

Секция 7

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

НАНО-ФРАКТАЛЬНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННЫХ СИСТЕМ

Н.П. Запивалов, профессор

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Фрактальное и наноструктурное моделирование помогает определить текущий уровень самоорганизации и управлять сбалансированной разработкой месторождений, а, в конечном счете, существенно увеличить коэффициент извлечения нефти и газа.

1. Активные запасы нефти и газа могут восполняться в процессе разработки нефтегазовых месторождений. Это возможно в двух случаях: а) происходит скоротечный современный процесс образования углеводородной массы в данном пласте (очаге); б) осуществляется индивидуально-щадящая разработка пласта, в ходе которой происходит сбалансированный обмен флюидами между матрицей (блоком) и фильтрационными средами, включая наноструктуры.

2. Для контроля за подобными процессами можно использовать фрактальное и наноразмерное моделирование нефтегазовых залежей. Нефтегазонасыщенные системы, представленные пористыми или трещиноватыми средами, в существенной мере определяются многими факторами, включая хаотическое распределение зерен породы, капилляров и трещин по форме и размерам. Как известно, пористые вещества ведут себя как системы с фрактальной структурой. Собственно характеристикой подобных веществ является пористость, которая обычно связывается с размерами пор (до 0,1 нм), а также фрактальная размерность, отвечающая стохастическому распределению поровых пустот, капилляров и трещинных каналов. Часто характерные размеры явлений, определяющих геофизические параметры пористых сред, включая эффективность процессов протекания и вытеснения нефти и газа, составляют десятые доли нанометра. Следует подчеркнуть, что традиционное значение пористости не является определяющим фактором, характеризующим коллектор. Главным является удельная поверхность пор и каналов в данном локальном участке нефтегазонасыщенного пласта. Конечно, хорошо бы знать не только величину удельной поверхности пустотного пространства, но и его свойства и возможно меняющееся состояние, отражающее коэффициент поверхностного натяжения и флюидно-капиллярную (наноразмерную) перколяцию.

3. Фрактальные представления упрощают анализ турбулентного движения жидкости или газа, а также процесса протекания, что важно для технологии разработки месторождений. Вместе с тем в геологических процессах наноразмерные компоненты и явления выступают как основные там, где важна роль различия свойств объемного и двумерного (поверхность) состояний вещества. Разрабатываемые в настоящее время на основе современных достижений физики фракталов нанотехнологий, геофизики и математической физики принципиально новые методы комплексного анализа нефтегеологических систем позволяют конкретизировать информацию об их динамике с учетом сложности топологии нефтегазовых коллекторов, пористой структуры напряженных нефтегазонасыщенных слоев, изменения состояния месторождений под влиянием техногенных процессов. Фрактальное и наноструктурное моделирование помогает определить текущий уровень самоорганизации и управлять сбалансированной разработкой месторождений, а, в конечном счете, существенно увеличить итоговый коэффициент извлечения нефти и газа.

4. Пауза в открытии новых крупных и высокодебитных месторождений затянулась, и почти во всех регионах России нефтяники и газовики вынуждены работать с остаточными трудноизвлекаемыми запасами на разрабатываемых истощенных месторождениях третьей и четвертой стадии. Именно в этой ситуации основной возможностью остается реабилитация таких месторождений в целом или отдельных продуктивных зон. Это позволит восстановить природные энергетические параметры флюидонасыщенных систем, а также обеспечить равновесное соотношение углеводородов в трещинах и поровой матрице. Такие индивидуальные флюидодинамические циклы на основе самоорганизации природных систем могут значительно увеличить объем извлекаемых запасов.

5. Залежь нефти – это открытая флюидодинамическая система с переменной энергией, ограниченная градиентом протекания и массо-энергопереноса, за пределами которого распространяется другая система (среда). Изучение природно-техногенных систем (залежей нефти и газа) с быстроменяющимся состоянием и управление разработкой месторождений целесообразно осуществлять на основе флюидодинамического мониторинга, фрактального и наноразмерного моделирования. Фрактальные и наноструктурные характеристики используют в качестве диагностических критериев, определяющих состояние объектов разработки, а также необходимость и время реабилитационных циклов. Самоорганизация природных систем предусматривает строго дозированное техногенное вмешательство.

Литература

1. Запивалов Н.П., Смирнов Г.И. О фрактальной структуре нефтегазовых месторождений. // Докл. РАН, 1995. – Т. 341. – №1. – С. 110 – 112.
2. Запивалов Н.П., Иванов В.М., Смирнов Г.И. Фрактальное моделирование электропроводности нефтегазосодержащих коллекторов // Геология и геофизика. – М., 1998. – Т. 39. – №3. – С. 406 – 409.

3. Запивалов Н.П., Попов И.П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. – Новосибирск: Изд. СО РАН, Филиал "Гео", 2003. – 198 с.
4. Запивалов Н.П., Смирнов Г.И., Харитонов В.И. Фрактальная геодинамика нефтегазовых месторождений. // Наука и технология углеводородов, 2000. – № 2.
5. Запивалов Н.П., Смирнов Г.И., Харитонов В.И. Фрактальная геодинамика нефтегазоносных систем при наложенных техногенных процессах // Геодинамика и напряженное состояние недр Земли (Int. conf. «Geodynamics and Stressed State of the Earth's Bowels»): Труды Международной конф. – Новосибирск: Изд. СО РАН, 1999. – С. 38 – 41.
6. Зельдович Я.Б., Соколов Д.Д. Фракталы, подобие, промежуточная асимптотика // Успехи физ. наук, 1985. – Т. 146. – №3. – С. 493 – 506.
7. Katz A.J., Thompson A.K. Fractal sandstone pores: Implication for conductivity and pore formation. Phys. Rev. Lett., 1985. – V. 54. – P. 1325 – 1328.
8. Муслимов Р.Х. Нанотехнологии в геологии и повышение эффективности освоения залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти // Нефтяное хозяйство. – М., 2009. – №1. – С. 38 – 41.
9. Наймарк А.А. Фрактальность геологической среды и проблема прогнозируемости сейсмогенного макроскальвания // Известия вузов серия «Геология и разведка». – М., 1997. – №2. – С. 23 – 31.
10. Соколов И.М. Размерности и другие геометрические критические показатели в теории протекания. / Успехи физ. наук. – М., 1986. – Т. 150. – № 2. – С. 221 – 256.
11. Turcotte D.L. Fractals and chaos in geology and geophysics. – Cambridge University Press, 1992.
12. Хавкин А.Я. Нанотехнологии в добыче нефти и газа. – М.: Нефть и газ, 2008. – 171 с.

СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ ТЕРРИГЕННОГО КОМПЛЕКСА ВЕНДА АНГАРО-ЛЕНСКОЙ СТУПЕНИ

Е.П. Бак

Научный руководитель доцент С.А. Моисеев

Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Ангаро-Ленская ступень расположена на юге Сибирской платформы. За время изучения территории Ангаро-Ленской ступени на ней были открыты гигантское Ковыктинское месторождение, запасы природного газа которого оцениваются в 1,9 трлн м³, 2,3 млрд м³ гелия и 115 млн т жидкого газового конденсата [1], Ангаро-Ленское месторождение с запасами природного газа 1,2 трлн м³ [2] и ряд мелких месторождений таких как Атовское, Братское, Левобережное, Хандинское и Чиканское.

Всего в разрезе осадочного чехла выявлено двенадцать продуктивных горизонтов: базальный, боханский, шамановский, парфеновский, усть-кутский, осинский, балыхтинский, христофорский, атовский, биркинский, бильчирский и келорский (табл.). Основным продуктивным горизонтом на данной территории является парфеновский. Парфеновский горизонт повсеместно распространен на территории Ангаро-Ленской ступени. Горизонт сложен практически неглинистыми песчаниками кварцевого и кварц-полевошпатового состава. В пределах Ангаро-Ленской ступени мощность горизонта изменяется от 120 м на Братском месторождении до 8 м на Балаганкинской площади. Эффективные толщины изменяются от 1 до 29 м. Тип коллектора – поровый. Пористость меняется в пределах от 2 до 21 %, в среднем составляя 7–9 %.

В настоящее время на рассматриваемой территории проводится большой объем геологоразведочных работ и появляются новые материалы, которые позволяют существенно уточнить строение горизонта. В ряде публикаций по геологическому строению Ковыктинского месторождения показано, что песчаники парфеновского горизонта сформировались в различных палеогеографических условиях дельтового комплекса. В центральной части ступени горизонт сформировался в условиях аллювиальной долины.

В работах Ю.К. Советова показано, что основным источником терригенного материала для формирования парфеновского горизонта являются денудированные породы Присяяно-Енисейской синеклизы. Эти материалы дают нам повод предполагать, что в центральных районах Ангаро-Ленской ступени надо искать залежи принципиально иного строения в отличие от тех, которые уже выявлены в зоне сочленения Ангаро-Ленской ступени, Присяяно-Енисейской синеклизы и Непско-Ботубинской антеклизы, вероятнее всего, они будут «ленточного» типа. Совершенно иными структурными характеристиками обладают нижезалегающие горизонты: боханский и базальный. Они имеют не выдержанные характеристики, как по общей мощности, так и по содержанию песчаного материала. Из опыта работ на территории Сибирской платформы такой разброс в мощностях и песчаности связан с прибрежно-морскими условиями формирования этих горизонтов (возможно конуса выноса).

Боханский горизонт представлен неоднородным чередованием различных по зернистости песчаников: от крупнозернистых до мелкозернистых алевритистых и алевритовых. По литологическому составу это полевошпатово-кварцевые и кварцевые слабо отсортированные песчаники. Мощность боханского горизонта может достигать 65–80 м, а песчаников 45–50 м. Горизонт хорошо прослеживается в центральных и восточных районах Ангаро-Ленской ступени, однако, из-за технических трудностей бурения на больших глубинах, он вскрыт лишь частью пробуренных скважин, вследствие чего его нефтегазоносный потенциал слабо изучен. Тип коллектора – поровый. Пористость песчаников редко превышает 10–15 %. Базальный горизонт залегает на породах коры выветривания фундамента и имеет ограниченное распространение только в юго-восточных районах ступени. Горизонт сложен кварцевыми, кварц-полевошпатовыми, темно-серыми до черных, от мелко- до грубозернистых песчаниками, с тонкими прослоями гравелитистых разностей, преимущественно плохо отсортированных. Совершенно иными структурными характеристиками обладают нижезалегающие горизонты: боханский и базальный. Они имеют не выдержанные характеристики, как по общей мощности, так и по

содержанию песчаного материала. Из опыта работ на территории Сибирской платформы такой разброс в мощностях и песчаности связан с прибрежно-морскими условиями формирования этих горизонтов (возможно конуса выноса).

Таблица
Продуктивность венд-нижнекембрийских отложений на территории Ангаро-Ленской ступени

Месторождение, площадь	Свита										
	Продуктивный горизонт										
	Литвинцев, келорский	Ангарская бильчир.	Булайская биркинс.	Бельская		Усольская		Тэтэрская (верхнемог- ская)	Чорская (нижнемогская)		
			атовский	христофор.	бальхтинс	осинский	усть-кут	парфёнов.	шаманов.	боханский	
Атовское			г	г	г	г+н	н		г	г	
Братское							г		г		
Ковыктинское									г		
Ахинская						г			г		
Балаганкинская										г	
Бальхтинская			г+н		г	г	г	г			
Бильчирская	г	г		г					г		
Биркинская			г	г							
Боханская						г			г		г
Еловская							г				
Знаменская											г
Илимская							г				
Иркутская								г			
Коркинская	г	г		г							г
Осинская						г	г+н	г	г		г
Парфеновская		г			г		г	г	г		г
Подволочная								г	г+н		
Рудовская						г					
Тугурская			г	г						г	г
Тыптинская						г+н			г		г
Христофоровская	г	г	г	г	г+н	г+н					
Чиканская											г
Чорская									н		
Шамановская									г	г	г
Шелонинская		г									
Южно-Радуйская		г				г	г+н		г		г

г	Притоки газа с дебитом более 3 тыс м ³ /сут
г	Притоки газа с дебитом менее 3 тыс м ³ /сут
г+н	Притоки газа с нефтью

н	Притоки нефти с дебитом более 3 м ³ /сут
н	Притоки нефти с дебитом менее 3 м ³ /сут

Боханский горизонт представлен неоднородным чередованием различных по зернистости песчаников: от крупнозернистых до мелкозернистых алевритистых и алевритовых. По литологическому составу это полевошпатово-кварцевые и кварцевые слабо отсортированные песчаники. Мощность боханского горизонта может достигать 65–80 м, а песчаников 45–50 м. Горизонт хорошо прослеживается в центральных и восточных районах Ангаро-Ленской ступени, однако, из-за технических трудностей бурения на больших глубинах, он вскрыт лишь частью пробуренных скважин, вследствие чего его нефтегазоносный потенциал слабо изучен. Тип коллектора – поровый. Пористость песчаников редко превышает 10–15 %. Базальный горизонт залегает на породах коры выветривания фундамента и имеет ограниченное распространение только в юго-восточных районах ступени. Горизонт сложен кварцевыми, кварц-полевошпатовыми, темно-серыми до черных, от мелко- до грубозернистых песчаниками, с тонкими прослоями гравелитистых разностей, преимущественно плохо отсортированных.

Породы плотные, наклонно и нечетко слоистые, слабослюдистые, прослоями интенсивно насыщены твердым нерастворимым битумом, который обуславливает черную окраску песчаников. Средняя мощность горизонта 12 метров. Тип коллектора – поровый. Фильтрационно-емкостные свойства пород низкие: пористость 2,6–8,6 %, в отдельных образцах до 10,5–12,1 %. Предполагаемые залежи в боханском и базальном горизонтах будут связаны с ловушками неантиклинального типа и с литологическими экранами. Предполагаемый тип углеводородонасыщения – газ, газоконденсат. Вероятность обнаружения газонефтяных или нефтегазовых залежей – мало вероятна.

Литература

1. <http://www.tnk-bp.ru/operations/exploration-production/projects/kovykta>.
2. <http://www.rosnedra.com/article/948/1>.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕГИОНАЛЬНЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ПРОФИЛЕЙ (№ 105, № 102, № 19) ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ СТРУКТУРЫ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА И ВОССТАНОВЛЕНИЯ ИСТОРИИ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ГЕОСИНЕКЛИЗЫ

И.И. Белякова

Научный руководитель доцент С.Ю. Беляев

Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Региональный профиль № 19 протягивается через территорию Западной Сибири в субширотном направлении, профили № 105 и № 102 пересекают ее в субмеридиональном направлении: профиль № 102 – западную часть, № 105 – центральную. Профили пересекают крупные надпорядковые и нулевого порядка тектонические структуры: Большехетскую мегасинеклизу, Среднепурский наклонный мегажелоб, Мансийскую синеклизу, Зауральскую и Краснотенинскую мегамоноклизы и элементы более высоких порядков. Осадочный чехол на территории, пересекаемой линией 105 регионального профиля, представлен триасовыми отложениями, которые распространены в северной части территории исследования, а также юрскими, меловыми и кайнозойскими отложениями, распространёнными повсеместно. Разрез осадочного чехла на территории 19 регионального профиля представлен юрскими, меловыми и кайнозойскими отложениями. Профиль № 102 пересекает территорию, на которой юрские отложения залегают неповсеместно, а меловые и кайнозойские развиты на всей территории. Главной целью исследования является описание современной структуры мезозойско-кайнозойского чехла и восстановление истории тектонического развития изучаемой территории на основе интерпретации данных сейсмического профиля и построения палеопрофилей с помощью программного пакета W-seism. Проведённый анализ регионального сейсмического профиля № 19, позволил выделить четыре зоны, отличающиеся по структуре осадочного чехла и истории тектонического развития (рис.).

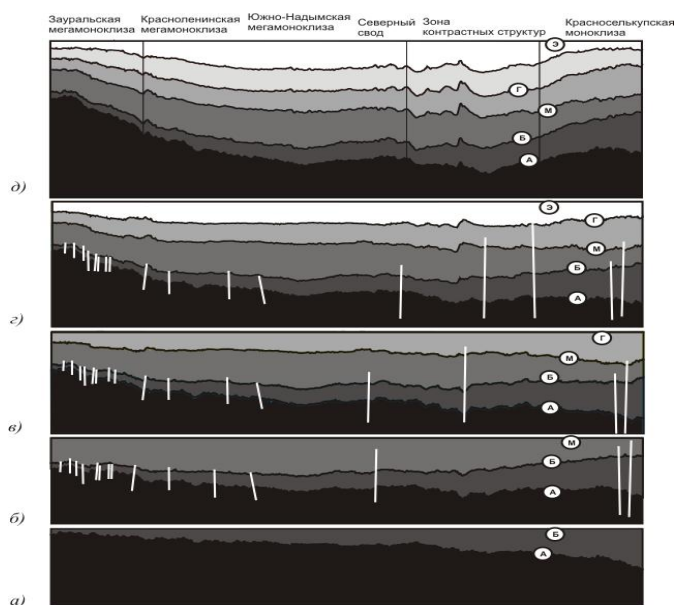


Рис. Сейсмогеологический профиль № 19: а) – палеофиль на конец юрского периода, б) – палеофиль на конец аптского века, в) – палеофиль на конец туронского века, г) – палеофиль на конец зеландийского века, д) – современный профиль. Буквы в кружках – отражающие горизонты: А – подошва осадочного чехла, Б – баженовская свита, М – алымская свита, Г – кузнецовская свита, Э – талицкая свита

Профиль № 102 пересекает Краснотенинскую мегамоноклизу, входящую в состав третьей зоны. Исходя из этого, можно осуществить дальнейшие исследования, а именно:

- прослеживание субмеридиональных зон, уточнение их границ;
- более детальное восстановление истории развития отдельных тектонических элементов и выделение основных этапов развития зон, пересекаемых региональными профилями № 102 и № 105.

В результате анализа построенных палеопрофилей, соответствующих временам окончания формирования основных отражающих горизонтов (алымская, кузнецовская, талицкая свиты), развитие территории, пересекаемой региональным профилем № 105, можно разделить на два основных этапа. Первому этапу соответствует интервал времени с апта по турон. На этом этапе наиболее выраженными тектоническими элементами в рельефе верхнеюрских и аптских отложений являются Ярэйский наклонный мезовал, Варьёганско-Тагринский мегавыступ и Ямсовейское куполовидное поднятие. В целом рельеф доконьякских отложений в

конец турона представлял собой неравномерно деформированную поверхность со слабым региональным наклоном на север. Второй – коньяк-кайнозойский – этап развития характеризуется интенсивным ростом пологих структур и прогибанием отрицательных, формированием большого количества разрывных нарушений. Более интенсивно прогибалась северная часть территории (Большехетская мегасинеклиза); в современном разрезе осадочного чехла мегасинеклиза представляет собой наиболее крупную отрицательную структуру. Что касается территории, пересекаемой региональным профилем №102, по результатам анализа палеофилий её можно разделить на две части, отличающиеся по истории тектонического развития. Очертания основных структур, располагающихся в южной части этой территории, были оформлены к концу неокома. В посленеокомское время эти структуры развивались унаследованно с увеличением контрастности. Возникновение структур, осложняющих северную часть территории, произошло лишь к концу турона. На коньяк-раннепалеогеновом этапе развития происходил постепенный рост этих структур, а кайнозойский этап характеризовался увеличением амплитуды и усложнением структуры осадочного чехла.

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ПРИОБСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.С. Бондаренко

Научный руководитель доцент В.Н. Устинова

Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Приобское – гигантское нефтяное месторождение в России. Расположено в Ханты-Мансийском автономном округе, вблизи Ханты-Мансийска. Разделено рекой Обь на две части – лево- и правобережное. Освоение левого берега началось в 1988 г., правого – в 1999 г. Доказанные и извлекаемые запасы оцениваются в 2,5 млрд т, извлекаемые – более 1200 млн. Месторождение относится к Западно-Сибирской провинции. Открыто в 1982 г. Залежи на глубине 2,3–2,6 км. Плотность нефти 863–868 кг/м³, умеренное содержание парафинов (2,4–2,5 %) и содержание серы 1,2–1,3 %. По данным на конец 2005 г., на месторождении насчитывается 954 добывающих и 376 нагнетательных скважин, из них 178 скважин были пробурены в течение последнего года.

Добыча нефти на Приобском месторождении в 2007 г. составила 40,2 млн т, из них НК «Роснефть» – 32,77, а ОАО «Газпромнефть» – 7,43 млн т. В настоящее время разработку северной части месторождения ведёт ООО «РН-Юганскнефтегаз», принадлежащее компании НК «Роснефть», а южную – организация ОАО «Sibir Energy», принадлежащая компании ОАО «Газпром нефть». Месторождение удаленное, труднодоступное, 80 % территории находится в пойме реки Оби и затопляется в паводковый период. Месторождение отличается сложным геологическим строением: сложное строение песчаных тел по площади и разрезу, пласты гидродинамически слабо связаны. Для коллекторов продуктивных пластов характерны: низкая проницаемость; низкая песчаность; повышенная глинистость; высокая расчлененность. Освоение нефтегазоносного потенциала крупных месторождений требует изучения особенностей детального геологического строения отложений продуктивных комплексов. Для Приобского месторождения это осадки юры и нижнего мела. Построение подробной геологической модели месторождения включает исследование литолого-фациального строения продуктивной части разреза, особенностей его геолого-тектонического строения, вторичных минеральных преобразований в коллекторах и вмещающих породах, характера их проявления в геофизических полях. Построение геологической модели месторождения основывалось в первую очередь на изучении геолого-геофизического материала по продуктивным отложениям, накопленного для территории исследований. Широкий круг специалистов Сибирского региона занимается исследованием генетических особенностей формирования юрских и меловых продуктивных комплексов. Изучены особенности формирования, пространственного распространения, латерального выклинивания и фациального замещения основных продуктивных горизонтов и перекрывающих глинистых отложений, при выполнении прогнозных исследований интересных с точки зрения надёжности покрышек. Выполненные до настоящего времени исследовательские работы автора посвящены, в основном, изучению геологического строения юрских отложений. Юрский и меловой продуктивные комплексы платформенного чехла юго-востока Западно-Сибирской плиты являются основными нефтегазоносными толщами на территории Ханты-Мансийского региона. Юрская терригенная толща сложена преимущественно песчаниками и алевролитами, переслаивающимися с аргиллитами и пластами угля. Стратиграфическое расчленение юрских и меловых отложений для Ханты-Мансийского региона выполнено Ф.Г. Гурари, Л.В. Смирновым, А.М. Казаковым, В.П. Девятовым, В.С. Сурковым и др., детальный фациальный анализ отдельных литологических пачек проведен В.П. Девятовым, Е.Е. Даненбергом, В.Б. Белозеровым, А.В. Ежовой, Т.Г. Егоровой и др. [1].

На Приобском месторождении этаж нефтеносности охватывает значительные по толщине отложения осадочного чехла от среднеюрского до аптского возраста и составляет более 2,5 км. Непромышленные притоки нефти и керн с признаками углеводородов получены из отложений тюменской (пласты Ю₁ и Ю₃) и баженовской (пласт Ю₀) свит. Из-за ограниченного числа имеющихся геолого-геофизических материалов строение залежей к настоящему времени не достаточно обосновано. Промышленная нефтеносность установлена в неомских пластах группы АС, где сосредоточено 90 % разведанных запасов.

Основные продуктивные пласты заключены между пимской и быстринской пачками глин. Залежи приурочены к линзовидным песчаным телам, сформировавшимся в шельфовых и клиноформных отложениях неокома, продуктивностью которых не контролируется современным структурным планом и определяется практически только наличием в разрезе продуктивных пластов-коллекторов.

Отсутствие при многочисленных испытаниях в продуктивной части разреза пластовой воды доказывает, что залежи нефти, связанные с пластами этих пачек, представляют собой замкнутые линзовидные тела, полностью заполненные нефтью, а контуры залежей для каждого песчаного пласта определяются границами его распространения. Исключение составляет пласт АС₇, при испытании которого получены притоки пластовой воды из песчаных линз, заполненных водой. В составе продуктивных неокомских отложений выделено 9 подсчетных объектов: АС₁₂³, АС₁₂², АС₁₁²⁻⁴, АС₁₁¹, АС₁₁⁰, АС₁₀¹⁻², АС₁₀⁰, АС₉, АС₇. Залежи пластов АС₇ и АС₉ промышленного интереса не представляют.

Основные запасы нефти на Приобском месторождении сосредоточены в отложениях неокомского возраста. Особенностью геологического строения залежей, связанных с неокомскими породами, является то, что они имеют мегаколосное строение, обусловленное формированием их в условиях бокового заполнения достаточно глубоководного морского бассейна (300–400 м) за счёт выноса обломочного терригенного материала с востока и юго-востока. Формирование неокомского мегакомплекса осадочных пород происходило в целой серии палеогеографических условий: континентального осадконакопления, прибрежно-морского, шельфового и очень замедленного осаждения осадков в открытом глубоком море. По мере продвижения с востока на запад происходит наклон (по отношению к баженовской свите, являющейся региональным репером) как глинистых выдержанных пачек (зонального репера), так и содержащихся между ними песчано-алевролитовых пород [3].

Пластовые нефти по продуктивным пластам АС₁₀, АС₁₁ и АС₁₂ не имеют значительных различий по своим свойствам. Характер изменения физических свойств нефтей является типичным для залежей, не имеющих выхода на поверхность и окружённых краевой водой. В пластовых условиях нефти средней газонасыщенности давление насыщения в 1,5–2 раза ниже пластового (высокая степень пережатия). Месторождение отличается низкими дебитами скважин.

Основными проблемами разработки месторождения явились низкая продуктивность добывающих скважин, низкая естественная (без разрыва пластов нагнетаемой водой) приемистость нагнетательных скважин, а также плохое перераспределение давления по залежам при осуществлении ППД (вследствие слабой гидродинамической связи отдельных участков пластов). В отдельную проблему разработки месторождения следует выделить эксплуатацию пласта АС₁₂. Из-за низких дебитов многие скважины этого пласта должны быть остановлены, что может привести к консервации на неопределенный срок значительных запасов нефти. Одним из направлений решения этой проблемы по пласту АС₁₂ является осуществление мероприятий по интенсификации добычи нефти. Приобское месторождение характеризуется сложным строением продуктивных горизонтов как по площади, так и по разрезу. Коллектора горизонтов АС₁₀ и АС₁₁ относятся к средне- и низкопродуктивным, а АС₁₂ – к аномально низкопродуктивным. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов месторождения указывает на невозможность освоения месторождения без активного воздействия на его продуктивные пласты и без использования методов интенсификации добычи. Это подтверждает опыт разработки эксплуатационного участка левобережной части [2].

На данный момент очень большое внимание и проектов уделяется именно этому месторождению. Специалисты ООО «РН-Юганскнефтегаз» вывели на рабочий режим дожимную насосную станцию с установкой предварительного сброса воды (ДНС-УПСВ) на Приобском месторождении. Ее проектная мощность составляет по нефти 11,7 млн т в год и по жидкости почти 30 млн т в год (более 70 кубометров в сут.). В запуске и выводе на режим нового объекта приняли участие лучшие специалисты управления подготовки нефти и газа ООО «РН-Юганскнефтегаз». Уровень оснащения объекта очень высок: все процессы автоматизированы, поэтому для обслуживания оборудования в одну вахту достаточно шести человек. Дожимная насосная станция имеет большое значение для развития Приобского месторождения. На установке осуществляется предварительный сброс воды из скважинной жидкости. Благодаря этому произошло перераспределение потоков всего месторождения, уменьшение балластной перекачки между правым и левым берегом Приобского месторождения.

Были выведены из эксплуатации морально и физически устаревшие объекты МФНС Зульцер, Узел Сепарации Нефти, снизилась нагрузка на трубопроводы. Благодаря этому улучшилась экологическая обстановка в регионе, выросли экономические показатели, появились новые рабочие места. В планах компании развивать производственный объект.

В течение года здесь будут введены в эксплуатацию четыре резервуара, газокомпрессорная и пожарная насосная станции, административно-бытовой комплекс. Конечно же, мировой экономический кризис оказывает влияние на все отрасли экономики страны, в том числе и на развитие нефтяной промышленности, отметил Александр Богданов, В ООО «РН-Юганскнефтегаз» программа строительства на 2009 г. была пересмотрена, но все значимые производственные объекты будут введены в эксплуатацию в запланированные сроки. На Приобском месторождении продолжается бурение скважин, строительство трубопроводов, кустовых (к) насосных станций, продолжится строительство ДНС с УПСВ к. 285, ДНС с УПСВ к. 201, компрессорной станции в рамках газовой программы на правом берегу. Руководство НК «Роснефть», несмотря на непростую экономическую ситуацию, думает о будущем развитии компании, поскольку сворачивание строительства сегодня обязательно скажется на снижении добычи в будущем [2].

Литература

1. Бродовой В.В., Комплексование геофизических методов. – М.: Недра, 1991. – 336 с.
2. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: ЦентрЛит, 2000. – 113 с.
3. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. – М.: ЦентрЛит, 2004. – 514 с.

МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА, СВЯЗАННЫЕ С КАРБОНАТНЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ
К.В. Бузанов

Научный руководитель доцент Т.Г. Тен
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Карбонатные породы во многих районах развиты весьма широко, составляя в пространстве обширные комплексы отложений, перспективы нефтегазосности которых по существу оценены должным образом сравнительно недавно. Ввиду сложности строения большинства типов карбонатных пород, их неоднородности и своеобразия условий фильтрации в них флюидов выделение среди них пластов коллекторов встречает затруднения, хотя известные успехи в этом направлении и достигнуты. Практически все карбонатные породы образовались осаждением из водной среды, главное их отличие от терригенных пород заключается в химическом и минералогическом составе. К карбонатным породам относится обширная группа пород, представляющая известняками, доломитами и мергелями. Между этими тремя типами пород имеются всевозможные переходы. Одной из широко используемых классификаций названий карбонатных пород, переходных по содержанию кальцита, доломита и магнезита, является построенная по принципу отношения CaO/MgO классификация С.Г. Вишневого, дополненная Е.К. Фроловой.

Прерывистость нефтяных пластов, методы ее определения и целесообразность разделения коэффициента нефтеизвлечения на коэффициент вытеснения и коэффициент охвата вытеснением применительно к терригенным коллекторам были предложены академиком А.П. Крыловым. Это широко используют в отечественной теории и практике при определении уровней отбора нефти из залежей и изучении влияния сетки скважин на полноту нефтеизвлечения. Карбонатные коллекторы, по сравнению с терригенными, имеют, как правило, более прерывистое строение. В процессе отложения и формирования карбонатные породы подвергаются воздействию различных факторов, в результате чего коллектор приобретает очень сложную структуру пустотного пространства – от мельчайших пор до крупных каверн и трещин. От структуры пустотного пространства зависят способность коллектора вмещать и пропускать газ или жидкость, фильтрационные свойства, начальное содержание и распределение остаточной воды и полнота вытеснения нефти. Важная характеристика порового пространства – размеры пустотных каналов и их распределение. Поровые каналы карбонатных пород-коллекторов имеют сложную форму, поэтому их трудно охарактеризовать в каждой точке порового пространства определенным геометрическим параметром. Наиболее широко карбонатные породы и карбонатные коллекторы нефти и газа представлены в Волго-Уральской области и Тимано-Печорской провинциях, Оренбургско-Актюбинском Приуралье, Прикаспийской впадине, в районах Ставропольского края и Дагестана, на Северо-Западном Кавказе и в Припятской впадине, на Сибирской платформе и в других регионах нашей страны.

Обширные исследования карбонатных пород-коллекторов, которые проводились в Волго-Уральской области в последние годы, позволили выделить горизонты карбонатных коллекторов в разрезах девона, карбона и перми. По характеристикам вещественного состава и резкой изменчивости физических и коллекторских свойств карбонатные породы-коллекторы крайне неоднородны. Установлено наличие среди них поровых и различных типов трещинных коллекторов (смешанные типы). По соотношению пор, каверн и трещин в общей структуре пустотного пространства в карбонатных породах верхнего палеозоя выделяют коллекторы четырех типов: поровый, трещинно-поровый, порово-трещинный и порово-трещинно-каверновый. Некоторые исследователи различают еще известняки каверно-порового типа, приуроченные главным образом к бортовым частям камско-кинельских прогибов. В карбонатных коллекторах указанной провинции широко развиты микротрещины, раскрытия которых меньше 0,5 мкм. Эффективная мощность и основные параметры карбонатных коллекторов значительно меняются. Наиболее широко представлены коллекторы трещинно-порового и порово-трещинного типов.

Целенаправленное изучение карбонатных пород-коллекторов палеозоя платформенной части Башкортостана проводится с 1957 г., когда на Бишиндинской площади была открыта нефтяная залежь в отложениях средне-фаменского подъяруса. Последующие открытия новых нефтяных залежей в карбонатном разрезе послужили основанием для постановки исследовательских работ, изучения закономерностей распространения, условий образования и перспектив нефтеносности карбонатных коллекторов, в которых содержится почти половина всех прогнозных ресурсов республики. Анализ обширной информации, накопленной за более чем сорокалетний период исследования карбонатного разреза, дал возможность изучить структурно-фациальные условия развития коллекторов, литологическую их неоднородность, изменение мощностей по разрезу и по площади, числовые характеристики емкостных свойств и их взаимозависимости, степень продуктивности различного типа коллекторов. В контексте с эволюцией формирования и преобразования палеозойского осадочного чехла проведенный анализ позволил отметить следующее. На всех этапах развития палеозойского осадочного чехла на формирование рассматриваемых пород-коллекторов оказывали наибольшее влияние два фактора: литолого-фациальный и тектонический, которые действовали в тесной взаимосвязи, дополняя друг друга, причем степень влияния каждого из них менялась во времени.

Основные промышленные залежи нефти в карбонатных породах-коллекторах в северо-западной части Башкирии приурочены к отложениям башкирского и московского ярусов среднекаменноугольного возраста. Согласно данным А.Я. Виссарионовой и А.М. Тюрихина, здесь различаются три типа коллекторов (табл.). Выделение указанных типов коллекторов имеет условное значение.

В настоящее время в Башкирии только 7 % общей добычи нефти падает на карбонатные (порово-трещинные) коллекторы, тогда как запасы нефти в них значительные. Они представлены переслаиванием

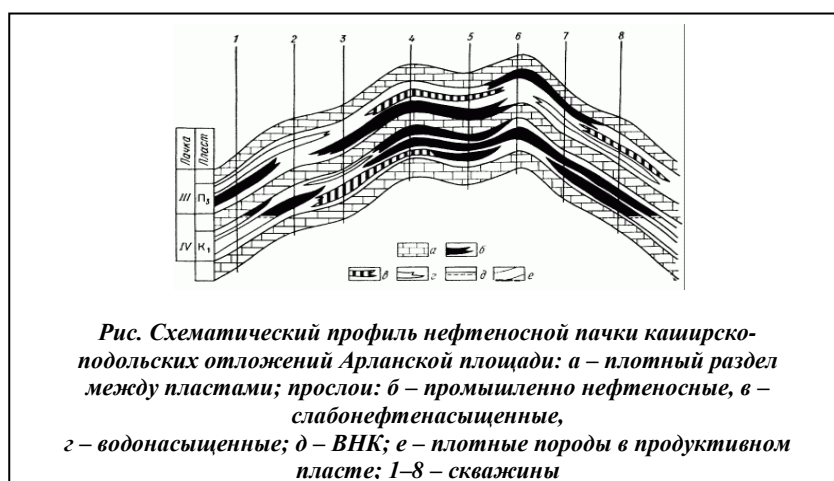
плотных и пористо-каверновых, часто трещиноватых известняков, в разной степени доломитизированных и кальцитизированных. Пористость продуктивных пород в среднем 7 %, трещинная пористость 0,15 %, проницаемость по промысловым данным $70 \cdot 10^{-3}$ (в среднем) и по керну $16 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Таблица

Карбонатные коллекторы нефти и газа в среднекаменноугольных отложениях северо-западной части Башкирии

Доля коллектора в разрезе, %				
Тип коллектора	Башкирский ярус	Верейский горизонт	Каширский горизонт	Подольский горизонт
Поровый	34	56	20	70
Порово-трещинный	51	40	65	29
Трещинный	15	4	15	1

В южной части Предуральяского прогиба, в Бельской впадине, насчитывается 58 залежей нефти, содержащихся в карбонатных породах. Из них подавляющее большинство связано с нижнепермскими рифовыми и «депрессионными» известняками, 12 залежей – со среднекаменноугольными и 2 – с турнейским известняками нижнего карбона. Значительной является нефтяная залежь в карбонатных отложениях пермо-карбона Усинского месторождения. Этаж нефтеносности здесь достигает 350 м (глубина залегания 1100–1400 м). Коллектор представлен органо-детритовыми известняками порово-кавернозно-трещинного типа. Пористость изменяется от 8 до 3 %, проницаемость по керну составляет (в среднем) $30 \cdot 10^{-3}$ мкм². При разведке следующих месторождений также были обнаружены карбонатные коллекторы: Бураевское, Орьбашевское, Игровское, Блохинское, Новоузбашевское, Татышлинское, Водинское, Метелинское, Щелкановское, Искринское, Арланское (рис.), Туймазинское, Самотлорское.



Литература

1. Анфимов Л.В. Литогенез в рифейских осадочных толщах Башкирского мегантиклинория (Ю. Урал). – Екатеринбург: Изд-во УО РАН, 1997. – М., 174 – 274.
2. Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Изв. АН СССР. Сер. геол. – М., 1967. – № 11. – С. 135 – 156.
3. Грановский А.Г., Грановская Н.В. Термобарогеохимический анализ процессов катагенеза среднерифейских отложений Башкирского мегантиклинория // Закономерности строения осадочных толщ: Материалы третьего Уральского литологического совещания. – Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 1998. – С. 105 – 108.
4. Коссовская А.Г., Шутов В.Д. Типы регионального эпигенеза и их связь с тектонической обстановкой на материках и в океанах // Геотектоника. – М., 1976. – № 2. – С. 15 – 30.
5. Кочергин А.В., Грановский А.Г., Шефер В.А., Грановская Н.В., Мельников Ф.П. Термобарогеохимические условия катагенетических преобразований силурийских отложений Зилаирского синклинория и генезис Янгильского полиметаллического рудопроявления // Вестн. Моск. Ун-та. Сер.4. // Геология. – М., 1998. – № 6. – С. 62 – 65.
6. Хаин В.Е., Соколов Б.А. Роль флюидодинамики в развитии нефтегазоносных бассейнов // Вестник МГУ. Сер. геол. – М., 1994. – № 5. – С. 3 – 12.

МАРКИРУЮЩИЕ ГОРИЗОНТЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ В ПРЕДЕЛАХ ЮГО-ЗАПАДНОГО СКЛОНА ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Р.Ф. Вафин, Р.Д. Валеева

Научный руководитель ассистент Р.Ф. Вафин

Казанский государственный университет им. В.И. Ульянова-Ленина, г. Казань, Россия

Маркирующий (опорный) горизонт – слой или пласт среди толщ горных пород, выделяющийся по литологическим особенностям, цвету, составу, присутствию каких-либо включений, прослоев или по комплексу органических остатков, выдержанный по простиранию и сохраняющий свои особенности на значительной площади, что дает возможность пользоваться им для прослеживания и сопоставления разрезов при выполнении геологических исследований [2, 3]. На сегодняшний день существует достаточно большое количество стратиграфических схем, посвященных как в целом пермской системе, так и отдельным ее стратиграфическим единицам. В представленной работе используется стратиграфическая схема, представляющая собой комплексную схему, составленную по различным взглядам ведущих специалистов в этой области и на наш взгляд наиболее отвечающая целям проводимых исследований. Пермская система в изученном районе представлена терригенно-карбонатными отложениями сакмарского яруса нижнего отдела, а также уфимского, казанского и татарского ярусов верхнего отдела.

Результаты ранее проведенных исследований [1] и данной работы позволили выделить маркирующие горизонты (МГ), которые послужили базисом для стратиграфических построений. В разрезе пермских отложений достаточно уверенно выделяются следующие маркирующие горизонты: «гудронный песчаник» (P₂šš₂), «лингуловые глины» и «среднеспириферовый известняк» (P₂bt), «верхнеспириферовый известняк» (P₂km), «руководящий доломит» (P₂br), «подбой» и «шиханы» (P₂р), «морквашинский известняк» (P₂mr).

Таблица 1

Характеристика МГ месторождений сверхвязкой нефти юго-востока РТ по комплексу ГИС

Физические параметры	Ед. изм	Маркирующие горизонты							
		гудронный песчаник	лингуловые глины	среднеспириферовый известняк	верхнеспириферовый известняк	Руководящий доломит	подбой	шиханы	морквашинский известняк
Естественная радиоактивность (ГК)	мкР/ч	<u>1,5–9,7</u> 4,2	<u>1,1–14</u> 6,9	<u>1,0–9,0</u> 5,3	<u>2,4–15,1</u> 4,8	<u>2,2–7,5</u> 4,1	<u>1,7–7,5</u> 4,7	<u>2,3–7,5</u> 4,5	<u>1,7–6,5</u> 3,8
Наведенная радиоактивность (НГК)	у.е.	<u>0,8–4,1</u> 1,7	<u>0,9–2,2</u> 1,3	<u>1,3–2,7</u> 1,6	<u>1,2–2,9</u> 1,5	<u>1,0–2,5</u> 1,4	<u>0,8–2,5</u> 1,5	<u>0,8–6,0</u> 1,7	<u>1,1–3,6</u> 2,0
Кажущееся сопротивление (КС)	Ом м	<u>15–360</u> 128	<u>8–55</u> 19	<u>10–180</u> 18	<u>18–140</u> 59	<u>19–150</u> 50	<u>15–100</u> 38	<u>11–150</u> 40	<u>15–50</u> 33
Сопротивление (ИК)	Ом м	<u>40–100</u> 39	<u>3–25</u> 13	<u>7–28</u> 16	<u>12–40</u> 25	<u>7–45</u> 23	<u>7–35</u> 22	<u>7–36</u> 20	-

Таблица 2

Глубина залегания и средняя толщина МГ сверхвязкой нефти юго-востока РТ

	Маркирующий горизонт							
	"морквашинский известняк"	"шиханы"	"подбой"	"руководящий доломит"	"верхнеспириферовый известняк"	"среднеспириферовый известняк"	"лингуловые глины"	"гудронный песчаник"
Абсолютная отметка	124,5	71,1	53,5	39,3	17,2	-13,4	-30	-
Толщина	2,7	4,4	3	4,5	3,7	3,2	13,6	13,5

Маркирующий горизонт «гудронный песчаник» шешминской свиты сложен песчаниками серыми, буровато-серыми, черными мелкозернистыми слабосцементированными, в разной степени нефтенасыщенными. На каротажных диаграммах (табл. 1.) МГ четко фиксируется повышенными значениями кажущегося

сопротивления (КС от 15 до 360 Ом, ИК 40–100 Ом) и наведенной гамма-активности (НГК 0,8–4,1 у.е.). Кровля горизонта (табл. 2.) находится на глубинах с абсолютной отметкой –35 м, при этом средняя толщина (табл. 2.) составляет 13,5 м.

Маркирующий горизонт «лингуловые глины» байтуганской толщи сложен глинами преимущественно известковистыми, иногда крепкими аргиллитоподобными, с обильными включениями кристаллов, друз и скоплений пирита, ходами илоедов и отпечатками раковин *Lingula*. Средняя толщина данного МГ составляет 13,6 м.

На каротажных диаграммах глины выделяются повышенной (1,1–14 мкР/ч) естественной радиоактивностью. Маломощный (в среднем 3,2 м), но хорошо выдержанный и четко выделяемый МГ «среднеспириферовый известняк», сложен известняками органогенными серыми массивными, реже кавернозными, с обильной фауной раковин моллюсков и включениями кристаллов и гнезд пирита.

В геофизических полях отличается высокими значениями наведенной радиоактивности (НГК 1,3–2,7 у.е.) и кажущегося сопротивления (КС 10–180 Ом·м, ИК 7–28 Ом·м).

Для МГ «верхнеспириферовый известняк» камышлинской толщи (абсолютная отметка кровли 17,2 м, средняя толщина 3,7 м) характерны повышенные значения наведенного гамма-излучения (НГК 1,2–2,9 у.е.), кажущегося сопротивления (КС 18–140 Ом·м, ИК 12–40 Ом·м).

Маркирующий горизонт средней толщиной от 4,5 м, выделяемый под названием «руководящий доломит» барбашинской толщи (абсолютная отметка кровли 39,3 м), характеризуется высокими параметрами кажущегося сопротивления (КС 19–150 Ом·м, ИК 7–345 Ом·м) и наведенной радиоактивности (1–2,5 у.е.). В печинской толще может быть выделено два МГ – «подбой» и «шиханы».

Для первого из них, сложенного известняками и доломитами, толщиной 3 м, характерны повышенные значения вторичного гамма-излучения (НГК до 2,5 у.е.), электрического сопротивления (КС 15–100 Ом·м), (ИК 7–35 Ом·м). МГ «шиханы», представленный доломитами с прослоями гипса, с абсолютной отметкой кровли 53,5 м определяется по близким показателям: НГК (0,8–6 у.е.), КС (11–150 Ом·м) и ИК (7–36 Ом·м).

Маломощный (в среднем 2,7 м) пласт известняка, выделяемый в качестве МГ, «морквашинский известняк» с абсолютной отметкой кровли 124,5 м, отличается высокими значениями наведенной радиоактивности (1,1–3,6 у.е.) и повышенными значениями кажущегося сопротивления (КС 15–50 Ом·м).

Расчленение разреза пермских отложений на толщи проведено по литолого-стратиграфическому принципу: в основании каждого ритма залегают песчаники, которые выше сменяются алевролитами, затем глинами и аргиллитами, венчают разрез толщи мергели, известняки и доломиты. Наиболее древние отложения, вскрытые в скважинах, относятся к самарскому ярусу.

Литература

1. Беляев Е.В., Имамеев А.Н. Бурение разведочных скважин на природные битумы. – Казань, 2004. – 112 с.
2. Геологический словарь. – М.: Недра, 1978. – Т. 1. – 486 с.
3. Словарь по геологии нефти. – Л.: Гостоптехиздат, 1958. – 776 с.

ВЛИЯНИЕ ФАЦИАЛЬНОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ФАМЕНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ОЗЕРНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ПРОЦЕСС ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ

А.С. Волкова

Научный руководитель доцент И.А. Козлова

Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия

В административном отношении Озерное месторождение расположено в Красновишерском районе на севере Пермского края. В тектоническом отношении оно приурочено к Березниковскому выступу, осложняющему Соликамскую депрессию, которая находится в пределах Предуральяского краевого прогиба.

На Озерном месторождении разрабатываются четыре эксплуатационных объекта: фаменский (Фм), окский (Ок), башкирский (Бш) и сакмарский (См). В данной работе будет изучен объект Фм, к карбонатным отложениям которого приурочены основные запасы нефти.

Толща фаменского яруса сложена известняками, однотипными по литологическому составу: это преимущественно известняки биоморфно-детритовые и водорослево-комковатые, в различной степени подвергшиеся эпигенетическим изменениям. Пласт Фм приурочен к рифовому массиву, в пределах которого по данным сейсморазведки 3D выделены две фациальные зоны: ядро и шлейф. Ядро представляет собой поднятие, являющееся древним первоначальным рифовым массивом, вокруг которого в процессе денудации образовался шлейф, сложенный продуктами разрушения рифа.

В процессе разработки фаменской залежи были установлены некоторые различия в распределении величины запасов, дебитов скважин и других геолого-промысловых параметров по площади залежи. В связи с этим для решения задачи влияния фациальной неоднородности фаменских отложений на процесс вытеснения нефти в работе будут подробно изучены выделенные фациальные зоны.

Для этого проанализируем параметры эффективной нефтенасыщенной толщины ($h_{эф.н}$), пористости ($k_{оп}$), проницаемости ($k_{пр}$), песчаности ($k_{песч}$), расчлененности ($k_{расчл}$) с учетом выделенных фациальных зон ядра и шлейфа рифа. Ниже в таблице даны средние значения для геологических параметров фациальных зон, рассчитанные по данным 64 скважин. Также приведены средние значения показателей работы скважин: средний дебит добывающих скважин (Q_n), средний процент обводненности скважин ($B\%$):

Анализируя статистические характеристики эффективных нефтенасыщенных толщин, пористости и песчаности, видно, что для зоны ядра характерны наибольшие значения $h_{эф.н}$, $k_{оп}$, $k_{песч}$, по сравнению с зоной шельфа. Значения проницаемости же в обеих зонах практически одинаковы, но в зоне ядра они незначительно больше. При этом зона ядра характеризуется меньшими значениями коэффициента расчлененности, чем зона шельфа. Таким образом, наблюдаются различия между выделенными зонами.

Таблица

Геолого-промысловые характеристики фациальных зон по данным скважин

Характеристика Показатель	Зона ядра рифа	Зона шлейфа рифа
$h_{эф.н}$	$\frac{32,84 \pm 15,56}{4,30 \pm 86,00}$	$\frac{26,96 \pm 18,67}{4,20 \pm 77,00}$
$k_{оп}$	$\frac{7,83 \pm 2,12}{4,40 \pm 12,50}$	$\frac{6,11 \pm 1,20}{4,50 \pm 7,80}$
$k_{пр}$	$\frac{0,01 \pm 0,03}{0,00 \pm 0,12}$	$\frac{0,01 \pm 0,03}{0,00 \pm 0,11}$
$k_{песч}$	$\frac{0,25 \pm 0,09}{0,15 \pm 0,43}$	$\frac{0,12 \pm 0,04}{0,05 \pm 0,19}$
$k_{расчл}$	$\frac{12,10 \pm 5,11}{4,00 \pm 20,00}$	$\frac{19,50 \pm 5,10}{13,00 \pm 32,00}$
Q_n	$\frac{33,98 \pm 43,83}{1,00 \pm 200,00}$	$\frac{23,29 \pm 32,36}{0,40 \pm 168,00}$
$V\%$	$\frac{0,57 \pm 0,66}{0,00 \pm 2,20}$	$\frac{0,45 \pm 0,53}{0,00 \pm 1,40}$

*в числителе – среднее значения \pm стандартное отклонение; в знаменателе – минимальное значения \pm максимальное значение

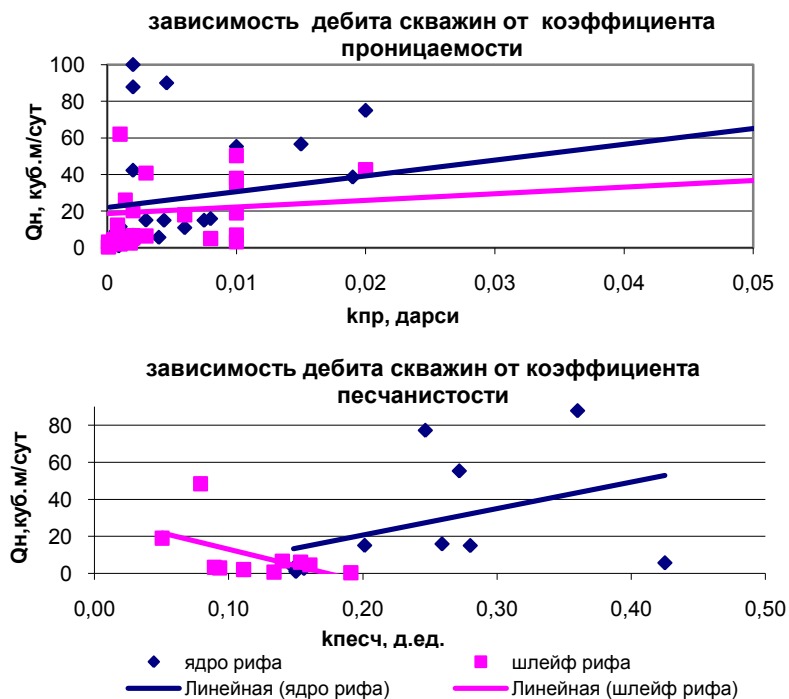


Рис. Зависимость дебита скважин от коэффициента проницаемости и коэффициента песчаности

Далее для двух зон составим уравнения регрессии, характеризующие влияние параметров фациальной неоднородности на величину дебита скважин в различных зонах.

Для зоны ядра рифа уравнение регрессии имеет вид:

$Q_n = -67,948 + 897,004 \cdot k_{пр} + 135,977 \cdot k_{песч} + 1,815 \cdot k_{расчл} + 0,684 \cdot h_{эф.н}$, при $R = 0,66$ (где R – коэффициент множественной корреляции).

Как видно из уравнения, максимальное влияние на дебит скважин оказывает $k_{пр}$ и $k_{песч}$, тогда как $k_{расчл}$ и $h_{эф.н}$ не играют существенной роли и мало влияют на Q_n . Это можно проследить по величине R : при включении в модель первого параметра $k_{пр}$ R равен 0,50. На втором шаге, при добавлении в модель $k_{песч}$ R увеличился до 0,59. Последовательное включение двух остальных параметров в модель – $k_{расчл}$ и $h_{эф.н}$ – незначительно увеличивает R до 0,66.

Для зоны шлейфа рифа уравнение регрессии выглядит так:

$$Q_n = 60,706 + 321,213 \cdot k_{пр} - 164,952 \cdot k_{песч} - 1,946 \cdot k_{оп} - 0,515 \cdot k_{расчл} - 0,149 \cdot h_{эф.н}, \text{ при } R = 0,39.$$

Здесь видно, что также наибольшее влияние на Q_n оказывают $k_{пр}$ ($R = 0,30$) и $k_{песч}$ ($R = 0,37$), остальные же параметры имеют незначительный характер. Для того, чтобы наглядно рассмотреть влияние наиболее значимых параметров ($k_{пр}$ и $k_{песч}$) на дебит скважин, построим графики зависимостей (рис.).

Таким образом, в ходе проведенного исследования удалось установить, что выделенные фациальные зоны обладают различными геолого-промысловыми параметрами, которые обуславливают фациальную неоднородность и влияют на процесс вытеснения нефти.

ОСОБЕННОСТИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ ГИДРОТЕРМАЛЬНЫХ ПОЛЕЙ СРЕДИННО-ОКЕАНИЧЕСКИХ ХРЕБТОВ

Р.Р. Габдрахманов

Научный руководитель профессор И.Н. Плотникова

Казанский государственный университет им. В.И. Ульянова-Ленина, г. Казань, Россия

Согласно определению процесса образования нефти, которое было сформулировано Б.А. Соколовым и его коллегами [6], «нефтеобразование – саморазвивающийся автоколебательный процесс, контролируемый рядом объединенных в пространстве и во времени факторов как экзогенных, так и эндогенных».

Исследование характера, степени влияния эндогенного фактора на процесс нефтеобразования является абсолютно новой областью традиционной нефтегазовой геологии, изучение которой должно привести к выявлению новых поисковых критериев нефти и газа, как на новых перспективных территориях, так и в пределах опосредованных и разведанных нефтегазоносных бассейнов.

Одной из форм проявления эндогенного фактора является процесс дегазации Земли, роль которого в нефтегазообразовании в настоящее время широко дискутируется [7]. Уникальным местом на планете, где возможно исследовать современное проявление эндогенных процессов и дегазации, является мировой океан и его зоны спрединга. Изучение УВ-систем срединно-океанических хребтов позволит расширить наши знания об углеводородах осадочных бассейнов. Предлагаемый материал создан на основе изучения литературных данных, посвященных формированию УВ-систем в гидротермальных полях океана.

Он представляет собой аналитический обзор данных, полученных российскими и зарубежными учеными в последние годы. В настоящее время в срединно-океанических хребтах открыто более 40 активных гидротермальных полей.

Их вклад в тепловой поток земли составляет порядка 20 %, ежегодно из них истекает порядка $3,5 \cdot 10^9$ т высокоминерализованной горячей (350 °С) воды через чёрные курильщики и порядка $6,4 \cdot 10^{11}$ т из низкотемпературных источников (20 °С). Специфика гидротермального процесса в том, что он обеспечивает мобилизацию, транспортировку и концентрирование рассеянных элементов земной коры, в том числе и рудных. Каждое поле поражает разнообразием продуктов гидротермальной деятельности и уникальным сочетанием пригидротермальных организмов.

В пределах Срединно-Атлантического хребта (САХ) активно развиваются глубоководные гидротермальные поля, которые должны быть отнесены к иному типу гидротермальных источников: Лост Сити, Брокен Спур, Логачев (14°45' с.ш.), Рейнбоу (36°14' с.ш.), Снейк Пит, ТАГ, Лаки Страйки, Менес Гвен и Салдья.

Источники водорода и метана в них Л.В. Дмитриев разделяет на две основные группы [3]:

1. Первая представляет собой аномалии в морской воде, связанные с высокотемпературными флюидами гидротермальных систем. Этим гидротермам свойственны повышенные содержания Не. Содержание метана CH_4 в таких источниках составляет 2,5–3,6 нмоль/кг, а отношение Mn/CH_4 около 0,2 нмоль/л [3]. Аномалии метана в гидротермальных источниках непосредственно связаны с неорганическим синтезом при 300–400 °С. Гидротермальные поля этой группы относятся к осевой гидротермальной циркуляционной системе [1]. К этому типу принадлежат такие поля, как Брокен Спур, Снейк Пит и т.д.

2. Вторая группа источников водорода и метана характеризуется ещё более интенсивными метановыми аномалиями (до 50 нмоль/кг) с повышенными содержаниями водорода и с очень низкими отношениями Mn/CH_4 (~ 0,005 моль/л) [1]. Относится эта группа к выходам ультрабазитов во внутренних рифтах САХ. Это открытие в последние годы активные гидротермальные поля Логачева, Лост Сити, Рейнбоу. Приурочены эти поля к глубинной циркуляционной системе, которой характерно высокое содержание кобальта.

Серпентинизация мантийных пород происходит в процессе тектонического расслаивания относительно молодой литосферы. При этом формируется циркуляционная система [1]. Высокая пластичность серпентинитов исключает возможность возникновения сильных землетрясений.

В 1994 году исследователи впервые открыли в Мировом океане активное гидротермальное поле Логачева, которое генерирует обогащенные метаном и водородом флюиды и относится к ультрабазитам [1]. Постройки представляют собой возвышенности овальной формы высотой до 20 м. Выполненные Л.В. Дмитриевым с соавторами расчеты показывают возможность серпентинизации мантийных перидотитов, сопровождающейся генерацией большого количества водорода и метана. Подверженные процессу серпентинизации мантийные породы в районе поля Логачева рассечены пологими надвигами. Образующие склон породы свидетельствуют о тектонических процессах и деформациях. Ю.Н. Разницин считает, что интенсивная метановая аномалия над полем Логачева приурочена именно к тектонически расслоенной части ультрабазитов.

Для пояснения воспользуемся цитатой из статьи Ю.Н. Разницина: «в придонных водах на глубине 1 м над дном зафиксирована крупная метановая аномалия в 400 нл/л, тогда как над базальтами, слагающими днище рифта, концентрация метана составляет всего 5 нл/л. Здесь устанавливается резкое преобладание тектонических процессов (надвигообразование с выводом ультрабазитов в верхние горизонты коры) над магматическими» [5].

В области тектонически расслоенной литосферы, на глубине 1100 м, расположено гидротермальное поле Лост Сити, сложенное из смеси кальцита, арагонита и брусита. Постройки испытывают интенсивное разрушение, по-видимому, в результате нарастания кислотности раствора. Об этом свидетельствует опробование гидротермальных растворов.

Трубообразные постройки белого цвета выделяют относительно холодные щелочные растворы с температурой 40–75 °С, когда в полях Логачева и Рейнбоу температура растворов достигает 350–360 °С. Повышенный интерес гидротермальное поле Лост Сити вызывает своим удалением на 15 км от рифтовой зоны САХ. Южный склон поднятия представляет собой крупный уступ высотой 3800 м, в пределах которого обнажаются метаморфизованные ультрабазиты и габбро, выведенные к поверхности дна по пологому срыву. Возможно стояние поднятия на уровне моря в течение прошлых геологических лет.

На это указывает строение разреза в основании, которого залегают габбро, перекрывающиеся субгоризонтально залегающими литифицированными известняками и карбонатными брекчиями. В верхней части разреза залегают рыхлые пелагические илы. На сходство поля Лост Сити с полями Логачева и Рейнбоу указывает отношение Mn/CH_4 , которое в поле Лост Сити такое же низкое. Это следствие формирования флюида в процессе серпентинизации ультрабазитов [5].

Гидротермальное поле Рейнбоу простирается в широтном направлении на глубине 2300 м. Внешняя сторона постройки составлена белыми кристаллами ангидрита. Наибольшее значение в отложениях поля Рейнбоу имеют Fe, Zn и Cu. Присутствуют они в основном в халькопиритах и сфалеритах. Выявлено изменение изотопного состава халькопирита относительно канала, по которому поступают флюиды. Наблюдается зависимость изотопного состава халькопирита от его возраста и зоны постройки. Изотопный состав более раннего халькопирита в центральной части постройки тяжелее, чем состав халькопирита на стенках гидротермальных труб [2].

Сульфиды гидротермального поля Рейнбоу существенно обогащены тяжелым изотопом серы по сравнению с сульфидами других гидротермальных полей Мирового океан. По содержанию Zn и Cd отложения поля Рейнбоу принадлежат к числу наиболее богатых гидротермальных отложений океана.

Происхождение метана во флюидах полей Логачева и Рейнбоу, связано с серпентинизацией ультрабазитов, после чего в процессе взаимодействия водорода и растворенного бикарбоната морской воды образуется CH_4 [4]. Результаты измерений изотопного состава $C_{орг.}$ в сульфидных рудах показало, что значения ^{13}C изменяются от 21,4 до 27,9. Содержание $C_{орг.}$ в образованиях активных гидротермальных полей значительно больше, чем в отложениях пелагиали Мирового океана. Ленин предполагает: «...рост содержания $C_{орг.}$ в гидротермальных отложениях обязан, главным образом, продукции бактериального синтеза...» [4].

Необходимость подробного рассмотрения полей Рейнбоу и Брокен Спур возникает в силу того, что эти гидротермальные системы относятся к принципиально разным генетическим концепциям. Их главное отличие в том, что поле Рейнбоу связано с серпентинитами, а поле Брокен Спур с океаническими базальтами. Считается, что появление гидротерм поля Брокен Спур связано с рециклингом морской воды и разогревом её в кровле базальтового магматического очага, а гидротермальные источники Рейнбоу образовались при серпентинизации ультрабазитов.

Многие исследователи предполагают, что серпентинизация протекает при взаимодействии мантийных пород с океанской водой. Важно отметить, что если под рифтовой долиной высокосрединговых хребтов существует относительно близповерхностная магматическая камера с температурой более 1000 °С, то проникновение морской воды в подошву коры или в мантию представляется практически невозможным. Выходит, что процесс серпентинизации в таких хребтах возможен только за пределами рифтов [2]. Сейсмические исследования поля Брокен Спур магматических камер не выявили.

Характерными чертами этих гидротерм являются повышенные содержания метана CH_4 . Минимальные концентрации CH_4 , наряду с самым высоким отношением H_2/CH_4 , характерны для флюида молодого поля Брокен Спур. О разгрузках гидротермальных источников можно заявлять по аномалиям метана, растворенного марганца и участков аномально мутных вод в придонном слое.

По молекулярному составу проявление углеводородов (Н-алканов) в гидротермальных отложениях можно разделить на два типа. Первый типа представлен почти равным соотношением низко- и высокомолекулярных Н-алканов с преобладанием нечетных гомологов. Второй тип распределения представляет низкомолекулярные Н-алканы с преобладанием четных гомологов.

Сходство гидротермальных образований полей Логачева и Рейнбоу заключается в преобладании высокомолекулярных соединений над низкомолекулярными. Данные из статьи Е.Г. Гурвича об очень низком (0,11 ч, 0,22) соотношении сумм алканов $C_{10}-C_{22}/C_{23}-C_{41}$ свидетельствует о минимальном влиянии терригенного ОВ в отложениях [2]. Из-за незначительных изменений температуры флюида, могут существенно меняться условия превращения и генерации гидротермальных УВ. Наличие тонкого слоя осадков на поверхности базальтов самого активного поля Снейк Пит свидетельствует о том, что возраст этих отложений не превышает первые тысячи лет [1].

Литература

1. Богданов Ю.А. Гидротермальные рудопоявления Срединно-Атлантического хребта. – М.: Научный мир, 1997. – 167 с.
2. Гурвич Е.Г., Богданов Ю.А., Леин А.М. Гидротермальные рудопоявления полей Логачева и Рейнбоу // Российский журнал наук о Земле, 2000. – Т. 2. – № 4.
3. Дмитриев Л.В., Базылев Б.А., Соколов С.Ю. Образование водорода и метана при серпентинизации мантийных гипербазитов океана и происхождение нефти // Российский журнал наук о Земле, 2000. – Т. 1. – №1. – С. 1 – 13.
4. Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы. Материалы Всероссийской конференции. – Москва, 22 – 25 апреля 2008г.. – М.: Геос, 2008. – 622 с.
5. Леин А.М. Изотопы серы и углерода на активных гидротермальных полях Срединно-Атлантического хребта // Российский журнал наук о Земле. – №4. – 2000.
6. Разницын Ю.Н. Роль тектонической расслоенности литосферы в образовании связанных с ультрабазитами гидротермальных полей и метановых факелов в Атлантическом океане. – М., 2003.
7. Соколов Б.А. Новые идеи в геологии нефти и газа. – М.: Изд-во МГУ, 2001. – 480 с.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОГНОЗА НЕФТЕНОСНОСТИ ЛОКАЛЬНЫХ ПОДНЯТИЙ ПО ДАННЫМ НИЗКОЧАСТОТНОГО СЕЙСМИЧЕСКОГО ЗОНДИРОВАНИЯ

А.Ф. Ганиева

Научный руководитель профессор И.Н. Плотникова

Казанский государственный университет им. В.И. Ульянова-Ленина, г. Казань, Россия

Повышение эффективности поисков и разведки, ускоренная подготовка к разработке и рост достоверности оценки запасов углеводородов (УВ) малоразмерных и сложнопостроенных месторождений являются актуальными вопросами геологоразведочных работ (ГРР) в современных условиях. Результаты сейсморазведочных работ однозначно свидетельствуют о том, что новые открытия запасов нефти в таком достаточно хорошо изученном регионе как Татарстан, необходимо связывать, прежде всего, с малоамплитудными ловушками и мелкими залежами, которые сосредоточены в маломощных пластах.

Проблема оптимизации как комплекса методов, так и в целом методики поиска и разведки сложнопостроенных и мелких нефтяных месторождений затрудняется:

- небольшими амплитудами и незначительными размерами ловушек, которые будут выявляться сейсмическими методами и вводиться в глубокое бурение;
- невыдержанностью толщин и неоднородностью коллекторских свойств нефтенасыщенных продуктивных горизонтов;
- литологическими замещениями коллекторов непроницаемыми разностями, как в купольных, так и в крыльевых частях структур;
- наличием тектонических нарушений;
- наличием в залежах высоковязких трудноизвлекаемых запасов УВ, освоение и добыча которых сопряжена с определенными трудностями.

В этих условиях, несомненно, эффективность сейсморазведки, как основного поискового метода, будет закономерно уменьшаться, а гораздо большее значение постепенно приобретут методы прямого поиска, направленные как на разбраковку выявленных и подготовленных сейсморазведкой поднятий, так и на поиск неструктурных ловушек.

Недра Татарстана содержат самые значительные начальные ресурсы углеводородного сырья в пределах территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, составляющие 31 % от ее утвержденных запасов и приуроченные к 13,1 % месторождений от общего количества месторождений провинции. Удельное содержание нефти и битумов на единицу площади в Республике Татарстан превышает этот показатель всех других нефтеносных регионов Европейской части России.

Анализ геологического строения, наличие промышленных залежей нефти и признаков нефтегазоносности в разрезе всей толщи осадочного чехла показывают, что углеводородный потенциал республики остается довольно высоким. Резерв для прироста запасов УВ-сырья полностью не исчерпан и его реализацию целесообразно осуществлять в следующем направлении: проведение разведочных работ на нефть на территории земель с доказанной нефтеносностью, доразведка уже выявленных месторождений и залежей в пределах лицензионных участков нефтяных компаний. Принимая во внимание высокую степень геологической изученности восточной и юго-восточной части Татарстана, открытие новых нефтяных залежей необходимо связывать с малоамплитудными поднятиями небольшого размера (1–2 км²). В связи с этим необходима разработка и использование новых методических и технологических приемов поисково-разведочных работ, позволяющих выявлять как малоамплитудные, так и неструктурные ловушки нефти.

Высокоперспективные земли восточной части Татарстана продолжают оставаться основным объектом поисковых работ, наиболее благоприятным для поисков и разведки как по геологическим, так и по экономическим признакам. Однако, как показывают итоги уже выполненных геологоразведочных работ, все перспективы здесь связаны с выявлением исключительно мелких залежей со средними запасами 200–250 тыс. т, приуроченных к участкам, расположенным между известными месторождениями. По данным Н.Г. Абдуллина и В.А. Савельева на территории Татарстана широко развиты структурно-литологические (малоамплитудные), структурно-стратиграфические и литолого-стратиграфические ловушки нефти. Исходя из генезиса, выделяют приграбленные (приразломные), горстовидные, рифогенные и литологические типы ловушек нефти. Наиболее распространены органогенные образования (риффы, биогермы, биостромы) в пределах прибортовых частей Камско-Кинельской системы прогибов. Специальные исследования доказывают широкое развитие стратиграфических ловушек нефти, связанных с врезами. Наличие визейских и верейских врезов фиксируется глубоким бурением, трассируется сейсморазведкой на западном и северном склонах Южно-Татарского свода, юго-восточном склоне Северо-Татарского свода, восточном борту Мелекесской впадины.

Сложно построенные ловушки, а в особенности – ловушки неструктурного типа, предполагают использование новых методов прямого поиска и прогноза, поскольку возможности главного метода – сейсморазведки – в данном случае ограничены. Одним из новых методов прямого поиска нефти в Татарстане является метод низкочастотного сейсмического зондирования, который впервые был опробован специалистами ЗАО «Градиент» под руководством Н.Я. Шабалина.

Исследования посвящены анализу результатов геологоразведочных работ, проведенных на территории Татарстана в последние годы. В частности, на примере анализа эффективности поисково-разведочных работ, осуществленных в 2004–2008 гг. на Трудолюбовском участке, выполнена оценка эффективности локального прогноза нефтеносности структур по данным низкочастотного сейсмического зондирования. Площадь лицензионной территории Трудолюбовского участка №2 составляет 388 кв. км. На территории участка в период 1930–2001 гг. выполнен комплекс геолого-геофизических исследований, включающий геологическую съемку (30-е годы XX века); региональные и детальные геофизические работы: электроразведочные (1942–1985 гг.), гравиразведочные (1980–1981 гг.), аэромагнитные (1962–1972 гг.), аэрокосмогеологические (1988–1999 гг.) исследования, аэрогаммаспектрометрическая съемка (1999–2001 гг.), сейсморазведочные работы МОВ (1964–1967 гг.) и МОГТ (1980, 2002–2003 гг.), структурное бурение (1956–1973 гг.). В результате интерпретации электроразведочных материалов в пределах Трудолюбовского участка № 2 выделены несколько аномальных зон пониженных значений проводимости, перспективных на поиски локальных структур, три из которых с некоторым смещением подтверждены сейсморазведочными данными: Восточно-Селенгушское, Аканское (в том числе восточный и западный купола) поднятия и в юго-восточной части территории – Елаурский участок; по материалам аэромагнитных работ намечены участки, перспективные на поиски нефтеносных структур.

По данным высокоточной комплексной атмогеохимической, аэрогаммаспектрометрической съемки в западной части Трудолюбовского участка № 2 выявлен субширотный «геохимический барьер», препятствующий распространению флюидных потоков в северном направлении; намечены границы области перспективности на наличие углеводородных скоплений. В период с 2004 по 2008 гг. на территории, методом низкочастотного сейсмического зондирования было исследовано 4 локальных поднятия, подготовленных сейсморазведкой 2D (Восточно-Селенгушское, Западно-Селенгушское, Северо-Зюлеевское, Южно-Селенгушское).

В течение 2004–2008 гг. по результатам проведенных ГРП на территории Трудолюбовского лицензионного участка № 2 открыто 4 новых месторождения нефти. Использование сейсморезонансных эффектов для поисково-разведочных работ на месторождения природных углеводородов имеет ряд особенностей.

По результатам проведенных работ установлены:

1. Возможность ранжирования района работ на зоны с различной степенью нефтеперспективности.
2. Прогнозные зоны скоплений УВ.
3. Район выделенных высоконеперспективных точек можно рассматривать оптимальным для заложения скважины.

В результате обработки и интерпретации данных НСЗ на Трудолюбовском участке № 2 были выявлены прогнозные зоны скопления УВ, по результатам данных НСЗ были пробурены скважины, результат которых оказался положительным – все скважины дали притоки нефти. Подтверждаемость результатов НСЗ глубоким бурением по Трудолюбовскому лицензионному участку № 2 составила 100 % (с учетом опоскованных структур).

В течение 2006–2008 гг. на территории Трудолюбовского лицензионного участка № 2 пробурено 12 глубоких скважин, в том числе 10 поисковых (одна находится в освоении и 1 в бурении) и 2 разведочных скважины. При опробовании скважин дебиты нефти в терригенных отложениях бобриковского горизонта составили от 0,5 м³/сут. до 6,0 м³/сут., в карбонатных отложениях башкирского яруса и верейского горизонта – 2,5–5,85 т/сут. Вязкость нефти в отложениях бобриковского горизонта, башкирского яруса и верейского горизонта изменяется от 116 до 613 мПа·с. Успешность поискового и разведочного бурения составила 100 %.

По результатам поискового бурения на территории Трудолюбовского лицензионного участка № 2 открыто четыре новых месторождения нефти с залежами в терригенных отложениях бобриковского горизонта, карбонатных отложениях башкирского яруса и верейского горизонта: в 2006 г. – Западно-Селенгушское и Северо-Зюлеевское, в 2007 г. – Южно-Селенгушское, в 2008 г. – Восточно-Селенгушское. В поисковых скважинах отбирался керн, для определения физико-химических свойств нефти отбирались глубинные пробы нефти.

ОСОБЕННОСТИ ТЕКТОНИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВОСТОЧНОГО СЕКТОРА АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА РОССИИ

Е.И. Грохотов

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Среди арктических морей России акватории восточного сектора в геолого-геофизическом отношении изучены наиболее слабо. Поэтому представления о нефтегазоносности этого сегмента арктической акватории в значительной мере базируются на материалах по оценке УВ-потенциала пород осадочного чехла обрамляющей суши и островов, а также результатах сейсмических работ на акваториях. Геологические данные по островному и материковому обрамлению, анализ разрезов сейсмогеологических профилей и районирование потенциальных полей позволяют выделить в пределах шельфов области с различным возрастом консолидации основания.

Шельф моря Лаптевых. На востоке шельфа выделяются позднекеммерийские складчатые системы – Верхояно-Колымская и Новосибирско-Чукотская – миогеосинклинальные и разделяющая их Раучуано-Олойская – эвгеосинклинальная. В геологической литературе последняя иногда называется Южно-Ануйской. Эти системы обтекают срединные массивы (Шелонский – на юге и Котельнический – на севере) и продолжаются на шельфе Восточно-Сибирского моря.

В западной и центральной части шельфа выделяется гренвилевская складчатая система (Сибирская) северо-западного простирания. Она представляет экваториальное продолжение Сибирской платформы и отделена от позднекеммерийских систем на востоке Лазаревским региональным разломом. Данные А.П. Смелова и др. по геотектоническому районированию погребенной части фундамента Северо-Азиатского кратона свидетельствуют, что в губу Буор-Хая выходит Лено-Алданский позднепротерозойский орогенный пояс северо-западного простирания. Восточная граница этого пояса на шельфе представлена Лазаревским разломом, к западу от которого резко возрастает мощность осадочного чехла и увеличивается его стратиграфический диапазон (верхний рифей – кайнозой). Пробуренная на побережье (непосредственно перед шельфом) Усть-Оленекская скважина, впервые вскрывшая в забое верхнерифейские терригенные отложения (Граусман В.В., 1998 г.), также позволяет предполагать на шельфе фундамент гренвилевской консолидации. Веским доказательством существования такого фундамента в центральной части шельфа послужили результаты анализа двух пересекающихся профилей ВГР 97–01 и МАГЭ 86707–2. Было установлено, что в 8 км западнее Лазаревского разлома ниже горизонта LS1 (подошва апт-кайнозойского чехла на востоке шельфа) прослеживается несколько региональных рефлекторов, а три основных горизонта (включая кровлю древнего фундамента) выделяются на одних и тех же временах.

В северо-западной части шельфа выходит раннекеммерийская (Южно-Таймырская) складчатая система северо-восточного простирания, примыкающая к Таймыру и обрывающаяся бровкой шельфа. В южной, прибрежной, зоне шельфа выделяется узкая западная ветвь Верхояно-Колымской системы, представляющая авлакоген в теле Сибирской платформы. Осадочный чехол западной и центральной частей Лаптевоморского шельфа в блоке с гренвилевским основанием разделяется на три потенциально нефтегазоперспективных этажа. Каждый из них по времени отвечает основным геотектоническим этапам формирования осадочного чехла: преимущественно карбонатный – верхний рифей-нижний карбон – режиму древней платформы, терригенный – средний карбон-мел (неоком) – режиму подвижной платформы и терригенный апт-четвертичный – койлогенному режиму. В прибрежной части шельфа моря Лаптевых, в пределах прогибов Лено-Хатангского междуречья и склонах Анабарского и Оленекского поднятий, получены многочисленные прямые признаки нефтегазоносности, такие как притоки нефти и газа в процессе бурения, не только в отложениях названных комплексов, но и в других вышележащих частях разреза.

Шельф Восточно-Сибирского моря. На юге шельфа, обрамляя о-ва Анжу, выделяется позднекеммерийская (Новосибирско-Чукотская) складчатая система северо-западного простирания. Ее северная граница начинается в 220 км к северу от Земли Бунге и плавно спускается к восточной оконечности о-ва Новая Сибирь, уходя на юго-восток, где в 190 км к северу от м. Шелагский изменяет свое направление на северо-восточное, продолжаясь в пределы Чукотского шельфа. К северу от этой границы (вплоть до бровки шельфа) выделяется область развития каледонской складчатой системы, включающей о-ва Де-Лонга. Ордовикский возраст (440–450 млн лет) вулканогенного комплекса о-ва Генриетты определен радиоизотопным методом. Осадочные же формации о-ва Беннетта, по-видимому, подстилаются кристаллическим фундаментом, т. е. в области каледонской консолидации существуют участки древней континентальной коры.

Осадочный чехол в северной части шельфа в блоке с каледонским основанием разделяется на три сейсмостратиграфических комплекса (ССК): среднепалеозойский, верхнепалеозой-мезозойский и бассейновый (апт-кайнозойский). Последний представляет весь чехол в южной части шельфа, где развит позднекеммерийский фундамент. Шельф Чукотского моря. Южную часть шельфа вместе с островами Врангеля и Геральда занимает позднекеммерийская (Новосибирско-Чукотская) складчатая система. Ее северная граница на шельфе располагается в 100 км севернее о-ва Врангеля и пологой дугой опускается к м. Лисберн на Аляске. Севернее она сменяется областью с каледонским возрастом консолидации складчатого основания. На крайнем севере шельфа (вплоть до бровки) развита область, относящаяся к докембрийскому (байкальскому) фундаменту. Этому не противоречат данные по геологии хр. Нортвинд – аваншельфового поднятия, примыкающего к Чукотскому шельфу с севера.

В основу приводимого материала положены конкретные данные, полученные американскими компаниями при бурении 62 глубоких скважин на севере Аляски в пределах национального нефтяного резерва штата (Thurston D.K., Theiss L.A., 1987) и 5 скважин, пробуренных на шельфе американского сектора шельфа,

одна из которых вскрыла крупную многопластовую залежь газового конденсата и газа. В пользу высоких перспектив шельфа Чукотского моря свидетельствуют многочисленные проявления нефти, газа, конденсата, встреченные в процессе бурения практически по всему разрезу осадочного чехла. В составе осадочного чехла выделены два этажа: элсмирский и бруковский. Первый развит на севере шельфа в блоке с каледонским основанием, второй – на юге в блоке с позднекимерийским основанием. Элсмирский этаж включает в нашем понимании среднепалеозойский, палеозой-мезозойский и бассейновый ССК (апт-кайнозойский).

Проанализированный фактический материал позволил выделить в пределах осадочного чехла шельфов восточно-арктических морей ПНГК и НГК, охарактеризовать коллекторские свойства ПНГК и НГК и уровень катагенетического преобразования ОВ на основных структурах восточно-арктического шельфа с учетом данных берегового и островного обрамления; с учетом изученности определить Лаптевский шельф как наиболее перспективный на УВ, а Северо-Чукотскую впадину как наиболее перспективную региональную структуру с лавинным типом осадконакопления, в разрезе чехла которой (по результатам бурения в американском секторе) определены конкретные НГК, охарактеризованы коллекторские свойства и установлены стадии катагенеза ОВ.

СОПОСТАВЛЕНИЕ И АНАЛИЗ КАРТОГРАФИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛА ПО 9 НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ ОНБИЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ЦЕЛЮ ВЫДЕЛЕНИЯ УЧАСТКОВ С НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНЫМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ КОЛЛЕКТОРОВ

К.А. Груздева

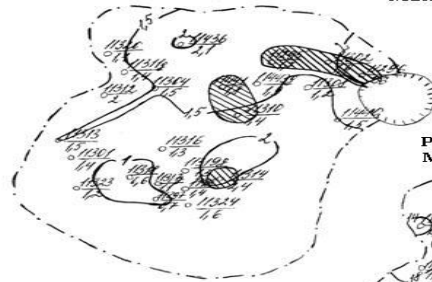
Научный руководитель ассистент Р.Ф. Вафин

Казанский государственный университет им. В.И. Ульянова-Ленина, г. Казань, Россия

С целью выделения участков с наиболее благоприятными характеристиками коллекторов были построены карты эффективной нефтенасыщенной толщины, пористости, нефтенасыщенности и фазовой проницаемости по основным пластам-коллекторам Свр-2 и Свр-3 по 9 залежи верейского горизонта Онбийского месторождения.

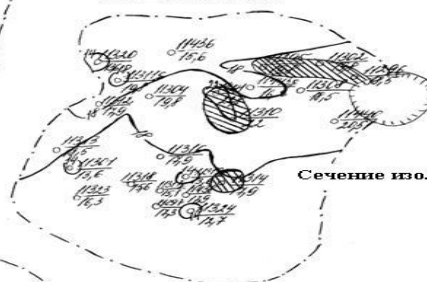
Совокупный анализ составленных карт позволил выделить в пределах залежи нефти участки с наиболее благоприятными характеристиками коллекторов. По пласту Свр-2 можно выделить, как минимум, три участка с наиболее благоприятными характеристиками коллекторов. Первый участок находится в центральной части пласта в районе скважин 11441 и 11310 вследствие повышенной эффективной нефтенасыщенной толщины (более 1,4 м) (рис. 1.1), высокой пористости (более 22 %) (рис. 1.2), высокой нефтенасыщенности (более 80 %) (рис. 1.3) и высокой проницаемости (более 500 мД). Второй участок приурочен к юго-восточной части пласта, а точнее к скважине 11314. Здесь эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 2,4 м (рис. 1.1), пористость – 17,9 % (рис. 1.2), нефтенасыщенность – 77,7 % (рис. 1.3) и проницаемость – 189,2 мД.

Рис.1.1. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин пласта Свр-2
Масштаб 1:25 000

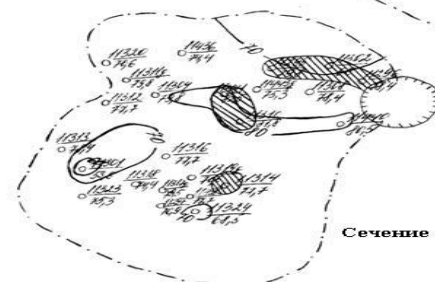


Сечение изопохит 0,5 м

Рис.1.2. Карта пористости пласта Свр-2
Масштаб 1:25 000



Сечение изопорий 4%



Сечение изопорий 10%

Рис.1.3. Карта нефтенасыщенности пласта Свр-2
Масштаб 1:25 000

Третий участок пласта, обладающий наиболее благоприятными коллекторскими характеристиками, представлен в районе скважин 11295, 11302 и 11296. Эффективная нефтенасыщенная толщина для этого участка составляет более 1,7 м (рис. 1.1), пористость – более 18 % (рис. 1.2), нефтенасыщенность – более 66 % (рис. 1.3) и проницаемость – более 223,7 мД.

По пласту Свр-3 также можно выделить 3 участка с наиболее благоприятными характеристиками коллекторов. Первый участок располагается в юго-восточной части пласта в районе скважин 11324 и 11314. Участок характеризуется высокой пористостью, которая в скважине 11314 достигает 22,8 % (рис. 2.2); высокой нефтенасыщенностью – более 77,7 % (рис. 2.3); высокой проницаемостью, достигающая в скважине 11314–742,4 мД и повышенной эффективной нефтенасыщенной толщиной – 0,9–2,2 м (рис. 2.1). Второй участок находится в районе скважин 11295, 11443г, 11310 и 11308. Эффективная нефтенасыщенная толщина для этого участка составляет 2–3 м (рис. 2.1); пористость – 16–18 % (рис. 2.2); нефтенасыщенность – более 75 % (рис. 2.3) и проницаемость – более 135 мД. И третий участок приурочен к скважине 11318 вследствие повышенной эффективной нефтенасыщенной толщины, которая составляет 2,9 м (рис. 2.1), высокой пористости – 17,3 % (рис. 2.2), высокой нефтенасыщенности – 76,9 % (рис. 2.3) и высокой проницаемости – 274,5 мД.

Рис.2.1. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин пласта Свр-3
Масштаб 1:25 000

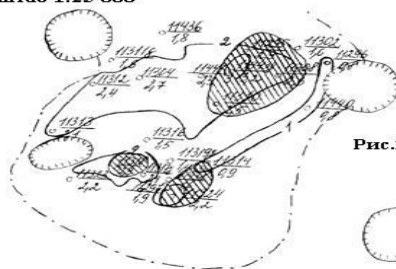
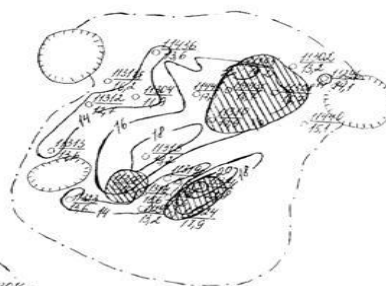
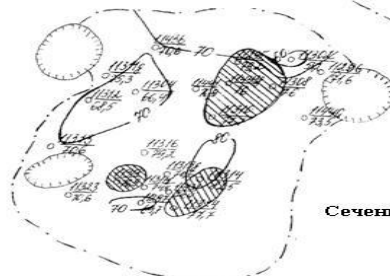


Рис.2.2. Карта пористости пласта Свр-3
Масштаб 1:25 000



Сечение изопакит 1м

Сечение изолиний 2%



Сечение изолиний 10%

Рис.2.3. Карта нефтенасыщенности пласта Свр-3
Масштаб 1:25 000

Сопоставляя и анализируя картографический материал по пластам Свр-2 и Свр-3 можно сделать вывод, что участок с наиболее благоприятными характеристиками коллекторов в целом по залежи находится в центральной её части.

ЛИТОЛОГО-МИНЕРАЛОГИЧЕСКИЙ СОСТАВ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ПЛАСТА Ю₁¹ И ИХ ФАЦИАЛЬНАЯ ИЗМЕНЧИВОСТЬ В ПРЕДЕЛАХ ЕТЫ-ПУРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ф.Р. Губаева, Е.А. Туманов

Научный руководитель профессор Н.Г. Нургалиева

Казанский государственный университет им. В.И. Ульянова-Ленина, г. Казань, Россия

Детальное изучение геологии пород коллекторов в пределах месторождения позволяет выделить ряд отдельных типов разрезов, обусловленных полифациальным строением самого резервуара, тем самым, определяющих фильтрационно-емкостную неоднородность последнего.

В данной работе проведен анализ лабораторных исследований ядерного материала с привлечением данных геофизических исследований разведочных и эксплуатационных скважин для пласта Ю₁¹ Еты-Пуровского месторождения, что позволило изучить особенности литологического строения и фильтрационную неоднородность пласта в пределах данной территории.

Еты-Пуровское месторождение согласно тектонической карте находится в южной части Надым-Тазовской синеклизы, в пределах Верхнепурского крупного вала. Продуктивный пласт Ю₁¹ стратиграфически приурочен к отложениям васюганской свиты верхней юры.

По данным гранулометрического анализа пласт Ю₁¹ сложен песчаниками преимущественно мелкозернистыми, реже средне-мелкозернистыми, с закономерным увеличением зернистости обломочного материала от подошвы пласта к его кровле.

По данным рентгенофазового анализа основным цементирующим компонентом является каолинит (46–96 %), присутствуют также хлорит (3–24 %), гидрослюда (3–20 %) и смешаннослойные образования (2–12 %). По вещественному составу коллекторы пласта относятся к полимиктовому типу (граувваковые аркозы). Содержание кварца в породах изменяется в интервале 24–48 %, полевых шпатов – 35–55 %, обломков пород – 11–26 %, слюд – 0,2–2,2 %.

В породах сильно развиты процессы регенерации кварца (от 68 до 96 %), пелитизации полевых шпатов с разной степенью интенсивности (до 29 %). Песчаники характеризуются неоднородно-сгустковым пленочно-поровым, поровым распределением глинистого материала. Повсеместно развит конформно-регенерационный пленочный и неполно-поровый кварц-полевошпатовый цемент.

В результате изучения распределения пород и изменчивости их характеристик по площади было выделено четыре литотипа разреза [1].

Таблица

Коэффициенты, отражающие макронеоднородность строения пласта Ю₁¹

№ зоны	№ скважины	Общая толщина		Эффективная толщина		Расчлененность	Песчанность
		в скважине	среднее	в скважине	среднее		
1	239	16,6	15,22	14,5	12,4	3,13	0,81
	240	15,2		13			
	1512	15,8		11,6			
	176	13,2		11			
	1507	15,2		12,6			
	1502	14,4		12,4			
	1508	15,2		11			
	1504	14,6		12			
	242	16,8		13,4			
2	230	14,2	15,07	12	11,73	3,17	0,78
	235	15,4		13			
	1510	15,4		10,4			
	1506	15,4		12			
	1503	14,6		11,8			
	1513	15,4		11,2			
3	1500	15,2	14,9	10,6	10,35	3,75	0,69
	1501	14,6		9,6			
	233	14,8		11,20			
	1505	15		10			

Для *первого литотипа* характерна следующая последовательность фильтрационной неоднородности коллектора по разрезу:

- хорошо проницаемая песчаная пачка, приуроченная к кровельной и средней частям пласта (коэффициент проницаемости 100–1000 мД);

- средне проницаемая песчаная пачка в подошве пласта (коэффициент проницаемости 10–100 мД).

Форма кривой ПС каротажа имеет блоковый вид. Теоретически блоковая форма кривой ПС должна характеризовать более однородное распределение фильтрационно-емкостных характеристик в разрезе, однако влияние литологических особенностей на коллекторские свойства горных пород весьма неоднозначно, поскольку определяется как седиментационными факторами, так и в значительной степени направленностью аутигенного преобразования [2].

Явления, имеющие эпигенетическую природу, в одних случаях приводят к уменьшению фильтрационно-емкостных свойств (регенерация кварца, карбонатизация, пластическая деформация неустойчивых обломков горных пород), а в других – к улучшению (преимущественно выщелачивание полевых шпатов).

Во *втором литотипе* выделяется следующая фильтрационная неоднородность коллектора по разрезу:

- хорошо проницаемая песчаная пачка в кровельной и средней части пласта (коэффициент проницаемости 100–1000 мД);
- слабопроницаемая песчаная пачка в подошвенной части пласта (коэффициент проницаемости до 10 мД).

Форма кривой ПС каротажа имеет воронкообразный вид.

Для *третьего литотипа* характерно более сложное распределение фильтрационной неоднородности по разрезу. Сложнопостроенная кривая ПС каротажа, отражающая данный литотип разреза, обусловлена частым переслаиванием пород коллекторов, что и объясняет неравномерное распределение участков повышенной проницаемости по разрезу (коэффициент проницаемости изменяется в широком диапазоне от первых десятков до сотен мД).

Четвертый литотип разреза представлен плотными низкопроницаемыми породами (коэффициент проницаемости в целом по разрезу не превышает 1 мД), что позволяет определить данный литотип как зону литологического барьера и отнести в ранг промышленно непродуктивных зон.

Учитывая пространственную зональность фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов месторождения, были определены основные коэффициенты, отражающие макронеоднородность строения пласта для каждой продуктивной зоны. Результаты представлены в таблице. Из таблицы видно, что песчаность пород коллекторов постепенно уменьшается от первой зоны, к третьей, уменьшается также эффективная толщина пласта и растет расчлененность, все это позволяет охарактеризовать коллекторы, приуроченные к первой и второй зонам как слабо неоднородные, а коллекторы третьей зоны – как неоднородные.

Таким образом, отмечая, что в пределах выделенных зон изучаемого месторождения имеет место сходная геологическая неоднородность и литолого-физические свойства коллекторов, можно предположить, что в пределах выделенных литотипов существует одинаковый механизм вытеснения нефти и особенности выработки запасов.

Выделения ряда литолого-фациальных зон является основой для более точного изучения различных петрофизических зависимостей. Для песчаников пласта Ю₁¹ Еты-Пуровского месторождения устанавливается сравнительно тесная прямая связь между проницаемостью и гранулометрическим составом (медианным диаметром зерен).

Влияние на проницаемость оказывает также состав глинистых минералов, что отражается на тесной прямой связи медианного диаметра и содержания каолинита; минералогический состав пород, что большей частью обусловлено процессами их вторичного изменения, которые неоднозначно влияют на фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов.

Эти взаимосвязи изменяются как по площади месторождения, так и по разрезу в соответствии с неоднородным распределением песчанистого материала в различных литотипах и литофациях разреза. Таким образом, проведение анализа корреляционных связей пористости и проницаемости с учетом фациальной неоднородности резервуара позволяет улучшить количественные характеристики корреляции и способствует более корректной интерпретации проницаемости по данным ГИС, а также установить зональное определение кондиционных пределов параметров пласта.

Рассматривая территориальную приуроченность выделенных литотипов разреза, можно отметить связь со структурным планом изучаемого месторождения. Еты-Пуровское локальное поднятие представляет собой брахиантиклинальную структуру северо-западного простирания, относящуюся к Тарко-Салинскому типу. Этот тип представляет собой эшелонированную систему контрастно выдержанных морфоструктур, состоящих из крупных валлообразных поднятий и узких прогибов, разделенных склоновыми зонами. На данной территории прослеживаются конседиментационные деформации, приуроченные к юрскому сейсмокомплексу, носящие преимущественно узловато-блоковый характер, что, возможно, контролировало распределение фациальных обстановок, формировавших литотипы разреза [2].

Таким образом, изучение пород коллекторов и выделение в пределах одного месторождения отдельных литолого-фациальных зон является необходимым, так как каждый литотип разреза отличается своим набором частных геолого-физических параметров пласта, представляющих собой ценность, как на этапе подсчета запасов, так и для более грамотного проектирования процесса разработки месторождения.

Литература

1. Белозеров В.Б. Ловушки нефти и газа, моделирование залежей углеводородов. – Томск: ТПУ, 2005.
2. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. – Л.: Недра, 1989.

СТЕПЕНЬ ИЗУЧЕННОСТИ ТЕКТОНИКИ ФУНДАМЕНТА ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ДАННОЙ ТЕРРИТОРИИ

Т.В. Гусева, Т.В. Жилина

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

История изучения фундамента Западно-Сибирской плиты начинается с 20^{-х} годов прошлого столетия и в первую очередь она связана с именем М.К. Коровина [1].

Он первый дал перспективную оценку, выделяя первоочередные и менее благоприятные регионы нефтегазоносности, выделил Обь-Енисейскую геосинклиналиную складчатую зону, в которую входят древняя котловина Кузбасса, Минусинская впадина, Чулымо-Енисейская депрессия, на юго-западе – Бийско-Барнаульская впадина и др. Особые благоприятные тектонические условия позволили М.К. Коровину рассмотреть эту территорию как объект перспективный в отношении нефтегазоносности.

Им установлено наличие мощного осадочного палеозойского комплекса, содержащего битумные породы. Среди разнообразных структур ведущее значение в возможной оценке перспектив нефтеносности имеет палеозойская платформа Тоболия, выделенная М.К. Коровиным в 1947 г. – современное широтное Приобье – Среднеобская нефтегазоносная область.

По мнению М.К. Коровина на территории Западно-Сибирской плиты можно выделить три категории тектонических структур:

1. На севере – обширные равнинные пространства Западно-Сибирской низменности палеозойского возраста.

2. На юге – складчатые горные массивы громадной Саяно-Алтайской области.

3. Между горными массивами находятся крупные тектонические депрессии или мульды как отражающие элементы общей волновой геотектонической системы Саяно-Алтайской области.

На современном этапе наиболее актуальными представлениями о тектонике юго-восточной части Западно-Сибирской плиты являются представления В.С. Суркова и О.Г. Жеро [3], которые, несомненно, являются продолжателями идей М.К. Коровина. Они считают, что доюрский фундамент Западно-Сибирской плиты представляет собой гетерогенное складчато-глыбовое сооружение, в строении которого участвовали герцинские, каледонские, салаирские, байкальские складчатые системы.

В фундаменте плиты были выделены площади развития геосинклиналиных, дейтерогенных, платформенных и рифтовых формаций. На территории южной части Западно-Сибирской плиты выделяют Приенисейский, Приалатауский регионы.

Рассмотрим каждый регион в отдельности. На территории Приенисейского региона вскрыты породы геосинклиналиных и платформенных формаций (поздний кембрий). Метаморфические породы представлены сланцами хлорит-биотитовыми, слюдисто-кварцевыми, кварц-серицитовыми, иногда графитизированными. Карбонатная (платформенная) формация представлена преимущественно органогенными известняками и доломитами с небольшим количеством терригенного материала. Возраст пород, слагающих формацию, кембрий – ранний ордовик, силур. Терригенная формация представлена девонскими, каменноугольными, верхнепалеозойскими и триасовыми отложениями, которые сложены аргиллитами с прослоями песчаников и алевролитов. Приалатауский регион представлен позднекембрийскими и раннепалеозойскими серицит-хлоритовыми, амфиболовыми сланцами, доломитами, порфиритами. Карбонатная (доломитовая) геосинклиналиная формация наиболее древняя и открыта в восточной части Томской области. Она представлена на Вездеходной площади водорослевыми доломитами с прослоями диабазовых порфиритов и спилитов, хлорит-кварц-гидрослюдистых сланцев.

Енисейская складчатая система является самой древней в фундаменте Западно-Сибирской плиты. В открытых районах система представлена структурами Енисейского кряжа и Восточного Саяна. По геологическим и геофизическим данным, она заложилась на коре континентального типа в результате дробления протоплатформы, которая в раннем докембрии, по-видимому, объединяла Русскую и Сибирскую платформы.

Салаирский геосинклиналиный структурный ярус в пределах плиты образует ряд блоковых выступов и горстов. Разрез палеозойских отложений Салаира грубо ритмичен и легко расчленяется на ряд макоритмов: с низов палеозоя до нижнего кембрия, средне-верхнекембрийский, ордовикский, эйфельский, девонский. Центрально-Западносибирская складчатая система занимает центральную часть плиты, пересекая ее с юга на север. На юге ее представляют Калба-Нарымская и Томь-Кольванская складчатые зоны.

На востоке Томь-Кольванская зона примыкает к северо-западным окраинам Кузнецкого Алатау, Кузбасса и Салаира. На западе и северо-западе герцинские структуры погружаются под покров мезокайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности. Кузнецкий Алатау и Горная Шория представлены салаиридами. Наблюдаются мощные карбонатные и эффузивно-осадочные толщи синия и фаунистически охарактеризованные комплексы нижнего и среднего кембрия. Мощные и дислоцированные карбонатные толщи синия отлагались, по-видимому, в условиях очень широкого слабо расчлененного прогиба (Унксов, 1958 г.). В строении Кузнецкого Алатау отчетливо выражены геотектоническая этажность и ярусность, являющиеся отражением общего хода развития Алтае-Саянской области в целом.

Кузнецкий бассейн. Учеными доказано, что он образовался в связи с формированием окружающих бассейн горных массивов. Наиболее эффективно это давление проявилось со стороны Томь-Кольванского массива, т. е. по северо-западной окраине бассейна, где современная граница распространения угленосных отложений проходит по линии, образующей дугу, выпуклостью обращенную в сторону бассейна.

Также следует обратить внимание на три типа дизъюнктивных нарушений, одни из которых выражены в фундаменте, другие пересекают фундамент и осадочный чехол, третьи прослеживаются только в осадочном чехле. Но лишь немногие из ученых придерживаются данной точки зрения, т.к. наличие разломов трудно установить, но это необходимо знать для достоверного построения модели структуры.

Подводя итог, можно утверждать, что данная территория обладает сложной тектоникой. Отмечается наличие сложных областей, например, Кузнецкая котловина, являющаяся южной окраиной Предьенисейского краевого прогиба, который в свою очередь представляет краевой «шов», вероятно соединяющий Русскую и Сибирскую платформы.

Депрессионные зоны обладают мощным осадочным чехлом. Можно сделать вывод о том, что зоны краевого прогиба нужно дополнительно изучать и это позволит в будущем найти новые месторождения УВ.

Литература

1. Геология СССР. Под ред. А.В. Сидоренко. – Москва, 1957. – Том XV.
2. Коровин М.К. Тектоника Западной Сибири. – Томск, 1947.
3. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1981.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗАНОСНОСТЬ ЮГО-ВОСТОЧНОГО УЧАСТКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ДРАКОН» (ВЬЕТНАМ)

Доан Ван Тхань, К.Ю. Смирнова

Научный руководитель старший преподаватель С.В. Зимина

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В Юго-Восточной Азии одним из наиболее интересных и перспективных регионов с залежами углеводородов в фундаменте является шельф Южного Вьетнама. Шельф простирается вдоль южного побережья Индокитайского полуострова, являясь, в тектоническом отношении, частью переходной области от Индосинийского материка к Зондской плите, включает крупные структурные элементы: Меконгскую и Южно-Коншонскую впадины, разделенные поднятием Коншон (рис. 1). Большинство нефтегазоносных структур сосредоточено в Меконгской впадине, среди которых особо выделяется месторождение «Дракон» – на сегодняшний день одно из самых крупных и сравнительно хорошо изученных месторождений во Вьетнаме. Месторождение «Дракон» приурочено к антиклинальной структуре, расположенной на Юго-Восточном борту Кыулонгской впадины.

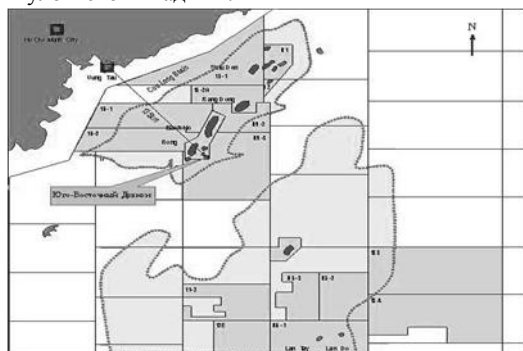


Рис. 1. Обзорная карта Юго-Восточного участка месторождения «Дракон»

В Кыулонгской впадине выделяются две погруженные (Центрально- и Южно-Кыулонгские мульды) и разделяющая их приподнятая (Центральное поднятие) области, являющиеся субрегиональными тектоническими структурами II порядка.

В пределах Центрального поднятия в направлении с юго-запада на северо-восток сейсморазведкой выявлено 3 сложнопостроенные антиклинальные структуры III порядка: Дракон, Белый Тигр и Заря (Ранг Донг). К юго-востоку от центральной, наиболее приподнятой части площади Дракон, установлен локальный выступ фундамента, отделенный от основного поднятия глубокими прогибами и названный Юго-Восточным участком Дракон (ЮВД), который по размерам можно отнести к тектоническим структурам IV порядка. От поднятия «Коншон» участок ЮВД отделен узким, шириной 300–750 м, неглубоким прогибом, глубина которого относительно последней замкнутой изогипсы

–2925 м изменяется от 25 до 150 м. К юго-западу, западу и северо-западу от участка ЮВД расположены два глубоких прогиба, отделяющих данную структуру от основного поднятия структуры Дракон. Глубина залегания кровли фундамента в этих прогибах достигает 5600 м. Важными элементами тектонического строения ЮВД являются дизъюнктивные нарушения. Согласно результатам интерпретации материалов сейсморазведки 3D, в пределах замкнутого контура структуры и вблизи него, по кровле фундамента прослеживаются разломы трех направлений простирания: северо-восточного, субширотного и субмеридионального, которые создают сложную картину разбитости структуры. Показательно, что от наиболее приподнятой части структуры нарушения радиально расходятся в северном, западном, юго-западном и юго-восточном направлениях. Амплитуда самого западного нарушения – взброса, расположенного за замкнутым контуром участка ЮВД, достигает 850 м. В замкнутом контуре структуры амплитуда нарушений не превышает 500 м и при высоте залежи 1200 м влияние их на ее строение ограничено и, скорее всего, сводится к увеличению трещиноватости пород разреза вблизи разломов.

В стратиграфическом отношении месторождение Дракон включает докайнозойский кристаллический фундамент и перекрывающие его терригенные отложения олигоцена, миоцена и плиоцен-четвертичного возраста, которые, в свою очередь, расчленены на шесть свит местной номенклатуры. В олигоцене выделены свиты Чаку (нижний олигоцен) и Чатан (верхний олигоцен), в миоцене – Батъхо (нижний миоцен), Коншон (средний миоцен), Донгнай (верхний миоцен). Отложения плиоцена и четвертичной системы объединены в свиту Бьендонг. Геологический разрез месторождения Юго-Восточный Дракон представлен докайнозойскими вулканогенно-магматогенными породами фундамента и кайнозойскими, преимущественно терригенными породами осадочного чехла. Максимальная вскрытая мощность разреза фундамента по вертикали отмечена в скважине Т-14 (1168 м), осадочного чехла – в скважине Т-201 (2710 м). Вскрытый разрез фундамента можно разделить на две части; верхнюю – толщу грубообломочного вулканического агломерата (брекчии) мощностью

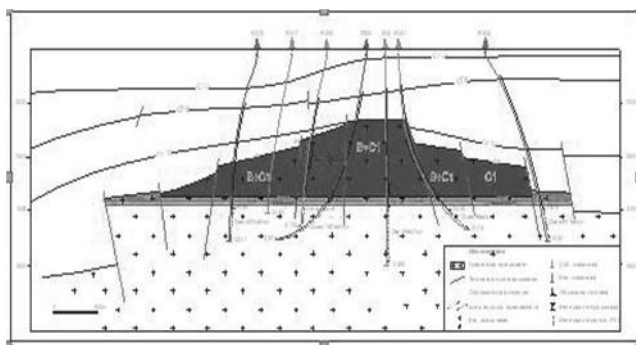


Рис. 2. Геолого-геофизический разрез через скважины Т-316-317-305-301-304 участка Юго-Восточный Дракон

до 150 м и нижнюю – толщу сильно измененных диоритов, в которых встречаются различной толщины дайки андезито-базальтовых пород и интрузии пегматитовых гранитов [2].

Трещины и каверны выщелачивания в обломках и цементирующей массе заполнены кальцитом, кварцем, пиритом, цеолитами, что свидетельствует о проявлении деятельности гидротерм. В верхней части массива породы сильно подвержены деформации. Породы трещиноватые, с жилами и заполнением трещин кальцитом и цеолитами. Проницаемость пород фундамента по керну меняется от 0,1 до 1000 мД, однако образцы с Кпр до 0,1 мД составляют 80,5 % выборки. По ГИС средневзвешенное значение проницаемости равно 398 мД.

Нефтяная залежь в трещиноватом фундаменте Юго-Восточного участка месторождения Дракон расположена в 120 км от основной производственно-технической базы СП «Вьетсовпетро» в городе-порту Вунгтау. Залежь массивного типа, ее строение контролируется морфологией кровли ловушки, объемом и структурой проницаемой части пород. Покрышкой служат глинистые отложения олигоцена, залегающие с угловым и стратиграфическим несогласием на эродированной поверхности фундамента (рис. 2). Первые промышленные притоки нефти получены в 1994 г.

Породы фундамента испытаны во всех 22 пробуренных скважинах, из которых получены притоки нефти и притоки пластовой воды. Максимальные дебиты нефти – 1317 м³/сут. и 860 м³/сут. (на штуцере 22 мм) – получены в скважинах Т-14 и Т-21.

Притоки пластовой воды получены при испытании двух объектов в скважине Т-14. При испытании интервалов 2960–3062 м (абс. отм. -2925– -3027 м) и 2960–3538 м (-2925– -3496 м) дебиты воды составили соответственно 201 м³/сут. и 155 м³/сут. Физико-химические свойства нефти в пластовых и стандартных условиях показали, что нефть в стандартных условиях имеет плотность 0,853 г/см³, является высокопарафинистой, малосернистой и малосмолистой [1].

Основные выводы:

1. Емкостные и фильтрационные свойства гранитоидов обусловлены гидротермальной проработкой.
2. Юго-восточный участок месторождения Дракон представляет собой сложно построенную структуру.
3. Залежь нефти массивного типа, расположена в зоне повышенной трещиноватости, в верхней части разреза фундамента, что создает благоприятные предпосылки для получения высокодебитных притоков нефти по всей площади залежи, в т.ч. в периферийных частях структуры вблизи ВНК, что подтверждается результатами испытания скважины Т-201.

Литература

1. Оценка запасов месторождения Южный Дракон – Доймой / Отчет НИПИморнефтегаз. Вунг Тау, 02.2007
2. Уточнение геологического строения, подсчет запасов нефти газа и конденсата месторождения Дракон, по состоянию на 01.05.1997г. / Отчет НИПИморнефтегаз. Вунг Тау, 1997.

ОСОБЕННОСТИ ПОИСКА И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА НА НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЕ

Е.А. Евдокимова

Научный руководитель ведущий научный сотрудник В.А. Топешко
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Непско-Ботуобинская антеклиз (НБА) расположена в юго-восточной части Сибирской платформы и является одним из наиболее изученных и перспективных регионов Восточной Сибири. В тектоническом отношении НБА представляет собой надпорядковую положительную структуру, которая протягивается в северо-восточном направлении на расстояние около 1000 км.

НБА имеет значительный потенциал для воспроизводства минерально-сырьевой базы. В последние годы, в результате строительства нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан», интерес к территории НБА значительно вырос. В связи с необходимостью открытия здесь новых месторождений нефти и газа и доразведки уже открытых месторождений необходимо выработать наиболее эффективную систему размещения скважин при разведке месторождений НБА. Решению этой задачи и была посвящена эта работа. Осадочный чехол НБА сложен, в основном, отложениями венда, нижнего кембрия и частично рифея. Ордовикские, верхнепалеозойские и юрские отложения имеют малую толщину и представлены неповсеместно.

По составу отложений венд подразделяется на две крупные толщ: нижнюю терригенную и верхнюю – преимущественно карбонатную. Отложения вендского и верхневендско-нижнекембрийского возраста на территории Непско-Ботуобинской антеклизы представлены четырьмя региональными горизонтами: усольским,

даниловским, тирским и непским. Самой крупной структурой первого порядка является Непский свод, охватывающий вершину антеклизы. Кроме Непского свода, на территории Непско-Ботуобинской антеклизы выделяется еще одна положительная структура первого порядка – Мирнинский выступ.

По данным сейсмических материалов и глубокого бурения на территории НБА выделена сеть разломов. Важно отметить, что в якутской части НБА дизъюнктивные нарушения, как правило, – со смещением, а в иркутской части НБА смещения не наблюдается.

С 60-х годов прошлого века на НБА было открыто около 30 месторождений с залежами в терригенном вендском и карбонатном вендско-нижнекембрийском комплексах. Крупнейшие из них – Верхнечонское, Среднеботуобинское и Чаяндинское, крупные – Дулисьминское, Ярактинское и ряд более мелких.

Все месторождения на территории НБА имеют особенности геологического строения. Несмотря на их разнообразие, в целом можно выделить ряд общих характеристик, свойственных месторождениям данного региона:

- наличие залежей УВ на двух и более стратиграфических уровнях;
- неоднородность коллектора;
- комбинированное строение залежей;
- блоковое строение залежей УВ;
- смешанный тип флюида.

В целях оптимизации поисково-разведочного процесса необходимо выделить месторождения с типовым геологическим строением. Ранее выполненные работы СНИИГГиМСа (В.Н. Воробьев, Н.В. Мельников, С.А. Моисеев, В.А. Топешко, П.Н. Мельников) по типизации залежей и месторождений позволили выделить 5 основных месторождений данного региона: Марковское, Верхнечонское, Чаяндинское, Талаканское и Среднеботуобинское.

Марковское месторождение было открыто первым на НБА. В 1962 г. был получен мощный фонтан нефти из горизонта B_1 . Позже была выявлена газоконденсатная залежь в горизонте V_5 . С этого момента начались геологоразведочные работы на НБА. Главная особенность месторождения – это неантиклинальная природа залежи, что потребовало разработки новых методов поисково-разведочных работ. Немаловажным фактором является то, что залежь горизонта B_1 приурочена к зоне разлома, вследствие чего коллектор – трещинный.

Верхнечонское месторождение расположено в центральной части НБА, на северо-востоке Иркутской области. Месторождение открыто в 1978 г. На месторождении пробурено более 100 скважин. Продуктивные горизонты выявлены в терригенном вендском и карбонатном венд-кембрийском комплексах (B_{12} , V_{10} , V_{13} , также B_{3-4} , B_5 , B_1). Месторождение многозалежное, залежи неантиклинальные блоковые. «Мозаичность» коллектора связана с локальной галитизацией пор и литологическими изменениями пород. Залежи УВ литологически, тектонически и стратиграфически экранированы. Для терригенных коллекторов отмечено локальное ухудшение фильтрационно-емкостных свойств коллектора вследствие галитизации и глинизации.

Среднеботуобинское нефтегазовое месторождение открыто в 1970 г. Его структура осложнена многочисленными разрывными нарушениями. Изначально месторождение считалось газовым, но позднее были получены промышленные притоки нефти, в связи с чем на территории месторождения были применены сгущающаяся и ползущая системы размещения скважин. Залежи УВ открыты в продуктивных горизонтах B_{1-2} , V_5 , V_{12} . Контур залежи контролируется водонептяным контактом, на отдельных участках – дизъюнктивами. Залежь пласта V_5 – антиклинальная, залежь пластов B_{1-2} – массивная. Залежам свойственно ступенчатое положение газожидкостных контактов и блоковое строение.

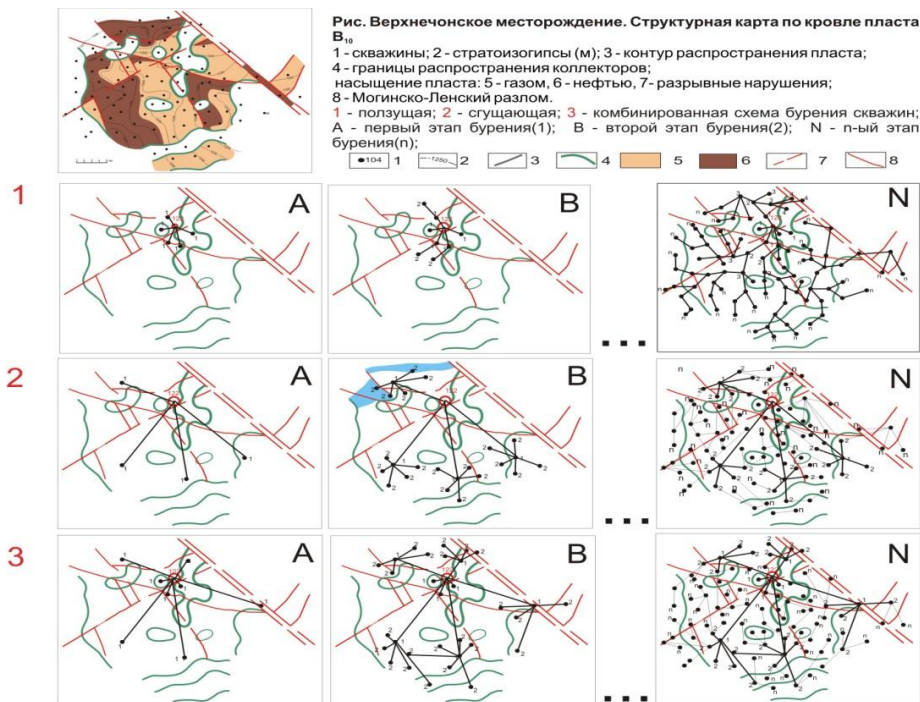
Талаканское месторождение открыто в 1984 г. Продуктивными пластами являются горизонты B_1 и V_{10} . Залежи пласта B_1 (антиклинальная) и пласта V_{10} (неантиклинальная) – пластовые, тектонически и литологически ограниченные, блоковые. Залежь пласта B_1 – базовый объект разведки, является уникальной по масштабам нефтегазоносности вследствие приуроченности к рифовой постройке.

Чаяндинское месторождение в современных контурах объединяет Озерную, Нижнехамакинскую и собственно Чаяндинскую площади. До 1989 г. считалось, что Озерная и Нижнехамакинская площади – это самостоятельные месторождения. После повторного анализа гидродинамических характеристик была подготовлена к бурению крупная неантиклинальная ловушка. Продуктивными горизонтами являются V_5 , V_{10} , V_{13} . Все залежи пластовые, неантиклинальные, блоковые, тектонически и литологически экранированные. Залежь пласта V_{10} на Озерной площади характеризуется аномально низкими значениями пластового давления и температур. На Нижнехамакинской площади залежь является стратиграфически экранированной. На месторождении использовалась сгущающаяся схема бурения скважин.

Для каждого из перечисленных месторождений было проведено моделирование процессов разведки. Всего было выбрано три варианта размещения скважин: ползущая, сгущающаяся и комбинированная системы.

Под ползущей системой бурения скважин подразумевается такое расположение скважин, при котором на первом этапе на расстоянии 3–5 км от скважины первооткрывательницы (для Верхнечонского месторождения, например, скв. 122) разбуривается сеть скважин (рис. 1, А).

На втором этапе происходит последовательное продвижение от уже пробуренных скважин с притоками УВ к периферии прогнозируемого месторождения с тем же шагом (рис. 1, В). За сгущающуюся систему размещения скважин была принята такая система, при которой на первом этапе скважины бурятся на расстоянии 15–20 км (рис. 2, А), а затем, на втором этапе, разбуриваются скважины вокруг продуктивных скважин первого этапа (рис. 2, В). Комбинированная система бурения скважин объединяет ползущую и сгущающуюся системы (рис. 3).



Процесс разведки был разбит на этапы. На каждом этапе строились карты по основным подсчетным параметрам месторождения: структурные карты по кровле горизонта, карта общих толщин, карты эффективных толщин и карты пористости. Впоследствии проводилось сопоставление построенных карт подсчетных параметров с фактическими. Далее рассчитывалось медианное отклонение, после чего были построены графики медианного отклонения от количества пробуренных скважин. Затем проводилось сравнение этих графиков по трем выбранным вариантам систем размещения скважин при разведке. Оптимальным считался тот вариант, при котором зависимость наименьшего количества скважин и медианного отклонения приближалась к нулю. В результате выполненной работы выявлено, что наиболее эффективной системой бурения скважин при разведке Верхнечонского месторождения является комбинированная система бурения скважин.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПОИСКИ В ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ

А.А. Жильцова

Научные руководители профессор В.И. Исаев, доцент Ю.В. Коржов
Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия

На сегодняшний день общепризнанным является тот факт, что ни один метод полевой геофизики не позволяет однозначно решить задачу диагностирования ловушки на наличие залежи УВ. В данной ситуации может существенно помочь нефтепоисковая геохимия – изучение пространственной изменчивости концентраций УВ в приповерхностном слое осадочного разреза, в основе которого лежит представление о фильтрационно-диффузионном массопереносе УВ из залежей в перекрывающие породы.

При проведении геохимического исследования территории на нефть и газ традиционно обращают внимание на повышенные концентрации в породе, воде или воздухе углеводородных газов (С₁–С₄) и легких углеводородов (С₅–С₈), как наиболее миграционноспособных. Также благоприятным признаком на нефтегазоносность являются повышенные концентрации в породе хлороформенного битумоида (ХБА), нефтяное распределение алканов и изопреноидов [1]. В тоже время геохимическое опробование может быть проведено по составу не всего комплекса органических соединений ХБА, а только тяжелых УВ. В качестве информативных параметров при исследованиях принимались суммарные концентрации ароматических УВ групп моно-, би-, три- и полиароматических молекул с 4–5 конденсированными ароматическими кольцами. Выбор ароматических УВ в качестве поисковых геохимических индикаторов определялся тем, что на них практически не оказывает маскирующее влияние современная растительность. Эти вещества способны к адсорбционному накоплению на глинистых минералах и в то же время сохраняют подвижность в геологических средах. Кроме того, ароматические УВ устойчивы к биологическому разложению и достаточно однозначно определяются методом хромато-масс-спектрометрии [2].

На основе анализа аномалий мигрирующих тяжелых (ароматических) УВ решались задачи прогнозирования залежей УВ в центральной части Западно-Сибирской плиты. Объектами исследований были выбраны Восточно-Панлорская поисковая площадь (Верхнеяминский вал) – территория, где поисковое и разведочное бурение не проводилось и Центрально-Кустовой участок ТПП «Жогалямнефтегаз» (Ваьеганский вал) – территория, где активно ведется поисковое и разведочное бурение, добыча углеводородного сырья. Для решения поставленных задач была принята теоретическая физико-химическая модель залежи [1]. Согласно этой

модели, пространственная локализация аномалий мигрирующих жидких УВ в приповерхностном слое происходит над ВНК (рис. 1).

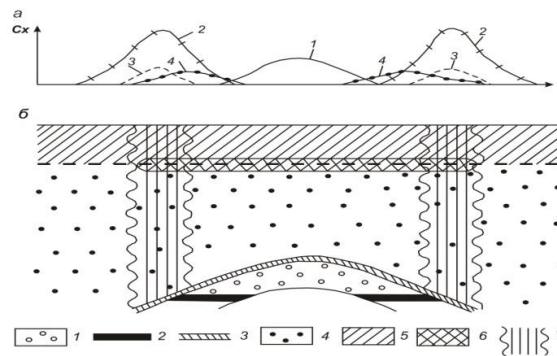


Рис. 1. Физико-химическая модель залежи УВ [1]: а) – формы пространственной локализации геохимических аномалий: 1) – апикальная аномалия углеводородных газов; 2) – фильтрационные аномалии углеводородных газов; 3) – аномалии фильтрующихся жидких углеводородных флюидов; 4) – аномалии газов биохимического происхождения; б) – обобщенный геолого-геохимический разрез: 1) – залежь; 2) – зона водонефтяного контакта; 3) – покрывка; 4–6) – комплекс надпродуктивных отложений; 7) – зоны миграции углеводородных флюидов

Эти аномалии, в случае залежи, вмещаемой замкнутым локальным поднятием, имеют зонально-кольцевую форму и трассируют внешний контур ВНК.

Анализировались пробы грунтов, поднятые из взрывных скважин сейсморазведки с глубин 7–10 м. Количественное определение содержания ароматических УВ в образцах грунтов производили с использованием аналитических методов Комиссии защиты природных ресурсов США: TNRCC Method 1005 «Определение общих нефтяных углеводородов в твердых и жидких матрицах методом газовой хроматографии» и TNRCC Method 1006 «Определение C_6 – C_{35} нефтяных углеводородов в объектах окружающей среды (алифатические и ароматические углеводороды)».

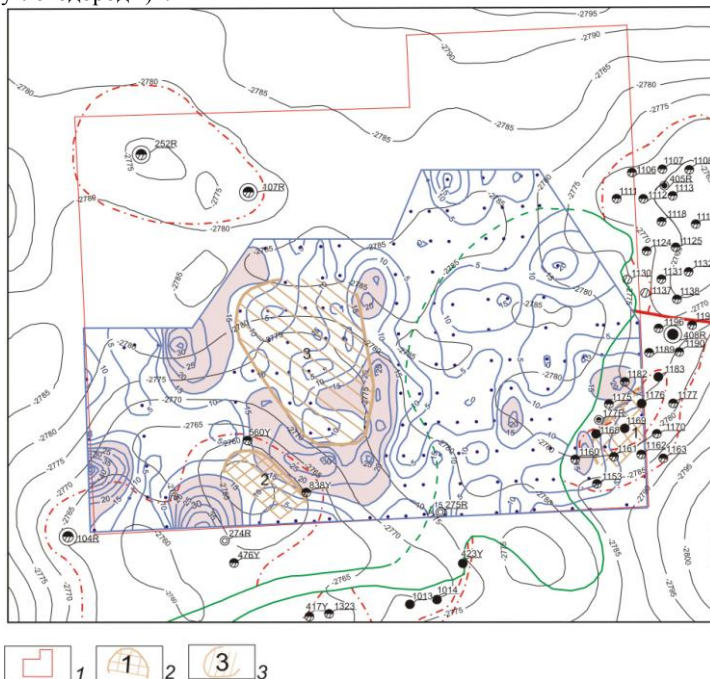


Рис. 2. Схематическая карта прогноза перспектив нефтегазоносности (карта концентраций соединений с нафталиновым ядром) Центрально-Кустового участка: 1) границы участка; разбуренные (2) и неразбуренные (3) перспективные участки, номер участка

Результаты исследований на Восточно-Панлорской площади показали, что наиболее очевидную положительную корреляцию с замкнутыми локальными поднятиями имеют аномальные зоны концентраций фенантеновых УВ. Контрастные и достаточно четкие «кольцевые» аномалии трассируют ВНК вероятных залежей, приуроченных к восточной и центральной части Ненсьюганской структуры. Аномальные зоны концентраций алкилбензолов, соединений с нафталиновым ядром, полициклических УВ с разной степенью повторяют-дополняют картину «кольцевых» аномалий концентраций соединений с фенантеновым ядром. Зоны аномальных концентраций ароматических УВ в латеральном плане приурочены к выявленным сейсморазведкой локальным ловушкам юры и неокома.

При анализе результатов исследований Центрально-Кустового участка за основную схему прогноза перспектив нефтегазоносности была принята карта изоконцентраций нафталинов (рис. 2).

На карте выделяются три перспективных участка, два из которых разбурены поисковыми и разведочными скважинами.

1-й перспективный участок, расположенный у юго-восточного края планшета (примыкающая часть месторождения Видное), охарактеризован и скважинами, давшими притоки нефти, и скважинами, давшими притоки нефти с водой. На этом участке аномальная зона концентраций нафталинов вполне согласовалась с положением установленного бурением ВНК в пласте ЮС¹.

2-й перспективный участок, расположенный у юго-западного края планшета (примыкающая часть месторождения Кустовое), охарактеризован скважинами, давшими притоки нефти с водой. На этом участке аномальная зона концентраций нафталинов не противоречит положению, установленного бурением ВНК.

3-й перспективный участок, собственно прогнозный, расположен в центрально-западной части площади геохимического опробования. На этом участке аномальные зоны концентраций нафталинов достаточно уверенно траассируют положение ВНК предполагаемой залежи (ловушки), вероятно, в пласте ЮС¹.

Литература

1. Иванова Л.И., Исаев В.И., Коржов Ю.В. Методика лабораторных исследований тяжелых углеводородов при нефтепоисковой геохимии // Изменяющаяся геологическая среда: пространственно-временные взаимодействия эндогенных и экзогенных процессов. – Казань: Изд-во Казанского гос. ун-та, 2007. – Т. 1. – С. 356 – 360.
2. Справочник по геохимии нефти и газа / Под ред. С.Г. Неручева. – СПб.: Недра, 1998. – 576 с.

АДАМАНТАНОВЫЕ УГЛЕВОДОРОДЫ В ГАЗОВЫХ КОНДЕНСАТАХ ХАПЧАГАЙСКОГО МЕГАВАЛА

И.К. Иванова

Научный руководитель член-корреспондент РАН В.А. Каширцев
Институт проблем геологии нефти и газа СО РАН, г. Якутск, Россия

Детально исследованы стабильные газовые конденсаты из триасовых отложений Средневилюйского месторождения (горизонт Т1-III, глубина залежей 2455–2463 м). Исследуемые конденсаты имеют невысокую плотность – 728,2–789,6 кг/м³. Выход бензиновых фракций составляет 64–90 % мас. Групповой состав одного из конденсатов отражен в табл. 1. Методом хромато-масс-спектрометрии во фракции идентифицировано 154 индивидуальных углеводородов (УВ). Основными УВ, преобладающими в конденсате, являются метилциклогексан и *n*-*m*-ксилолы.

Сканированием хроматограммы по фрагментарным ионам (*m/z* 135, *m/z* 136, *m/z* 149, *m/z* 163 и *m/z* 177, рисунок) позволило обнаружить адамантановые УВ в составе исследуемых конденсатов. Следует отметить необычный порядок их элюирования. Все метилзамещенные (в голове моста) адамантаны имеют значительно более низкие температуры кипения, чем УВ, где хотя бы один из заместителей не расположен в голове моста. Разница в температурах кипения таких адамантанов настолько велика, что 2-метиладамантан (C₁₁) элюируется позднее 1, 3, 5, 7–тетраметиладамантана (C₁₄).

Таблица 1

Групповой углеводородный состав дистиллятной фракции
(н.к. -300 °С) конденсата Средневилюйского месторождения (% мас.)

Сумма насыщенных УВ, в т.ч.:	41,16
<i>n</i> -алканов	17,92
изоалканов (2 и 3-метил)	5,51
изопренанов	1,44
циклоалканов (моно-и бициклических)	16,29
Сумма ароматических УВ, в т.ч.	22,86
моноядерных	17,77
бизядерных	7,94
гибридных	2,15

Из рисунка видно, что адамантановые УВ представлены гомологическим рядом от C₁₀H₁₆ до C₁₄H₂₄. Наибольшим заместителем, связанным с адамантановым ядром, является этильный радикал.

В составе адамантанов преобладают 1-метиладамантан и 2-метиладамантан, составляющие соответственно 15,8 % и 11,1 % (табл. 2).

На долю углеводородов C₁₀–C₁₂ приходится 72,5 %, C₁₃–C₁₄ – 27,4 %. Как видно из рисунка и таблицы 2, для 1, 4- и 1, 3, 4-замещенных адамантанов наблюдаются высокие значения содержания *цис* – изомеров. Возможно, это связано с особенностями механизма их образования из полициклических УВ.

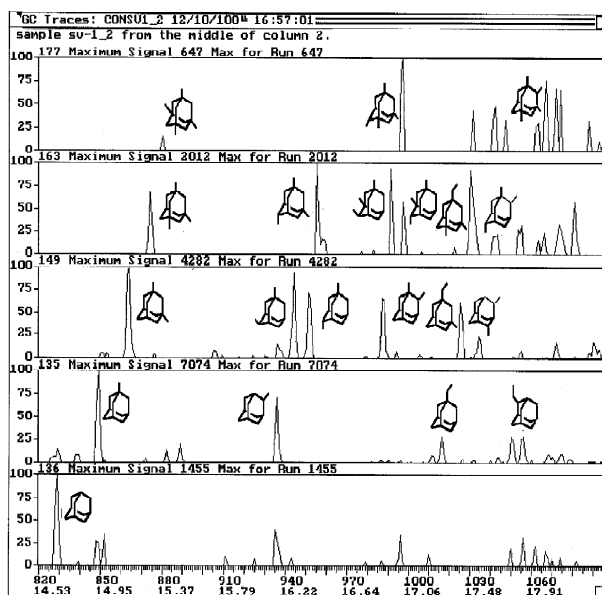
В работе [2] показано, что адамантаны состава C₁₀–C₁₃ присутствуют и в молодых, и в древних нефтях морского и континентального генезиса, в зрелых и незрелых нефтях, генерированных как глинистыми, так и

карбонатными толщами. Также отмечается, что количество адамантана в различных нефтях находится в прямой зависимости от химической природы нефти.

Наиболее высоким содержанием адамантана характеризуются нефти нафтенного типа. Напротив, в парафинистых нефтях доля адамантана значительно ниже [1]. Однако, вместе с тем, следует отметить необычный состав конденсата «Смаковер», насыщенные УВ которого представлены, главным образом, н-алканами и адамантанами [3].

Поскольку адамантаны, находясь в нефтях и конденсатах в незначительных количествах, то они представляют собой сугубо научный интерес. Со времени открытия адамантана вопрос о его происхождении в нефти и конденсатах волновал многих исследователей, поскольку в исходных биоорганических соединениях адамантаны, как правило, отсутствуют.

И после разработки Шлейером синтетического метода получения адамантана путем изомеризации гидрированного димера циклопентадиена в присутствии кислот Льюиса, Ланда с сотрудниками [4] высказали предположение, что источником адамантана в нефти служат полициклические УВ, при этом природные глины и алюмосиликаты могут играть роль катализаторов их превращения в адамантан. А также, вероятно, адамантан и его гомологи могут являться маркерами по глубинам превращения органического вещества, т.к. тетра-, пента- и гексамантаны были обнаружены в глубокозалегающих (6800 м) газовых конденсатах Мексиканского залива [5], что наводит на мысль об усложнении адамантанового скелета с глубиной залегания.



числа сканирования
время, мин.

Таблица 2

Распределение адамантановых УВ в газовом конденсате Средневилюйского месторождения

Углеводород	Относительная конц., %
адамантан	3,2
1-метиладамантан	15,8
1, 3-диметиладамантан	9,6
1, 3, 5-триметиладамантан	3,1
1, 3, 5, 7-тетраметиладамантан	0,2
2-метиладамантан	11,1
1, 4-диметиладамантан, <i>цис</i>	9,1
1, 4-диметиладамантан, <i>транс</i>	6,7
1, 3, 6-триметиладамантан	4,5
1, 2-диметиладамантан	5,9
1,3,4-триметиладамантан, <i>цис</i>	4,2
1,3,4-триметиладамантан, <i>транс</i>	2,7
1, 3, 5, 6-тетраметиладамантан	1,4
1-этиладамантан	4,7
3-метил-1-этиладамантан	5,5
3, 5-диметил-1-этиладамантан	4,0
2, 4-диметиладамантан	1,8
1, 2, 6-триметиладамантан	0,9
2-этиладамантан	4,7
1,2,3,5-тетраметиладамантан	1,0
ΣC_{11}	26,8
ΣC_{12}	42,5
ΣC_{13}	20,8
ΣC_{14}	6,6

Литература

1. Багрий Е.И. Адамтанты: Получение, свойства, применение. – М.: Наука, 1989. – 264 с.
2. Гордадзе Г.Н., Арефьев О.А. Адамтанты генетически различных нефтей // Нефтехимия. – М., 1997. – Т. 37. – № 5 – С. 357.
3. Соколова И.М., Макаров В.В., Кульджаев Б., Абрютин Н.Н. Углеводородный состав газового конденсата Моллакер // Нефтехимия. – М., 1990. – Т. 30. – № 6. – С. 723.
4. Landa S., Камусек Z., Камускова J. // Erdol und Kohle-Erdgas-Petrochem. – 1961. – Bd.14. – № 11. – S. 904 – 905.
5. Lin R. and Wilk Z.A. Natural occurrence of tetramantane (C₂₂H₂₈), pentamantane (C₂₆H₃₂) and hexamantane (C₃₀H₃₆) in a deep petroleum reservoir // Fuel. – 1995. – V.74. – № 10. – P. 1512.

ИСТОРИЯ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОЛИМПЕЙСКОГО КУПОЛОВИДНОГО ПОДНЯТИЯ И ПРИЛЕГАЮЩИХ ТЕРРИТОРИЙ**А.В. Казаненкова¹**Научный руководитель профессор В.А. Конторович²¹Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия²Институт СО Российской академии наук, г. Новосибирск, Россия

В административном отношении территория исследования расположена в Парабельском районе Томской области.

При низкой изученности структуры глубокими скважинами (плотность бурения равна 0,006 скв./км² или 15,1 м/км²), плотность сети сейсмических профилей МОГТ составляет 1,34 км/км², что свидетельствует о достаточно высокой ее изученности сейсморазведочными работами.

Геологический разрез рассматриваемого участка представлен породами мезо-кайнозойского осадочного чехла и доюрского основания. Мощность осадочного чехла в контуре Олимпийского куполовидного поднятия (КП) изменяется от 2700 м в наиболее приподнятой его юго-восточной части до 2830 м по его контуру. В депрессиях, расположенных к юго-западу и северо-востоку от Олимпийского КП мощность чехла закономерно увеличивается до 2980–3050 м. Территория исследования находится в Пудинском нефтегазоносном районе Васюганской нефтегазоносной области. По результатам бурения 4 скважин в пределах Олимпийского КП залежей УВ к настоящему времени не выявлено. К западу и северо-западу от него открыты Болтное нефтяное и Казанское газовое месторождения. Анализ стратиграфической приуроченности залежей УВ позволил сделать вывод о том, что основным продуктивным горизонтом этих месторождений является горизонт Ю₁ васюганской свиты. Менее значимым по количеству залежей и запасов в них являются отложения средней юры и верхней части доюрского основания (НГТЗК).

В процессе работы был создан сейсмогеологический проект в интерпретационном пакете GeoSeism, произведена корреляция отражающих горизонтов. После этого, с помощью программных пакетов SURFER и GridMaster было выполнено построение структурных карт по отражающим горизонтам: II^a – подошва баженовской свиты, III – кровля киялинской свиты (нижний мел, апт), IV – кузнецовская свита (верхний мел, турон). Анализ структурных карт показал, что от кровли доюрского основания к кузнецовской свите структурный план Олимпийского КП меняется. При площади 240 км², и амплитуде 102 м в рельефе кровли доюрского основания, уже в структурном плане подошвы баженовской свиты площадь Олимпийского КП увеличивается до 398,7 км², а амплитуда уменьшается до 87 м. В структурном плане кровли киялинской свиты Олимпийское КП не выделяется. В рельефе этой поверхности выделяются две самостоятельные локальные структуры, разделенные узким прогибом северо-восточного простирания. Структурный план по кузнецовской свите представляет собой моноклинал, наклоненную с юго-востока на запад – северо-запад.

Для восстановления истории тектонического развития используются структурные карты и карты толщин. В работе было выполнено построение карт изопахит 4 основных комплексов: юрского, титон-аптского, апт-туронского и посттуронского, которые характеризуют изменение толщин сейсмогеологических комплексов по площади (рис.). Стоит отметить, что используемые в данной работе сейсмогеологические реперы, по которым проводилась корреляция временных разрезов, приурочены к региональным поверхностям выравнивания, т.к. они представлены выдержанными по толщине глинистыми пачками, сформировавшимися в эпохи максимального тектонического покоя. Зоны увеличения толщин комплексов, ограниченных в кровле и подошве поверхностями выравнивания, будут отвечать участкам, испытывающим тенденцию к относительному погружению, а наименьшие толщины будут соответствовать зонам относительного воздымания. Характер изменения толщин осадочных комплексов по площади на картах изопахит позволит оценить области относительного воздымания и прогибания на каждом из этапов развития территории.

Анализ карты изопахит юрских (геттанг-кимериджских) отложений показал, что на время формирования баженовской свиты, поднятие как таковое не выделялось. Оно представляло собой слабо приподнятую структуру, осложненную небольшими по амплитуде и по площади локальными поднятиями (ЛП). К востоку от нее выделяется палеодепрессия с наибольшими мощностями осадков. Болтную структуру, осложненную несколькими ЛП, на это время уже можно выделить в самостоятельную структуру, с наиболее высокоамплитудной северной частью. Она отделена от Олимпийской площади палеодепрессиями, вытянутыми в северо-западном направлении. К северу, на территории Сомовских поднятий, также отмечаются небольшие по амплитуде и площади ЛП. На карте изопахит юрского комплекса наиболее ярко проявлено на западе от исследуемой территории дугообразное палеоподнятие с почти меридиональным простиранием, включающим в себя на севере Казанскую структуру.

Во время формирования волжско-аптских отложений наблюдается тенденция к росту положительных структур в центре исследуемой территории. Так, на карте изопохит волжско-аптских отложений можно выделить обособившееся Олимпийское КП с большой амплитудой и площадью примерно 398,7 км². Болтная структура также увеличилась в амплитуде и по площади. Сомовские поднятия, выделяемых на структурных картах по отражающим горизонтам П^а и Ф₂, слились в одну крупную положительную структуру. Все эти три положительные структуры окружены палеодепрессиями.

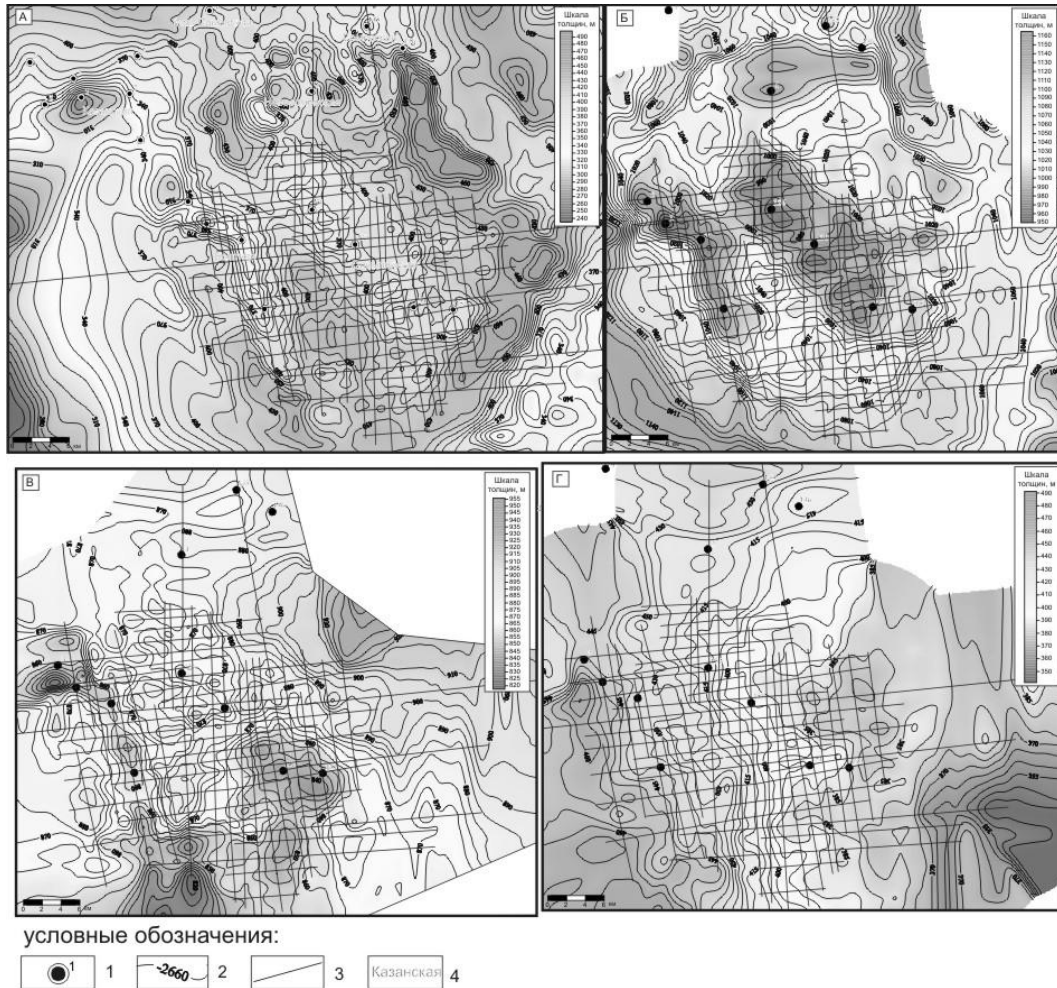


Рис. А) – Карта изопохит юрского комплекса, Б) – карта изопохит титон-аптского комплекса, В) – карта изопохит альб-туронского возраста, Г) – карта изопохит посттуронского возраста

В альб-туронский этап развития северная часть Олимпийского КП снивелировалась, в то время как южная часть все еще испытывала тенденцию к росту. У Болтной структуры наибольший амплитудный рост испытывала северная часть. Хотя, необходимо отметить, что площадь Болтной структуры, также сократилась. Наибольший рост на время формирования альб-туронских отложений испытывала территория, расположенная к югу от Олимпийского КП. Максимальное прогибание отмечается к северо-востоку от исследуемой территории.

В посттуронское время невозможно выделить отдельные крупные поднятия. Можно сказать, что палеорельеф представляла собой моноклинал, с падением на запад. Т.е. наибольший рост происходил на востоке, а наиболее интенсивное погружение испытывала западная часть территории. Также необходимо отметить, что в посттуронский этап развития тектонические движения привели к тому, что в современном разрезе Олимпийское КП располагается гипсометрически выше, чем Сомовское поднятие.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что Олимпийское КП, как единая замкнутая структура, сформировалось в титон-аптский этап развития, в дальнейшем оно продолжало испытывать тенденцию к росту, пока в посттуронское время окончательно не сформировался его современный облик. К концу формирования альб-туронского комплекса баженская свита, которая является главной нефтегенерирующей толщей в Западно-Сибирском осадочном бассейне, на данной территории вошла в главную зону нефтеобразования. А это означает, что генерация нефти, начавшаяся в позднем мелу, должна была привести к заполнению ловушек на этих поднятиях.

ПЕРСПЕКТИВЫ ВЫЯВЛЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В ПРЕДЕЛАХ КРОСНЕНСКОЙ ЗОНЫ ЗАПАДНОГО РЕГИОНА УКРАИНЫ

Ю.А. Калыний

Научный руководитель профессор А.А. Орлов

*Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа,
г. Ивано-Франковск, Украина*

Кросненская зона начинается возле Главного водораздельного хребта у верховьев Ужа за линией регионального Дуклянского надвига (Ужоцкий перевал – северный склон Пикуйского хребта – с. Задильское – г. Воловец). В ее границах за характером строения и за типами разреза отложений палеогена различают две подзоны: южную, Сойменскую, и северную, Туркивскую (рис. 1).

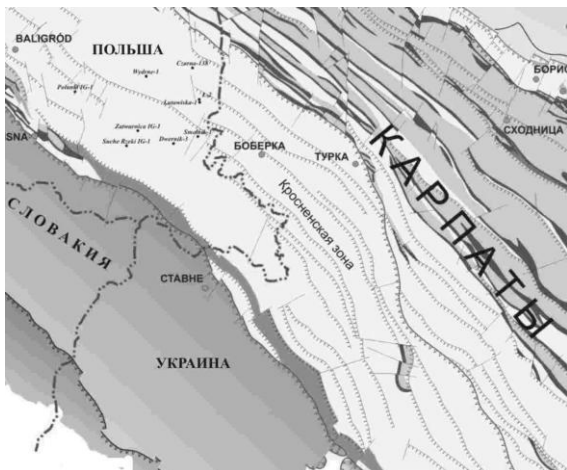


Рис. 1. Схема размещения зоны кросно в Польше и Украине

В пределах Кросненской зоны тектоническим аналогом Бориславско-Покутских складок считается Переддуклянская полоса, которая частично перекрыта Дуклянским покровом, где прогнозируется накопление глубинных флишевых складок-сдвигов, погребенных в кросненских отложениях. Одной из таких складок является Ветлинская, которая размещена на территории Польши; в пределах которой выявлены промышленные залежи газа в олигоцене [1, 2].

Проявления нефти и битумов в Кросненской зоне отмечались в картировочных скважинах 19, 20, 22, 23 площади Луги в границах Юго- и Северо-Лугской складок, а также в скважинах 5, 7, 18, 19 площади Луги, в отложениях олигоцене следующей за Северо-Лугской складкой, чешуе Битлянского субпокрова.

В скважине 7, кроме того, отмечались и газопроявления на глубине 37 м.

Большое количество природных поверхностных проявлений углеводородов в районе площади Луги, было причиной постановки здесь поисковых работ на нефть. Первые такие работы здесь

были проведены в 1870 г. по поручению венгерского правительства в Ставном, западнее площади Луги, было пробурено несколько скважин глубиной 19–70 м. На глубине 30–40 м был вскрыт нефтеносный горизонт, который давал вначале такое количество нефти, что в с. Кострино был построен небольшой нефтеперерабатывающий завод. Однако приток нефти быстро прекратился, поскольку в скважинах не были перекрыты водоносные горизонты.

В 1946–47 гг. в районе площади Луги в сводовой части Северо-Лугской складки были пробурены две структурно-поисковые скважины – № 1 и 2 (забой соответственно 371 и 275 м). Во время бурения нефтегазопроявления не наблюдались. В скв. 1-Лг после 4-х месяцев после окончания бурения начали выделяться пузырьки газа. В скважине № 2 на четвертые сутки на глинистом растворе появилась зеленоватая пена, ниже которой находилась маслянистая жидкость (толщина 20 см), которая напоминала масло. Таким образом, при наличии ловушек в зоне сочленения Дуклянского и Кросненского покровов, можно ожидать здесь открытия промышленных залежей газа и газоконденсата. На продолжении Северо-Лугской складки в районе Ветлины (Польша) в 60-х – 70-х годах прошлого века было открыто газовое месторождение Ветлина. В скважине 5-Ветлина получили приток газа (16,6 тыс. м³/сут.) в отложениях менилитовой свиты из глубины около 1800 м, а в скважине 6-Ветлина приток газа дебитом 59 тыс. м³/сут. из интервала 2025–2027 м в отложениях средней части менилитовой свиты [3].

Кросненская зона слабо изучена сейсморазведкой и бурением, поэтому сейсморазведка является основным методом изучения структурных элементов геологического строения складчатого сооружения Кросненской зоны. Упомянутые структурные элементы, в большинстве случаев, на результирующих временных разрезах, находят только частичное, фрагментарное отображение. Интерпретация таких волновых полей вместе с данными глубокого бурения и поверхностной геологической съемки позволяют создавать модели геологического строения, которые наиболее приближены к реальной геологической ситуации. По результатам корреляции временных разрезов и данным бурения был сделан вывод о том, что Кросненская зона представляет собой покров из узкой крутозалегающей чешуи, которая выведена на поверхность и является неблагоприятной для образования залежей углеводородов, что противоречит результатам бурения на смежной территории Польши. Вместо этого связь большинства источников нефти с продольными дислокациями подтверждает наличие возможных скоплений залежей нефти и газа на больших глубинах, откуда и происходит их выход на поверхность. В связи с этим возникло новое направление оценки перспектив нефтегазоносности, которое связывалось с поднадвиговыми параавтохтонными структурами Кросненской зоны. Следующие сейсморазведочные работы были выполнены в 1989 г. Объектом изучения были параавтохтонные структуры. На одной из них (Боринской) было проведено параметрическое бурение. Во время бурения в скв. № 1-Бр получили открытый фонтан газа с конденсатом. Дебит достигал приблизительно 400 тыс. м³/сутки.

Глубинное строение осадочных отложений зоны Кросно освещено на региональных сейсмических профилях МСГТ. Анализируя объемы и результаты выполненных сейсмических исследований можно сделать следующие выводы:

1. Изученность глубинного строения Кросненской зоны недостаточная.
2. Недостаточное количество региональных поперечных сейсмических профилей при полном отсутствии продольных.
3. Низкая информативность временных разрезов и отсутствие привязки отбивающих сейсмических горизонтов к уверенным стратифицированным реперам в параавтохтонных частях геологического разреза.
4. Высокие перспективы осадочного чехла, о чем свидетельствуют открытые месторождения углеводородов на территории Польши (рис. 2).

Проведенные в пределах Кросненской зоны дистанционные исследования подтвердили общий депрессивный характер ее строения. По данным результатов дистанционных исследований наиболее перспективной считается северо-западная часть Кросненской зоны, где на фоне региональной депрессии выделяются значительные по размерам локальные положительные морфоструктуры.



Рис. 2. Месторождения углеводородов польской части Карпат
1 – месторождения нефти; 2 – месторождения газа

Кросненская зона большинством исследователей считается наиболее перспективной территорией для поисков углеводородов в Складчатых Карпатах. На смежной территории Польши в Силезской (Кросненской) зоне открыты десятки месторождений нефти и газа. Продуктивными там являются истебнянские, ценжковицкие и кросненские песчаники. В отложениях палеоцен-эоцена сосредоточено 85 % запасов нефти. Месторождения, в своем большинстве, приурочены к интервалу глубин 300–1200 м.

В результате анализа геолого-геофизических материалов изученности Кросненской зоны и сопоставления их с таковыми по смежным территориям Польши можно сделать следующие выводы:

- 1) Кросненская зона является перспективной для поисков залежей нефти и газа.
- 2) Детально зона изучена только геологической съемкой.
- 3) Перспективы поисков залежей углеводородов в Кросненской зоне следует связывать с аллохтонными и параавтохтонными флишевыми образованиями и мезо-палеозойскими структурами Карпат.

Литература

1. Глушко В.В. Тектоника и нефтегазоносность Карпат и прилегающих прогибов. – М.: Недра, 1970.
2. Даныш В.В., Мочалин И.П., Полонский Б.Т. Вопросы геологии Карпат. – Львов: Изд. Львовского ун-та, 1967.
3. Osika R. "Geologia i surowce mineralne Polcki", Praca zbiorowa. – Warszawa, 1970.

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ АВТОХТОННОЙ ПОВЕРХНОСТИ УКРАИНСКИХ КАРПАТ НА ПРИГРАНИЧНОЙ С ПОЛЬШЕЙ ТЕРРИТОРИИ

Т.В. Калыний

Научный руководитель доцент В.Г. Омельченко

*Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа
г. Ивано-Франковск, Украина*

Геологическое строение автохтонной поверхности Карпат до сих пор остается актуальным вопросом в поисках новых месторождений нефти и газа. Особенно это касается прибортовых участков Карпатской дуги на северо-западе и юго-востоке, где доальпийская основа залегает на меньших (4–6 км) глубинах относительно центрального Долинского пересечения (10–12 км).

На территории Украины платформенная неоген-мезозойская автохтонная поверхность вскрыта скважинами на глубине 4000–300 м в Покутских Карпатах на площади Лопушна [1]. До сих пор Лопушнянское нефтегазовое месторождение является единственным под покровом Карпат. Ряд глубоких и сверхглубоких скважин (Шевченко-1, Синевидное-1 при забое 7000 м) не вышли из аллохтонных мел-палеогеновых отложений Карпатского сооружения [2]. На территории Польши автохтонная поверхность Карпат вблизи границы с Украиной вскрыта скважиной Kuzmina-1 (7541 м) [3]. Поверхность поднадвига частично вскрыта в предгорье Карпат под Самборским покровом. На прилегающей к границе с Польшей территории самой глубокой среди них является скважина Посада-1, которая на забое глубиной 4706 м вскрыла отложения, возраст которых, предположительно отнесен к верхнему протерозою. Вблизи границы на территории Польши автохтонной поверхности достигли скважины на площадях Przemysl, Jaksmanica. На забое они вскрыли отложения палеозоя (кембрий) на глубинах 2500–2600 м, которые погружаются в юго-западном направлении. Скважина Leszczyny-1 на глубине 4739 м не вышла из стебницких отложений.

Наши исследования предусматривали произвести совместно с польскими геологами обобщение и анализ геолого-геофизической информации на приграничных территориях Украины и Польши. Геологическое строение приграничной полосы Украины освещено тектонической картой [2], согласно которой автохтонная доальпийская поверхность площади исследований перекрыта Самборским, Бориславско-Покутским, Скибовым покровами и частично зоной Кросно (рис. 1).

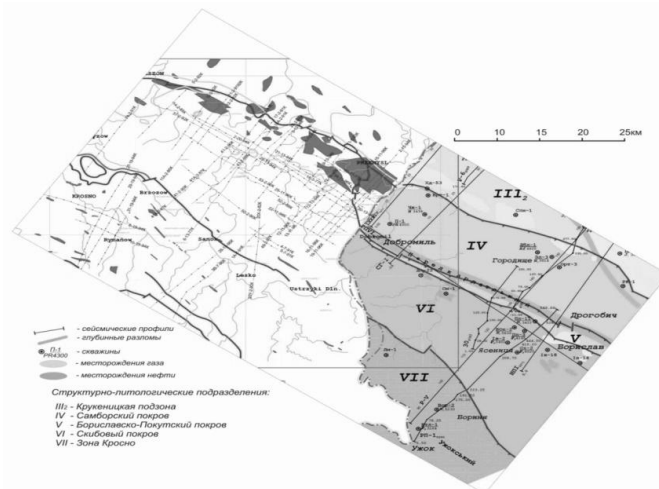


Рис. 1. Схема территории совместных украинско-польских научных исследований

Автохтонная поверхность под Самборским покровом на территории Украины, согласно упомянутой тектонической карты, представлялась в виде сложного блочного строения с наличием разломов как северо-западного, так и северо-восточного направлений. Как приоритетные в блочном строении выделялись продольные прямолинейные северо-западного направления Меженецкий и Предкарпатский разломы. Был выделен ряд антиклинальных поднятий, в пределах которых впоследствии пробурены скважины Посада-1, Чижки-1, Дроздовичи-1 и др., которые, к сожалению, не выявили залежей углеводородов.

Согласно результатам геолого-геофизических исследований, по приграничной территории, данным бурения отдельных скважин, которые вскрыли доальпийское основание, и результатам переинтерпретации сейсмических исследований, нами предложена новая модель строения поверхности доальпийского основания. Полученная модель геологического строения автохтонной доальпийской поверхности свидетельствует об эрозионном характере ее развития, в отличие от предыдущей, блочной. Подтверждается наличие на исследуемой территории Меженецкого разлома, однако вырисовывается уступообразная зона, а не линейная форма сброса, усложненного многочисленными врезами и неровностями в результате действия эрозионных процессов. В северо-западном направлении форма плоскости Меженецкого сброса изменяется по крутизне эродированного уступа, который усложнен террасами. Однако характер изменений формы Меженецкого сброса однозначно

просматривается на сейсмических профилях через приграничные площади по типичному рисунку волнового сейсмического поля.

Скачок во времени амплитуды Меженецкого разлома колеблется по простиранию в пределах 1,0–1,5 с. изменяется ширина зоны Меженецкого разлома от первых десятков метров до 3–4 км, в зависимости от крутизны плоскости сброса и наличия террас. Наиболее наклонными являются плоскости Меженецкого сброса в районе скважины Чижки-1 и скважины Przemysl-16. Наиболее узкая зона Меженецкого разлома наблюдается около села Меженец. На этом участке в районе скважины Чижки-2 вырисовывается оторванная терраса Меженецкого разлома, который может неоднозначно восприниматься из-за неуверенной идентификации отражений волнового поля разрезов.

Зона Меженецкого разлома разделяет площадь исследований по условиям залегания автохтонной поверхности на приподнятую часть на северо-востоке и опущенную – на юго-западе. В юго-западной части представленной карты вырисовывается крупная палеодолина с эрозионным выступом в районе скважины Посада-1. Здесь следует ожидать более сложное строение выступа, учитывая невысокую в целом информативность стратифицированных с автохтоном отражений временных разрезов. В то же время значения времени регистрации упругих волн в районе выделенного выступа автохтонной поверхности могут быть существенно заниженными, поскольку на временных разрезах фиксируется ряд отражений на больших временах. При этих обстоятельствах, можно ожидать, что скважина Посада-1 не вышла из аллохтонных отложений.

Геологическое строение поверхности поднадвига на приграничной территории с Польшей представлено на карте объемной модели автохтонной поверхности (рис. 2). Палеорельеф домиоценовой поверхности рассматривается с позиции эрозионных процессов доальпийского времени, которые обусловили глубокие палеоврезы продольного северо-западного простирания, заложенные на территории Польши. На карте ярко вырисовывается крупный палеоврез глубине около 7000 м в подножии Меженецкого разлома, который отделяет в юго-западной части на территории Украины крупный Посадский палеовыступ.

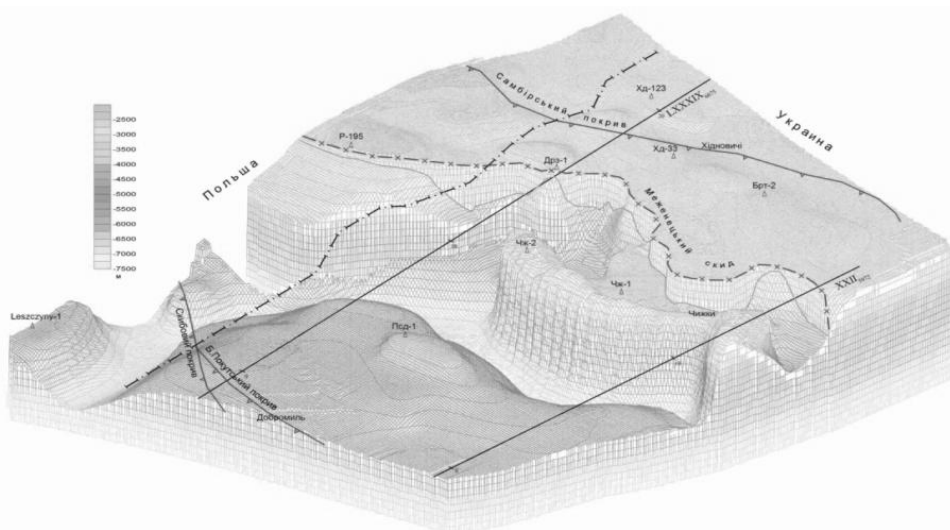


Рис. 2. Новая объемная модель поверхности автохтона

Таким образом, анализируя созданную модель геологического строения можно сделать вывод о сложном геологическом строении территории и высокой перспективности ее в нефтегазоносном отношении. Полученная объемная модель поверхности автохтона общей украинско-польской территории исследований иллюстрирует действительную форму фундамента. На глубине около 6000 м в пределах Посадского палеоподнятия нами прогнозируется залегание нефтегазоперспективных мезозойских отложений, которые при условиях экранирования с северо-востока, могут сохранять залежи углеводородов. Посадский объект нами рекомендуется на доизучение сейсморазведкой с подготовкой к бурению глубокой скважины.

Литература

1. Вялов О.С. Основные проблемы тектоники Карпат // Геология и геохимия нефтяных и газовых месторождений. – М., 1965. – Вып. 1. – С. 5 – 35.
2. Глушко В.В. Тектоника и нефтегазоносность Карпат и прилегающих прогибов. – М.: Недра, 1968. – 263 с.
3. Kuśmierk J., Maćkowski M., Baran U., Pieniądz K., Szczygieł / Budowa struktur węgłobnych w strefie sigmoidy przemysłowej - przegląd modeli interpretacyjnych. // Tech. Posz. Geol. Geosynoptyka i Geotermia. – М., 2006. – № 2.

КОМПЛЕКСНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ЗАЛЕЖИ ПЛАСТА АВ₈₋₂₆ ВАТЬЕГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО ДАННЫМ ЛАБОРАТОРНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА В ШЛИФАХ, ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ИЗУЧЕНИЯ СКВАЖИН С ЦЕЛЮ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВНОСТИ ДАЛЬНЕЙШИХ РАБОТ

А.И. Камалева, Р.С. Ахметзянов, А.М. Ибрагимов

Научный руководитель профессор Н.Г. Нурғалиева

Казанский государственный университет им. В.И. Ульянова-Ленина, г. Казань, Россия

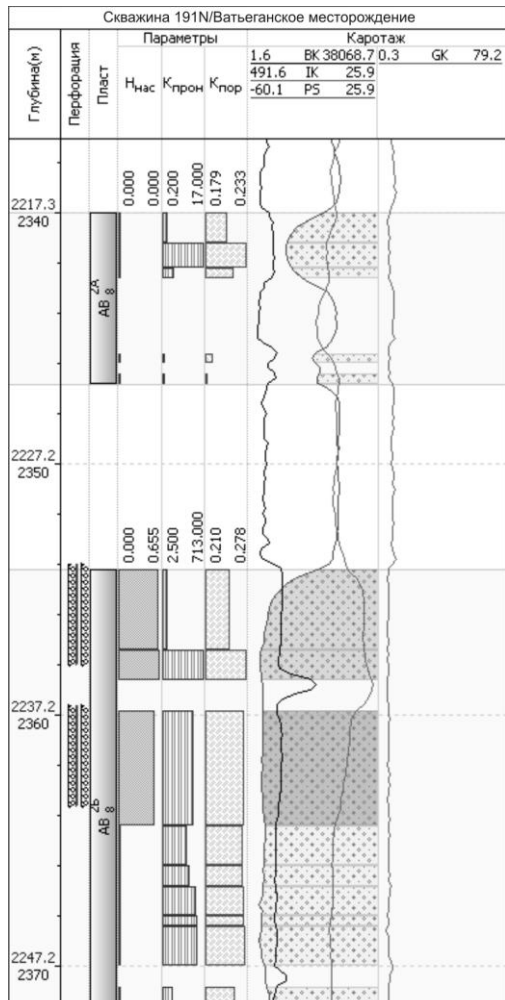


Рис. Литолого-геофизический разрез скважины 191N Ватьеганского месторождения

Ватьеганской структуры. Песчано-алевритовые прослои пласта выклиниваются примерно посередине между сводом и северо-западным окончанием купола. Нефтеносность подтверждается результатами испытания скв. 191N и 2203. ВНК предлагается на отметке -2246 м, это отвечает данным испытания скв. 175, где из интервала -2246,6– -2248,6 м получен приток воды дебитом 5,1 м³/сут. Размеры залежи составляют 3,75×2,75 км, высота 15 м. Средняя нефтенасыщенная толщина равна 4,4 м. Залежь пластовая, сводовая, литологически экранированная [2].

Лабораторные исследования показали, что терригенные нефтеносные коллекторы данного интервала проходят характеризуются неоднородным строением, проявляющимся в анизотропии их емкостно-фильтрационных характеристик. Сопоставление данных ГИС с керновым материалом показало, что неоднородность обусловлена, главным образом наличием среди высокопористых и хорошо проницаемых песчаников уплотненных алевролитовых прослоек. Последние на кривых электрокаротажа выделяются повышенным сопротивлением при фоновом значении ГК (рис.).

Изучение вещественного состава пород-коллекторов показало, что они сложены переслаивающимися мелкозернистыми аркозовыми песчаниками, алевропесчаниками и алевролитами. Аллотигенная компонента на 65–70 % представлена зернами кварца, на 25–30 % – зернами кислых плагиоклазов и микроклина и на 5 % –

Ватьеганское месторождение входит в состав Среднеобской нефтегазоносной области. В тектоническом плане оно приурочено к одноимённому куполовидному поднятию – элементу II порядка, осложняющему северную часть Ярсомского мегапрогиба Нижневарттовского свода. В пределах месторождения продуктивными являются терригенные меловые отложения Ванденской свиты, где по данным ГИС выделяют 14 нефтеносных пластов. Первые 6 пластов входят в группу АВ₃₋₈, последующие 8 – в БВ₀₋₇. Из первой группы наилучшими показателями по дебитам нефти характеризуется пласт АВ₈₋₂₆. Пласт АВ₈ наиболее полно охарактеризован керновыми данными [1]. Пористость определена по 1296 образцам, в том числе 965 определенных в коллекторах. Диапазон изменения пористости в последних – 16–26,9 %, среднее значение – 21,4 %. Распределение пористости слабо асимметричное одномодальное.

Проницаемость определена по 1106 образцам, из них 827 – по коллекторам. Значения проницаемости коллекторов меняются от 1 мД до 1408 мД, среднее значение – 150,3 мД. Распределение проницаемости для коллекторов одномодальное слабо асимметричное. Остаточная водонасыщенность определена по 382 образцам, из них 309 по коллекторам.

Диапазон изменения остаточной водонасыщенности в коллекторах – от 18,5 % до 74,7 %, среднее значение – 36,6 % [2]. Поэтому при проектировании разведочных скважин на соседних поднятиях в пределах рассматриваемого месторождения пласт рассматривается в качестве потенциального нефтеносного объекта. Одна из таких скважин 191N и была нами изучена в данной работе.

Объектом исследования являлся керновый материал, отобранный из потенциально продуктивного интервала -2231,1 – -2241,3 м. По данным опробования интервала с глубин -2231,2 – -2235,2 получен приток нефти с дебитом 92 м³/сут. В настоящий момент скв. 191P работает на пласт АВ₁₋₂, в результате опробования пласта АВ₁₋₂ получен приток нефти 30,5 м³/сут. При этом наблюдается рост текущей обводнённости продукции скважины.

Изучаемая залежь вскрыта, кроме скв. 191N, также и в скв. 2203. Залежь приурочена к небольшому куполу, осложняющему строение северо-западного окончания

чешуйками мусковита и хлорита. В отсутствие нефтенасыщенности последний придает светло-серым обломочным породам зеленоватый оттенок.

Близко расположенные зерна кварца зачастую образуют более крупные агрегатные сростки с конформнозернистой структурой, что весьма типично для зон катагенеза.

Плагиоклазы несут следы вторичных преобразований в виде пелизации, что обуславливает их бурю окраску в проходящем свете. Чешуйки слюд большей частью деформированы, их поверхности изогнуты, края в некоторых случаях расщепленные. Цементация обломков осуществляется за счет взаимных контактов зерен между собой. В алевролитах зерна плотно прилегают друг к другу, срастаясь регенерационными оторочками. В песчаниках и алевропесчаниках точечные контакты встречаются в равных соотношениях с линейными и вогнутыми контактами взаимного приспособления.

Подобные типы кристаллизационных связей обуславливают различные емкостно-фильтрационные свойства пород. В алевролитах за счет роста аутигенного кварца происходит существенное сокращение порового пространства, что приводит к увеличению их плотности. В песчаниках и алевропесчаниках новообразованный кварц формирует кристаллизационные мостики между близко расположенными зернами, не залечивая при этом поровое пространство пород. Такая локализация вторичного SiO_2 способствовала сохранению изначально высокой пористости и проницаемости пород, приобретенной на стадии седиментации.

Анализ структуры порового пространства показывает, что песчаники и алевропесчаники относятся к гранулярному типу коллектора, который пронизан во всех направлениях сообщающимися фильтрационными каналами. Диаметр каналов варьирует от 0,1 до 0,5 мм, их форма определяется взаимным расположением границ соседствующих в объеме породы зерен. Общая открытая пористость по данным геофизических исследований составляет 21–27 %, по данным оптико-микроскопических – 15–20 %. В алевролитах пористость находится на уровне 5–8 %. Поровые каналы осложняются пережимами, их размеры составляют менее 0,1 мм.

Чередование в разрезах обломочных пород с контрастно выраженными емкостно-фильтрационными характеристиками обуславливает в целом неоднородность нефтеносного пласта АВ₈₋₂₆ на Ватьеганском месторождении.

Выводы и рекомендации:

1. Переход с пласта АВ₁₋₂ на АВ₈₋₂₆ при обводнении продукции скважины.
2. Использовать данные лабораторных исследований шлифов при подсчете и прогнозе запасов на близлежащих залежах.
3. В связи со сложным строением поверхности ВНК на соседних залежах, более детально изучить и обосновать отметку ВНК по залежи района скв. 191N
4. Применять метод аналогии при изучении геологического строения залежи района скв. 191N с близлежащими залежами.
5. Продолжить изучение залежи эксплуатационным бурением, в связи с высокими продуктивными и емкостно-фильтрационными характеристиками залежи.

Авторы выражают благодарность заместителю начальника геологического отдела ТПП «Когалымнефтегаз» Стенькину Андрею Анатольевичу за предоставленный материал.

Литература

1. Пояснительная записка к комплекту геолого-геофизической информации / Договор № 31.05.110-2/05СК0479 от 28.03.2005.
2. Технологическая схема разработки Ватьеганского месторождения / Отчет СибНИИИП. Авторы: Луговая В.М. и др. – Тюмень, 1984.

РОЛЬ ОБЪЁМНЫХ И ПОВЕРХНОСТНЫХ СИЛ ПРИ ВЗАИМОДЕЙСТВИИ ЖИДКОСТИ С ТВЁРДЫМ ТЕЛОМ

Р.Р. Камалова

Научный руководитель доцент В.А. Иванов

**Филиал Тюменского государственного нефтегазового университета,
г. Нефтеюганск, Россия**

Разработка и эксплуатация месторождений нефти и газа связана с фильтрацией огромных масс жидкостей через пористые среды, то есть тела, пронизанные системой сообщающихся между собой пустот (пор). Характерной особенностью пористых сред является способность накапливать в себе жидкость и позволять ей двигаться под действием внешних сил. Явление поверхностного натяжения редко можно наблюдать в чистом виде, без сопровождения явлениями на границе иных сред. В частности, капиллярные явления связаны не только с силами поверхностного натяжения жидкости, но имеет место практически не учитываемое взаимодействие жидкости с твердой стенкой капилляра. Продуктивные пласты, содержащие в себе нефть и газ, представляют собой огромное хаотическое скопление капиллярных каналов сложной формы, трещин и каверн. Оценка пласта как однородного на самом деле микронеоднородного по структуре пустотного объёма приводит к необходимости изучения ёмкостных и фильтрационных свойств пород [1, 2]. Поэтому закономерности движения нефти в пласте и её вытеснение из пористой среды во многом зависят от свойств пограничных контактирующих сред и процессов, происходящих на поверхности контакта нефти, воды и газа с породой.

В работе рассматриваются вопросы, связанные с выявлением роли объёмных и поверхностных сил при взаимодействии жидкости с твёрдым телом. При выполнении работы использовался метод отрыва кольца. Суть метода заключается в том, что измеряется сила, которую необходимо приложить, чтобы оторвать кольцо от поверхности жидкости. Для количественной характеристики силы поверхностного натяжения жидкости используется коэффициент поверхностного натяжения σ , который численно равен внешней силе F , действующей на длину L периметра смачивания: [3]

$$\sigma = F/L. \quad (1)$$

Максимальная сила отрыва кольца весом G от поверхности жидкости будет пропорциональна длине L периметра смачивания и коэффициенту поверхностного натяжения σ :

$$F = G + \sigma L. \quad (2)$$

Если же сила отрыва зависит ещё и от объёмных сил, то в уравнение (2) должно входить ещё одно слагаемое, зависящее от смоченной площади поверхности. В этом случае результирующая внешняя сила отрыва, исключая вес тела, может быть представлена следующей зависимостью (рис. 1):

$$F = \sigma L + \beta S = F_L + F_S, \quad (3)$$

где β – коэффициент пропорциональности, характеризующий объёмные силы, F_L – поверхностная сила, F_S – объёмная сила. Традиционные решения задач подобного типа, например, задач о поднятии жидкости в капиллярах, не предусматривают влияние второго слагаемого в выражении (3).

Высота подъёма жидкости в капилляре H пропорциональна только коэффициенту поверхностного натяжения σ и обратно пропорциональна диаметру капилляра d :

$$H = 4 \sigma / (\rho \cdot g \cdot d), \quad (4)$$

где ρ – плотность жидкости, g – ускорение свободного падения.

Для отрыва кольца от поверхности жидкости необходимо приложить внешнюю силу F , направленную вертикально вверх (рис. 1). Отрыв, а точнее разрыв поверхности, происходит по двум окружностям, диаметры которых d_1 и d_2 равны внешнему и внутреннему диаметрам кольца. Общая длина линий разрыва или длина смоченного периметра равна [3]:

$$L = 2\pi(d_1 - h), \quad (5)$$

где h – толщина стенки кольца. Если сила поверхностного натяжения зависит ещё и от смоченной площади поверхности S , то

$$F_S = \beta S = \beta \pi h (d_1 - h). \quad (6)$$

Экспериментальная установка (рис. 2) представляла собой чувствительные рычажные весы. Горизонтальный рычаг 1 с навешенным на него кольцом 2 или пластиной круглой (прямоугольной) формы 3 уравновешивается противовесом 4, который может смещаться вдоль стержня 5 и фиксируется винтом 6. Стрелка 7 установлена перпендикулярно рычагу 5.

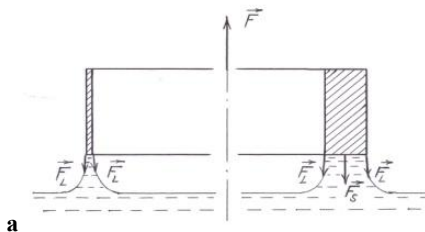


Рис. 1. Распределения сил при отрыве кольца:
а) – тонкое кольцо; б) – толстое кольцо

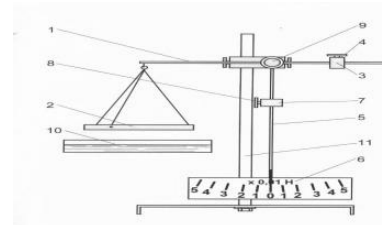


Рис. 2. Рычажные весы

Груз 8 смещается вдоль стрелки, его положением определяется цена деления шкалы 9 прибора. Стержень 5 и стрелка 7 жестко связаны с вращающимся центром 10, который может свободно и с малым трением вращаться вокруг горизонтальной оси. При проведении измерений кювету 10 с водой подводят к кольцу до смачивания. Затем кювету медленно опускают, увлекая кольцо вниз за счет сил поверхностного натяжения, и измеряют эту силу в момент отрыва кольца.

Измеренные значения силы отрыва тонких колец, толстых колец, пластин простой и сложной геометрической формы приведены на рис. 3 в виде зависимости силы F отрыва от смоченного L периметра $F = f(L)$. Для тонких колец (данные на рис. 3 обозначены светлыми кружками) толщина стенок была одинакова и составляла 0,2 мм.

Зависимость $F = f(L)$ для тонких колец хорошо аппроксимируется линейной функцией $F = \sigma L$. Для конкретно выбранного по графику значения $L = 0,4$ м значение $F = 3,1 \cdot 10^{-2}$ Н и коэффициент поверхностного составляет

$$\sigma = F/L = 3,1 \cdot 10^{-2} \text{ Н} / 0,4 \text{ м} = 7,75 \cdot 10^{-2} \text{ Н/м}. \quad (7)$$

Табличное значение σ при температуре 20 °С составляет $7,26 \cdot 10^{-2}$ Н/м. Относительная погрешность измерения $\varepsilon_\sigma = 7\%$, что соответствует относительной погрешности проведённых измерений.

Измеренные значения силы отрыва толстых колец (данные на рис. 3 обозначены тёмными кружками), толщина которых изменялась в пределах от 1 мм до 15 мм, аппроксимировать линейной зависимостью нельзя.

Ещё большее отличие представляют собой измерения силы отрыва, проведённые с пластинами круглой и прямоугольной форм (данные на рис. 3 обозначены светлыми квадратами). Экспериментальные данные, приведённые на рис. 3, показывают, что не только длина L смоченного периметра влияет на силу отрыва F . Для толстых колец и пластин сила отрыва F существенно зависит от смоченной площади поверхности S . Зависимость силы отрыва F от смоченной площади поверхности S представлена на рис. 4.

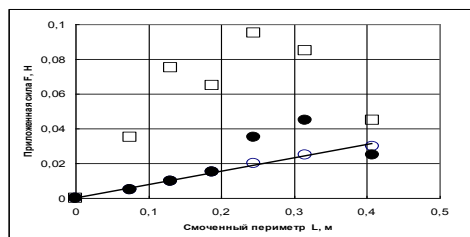


Рис. 3. Зависимость $F = f(L)$

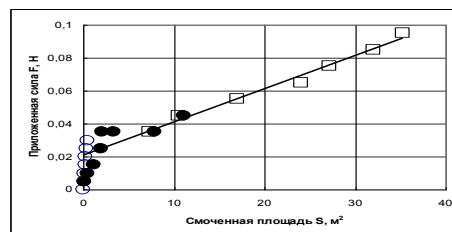


Рис. 4. Зависимость $F = f(S)$

Обозначения на рис. 4 соответствуют обозначениям рис. 3. Результаты измерений, приведённые на рис. 4, указывают на то, что в пределах погрешности измерений зависимость $F = f(S)$ может быть аппроксимирована линейной функцией

$$F = F_0 + \beta S, \quad (8)$$

где $F_0 = 2 \cdot 10^{-2}$ Н – точка пересечения линии тренда с ординатой, а значение постоянной β равно $\beta = 20,3$ Н/м².

Основой для объяснения зависимости силовых и геометрических характеристик взаимодействующих поверхностей может служить энергия взаимодействия молекул как внутри жидкости, так и на её поверхности. Молекулы жидкости, расположенные на её свободной поверхности, обладают большей потенциальной энергией [4]. Для случая отрыва тонких колец (рис. 1, а), когда энергией взаимодействия молекул с твёрдой стенкой можно пренебречь, отрыв кольца происходит в результате разрыва поверхностных слоёв жидкости.

В случае смачивания жидкостью твёрдой поверхности силы взаимодействия между молекулами жидкости и молекулами твёрдого тела больше, чем между молекулами внутри жидкости. Поэтому при увеличении смачиваемой поверхности (рис. 1, б) начинает проявляться объёмная сила F_S , характеризующая количество молекул жидкости, взаимодействующих с твёрдой стенкой. В этом случае разрыв происходит внутри объёма жидкости, на некотором расстоянии от границы жидкость – твёрдая стенка.

Проведённые исследования показывают, что сила отрыва твёрдой поверхности от жидкости зависит от смоченного периметра и от смоченной площади поверхности твёрдого тела. При отрыве твёрдой поверхности от жидкости проявляются растягивающие напряжения между молекулами поверхностного слоя жидкости и молекулами в объёме жидкости вблизи твёрдой стенки, обусловленные силами молекулярного взаимодействия. Влияние сил молекулярного взаимодействия в пристеночной области становится преобладающим при $S \geq 10^{-3}$ м². Процессы, протекающие в поверхностном пристеночном слое, оказывают влияние на движение флюидов в нефтяных и газовых коллекторах.

Литература

1. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1982. – 311 с.
2. Кочина Н.Н., Кочина П.Я., Николаевский В.Н. Мир подземных жидкостей. – М.: ИФЗ РАН, 1994. – 112 с.
3. Майсова Н.Н. Практикум по курсу общей физики. – М.: Росвузиздат, 1963. – 442 с.
4. Яворский Б.М., Детлаф А.А. Справочник по физике. – М.: Наука, 1977. – 942 с.

К ВОПРОСУ О ПЕРСПЕКТИВАХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПРЕДЕНИСЕЙСКОГО КРАЕВОГО ПРОГИБА

Л.К. Кудряшова, О.Г. Сунгурова

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время установлено, что нефтегазоносные провинции и области обычно приурочены к крупным тектоническим структурам, к которым относятся краевые прогибы, внутриплатформенные, межгорные, предгорные и другие впадины, выполненные мощной толщей осадочных образований.

Складчатые борта древних, а иногда и более молодых передовых прогибов (Предуральского, Преаппалачского, Альбертского и др.), характеризуются специфическими чертами нефтегазоносности, которые были отмечены в последнее время рядом исследователей.

Основная причина повышенной газоносности рассматриваемых регионов – высокие стадии катагенеза рассеянного ОБ.

Также повышенная газоносность складчатых бортов древних передовых прогибов обусловлена и некоторыми другими условиями: нередко широко развитой угленосностью отложений, ухудшением здесь коллекторских свойств пород (что приводит к проникновению газа, но препятствует миграции нефти) и др.

С целью определения нефтегазоперспективности рассмотрим более подробно такой элемент геологического разреза как Преденисейский краевой прогиб и сравним его с аналогичным Предуральским краевым прогибом герцинской складчатости, характеризующимся общими чертами строения и имеющим аналогичный состав слагающих пород с выше названным прогибом, а также рассмотрим мало изученный Предверхоянский предгорный прогиб.

Южная часть Присяяно-Енисейского краевого прогиба проходит по территории Кемеровской, Томской областей и Красноярскому краю. Рассмотрим стратиграфию и тектонику этих территорий.

На юго-востоке архейско-протерозойские образования образуют зону сопряжения Сибирской платформы с краевыми и предгорными прогибами.

В Кемеровской области породы фундамента отличаются более сильной метаморфизацией и дислоцированностью пород. Комплекс среднего рифея-венда выявлен в исследуемом районе только по результатам сейсморазведки. В пределах Красноярского края комплекс представлен мощной толщей терригенных и карбонатных отложений. Низы комплекса подвержены региональному метаморфизму.

В Кузбасском бассейне встречены отложения нижнего, среднего и верхнего девона, а также карбона и перми, представленные чередованием морских, лагунных и континентальных образований, осадки речного и озерно-болотного типов (угленосная толща).

Нижедевонские отложения выходят на дневную поверхность на северо-восточной и юго-восточной окраинах.

В структурно-тектоническом плане юго-восточная территория Томской области и запада Красноярского края представляют собой глубокопогруженную депрессионную зону сочленения двух платформ – южную часть Преденисейского краевого прогиба. Его нижний структурный этаж представляет собой продолжение Сибирской платформы с архейско-протерозойским складчатым фундаментом. Верхний структурный этаж сложен рифейско-палеозойским и мезозойско-кайнозойским осадочными комплексами.

Кузнецкий бассейн – это крупная отрицательная структура первого порядка является южным окончанием Преденисейского краевого прогиба и ограничивается положительными структурами того же порядка (антиклинориями): Кузнецким Алатау, Салаирским кряжем и Томь-Кольванской складчатой областью.

По степени дислоцированности пород выделяются три структурных яруса. Первый наиболее дислоцированный, окончательно сформированный тельбесской фазой начала герцинского цикла тектоногенеза, ярус охватывает породы кембро-силура. Второй структурный ярус, залегающий с резко выраженным угловым несогласием на первом, слагается осадками девона, карбона, перми и триаса. Третий структурный ярус слабо дислоцированный, залегает на подстилающих породах с угловым несогласием, сложен юрскими породами.

За маркирующие горизонты принята кровля пожарищевских слоев верхнего девона для районов Барзасского и Крапивинского поднятий.

На востоке Томской области месторождения нефти и газа в настоящее время не открыты. Перспективы нефтегазоносности этой территории обосновываются на основании обобщения геолого-геофизических материалов бурения параметрических скважин в этом регионе (Вездеходной-4, ВОСТОК-1, ВОСТОК-3) и сравнительного анализа с другими нефтегазоносными провинциями.

Полученные при бурении скважины Вездеходной-4 данные, хотя и не позволяют оценить высоко перспективы девонского разреза, но дают основание предполагать возможность обнаружения скоплений УВ в более древних стратиграфических комплексах.

Судя по строению Приенисейской зоны, в пределах синеклизы может быть значительное количество структурных ловушек, связанных с палеозойскими отложениями. С поднятиями, развитыми внутри синеклизы, связаны ловушки литологического и тектонически экранированного типов.

Характеризуется меридиональным простиранием (линейной ориентировкой), четко видимым и асимметричным строением, а также значительной мощностью отложений (более 10 км). Ширина краевого прогиба изменяется от 40 км до 250 км.

Подобное геологическое строение имеет Предуральский краевой прогиб, который представляет собой узкую (60–150 км) синклиналиную структуру с крутым геосинклиналиным восточным (25–60°) и пологим платформенным западным (2–10°) бортами.

Западная граница Предуральского краевого прогиба рисуется вдоль тектонического шва платформы, а на востоке граница проводится между зоной линейных складок и надвигов западного склона Урала и его центральным антиклинорием.

Поперечными поднятиями, образованными выходами доорогенных комплексов, прогиб разделен на три основных части: северную, центральную и южную. Осадочный чехол Предуральского прогиба выполнен мощной толщей (10–14 км) палеозойских отложений, преимущественно карбонатными породами девона, карбона, нижней перми и красноцветными верхнепермскими образованиями. Доорогенный этап развития прогиба (средний структурный этаж) включает рифей-вендские образования и отложения девона и карбона.

В строении осадочного чехла роль региональной покрывки выполняет соленосная толща кунгурского яруса нижней перми.

Отложения нижнего отдела пермской системы условно разделяют данную структуру на три части: внутреннюю, центральную и внешнюю.

Основные типы залежей. Наиболее характерные зоны нефтегазонакопления связаны с развитием рифогенных образований, где имеются с одной стороны «связки» рифогенных массивов, с другой – линейное расположение рифовых массивов (барьерные рифы). Типы залежей: массивные, связанные с органогенными постройками, литологические.

Рассмотрим еще один аналогичный краевой прогиб – Предверхоанский. Он протягивается вдоль восточной границы Сибирской платформы (Верхоанского хребта) на расстояние 1400 км и имеет ширину около 200 км. Сложен терригенными породами триаса, юры и мела, залегающих на более древних образованиях палеозоя. По материалам сейсморазведочных работ мощность осадочных отложений достигает 10–12 км.

В Среднетриасовом-нижнеюрском НГК открыты газовые и газоконденсатные залежи. Все залежи пластового сводового типа.

Выделяют два продуктивных горизонта верхнеюрского возраста, к которым приурочены залежи на Усть-Виллюйском месторождении.

Газоносным является нижнеюрский песчано-глинистый комплекс пород. Газоконденсатные месторождения Усть-Виллюйское и Собохаинское были открыты в зоне сочленения Предверхоанского прогиба и Виллюйской синеклизы. На глубине 2000 м вскрыты восемь газоносных горизонтов, имеющих промышленное значение.

В связи со слабой изученностью перспективы нефтегазонакопления связывают с рифогенными отложениями нижнего кембрия, залегающего на значительной глубине, недоступной в техническом отношении.

Исходя из сопоставления структурных и литолого-фациальных критериев выше охарактеризованных прогибов, можно заметить, что эти структуры характеризуются многими общими чертами развития.

Все они связаны с целыми орогенными областями и по своим размерам должны относиться к категории крупнейших краевых прогибов. Их формирование происходило на геосинклинальном основании (флишевая формация) – во внутренней зоне и на платформенном – во внешней. С орогенными областями эти прогибы сопряжены в основном по зонам глубинных разломов или краевых швов.

Следует обратить внимание на наличие в нижнепалеозойских прогибах Сибири двух структурных комплексов, что указывает на устойчивое во времени и пространстве прогибание этих структур. В Предуральском прогибе тектонические движения были более интенсивными и разного знака. Миграция флюидов в сторону платформы четко прослеживается только во второй стадии их развития, связанной с ордовиком в Восточной Сибири и с пермо-триасом в Предуралье.

В обоих прогибах наблюдается закономерное выполаживание складчатых структур по направлению от орогенной области к платформе, от линейных очень крутых складок до пологих, изометричной формы, поднятий платформенного типа.

Исходя из сравнительного анализа геологического строения Предуральского и Присаяно-Енисейского краевых прогибов, геофизических материалов, следует, что эти структуры обладают общими чертами развития и похожими условиями формирования нефтегазонакопления.

Таким образом, выявленная цепочка рифогенных построек вдоль внешней зоны Предуральского краевого прогиба возможно существует вдоль внешней зоны Преденейского краевого прогиба, соответствующей в тектоническом плане восточному склону Пыль-Караминского мегавала.

Литература

1. Гурари Ф.Г. Геология и перспективы нефтегазонакопления Обь-Иртышского междуречья. – Ленинград: Гостоптехиздат, 1959. – 173 с.
2. Каламкаргов Л.В. Нефтегазонакопительные провинции и области России и сопредельных стран. – М.: 2003.
3. Сулимов И.Н. Присаяно-Енисейский догерцинский краевой прогиб. – Ленинград: Недра, 1970. – 248 с.
4. Шатова А.С. Геологическое строение и перспективы нефтегазонакопления Усть-Тымской впадины, Пыль-Караминского, Ажержинского мегавалов, Восточно-Пайдугинской впадины, Владимирского свода по результатам маршрутных сейсморазведочных работ партии. 16/95-96. – Томск, 1997. – 203 с.
5. Элементы тектоники Западно-Сибирской низменности и вопросы методики ее исследования. – Ленинград: Гостехиздат, 1960. – 113 с.

АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ СРЕДНЕВАСЮГАНСКОГО МЕГАВАЛА

А.О. Кузнецов

Научный руководитель инженер М.О. Захрямина
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Территория исследования расположена в Томской области, в тектоническом отношении приурочена к центральной части Среднеvasюганского мегавала – структуре первого порядка. С запада и востока мегавал ограничен двумя отрицательными структурами – Нюрольской и Усть-Тымской мегавпадинами. В нефтегазонакопительном отношении изучаемая территория входит в состав Васюганской и, частично, Каймысовской нефтегазонакопительных областей.

Первые сейсморазведочные работы были начаты в 1960–1970 г. По результатам обработки этих данных, геологами был выявлен ряд локальных поднятий и в дальнейшем открыто несколько не крупных месторождений: Северо-Васюганское, Пуглалымское, Среднеvasюганское. Весомый вклад в изучение данного региона внесли: Ф.Г. Гурари, А.Э. Конторович, В.А. Конторович, Е.Е. Даненберг и многие другие.

Целью работы являлся анализ структурной характеристики и восстановление истории тектонического развития центральной части Среднеасио-Каспийского мегавала. Основой работы были сейсмические разрезы МОГТ общей протяженностью 2000 км и данные 20 скважин глубокого бурения.

В программном пакете W-Seis был создан сейсмический проект и откоррелированы основные, устойчивые отражающие горизонты. После корреляции отражающих горизонтов и расчета структурных карт было проанализировано геологическое строение и восстановлена история тектонического развития.

Реперные сейсмогоризонты приурочены к региональным флюидоупорам – морским глинистым пачкам, которые выдержаны по толщине и сформированы в эпохи относительного тектонического покоя.

На территории Западной Сибири к реперным сейсмогоризонтам относят: отражающий горизонт П^a (подошва баженовской свиты), отражающий горизонт III (кошайская пачка алымской свиты), отражающий горизонт IV (кузнецовская свита), отражающий горизонт Ф₂ (подошва юрских отложений).

Разрез мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Западно-Сибирской плиты можно разделить на мегакомплексы (толщи пород большого тектонического цикла). Юрский мегакомплекс: подошва – отражающий горизонт Ф₂ (подошва юры), кровля – отражающий горизонт П^a (поздняя юра, волжский ярус). Ранний мел-туронский мегакомплекс: подошва – отражающий горизонт П^a, кровля – отражающий горизонт IV (верхний мел, турон). Внутри этого мегакомплекса выделен региональный флюидоупор, залегающий в нижней части алымской свиты – кошайская пачка. Он позволяет разделить мегакомплекс на два комплекса: берриас-аптский и альб-туронский. Коньяк-кайнозойский мегакомплекс: подошва отражающий горизонт IV, кровля – дневная поверхность [1].

Из анализа структурных карт можно сделать вывод о том, что вверх по разрезу амплитуды поднятий уменьшаются. Наблюдается уменьшение расчлененности рельефа вверх по разрезу. Структурные карты по кровле и подошве юрского комплекса имеют схожее строение, в отличие от постюрских.

Анализ тектонического развития территории исследования показал, что центральная часть Среднеасио-Каспийского мегавала на протяжении всей истории развития испытывала тенденцию к росту. Так, данная структура была образована в юрское время.

Локальные поднятия приобрели современный облик к концу нижнего мела. В кайнозойский период вновь возобновились тектонические процессы, что привело к относительному поднятию Среднеасио-Каспийского мегавала.

Имеет место унаследованность тектонических процессов. Наиболее важными являются юрский и кайнозойский периоды. Ловушки углеводородов, сформированные в меловое время, могут являться потенциальными нефтегазоносными объектами. В бортовых зонах Среднеасио-Каспийского мегавала могут быть найдены неантиклинальные ловушки, преимущественно литологического типа.

По методике Неручева С.Г. и Смирнова С.В., [3] в работе был рассчитан генерационный потенциал для верхнеюрских отложений – 180000 т/км².

При коэффициенте аккумуляции 10 % на территории исследования из органического вещества баженовской свиты [2] могло образоваться 72 млн т нефти, без учета миграции углеводородов из Усть-Тымской и Нюрольской мегавападин. Таким образом, территория исследования является достаточно перспективной при поиске углеводородов.

Литература

1. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. – 253 с.
2. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. – М.: Недра, 1976.
3. Неручев С.Г., Смирнов С.В. Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации и формирования месторождений нефти и газа // Нефтегазовая геология: Теория и практика. – М., 2007.

ОСОБЕННОСТИ ПОСТРОЕНИЯ ТРЕХМЕРНОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ С УЧЕТОМ НЕОДНОРОДНОСТИ ПЛАСТА

А.Р. Лапкина, С.В. Черных

Научный руководитель заведующий отделом Б.А. Федоров
ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», г. Томск, Россия

Карайское месторождение находится в Каргасокском районе Томской области в 2,5 км от разрабатываемого Игольско-Талового месторождения. Разведочное бурение на Карайской площади начато в 1979 г., а в 1980 г. открыто месторождение. Основным продуктивным объектом на месторождении является пласт Ю₁² васюганской свиты.

На Карайском месторождении с 1960–1983 гг. проводились сейсмические исследования методами МОВ и МОГТ. В 1985 г. запасы нефти утверждены в ГКЗ. После этого выполнены детализационные работы МОГТ с/п 20/92–94 ОАО «Сибнефтегеофизика», что позволило расширить предполагаемый контур нефтеносности на северо-востоке месторождения [1].

В 2007 г. специалистами ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК» в рамках работы «Уточнение сейсмогеологических моделей по результатам эксплуатационного бурения» проведена переинтерпретация данных сейсморазведочных работ МОГТ 2Д и выполнены уточненные структурные построения по отражающему горизонту Па с учетом данных 9 поисково-разведочных и 48 эксплуатационных скважин.

По отражающему горизонту II^a структура оконтуривается изогипсой -2690 м, имеет сложную форму, размеры 18x11 км и амплитуду около 45 м. Отметки продуктивного пласта Ю₁² по бурению, в основном, имеют незначительные расхождения с отметками сейсмоосновы.

Фонд месторождения на 01.01.09 составляет 58 скважин: (4 скв. – разведочные, 5 скв. – поисковые, 49 скв. – эксплуатационные). Дополнительно к ранее пробуренным 9 поисково-разведочным скважинам керн был отобран в 3 эксплуатационных скважинах (№№ 1007, 1306, 506). По данным капилляриметрии построены петрофизические зависимости, на основании которых обработан весь промыслово-геофизический материал всего фонда.

Гипсометрическое положение контура нефтеносности в результате переинтерпретации данных ГИС принято на а.о. -2694 м, что соответствует середине расстояния между нижней отметкой подошвы нефтяного пропластка в скважине 5Р (а.о. -2693, 4 м) и кровлей водоносного пропластка в скважине 3Р (а.о. -2694,7 м). Все эксплуатационные скважины пробурены в установленном ранее контуре нефтеносности и вскрыли продуктивный пласт выше уровня ВНК за исключением разведочных скважин 4, 8.

Отсутствие признаков нефти в скважине 4 объясняется наличием прогиба между собственно Карайским поднятием и куполом, осложняющим северо-восточную часть структуры, а в 8 скважине значительным погружением пласта до а.о. -2699,3.

По анализу кернового материала, шлифов и каротажных кривых прибрежно-морские отложения пласта Ю₁² относятся к фациям вдольбереговых баров и полуизолированных лагун, гидродинамическая обстановка в которых соответствовала переходной зоне пляжа.

Пласт Ю₁² характеризуется значительной неоднородностью литолого-петрографического состава, емкостных и фильтрационных свойств. Во всех скважинах пласт характеризуется 3^x членным строением: он представляет собой 2 песчаных прослоя (А – верхний и В – нижний), разделенных глинистым прослоем. Оба песчаных прослоя продуктивны. Предполагается, что они представляют собой гидродинамически единый резервуар, поскольку глинистый раздел имеет относительно небольшую толщину – в среднем менее 2 м.

Песчаные прослои, входящие в пласт Ю₁², изменчивы по толщине, простирацию и ФЕС. Скважины, пробуренные на северо-западном и юго-восточном перегибах, вскрыли пласт с уплотненным нижним прослоем В (отсутствием эффективной толщины).

Во всех скважинах в разрезе продуктивного пласта выделены плотные карбонатные пропластки. Как правило, они отмечаются на границе песчаных прослоев и глинистого раздела.

Верхний прослой А по описанию шлифов сложен песчаниками, имеющими текстуру, преимущественно однородную, в редких случаях слоистую; структура мелкозернистая, средне-мелкозернистая. Медианный размер зерна по разрезу и по площади весьма стабилен – 0,17–0,21 мм, при этом сортировка песчаника вверх по разрезу незначительно улучшается. По составу породы представлены полевошпатово-кварцевым, реже полимиктовым песчаником.

Песчаные породы нижнего прослоя В представлены однородными слоистыми мелкозернистыми (медианный диаметр 0,13–0,15 мм), часто алевритистыми песчаниками. Сортировка вверх по разрезу улучшается, а количество алевритовой фракции сокращается. Следует отметить, что меньший размер зерна и увеличение доли гидрослюд в цементе при прочих равных условиях (состав обломков, сортированность и пр.) способствует ухудшению коллекторских свойств песчаных пород слоя В.

Помимо основных свойств, включающих определения открытой пористости, плотности пород, карбонатности, газопроницаемости, остаточной водонасыщенности методом центрифугирования, для получения непрерывной характеристики изменения проницаемости по продуктивному разрезу в скважинах 1007, 1306 и 506 проведена пермеатрия, подтверждающая улучшение проницаемости верхнего пропластка.

Средние значения параметров отдельно для верхнего (А) и нижнего (В) прослоев, определенных по керну и ГИС, приведены в табл.

Таблица

Средние значения параметров пористости, проницаемости и водонасыщенности

Метод	Параметры					
	Пористость		Проницаемость		Водонасыщенность	
	А	В	А	В	А	В
ГИС	0,165	0,157	25,4	11	41	51
Керн	0,167	0,158	14,6	4,3	44	50,1

Для выяснения особенностей строения коллекторов продуктивного пласта в значительно меньшем объеме (по 3 эксплуатационным скважинам) были проведены капиллярные и порометрические исследования. Полученные результаты свидетельствуют о том, что структура порового пространства отражает качество коллектора: наблюдается прямая связь между количеством вытесненной воды и радиусом пор, из которых она вытеснилась, при этом отмечается преобладание более крупных пор в верхней части разреза (А).

Повышение степени изученности месторождения позволило выявить:

– вертикальную неоднородность пласта, выраженную в ухудшении ФЕС в центральной части залежи (А) и в подошве пласта (В), в отдельных случаях до предельных значений выделения коллектора (*зона замещения*);

– зональную неоднородность пласта, позволяющую выделить 2 основных типа разреза по залежи.

Данные особенности были учтены при построении трехмерной геологической модели с помощью программы Igar RMS Roxar с учетом новой сейсмики и данных эксплуатационного бурения. Для корректного моделирования пласт был разделен на 2 зоны (А и В), что позволило выделить тренд развития каждой литофации. Геологическая модель пласта должна учитывать всю совокупность неоднородности коллекторских свойств резервуара, так как каждая из ее составляющих оказывает влияние на процессы разработки залежи углеводородов. Анализируя статистические показатели характеристик неоднородностей пласта и его палеофациальные особенности, размер ячеек грида выбран равным 50×50 м. Поскольку накопление осадков происходило на очень пологом и выровненном подводном рельефе (фациальные отличия в строении разреза весьма несущественны и заключаются, преимущественно, в мощности однофациальных отложений) расчленение в границах каждого прослоя выполнено пропорционально. Всего в стратиграфических границах пласт Ю₁² разбит на 15 пропластков.

При моделировании ФЕС продуктивного пласта в границах структурного каркаса использовались данные 58 скважин, включающие петрофизические параметры в непрерывном виде, с шагом 0,2 метра. При распространении петрофизических свойств в межскважинном пространстве применялся детерминистический подход (Kriging) с использованием стратиграфического интерполяционного модуля, позволяющего заполнять ячейки грида последовательно напластованию по данным ГИС и двумерные тренды по пористости, проницаемости, водонасыщенности (модуль petrophysical modelling). Тренды использовались для более точной интерполяции свойств в приконтактных зонах, а также участках, примыкающих к зонам неколлектора или слабо охарактеризованных скважинными данными.

Данный подход отражает существующую латеральную и вертикальную неоднородность резервуара и наиболее точно – геологические особенности района работ. В пределах контура нефтеносности в соответствии с изученностью выделены запасы категорий В, С₁ и С₂. Детализация структурных построений привела к изменению площадей нефтеносности; если площадь нефтеносности запасов категории В+С₁ уменьшилась всего на 5,8 %, то площадь нефтеносности запасов нефти категории С₂ увеличилась практически в два с половиной раза – на 208,9 %.

Средневзвешенные значения нефтенасыщенных толщин по категориям изменились на 15 % в результате использования, как данных эксплуатационного бурения, так и уточнения толщин по ранее пробуренным поисково-разведочным скважинам.

В результате увеличения количества пробуренных скважин, переинтерпретации данных ГИС и распределения свойств пласта по объему залежи, значение коэффициента нефтенасыщенности, ранее принимавшееся как среднеарифметическое значение по данным ГИС 9 поисково-разведочных скважин, для категории В+С₁ уменьшилось на 8,6 %, для категории С₂ – на 22,8 %. Коэффициенты пористости остались без изменения. По результатам геологического моделирования и оценки запасов месторождения его начальные геологические запасы промышленных категорий уменьшились, по сравнению с числящимися на балансе, на 01.01.09 на 11 %.

Возможность учета неоднородностей пласта позволит процесс адаптации гидродинамической модели к истории разработки сделать более гибким. Изменение запасов нефти связано с более современным представлением о строении месторождения в связи с большей степенью изученности месторождения: уточнением структурного плана; петрофизических параметров; дополнительных исследований. Построенная геологическая модель, созданная на базе детально проработанной фациальной модели, является основой для построения гидродинамической модели и обоснования наиболее достоверного КИНа.

Литература

1. Крец Э.С., Шарнева Т.С., Суханова О.Н. Подсчет запасов нефти и растворенного газа Игольско-Талового и Карайского месторождений (по состоянию на 1.06.85 г).

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ КРАПИВИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ П.В. Ласовский

Научный руководитель доцент В.Н. Устинова
Томский государственный университет, г. Томск, Россия

В физико-географическом отношении исследуемая территория находится на юго-востоке Западно-Сибирской плиты (ЗСП). Крапивинское месторождение расположено в юго-западной части Томской области в пределах Каймысовского свода. Местность слабо расчлененная, заболоченная и слабо залесенная. Гидросеть левых притоков реки Оби: Малого Югана, Большого Югана и Васюгана и их притоков характеризуется сильно меандрирующими руслами и большой площадью водосбора. Болота покрывают большую часть территории. На центральной их части нередко расположены внутренние мелководные озера. Абсолютные отметки рельефа местности изменяются от +70 до +120 м.

Одна из крупнейших в мире Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция является объектом исследований геологов и геофизиков на протяжении нескольких десятилетий. В юго-восточных районах Западной Сибири, на территории Томской области первые геофизические работы были начаты в июне 1948 года

силами 7 геофизических партий: двух сейсморазведочных, двух электроразведочных, двух гравиразведочных и одной магниторазведочной.

Исследования, направленные на изучение геологического строения южной части области, велись исключительно в летнее время с региональными задачами по редким маршрутам, проложенным вдоль дорог. В середине 50-х годов после получения первого в Западной Сибири притока нефти на Колпашевской площади, а также в связи с признанием высокой эффективности сейсморазведки при решении структурных задач начался период бурного роста объемов работ этим геофизическим методом.

Объемы сейсморазведочных исследований методом отраженных волн (МОВ) выросли в 1959 г. по сравнению с 1955 годом более чем в восемь раз. Начиная с этого времени, на всех этапах исследований перед геофизиками и геологами ставились как региональные, так и поисковые задачи, которые уже в пятидесятые годы были возложены, главным образом, на сейсмические методы разведки.

В геологическом строении района принимают участие терригенные отложения различного литолого-фациального состава мезозойско-кайнозойского платформенного чехла и в различной степени метаморфизованные и дислоцированные породы доюрского складчатого фундамента. Отложения чехла, имеют в пределах рассматриваемой территории общую мощность 2800–3000 м, залегают на денудированной и выветрелой поверхности фундамента несогласно, со стратиграфическим перерывом.

Наиболее хорошо изучены отложения продуктивных горизонтов тюменской и васюганской свит. Тюменская свита залегает с глубоким размывом, угловым и стратиграфическим несогласием на доюрском консолидированном основании.

Песчаные пласты верхней толщи часто выклиниваются и замещаются на более глинистые разности пород от алевролитов до аргиллитов и имеют спорадический характер распространения. В их основании прослеживаются, как правило, пласты углей. В шлифах песчаники мелко-среднезернистые, параллельно- и косослоистые, полимиктовые, кварц-полевошпатовые, содержат нередко обильный углефицированный растительный детрит, сидерит. Цемент поровый, порово-базальный глинистый.

Аргиллиты углистые, темно-серые (до черных), ожелезненные, с включениями обугленных растительных остатков. Отложения тюменской свиты трансгрессивно перекрываются прибрежно-морскими осадками васюганской свиты.

В верхневасюганской подсвите песчаные отложения объединяются в горизонт Ю₁, в составе которого выделяется до семи песчаных пластов, продуктивными из которых зачастую являются Ю₁¹, Ю₁² и Ю₁³, два последних разделены углисто-глинистым прослоем У₁ мощностью 2–10 м. По особенностям литофациального строения пласт Ю₁³ уверенно расчленяется на три пачки - песчаную, песчано-алевролитовую и алевролитоглинистую.

В тектоническом строении территории исследования принимают участие два структурных этажа, разделённых между собой поверхностью углового и стратиграфического несогласия: нижний – гетерогенный складчато-блоковый палеозойский фундамент, сложенный сильно метаморфизованными, дислоцированными горными породами различного состава, прорванными интрузиями и осложнёнными многочисленными тектоническими нарушениями, и верхний – платформенный чехол, представленный осадочными породами.

Каймысовский свод, в пределах которого расположено Крапивинское месторождение нефти – одна из крупных региональных структур (I порядка) юго-восточной части Западно-Сибирской плиты, он является структурой унаследованного развития. По палеозойскому складчатому фундаменту ему соответствует Верхневасюганский антиклинорий, точнее, его южная часть. Антиклинорий представляет собой приподнятую зону складчато-блоковых сооружений позднегерцинского возраста.

По отражающему сейсмическому горизонту П_а, приуроченному к подошве баженовской свиты, Каймысовский свод оконтуривается изогипсой -2650 м. В пределах этой изогипсы размеры свода составляют: длина – 215 км, ширина – 60–120 км, амплитуда поднятия – 350 м. Абсолютные отметки сводовых частей на структурах второго порядка составляют -2300 – -2400 м, внутренние прогибы и впадины имеют отметки, сопоставимые с оконтуривающей изогипсой (-2600 – -2650 м).

Каймысовский свод сформирован двумя системами нарушений, северо-западного и северо-восточного простирания. Северная и южная части свода несколько приподняты, относительно них центральная (осевая) часть свода несколько опущена. Свод имеет сложное строение, в его пределах расположены ряд положительных структур

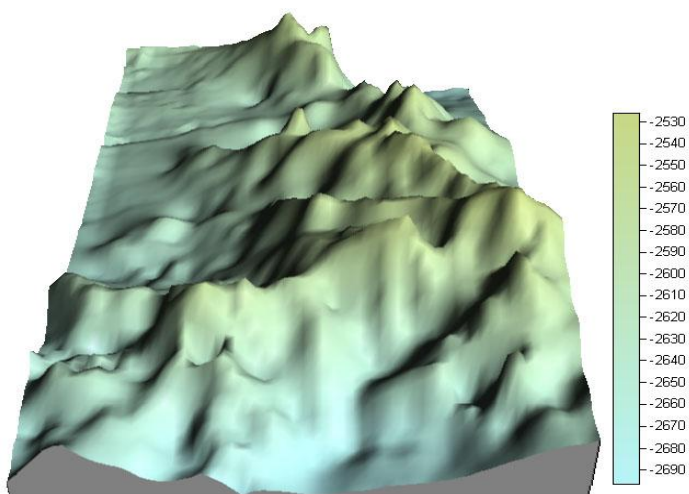


Рис. Сейсмоморфологическая модель поверхности П_а Крапивинского месторождения

II-го и III-го порядка, разделённых прогибами, седловинами, небольшими впадинами; такое строение фиксируется в рельефе, как баженновской свиты, так и доюрского основания.

Крапивинское месторождение картируется в пределах Моисеевское куполовидного поднятия расположено с южной части Каймысовского свода, граничит с крупными месторождениями Нюрольской мегавпадины на юге и юго-востоке (например, Игольско-Таловое). Площадь структуры по отражающему горизонту P_a составляет 940 км², амплитуда – 180 м, оконтуривающая изогипса проведена на отметке -2600 м.

Структура несколько вытянута в северо-восточном направлении и ориентирована параллельно западному борту Нюрольской мегавпадины.

В наиболее приподнятых частях Каймысовского свода разрез юры существенно сокращен, и образования палеозоя со значительным перерывом перекрыты келловейскими отложениями. Нефтенасыщены на месторождении пласты $Ю_1^1$ и $Ю_1^3$. Пласт $Ю_1^1$ залегает на глубине 2644–2740 м и представлен в основном песчаниками алевритистыми, нередко по латерали замещающимися алевритито-глинистыми породами.

Пласт имеет низкие коллекторские свойства, пористость колеблется от 10 до 13 %, проницаемость от $0,10 \cdot 10^{-3}$ до $2,0 \cdot 10^{-3}$ мкм². Дебиты нефти соответственно изменяются от 0,2 до 2 м³/сут. Пласт $Ю_1^3$ залегает на глубинах 2654–2760 м и является основным продуктивным пластом. Литологически он сложен песчано-алевритовыми породами разной степени отсортированности. Песчаники содержат карбонатный и глинистый цементы. Нефтенасыщенность неоднородная. Она контролируется внутриконтурными линзами и литологическим барьером водонасыщенных низкопроницаемых песчаников, образующих капиллярные экраны. Открытая пористость изменяется от 12 до 20 %, от $0,45 \cdot 10^{-3}$ до $300 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Геофизическая модель Крапивинского месторождения имеет трёхзональный характер, в сочетании структурных элементов рельефа, которые в палеобереговых фациальных обстановках часто характеризуются как дельтовые комплексы. Трёхзональный облик структуры и распределение основных тектонических напряжений на поднятии, контрастно проявляется в полутоновых (а также тневых) рисунках сейсмической структурной поверхности по горизонту P_a Крапивинского месторождения (рис.).

Фациальные обстановки дельты представлены песчаниками которые плохо уплотняются и поэтому хорошо выражены на палеорельефе.

По физико-литологическим признакам в разрезе горизонта $Ю_1$ выделяется 4 объекта исследования: $Ю_1^2$, $Ю_1^{3A}$ (пачка А), $Ю_1^{3B}$ (пачка Б) и $Ю_1^{3B}$ (пачка В). Коллекторами являются терригенные песчано-алевритовые отложения полимиктового состава.

Их литологические и фильтрационные свойства существенно меняются по разрезу и площади месторождения. Коллекторские свойства продуктивных пластов определялись по лабораторным исследованиям кернового материала, по данным промыслово-геофизических исследований, а также по результатам гидродинамических исследований (проницаемость).

Литература

1. Белозеров В.Б., Брылина Н.А., Даненберг Е.Е. Литостратиграфия отложений васюганской свиты юго-востока Западно-Сибирской плиты // Региональная стратиграфия нефтегазоносных районов Сибири. – Новосибирск, СНИИГГиМС, 1988. – С. 75 – 82.
2. Контарович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975. – 679 с.
3. Устинова В.Н., Устинов В.Г. Сейсмоморфологический анализ при картировании высокоёмких коллекторов / Классификация морфоформ. Отражение фациального типа коллектора в палеорельефе // Известия ТПУ. – 2004. – № 3. – С. 42 – 48.

ОСОБЕННОСТИ ЭФФЕКТИВНОЙ РАЗРАБОТКИ МАЛЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

М.Е. Мартынов, С.В. Онучин

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Эффективность разработки нефтяных залежей во многом определяется эффективностью использования фонда скважин и напрямую зависит от выбора оптимального режима и способа работы скважин. В настоящее время возникают ситуации, когда с целью увеличения дебитов применяют методы форсированного отбора жидкости (ФОЖ) путем перевода еще фонтанирующих скважин на механизированную добычу. Некоторые учёные стоят на позиции целесообразности применения ФОЖ, особенно на трещиноватых коллекторах [2]. Однако очень часто такие методы приводят к отрицательным результатам, из-за того что происходит быстрое обводнение скважин до 97–99 % и эксплуатация таких скважин становится нерентабельной.

Примером может служить Арчинское нефтегазоконденсатное месторождение, имеющее одни из самых многообещающих показателей по извлекаемым запасам на территории Томской области. Продуктивные породы представлены отложениями франского яруса, в литологическом составе преобладают известняки, известняки доломитизированные, реже доломиты. Породы серого, светло-серого цвета, мелкокомковатые, мелкозернистые, органогенно-детритовые, с преобладанием биоморфной структуры с многочисленными остатками раковин, включениями оолитов и стяжениями мелкозернистого пирита [3, 4].

Для пород характерен сложный порово-кавернозно-трещиноватый тип коллектора. Также характерно чередование пропластков с преобладанием кавернозной или трещинной составляющей. Размеры каверн

достигают 10 мм. Трещины участками открытые и участками заполнены кальцитом. Местами по кальциту, заполняющему трещины, благодаря уже третичным процессам, развиваются каверны. Размеры открытых трещин варьируют в большом диапазоне. В то же время закономерностей в распределении трещин, как по разрезу, так и по площади не наблюдается.

В целом можно отметить, что породы кровли карбонатного массива, представляющие кору выветривания, благодаря влиянию вторичных процессов, которые более активны по периферии, обладают большей фильтрационной способностью, чем породы центральной части (ядра карбонатного массива). Добыча из столь сложных коллекторов должна проводиться только на небольших депрессиях и с разобщением интервалов с разным коэффициентом продуктивности [5].

Арчинское месторождение было введено в эксплуатацию с одним кустом добывающих скважин, которые были переведены на механизированную добычу. Также была расконсервирована продуктивная разведочная скважина 44, из которой периодически осуществлялась добыча нефти фонтанным способом. В настоящее время обводненность насосных скважин достигла 97–99 %, а скважина 44, эксплуатировавшаяся фонтанным способом, продолжает работать со средним дебитом 20 м³/сут. при обводненности 10–15 %.

На 2009 г. отборы по этой скважине составили порядка 40000 т нефти, но самое интересное, что после анализа падения приведенного дебита во времени методом Арпса и оценки дренируемых запасов получается, что потенциал скважины превышает в 1,5–1,7 раза потенциал скважин, работавших насосным способом, несмотря на то, что разведочная скважина 44 пробурена вблизи контура водонефтяного контакта залежи, и отборы шли с ограниченной части площади. Объяснить это можно тем, что при переводе на механизированную добычу, были созданы большие депрессии и произошло быстрое обводнение высокопроницаемых пропластков (вскрытый скважинами разрез неоднороден по ФЕС), подтягивание конусов пластовой воды и образование недренируемых «целиков» нефти.

Следует, также заметить, что широко используемый ФОЖ существенно нарушает природные фильтрационные свойства коллекторов и состояние нефтегазонасыщенной системы в целом. Нарушается сбалансированный режим подпитки фильтрационных каналов, связанная вода «отрывается» от стенок порового пространства коллектора и заполняет фильтрационные каналы. При этом снижается продуктивность скважин и увеличивается их обводненность. При форсированных отборах быстро теряется пластовая энергия и падает ресурсный потенциал. В конечном итоге это приводит к снижению коэффициента нефтеотдачи.

Как отмечает В.П. Гаврилов, целесообразно вводить в практику реабилитационные циклы для месторождений с выработанными активными запасами и сниженным пластовым давлением, что даст возможность стабилизировать флюидодинамическую систему пласта, восстановить пластовое давление, пополнить запасы нефти или газа за счет естественных процессов. Это предложение основывается на данных по Старогрозненским промыслам, где за последние 10 лет не проводились эксплуатационные работы. За это время в продуктивных пластах верхнемелового возраста восстановилось аномально высокое пластовое давление, выравнилось положение водонефтяного контакта, а в ряде случаев нефть стала высачиваться на поверхность через затрубное пространство [1].

На Арчинском месторождении из-за удаленности скважины 44 от нефтесборного коллектора, ее эксплуатация велась периодически, вывоз нефтепродуктов осуществлялся автотранспортом. Это позволило обеспечить скважине наиболее рациональный, естественный режим работы, без формирования большой депрессионной воронки и значительного падения пластового давления. Следует также отметить, что 44 скважина в 2005 г. эксплуатировалась насосным способом в течение 5 месяцев. Сразу же после спуска ЭЦН дебит скважины увеличился в 1,5–2 раза, а обводненность в 4–5 раз и достигла 40–60 %. Если исходить из уравнения материального баланса и рассматривать нефтяную залежь как единый изолированный объект, то можно утверждать, что суммарные отборы со скважины при больших дебитах, но при меньших сроках эксплуатации будут равны отборам малыми дебитами при больших сроках работы скважины.

Но, увы, на практике так происходит не всегда. Так как фонтанный способ добычи нефти является самым дешевым и не требует капиталовложений, связанных со спуском и ремонтом подземного оборудования, то следует более разумно подходить к выбору способа эксплуатации. Тем более, экономический эффект «больших дебитов» может исчерпать себя уже после нескольких месяцев после перевода скважин на форсированную механизированную добычу. Так, на примере одного из месторождений Томской области В.В. Трушкин отмечает, что форсированный отбор нефти из скважин в зоне недонасыщения эффективен только в течение первых двух месяцев. В случае щадящего режима эксплуатации этих же скважин, расчетная суммарная добыча нефти уже на конец третьего месяца должна начинаться увеличиваться. В целом, это позволит эксплуатировать месторождения не только без снижения существующих темпов отбора, но и с некоторым их повышением. Кроме того, при предлагаемом способе отбора должны увеличиться сроки добычи нефти фонтанным способом и значительно уменьшиться количество пластовой воды, поступающей из скважин, за счет сохранения естественной проницаемости прискважинной зоны [6].

Литература

1. Гаврилов В.П. Как продлить нефтегазовую эру России // Промышленные ведомости. – М., 2005. – № 2.
2. Гуськов Д.В., Шайдулин Р.Г. Роль трещиноватости в процессе разработки карбонатных коллекторов (на примере залежей нефти Ромашкинского месторождения) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М., 2007. – № 3. – С. 65 – 68.

3. Макаренко С.Н. Тищенко Г.И. / Некоторые результаты изучения фациальных условий осадкообразований Нюрольского бассейна в девонское время // Геологические формации Сибири и их рудоносность. – Томск: Изд-во ТГУ, 1983. – Вып. 2. – С. 12 – 18.
4. Новые направления поисков залежей углеводородов в палеозойском карбонатном комплексе Нюрольской впадины / В.С. Славкин, Е.А. Копилевич, Н.Н. Бахун и др. // Геофизика. – М., 1988. – № 4. – С. 62 – 68.
5. Онучин С.В., Коновалова Е.О. Особенности фильтрационных свойств карбонатных пород по результатам гидродинамических исследований в скважинах Арчинского нефтегазоконденсатного месторождения // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XI Международного симпозиума студентов и молодых ученых им. Академика М.А. Усова. – Томск, 2007. – С. 349 – 351.
6. Трушкин В.В. О причинах неэффективности форсированного способа отбора жидкости // Геология нефти и газа. – М., 2001. – № 2.

ВЗАИМОСВЯЗЬ РАЗЛОМНО-БЛОКОВОЙ ТЕКТониКИ КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА И СТРУКТУР ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА НА ПРИМЕРЕ САМАРСКОГО ПОВОЛЖЬЯ

Л.А. Марченкова, С.А. Булгаков

Научный руководитель старший преподаватель Л.А. Марченкова
Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Ученые нефтяники признают, что тектонический фактор является главным для формирования структур осадочного чехла и формирования месторождений нефти и газа. Потому – что именно во время тектонических движений одни участки испытывают погружения, другие испытывают подъем. Возникает множество трещин, разрывных нарушений, по которым нефть и газ поднимаются и скапливаются в ловушках. Карпинский еще в 1886 г. первый выделил в строении Восточно-Европейской платформы гранитный базис, кристаллическое основание и осадочный чехол. Идеи Карпинского получили продолжение в трудах известного тектониста Архангельского, который обобщил имеющиеся геолого-геофизические материалы. И вместе с Шатским составил первые карты тектонического районирования территории России, Волго-Уральской области и дал классификацию тектонических структур.

Кристаллический фундамент платформ представляет собой как бы мозаику разнородных глыб, разделенных разломами. По этим разломам происходит вертикальное перемещение глыб, блоков относительно друг друга. Концепция блокового строения земной коры логично объясняет такие явления как унаследованность структур, обратимость движений, миграцию зон поднятий и прогибов. В поисках общих закономерностей развития земной коры Архангельский, Шатский разработали методику изучения тектоники платформ. Постановка задачи изучения кристаллического фундамента Восточно-Европейской платформы тесно связана с открытием и разведкой месторождений нефти в Волго – Уральской провинции, с именем Губкина. Пробуренные по инициативе Губкина первые опорные глубокие скважины дали возможность выделить основные морфологические структуры поверхности фундамента, необходимые для анализа структуры нефтегазосного чехла.

Наша территория находится на древней Восточно-Европейской платформе. Структурные особенности древних платформ заключаются в их многоэтажности, в блоковом характере разломной тектоники кристаллического фундамента и в пликативном характере дислокаций осадочного чехла. В строении рассматриваемой территории выделяются несколько надэтажей, этажей, различающихся др. от др. составом пород, типами структур, характером проявления дизъюнктивной тектоники. Нижний, первый этаж представлен породами кристаллического фундамента архейского возраста, второй – осадочными породами палеозоя. Тектонические движения за всю платформенную историю развития в своем суммарном выражении запечатлены современным рельефе кристаллического фундамента.

Территория Самарского Поволжья находится на юго-западе Волжско-Камской антеклизы и располагается на стыке следующих тектонических структур I порядка: Южно – Татарский свод, Мелекесская впадина, Жигулевско-Пугачевский свод, Бузулукская впадина, Сокская седловина [1].

1. Южно-Татарский свод. Относится к наложено-сквозному типу структур. Строение очень сложное. Вершина свода расположена в Татарстане над г. Альметьевск. В Самарскую область входит юго-западный склон свода. В широтном направлении юго-западный склон пересекает Серноводско-Абдулинский авлакоген, заполненный протерозойскими (рифейскими) континентальными отложениями. С юго-востока сюда заходит северное окончание Волго-Сокской палеовпадины, характеризующееся увеличенной мощностью кыновских+пашийских отложений (терригенной толщи девона). С юго-востока на северо-запад здесь проходят северо-восточные бортовые зоны Камско-Кинельской системы прогибов. Здесь же с юго-запада на северо-восток проходит Сокско-Шешминская зона дислокаций, четко выраженная в структурном плане пермских горизонтов. Среди локальных поднятий Южно – Татарский свода более 50 % составляют тектоно-седиментационные поднятия, 40 % седиментационные.

2. Мелекесская впадина. В территорию Самарского Поволжья входит юго-восточный борг и самая южная глубоко погруженная часть впадины, известная под названием Ставропольская депрессия.

В формировании тектоники девонского этажа решающую роль играли Серноводско-Абдулинский, Казанско-Кировский авлакоген и Волго-Сокской палеопрогиб, определивший простираение разломов в северо-западном субширотном и субмеридиональном направлении. Но тектоника каменноугольного этажа формировалась под влиянием 2-х факторов. Унаследованной тектоники девона и седиментационных новообразований Усть-Черемшанского прогиба Камско-Кинельской системы прогибов. Структура

каменноугольного этажа является наложено-тектонической. Некоторые структурные элементы проявляются в карбоне. Заволжско-турнейские биогермы отображаются в средне – карменноугольных горизонтах. По девону они располагаются на склонах поднятий. Пермские локальные структуры или унаследованы от девонских структур или бескорневые.

Мелекесская впадина относится к сквозному типу структур. Более 90 % локальных поднятий относятся к седиментационному типу, связанные с рифами.

3. Бузулукская впадина – крупнейшая отрицательная структура юга Волжско-Камской антеклизы. Разделяют Жигулевско-Пугачевский и Южно-Татарский своды от Восточно-Оренбургского структурного выступа. Относится к сквозному типу отрицательных структур с общим соответствием структурных планов осадочного чехла и кристаллического фундамента. В тоже время Бузулукская впадина характеризуется сложным неоднородным строением причинно связанным с наличием в его пределах Муханово-Ероховского прогиба Камско-Кинельской системы. Этот прогиб пересекающий впадину с северо-запада на юго-восток. Четко выражен в кровле фаменского яруса. Выше, на уровне бобриковского горизонта прогиб не отображается. Прогиб не отображается в подстилающих геологических горизонтах. Он контролирует размещение биогермных (или рифовых) поднятий фамен-турнейского возраста содержащих залежи нефти и газа. Полное формирование связано с альпийскими движениями.

На территории Самарской области выделяются: северный борт, Жигулевско-Самаркинская дислокация (восточная часть), Борская депрессия, Кулешовская система валов, юго-западный борт. Более 53 % локальных поднятий относятся к седиментационному типу, 10 % тектонические, остальные относятся к тектоно-седиментационному. Основные перспективы поисков нефти и газа в Самарской области связаны с Бузулукской впадиной, где сосредоточены основные прогнозные ресурсы.

4. Сокская седловина – как сочленяющий элемент – разделяет Бузулукскую и Мелекесскую впадину. С севера седловина ограничивается Серноводско-Абдулинским погребенным авлакогеном. В средней части Сокская седловина пересекается осевой и бортовыми зонами Муханово-Ероховским и Усть-Черемшанским прогибами [2].

Седловина с юго-запада на северо-восток пересекается Волго-Сокской палеовпадиной. Такое своеобразное положение седловины в окружении и на пересечении крупнейших тектонических элементов Самарского Поволжья нашло отражение в особенностях его строения, строения локальных поднятий и т.д. Тектонический облик Сокской седловины осложняется Сокско-Шешминской группой валов северо-восточного простирания. У всех этих валов крутыми являются южное и юго-восточные крылья, четко выраженные в пермских горизонтах. 60 % локальных поднятий относятся к седиментационному типу, 38 % к тектоно-седиментационному. Прогнозные ресурсы составляют 26 млн т.

Жигулевско-Пугачевский свод – является крупнейшей положительной тектонической структурой юго-западной части Волжско-Камской антеклизы. Относится к наложено-сквозному типу

В строении Жигулевско-Пугачевского свода выделяются два типа структурных элементов по характеру выраженности в опорных горизонтах разреза: сквозной и наложено-сквозные. Среди локальных структур здесь, по-видимому, много бескорневых образований эрозионной, либо биогермной природы. Раньше здесь выделяли Жигулевский вал, вершину свода и юго-восточный склон свода. На тектонических картах нефтегазоносных территорий показывают структуры 1, 2, 3, порядка. Структуры 3 порядка – это перспективные на обнаружение нефти и газа объекты.

Типизация локальных структур по морфогенетическим типам имеет важное практическое значение. Что касается локальных структур 3-го порядка, то у них генезис разный, может быть тектонический, эрозионный, седиментационный, смешанный. Чем выше ранг структуры, тем больше вероятность, что она имеет тектонический генезис.

Литература

1. Гарецкий Р.Г. Основные проблемы изучения платформ // Геотектоника. – М., 1991. – № 5.
2. Хачатрян Р.О. Тектоническое развитие и нефтегазоносность Волжско-Камской антеклизы. – М.: Наука, 1979.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПРЕОБРАЖЕННОГО ГОРИЗОНТА СЕВЕРО-ВОСТОЧНОГО СКЛОНА БАЙКИТСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

М.А. Масленников

Научный руководитель профессор Н.В. Мельников

Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Байkitская антеклиза располагается на западной окраине Сибирской платформы, с запада она граничит с Енисейским кряжем, с севера и юга с Курейской и Присяяно-Енисейской синеклизами соответственно, а на востоке с Катангской седловиной. Данная структура была выделена А.Э. Конторовичем, И.Г. Левченко, Н.В. Мельниковым и В.С. Старосельцевым в середине 70-х годов 20 века, намечена она была после проведения сейсморазведочных и буровых работ на ряде площадей Байkitского района [1]. Территориально она расположена в Красноярском крае. С точки зрения нефтегазогеологического районирования территория соответствует Байkitской НГО Лено-Тунгусской НПП.

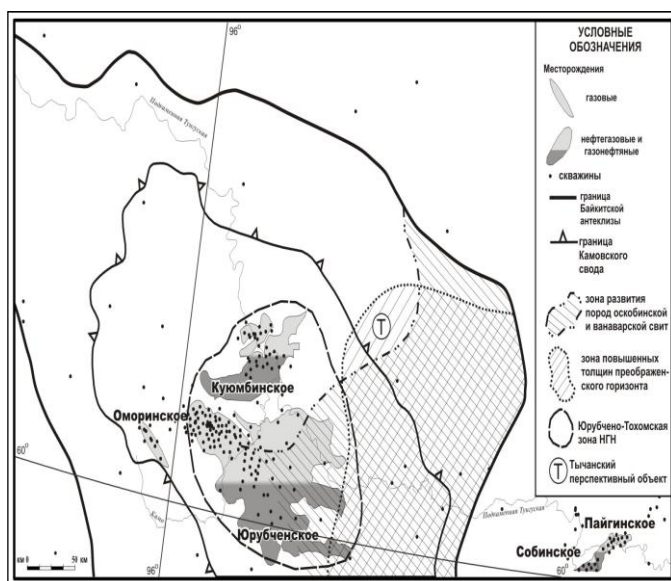


Рис. Обзорная карта Северо-Восточного борта Байкитской антеклизы и прилегающих территорий

Собинское и Пайгинское. Приуроченность данных месторождений к Чуньскому бассейну говорит о его огромном нефтегазогенерационном потенциале и о высоких перспективах нефтегазоносности. Перспективными для открытия залежей считаются рифейский и вендский нефтегазоносные комплексы (НГК), венд-нижнекембрийский и кембрийский НГК.

Осадочный чехол в пределах северо-восточного склона Байкитской антеклизы сложен в основном рифейскими, вендскими и кембрийскими отложениями, на дневную поверхность выходят породы верхнего кембрия, ордовика и карбона [1]. Также фрагментарно развиты четвертичные отложения.

Преобразенский горизонт выделяется в низах катангской свиты венда на данной территории. Горизонт сложен доломитами темно-серыми и серыми тонкокомкзернистыми, ступково-комковатыми с единичными зернами аутигенного кварца и алевритистого материала (листочки слюды и зерен кварца) [3], отложения формировались в морских обстановках в условиях мелкого шельфа [4]. Толщина горизонта достигает 20 м.

Карбонаты преобразенского горизонта на каротажных диаграммах характеризуются низкими показаниями гамма каротажа (ГК), высокими сопротивлениями на диаграмме (КС), средними значениями нейтронного гамма каротажа (НГК) и неизменным диаметром скважин на диаграмме кавернометрии (КВ). Горизонт уверенно выделяется и коррелируется по разрезам скважин на фоне выше и ниже лежащих отложений. Ниже залегает аргиллитистая ильбокичская пачка катангской свиты, а выше – колымовская пачка, состоящая из глинистых доломитов, аргиллитов и мергелей, у которых в свою очередь высокие показания ГК, пониженные НГК и значения КС, а также возможны каверны на КВ.

Корреляция позволила проследить площадное распространение преобразенского горизонта на территории исследования. Увеличенные мощности горизонта (15–20 м) наблюдаются в восточной части (см. рис.). В северном и западном направлении толщины горизонта уменьшаются вплоть до полного их выклинивания горизонта и замещаются аргиллитистыми отложениями.

Залежи нефти и газа в преобразенском горизонте были открыты на Непско-Ботуобинской антиклизе (Вакунайское и Верхнечонское месторождения), которая находится восточнее Байкитской антиклизы и отделена от нее Катангской седловиной. В пределах Байкитской антиклизы открытых залежей УВ в данном горизонте нет. Испытаний преобразенского горизонта в скважинах, пробуренных на территории Байкитской антиклизы не проводилось, так как основные объекты, которые испытывались в скважинах – это осинский горизонт, песчаники терригенного венда и рифейские породы.

Цель данной работы – показать, что преобразенский горизонт в пределах северо-восточного склона Байкитской антеклизы, также может быть продуктивен.

Как было сказано выше, на востоке Байкитской антеклизы выделяется зона с повышенными толщинами преобразенского горизонта, увеличение мощности карбонатных пластов связаны с увеличением доли органогенных карбонатов в составе горизонта, которые обладают улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами (пористость до 6 % и проницаемость до $10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$). Данные пласты можно рассматривать в качестве проницаемой части. Флюидоупором являются глинистые доломиты, мергели, аргиллиты и ангидриты катангской свиты, мощностью 70–100 м.

Для формирования залежей необходимо сочетание, по крайней мере, двух основных факторов. Первый – это существование ловушки, способной улавливать и сохранять УВ, то есть совокупность коллектора – породы, способной содержать флюиды, и покрышки – непроницаемого флюидоупора; второй фактор – наличие УВ, соответственно наличие нефтематеринских толщ, которые их генерировали и возможность поступления в

В центральной части антеклизы располагается крупнейшая Юрубчено-Тохомская зона нефтегазоаккумуляции, в пределах которой открыты месторождения-гиганты Юрубченское и Куюмбинское (рис.). Основные залежи месторождений связаны с рифейскими и вендскими отложениями.

Районом исследования является северо-восточный борт Байкитской антеклизы. На данной территории к настоящему моменту не открыто месторождений нефти и газа, но перспективы для их открытия в последнее время считаются очень высокими. Связано это с тем, что северо-восточный склон антеклизы переходит в юго-западную часть Чуньского рифей-вендского осадочного бассейна, который был выявлен по результатам геологоразведочных работ, выполненных в 2003–2005 гг. на юго-западе Сибирской платформы [4].

На продолжении юго-западного борта этого бассейна находятся Юрубченское и Куюмбинское месторождения, а на юго-восточном –

ловушку [1]. Выше было сказано о породах-коллекторах и флюидоупорах в Катангской свите, соответственно ловушки здесь могут быть как структурные, так и неструктурные, сформированные за счет выклинивания проницаемых пластов преобразованного горизонта.

Основными нефтематеринскими для УВ большинства залежей Сибирской платформы и в частности Байкитской антеклизы являются рифейские породы [1]. В рифейский период на территории современных структур Байкитской антеклизы и сопредельных территорий формировалась пассивная континентальная окраина, где в пределах палеопрогибов были благоприятные условия для накопления рассеянного органического вещества, источниками которого являлись синезеленые водоросли, бактерии и грибковые образования.

В верхних частях вскрытого рифейского комплекса в Юрубчено-Тохомской зоне были вскрыты бурением высокоуглеродистые породы (ирэмэкенская толща), которые могут рассматриваться в качестве нефтематеринских [4]. По данным сейсморазведки выявлено распространение данной толщи на северо-восток Байкитской антеклизы в сторону погруженной части Чуньского бассейна.

Углеродистые аргиллиты ирэмэкенской толщи имеют при мощности 10 м среднюю обогащенность $C_{орг}$ – более 8 % [4]. По результатам реконструкции истории нефтегазогенерации пород данной толщи в наиболее погруженных частях Чуньского бассейна был сделан вывод, что ирэмэкенская толща вошла в главную зону нефтеобразования в начале ордовика, и в ходе дальнейшего погружения частично вошла в нижнюю зону интенсивного газообразования к концу триасового времени; в послетриасовое время было общее воздымание территории.

Это говорит о том, что в течение палеозоя и начала мезозоя шла интенсивная генерация УВ из аргиллитов ирэмэкенской толщи, причем наиболее возможным путем миграции которых являются поверхность предвендского перерыва и залегающие ниже дезинтегрированные рифейские породы.

Углеводороды мигрировали из центра Чуньского ОБ к его окраинам, в том числе и на северо-восточный борт Байкитской антеклизы, заполняя ловушки, сформированные на склоне антеклизы и мигрируя дальше по направлению к Камовского своду, который выделяется в центре антеклизы. Вероятно, именно с этим процессом связано формирование основной части залежей Курумбинского месторождения и, возможно, Юрубченского.

Заполнение углеводородами ловушек в преобразованном горизонте было возможно лишь там, где катангская свита залегает прямо над основной поверхностью миграции, то есть на отложениях рифея. Следовательно, в разрезе должны отсутствовать залегающие ниже катангской оскобинская и ванаварская свиты венда, либо их мощности должны быть незначительными. По данным сейсморазведки сотрудниками СНИИГГиМС была прослежена граница выклинивания оскобинской и ванаварской свит в пределах исследуемого района, которая показана на рис.

Следовательно, учитывая зону распространения наибольших толщин преобразованного горизонта и границу выклинивания пород ванаварской и оскобинской свит, можно наметить территорию, где преобразованный горизонт имеет хорошие перспективы для нефтегазоносности (рис.), выделенный объект условно назван Тычанский, по названию реки Тычаны, русло которой проходит вдоль данной перспективной территории.

В пределах Тычанского объекта рекомендуется проводить испытания и отбор керн из пород преобразованного горизонта при бурении, так как имеются высокие перспективы для открытия в нем залежей нефти и газа.

Литература

1. Geology and hydrocarbon potential of the Siberian platform. Vol. 4 "Baykit region" / A.E. Kontorovich, V.S. Surkov, N.V. Mel'nikov, 1993.
2. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботубинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина) / Г.Г. Шемин; отв. Редактор В.А. Каширцев. Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т нефтегазовой геол. и геофиз. им. А.А. Трофимука. – Новосибирск: Издательство СО РАН, 2007. – 467 с.
3. Мельников Н.В., Константинова Л.Н. Перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия в Байкитской НГО Сибирской платформы // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – М: «ВНИИОЭНГ», 2004. – № 1. – С. 19 – 28.
4. Перспективы нефтегазоносности Чуньского рифей-вендского осадочного бассейна на западе Сибирской платформы / Н.В. Мельников, Ю.А. Филиппов, В.И. Вальчак, Е.В. Смирнов, Л.В. Боровикова // Геология и геофизика. – М., 2008. – Т. 49 (3). – С. 235 – 243.

ИССЛЕДОВАНИЕ НА ПРОЧНОСТЬ ПРОППАНТОВ И ЕСТЕСТВЕННЫХ КВАРЦЕВЫХ ПЕСЧАНИКОВ АТЛЫМСКОЙ СВИТЫ

А.В. Мельников

Научный руководитель заведующий кафедрой И.И. Нестеров

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

При разработке нефтяных и газовых месторождений применяют различные методы по увеличению нефтеотдачи. Одним из таких методов является гидроразрыв пласта (ГРП), считающийся в настоящее время одним из самых эффективных.

В качестве заполнителя трещин гидроразрыва применяют проппант. Проппант – искусственно созданный по американской технологии на базе алюмосиликатов песок. Цена с доставкой на место использования за тонну проппанта составляет примерно 800 \$.

В работе предлагается использовать вместо проппанта естественный песок из карьера «Каменский», расположенный в 30 км западнее г. Тюмени. Его стоимость с доставкой в районы Среднего Приобья составляет примерно 800 руб. за тонну. Атлымские сахаровидные пески (нижний олигоцен) в Западной Сибири развиты на площади около 2 млн. км и гидравлическая добыча их вблизи месторождений нефти и газа снизит их стоимость.

При оптическом исследовании проппанта (рис. 1), проведенном с помощью микроскопа фирмы Olympus и бинокулярного микроскопа той же фирмы, наблюдается, что проппант, произведенный по американской технологии, не изменяет своих свойств (не реагирует на скрещенные николи, не изменяется в цвете). Зерна хорошо окатанные, равной округлой формы со сферичностью более 0,7 мм. В результате исследований доказано, что проппант при давлении 30 МПа дает небольшую усадку (2–3 мм), при 50 МПа 4–6 мм, при 80 МПа 8–9 мм.

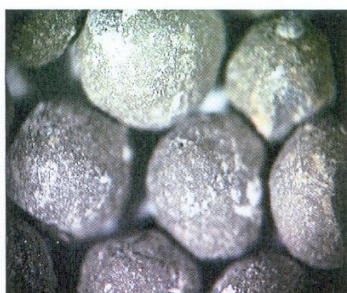


Рис. 1. Оптическое исследование проппанта при давлении 80 МПа
Средний размер зерен 1,84 мм



Рис. 2. Оптическое исследование песка из карьера «Каменский» при давлении 80 МПа
Средний размер зерен 0,238 мм

Таблица 1

Результаты ситового анализа проппантов и песка из карьера «Каменский»

Проппант, средний диаметр под микроскопом – 4,0 мм									
Давление, МПа	Весомый процент по фракциям							Сумма пылевых фракций	
	>1,4	1,4–0,8	0,8–0,5	0,5–0,4	0,4–0,16	0,16–0,05	<0,05	>1,4	<0,5
0,1	69,9	30,1	0	0	0	0	0	0	0
30	69,6	30,4	0,6	0	0	0	0	0	0
50	64,4	31,7	3,9	0	0	0	0	0	0
80	39,0	27,4	14,5	2,2	9,7	7,2	0	0	19,1
Проппант, средний диаметр под микроскопом – 2,0 мм									
Давление, МПа	>1,4	1,4–0,8	0,8–0,5	0,5–0,4	0,4–0,16	0,16–0,05	<0,05	>0,8	<0,16
0,1	0,6	5,8	86,3	5,9	1,4	0	0	6,4	0
30	0,8	8,5	83,1	3,1	1,4	3,1	0	9,3	3,1
50	0,6	7,4	80,0	8,1	2,4	1,4	0,1	7,0	1,5
80	0,7	6,1	68,9	5,5	14,3	4,2	0,3	6,8	4,5
Песок из карьера «Каменский», средний диаметр под микроскопом – 0,4 мм									
Давление, МПа	>1,4	1,4–0,8	0,8–0,5	0,5–0,4	0,4–0,16	0,16–0,05	<0,05	>0,4	<0,05
0,1	0	0	0	0	69,0	30,4	0,6	0	0,6
30	0	0	0	0	65,4	31,2	3,4	0	3,4
50	0	0	0	0	17,7	75,2	7,1	0	7,1
80	0	0	0	0	15,2	79,5	5,3	0	5,3

Песок из карьера «Каменский» (рис. 2) белый, сахаровидный, во влажном состоянии с сероватым оттенком, сыпучий. Зерна песка окатанные и полуокатанные, на 99 % состоят из прозрачного, хрустального

кварца размером 0,2–0,4 мм, в среднем 0,4 мм. Глинистого и другого цементного материала почти нет (0,6 %). Темноватые минералы составляют не более 1–2 %, в среднем 1,5 %, угловатые и окатанные. Имеются одиночные зерна мориона и пластинки биотита.

В целом песок из карьера «Каменский» является типовым для атлымской свиты нижнего олигоцена палеогеновой системы. Вскрытая толщина атлымской свиты в карьере составляет 15 м. Кровля свиты, размыта и перекрывается красноватыми и коричневатыми суглинками четвертичных отложений толщиной 1,5–2,0 м. Карьер расположен на четвертой террасе реки Туры. При давлении 80 МПа песок из карьера «Каменский» дает усадку примерно 20 мм.

Намного больше, чем у проппанта. Уменьшение объема проппанта при различных давлениях обусловлено его раздробленностью. Песок из карьера «Каменский» уплотняется, как за счет естественного уплотнения (т.к. он идет без обработки, без удаления цемента), так и за счет дробления. Он может быть после фракционирования использован как заполнитель трещин в карбонатных породах абалакской и нижнемарьяновской свит при давлении гидроразрыва до 30 МПа.

Сравнительные характеристики проппанта и песка из карьера «Каменский» приведены в табл. 1.

Таблица 2

Результаты определения проницаемости модели трещин

Проппант	Давление гидрообжима, МПа						Давление начала разрушения частиц, МПа	Количество разрушенных частиц, %
	10	20	30	40	50	60		
	Проницаемость, мкм ²							
№29	2,49	1,66	1,22	0,78	0,50	0,31	37,5	34,6
№30	12,4	10,7	9,22	5,32	1,78	0,82	32,5	36,6
Fracmaster	10,1	4,94	3,53	2,99	1,79	1,12	37,0	50,1
Песок	1,19	0,38	0,10	0,05	0,03	0,01	30,0	75,0

Проведенные исследования показали, что проппанты, изготовленные из природных диатомитов, при прочих равных условиях и примерно равных показателях фильтрационно-емкостных свойств имеют значительно лучшие показатели по прочностным свойствам (табл. 2).

По завершению данного этапа исследования можно сделать следующий вывод:

1. Песок из карьера «Каменский» довольно быстро уплотняется (за счет пористости и раздробленности);
2. Преимущество песка перед проппантом заключается в том, что он имеет большую дробимость (истирание) при давлении гидроразрыва более 30 МПа.
3. Песок из карьера «Каменский» имеет себестоимость намного меньше любых проппантов.

**КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ПОРОД ПРОДУКТИВНЫХ КОМПЛЕКСОВ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ ТИГР»**

Нгуен Хоай Чунг, Ву Ван Хай

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Коллекторы осадочного комплекса приурочены к песчано-глинистой толще с межзерновой пористостью и включают продуктивные горизонты олигоцена, нижнего миоцена. Однако основная доля углеводородов сосредоточена в трещиноватых коллекторах гранитоидов фундамента, дающего более 90 % общей добычи.

Нижний миоцен. Породы нижнемиоценовых отложений, представлены песчаниками средне-мелкозернистыми обладают хорошими коллекторскими свойствами. По данным анализа кернов и ГИС, пористость пород-коллекторов составляет в среднем 18–19 % (коэффициент вариации 0,122). При этом диапазон изменения этого параметра по керну (для всех выборок изученных образцов) в целом весьма широк от 2–4 до 28–30 %, однако по данным ГИС, находится в пределе 14–25 %. Наиболее вероятное значение пористости по керну: 19 % (20 % случаев из всего числа данных), а по ГИС – 18 % (19 % случаев). Проницаемость определена только по керну и варьирует в большом диапазоне от 2,5 до 2500 мД при наиболее вероятном диапазоне от 2,5 до 500 мД, среднее значение составляет 167 мД.

По данным ГИС, остаточная водонасыщенность пород-коллекторов изменяется в наиболее вероятном диапазоне от 35 до 70 %. При среднем значении 52 % с коэффициентом вариации 0,19. Коллекторские свойства залежей нижнего миоцена изменяются по глубине и по площади. Например, параметры ФЕС ухудшаются при переходе от северного свода ($K_p = 19,0 \%$, $S_o = 47,8 \%$) к центральному своду ($K_p = 18,2 \%$, $S_o = 49,5 \%$).

Верхний олигоцен. По керновым данным и по данным ГИС показывают на изменчивость коллекторских свойств песчаников верхнего олигоцена. Среднее значение открытой пористости

(средневзвешенные по эффективной мощности коллекторов) составляет 18 % с коэффициентом вариации 0,20, при этом наиболее вероятные значения составляют от 14 % до 17 %. По данным kernого анализа, эти значения составляют около 50 % случаев от всего числа данных.

Газопроницаемость в наиболее вероятном диапазоне составляет от 1,0 до 50 мД, при среднем ее значении – 6 мД. Остаточная водонасыщенность колеблется, главным образом, в пределах 20–70 %, при среднем значении от 43 % (коэффициент вариации равен 0,22 – по ГИС) до 45 % (коэффициент вариации 0,20 – по керну).

Нижний олигоцен. Среди терригенных отложений месторождения Белый Тигр коллекторы нижнего олигоцена, являются наиболее сложными в петрофизическом отношении, главным образом, вследствие глубоких катагенетических преобразований, возникающих на больших глубинах. Однако их коллекторские свойства наиболее стабильны (по глубине и по площади). Пористость песчано-глинистых пород-коллекторов по всем залежам изменяется в диапазоне 9–19 %. Среднее значение открытой пористости составляет от 11,2 % (арифметическое усреднение по керновым данным) до 12,3 % с коэффициентом вариации 0,16 (средневзвешенное по эффективной мощности – по ГИС). Пористость коллекторов почти не изменяется по горизонтам ($K_p = 13,5 \%$) и по площади ($K_p = 13 \%$). Наиболее вероятные пределы изменения значений газопроницаемости (по керновым данным) составляют от 1 до 50 мД при среднем значении 19 мД, хотя встречаются образцы с проницаемостью 500 и более. Остаточная водонасыщенность имеет наиболее вероятный диапазон изменения 12–60 %.

Фундамент. Результаты изучения пород фундамента свидетельствуют о его значительной петрографической и коллекторской неоднородности. Породы Северного свода (в основном гранодиориты и кварцсодержащие диориты) отличаются от пород Центрального (сложен преимущественно гранитами) и фундамента Южного свода (гранит, гранодиорит и кварцевый монцодиорит). Пустотное пространство в них представлено системой каверн, макротрещин, микротрещин (рис. 1), появление которых обусловлено сетью дизъюнктивных нарушений, пронизывающих породы фундамента (рис. 2) [3].

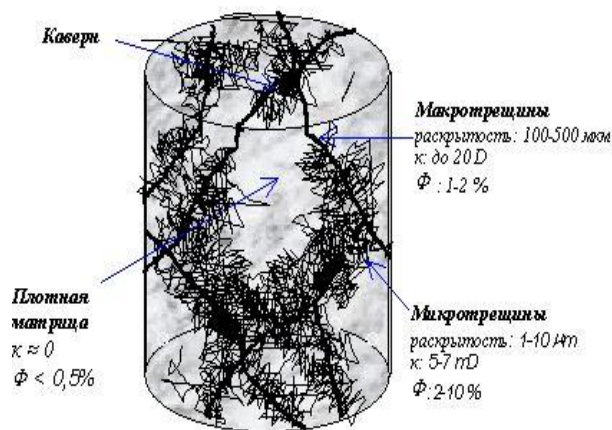


Рис. 1. Схема типичного пустотного пространства пород фундамента

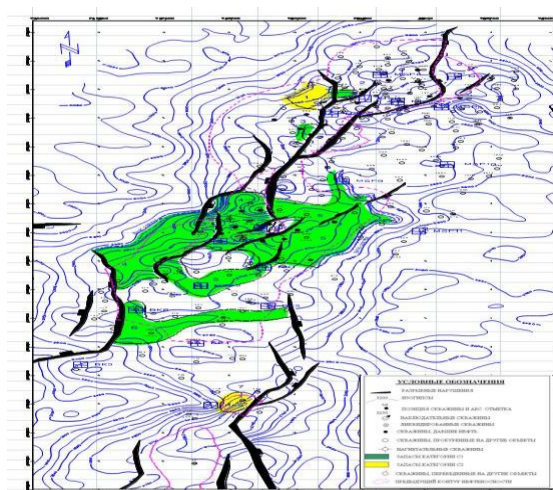


Рис. 2. Структурная карта по кровле фундамента

Открытая пористость пород фундамента по керну характеризует, главным образом, плотную, непроницаемую матрицу или блоковую часть сложного коллектора. Породы имеют тонкопоровое строение, в основном представленное микропустотами. Крупные трещины и каверны, играющие главную роль в процессе фильтрации флюидов в породах практически отсутствуют на образцах малых размеров.

Распределения открытой пористости (по керну) пород фундамента отдельно по сводам имеют асимметрическую форму и значения пористости варьируют в довольно широком диапазоне, от нескольких десятых до 20 %. По этим распределениям можно условно выделить две группы образцов, в приближении характеризующие основные типы структуры порового пространства.

Первая группа, которой принадлежит больше половины изученных образцов, характеризуется открытой пористостью до 2 % представляет плотную не измененную вторичными процессами матрицу, имеющую главным образом первичные поры и микротрещины.

Вторая группа включает образцы с открытой пористостью 2–10 % и выше, эта группа отличается от предыдущей повышенной проницаемостью (достигают сотен и тысяч мД).

Высокая пористость и резкое увеличение проницаемости образцов являются результатом изменения вторичными процессами, в результате чего, блоковая часть обладает эффективным поровым пространством.

Открытая пористость пород фундамента по керну изменяется по глубине. Среднее значение открытой пористости по керну для каждого 50-метрового интервала меняется от 1 до 3 %, в среднем – 2 %. По глубине эта величина чуть повышается (1–4 %) в интервале выше 3600 м, более стабильно (1–3 %) в интервале 3600–4400 м и уменьшается от 2 % на 4400 м до менее 1 % на 4800 м [1].

Такая закономерность изменения сохраняется для значений пустотностей пород-коллекторов определяемых по ГИС. Среднее значение пустотностей, взвешенное по эффективной толще для 50-метровых срезов колеблется от 1,8 % до 4,8 %, а по общей толще от 0,8 % до 1,5 % (максимум до 3,5 %). Среднее значение срезов колеблется от 1,8 % до 4,8 %, а по общей толще от 0,8 % до 1,5 % (максимум до 3,5 %). Среднее значение (по эффективной мощности) – в интервале глубин 3050–4850 м изменяется в диапазоне 1,8–4,8 %.

В интервале глубин 3050–3450 м наиболее высокая отмечается пустотность в породах фундамента, ее значения изменяются от 3 до 4,8 %. В интервале глубин 3450–4500 м, среднее значение пустотности уменьшается до 2,5–3,0 % и в интервале 4500–4850 м снижается до 2,2–2,5 %. Наиболее вероятные значения пустотности (по эффективной мощности) для пород-коллекторов центрального свода составляют 3,0 – 3,5 % (47 % случаев), а для северного свода – 2,5–3,0 % (26 % случаев).

Проницаемость по керну изменяется в большом диапазоне, от единицы до нескольких тысяч мД. Отсутствует связь между пористостью и проницаемостью, что является характерным для коллекторов с системой трещин в структуре порового пространства. Первоначальная водонасыщенность пород-коллекторов принята равной 0,85 для всей залежи фундамента [1].

Литература

1. Поспелов В.В., Кристаллический фундамент: геолого-геофизические методы изучения коллекторского потенциала и нефтегазоносности. – Москва, 2005.
2. Фондовые материалы СП «Вьетсовпетро».
3. Чан Ле Донг, Арешев Е.Г., Киев Ф.А. Нефтегазоносность гранитоидов фундамента на примере месторождения «Белый Тигр» / Нефтяное хозяйство. – М., 1996. – № 8.

УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ТРЕЩИНОВАТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В ЭФфуЗИВНЫХ ПОРОДАХ, ВМЕЩАЮЩИХ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ, НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «БЕЛЫЙ ТИГР»

Нгуен Хоай Чунг, Ву Ван Хай

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Месторождение «Белый Тигр» в тектоническом плане приурочено к погребенной крупной антиклинальной структуре, осложняющей центральную часть Меконгской впадины и образование которой обусловлено выступом фундамента. Вверх по разрезу структурный план месторождения постепенно выполаживается и по кровле миоцена наблюдается пологое моноклиальное залегание пород (рис. 1)

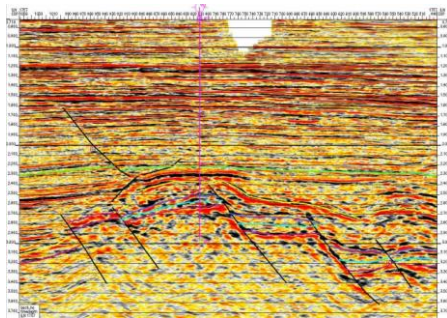


Рис. 1. Поперечный сейсмический разрез месторождения Белый Тигр

По поверхности фундамента структура представляет собой крупный сложнопостроенный выступ древних магматических пород субмеридионального простирания, размерами 28x6 км. Выступ осложнен крупными дизъюнктивными нарушениями северо-восточного простирания, амплитуда и протяженности которых уменьшаются с переходом в осадочную толщу и затухают в миоценовое время.

Вдоль западного крыла структуры протягивается крупное нарушение взбросового типа, по которому породы фундамента перекрывают отложения олигоцена. В пределах выступа фундамента выделяется три осложнения, получившие названия сводов: северный, центральный и южный. Границы между сводами выражены слабо.

В облекающей выступ фундамента структуре амплитуда большая и достигает 1800–2000 м; по олигоцену амплитуда уменьшается до 900 м, а по нижнему миоцену – до 70 м. Размеры структуры по нижнему олигоцену 8x3 км. Вверх по разрезу сокращается также численность разрывных нарушений. Наиболее важными

(структурообразующими) считаются олигоценые нарушения, трассируемые не только в промежуточном комплексе, но и в фундаменте.

По мнению большинства исследователей, им принадлежит ведущая роль в формировании, как самой структуры, так и трещиноватости в породах фундамента. Основные разломы имеют северо-восточное простирание, значительную протяженность и большую амплитуду. На плане они расположены субпараллельно и кулисообразно, некоторые сочленяются друг с другом и, в свою очередь, осложнены оперяющими нарушениями. Если в фундаменте, из-за большой высоты массивной залежи (более 1800 м), влияние разломов на строение залежи ограничено (за исключением взбросов на западном крыле структуры и отдельных блоков на Северном своде), то в разрезе олигоцена они способствовали формированию тектонически-экранированных залежей.

Основная залежь нефти месторождения приурочена к крупному высокоамплитудному выступу гранитоидного фундамента (1350 м), простирающемуся в северо-восточном направлении на расстояние свыше 28 км, при ширине 5–7 км и классифицируемому как горст-антиклиналь. Наиболее приподнятая часть выступа оконтуривается изогипсой минус 3100, официально принятый замок складки: минус 4450 м.

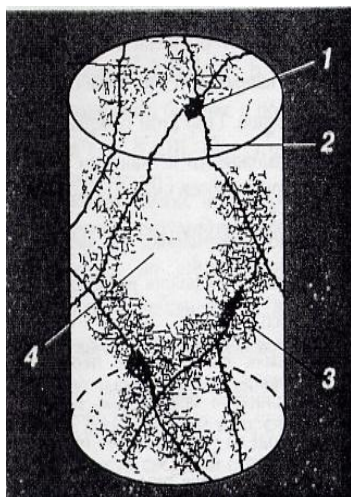


Рис. 2. Схема пустотного пространства пород фундамента месторождения «Белый Тигр»

С северо-запада и юго-востока структура ограничена системами разрывных нарушений. Северо-западная система нарушений представляет собой серию взбросов, кулисообразно сочленяющихся между собой. Максимальные амплитуды взбросов варьируют от 1800 м до 400 м, протяженность – 8–20 км.

Юго-восточная система разломов протягивается параллельно главной оси структуры и включает в себя несколько крупных тектонических нарушений сбросового типа, амплитуда которых изменяется от 2000 м до нескольких десятков метров.

Плоскости почти всех сбросов наклонены на юго-восток, лишь на южной части структуры отмечается ряд сбросов, падающих на северо-запад. По особенностям рельефа фундамента отмечается лишь сокращение числа второстепенных разломов и уменьшение амплитуд основных нарушений.

По геологическому строению и динамике пластовых давлений залежь нефти в фундаменте представляет собой замкнутый резервуар с неравномерной нефтенасыщенностью, с различными геологическими и гидродинамическими условиями для Центрального, Северного и Южного сводов. Макро- и микротрещиноватость по крайней мере в пределах Центрального свода обеспечивают сообщаемость различных зон и участков. В свою очередь каждый свод (особенно Северный) разбит на блоки, разделенные разломами, и характеризуется своими самостоятельными залежами.

В пределах каждого блока залежь носит массивный характер, но для фундамента в целом ее, можно было бы определить как массивно-блоковую.

Тектоническая деятельность выражается в образовании разрывных нарушений и связанных с ними зон дробления. К этим зонам приурочена повышенная трещиноватость пород.

Трещины в керне наблюдаются практически во всех скважинах, вскрывших фундамент.

Ширина трещин колеблется от 0,1–0,2 до 20–30 мм. Они, как правило, частично или полностью залечены. Интенсивность распределения трещин в породах неравномерная.

Зоны повышенной трещиноватости приурочены к разломам: чем ближе к разлому, тем больше трещин, тем больше возможностей для миграции флюидов (рис. 2).

Таким образом, благодаря рассмотренным тектоническим и гидродинамическим критериям, уточнена модель залежи нефти в фундаменте и более достоверно осуществлен подсчет запасов на месторождении «Белый Тигр».

Литература

1. Гаврилов В.П. и др. Геология и нефтегазоносность фундамента шельфа Южного Вьетнама // Геология нефти и газа. – М., 1995. – № 4. – С. 25 – 9.
2. Дмитриевский А.Н. и др. Влияние гидротермальной деятельности на формирование коллекторов нефти и газа в породах фундамента // Изв. АН СССР. Сер. геол. – М., 1992. – № 5. – С. 119 – 128.
3. Фондовые материалы СП «Вьетсовпетро».
4. Поспелов В.В. Кристаллический фундамент: геолого-геофизические методы изучения коллекторского потенциала и нефтегазоносности: – Москва, 2005.
5. Кучерук Е.В. Газонефтяное месторождение Лубна с залежами в поднадвиговой части Северо-Предкарпатского бассейна / Геология нефти и газа. – М., 1992 – № 1. – С. 45.
6. Шнип О.А. Нефтегазоносность пород фундамента / Геология нефти и газа. – М., 2000. – № 5. – С. 21.

К ВОПРОСУ О ВОЗМОЖНОСТИ ОТКРЫТИЯ КРУПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В КУЗНЕЦКОМ БАССЕЙНЕ**Ю.Г. Останкова**Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

До сих пор нет однозначного ответа на вопрос о возможности открытия крупных месторождений нефти и газа в Кузнецком седиментационном осадочном бассейне. Здесь известны нефтепроизводящие и нефтегазоносные геологические формации, в том числе располагающиеся в подугольных толщах или сменяющих их по простиранию [2].

В 60-е годы прошлого столетия установлена промышленная нефтегазоносность в западной части Томской области верхнепалеозойских отложений (в том числе и верхнедевонских), где они залегают на глубинах около трех тысяч метров.

В южной и юго-восточной частях Томской области на дневную поверхность выходят отложения верхнего палеозоя (каменноугольная и пермская системы), из которых осуществляется основная добыча угля в соседней Кузнецкой котловине.

Ниже залегающие девонские отложения прерывистой полосой обрамляют со всех сторон Кузбасс. Непосредственно в Кузнецкой котловине они залегают, начиная с глубины 300 м и представлены всеми тремя отделами: нижним, средним и верхним, в основном чередованием континентальных, морских и лагунных фаций. Для *нижнедевонской* эпохи на восточных, юго-восточных и северо-восточных окраинах Кузбасса выделяются следующие фациальные зоны: эффузивно-туфогенных осадков, преимущественно континентальных красноцветных отложений.

На юго-западной окраине Кузнецкой котловины нижнедевонские отложения представлены карбонатными породами с морской фауной («Западный тип» фациальной разновидности). Конец нижнедевонской эпохи ознаменовался регрессией моря, сменившейся в начале эйфельского века новой трансгрессией.

В *среднедевонскую* эпоху *эйфельского века* рассматриваемая территория представляла собой зону прибрежных лагун с накоплением карбонатно-терригенных пород. Особенностью этой толщи является наличие в ней двух пачек горючих сланцев. Накопление осадков происходило в водоеме типа лагуны или большого озера. Быстрое погружение участка и принос глинистого и карбонатного материала привели к образованию углистых и горючих сланцев.

Верхнедевонская эпоха. Осадки представлены терригенно-карбонатными породами; в известняках обильная фауна брахиопод, мшанок, кораллов. На северо-восточной, восточной и южной окраинах в отложениях зоны отмечено большое количество битумопроявлений (породы с битуминозным запахом и прослоями горючих сланцев).

Осадконакопление происходило в условиях мелководного морского бассейна, что способствовало формированию рифовых построек. Рифогенные структуры – ловушки нефти и газа установлены по геолого-геофизическим материалам после проведения региональных сейсмических работ, давших новую информацию о структуре осадочной толщи бассейна.

Они могут аккумулировать значительные компактные залежи нефти и газа. Коллекторские свойства перспективных отложений вполне удовлетворительные; встречаются трещинные коллекторы [1].

Что касается гидрогеохимии, то подземные воды относятся к хлоркальциевому и гидрокарбонатно-натриевым типам, обогащены гидрокарбонатами щелочей, лишены сульфатов, иногда имеют сероводородный запах, повышенную минерализацию.

Растворенные в водах газы имеют метановый состав с появлением тяжелых углеводородов. Наличие зон замедленного водообмена, в которых сохранялась восстановительная среда, говорит о благоприятных условиях для сохранения залежей нефти и газа. Покрышками для залежей УВ могут служить глинистые, карбонатные и эффузивные породы, представленные плотными массивными разностями, но хороших флюидоупоров не выявлено [2].

Также на сопредельных землях севера Кузбасса и юго-востока Томской области (параметрическая скважина 4 Вездеходная) и Красноярского края однозначно не установлено в разрезе вездеходной толщи девона наличие надежных флюидоупоров.

Геохимические исследования показали отсутствие во вскрытом разрезе палеозоя нефтематеринских отложений. Вместе с тем, в верхней части разреза вездеходной толщи зафиксированы многочисленные проявления нафтидов. Особенности состава аквабитумов и нафтидов этой толщи позволяют предполагать их миграцию из докембрийских нефтематеринских пород. При соответствующих условиях в толще девона могут быть обнаружены скопления нефти, мигрировавшей из более древних отложений (докембрий, нижний палеозой).

Довольно многочисленные нефтепроявления особенно характеризуют северные районы Кузбасса, примыкающие к Томь-Колыванской дуге (рис.).

Это – характерная газоносность верхней покровной толщи, установленная специальной газовой съемкой; своеобразный состав подземных вод глубоких горизонтов с признаками вод нефтеносных толщ; разнообразные твердые битумы типа асфальта, асфальтита; небольшие скопления жидкой нефти в порах и пустотах горных пород, установленные глубоким бурением.

Те же признаки нефти, хотя в меньшем масштабе, известны и в Минусинской котловине Красноярского края. Данная котловина выполнена очень мощным (до 15 км) комплексом палеозойских отложений, перекрытым

главным образом на севере мезозойскими породами осадочного чехла. Наибольшее развитие здесь имеют девонские отложения, представленные всеми тремя отделами в самых разнообразных формациях: карбонатной, терригенной, вулканогенной и красноцветной.

Система	Отдел	Индекс	Томская область (сводный разрез; свить)	Мощность, м	Кузбасс (сводный разрез барзасского типа)	Мощность, м	Волго-Уральская провинция (горизонты)	Мощность, м
Ка- мен- но- уголь- ная					Подонинская свита	450		
					Пещеркинские слои	41		
					Кельбеские слои	140		
Д	Верх- ний	D3	Лугенецкая	650	Сергиевская свита	140	Данково-лебедянский D3fa	
					Пожарищевские слои	200	Макаровский D3ft	
Е	С	D2	Герасимовская	1135	Барзасская свита	780	Мендымский D3ft	40-1150
							Доманиковский D3ft	
В	С	D2	Надеждинская	220	Антроповская свита	1000	Саргаевский D3ft	
							Кыновский D3ft	
О	Р	D1	Сопоновская	200	Красногорская свита	835	Пашийский D3ft	
							Мушлинский D2g	450
Н	Е	D1	Армичевская	630	Красногорская свита	835	Старооскольский D2g	
							Воробьевский D2g	
С	Р	D1	Кыштовская	400	Красногорская свита	835	Афонинский D2g	
							Бийский D2e	300
А	Ж	D1	Кыштовская	400	Красногорская свита	835	Кальцеоповый D2e	
							Такатинский D2e	
Я	Н	D1	Кыштовская	400	Красногорская свита	835	Казалинский	
			€2-S		S		PR	

Условные обозначения

Нефтегазоносные свиты и горизонты

Рис. Схематическая корреляция девонских отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты и Волго-Уральской провинции

Признаки нефти были отмечены по всему палеозойскому разрезу, но в основном нефтегазоносность связана со средним девоном. В 1948–1949 гг. экспедицией треста «Запсибнефтегеология» на Быстрянской и Алтайской антиклиналях было заложено несколько скважин с проектными глубинами 2500 м.

В Быстрянской структуре на глубине 1830 м из отложений илеморовской свиты получен сухой газ с устойчивым дебитом 140 тыс. м³/сут.; газопроявления наблюдались по всему разрезу илеморовской и аскизской свит.

В Красноярском крае в настоящее время идет добыча нефти и газоконденсата из нижнекембрийских и венд-рифейских отложений. Известно, что в Кузнецком бассейне идет развитие добычи промышленного метана из угольных пластов.

Если сравнить с американской нефтегазовой провинцией Сан Хоан, имеющей сходное строение с Кузбассом, то в ней на протяжении многих лет идет добыча угля с приповерхностных слоев, а газоконденсата – с глубин до 5000 м.

Таким образом, можно предположить, что в отложениях северо-запада и северо-востока Кузбасса, залегающих ниже девона, есть нефтепроизводящие породы и возможные залежи углеводородов. Но на сегодняшний день нет достоверной информации о геологическом строении глубокозалегающих горизонтов, т.к. не пробурено ни одной сверхглубокой скважины на территории Кузбасса.

Литература

1. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Кузбасса // Труды СНИИГГИМС: Гостоптехиздат. - Ленинград, 1959. – вып. 4. – С. 300
2. Скурский М.Д. Золото-редкоземельно-редкометалльно-нефтегазоугольные месторождения и их прогноз в Кузбассе. – Кемерово: Кузбассвуиздат. – М., 2005. – 627 с.

ПРИМЕНЕНИЕ ИСКУССТВЕННЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ПРИ ОБРАБОТКЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ГАЗОГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ**Т.В. Омельченко**

Научный руководитель профессор А.А. Орлов

**Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа,
г. Ивано-Франковск, Украина**

В последние годы все больше проявляется интерес к новой прикладной области математики, которая специализируется на применении искусственных нейронных сетей.

Актуальность исследований в этом направлении подтверждается широкой сферой применения искусственных нейронных сетей. Например, искусственные нейронные сети применяют в прогнозировании, автоматизации процессов распознавания образов, адаптивном управлении, создании нейрокомпьютеров, аппроксимации функций, сжатии данных, образовании экспертных систем, создании ассоциативной памяти и др. Можно также выделить некоторые методы выявления и анализа данных, это: классификация, ассоциация, кластеризация, регрессия.

Искусственные нейронные сети являются мощным методом моделирования, который позволяет создавать чрезвычайно сложные зависимости между исследуемыми параметрами. Относятся к классу нелинейных адаптивных систем и учатся на примерах. В математическом виде искусственная нейронная сеть представляет собой нелинейную систему вычисления с широкой настройкой ее характеристик и возможностью накопления знаний с последующим их обобщением.

Искусственные нейронные сети успешно применяются для решения научных и практических задач. Так сегодня они успешно применяются в изучении геофизическими методами тонкослоистых разрезов скважин, что является очень перспективным направлением повышения эффективности, как качественной, так и количественной интерпретации данных геофизических исследований скважин.

Преимуществом нейросетевой диагностики, сравнительно с традиционными технологиями распознавания образов, является то, что в ней имитируются возможности нейронной системы устанавливать очень сложные за структурой связи между отдельными переменными в процессе обучения, которые не удастся строго описать аналитическими функциями. Именно это оказывается важным при исследованиях связей между геофизическими и геологическими параметрами в тонкослоистых терригенных разрезах.

С использованием нейросетевой технологии разработан и апробирован новый способ оценки вероятности наличия газонасыщенного (нефтенасыщенного) коллектора путем вероятностного анализа синтетических и фактических кривых удельного сопротивления больших зондов.

Рассмотренный способ с применением искусственных нейронных сетей для установления наличия продуктивных пластов-коллекторов в разрезе скважины апробирован в условиях тонкослоистых отложений дашавской свиты на скважинах Рубановского и Комаровского газовых месторождений.

Выявленные газоносные или водоносные объекты полностью подтверждаются результатами испытаний в интервалах перфорации [1].

Применение искусственных нейронных сетей для обработки результатов геохимических поисков нефти и газа нами был применен впервые.

Восточно-Долинская площадь в административном отношении расположена в пределах Долинского и Рожнятовского районов Ивано-Франковской области (рис.). На территории площади проведены прямые поисковые газогеохимические исследования приповерхностной почвенной среды с целью повышения эффективности результатов геологоразведочных работ при выделении и подготовке к глубокому бурению нефтегазоперспективных объектов.

Геологический разрез площади представлен флишевыми образованиями мел-палеогенового возраста, которые представлены отложениями: стрыйской свиты верхнего мела, ямненской свиты палеоцена, манявской, выгодской и быстрицкой свит эоцена, менилитовой свиты олигоцена) и нижнемиоценовыми моласово-соленосными отложениями (поляницкой и воротыщенской свит). В тектоническом отношении площадь работ принадлежит к центральной части Бориславско-Покутской зоны Предкарпатского прогиба.

В пределах площади исследований и на смежных территориях известен ряд нефтяных и газовых месторождений. Нефтяные месторождения, связанные со складками Бориславско-Покутской зоны (Спаское, Рыпнянское, Струтынское, Долинское, Северо-Долинское и др.). Основными продуктивными горизонтами этих месторождений являются песчаники олигоцена и эоцена. На этих месторождениях одновременно с нефтью добывается газ, который растворен в нефти или образует газовые шапки в сводовых частях залежей.

Проведение газогеохимических исследований включало комплекс работ, а именно: отбор проб газа свободного и сорбированного при выполнении полевых исследований; проведение хроматографических исследований (определение компонентного состава и содержания) углеводородных газов, а именно: CH_4 – метана, C_2H_6 – этана, C_2H_4 – этилена, C_3H_8 – пропана, C_3H_6 – пропилена, $i\text{-C}_4\text{H}_{10}$ – изобутана, $n\text{-C}_4\text{H}_{10}$ –

нормального бутана, C_4H_{10} – бутилена, $i-C_5H_{12}$ – изопентана, $n-C_5H_{12}$ – нормального пентана, $i-C_6H_{14}$ – изогексана и $n-C_6H_{14}$ – нормального гексана.



Рис. Обзорная карта исследуемой площади
 1 – железная дорога, 2 – автомагистраль, 3 – река,
 4 – Спаськое месторождение, 5 – границы территории исследований

Следующим этапом исследований было проведение обработки результатов газогеохимических лабораторных исследований посредством искусственных нейронных сетей.

Обработка результатов газогеохимических исследований проводилась за следующей схемой: «ввод входных данных > обработка входных данных > обработка исходных данных > построение искусственной нейронной сети > вывод исходных данных».

Посредством входных данных, которыми было компонентное содержание углеводородных газов в пробах, определялись расчетные значения нефтегазопромисловых параметров залежи, а именно: пластовое давление, пластовая температура, пористость и проницаемость.

Оценка перспектив нефтегазоносности исследуемой площади была проведена на основе серии сложенных результирующих карт, которые построены отдельно по каждому из рассчитанных нефтегазопромисловых параметров залежи.

Таким образом, применение искусственных нейронных сетей для обработки результатов газогеохимических исследований позволит, с допустимой степенью достоверности, получать расчетные значения нефтегазопромисловых параметров залежи еще до бурения глубоких скважин.

Литература

1. Перспективи нарощування та збереження енергетичних ресурсів України: Зб. наук. праць. – Івано-Франківськ: Факел, 2006. – 143 с.

ОЦЕНКА ГЕНЕРАЦИОННОГО И ЭМИГРАЦИОННОГО ПОТЕНЦИАЛА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ЮГОРСКОГО СВОДА

С.А. Попов

Научный руководитель профессор В.И. Исаев
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В ряде научно-исследовательских проектов, проведенных по Югорскому своду, были получены данные о влиянии палеоклиматического фактора на термический режим осадочного разреза в пределах Верхнеяминского вала [3], локализованы очаги генерации нефти и газа по интенсивности термического режима; путем расчета интегрального показателя оценены масштабы аккумуляции и произведено ранжирование площадей по перспективам нефтегазоносности [4].

Разработка численной модели генерации и первичной миграции (эмиграции) углеводородов из нефтегазоматеринских (НГМ) пород и, как результат, количественная оценка генерационно-миграционного потенциала НГМ-свиты на её основе являются следующим этапом исследований. В работе рассмотрен алгоритм расчета нефтегазопроductивности баженовской НГМ-свиты, основанный на комплексе методов, наиболее часто используемых в моделировании такого рода: пиролитический метод Rock-Eval и кинетика химических реакций [1], произведена оценка адекватности алгоритма по отношению к петрофизическим данным и другим моделям, а также преимущества данной методики (более дифференцированной, по сравнению с геохимическим подходом, к решению подобных задач) при расчете генерационного потенциала.

Целевое назначение модели: оценка интенсивности генерации и эмиграции углеводородов на всем интервале реального разреза с учетом термической истории, геодинамических параметров и типа РОВ. Основной оценочный параметр: зависимость нефтепродуктивности и газопроductивности НГМТ от температуры и глубины залегания. Пространственно-временные ограничения:

1. Осадочный разрез, включая НГМ-свиту. Толща подстилающих пород имеет второстепенное значение.

2. Временные рамки – с конца диагенеза НГМ-свиты до современного разреза.

Параметры НГМТ: мощность m (м); пористость n (доли ед.); удельная поверхность S ($\text{м}^2/\text{м}^3$); эффективный R (м) и максимальный радиус поры, насыщенной УВ r (м); плотность твердой фазы $\sigma_{\text{НГМТ}}^{\text{ТВ}}$ ($\text{т}/\text{м}^3$); плотность породы $\sigma_{\text{НГМТ}}$ ($\text{т}/\text{м}^3$); плотность поровой воды ($\text{кг}/\text{м}^3$). Параметры РОВ: реализованный потенциал газа S_0 ($\text{кг}/\text{т}$) и нефти S_1 ($\text{кг}/\text{т}$); нереализованный потенциал УВ S_2 ($\text{кг}/\text{т}$); исходная масса реакционноспособного РОВ на нефть $\Gamma_{\text{ОН}}$ ($\text{кг}/\text{м}^3$) и газ $\Gamma_{\text{ОГ}}$ ($\text{кг}/\text{м}^3$); масса РОВ преобразованного в нефть $\Gamma_{\text{Н}}$ и газа $\Gamma_{\text{Г}}$ ($\text{кг}/\text{м}^3$); остаточная масса РОВ $\Gamma_{\text{ост}}$ ($\text{кг}/\text{м}^3$); максимальная скорость генерации нефти $\epsilon_{\text{ОН}}$ и газа $\epsilon_{\text{ОГ}}$ (1/млн лет). Параметры геоплотностного разреза: возраст $t_{\text{общ}}$ ($\cdot 10^6$ млн лет), мощности h (м), плотности пород $\sigma_{\text{н}}$ ($\text{кг}/\text{м}^3$) толщ перекрывающих отложений, суммарная мощность перекрывающих отложений H (м). Геодинамические параметры: термическая история НГМТ $T(t)$ (в абсолютных температурах (К) и градусах Цельсия ($^{\circ}\text{C}$)); геостатическое $P_{\text{геост}}$, пластовое $P_{\text{пласт}}$ и эффективное $P_{\text{э}}$ (МПа) давление. Параметры генерации: спектр энергии активации нефтеобразования $E_{\text{Н}}$ и газообразования $E_{\text{Г}}$ (кДж/моль); текущая скорость генерации газа $\epsilon_{\text{Г}}$ и нефти $\epsilon_{\text{Н}}$ (1/млн лет); изменение газогенерирующей $\Gamma_{\text{Г}}$ и нефтегенерирующей массы от времени $\Gamma_{\text{Н}}$ (кг); объем флюидационного потока отжатия $W_{\text{ф}}$, водонасыщенность пород НГМТ W_0 и суммарный поток отжатия W (м^3); концентрация газа $C_{\text{Г}}$ и нефти $C_{\text{Н}}$ ($\text{кг}/\text{м}^3$); газопроductивность $G_{\text{Г}}$ и нефтепродуктивность $G_{\text{Н}}$ НГМТ (кг).

Исходная масса реакционноспособного РОВ может рассчитываться любым из предложенных способов:

1. По методу Rock-Eval предлагается следующий способ:

$$\Gamma_{\text{ОН}} = n(S_1 + 0,5S_2)/\sigma_{\text{НГМТ}}; \Gamma_{\text{ОГ}} = n(S_0 + 0,5S_2)/\sigma_{\text{НГМТ}}; \Gamma_{\text{ост}} = nS_2/\sigma_{\text{НГМТ}}$$

2. С помощью пересчетных коэффициентов (по методу Неручева).

Максимальная скорость реакции находится по одному из перечисленных ниже уравнений.

$$\ln \Gamma_{\text{ост}} = \ln \Gamma_0 - \epsilon_1 t \text{ при } n = 1; 1/\Gamma_{\text{ост}} = 1/\Gamma_0 + \epsilon_2 t \text{ при } n = 2; 1/\Gamma_{\text{ост}}^2 = 1/\Gamma_0^2 + 2\epsilon_3 t \text{ при } n = 3.$$

где n – порядок реакции (нефть или газ $n = 1$; нефть + газ или газ + конденсат $n = 2$; нефть + газ + конденсат $n = 3$), $\Gamma_{\text{ост}}$ и Γ_0 – концентрация РОВ в текущий (для обратной задачи – современный разрез, для прямой – на заданное время) и начальный момент. Текущую скорость реакции определяем по уравнению Аррениуса, где предэкспоненциальный множитель – максимальная скорость. Энергия активации задается в виде спектра (для газа 50–200 кДж/моль, для нефти 46–210 кДж/моль). Используя одно из уравнений, характеризующих изменение концентрации УВ, находим суммарную концентрацию реакционноспособного РОВ (объема породы) к началу формирования той или иной свиты. Изменение концентрации за время накопления предыдущей свиты дает массу РОВ, затраченную на генерацию (генерационный потенциал) к началу формирования следующей толщи.

Соответственно объемы флюидационного потока, пластовой воды, суммарный объем отжатого флюида [2]:

$$W_{\text{ф}} = m \cdot n \cdot \beta_{\text{н}}/1000; w_0 = mn + m\Gamma/\bar{\rho} w = w_{\text{ф}} + w_0.$$

Текущая концентрация компонента: $C = m\Gamma(1 - e^{-\epsilon t}/W)$.

Интегральное значение генерационной продуктивности НГМТ:

$$G = m\Gamma(1 - e^{-\epsilon t}) \left[1 - \frac{m\Gamma}{2WC_0}(1 - e^{-\epsilon t}) \right].$$

При $C < C_0$ происходит выход растворенных УВ. При $C = C_0$ генерация УВ прекращается. При $C > C_0$ – продукты выносятся в свободной фазе. C_0 – предельная концентрация (растворимость) УВ в пластовой воде. В связи с отсутствием реальных данных пиролиза Rock-Eval, использованы квазиреальные, характеризующие РОВ удовлетворительного качества ($S = 2-6$ кг/т). Нефтегазогенерационный и эмиграционный потенциалы рассчитывались без учета вторичных изменений продуктов, т. е. для реакций первого порядка. Температурная кривая и графики давлений учитывают размыв в 100 метров и палеоклиматические сдвиги на дневной поверхности.

Результаты моделирования.

На рис. 1–2 для скв. Панлорская 2 (Верхнеяминский вал, Западно-Сибирская плита) приведены результаты моделирования процессов генерации и эмиграции углеводородов РОВ баженовской свиты.

По результатам работы можно сделать следующие выводы:

1) рядом авторов начальные стадии литогенеза характеризуются 80–90 %-ми потерями РОВ и продуктов распада вплоть до разложения на минеральные компоненты, что свидетельствует в пользу генерационных зависимостей;

2) выход флюидов (эмиграция) в свободной фазе происходит при концентрации УВ, больше критической, что четко отражается на графиках, а выход растворенных УВ – пока концентрация ниже критической;

3) пульсирующий характер процессов генерации и эмиграции объясняется главным образом фактором времени (временной геотермический градиент определяет скорость распада за время накопления той или иной свиты, а скорость осадконакопления в свою очередь влияет на градиент давления на данном этапе).

В целом алгоритм достаточно адекватно отвечает реальной обстановке, что позволяет применять его для решения прикладных задач – оценки нефтегазопроductивности (потенциально) материнских свит по площади и разрезу. Главное преимущество – использование данных пиролитического метода Rock-Eval, что дает возможность оперативно оценить НГМ-потенциал площади.

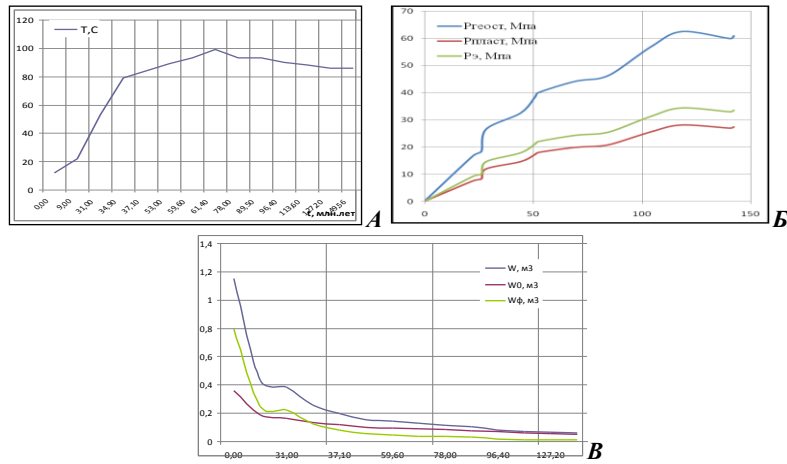


Рис. 1. Графики динамических параметров модели (А – температура; С, Б – давление, МПа; В – объем пластовых вод, м³)

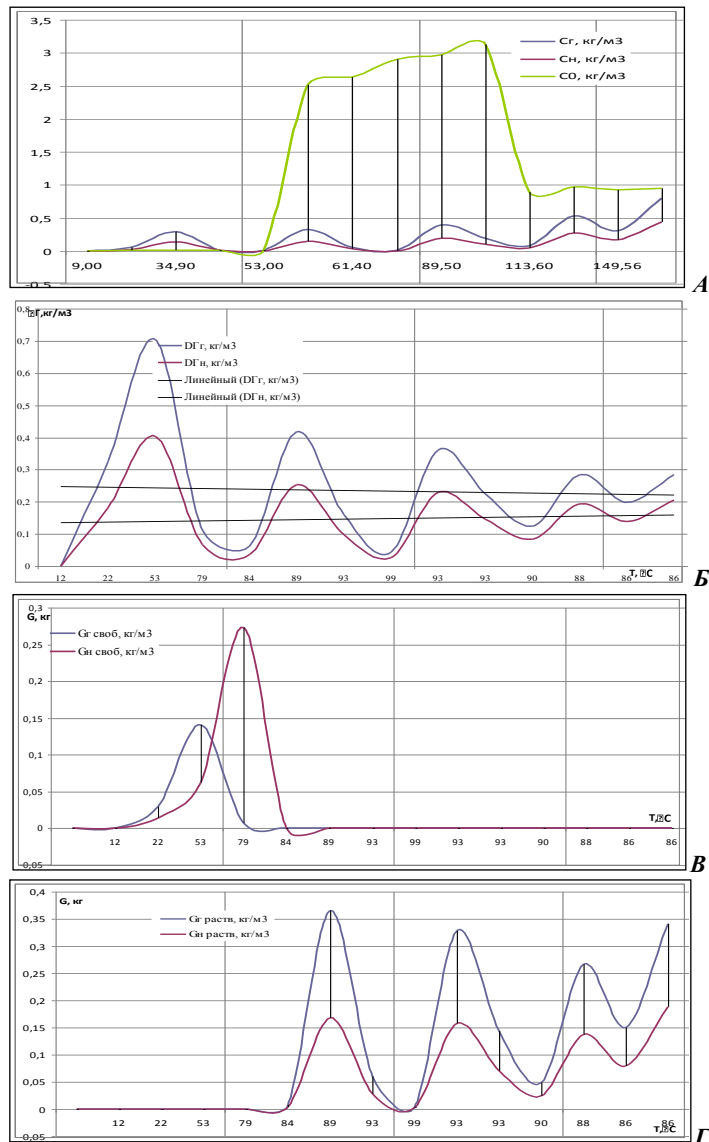


Рис. 2. Графики генерационных параметров модели (А – концентрация, кг/м³; Б – генерационный потенциал, кг/м³) и эмиграционного потенциала (В – свободной УВ-фазы, Г – растворенных в воде УВ, кг/м³)

Литература

1. Арье А.Г., Славкин В.С. О механизме нефтегазонасыщения песчаных линз // Геология нефти и газа. – М., 1995. – № 2.
2. Исаев В.И., Попов С.А., Литвинова О.Г. Оценка влияния векового хода температур земной поверхности на генерацию УВ баженовской свитой // Связь поверхностных структур земной коры с глубинами: XIV Международная конференция – Петрозаводск: Карельский НЦ РАН, 2008. – С. 236 – 239
3. Лобова Г.А. Очаги генерации тогурских нефтей центральной части Югорского свода (Западная Сибирь) // Ученые записки Казанского государственного университета. – Казань, 2008. – Т. 150. – №3. – С. 169 – 182
4. Минский Н.А. Формирование нефтеносных пород и миграция нефти. – М.: Недра, 1975. – 257 с.

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩИ СИБИРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В.А. Силайчева

Научный руководитель доцент И.А. Козлова

Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия

В настоящее время на территории Соликамской депрессии (Пермский край) актуальной является задача совместной разработки залежей углеводородов и калийных солей.

В пределах Соликамской депрессии Предуральского краевого прогиба располагается крупнейшее в мире Верхнекамское месторождение калийных солей (ВКМКС) (рис.). В нем сосредоточены около 30 % мировых запасов. Месторождение является единственной сырьевой базой калийной промышленности России.

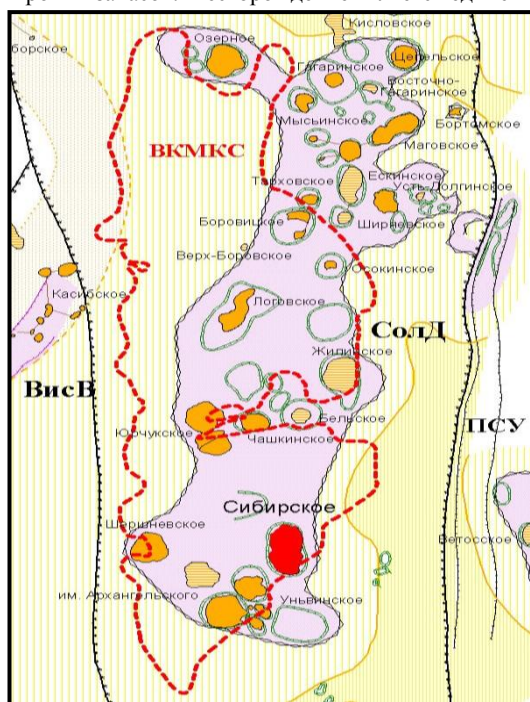


Рис. Верхнекамское месторождение калийных солей

Территориально совмещенными с ВКМКС являются 10 значительных по запасам нефтяных месторождений, расположенных ниже по разрезу, с которыми на территории края связано до 30 млн т запасов нефти.

Одним из таких месторождений является Сибирское, открытое в 1986 г. Месторождение связано с двумя поднятиями – Сибирским и Родыгинским. Основные запасы на обоих поднятиях связаны с бобриковской залежью. В связи с этим в работе будет изучен бобриковский природный резервуар.

На Родыгинской части залежи бобриковские пласты монолитны, а на Сибирском поднятии они разобщены плотными разделами и на отдельных участках имеются зоны замещения коллекторов. Литологическая невыдержанность пластов связана с выполнением песчано-алевролитовыми породами узких врезов в карбонатных турнейских отложениях.

С начала визейского века наиболее приподнятые участки барьерных органогенных построек подвергались эрозии, в процессе формирования речных систем, что и объясняет нефтеносность визейской терригенной толщи в целом и бобриковских пластов Сибирского месторождения в частности. Для решения поставленной задачи были изучены геологические (коэффициент расчленения K_p , коэффициент песчаности) и промысловые (эффективная нефтенасыщенная толщина $h_{эф.н.}$, проницаемость, дебит нефти Q_n) характеристики бобриковской залежи. Ниже в таблице представлены

средние значения геолого-промысловых параметров залежи на обоих поднятиях.

Родыгинское поднятие характеризуется монолитным залеганием пластов, коэффициент расчлененности пластов значительно ниже, чем на Сибирском поднятии, коэффициент песчаности – больше. Пласты Сибирского поднятия расчленены на пропластки. Бобриковские пласты на обоих поднятиях имеют близкие значения проницаемости и обладают существенно высокими эффективными нефтенасыщенными толщинами.

В настоящее время текущее состояние разработки соответствует принятым технологическим решениям. С другой стороны на северной части Родыгинского поднятия существует площадь отторжения запасов углеводородов, связанная с охранной зоной кондиционных запасов калийных солей. Эти запасы отнесены к категории C_2 и являются недоразведанными.

Именно эта часть месторождения нуждается в дальнейшей доразведке и требует применения новых технологий в области проектирования, бурения и разработки. Применение современных технологий строительства скважин должно осуществляться с вовлечением в разработку всех запасов на месторождении, не нарушая границ охранных зон кондиционных солей.

Таблица

Средние значения геолого-промысловых параметров залежи на обоих поднятиях

Поднятие / параметр	Сибирское	Родыгинское
Залегание пластов	расчленены на пропластки	монолит
K_p	2,7	1,2
K_n	0,65	0,75
$h_{эф.н.}, М$	8	17
Проницаемость, мкм ²	0,1	0,08

Уже более 30-ти лет кафедрой бурения ПГТУ разрабатывается и совершенствуется уникальная технология строительства скважин специальной конструкции для проводки стволов в соляных отложениях (бурение наклонных скважин с набором кривизны из подсолевой толщи с глубины 1100 м и проложением более 1500 м). Бурение на территории ВКМКС ведется в предохранительных целиках солеразведочных скважин с прохождением соляной толщи вертикальным стволом для минимизации потерь запасов калийных солей. Разработаны новые составы тампонажных растворов, обеспечивающие сохранность соляных пластов. В северной части Сибирского месторождения на бобриковском объекте существуют благоприятные горно-геологические условия для бурения горизонтальных скважин со значительным проложением ствола. В пределах этой части месторождения, за границей охранной зоны, по данным трехмерного геологического моделирования прогнозируется увеличение запасов на 61 % от стоящих на балансе. Такие скважины позволят извлечь нефть в зонах недоступных для обычного бурения. Новый тампонажный материал предохраняет надсолевою часть разреза от попадания верхних вод, цементируя зазор между обсадной трубой и стенкой скважины, так, что ни капли воды из верхних горизонтов не может просочиться к залежам каменной соли, карналлита и сильвинита. Это очень большое достижение, так как, по мнению ученых, повышенный приток рассолов стал следствием разрыва водозащитной толщи в одной из неразрабатываемых частей ВКМКС (первый рудник в г. Березники). Эта причина в течение последнего столетия привела к затоплению 80 соляных и калийных шахт в мире.

Таким образом, благодаря авторскому изобретению кафедры бурения ПГТУ возможно решить проблему разработки самого интересного в Пермском крае комплекса месторождений Соликамской депрессии. Суммарно на территории ВКМКС залегает около 30 млн т нефти. Сегодня разработка нефтяных месторождений Соликамской депрессии является фактически единственным способом увеличить нефтедобычу в Пермском крае.

Литература

1. Дополнение к технологической схеме разработки Сибирского нефтяного месторождения, - Пермь, 2005.
2. Инструкция по безопасному проведению работ по поискам, разведке и разработке залежей нефти на территории Верхнекамского месторождения калийных солей, утвержденная постановлением Федерального горного и промышленного надзора России от 25.03.98 №17 Ю. – Пермь, 1998.
3. Технологический регламент приготовления, обработки и использования полисолевого бурового раствора при строительстве нефтяных скважин на территории ВКМКС. – Пермь: ПермГТУ, 2002, 2005.

ОСОБЕННОСТИ СТРУКТУРЫ ПУСТОТНО-ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ УГЛЕВОДОРОДОВ ТЕВЛИНСКО-РУССКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

Э.Р. Ситдикова

Научный руководитель доцент В.Г. Изотов

Казанский государственный университет им. В.И. Ульянова-Ленина, г. Казань, Россия

Тевлинско-Русскинское месторождение находится в центральной части Западно-Сибирской низменности. В структурном плане месторождение приурочено к западному склону Вартовского свода. Относится к группе многоэтажных и является одним из перспективных в пределах Западно-Сибирской НГП. Наиболее перспективными горизонтами являются горизонты, связанные с молодыми отложениями сортымской свиты и с юрскими отложениями. В геологическом строении принимают участие песчано-глинистые отложения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и консолидированные породы доюрского фундамента. Доюрские образования представлены в основном эффузивными породами – зеленоватыми и вишнево-бурыми миндалекаменными диабазовыми порфиритами. По данным калий-аргонового метода возраст эффузивов определяется как триасовый. Для верхней части доюрских образований характерно присутствие коры выветривания, толщина которой не превышает нескольких десятков метров. Переходная толща – переотложенная кора выветривания представлена базальными конгломератами с прослоями косослоистых аргиллитов, каолинит-монтмориллонитового состава. Конгломераты представлены хорошо окатанными обломками вулканогенных и кремнистых пород, диабазов и диабазовых порфиритов, цементированных песчаным материалом с примесью известково-глинистого и углистого материала. Кроме переотложенной коры

выветривания также встречаются светло-серые, сильно выветренные вулканические породы и туфы. Отложения фундамента несогласно перекрываются породами осадочного чехла, представленного континентальными, морскими и прибрежно-морскими отложениями юрского, мелового, палеогенового и четвертичного возрастов. Общая мощность осадочного чехла на исследуемой территории составляет 3153–3431 м. Отложения юрского возраста представлены тремя отделами. В их составе выделяются горелая, тюменская, васюганская, георгиевская и баженовская свиты.

На тектонической карте район месторождения представлен структурами складчатого фундамента, которые образуют линейные северо-восточного простирания полосы формационных зон отличных по генезису и возрасту, расчлененные зонами раннемезозойской деструкции земной коры (рифтогенезом) также северо-восточного направления. На современной тектонической карте, составленной под редакцией В.И. Шпильмана, месторождение располагается в пределах восточной части Когалымской вершины на северо-востоке Сургутского свода Среднеобского геоблока, осложненного структурами второго порядка. На тектонической карте по мезокайнозойскому чехлу Тевлинско-Русскинская группа поднятий вместе с Когалымской образуют две структурные дуги субмеридионального направления, названных Когалымской вершиной, которая с запада и с востока ограничена такими же вытянутыми в субмеридиональном направлении отрицательными структурами, а с юга и с севера – прогибами субширотного простирания.

Для детальной литолого-минералогической характеристики особенностей пород-коллекторов был изучен керновый материал опорной скв. 126 Тевлинско-Русскинского месторождения, которая вскрыла основные продуктивные горизонты. Как свидетельствует визуальное изучение кернового материала, песчаники продуктивных горизонтов юрского нефтеносного комплекса характеризуются в пределах изученной скважины достаточно однородным и монотонным текстурным строением. Преобладающее развитие в изученных образцах кернового материала имеют массивные текстуры. Иногда проявляется неясно полосчатая структура, подчеркнутая наличием тонких (0,5–1,0 мм) горизонтальных прослоек ожелезнения, представленных гидроокислами железа в виде тонкой равномерно рассеянной вкрапленности. Участками на фоне массивной текстуры песчаников выделяются тонкие микрослойки (до 1 мм) глинистого материала. Минеральный состав обломочной составляющей песчаников полимиктовый. Обломки представлены: кварцем, ортоклазом, микроклином, плагиоклазами (олигоклаз – андезин), биотитом с различной степенью изменения, сильно измененными темноцветными минералами, обломками эффузивных пород и кварцитов различной степени перекристаллизации.

Обломки кварца обычно представлены полуокатанными, иногда угловатыми зернами с волнистым погасением и регенерационными каемками. При регенерации, сопровождающейся увеличением размеров зерен, возникают конформные, заливообразные контакты с другими зернами. В дальнейшем образуются кластеры – срастание зерен в отдельные кварцитоподобные участки. Важно отметить, что процесс кластеризации сопровождается изменением структуры песчаника, что влечет за собой изменение и фильтрационно-емкостных свойств пород. При этом увеличивается пористость и проницаемость породы. В изученных породах коллекторах юрского нефтеносного комплекса процессы кластеризации происходили на стадии диагенеза и сопровождались перераспределением цементной массы. Калиевые полевые шпаты представлены ортоклазом и микроклином. Содержание их в составе обломочной фракции составляет 30–50 %, размер зерен 0,05–0,01 мм. Зерна полевых шпатов часто более округлые, окатанные, местами корродированные. Плагиоклазы представлены зернами олигоклаза-андезина. Более высокие номера плагиоклазов (лабрадор) встречаются в подчиненном количестве. Обычно зерна мелкие, меньше по размеру, чем кварц. Зерна плагиоклазов полуокатаны, часто проявляются следы коррозии. Очень часто плагиоклазы сосюритизированы и аргиллизированы. Плагиоклазы встречаются в подчиненном количестве (не более 10 % обломочной фракции). Биотит – характерная составляющая пород-коллекторов юрского нефтяного комплекса Тевлинско-Русскинского месторождения. Встречаются чешуйки размером от десятых долей миллиметра до 1–2 мм. Обычно чешуйки подчеркивают слоистость пород, ориентированы по напластованию, часто выстилают границы слоев. Обломки других минералов (амфибол, пироксен), имеют подчиненное распространение.

По типу цементации в породах-коллекторах изучаемых скважин выделяется базальный, составляющий 40–60 % породы, пленочно-базальный – 20–40 % породы и поровый – менее 20 % породы цементы. По данным рентгено-дифрактометрических исследований глинистой составляющей цемент пород-коллекторов Тевлинско-Русскинского месторождения по скв. 126 представлен следующей группой минералов: каолинит, хлорит (чаще клинохлор), гидрослюда, которые преобладают в процентном соотношении.

В незначительных количествах развиты смешанослойные фазы типа слюда-сметит с соотношением слоев 70:30. Существенную роль в составе цемента играет кальцит, имеющий различные формы выделения. Во-первых, можно выделить тонкодисперсный кальцит, цементирующий глинистое вещество в межзерновом пространстве. Во-вторых, это отдельные микрокристаллы кальцита в тонкодисперсной цементной массе песчаников, которые образуют мелкие прожилки и линзочки. В-третьих, это крупные макровыделения кальцита размером от 0,5 до 2–3 мм, базально цементирующие участки пород от нескольких зерен до крупных выделений размером до 1–1,5 мм.

С целью изучения структуры пустотного пространства нами были проведены электронно-микроскопические исследования строения коллекторов.

Электронно-микроскопические исследования проводились на сканирующем электронном микроскопе системы XL-30. Для исследования были изучены свежие сколы образцов керна предварительно декорированные золотом (рис. а, б, в, г).

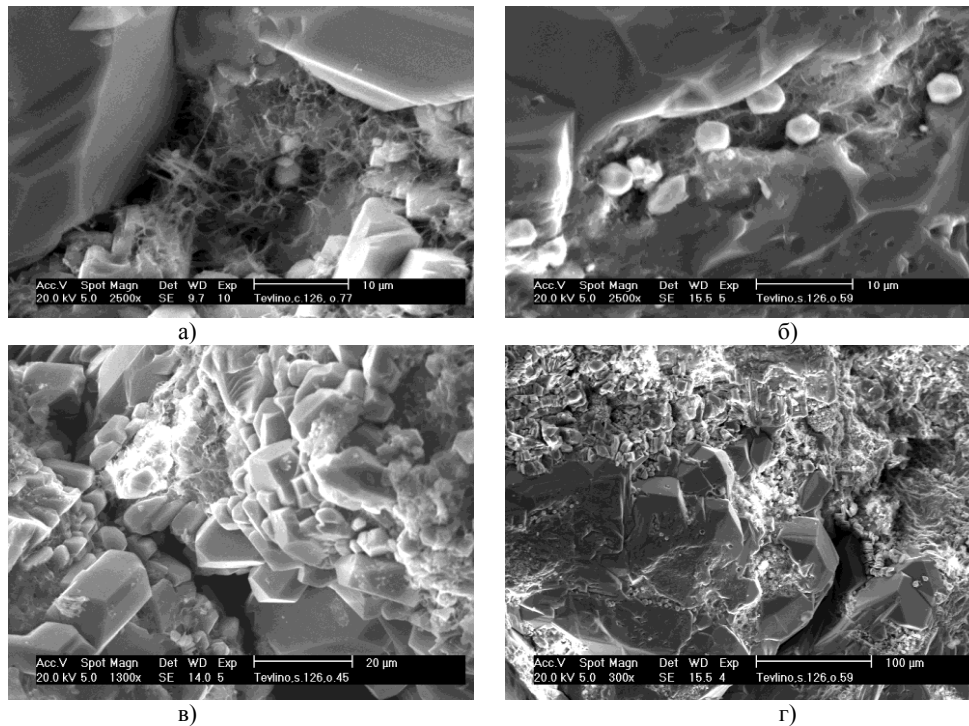


Рис. Структура пустотно-порового пространства пород-коллекторов по скв. 126 Тевлинско-Рускинского месторождения. а) – выполнение пор глинистым нано- и мезопористым цементом. Регенерация зерен кварца. Ув. 2500х, б) – особенности выполнения порового пространства вторичными минералами. Ув. 2500х, в, г) – друзовидные образования кварца в поровом пространстве. Ув. 1300х, Ув. 300х.

Проведенные исследования свидетельствуют, что межзерновое пространство этих коллекторов, заполненное карбонатно-глинистым цементом не является сплошным. Оно представляет мезопористую – нанопористую среду. Формирование нано- и мезопор пор обусловлено беспорядочной ориентировкой пластин глинистых минералов различных микроструктур.

Они представлены пластинчатыми комбинациями глинистых минералов. Общая пористость таких участков цемента достигает 50 %. При этом поры являются хорошо связанными. С учетом кластической составляющей пористость коллекторов такого типа составляет 8–12 %. Наличие такого тонкопористого цемента позволяет рассматривать изученные коллекторы как мезопористую среду.

При этом размеры пор соизмеримы с размерами молекул тяжелых углеводородов. Это позволяет рассматривать изученные коллекторы как молекулярные сита, фильтрующие легкие углеводородные фракции, и аккумулирующие тяжелые углеводороды нефтяного ряда.

ВЛИЯНИЕ АУТИГЕННОГО МИНЕРАЛООБРАЗОВАНИЯ НА ЕМКОСТНО-ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА ПОРОД НА ПРИМЕРЕ НИЖНЕТАБАГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

К.Ю. Смирнова¹, В.В. Рубанов²

Научный руководитель доцент Н.М. Недолирко²

¹*Сибирский научно-исследовательский институт геологии геофизики и минерального сырья, г. Томск, Россия*

²*Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Влияние аутигенного минералообразования на емкостно-фильтрационные характеристики терригенных сред рассмотрено нами на примере газонасыщенных песчаников Нижнетабаганского месторождения. Газонасыщенные песчаники скв. 8 на Нижнетабаганском месторождении вскрыты в интервале глубин 2576,0–2592,0 м. По данным испытаний интервалов 2575,0–2585,0 м и 2585,0–2590,0 м получен приток газа. Породы представлены светло-серыми мелко-среднезернистыми разностями с однородной, редко слабо слоистой текстурой и обильными включениями диагенетического пирита.

Пористость песчаников составляет 13,7–19,1 %, проницаемость варьирует в пределах 1,7–190,1·10³ мкм², плотность изменяется от 2,01 до 2,28 г/см³, карбонатность измеряется первыми процентами, а остаточная водонасыщенность пород составляет 2–34,1 %. Под микроскопом отмечается довольно равномерное распределение обломочного матрикса, составляющего 82–92 % от площади шлифа и имеющего довольно хорошую сортировку (So = 2,0). Обломочный материал имеет выдержанный состав из кварца –56 %, полевых

шпатов – 30 %, обломков пород разного происхождения – 14 %. Размер обломков также относительно постоянен и слабо варьирует в пределах 0,5–0,08 мм, при преобладании фракции размером 0,1–0,25 мм. Скважиной 10 продуктивный газоносный интервал вскрыт на глубине 2575,0–2599,1 м.

Породы представлены песчаниками мелкозернистыми, реже среднезернистыми. По своим коллекторским свойствам интервал довольно однообразен. Емкостно-фильтрационные характеристики песчаников отличаются слабо меняющейся в пределах 13,8–16,4 % пористостью и низкой проницаемостью. Последняя измеряется от 0 до $3,3 \cdot 10^{-3}$ мкм², и лишь в отдельных разностях поднимается до $23,5 \cdot 10^{-3}$ мкм². Водонасыщенность пород довольно низкая и измеряется 22,5–38,5 %. Основным цементирующим обломки материалом является гидрослюдисто-глинистый цемент. Содержание его достигает 4,1–12,4 % при общем количестве цементирующей массы 10,8–23,1 %. Другими минеральными компонентами цемента в порядке убывания по среднему содержанию в пласте являются каолинит (3,6 %), лейкоксен (1,4 %), регенерационный кварц (1,1 %), пирит и гидрослюды (по 1 %). Остальные минералы (сидерит, хлорит) либо содержатся в незначительных количествах (доли %), либо (кальцит) встречаются в разрезе только в отдельных прослоях, образуя базально-пойкилитовый цемент.

Таблица

Коэффициенты корреляции между содержанием аутигенных минералов и емкостно-фильтрационными свойствами пород пласта Ю₁¹ Нижнетабганского месторождения

Минералы/параметры	Пористость, %	Проницаемость, $K > 10^3$ мкм ²	Плотность, г/см	Карбонатность, %	Водонасыщенность, %
Скважина 8					
Каолинит	0,65	0,73	-0,75	-0,23	-0,79
Кальцит	-0,33	-0,10	0,28	0,90	0,10
Пирит	-0,43	-0,17	0,25	0,56	0,09
Лейкоксен	-0,22	-0,21	0,20	0,27	0,24
Глинистый цемент	-0,54	-0,50	0,51	0,28	0,73
Гидрослюда	-0,41	-0,31	0,26	-0,11	0,35
Регенерационный кварц	0,19	0,40	-0,31	0,56	0,09
Сумма аутигенных минералов	-0,35	0,04	0,15	0,63	0,08
Скважина 10					
Пирит	-0,55	-0,32	0,77	-0,30	0,04
Лейкоксен	-0,70	-0,54	0,86	-0,09	0,57
Кальцит	0,06	-0,10	-0,04	1,00	-0,29
Гидрослюда	-0,05	-0,33	0,40	-0,10	0,43
Каолинит	0,54	0,30	-0,48	-0,66	-0,15
Регенерационный кварц	-0,10	-0,13	0,21	0,83	0,15
Глинистый цемент	-0,59	-0,62	0,74	-0,40	0,65
Сумма аутигенных минералов	-0,56	-0,68	-0,53	-0,07	-0,27

Особенности распределения и минеральные ассоциации аналогичны таковым в песчаниках скв. 8: каолинит выполняет поровое пространство, образован за счет перекристаллизации первичного глинистого цемента; лейкоксен и пирит присутствуют в виде разрозненных зерен; гидрослюды образуют пленки вокруг обломков или ориентированные листочки; сидерит встречается в виде сыпи и пелитоморфных агрегатов. Распределение аутигенных минералов в песчаниках и изменение их емкостно-фильтрационных свойств по разрезу определяется, прежде всего, содержанием гидрослюдисто-глинистой составляющей и каолинита, причем с первым компонентом наблюдается синхронизация изменения. Отнесение гидрослюдисто-глинистого цемента к разряду аутигенных новообразований мы считаем вполне корректным, так как первичная цементирующая масса глинистого состава за время преобразования породы также не оставалась неизменной и претерпела преобразования, выразившиеся в гидрослюдизации и раскристаллизации. Плавный характер изменения емкостно-фильтрационных характеристик коллектора нарушается в двух случаях: либо при увеличении содержания каолинита, либо при увеличении содержания кальцита. Для определения влияния на изменение коллекторских свойств того или иного минерала из числа цементирующих в рассмотренных песчаных породах был проведен корреляционный анализ, результаты которого отражены в таблице. Из таблицы следует, что на улучшение пористости песчаников из обеих скважин, наиболее существенное влияние оказывает только количество каолинита, и с увеличением его доли в цементе это влияние усиливается, что особенно характерно для песчаников с повышенным гранулометрическим составом.

Ведь, как правило, наиболее крупнозернистые разности и обладают повышенными коллекторскими свойствами. Кроме того, примечательным является и тот факт, что с большей зернистостью пород связаны не

только конфигурация и размеры порового пространства, но и наблюдается более высокая степень раскристаллизации каолинита с образованием равномерно кристаллических и вермикулитоподобных агрегатов, в которых сохраняется зачастую свободное поровое пространство в виде щелевидных и интерстициальных промежутков.

Процессы преобразования пород при поступлении нефти в коллектор также способствуют структурному преобразованию каолинита в поровом пространстве, увеличивая степень кристалличности минерала [1]. Рост количества таких вторичных минералов цемента как лейкоксен и глинистые минералы (скв. 10) и суммы всех аутигенных минералов влечет за собой уменьшение пористости в газонасыщенных породах. При сопоставлении коэффициентов корреляции между проницаемостью и количеством аутигенных минералов отчетливо проявляется устойчивая значимая положительная корреляционная связь значения проницаемости от количества каолинита в случае его преобладания среди вторичных минералов (скв. 8). Причем, чем выше степень кристалличности и равномернее распределение каолинита, тем выше корреляционные связи между содержанием каолинита в породе и проницаемостью пород.

Гидрослюдисто-глинистый цемент и сумма вторичных минералов оказывают на проницаемость однозначно отрицательное влияние, которое усиливается с ростом количества глинистых минералов в цементе. Плотность также существенно зависит от распределения и состава обломочной и аутигенной составляющей пород. Увеличение доли пирита, сидерита, кальцита, глинистого цемента ведет к повышению объемной плотности песчаников. Сумма аутигенных минералов для газонасыщенных пород не является надежным показателем роста плотности пород. В изученных песчаниках наблюдается практически стопроцентная зависимость карбонатности пород от количества кальцита и достаточно сильная от регенерационного кварца. В то же время карбонатизированные песчаники не содержат каолинита (отрицательная корреляция между этими параметрами (скв. 10)). Остаточная водонасыщенность пород зависит от способности минералов удерживать связанную воду. Такой способностью обладают глинизированные полевые шпаты, обломки глинистых пород, гидрослюдисто-глинистый цемент, кристификационный хлоритовый цемент и др. Как видно из таблицы, практически все из рассмотренных вторичных минералов (за исключением каолинита и кальцита – скв. 10) характеризуются положительной связью с остаточной водонасыщенностью. Порог значимости при этом преодолевают глинистые минералы цемента и лейкоксен. Отрицательная корреляционная зависимость установлена только с каолинитом (скв. 8).

Таким образом, однозначным утверждением для рассмотренных пород можно считать то, что вне зависимости от состава аутигенных ассоциаций, увеличение гидрослюдисто-глинистого цемента и суммарного содержания цементирующего материала пород при поровом типе цементации ведет к ухудшению их емкостно-фильтрационных характеристик, а возрастание доли каолинита, наоборот, улучшает эти характеристики. Как показали исследования, на формирование коллекторских свойств пород, кроме седиментогенных факторов и последующего уплотнения пород, оказывает широкое воздействие и возникновение новообразованных минералов на всех стадиях существования породы. Причем различия обусловлены не только наличием и количеством цементирующего материала, но и соотношениями отдельных минеральных компонентов, равномерностью распределения аутигенных минералов, структурными особенностями и многими другими факторами.

Работа выполнена при поддержке гранта Российского фонда фундаментальных исследований № 08 – 05 – 00529.

Литература

1. Лебедев Б.А. Геохимия эпигенетических изменений. - М.: Недра, 1992. – 126 с.

ПРИМЕНЕНИЕ МИКРОСКОПИЧЕСКОГО ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ДЛЯ РЕКОНСТРУКЦИИ УСЛОВИЙ ОБРАЗОВАНИЯ ПЕСЧАНЫХ ОСАДКОВ ЮГО-ВОСТОКА НЮРОЛЬСКОГО ОСАДОЧНОГО БАСЕЙНА (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

И.Е. Сорокоумова

Научный руководитель доцент Н.М. Неодоливко
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Целью исследования являлось изучение возможностей применения результатов микроскопического гранулометрического анализа для фацальной диагностики терригенных отложений. При изучении обломочных пород как для теоретических выводов, стратиграфических, палеогеографических и иных, так и для определения породы и ее свойств решающее значение имеет точное знание величины слагающих ее обломков. Для их определения применяются многочисленные методы гранулометрического анализа. В качестве основного метода исследования для сцементированных пород рекомендуют проведение микроскопического анализа в шлифах [1]. Именно этот метод был взят за основу, т.к. проведение гранулометрического анализа весовым методом требует дезинтеграции образцов горных пород, в то время как в плотных сцементированных породах, залегающих на больших глубинах, сложно отделить цемент от обломков. Кроме того, дезинтеграция образцов, как правило, сопровождается разрушением самих обломочных частиц.

При исследованиях использовались модульный микроскоп OLYMPUS модель CX41 и программное обеспечение анализа изображений Image Scope Color (версия S). Анализ проводился путем замеров микроскопической линейкой длинных осей зерен. Процент содержания обломков гранулометрических фракций рассчитывался исходя из общей линейной длины измерений (принимаемой за 100 %) и суммарной линейной

длины всех измерений в каждом интервале фракции. Количество проведенных измерений на 1 шлиф составляло 200 зерен. По полученным данным устанавливался набор статистических параметров, по которым в дальнейшем строились кумулятивные кривые, определялся средний и максимальный размеры зерен, коэффициент их сортировки. Полученные параметры использовались для определения фациальной принадлежности пород.

В качестве объекта исследования были выбраны юрские отложения юго-востока Нюрольской впадины, вскрытые бурением на Арчинской, Южно-Табаганской и Широкой площадях. Глубина отбора образцов составляла на Арчинской площади – 2636-2649 м (образцы отбирались из толщ прибрежно-морского происхождения) и 2700-3069 м (из континентальных толщ), на Широкой – 2912-3046 м (из континентальных толщ), на Южно-Табаганской – 2986-3031 м (из континентальных толщ). Предварительная оценка их фациальной принадлежности была проведена сотрудниками лаборатории литологии ТПУ.

Породы представлены аркозо-граувакковыми плотно сцементированными песчаниками и алевролитами с полиминеральным цементом (преимущественно глинистого каолинит-хлорит-гидрослюдистого состава, иногда с примесью кальцита и сидерита).

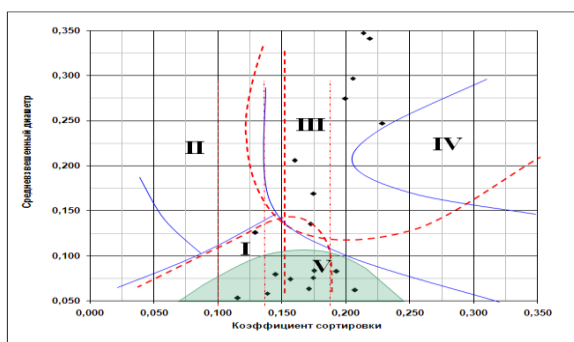


Рис. Положение фигуративных точек на динамометрической диаграмме Л.Б. Рухина [1]

Фациальная диагностика пород или их генетическая принадлежность к определенному типу фаций устанавливалась по динамометрической диаграмме, предложенной Л. Б. Рухиным. По оси X откладывались коэффициенты сортировки, по оси Y – средневзвешенный диаметр (рис.) [1].

Оказалось, что большинство точек сосредоточены в поле III – поле песчаных осадков, отложенных текучими водами. В поле попали образцы, предварительная оценка фациальной принадлежности которых соответствовала русловым пескам. Разброс фигуративных точек в поле III обусловлен различной скоростью потока и, как следствие, вариациями в широких пределах среднего размера осадков. Незначительная часть точек оказалась в поле I – поле песков, отложенных в

неподвижной или ламинарно-движущейся воде, характеризующихся малыми значениями средневзвешенного диаметра и коэффициента сортировки. В этом поле расположились образцы пород, формирование которых отвечает осадкам пойменных участков рек. Поля II и IV соответственно поле песков, осаждаемых при колебательных турбулентных движениях воды в прибрежных частях водных бассейнов, и поле эоловых песков оказались незаполненными. Вместе с тем много точек попало в поле V – поле недоверенности. Сюда попали породы с низкими значениями средних размеров. В связи с этим напрашивается вывод, что применение гранулометрического анализа терригенных пород в шлифах с одной стороны, дает определенные результаты, которые можно использовать при фациальной диагностике отложений. С другой стороны, требуется дополнительное изучение вопроса: изменение способа измерения зерен (по короткой оси, по среднему арифметическому измерений длинной и короткой осей), введение поправок на случайный срез, применение других способов интерпретации полученных результатов (график асимметрия–эксцесс, Дугласа и др.). Разработка новых методических подходов и их вариативность значительно повысят результаты по оценке возможного применения гранулометрического анализа пород в шлифах.

Работа выполнена при поддержке гранта Российского фонда фундаментальных исследований № 08 – 05 – 00529.

Литература

1. Шванов В.Н. Песчаные породы и методы их изучения. – Л.: Недра, 1969. – С. 68 – 105.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ КАК СОСТАВНАЯ ЧАСТЬ КОМПЛЕКСА ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ВЫЯВЛЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТЕРРИТОРИЙ НА НЕФТЬ И ГАЗ (НА ПРИМЕРЕ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ)

К.А. Средняяков

Научный руководитель старший преподаватель А.А. Жильцова
Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия

Современную нефтегазовую геологию невозможно представить без комплексного подхода к изучению недр (хорошо изученных и перспективных нефтегазовых провинций). Основными методами изучения недр и разведки месторождений полезных ископаемых служат: геологические, геофизические (гравиразведка, сейсморазведка, магниторазведка и т.д.), палеонтологические, гидрогеологические и геохимические исследования. Геолого-геофизический комплекс работ (сейсморазведка, магниторазведка, гравиразведка и бурение) имеет доказанную многолетней практикой эффективность, вследствие чего является ведущим комплексом при изучении и выявлении перспективных на нефть и газ территорий. В последнее время в качестве прямых методов при поиске нефтяных и газовых месторождений используются и геохимические методы,

которые рассматриваются как составная часть комплекса поисково-разведочных работ на нефть и газ на любых территориях и используются на любых этапах и стадиях.

В настоящее время эти методы используются для решения самых различных задач нефтегазовой геологии, в частности: для изучения условий и источников генерации нефти и газа, и формирования залежей УВ; установления генетических связей между нефтями в залежах и материнскими породами; при региональном, зональном и локальном прогнозе нефтеносности и газоносности; прогнозе фазового состояния УВ; при оценке потенциальных ресурсов нефти и газа; подготовке локальных площадей для поисково-разведочного бурения; для выявления продуктивных горизонтов и прогноза типа УВ скоплений в разрезе скважин; для характеристики состава и качества нефтей, конденсатов и газов и их попутных ценных компонентов в залежах УВ [4].

Геохимические поиски нефти и газа включают целый ряд методов, отличающихся:

- по виду объекта исследований – снежный покров, воды (поверхностные, приповерхностные и пластовые), породы (поверхностные, приповерхностные и залегающие на разной глубине от поверхности земли) и газы атмосферы и литосферы;
- по определяемым геохимическим параметрам – содержание и состав сорбированных УВ; содержание характерных вторичных минералов; содержание некоторых макро- и микроэлементов; присутствие и количество специфических микроорганизмов, способных ассимилировать углеводороды; величины окислительно-восстановительного потенциала и показателя концентрации водородных ионов и др.

Возможности современных геохимических методов исследований очень широки:

- возможность достоверного прогноза перспектив нефтегазоносности крупных территорий;
- возможность разработки количественных методов прогноза нефтегазоносности;
- возможность оценки перспектив нефтеносности и газоносности нефтегазоносных бассейнов.

Основной комплекс геолого-геофизических методов поиска нефти и газа решает комплекс задач поисков только структур с прогнозной нефтегазоносностью. Тогда как геохимические исследования позволяют выявлять не структурные ловушки, а скопления (месторождения) нефти и газа.

По классу решаемых задач геохимические исследования подразделяются на следующие группы:

1. Геохимические методы прогноза вероятной нефтегазоносности региональных и локальных элементов, нефтегеологического районирования (методы диагностики и выделения нефте- и газообразующих отложений, оценки нефте- и газообразования в них, включая определение палеообстановок осадконакопления и глубин максимальных палеопогружений, решение генетических задач нефтегазообразования; методы выявления условий первичной и вторичной миграции УВ, условий аккумуляции и сохранения их в ловушках, количественного прогноза нефтегазоносности, в частности объёмно-генетический метод и т.д.).

2. Геохимические методы поисков месторождений нефти и газа, вошедшие в литературу под названием «прямых геохимических поисков», имеющих своей целью оценку продуктивности конкретных структур или площадей. Они включают различные виды геохимических съёмок и геохимический (в том числе и пиролитический) каротаж.

3. Геохимические методы выявления продуктивных пластов в поисково-разведочных скважинах (преимущественно методы газового каротажа и битуминологические) [3].

Современные геохимические методы исследования на территории центральной части Западной Сибири в основном представлены теми же методами, которые используют для поиска и разведка нефтяных и газовых месторождений на территории большинства нефтегазоносных провинций России. Но всё же геохимические методы на этой территории имеют отличительные черты, которые необходимо учитывать. К этим чертам можно отнести: нефтяную и газовую направленность исследований, особенности геологического строения (Западная Сибирь – молодая платформа с гетерогенным фундаментом и мощным осадочным чехлом с высоким содержанием органического вещества), а также климат (большинство публикаций посвящены геохимическим методам на основе снеговой съёмки взамен традиционной методики), рельеф, инфраструктура и т.д.

Одним из направлений геохимических поисков нефти и газа в центральной части Западно-Сибирской плиты является изучение пространственной изменчивости полей концентраций УВ в приповерхностном слое осадочного разреза. Научной основой данных геохимических исследований является теория геохимического поля нефтегазовых месторождений. Основой комплексирования геохимических методов с прямыми геофизическими, геологическими, аэрокосмическими и др. исследованиями служит парагенезис субвертикальных зонально-кольцеобразных геофизических, геохимических и биогеохимических полей в осадочном чехле над нефтегазовыми залежами. Это обусловлено длительным воздействием флюидов, в том числе углеводородсодержащих, на горные породы, на пути их миграции.

Такие исследования проводились на Восточно-Панлорской площади на стыке Ханты-Мансийского и Сургутского районов и на Центрально-Кустовом участке, расположенном в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.

На Восточно-Панлорской нефтегазовой площади по результатам исследований установлено что, положительную корреляцию с замкнутыми локальными поднятиями имеют аномальные зоны концентраций фенантроновых УВ. Контрастная и достаточно четкая «кольцевая» аномалия трассирует водонефтяной контакт вероятных залежей, приуроченных к восточной и центральной частям Ненсьюганской структуры. На Центрально-Кустовом нефтяном участке по результатам исследований выделены три перспективных участка, два из которых разбурены поисковыми и разведочными скважинами. Для третьего – прогнозного участка – предложен разрез возможной ловушки (залежи) [1].

Помимо стандартных геохимических исследований, проводимых по шламу сейсмозрывных скважин в южной части Медвежьей площади, были выполнены работы по отбору проб подпочвенного воздуха на сорбенте. В основе этого газогеохимического метода исследования лежит принцип использования высокоэффективного комбинированного сорбента, который позволяет накапливать практически весь спектр УВ соединений, находящихся в подпочвенном воздухе [2].

В результате обзора геохимических исследований в центральной части Западно-Сибирской плиты можно выявить основные закономерности их проведения:

Постановка новых геохимических работ и выбор методов основан на ранее проведенных геолого-геофизических изысканиях. Проводятся для выявления новых малоразмерных объектов на изученных площадях и месторождениях.

Геохимические исследования в настоящее время рассматриваются как составная часть комплекса поисково-разведочных работ на нефть и газ на любых территориях и используются на любых этапах и стадиях.

Нефтяная и газовая направленность геохимических исследований, с учётом особенности геологического строения, климата, рельефа, инфраструктуры и др. изучаемой территории.

Методики проведения геохимических исследований на территории Западной Сибири основаны на изучении пространственной изменчивости полей концентраций УВ в приповерхностном слое осадочного разреза.

Геохимическая съемка по снежному покрову может успешно применяться для оценки перспектив нефтегазоносности недр, а при поисках месторождений с относительно небольшими запасами и залежей неструктурного типа может оказаться незаменимой.

Положительный экономический эффект при применении технологии достигается за счет оптимизации необходимых объемов сейсмических работ. Дополнительные затраты на выполнение геохимической съемки незначительны, так как стоимость геохимических методов меньше в десятки раз по сравнению со стоимостью сейсморазведки.

А также снижается риск бурения непродуктивных скважин. Анализ эффективности геохимических работ показывает, что отрицательные заключения о перспективности локальных объектов подтверждаются на 100 %, положительные – на 80–95 %.

По результатам проведения научной работы выявлены перспективы развития и актуальность использования геохимических исследований. Так для эффективного использования наземных геохимических исследований при геологоразведочных работах на поиски и разведку месторождений нефти и газа их необходимо проводить в комплексе с сейсморазведкой и бурением.

На не изученных бурением территориях при выявлении перспективных ловушек по сейсморазведочным данным необходима постановка ориентационных поверхностных геохимических исследований.

Бурение целесообразно проводить на участках, где достоверно выявлены углеводородные аномалии, подтверждающие перспективность ловушек, подготовленных сейсморазведкой.

В дальнейшем при необходимости объем геохимических исследований может быть расширен как в отношении объектов исследований (почвы, породы, воды, газы, воздух и т.д.), так и в отношении определяемых геохимических параметров (содержание химических элементов, содержание вторичных минералов, микробиологические параметры, показатели состава вод и содержание в водах УВ и др.).

Литература

1. Исаев В.И., Жильцова А.А. Геохимическое прогнозирование залежей в районе нефтедобычи // *Материалы Международной научно-практической конференции*. – Казань: Изд-во «Фэн», 2008. – С. 212 – 215.
2. Нефтегазопроисковые геохимические исследования на территории Западно-Юбилейной площади / В.Л. Бондарев, М.Ю. Миротворский, Г.И. Облеков, Р.М. Шайдуллин, В.Т. Гудзенко. // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. – М., 2006. – №1. – С. 38 – 64.
3. Серебренникова О.В. Геохимические методы при поиске и разведке месторождений нефти и газа: Учебное пособие. – Томск: Издательство ТПУ, 2004. – 144 с.
4. Справочник по геохимии нефти и газа. – СПб.: ОАО Издательство «Недра», 1998. – 576 с.

ИЗУЧЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИИ НИЖНЕПЕРМСКИХ ФЛЮИДОВ В СВЯЗИ С НЕГАТИВНЫМ ВЛИЯНИЕМ НА КОНСТРУКЦИЮ СКВАЖИН

Р.Р. Сурмашев

Научный руководитель профессор Б.В. Успенский

Казанский государственный университет им. В.И. Ульянова-Ленина, г. Казань, Россия

Сегодня на Ромашкинском месторождении есть серьезная проблема: резко увеличилось число скважин, выходящих из эксплуатации по техническим причинам. Основной причиной этого является нарушение герметичности цементного камня и, как следствие, коррозия эксплуатационных колонн, вплоть до появления сквозных отверстий. За состоянием герметичности следят промысловики с помощью методов термометрии и гамма-каротажа. Такие исследования эксплуатационных колонн обеспечивают сокращение непроизводительной закачки и предотвращают отрицательные техногенные нагрузки на окружающую среду. Аномалии могут говорить о наличии нарушения в соседней скважине.

При существующем техническом состоянии большей части скважин (недоподъём цементного камня за обсадной колонной до устья) и условиях эксплуатации (отсутствие надежных пакеров и активных методов

защиты колонн, применение интенсивных систем разработки, длительная работа в агрессивной среде) практически невозможно обеспечить проектный срок службы скважин в течение всего периода разработки месторождения. Это усугубилось тем, что на начальном этапе разбуривания месторождения не уделялось достаточного внимания вопросам конструкции скважин и подъема цементного раствора до башмака кондуктора. В то время применялась, в основном, упрощенная конструкция скважин: кондуктор спускался до кровли артинского горизонта без подъема цемента до раствора, эксплуатационная колонна цементировалась только исходя из условий перекрытия продуктивных горизонтов. Причиной высокой скорости коррозионного разрушения обсадных колонн является агрессивность пластовых вод разреза. Средняя скорость наружной коррозии металла колонны находится в пределах 0,8–1,2 мм/год. Она происходит в случае отсутствия цементного камня за колонной, а в объединении «Татнефть» в половине пробуренных скважин цементный раствор за колонной не поднят до глубины и 800 м от устья.

Наибольшую – двустороннюю – нагрузку испытывают нагнетательные скважины. Внутренняя коррозия в движущемся потоке пресных вод составляет 0,1–0,3 мм/год, а скорость коррозии в сточных водах в зависимости от скорости потока увеличивается до 0,5–1,5 мм/год. Следовательно, общая величина наружной и внутренней коррозии в нагнетательных скважинах составляет 0,9–1,5 мм/год при закачке пресных и 1,3–2,7 мм/год при закачке сточных вод.

Положение усугубляется ещё и тем, что в настоящее время под закачку воды осваиваются добывающие скважины, проработавшие несколько лет и по своей конструкции не приспособленные для закачки воды. Надо учитывать и недобросовестность буровиков – при КРС часто всплывает несоответствие конструкций скважин с технологическими решениями по интенсификации разработки, отсутствие или недоподъём цемента за колоннами.

Одним из методов определения целостности эксплуатационной колонны является исследование на герметичность методом термометрии и гамма-каротажа. Эти исследования являются плановыми. Основной целью всей проведенной работы было построение карты распространения термических аномалий. Она позволит заблаговременно заложить соответствующую конструкцию новой скважины (в случае, если она попадает в зону температурных аномалий в нижнепермских отложениях), либо предложить ремонтные работы по подъёму уровня цемента до устья скважины.

Была выбрана территория изучения на границе Альметьевской и Северо-Альметьевской площадей, просмотрены каротажные пакеты скважин, заложенных на данной территории. Отобраны нагнетательные скважины, были проведены исследования на герметичность эксплуатационной колонны и выявлены какие-либо термические аномалии в интервале 100–300 м.

По полученным данным и с помощью карты расположения устьев скважин построена карта распространения аномалий (рис.). Судя по карте, аномальная зона фильтрации флюидов находится на водоразделе рек, точно в центральной зоне. По тому же принципу можно предположить расположение других зон фильтрации воды в нижнепермских отложениях. Для определения достоверности такого предположения необходимо изучить скважины, которые попали в возможно аномальные зоны. И если это допущение окажется верным, появится возможность заранее предлагать новую конструкцию скважин, попадающих в эти зоны фильтрации.



Рис. Схема распространения температурных аномалий

А по старому фонду можно предложить определённые мероприятия до аварии на скважинах, т.е. появляется возможность экономить. Однако встаёт вопрос о целесообразности ремонтных работ. Ремонтные

работы по восстановлению герметичности эксплуатационных колонн очень трудоёмки, малоэффективны и требуют значительных материальных затрат.

Средние расчетные сроки «безаварийной» эксплуатации обсадных колонн составляют 30–35 лет, в зависимости от категории и флюида, поэтому необходимы технико-экономические расчеты. Надо учитывать, что, во-первых, отремонтированная скважина не восстанавливает первоначальное техническое состояние; во-вторых, часть скважин по техническим причинам вообще невозможно отремонтировать. По самым пессимистичным взглядам эксплуатировать Ромашкинское месторождение мы будем ещё около 30 лет. Таким образом, общий срок эксплуатации некоторых скважин подберётся вплотную к 100 годам. Т. е. на жизнь одной скважины придётся по несколько ремонтов. Соответственно на определенном этапе придется решать, что лучше: бурить новую скважину или отремонтировать старую. Если будет выбрано бурение новых скважин в зоне фильтрации, то, как вариант новой конструкции, можно предложить полную цементацию и кондуктора, и обсадной колонны вплоть до устья. Сэкономить можно, если применить ступенчатое цементирование, цемент с самыми лучшими свойствами, соответственно самый дорогой, закачивать напротив нижнепермских отложений. Другой вариант: использование дополнительной изолирующей колонны с цементацией на интервале фильтрации. В случае выбора ремонта скважин самым действенным и единственным методом будет являться подъём уровня цемента над обсадной колонной до устья, либо в степени достаточной для перекрытия зоны фильтрования.

К другим мероприятиям по увеличению срока службы пробуренных скважин относятся:

- внедрение катодной защиты для предупреждения наружной коррозии обсадных колонн;
- внедрение мероприятий, исключающих внутреннюю коррозию обсадных колонн;
- проведение лабораторного анализа цементного камня и его свойств.

Проведя все вышеуказанные работы и построения можно прийти к выводу, что основным направлением деятельности НГДУ должно быть сохранение и улучшение состояния скважин, находящихся в активном фонде. Это тем актуальнее, чем больше возрастает процент скважин, ожидающих ремонта по причине нарушения герметичности. Кроме того необходимо провести более крупномасштабные исследования. Эти работы не должны ограничиваться энтузиазмом геологов одного управления, а стать общей идеей для всего ОАО «Татнефть». Следует провести ряд исследований на территории всех площадей Ромашкинского месторождения с целью определения закономерностей в распределении аномалий по территории юго-востока Республики Татарстан, надо обратиться к работам геологов других регионов и других стран, воспользоваться новыми технологиями геофизических исследований.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭЛЕКТРОМЕТРИИ СКВАЖИН ДЛЯ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ПРИМЕРЕ СЕВЕРО-КАЛИНОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

П.В. Тен

**Научный руководитель доцент Т.Г. Тен
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

В настоящее время высокий уровень развития и многообразие методов промышленной геофизики обеспечивают получение всех необходимых параметров для проведения подсчета запасов нефти и газа, корректировки процессов бурения скважин, изучения и корреляции вскрываемых разрезов. Применение промышленной геофизики для установления условий осадконакопления и проведения палеогеографических реконструкций приобретает все большее значение в связи с тем, что ограниченный вынос керна не обеспечивает проведение детальных литологических исследований, что в свою очередь затрудняет прогнозирование расположения литологических ловушек нефти и газа. Комплексное использование данных литологии, промышленной и полевой геофизики позволяет решать целый комплекс вопросов, связанных с выявлением условий формирования, строения и размещения ловушек литологического типа. Наиболее информативными промышленно-геофизическими методами для получения литологической информации являются методы самопроизвольной поляризации (ПС) и естественной гамма-активности (ГК). Доказано наличие связей геофизических параметров с вещественным составом пород, их структурно-текстурными особенностями, емкостно-фильтрационными свойствами и, как следствие, генезисом пород. При определении генезиса отложений Калинового и Северо-Калинового месторождений (Томская область) по электрометрическим моделям фаций использовалась методика, предложенная В.С. Муромцевым [3].


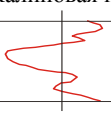
Выделение слоев различного литологического состава по материалам ГИС базируется на выявлении связи физических свойств с их составом и отражением на различного рода каротажных диаграммах (существует зависимость характера кривых ПС от гранулометрического состава пород). Таким образом, кривая ПС отражает изменение литологического состава определенной толщи и, как следствие, палеогидродинамического уровня среды седиментации. Седиментологические модели фаций (табл.) послужили основой для определения электрометрических моделей фаций, которые представляют собой отрезки кривой ПС, отражающие литофизические свойства пород. Содержащаяся в электрометрических моделях информация позволяет строить литолого-фациальные и палеогеографические карты. Использование электрометрических моделей также позволяет быстро устанавливать все необходимые особенности строения и изменения песчаных пластов-коллекторов и глинистых пород-флюидоупоров.

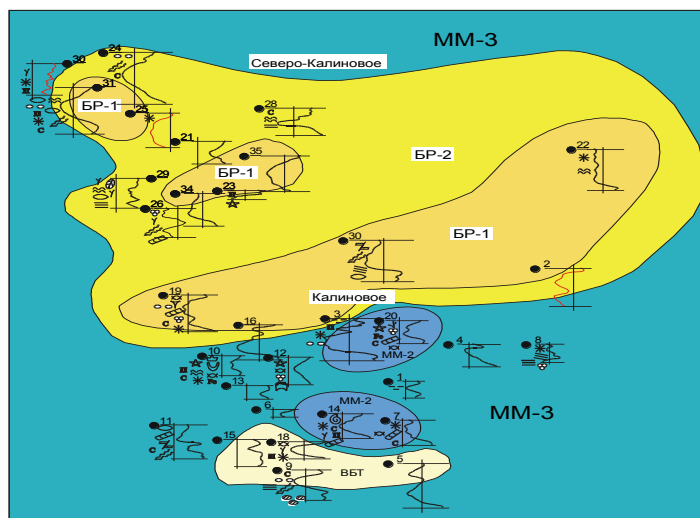
Для построения фациальных карт использовалась информация, позволяющая реконструировать обстановку осадконакопления определенного стратиграфического отрезка (в данном случае – циклита Ю₁²), электрометрические модели разрезов, текстурные особенности отложений, наличие и характер флоры и фауны, аутигенных минералов и конкреций. Предложенный метод обеспечивает такую детальность построенных карт, которую невозможно получить при изучении ограниченного количества керна.

Ранее установлено, что нефтегазоносность Северо-Калинового газоконденсатного месторождения связана с песчаными пластами надугольной толщи верхневасюганской подсистемы.

Таблица

Обстановки осадконакопления и характеризующие их литогенетические типы отложений

Обстановка осадконакопления	Литологическая характеристика пород	Седиментологические модели
Устья крупных рек	Песчаники крупно- и среднезернистые. Слоистость крупная косая однонаправленная, обусловленная ориентированным расположением галек глинисто-алевритовых пород. Растительные остатки в виде корневых систем в кровле, отпечатков листьев, обломков древесины и детрита по разрезу	Северо-Калиновая пл., скв. 24 
Склоны	Песчаники разнозернистые с редкими прослоями глин, с галькой алевритов и глин. Слоистость косая разнонаправленная, косоволнистая, обусловленная углисто-слюдисто-глинистыми намывами. Включения угля, хлорита, глауконита. В глинистых прослоях – следы жизнедеятельности (ходы, норки и т.д.) донных животных	Калиновая пл., скв. 3 

**Рис. Фациальная карта циклита Ю₁² (фрагмент)**

Формирование циклита Ю₁² происходило в трансгрессивной мелководно-морской обстановке с достаточно высоким гидродинамическим режимом [1, 2]. Увеличение мощности отложений отмечается на приподнятых участках структуры, и, как правило, связано с увеличением песчаности этих отложений (коэффициент песчаности 90–100 %). Песчаный материал накапливался как на сводово-склоновых участках, так и в понижениях рельефа, что указывает на различные условия осадконакопления. Наибольшая мощность и песчаность разреза связана с баровыми отложениями (рис.).

Наиболее благоприятной для формирования ловушки является присводовая зона поднятий (скважины 28, 25, 26, 34).

Литература

1. Белозеров В.Б., Брылина Н.А., Даненберг Е.Е. Фациальная диагностика по материалам ГИС континентальных и прибрежно-морских отложений юры юго-востока Западной Сибири // Проблемы геологии и нефтегазоносности верхнепалеозойских и мезозойских отложений Сибири. – Новосибирск, 1984. – С. 11 – 23.

2. Белозеров В.Б., Даненберг Е.Е., Огарков А.М. Особенности строения васюганской свиты в связи с поиском залежей нефти и газа неантиклинального типа (Томская область) // Перспективы нефтегазоносности юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск, 1980. – С. 92 – 100.
3. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – М.: Недра, 1984. – 260 с.

К ВОПРОСУ О ПОИСКАХ УГЛЕВОДОРОДОВ В РИФЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ

И.М. Фархутдинов

Научный руководитель профессор С.К. Мустафин
Башкирский государственный университет, г. Уфа, Россия

Сегодня, когда большинство месторождений палеозойской нефти Волго-Уральской области находятся на завершающей стадии разработки, открытие сибирскими геологами Куямбо-Юрубчено-Тайгинского газонефтяного месторождения (КЮТМ) – супергиганта с запасами более 1 млрд т, заставляет вновь возвратиться к проблеме поисков нефти и газа в докембрийских отложениях Волго-Уральской области.

Сравнительный анализ является одним из важных научных методов познания. Академики А.Д. Архангельский и И.М. Губкин еще в двадцатые годы прошлого столетия высказали мнение о перспективности на нефть и газ Предуралья на основании его геологического сходства с Преаппалачским нефтегазоносным бассейном Северной Америки. Поэтому для лучшего понимания перспектив нефтегазоносности рифея Волго-Уральской области нам бы хотелось рассмотреть строение КЮТМ. Названное месторождение приурочено к западной части Сибирской платформы, к которой примыкает складчато-надвиговая горная система Енисейского кряжа и Преденисейский прогиб. В платформенной части Восточной Сибири размытую поверхность кристаллического фундамента перекрывают терригенно-карбонатные толщи верхнего докембрия, выше которых располагаются терригенно-карбонатно-галогенные отложения венда и палеозоя мощностью 2000 м. На КЮТМ трещинно-кавернозные коллекторы высокого качества приурочены к эрозионной поверхности рифейской доломитовой толщи, слагающей поднятие погребенного рельефа, запечатанного глинистой пачкой венда, залегающей с резким угловым несогласием. В довендское время отложения рифея были подвергнуты здесь смятию в складки, расчленению сбросами и в течение более 200 млн лет осуществлялся их размыв, с последующим перекрытием терригенными осадками венда [7]. В западной части названного месторождения рифейские пласты образуют антиклиналь, а в восточной – крутую синклиналь, между которыми располагается гранито-гнейсовая тектоническая пластина. Нефть и газ, не считаясь с внутренней структурой рифейских пород, приурочены к вторичным коллекторам, сформировавшимся в верхней стометровой зоне погребенной возвышенности [5].

Строение КЮТМ показывает, что скопление углеводородов здесь, как отмечалось выше, не подчиняется структуре рифейских пластов, уплотненных в процессе диастрофизма, а образует массивную залежь, приуроченную к эрозионному останцу довендского рельефа. Залежь распространена избирательно: она содержится в существенно доломитовой толще, где сформировались вторичные коллекторы высокого качества. В своем распространении залежь местами прерывается барьером из непроницаемых глинистых образований мадринской и вздрэшевской свит среднего рифея и гранито-гнейсов архей-раннепротерозойского возраста. В отличие от доломитов, эти породы оказались не подверженными процессам разуплотнения и выщелачивания и остались непроницаемыми для флюидов.

На востоке Русской плиты верхнепротерозойские отложения по данным геофизики имеют мощность более 12 км. Рифейские комплексы представляют собой ряды последовательно чередующихся красноцветных и сероцветных терригенных, терригенно-карбонатных и карбонатных толщ, прорываемых на рубежах крупных циклов гипабиссальными образованиями основного и ультраосновного состава [1]. Основным и наиболее эффективным методом геофизических исследований при изучении рифейских толщ является сейсморазведка. Основу изучения составляет региональное сеймопрофилирование (преимущественно МОГТ), отдельные участки покрыты детальной съемкой [1]. По сейсмическим данным, на исследуемой территории выделяется несколько отражающих горизонтов (ОГ) в составе рифей-венда. Нижний ОГ соответствует поверхности фундамента, другой маркирующий горизонт соответствует подошве венда. ОГ, расположенные между этими маркирующими поверхностями, имеют, как правило, более ограниченное локальное распространение.

Изучением перспектив нефтегазоносности рифейских отложений Волго-Уральской области в разные годы занимались А.А. Трофимук, К.Р. Тимергазин, И.Е. Постникова, Л.Д. Ожиганова, С.Г. Морозов, Е.М. Аксенов, В.И. Козлов, Т.В. Иванова, Р.Х. Масагутов [6]. Из материалов перечисленных исследователей наибольшее внимание для поисков углеводородов, по нашему мнению, заслуживают существенно карбонатные отложения калтасинской (нижний рифей), шиханской и леузинской (верхний рифей) свит. По аналогии с КЮТМ в тех зонах, где вышеперечисленные свиты перекрываются вендом, следует провести дополнительные детальные геофизические исследования с целью выявления останцов эрозионных выступов древнего рельефа, которые могут быть обнаружены по конфигурации подошвы перекрывающих вендских отложений, учитывая, что подошва венда является прекрасным отражающим горизонтом (ОГ II). В отложениях перечисленных свит в пределах Волго-Уральской области известны нефте-, газо- и битумопроявления: преимущественно в карбонатных отложениях калтасинской свиты – в Пермской области (скважины 203, 204 Бедражские, 14 Очер, 1 Бородулино), в Удмуртии (скважины 1060 Шарканская и др.), на западе Башкортостана (скважины 11, 17 и 82

Орьешашские и др.); в шиханской и леузинской свитах в Башкортостане в скважинах 5 Шиханская и 1 Леузинская соответственно (рис.).

Примечателен промышленный приток нефти (145 т/сут.) полученный в Предуралье на Ольховской площади Оренбургской области из толщи песчаников, коррелирующихся с леонидовской свитой верхнего рифея Западного Башкортостана. Песчаники сохранились от размыва в грабеноподобной структуре (микроавлакогене), обрамленной метаморфическим комплексом кристаллического фундамента [2]. Подобные перспективные на нефть и газ структуры растяжения в фундаменте, заполненные терригенными осадками, можно ожидать под вендом и палеозоем на Татарском своде и его склонах. В целом, имеющиеся по региону геолого-геофизические материалы свидетельствуют о благоприятных условиях для аккумуляции и сохранности залежей углеводородов в допалеозойских отложениях [4]. Предуралье, расположенное в зоне стыка складчатого Урала с Восточно-Европейской платформой, занимает тектоническое положение, сходное с Преденсейской зоной Восточной Сибири. В их строении и допалеозойской геологической истории существует много общего. И здесь и там мощные толщи карбонатных и терригенных образований докембрия испытали байкальскую складчатость и горообразование, проявившееся в конце рифейской эпохи. Вслед за этим байкалиды подверглись длительным процессам разрушения и денудации, в результате которых горный рельеф был существенно сnivelирован, а рифейские отложения испытали вторичные изменения: сильную трещиноватость, выщелачивание, образование карстовых полостей и кор выветривания. Эти процессы сыграли положительную роль в формировании коллекторов для нефти и газа. Вендские отложения, залегающие на рифейских с размывом и угловым несогласием, образуют пологие структурные формы, существенно отличающиеся от нижележащих и сходные с палеозойскими. Глинистые пачки этих отложений, как уже отмечалось, могут служить покрывкой, а в нижележащих пластах ожидаются залежи углеводородов.

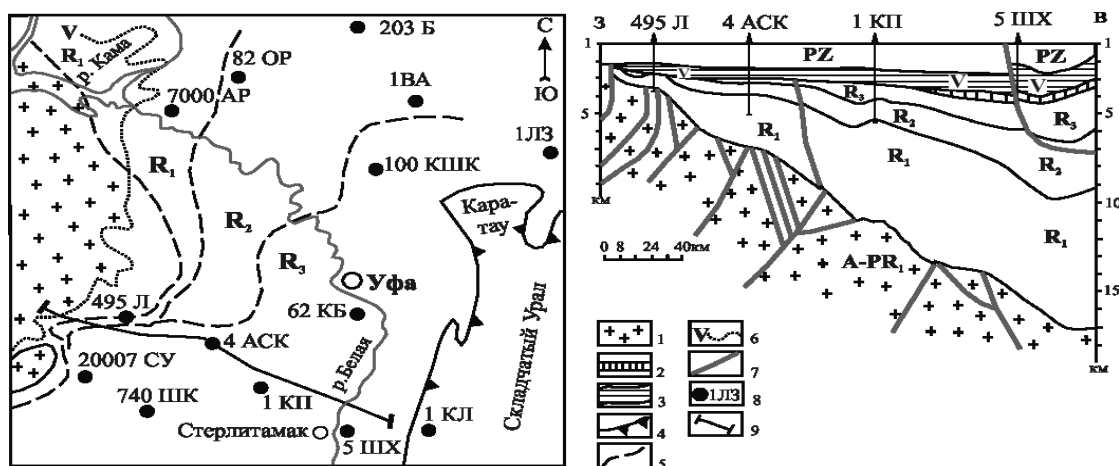


Рис. Схематическая карта распространения докембрийских отложений Южного Предуралья (с использованием данных Р.Х. Масагутова и В.И. Романова).

1 – область развития пород кристаллического фундамента юго-восточного склона Татарского свода; 2 – шиханская свита верхнего рифея. Известняки, доломиты; 3 – венд; 4 – западная граница складчатого Урала; 5 – западные границы отделов рифейской системы; 6 – западная граница венда; 7 – линии надвигов; 8 – скважины; 9 – линия геологического разреза по данным сейсморазведки МОГТ. Названия разведочных площадей: AP – Арланская, АСК – Аслыкульская, Б – Бедряжская, ВА – Восточно-Аскынская, KB – Кабаковская, КЛ – Кулгунинская, КП – Кипчакская, КШК – Кушкульская, Л – Леонидовская, LZ – Леузинская, OP – Орьешашская, СУ – Сулинская, ШК – Шкаповская, ШХ – Шиханская

Литература

1. Белоконь Т.В., Горбачев В.И., Балашова М.М. Строение и нефтегазоносность рифейско-вендских отложений востока Русской платформы. – Пермь: ИГК «Звезда», 2001. – 108 с.
2. Жуков М.И., Макарова С.П., Новицкий Ю.В., Построенко П.И., Яковлев В.А. Древние микроавлакогены – новые объекты поиска нефти и газа // Геология нефти и газа. – М., 1990. – №12. – С. 2 – 4.
3. Козлов В.И., Иванова Т.В., Горохов И.М. и др. Литолого-петрографическая характеристика и перспективы нефтегазоносности доверхнедевонских отложений, вскрытых скважиной 1 Леузинская (северо-восток платформенного Башкортостана): – Уфа: Препринт. УНЦ РАН, ООО «ИК БашНИПИнефть», ИГД РАН. 2003. – 40 с.
4. Козлов В.И., Муслимов Р.Х., Гатиятуллин Н.С. и др. Верхний докембрий восточных районов Татарстана и перспективы его нефтегазоносности - Уфа: ИГ УНЦ РАН, 1995. – 218 с.
5. Конторович А.Э., Изосимова А.Н., Конторович А.А., Хабаров Е.М., Тимошина И.Д. Геологическое строение и условия формирования гигантской Юрубчено-Тахомской зоны нефтегазоаккумуляции в верхнем протерозое Сибирской платформы //Геология и геофизика. – Новосибирск, 1996. – Т. 37. – С.166 – 195.
6. Трофимук А.А. Куюмбо-Юрубчено-Тайгинское газонефтяное месторождение – супергигант Красноярского края. – Новосибирск, 1992. – 64 с.

7. Трофимук А.А., Камалетдинов М.А., Казанцева Т.Т., Казанцев Ю.В., Романов В.А., Постников Д.В. Перспективы нефтегазоносности венд-рифейских отложений Башкортостана. //Геология, Известия Академии наук Республики Башкортостан. – Уфа: «Гилем», 1997. – №1. – С. 5 – 14.

ОСОБЕННОСТИ МИГРАЦИИ НЕФТИ И ЗОНАЛЬНОСТЬ НАСЫЩЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ (НА ПРИМЕРЕ КРАПИВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

А.Ю. Хромовских

Научный руководитель доцент Г.М. Волощук
ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», г. Томск, Россия

Одна из основных проблем нефтяной геологии – это механизм миграции нефти и газа в породах и аккумуляции их в ловушках. Принято разграничивать этот механизм на процессы первичной и вторичной миграции углеводородов. К первичной миграции относят движение флюида в гомогенной смеси с молекулами поровой воды без разделения на фазы в нефтегазоматеринской толще. Источником формирования потока является отжатие флюидов из нефтематеринской породы, а направлением движения потока – зона разгрузки давления (пористая или трещиноватая среда). Таким образом, вода потока выполняет транспортную функцию для молекул углеводородов в процессе первичной миграции и, сбрасывая излишек этих молекул в коллекторе, продолжает свое движение, тогда как образовавшаяся углеводородная масса накапливается в коллекторе и образует пузырьки или капельки нефти.

В этом процессе, который называют вторичной миграцией, микроскопления нефти перемещаются самостоятельно, используя поровую воду коллектора как миграционную. Принято считать, что в процессе вторичной миграции движение нефти и газа по пласту-проводнику и породам-коллекторам, а также последующее образование залежей контролируются тремя силовыми факторами. К этим факторам относятся: плавучесть нефти и газа в водонасыщенных пористых породах, капиллярное давление и гидродинамический напор флюидов. При этом миграция в основном осуществляется в двух направлениях: по латерали и в направлении снизу вверх.

Дальность латеральной миграции отдельными исследователями оценивается от десятков до сотен километров и более, а скорость перемещения – 25 мм/год. Однако многие исследователи склонны считать, что в природных условиях соотношение этих сил, полученное как расчетным путем, так и экспериментально, оказывается недостаточным для осуществления движения дисперсной фазы углеводородов, особенно нефти, в абсолютном большинстве пород-коллекторов, типичных для природных резервуаров.

У. Рассел [6], А. Леворсен [4] утверждают, что для миграции изолированных капель нефти требуются силы «в несколько тысяч раз больше, чем силы, образуемые нормальными гидродинамическими градиентами». И.И. Нестеров [5] убежден, что латеральная миграция нефти по водонасыщенным коллекторам невозможна вообще. По мнению В.А. Соколова [7] миграция нефти возможна только в крупнозернистых песчаниках и полностью исключена в средне- и мелкозернистых. По мнению Ю.Я. Большакова [1], В.И. Иванникова [2], В.А. Королева и других авторов [3], реальной силой, способной осуществлять перенос капельной нефти в пористых пластах, является электроосмос, сущность которого заключается в движении жидкости или газа относительно твердой фазы в пористой среде под воздействием разности электрических потенциалов.

Известно, что нефтяная залежь имеет зональный характер нефтенасыщения, как по разрезу, так и по площади, что обусловлено единой генетической основой [8]. Среди исследователей нет единого мнения в вопросе формирования нефтяных залежей. На наш взгляд, процесс превращения ловушки в нефтяную залежь можно условно разделить на четыре стадии.

На первой стадии поровое пространство коллектора ловушки, независимо от её строения, полностью заполнено пластовой водой, и в разрезе оно отмечается как водяная зона. В процессе второй стадии за счет миграции углеводородов в крупных порах и трещинах происходит постепенное замещение пластовой воды углеводородами (до 35–40 % порового пространства). Однако большая часть порового пространства остаётся занятой водой, и разрез с таким характером насыщения именуется как переходная зона. Критериями выделения этой зоны являются: признаки нефти в виде «слабого запаха в свежем изломе керна» и получение притока пластовой воды, иногда с пленкой нефти при испытании в скважине.

Третья стадия характеризуется продолжением процесса замещения «свободной» воды нефтью в порах среднего и частично малого размера, и в результате большая часть порового пространства заполнена нефтью (от 40 до 60 %), а в меньшей части, помимо «связанной» (остаточной) воды, частично присутствует «свободная» вода. В разрезе коллектор с таким характером насыщения называется нефтеводной зоной. В результате испытания на этой стадии из залежи получают приток нефти с водой. При этом соотношение нефти и воды полностью зависит от степени заполнения порового пространства нефтью.

На четвертой стадии происходит процесс окончательного формирования залежи или предельного (максимального) насыщения её нефтью. Меньшая часть порового пространства коллектора остаётся занятой «связанной» (остаточной) водой, а в остальной части происходит заполнение пор нефтью. Такая часть разреза индексируется как нефтяная зона. В результате испытания залежи на этой стадии из пласта получают приток безводной нефти. Результаты геологоразведочных работ показывают, что на территории Западной Сибири практически отсутствуют залежи нефти, находящиеся полностью в завершающей четвертой стадии. Абсолютное большинство залежей находится в процессе формирования, и поэтому в их разрезе одновременно присутствуют участки разных стадий, независимо от того в меловых или в верхнеюрских отложениях эти залежи находятся.

Особый интерес в вопросах миграции и характера насыщения представляет Крапивинское месторождение, нефтеносность которого связана с верхнеюрскими пластами Ю₁² и Ю₁³. Исходя из представлений о направлении миграции снизу вверх, можно предположить о возможном поступлении нефти из отложений фундамента, залегающего примерно в 200 м ниже продуктивных отложений. Однако в пределах месторождения отложения фундамента представлены магматическими породами, прорванными в приподнятых частях единичными, непротяженными и большей частью не соединяющимися друг с другом разломами, не имеющими распространения в осадочном чехле. Поэтому миграция углеводородов из палеозойских отложений в песчаные пласты верхней юры маловероятна. Принято считать, что для Крапивинского месторождения, как и для всех верхнеюрских залежей Западной Сибири, нефтематеринскими отложениями являются битуминозные аргиллиты баженовской свиты, которые одновременно являются и покрывкой залежи. Так как отложения баженовской свиты перекрываются нижнемеловыми глинистыми отложениями куломзинской свиты толщиной 300–400 метров, то миграция нефти из баженовской свиты в направлении снизу вверх возможна только при наличии тектонических нарушений.

При отсутствии таких разломов в пределах месторождения, что имеет место в данном случае, генерированные в нефтематеринских отложениях флюиды в гомогенной смеси с молекулами поровой воды без разделения на фазы отжимаются в зону разгрузки давления (пористая или трещиноватая среда), которой являются нижележащие песчаники пласта Ю₁². В данном случае процесс миграции происходит в направлении сверху вниз. Емкостная характеристика коллекторов складывается из двух составляющих: пор и трещин. Среднее значение открытой пористости пласта Ю₁² равно 16 %. Образование сети макроскопических трещин происходит вследствие разуплотнения пластов-коллекторов в зонах действия растягивающих напряжений (в сводовых участках ловушек антиклинального типа).

Во время разуплотнения коллектора образуется дополнительная емкость, где в области пониженного давления происходит аккумуляция первоначально рассеянных нефти и газа. Именно здесь в трещинах происходит слияние дисперсной нефти в более крупные тела. В погруженных крыльевых зонах, в силу отсутствия растягивающих напряжений и как следствие отсутствия открытых трещин, слияние капельной нефти не происходит, и гомогенная смесь углеводородного флюида с молекулами поровой воды размывается и разносится водным потоком.

Поступающая в коллектор нефть первоначально аккумулируется в трещинах и крупных порах, откуда в дальнейшем перераспределяется в поры меньшего размера. Вероятно, на процесс распределения нефти в пласте играли многие факторы, в том числе и гидродинамический напор, на что указывает разное положение ВНК в крыльевых зонах. Однако основную роль в перераспределении нефти в средне- и мелко поровых коллекторах пласта Ю₁², скорее всего, играл электросмос. В дальнейшем миграция нефти продолжалась в направлении сверху вниз по трещинам в углисто-алевролитовой пачке, разделяющей пласты Ю₁² и Ю₁³. Основным фактором, контролирующим распределение нефти в пласте Ю₁³, являлась структура порового пространства коллекторов, формировавшихся в разных фаціальных условиях, таких как: прибрежные бары, пляжевые зоны, область денудации пляжевых зон, дельтовые протоки и их устьевые бары, речные русла и их переходные зоны, а также иловая зона. Каждая из зон характеризуется определенным составом терригенных пород со своими емкостными и фильтрационными свойствами. Поэтому в пределах Крапивинского месторождения, наряду с участками, где имеет место переслаивание слабопроницаемых коллекторов с непроницаемыми породами, присутствуют участки, где пласт представлен высокопроницаемыми крупно- и среднезернистыми песчаниками.

В процессе миграции в первом случае нефть или совсем не могла проникнуть в поровое пространство коллектора, и тогда он оставался водонасыщенным, либо частично проникала в единичные поры и трещины, и тогда в керне имелись признаки нефти в виде «слабого запаха в свежем изломе» (вторая стадия формирования залежи). Открытая пористость коллекторов не превышает 14 %, а проницаемость не больше 0,001 мкм². В скважинах, пробуренных в этой зоне, при испытании либо не получают никакого притока пластового флюида, либо получают слабый приток пластовой воды, иногда с пленкой нефти.

Во втором случае имеет место участок залежи с высокими значениями открытой пористости 19 % и проницаемости 0,2 мкм² и с предельно насыщенным коллектором (четвертая стадия формирования залежи). В скважинах, пробуренных в этой зоне, при испытании получают очень высокие дебиты безводной нефти. Большую часть территории месторождения составляет промежуточный вариант, когда пласт представлен средне- и мелкозернистым песчаником со средними значениями открытой пористости 16 % и проницаемости 0,010–0,017 мкм² и с частично недонасыщенным коллектором (третья стадия формирования залежи). В скважинах, пробуренных в этой части месторождения, при испытании получают средние дебиты нефти с водой. Таким образом, формирование Крапивинского месторождения обусловлено в основном вертикальной миграцией нефти в направлении сверху вниз из нефтематеринских отложений баженовской свиты в пласты Ю₁² и Ю₁³. На это указывает и степень генерации углеводородов в баженовской свите, которая в пределах месторождения составляет порядка 0,6 т/м², что не противоречит выводам ряда исследователей. Исходя из стадийности процесса формирования залежи и направления миграции сверху вниз, напрашивается вывод, что все залежи верхнеюрских коллекторов в обязательном порядке должны иметь переходную и нефтеводяную зону за счет опережающего проникновения нефти по крупным порам и трещинам в нижнюю водонасыщенную часть разреза. Толщина переходной и нефтеводяной зон верхнеюрских коллекторов находится в прямой зависимости от фильтрационно-емкостной характеристики коллектора и структуры его порового пространства.

При этом необходимо принять во внимание, что процесс генерации углеводородов в нефтематеринских отложениях баженовской свиты хоть и идет параллельно с их миграцией, но далек от завершения. Поэтому у верхнеюрских залежей Западной Сибири не может быть закончен процесс формирования с превращением всей

залежи в зону предельного (максимального) насыщения нефтью, пока не закончится генерация УВ в баженовской свите.

Литература

1. Большаков Ю.Я. Теория капиллярности нефтегазонакопления. – Новосибирск: Наука, Сибирск. Издательская фирма РАН, 1995. – 181 с.
2. Иванников В.И. Возможный механизм миграции и аккумуляции нефти и газа в породах-коллекторах и ловушках // Геология нефти и газа. – М., 1996. – № 7.
3. Королев В.А., Некрасова М.А., Полищук С.Л. Роль электроповерхностных явлений в механизмах вторичной миграции нефти // Геология нефти и газа. – М., 1997. – № 6.
4. Леворсен А. Геология нефти. – М.: Гостоптехиздат, 1958. – 487 с.
5. Нестеров И.И. Критерии прогнозов нефтегазоносности. – М.: Недра, 1969. – 335 с.
6. Рассел У.Л. Основы нефтяной геологии. – М.: Гостоптехиздат, 1951. – 260 с.
7. Соколов В.А. Миграция газа и нефти. – М.: Изд-во АН СССР, 1956. – 352 с.
8. Фартуков М.М. Причины зонального нефтенасыщения коллекторов // Геология нефти и газа. – М., 1990. – № 8.

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВНОГО УРОВНЯ НОВЫХ ПЛОЩАДЕЙ ПРИ ПОВЕРХНОСТНЫХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ (НА ПРИМЕРЕ ВОСТОЧНО-ПАНЛОРСКОЙ ПЛОЩАДИ, ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

М.М. Шагеев

Научный руководитель доцент К.Ю. Кудрин

Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия

В работе представлены результаты тематических исследований, основой являются данные геохимических и сейсморазведочных [1] работ на территории Восточно-Панлорской площади, расположенной на стыке Ханты-Мансийского и Сургутского районов Ханты-Мансийского автономного округа. Геохимия решала поисковую задачу: прогноз продуктивности выявленных ловушек и их ранжирование на основе анализа аномалий фильтрующихся жидких углеводородов в материале проб, отобранных с забоя взрывных скважин. Восточно-Панлорская площадь расположена в восточной части Верхнеляминского вала, приуроченного к центральной приподнятой части Фроловской мегавападины.

В результате проведенных сейсморазведочных работ выявлены и детализированы локальные поднятия Панлорское, Унлорское 1–5, Ненсьюганское, Северо-Ненсьюганское 1–2, Восточно-Ненсьюганское и Малоненсьюганское. Наиболее изученными в геохимическом отношении являются Унлорское (48 точек опробования) и Ненсьюганское (49 точек опробования) локальные поднятия. Лабораторно-аналитические исследования заключались в определении в образцах пород количественного содержания: нормальных и изопреноидных алканов состава C_{10} – C_{35} ; *n*-алкилбензолов состава C_{12} – C_{28} – моноарены; углеводородов нафталинового ряда (нафталин, 1-, 2-метилнафталины, 10 изомеров диметилнафталинов) – биарены; углеводородов фенантренового ряда (фенантрен, 2-, 3-, 4-, 9-метилфенантрены) – триарены; полициклических углеводородов (хризен, пирен, бензпирен, перилен, метилперилены и др.) [2].

Для качественной и количественной оценки информативности углеводородных показателей нам представляется необходимым оценить силу их взаимосвязи с тектоническими элементами – выраженными, прежде всего, в абсолютных отметках отражающих горизонтов (установленных сейсморазведочными работами). А также сопоставить статистические показатели с типом тектонических структур, в первую очередь с теми, которые могут быть структурными ловушками углеводородов.

В связи с этим наиболее приемлемым методом статистических исследований мы считаем факторный анализ, позволяющий изучать нелинейные зависимости с одной стороны и учитывать сразу несколько параметров (переменных) – с другой. Полученные данные по отражающим горизонтам показывают отсутствие связи алкил-бензолов, биаренов и фенантренов с их гипсометрическим положением (табл.).

В связи с этим можно предполагать, что положительные аномалии по первому фактору должны характеризовать купольные части положительных структур (рис.), которые являются ловушками углеводородов; однако не характеризуют положение водонефтяного контакта. Отражающие горизонты М и Г обнаруживают прямую связь между значениями абсолютных отметок и содержанием полициклоароматических углеводородов. По всей видимости, полициклоароматические углеводороды в данном случае отражают наличие коллекторов, приуроченных к отложениям викуловской свиты (скважины Унлорская 7 и Унлорская 20 дали приток воды дебитом 54,7 и 20 м³/сут. соответственно). Для отражающих горизонтов А, Тю₁₀, Тю₂, НАС₃³ и НАС₃¹ устанавливается прямая связь с содержанием в приповерхностных отложениях алканов. Однако при работе с данной группой углеводородных соединений возникают трудности, связанные с тем, что они могут продуцироваться современной растительностью и более подвижны в сравнении с другими. Тем не менее, положительные значения факторной нагрузки приурочены к крыльям локальных поднятий, образуя аномалии кольцевого типа. В связи с изложенным, мы можем предварительно предполагать, что алканы могут отражать потенциальную продуктивность перечисленных горизонтов (А, Тю₁₀, Тю₂, НАС₃³ и НАС₃¹).

Основные перспективы Восточно-Панлорской площади связывают пластами АС1-3 – 7,09 млн т извлекаемых ресурсов, подсчитанных с вероятностью 50 % (по данным бурения 2100 – 2120 м), что соответствует положению отражающего горизонта НАС3.3. С этого стратиграфического уровня в скважине Унлорская 1 получена нефть с дебитом 0,5 м³/сут.

Таблица

Матрицы факторных нагрузок, отражающие связь геохимических параметров с гипсометрическим положением отражающих горизонтов

	Фактор	Фактор
ОГ А*	0,12	0,603
АБ	0,745	-0,167
АЛК	0,075	0,64
БА	0,808	0,221
ТА	0,788	0,115
ПЦА	0,059	-0,475
	Фактор	Фактор
ОГ		
НАС 3.1*	-0,067	0,738
АБ	0,725	-0,128
АЛК	0,155	0,541
БА	0,819	0,183
ТА	0,795	0,07
ПЦА	0,009	-0,468

	Фактор	Фактор
ОГ		
ТЮ 10*	0,13	0,546
АБ	0,755	-0,091
АЛК	-0,056	0,843
БА	0,781	0,281
ТА	0,779	0,175
ПЦА	-0,072	0,002
	Фактор	Фактор
ОГ		
ТЮ-2*	0,207	0,657
АБ	0,733	-0,133
АЛК	0,052	0,783
БА	0,809	0,18
ТА	0,795	0,06
ПЦА	-0,119	0,193

	Фактор	Фактор
ОГ		
НАС 3.3*	-0,138	0,741
АБ	0,717	-0,132
АЛК	0,18	0,533
БА	0,822	0,161
ТА	0,794	0,067
ПЦА	-0,007	-0,511
	Фактор	Фактор
ОГ Г*	0,181	0,673
АБ	0,699	0,124
АЛК	0,237	-0,306
БА	0,832	-0,07
ТА	0,789	-0,078
ПЦА	-0,049	0,69

* цветом выделены отражающие горизонты, значения факторной нагрузки для которых могут отражать связь с ними залежей УВ (пояснения в тексте); жирным шрифтом выделены значимые значения факторной нагрузки

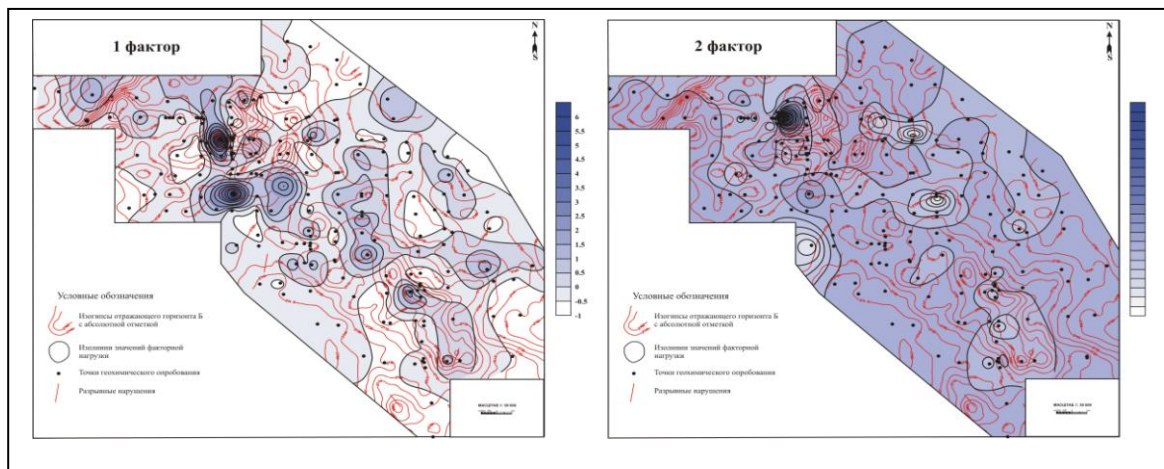


Рис. Структурная карта Восточно-Панлорской площади по отражающему горизонту Б, совмещенная со значениями факторной нагрузки в точках геохимического опробования

Следующим по перспективности (по данным ВНИГНИ и ООО «ВНИГНИ-2») оценен пласт Ю_{2,4} –6,34 млн т извлекаемых ресурсов, подсчитанных с вероятностью с вероятностью 50 % (по данным бурения 2888 – 2946 м), что сопоставимо с положением отражающего горизонта ТЮ_{4,5} (не продуктивного с нашей точки зрения). Испытания этого стратиграфического уровня в скважине Унлорская 1 не дали положительного результата.

В результате испытаний пласта Ю₁₀¹ в скважине Унлорская 7 получен приток газа дебитом 3000 м³/сут. в интервале 3190–3195 м. По результатам интерпретации каротажа в скважине Панлорская 1 интервал 3100 – 3200 м характеризуется как нефтенасыщенный. Указанные интервалы глубин соответствуют положению в пределах Восточно-Панлорской площади отражающих горизонтов ТЮ₁₀ и А. Что так же не противоречит результатам статистических исследований геохимической информации.

Работа выполнена при поддержке Гранта Губернатора Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в 2007 г. по направлению «Новые методы в геологии и геофизике» по теме «Геохимическое опробование, сопровождающее сейсморазведку».

Литература

1. Грицык Г.В., Стародубцева Н.И. и др. Отчет Восточно-Панлорской 10/03-04 сейсморазведочной партии о работах масштаба 1:50000, проведенных в 2003 – 2004гг. на Восточно-Панлорской площади. – Ханты-Мансийск: Фонд Департамента по нефти, газу и минеральным ресурсам ХМАО-Югры, 2004
2. Кудрин К.Ю., Коржов Ю.В. и др. Эффективность поисковой геохимии по тяжелым углеводородам в Западной Сибири (на примере Восточно-Панлорской площади) // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы: Материалы Всероссийской конференции. – М.: ИПНГ РАН, 2008.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ВЕЩЕСТВЕННОГО СОСТАВА, СТРУКТУРНО-ТЕКСТУРНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ И ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПЛАСТА АС₅ СЕВЕРО-СЕЛИЯРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И АС₁₂¹ ЗАПАДНО-КАМЫНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗСНГБ

А.И. Шамгунова, Д.В. Михайлов

Научный руководитель профессор Н.Г. Нурғалиева

Казанский государственный университет им. В.И. Ульянова-Ленина, г. Казань, Россия

Хорошо известно, что нефтегазоносность Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна связана с отложениями юрского и мелового возраста, в разрезе которых выделяются свыше 40 продуктивных пластов песчаников [2]. В отложениях мелового возраста нефтегазоносными являются как нижнемеловые неокомские (аптские), так и верхнемеловые породы. В неокоме насчитывается до 20 продуктивных пластов мощностью 15 – 20 м каждый. Они наиболее развиты в месторождениях центральной группы сводовых поднятий. В аптских отложениях нефтеносность установлена на западе и севере бассейна. В работе был изучен керновый материал из скважин Северо-Селияровского и Западно-Камынского месторождений. Северо-Селияровское и Западно-Камынское месторождения находятся в пределах Фроловской мегавпадины, граничащей на востоке с Сургутским сводом, а на западе – с Красноленинским сводом. Расстояние между месторождениями около 30 километров. На Северо-Селияровском месторождении промышленная нефтеносность установлена в отложениях пласта АС₅, залегающего в средней части фроловской свиты. Пласт представлен песчаниками и алевролитами серыми и светло-серыми аркозового состава с глинистым и карбонатно-глинистым цементом, с линзочками и слоями глинистого материала. Общая толщина пласта изменяется от 11 до 28 м, эффективные нефтенасыщенные толщины варьируют от 0,4 до 6,5 м. На Западно-Камынском месторождении основные запасы нефти сосредоточены в неокомских пластах АС₁₁¹ (1) и АС₁₂¹ (черкашинская свита (готерив-баррем)). Отложения пласта АС₁₂¹ представлены чередованием прослоев песчаников мелко- и среднезернистых, алевролитов и аргиллитов. Общие толщины изменяются от 13 м на востоке до 106 м на западе. При этом эффективные толщины варьируют от 1,8 м до 28,6 м.

В настоящей работе вещественный состав, структурно-текстурные особенности и фильтрационно-емкостные свойства сравниваемых объектов изучались по керну двух скважин. Для изучения керна использовались метод оптической микроскопии, метод электронного парамагнитного резонанса (ЭПР), высокочувствительная рентгеновская порошковая дифрактометрия и общий комплекс петрофизических методов исследования керна по определению пористости и проницаемости.

Экспериментальные исследования методом ЭПР проводились для определения минерального и примесного состава пород, наличия углефицированной органики.

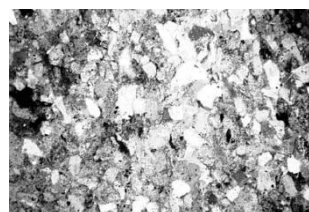
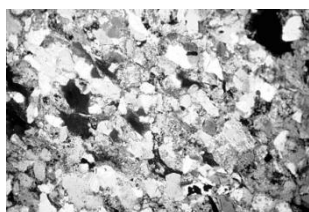
Испытания осуществлялись на порошковых образцах пород с размером частиц < 0.05 мм и навесках 30–50 мг. При проведении измерений стандартная кварцевая ампула с исследуемой навеской измельченного в агатовой ступке образца породы помещается в СВЧ резонатор. В резонаторе стационарно закреплен в определенной ориентации относительно постоянного магнитного поля специально подобранный монокристалл корунда (Al₂O₃) с примесными ионами Cr³⁺ (S = 3/2) в качестве внутреннего эталона. Ориентация этого кристалла позволяет наблюдать линии спектра ЭПР Cr³⁺ во всех анализируемых диапазонах магнитного поля и проводить сопоставления регистрируемых спектров от образца и эталона для количественных измерений [4]. Наличие глинистого цемента приводит к сорбции сингенетичной органики и дает интенсивный сигнал радикалов [3].

Для анализа кристаллических фаз был использован рентгенодифрактометрический метод многократного накопления спектров, разработанный на кафедре минералогии КГУ. Съемка проводилась на автоматическом порошковом дифрактометре, созданном на базе серийного прибора ДРОН-ЗМ, на Си Кос излучении с использованием графитового монохроматора на дифрагирующем пучке, шагом 0,0008 1/Å и единичной экспозицией в точке – 3 с. Все дифракционные спектры регистрируются в координатах : интенсивность – величина модуля дифракционного вектора, имеющая размерность 1/Å, – тогда межплоскостное расстояние каждого рефлекса есть обратная величина его координаты по оси абсцисс. Количество проходов варьирует от 4 до 8 [3]. Установлено, что коллекторами обоих пластов, являются, в основном, песчаники мелкозернистые и алевролиты крупнозернистые от светло-серых и серых до буро-серых и бурых за счет нефтенасыщения. По своему минералогическому составу песчаники и алевролиты относятся к аркозовым. Структура в породах – алевро-псаммитовая (рис. 1). Обломочная часть составляет 70–95 %. Размер зерен изменяется от 0,01 до 0,45 мм с преобладанием зерен диаметром 0,10–0,15 мм в песчаниках и от 0,01 до 0,22 мм с преобладанием зерен диаметром 0,03–0,08 мм в алевролитах. Сортировка обломочного материала средняя. Зерна полуокатанные и полуугловатые. Содержание кварца равно 45–55 %. Отмечается коррозия и реже регенерация зерен кварца в виде тонких прерывистых каемок. Количество зерен полевых шпатов изменяется от 20 до 30 %. Полевые шпаты

представлены калиевыми разностями и плагиоклазами. Содержание обломков пород составляет 10–20 %. Среди них чаще встречаются эффузивы, осадочные, кремнистые и кварцевые разности, реже – сланцы. Слюды содержится 2–3 % в песчаниках и 4–8 % в алевролитах. Представлена она хлоритом и реже – мусковитом. Количество цемента составляет от 5 до 20 %, но чаще равно 5–10 %. Цемент в породах, в основном, плёночно-поровый, реже – поровый и базально-поровый, коррозионный.

На Северо-Селияровском месторождении значения коэффициента открытой пористости варьируют от 15 до 22 % при средневзвешенном значении пористости 18%. Величина проницаемости изменяется от 0,5 до 60 мД при средневзвешенном значении проницаемости 7,5 мД.

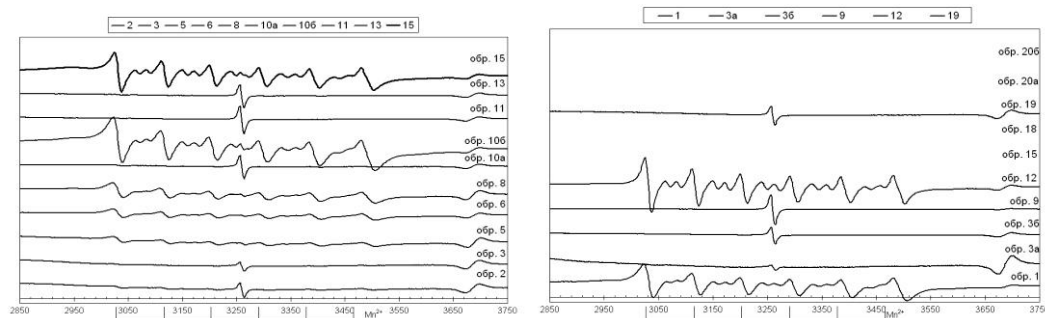
На Западно-Камыньском месторождении значения пористости изменяются от 13 до 21 %, средневзвешенное значение равно 17 %. Значения проницаемости варьируют от 0,5 до 7,5 мД, при средневзвешенном значении 1,5 мД. Сравнение коллекторов двух пластов по данным изучения шлифов и ФЭС показывает, что их свойства близки друг к другу при небольшом преимуществе пласта АС₅ Северо-Селияровского месторождения. На рис. 2 представлены ЭПР-спектры образцов по пластам обоих месторождений (образцы пронумерованы по разрезу сверху вниз). В случае пласта АС₅ можно увидеть следующую последовательность компонентов снизу вверх: 1) в большой степени неупорядоченный кальцит (цемент породы) с радикальным сигналом от углистого детрита (обр. 2–8); 2) чередование упорядоченного кальцита (цемент породы) с радикальным сигналом (обр. 10 б, 15) и образцов с радикальным сигналом (обр. 10 а, 11, 13).



а) Северо-Селияровское месторождение, пласт АС₅ б) Западно-Камыньское месторождение, пласт АС₁₂¹

Рис. 1. Типичные образцы. Песчаник аркозовый, мелкозернистый алевритистый, плотный, крепкий, с включениями углистого детрита и слюды (николи+, длина поля шлифа 2 мм)

В случае пласта АС₁₂¹ отмечается последовательность, выраженная вторым типом, выделенным для пласта АС₅, то есть чередованием упорядоченного кальцита (цемент породы) с радикальным сигналом от углистого детрита (обр. 1, 12) и образцов с радикальным сигналом от углистого детрита (обр. 3 а, 3 б, 9, 19).



а) Северо-Селияровское месторождение, пласт АС₅

б) Западно-Камыньское месторождение, пласт АС₁₂¹

Рис. 2. Изменение спектров ЭПР по образцам

Таким образом, можно полагать, что условия формирования пласта АС₁₂¹ сходны с условиями формирования пласта АС₅ в интервале, соответствующем образцам 10 а – 15. Дифракционные спектры типичных образцов исследуемых объектов отражают их сходный минеральный состав и тем самым подтверждают предположение об образовании двух пластов в единой системе. Действительно, рядом работ установлено [1], что время формирования отложений пластов АС₅ и АС₁₂¹ на обоих месторождениях характеризовалось сходными седиментационными условиями, а именно клиноформным заполнением бассейна обломочным материалом преимущественно с востока, в условиях морского шельфа (песчаники накапливались на бровке палеошельфа, в зоне перехода ундаформы в клиноформу). Положение источников сноса, значительные вторичные изменения привели к накоплению гранулометрически незрелых, низкопроницаемых песчаников с карбонатным цементом, сложенным кальцитом с разной степенью структурной упорядоченности.

Литература

1. Гулари Ф.Г. Геология нефти и газа Сибири: Избранные труды. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2007. – 437 с.
2. Bulka G.R. EPR Probes in Sedimentary Rocks: The Features of Mn²⁺ and Free Radicals Distribution in the Permian Formation in Tatarstan / G.R. Bulka, N.M. Nizamutdinov, N.G. Mukhutdinova, N.M. Khasanova, A.A. Galeev and V.M. Vinokurov // Appl. Magn. Reson. – 1991. – V.2. – P. 107 – 115.
3. Нестеров Н.И., Салманов Ф.К., Шпильман К.А. Нефтяные и газовые месторождения Западной Сибири. – М., 1971.
4. Спектроскопия, рентгенография и кристаллохимия минералов / Ответственный редактор профессор А.И. Бахтин. – Казань: Издательство Казанского университета, 1997. – 280 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ХАРАКТЕРА СЛОЙЧАТОСТИ ПО КЕРНУ ДЛЯ УТОЧНЕНИЯ ПАЛЕОРЕКОНСТРУКЦИЙ

М.Н. Шелыхаева, Г.Г. Кравченко

Научный руководитель доцент Е.А. Жуковская
ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», г. Томск, Россия

Первичные структуры и текстуры осадочных пород являются главными характерными чертами, дающими информацию об условиях и способах переноса терригенного материала и энергетических условиях среды во время его отложения [1, 2, 3]. На территории Томской области коллекторы нефти и газа представлены в подавляющем большинстве песчаниками, в которых широко распространены разнообразные косослойчатые текстуры. В данной работе приводятся результаты детального и комплексного изучения косой слойчатости с целью выявления фациальных особенностей среды осадконакопления и ее энергетических условий. В качестве объекта исследований был выбран продуктивный интервал верхнеюрской части разреза одного из месторождений Томской области. По результатам литофациального анализа установлено, что верхнеюрские отложения на месторождении формировались в дельтовой и прибрежно-морской обстановке.

Изучаемый пласт суммарной мощностью около 6,6 м по структурно-литологическим особенностям подразделяется на две части, условно индексированные как пласты А и Б. Нижняя часть (пласт Б) мощностью около 3 м представлен среднезернистым песчаником, верхняя часть (пласт А) мощностью около 3,6 м – мелкозернистым песчаником. По данным детального гранулометрического анализа путем дифракции лазерных лучей средний диаметр зерен песчаников пласта Б составляет 0,40 мм, пласта А – 0,15 мм.

Для пласта Б в направлении от подошвы к кровле интервала проводились замеры характеристик косой слойчатости: мощность серий, толщина слойков, углы наклона слойков и серий, также отмечалась форма косых слойков и относительный азимут их падения (рис. 1). Замеры выполнялись по распиленному в одной плоскости керну.

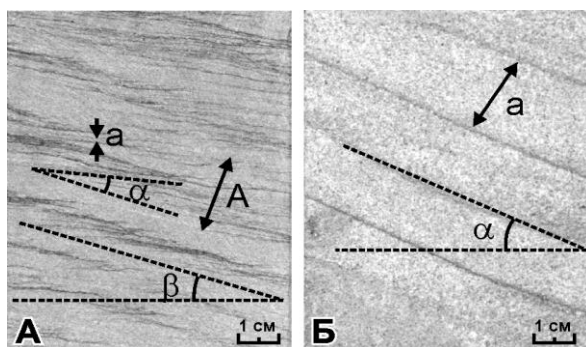


Рис. 1. Обозначение параметров косой слойчатости мелкой (А) и крупной (А) ряби: А – мощность серий, а – толщина слойков, α – угол наклона слойков, β – угол наклона серий

В результате выполненных замеров (табл. 1, 2) установлено, что для косых слойков внутри серий характерно постоянство углов наклона и выдержанность по толщине, а также преобладание слойков прямой формы, что указывает на формирование косой слойчатости обоих пластов в обстановке течения.

Используя известные диаграммы донных форм, описывающие в виде графиков зависимости формы и величины ряби от размеров зерен и скорости потока, можно сделать оценки скорости потоков, в которых происходило осаждение исследуемых осадков. Учитывая упомянутые выше данные по средней зернистости песчаников (0,40 и 0,15 мм для пластов Б и А соответственно), а также прямолинейную форму гребней ряби в обоих случаях, возможно определить скорости течения этих потоков (рис. 2).

Для пласта Б средняя скорость потока, из которого происходило осаждение песчаного материала составляет около 50 см/с, для пласта А – 25–30 см/с.

По классификации слоистости П.П. Тимофеева [4] слойчатость пласта Б является крупной косой однонаправленной, иногда разнонаправленной, прямолинейной, реже сходящейся, и характерна для русловых

отложений. Косая слоистость пласта А является мелкой одно- и разнонаправленной прямолинейной или сходящейся, нередко штриховатой. Такая слоистость встречается в прирусловых частях поймы, мелких речных протоках, в прибрежных заливах и лагунах. Присутствие в верхней части пласта А разнонаправленной слоистости, с четко выраженным чередованием серий с взаимно противоположным наклоном слоев (бимодальная или попеременно-разнонаправленная слоистость, текстура «рыбья кость»), указывает на периодическую смену направления течения в результате действия приливов и отливов [1].

Закономерное уменьшение снизу вверх по разрезу скорости потока, выраженное в смене размера слоистости с крупной на мелкую, а также присутствие в нижней половине пласта А слоистости восходящей ряби течения, свидетельствует об обмелении русла. Присутствие в верхней половине пласта А разнонаправленной косой слоистости, являющейся признаком приливно-отливных течений, указывает на близость морского бассейна.

Таблица 1

Результаты замера параметров косой слоистости пласта Б

№ серии	Мощность серии, см	Азимут падения серии (относительный)	Толщина косых слоев, мм средняя (мин.–макс.)	Угол наклона косых слоев	Примечание
1	36	0	8 (3–20)	20	слойки прямые, угол наклона постоянный
2	13	0	5 (2–20)	20	
3	7	0	5 (2–20)	20	
4	11	0	5 (2–20)	20	
5	6	0	5 (2–20)	10	
6	6	0	5 (2–20)	20	
7	9	30°	5 (2–20)	20	
8	17	0	8 (3–20)	25	в подошве слоя наблюдается выполаживание слоев
9	20	0	4	20	
10	58	0	20 (15–28)	20-25	слойки прямые, угол наклона постоянный
11	18	180	3	15°	
12	14	60	7 (5–10)	15	
13	11	0	2	15	слоистость очень нечеткая
14	15	0		15	
15	14	0	2	20	

Таблица 2

Результаты замера параметров косой слоистости пласта А

№ замера	Мощность серий, мм мин.–макс.	Толщина косых слоев, мм	Угол наклона подошвы серии	Угол наклона косых слоев	Примечание
1	5–20	1–2	12	15	слойки S-образные, угол наклона постоянный (восходящая рябь течения)
2	10–20	1–2	15	15	
3	10	1	0	13	в смежных сериях углы наклона косых слоев меняются на противоположные
4	10	1	0	13	

Выше сказанное позволяет сделать вывод, что отложения нижней части исследованного интервала интерпретируются как осадки крупной дельтовой протоки, а верхней – как осадки эстуария, с сильным влиянием приливно-отливных течений. Такая последовательность указывает на трансгрессивное строение разреза и уточняет выявленные предыдущими исследователями особенностям геологического строения месторождения. Полученные данные о скорости течения в древних потоках будут использованы при палеореконструкциях.

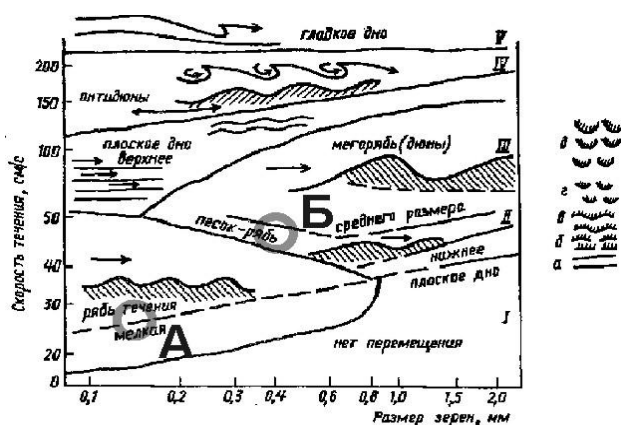


Рис. 2. Положение фигуративных точек пластов А и Б на диаграмме динамических типов косой слоистости [5]. Справа – вертикальная смена типов ряби: а – рябь отсутствует, дно ровное; б – рябь с прямолинейными гребнями; в – волнистая рябь; г – лингоидная и д – луноподобная рябь

Литература

1. Ботвинкина Л.Н. Методическое руководство по изучению слоистости. // Труды геологического ин-та АН СССР. – М.: Наука, 1965. – Вып. 119. – 260 с.
2. Обстановки осадконакопления и фации / Под ред. Х. Рединга. – М.: Мир, 1990. – Т. 1 – 352 с.
3. Рейнек Г.Э., Сингх И.Б. Обстановки терригенного осадконакопления. – М.: Недра, 1981. – 439 с.
4. Тимофеев П.П. Эволюция угленосных формаций в истории Земли. – М.: Наука, 2006. – 204 с.
5. Фролов В.Т. Литология: Учеб. Пособие. – М.: Изд-во МГУ, 1993. – Кн. 2 – С. 43.

ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ВЕРХНЕЮРСКОГО КОМПЛЕКСА НА ЗАПАДНО-ЛУГИНЕЦКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

В.П. Якимова

Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Западно-Лугинецкое нефтяное месторождение в административном отношении расположено в Парабельском районе Томской области; учитывая особенности размещения месторождений и инфраструктуры нефтегазодобывающей промышленности области, оно относится к Лугинецко-Останинскому нефтегазодобывающему району. Основным перспективным объектом, с которым связываются возможности наращивания сырьевой базы, в пределах описываемого месторождения является верхнеюрский нефтегазоносный комплекс. Промышленная нефтегазоносность его связана с 4 пластами горизонта Ю₁: Ю₁¹, Ю₁², Ю₁^М, Ю₁³.

Актуальность исследований связана с продуктивностью горизонта Ю₁, его сложным строением в геологическом (в вертикальном и латеральном направлениях отмечается постоянная перемежаемость отложений разного литологического состава) и фациальном отношении, что затрудняет прогноз ловушек неантиклинального типа.

В задачи исследований входило: подбор методик исследования и их адаптация к исследуемой территории; выявление местоположения в терригенном разрезе горизонта Ю₁, выделение реперных горизонтов и циклитов, проведение расчленения и корреляции отложений, по общепризнанным для региона методикам В.Б. Белозерова, Е.Е. Даненберга, А.В. Ежовой и др. [1, 2, 5]; проведение литолого-фациального анализа и установление фациальной принадлежности пород, слагающих горизонт Ю₁ с применением широко известных методик, разработанных В.С. Муромцевым [7], А.В. Ежовой [4, 3]; выявление условий осадконакопления, характерных для каждого из выделенных в разрезе циклитов, благоприятных для формирования песчаных коллекторов, а также установление пространственных закономерностей развития коллекторов различного типа.

В ходе работы были построены комплексные модели (литологические, седиментологические, электрометрические) фаций; ряд вспомогательных карт по данным геофизических и гранулометрических исследований; результирующие литолого-фациальные карты и карты коллекторов.

Для диагностики фациальных обстановок пласты рассматривались в генетической связи с отложениями вмещающих их толщ, выделяемых в рамках локальных циклитов с одноименными индексами.

В качестве фактического материала были использованы: послойное макроскопическое описание керн скважин, на основе которого выделялись реперные горизонты, прослеживалась направленность смены пород в пределах циклитов и устанавливались генетические признаки отложений, по которым прогнозировались морские, переходные и континентальные обстановки осадконакопления; данные гранулометрического анализа, по которым восстанавливалась динамика среды седиментации; пакет каротажных диаграмм согласно которым

проводилось расчленение разрезов и корреляции отложений; диаграммы стандартного каротажа используемые для построения седиментологических и электрометрических моделей фаций и установления пространственных закономерностей размещения коллекторов разного типа А, Б, В, выделенных по методике В.С. Муромцева [7].

В соответствии с установленными генезисом отложений; закономерностями изменения литологического состава, мощностей и песчаности циклитов, мощностей песчаного пласта и его гранулометрического состава; моделями площадного расположения фаций для различных обстановок осадконакопления прогнозировалось размещение фаций на территории месторождения.

В результате работы был сделан ряд выводов.

Формирование циклита $Ю_1^4$ происходило в условиях прибрежно-морского режима осадконакопления и связано с фацией вдольбереговых баров: средне- мелкозернистыми песчаниками и алевритоглинистыми отложениями вдольбереговых баров (ВБ), в которой были выделены следующие типы фаций: средне- мелкозернистые песчаники центральных частей вдольбереговых баров (ВБ-1), средне- мелкозернистые песчаники и алевритоглинистые отложения склонов вдольбереговых баров (ВБ-2), алевритоглинистые отложения подошвенных участков баров (ВБ-3).

Отложения циклита $Ю_1^3$ сформированы в прибрежно-морской обстановке, менее глубоководной по сравнению с циклитом $Ю_1^4$ и связаны с прибрежно-морским комплексом фаций: средне- мелкозернистые песчаники с алевритоглинистыми прослоями нижней предфронтальной зоны пляжа (ПЛ-1), средне- мелкозернистые песчаники с алевритоглинистыми прослоями верхней предфронтальной зоны пляжа (ПЛ-2), глинисто-углистые отложения маршевых болот (МБ), средне- мелкозернистые песчаники каналов приливных промоин (ПП).

Накопление осадков циклита $Ю_1^m$ осуществлялось в условиях континентального режима осадконакопления и связано с аллювиальным комплексом фаций: песчаники средне-мелкозернистые русловых отелей интенсивно меандрирующих рек (АРРМ – аллювий русел равнинных меандрирующих рек), песчано-алевритоглинистые отложения стариц (АС – аллювий стариц), алевритоглинистые отложения внутренней части поймы (АПП – аллювий пойменный глинистый).

Осадки циклита $Ю_1^2$ накапливались в условиях переходного режима осадконакопления от морского к континентальному и связано с дельтовым комплексом фаций: песчаниками средне- и мелкозернистыми и глинисто-алевритовыми отложениями надводной дельтовой равнины – ДНР, здесь были выделены два литогенетических типа отложений надводной равнины дельтового комплекса: песчаники средне- и мелкозернистые с подчиненными прослоями алевритовых каналов рукавов, проток надводной дельтовой равнины – ДНР-1 и алевритоглинистые отложения межканальных участков надводной дельтовой равнины – ДНР-2;

Формирование циклита $Ю_1^1$ происходило в прибрежной полосе мелководного морского бассейна и представлено тремя фациями: песчаниками мелкозернистыми и глинисто-алевритовыми отложениями подводной дельтовой равнины – ДПР, глинисто-алевритовыми отложениями и песчаниками в подчиненном значении, зоны волнений – МВ; и песчаниками мелкозернистыми фации устьевых баров – УБ. Были выделены следующие типы фаций ДПР: песчаники мелкозернистые и алевриты бороздин и желобов подводной дельтовой равнины – ДПР-1 и тонкое переслаивание песчаников мелкозернистых, алевритовых и глинистых отложений участков между бороздинами подводной дельтовой равнины – ДПР-2.

В пределах Западно-Лугинецкого месторождения по значениям α_{nc} выделено три типа коллектора (А, Б, В), а также участки непроницаемых коллекторов (Г).

Породы-коллекторы наилучшего качества (типа А, по В.С. Муромцеву [7], и V–IV класса, по А.А. Ханину [8]) формировались преимущественно в центральных и гребневых частях, на склонах и подножиях вдольбереговых баров, а также в каналах приливных промоин, на нижней предфронтальной зоне пляжа, в русловых отелях интенсивно меандрирующих рек. Эти породы сложены в основном песчаным материалом.

Породы-коллекторы типа Б, представленные коллекторами V класса, формировались на склонах и подножиях вдольбереговых баров, на нижней предфронтальной зоне пляжа, в русловых отелях интенсивно меандрирующих рек и в каналах рукавов, проток надводной дельтовой равнины. Отложения представлены песчаниками и алеврититами.

Породы-коллекторы типа В, представленные коллекторами V класса, генетически связаны с разными фациальными обстановками из которых преобладающими являются: верхняя предфронтальная зона, пляжа отложения стариц и бороздины и желоба подводной дельтовой равнины. Породы этого типа представлены смешанными песчано-алевритоглинистыми осадками, часто чередованием песчаных, алевритовых и глинистых прослоев.

Непроницаемые породы получили развитие в пределах подошвенных участков вдольбереговых баров, внутренней части поймы, а также в зонах волнений и представлены преимущественно глинистыми, алевритоглинистыми и углисто-глинистыми отложениями.

Формирование коллекторов протекало на всем протяжении осадконакопления, свойственного региональному циклиту $Ю_1$, но лучшими условиями для формирования песчаных пластов были при накоплении осадков циклита $Ю_1^2$ и $Ю_1^m$.

Литература

1. Белозеров В.Б., Брылина Н.А., Даненберг Е.Е. Фациальная диагностика по материалам ГИС континентальных и прибрежно-морских отложений юры юго-востока Западной Сибири // Проблемы геологии и нефтегазоносности верхнепалеозойских и мезозойских отложений Сибири. – Новосибирск, 1984 – С. 11 – 23.
2. Белозеров В.Б., Даненберг Е.Е., Огарков А.М. Особенности строения васюганской свиты в связи с поиском залежей нефти и газа неантиклинального типа (Томская область) // Перспективы нефтегазоносности юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск, 1980. – С. 92 – 100.
3. Ежова А.В. Геологическая интерпретация геофизических данных: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2004. – 114 с.
4. Ежова А.В. Литология: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2005. – 353 с.
5. Ежова А.В. Применение системного анализа для расчленения и корреляции юрских терригенных разрезов на месторождениях углеводородов Томской области. // Геология нефти и газа. – М., № 2. – 2008. – С. 19.
6. Карогодин Ю.Н. Введение в нефтяную литологию. – Новосибирск: Наука, 1990. – 285 с.
7. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – М.: Недра, 1984. – 260 с.
8. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. – М.: Недра, 1969. – 368 с.