

ISBN 978-5-98180-935-4